GRUPO INTERDISCIPLINARIO - DICTAMEN PERICIAL FRACKING

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

CUESTIONARIO DEL CONSEJO DE ESTADO

ENERO DE 2020

Expediente 57819 (11001032600020160014000)

Actor: ESTEBAN ANTONIO LAGOS GONZÁLEZ

Demandado: MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

CONSEJERO PONENTE: RAMIRO PAZOS GUERRERO

OFICIO No. 0-2019-1831-SJG

POR:

JAVIER GUERRERO, Geólogo, Universidad Nacional de Colombia, M.Sc., Ph.D. en Estratigrafía y Sedimentología, Duke University, U.S.A.

CARMENZA CASTIBLANCO, Lic. Química, Esp. Estadística, Mg. Economía Medio Ambiente y Recursos Naturales, Dra. Estudios Ambientales y Rurales, Universidad Javeriana.

ALBA ISABEL RODRÍGUEZ, Médica, Univ. Nacional de Colombia, Esp. Salud Ocupacional, Mg. Toxicología Clínica, Université Catholique de Louvain, Bélgica.

JORGE JULIÁN VÉLEZ UPEGUI, Ingeniero Civil, Univ. Nacional de Colombia, Dr. en Planificación y Gestión de Recursos Hidráulicos, Univ. Politécnica de Valencia, España.

PEDRO ELÍAS GALINDO LEÓN, Politólogo Univ. de los Andes, Esp. Derechos Humanos, Mg. Política Pública, Dr. Sociología Jurídica, Univ. Externado de Colombia

ANDRÉ-NOËL ROTH, Politólogo, Univ. de Genève, Mg. en Ciencias Políticas, Dr. Ciencias Económicas, Sociales y Políticas, Université de Genève, Suiza.

GRUPO INTERDISCIPLINARIO - DICTAMEN PERICIAL FRACKING

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

ENERO DE 2020

POR:

_____

JAVIER GUERRERO

_____

CARMENZA CASTIBLANCO

_____

ALBA ISABEL RODRÍGUEZ

_____

JORGE JULIÁN VÉLEZ UPEGUI

_____

PEDRO ELÍAS GALINDO LEÓN

_____

ANDRÉ-NOËL ROTH

Introducción

El presente informe responde a las preguntas formuladas en el dictamen pericial solicitado por el Consejo de Estado en el proceso de referencia. El dictamen que se entrega es producto del trabajo consensuado de seis de los nueve profesores designados para integrar el Grupo Interdisciplinario, que fue conformado por la Universidad Nacional de Colombia.

El informe es producto del trabajo desarrollado en seis meses, durante los cuales participamos en reuniones semanales de discusión, entrevistas, presentaciones y compilación de información. Además, estuvimos dedicados a realizar una amplia revisión y análisis de la abundante literatura científica que examina, riesgos, impactos, ventajas y efectos de la aplicación del fracking.

El informe está estructurado en siete partes que corresponden a las preguntas enviadas por el Consejo de Estado. Las respuestas a estas preguntas fueron desarrolladas de manera conjunta por el grupo de profesores, con un enfoque interdisciplinar, de tal manera que se intentó incorporar diferentes dimensiones del análisis, incluyendo aspectos geológicos, geofísicos, geoquímicos, hídricos, ingenieriles, económicos, sociales, medio ambientales, toxicológicos y de salud pública. El informe se fundamenta en la búsqueda, revisión y análisis de la producción científica en varios campos del conocimiento, documentos oficiales disponibles y entrevistas realizadas por el grupo a algunos expertos y también a algunos actores involucrados en el potencial uso de la técnica del fracking en Colombia. Las respuestas a las preguntas formuladas por el Consejo de Estado se sustentan en publicaciones científicas en varios idiomas y fueron coordinadas por los especialistas de cada tema, pero por ser interdisciplinares, tuvieron participación de todo el grupo.

Debido a que la técnica del fracking no se ha adelantado en Colombia, la mayoría de la información científica proviene de los países donde se ha adelantado y/o se ha prohibido la técnica, incluyendo principalmente a Estados Unidos, Australia, Reino Unido, Canadá y China. Gran parte de la literatura científica, ingenieril, sociológica y de salud pública enlaza los efectos de las actividades de exploración y explotación de yacimientos convencionales con los no convencionales, así que algunas experiencias en Colombia también fueron incorporadas.

1. Temas generales desde el punto de vista científico y técnico:

PREGUNTA 1.1: ¿En el actual desarrollo del conocimiento científico y técnico en el mundo, cuál es el debate sobre la exploración y explotación de yacimientos no convencionales de hidrocarburos mediante la técnica del fracturamiento hidráulico (fracking)?

RESPUESTA 1.1:

El debate actual sobre la exploración y explotación de yacimientos no convencionales de gas y de petróleo mediante la técnica de fracking (fracturamiento hidráulico de alto volumen en perforaciones horizontales), se centra en el balance entre los potenciales beneficios económicos para una nación y los enormes costos ambientales, sociales y de salud para las comunidades de las regiones donde se efectúa el fracking. También existe un intenso debate por la forma en la que esta técnica contribuye de manera negativa al cambio climático global y por la necesidad de disminuir el uso de combustibles fósiles.

El debate es muy amplio porque fuera de las consideraciones exclusivamente económicas, se involucran aspectos políticos, sociales, ambientales y de salud, que también deben ser evaluados y valorados. En los últimos años se han reportado múltiples estudios con amplio soporte científico, que indican que se trata de una técnica con altos riesgos, que para llevarse a buen término requeriría de responsabilidad social y empresarial, disponer de una línea base ambiental y social y adicionalmente ejercer control, regulación y seguimiento muy estrictos con institucionalidad muy fuerte, que haga presencia en las regiones donde se pretende implementar. Aun así, en los países en donde se ha desarrollado esta técnica se han presentado problemas e impactos que han sido documentados en múltiples artículos científicos, reportes técnicos, tesis de grado, e informes realizados por universidades, institutos de investigación, entidades gubernamentales, y organizaciones no gubernamentales.

Se han reportado más de 28.000 referencias en el Google Academic y sólo para el año 2019 se tienen alrededor de 2.600 publicaciones relacionadas con los impactos de fracking. Si se busca por riesgos asociados al fracking se encuentran alrededor de 6.900 publicaciones a septiembre

de 2019. Resultados similares se observan si se emplean las bases de datos científicas como Scopus, Science Direct, o bases de datos de fracturación hidráulica como FracFocus, geoSCOUT y AccuMap, lo que indica la complejidad en la búsqueda de información en la actualidad, ya que día a día surgen nuevas investigaciones al respecto que amplían el debate a nivel mundial. A modo de ejemplo, se muestran los resultados del buscador SCOPUS para "Hydraulic Fracturing Flowback" (Figura 1) y "Hydraulic Fracturing Wastewater Treatment" (Figura 2), en las cuales se observa la creciente cantidad de artículos desde el 2012 hasta septiembre de 2019. Los mayores aportes provienen de Estados Unidos, China, Canadá y el Reino Unido.

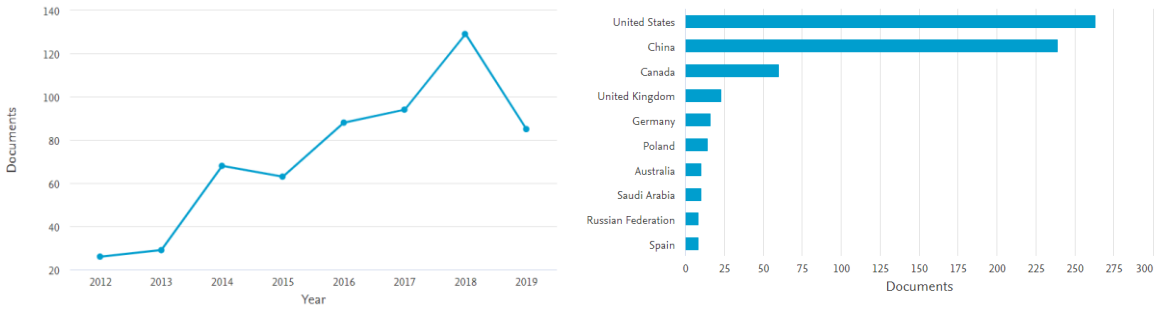


Figura 1. Resultados de búsqueda en SCOPUS "Hydraulic Fracturing Flowback"

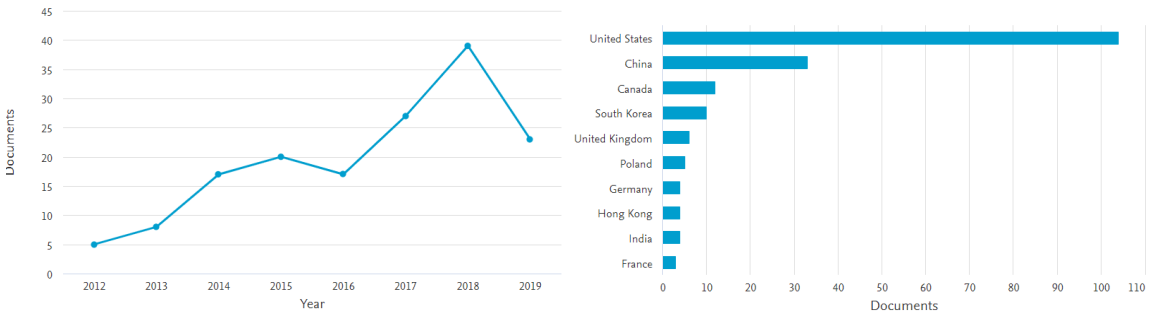


Figura 2. Resultados de búsqueda en SCOPUS "Hydraulic fracturing wastewater treatment".

Un aspecto que ha suscitado gran debate es la composición de los fluidos de retorno, puesto que según Vieth-Hillebrand et al (2017) las aguas residuales producto de la explotación mediante el fracking contienen no sólo residuos de los aditivos del proceso sino también sustancias químicas disueltas de la roca. Estas interacciones bajo diferentes condiciones de temperatura y de presión pueden cambiar la composición química del fluido inyectado, indicando que la geoquímica de los fluidos de retorno debe ser estudiada en detalle para entender la composición del agua que retorna a superficie.

Evensen (2016) indica que este es un debate ético y que se requiere un análisis exhaustivo, holístico y sistemático de las afirmaciones éticas relevantes para el desarrollo del fracking, para que sea con decisiones informadas que se generen políticas, algo que la ciencia por sí sola no puede lograr. Hannibal & Portney (2019) sugieren crear conciencia sobre las conexiones entre los recursos naturales y las poblaciones; esta concientización promoverá sociedades sostenibles que reducirán la desigualdad ambiental y los problemas de justicia ambiental.

Desde la perspectiva de la ciencia política, la técnica del fracturamiento hidráulico ha generado controversia y una importante polarización en el mundo científico y político. Para unos, debido a los peligros para el ambiente, el clima y la salud humana que se asocian al uso de la técnica, así como a la incertidumbre en cuanto a sus potenciales beneficios económicos y energéticos, resulta preciso restringir o prohibir su uso; para ello, se suele invocar la aplicación de los principios de precaución y de prevención. Mientras para otros, estos peligros son considerados como riesgos mitigables que se podrían asumir, para así aprovechar los potenciales beneficios económicos que se alcanzarían por su uso, pregonando por una reglamentación más liberal de la actividad (Weible et al, 2016). La prevalencia de unos u otros argumentos en el debate político ha conducido a los Estados a tomar posiciones y decisiones encontradas. Mientras unos países han prohibido el uso de la técnica con base en el principio de prevención, otros han establecido una moratoria con base en el principio de precaución (Orduz et al, 2018; Weible et al, 2016). De acuerdo con la Clínica Jurídica de Medio Ambiente y Salud Pública de la Universidad de los Andes: “El principio de precaución se ha desarrollado en varios instrumentos internacionales como una prerrogativa en la protección ambiental… El principio de precaución se diferencia del principio de prevención pues en el primero no es posible tener

certeza del daño ambiental causado y es precisamente esa incertidumbre el sustento para no realizar la actividad; mientras que en el segundo el daño se conoce y puede anticiparse, y esa es la razón de la prohibición" (MASP, 2019, p. 4).

Así, en la ausencia de evidencias consensuadas al día de hoy, son la percepción y la calificación de los riesgos y beneficios estimados a corto, mediano y largo plazo por parte de los decisores (jueces, legisladores y gobernantes) los elementos determinantes en relación a la autorización del uso o no de la técnica del fracking. Tomar una decisión sobre fracking puede ser calificada como problema complejo o "retorcido" según Rittel & Webber (1973) y Peters (2018), debido a que la decisión sobre el problema se cruza con una variedad de asuntos de importancia para la sociedad, con impactos en el futuro; estos incluyen temas como la demanda global de energía, el cambio climático, el crecimiento económico y los impactos ambientales, sociales y de salud, que presentan un alto grado de incertidumbre en cuanto a su gravedad (Weible et al, 2016). Existiría así una aparente insuficiencia de los conocimientos científicos, además de incertidumbre e imprevisibilidad de los efectos de las decisiones tomadas. Entonces, desde la ciencia política, el debate consiste en un problema de toma de decisión en el caso de un asunto complejo, relacionado con la percepción de riesgos y beneficios a futuro asociados al uso de una técnica. En este sentido, Chailleux (2016) considera que el debate sobre fracking gira esencialmente alrededor del grado de aceptabilidad social de ciertos riesgos mediante la elección de un cierto "encuadre" cognitivo del problema frente a otros para justificar una decisión en uno u otro sentido.

Los beneficios económicos y de autonomía energética, que defienden quienes promueven el uso de esta técnica para la producción de hidrocarburos, deben considerarse frente a los riesgos y costos para la salud y el ambiente que se producen a nivel local y regional, con el objeto de proveer energía para una economía global. La técnica de fracking incrementa el consumo de combustibles fósiles y además aplaza la transición energética que de todas formas deberá darse, debido a la finitud de los hidrocarburos y a las consecuencias negativas de su uso (Hall & Klitgaard, 2012). A continuación se puntualizan algunos argumentos de quienes promueven el uso de la técnica del fracking con el fin de extraer hidrocarburos presentes en los yacimientos no convencionales (YNC), así como los argumentos en contra.

Debate Económico:

Argumentos a favor del fracking	Argumentos en contra del fracking
Las empresas incorporan en sus estructuras de costos únicamente los costos privados de su producción (incluyendo los costos de cumplir con las normas ambientales) (ACP, 2018)	Se minimizan y en algunos casos se invisibilizan los costos ambientales, sociales y de salud, que termina pagando el estado con impuestos de los ciudadanos. Recientemente, éstos han sido considerados y cuantificados (Mehany & Kumar, 2019).
Destacan y elevan los beneficios económicos de la explotación de YNC, tanto para las empresas del sector como para la economía del país. (ACP, 2019b; Comisión Interdisciplinaria, 2019; Martínez et al, 2019)	Los beneficios proyectados se hacen sobre estimaciones de recursos que tienen gran incertidumbre: recursos no probados, que surgen de la extrapolación del comportamiento de pozos individuales u otras técnicas de estimación (Rapier, 2015; McGlade, 2012).
Maximizan los efectos multiplicadores de la actividad petrolera en las variables macroeconómicas (participación en el PIB, en las exportaciones, en el empleo y el impacto social de los recursos que generan para el Estado vía impuestos y regalías) (Bartik et al, 2016; Comisión Interdisciplinaria, 2019; UPME, 2015).	El Estado colombiano flexibiliza el cumplimiento de las normas comerciales para este tipo de hidrocarburos. Establece régimen cambiario especial, les reduce el porcentaje de regalías y les otorga importantes beneficios tributarios, que le significan un alto costo fiscal al Estado, todo con el objetivo de atraer inversión extranjera. En EEUU han flexibilizado la regulación ambiental para incentivar la producción (EY, 2019; Pardo, 2018; European Parliament, 2011; ANH, 2014 a, b).
En el mercado de futuros se presenta como muy atractivo el valor de las empresas dedicadas a esta técnica.	En la explotación de YNC mediante fracturamiento hidráulico es posible especular con relación a los potenciales recursos futuros, debido a una sobrevaloración de las reservas y la flexibilización de las normas para la declaración de reservas. (Weijermars & McCredie, 2011).

Debate sobre la Seguridad y Transición Energética:

Argumentos a favor del fracking	Argumentos en contra del fracking
Los hidrocarburos no convencionales son indispensables para aumentar la seguridad energética ante la declinación de los yacimientos convencionales (YC) y minimizan la posibilidad de los países de convertirse en importadores de hidrocarburos (ANH, 2014 a, b).	Existe gran incertidumbre sobre reservas económicamente factibles. El diferencial de precios internacionales frente a los precios nacionales puede convertirse en un incentivo para la exportación con el fin de realizar una rápida recuperación de cuantiosas inversiones, en lugar de suplir las necesidades nacionales a futuro. Las reservas se valorizan cuando existe la posibilidad de comercialización (CEPAL, 2015; WWF, 2015).
Los hidrocarburos no convencionales son indispensables para realizar la transición energética, dado el peso de los combustibles fósiles en la matriz de energía primaria global. La transición energética debe ser gradual y requiere de los hidrocarburos (Bruckner et al, 2014).	Se reconoce que la economía mundial depende de los hidrocarburos, pero se puede mejorar la eficiencia en el uso y disminuir y controlar los niveles de consumo en todos los sectores. Frente a la crisis ambiental global se requiere poner en perspectiva el crecimiento económico indefinido, sobre una base de recursos finitos. Se requiere dejar de ver los hidrocarburos como commodities. Los YNC no solucionan el problema de la finitud de los recursos no renovables, dado que sólo aplazan el déficit. Generar la sensación de abundancia de combustibles fósiles lleva a no tomar las medidas urgentes que se requieren en términos de inversión y de realizar cambios estructurales en la economía, que se vayan adaptando a un mundo con petróleo escaso y costoso. (Nyberg et al, 2018)
Debido a las menores emisiones de CO_2 del gas natural, este se convierte en un puente hacia las energías renovables; por lo tanto, se debe migrar del consumo de carbón hacia el consumo de gas.	Varios estudios demuestran que la explotación de YNC ha llevado a un incremento en las emisiones de metano, contribuyendo así al aumento de los gases de efecto invernadero (Howarth et al, 2011, Howarth 2019). Adicionalmente, la logística requerida para el transporte de los insumos utilizados en la técnica del fracking genera importantes emisiones de material particulado y CO_2, entre otros gases de combustión (GAO, 2012; Hausman & Kellogg, 2015).

Debate sobre los riesgos para el ambiente y la salud humana

Argumentos a favor del fracking	Argumentos en contra del fracking
El mundo ha convivido con la extracción de hidrocarburos desde hace más de un siglo. Es una técnica que ha tenido grandes cambios tecnológicos que permiten controlar y minimizar casi todos los riesgos. Le atribuyen una baja probabilidad de ocurrencia a los accidentes. Se considera que los riesgos se pueden subsanar y son de corto plazo. (Afirmaciones realizadas por los representantes de Ecopetrol, ANH y Conoco durante las sesiones a las que fueron invitados).	Existen riesgos y daños materializados y documentados, siendo los principales referidos a contaminación de aguas superficiales y subterráneas, aire y suelos con los compuestos químicos usados en el fracking. También se incluye la contaminación generada por los químicos liberados de las rocas fracturadas. La contaminación del aire con metano tiene importantes implicaciones en términos de incremento de las emisiones de GEI. Los problemas de contaminación se traducen en riesgos y daños en salud humana, afectaciones a la calidad de vida de las personas, salud de animales y afectaciones a la agricultura y ganadería. Debido a ser una técnica de uso relativamente reciente, aún no se perciben totalmente, ni se pueden identificar todos los impactos acumulativos sobre la salud humana y los ecosistemas (European Parliament, 2011; Food and Water Watch, 2013; CHPNY & PSR, 2019).
Cualquier actividad humana implica riesgos. Existe optimismo tecnológico en el sentido de que todos los riesgos pueden ser controlados.	Puede que los accidentes no sean frecuentes, pero cuando ocurren, por lo general, su impacto es muy alto (European Parliament, 2011).
Existe una estricta regulación, aplicación de altos estándares de normas internacionales y control sobre el accionar de las empresas.	Existe el secretismo industrial, la información no es transparente (Horwitt, 2019). La institucionalidad ambiental colombiana carece de la infraestructura, recursos y herramientas suficientes para realizar control y seguimiento y hacer cumplir la normatividad. (Comisión Interdisciplinaria, 2019)
Consideran que la huella ambiental superficial de la perforación de YNC es	Minimizan los potenciales impactos de la huella subterránea. No hacen explicita la necesidad de perforar muchos pozos para mantener el nivel de producción proyectado, debido a la rápida tasa de declinación de producción de los pozos. Esto incrementa

baja, dado que con un sólo pozo se cubre una mayor área horizontal.	de manera significativa, en el mediano y largo plazo, la huella tanto superficial como subterránea. Se desconocen los impactos más allá de las fases de exploración y explotación propiamente dicha. No se considera la huella ambiental y social de la provisión y transporte de los insumos productivos, ni de la infraestructura para el procesamiento y transporte de los hidrocarburos.
Su análisis de riesgos se basa en el paradigma de la ciencia clásica (Linealidad, reversibilidad, certidumbre, determinismo, optimismo tecnológico, etc.).	Los sistemas ambientales y sociales son dinámicos y complejos, donde prevalece la no linealidad; existen distintas escalas de análisis y niveles de complejidad e incertidumbre; podríamos estar avocados a situaciones de irreversibilidad. Existen altos niveles de incertidumbre de tipo técnico que se solapan con incertidumbres de tipo ambiental, económico y social.
Los riesgos y daños no son superiores a los de la actividad convencional. (Afirmaciones realizadas por los representantes de Ecopetrol, ANH y Conoco durante las sesiones a las que fueron invitados).	Los riesgos son muy superiores porque se perforan y fracturan miles de pozos horizontales en rocas con alto contenido de elementos radioactivos y metales pesados, además de inyectar compuestos contaminantes que producen aguas residuales altamente contaminadas (CHPNY & PSR, 2019). En cada pozo horizontal se utilizan hasta 60.000 metros cúbicos de agua, de los cuáles sólo retorna alrededor del 30%. Existe una alta posibilidad de generar pasivos ambientales y de salud, que una vez las empresas se retiren o se declaren en bancarrota, deben ser asumidos por el Estado (Environment Ohio, 2012).

De acuerdo con el "Compendio de hallazgos científicos, médicos y mediáticos demostrando los riesgos y daños del fracking" (CHPNY & PSR, 2019), se observa que existe gran preocupación e intenso debate por los daños ya generados a los ecosistemas, incluyendo las aguas superficiales y subterráneas, el suelo, el aire y la fauna y flora silvestres; se debaten además los daños causados en salud humana, a la agricultura y ganadería y a la calidad de vida de las

comunidades, además de los impactos en el cambio climático global. El "Compendium of Scientific, Medical, and Media Findings Demonstrating Risks and Harms of Fracking (Unconventional Gas and Oil Extraction)" se ha producido desde julio de 2014 en 6 ediciones. La primera y tercera ediciones del 2014 y 2015 han sido traducidas al idioma español. La sexta edición, lanzada en junio de 2019 está disponible en idioma inglés en www.concernedhealthny.org y en www.psr.org.

La organización Concerned Health Professionals of New York (CHPNY) es una iniciativa de profesionales de la salud, científicos y organizaciones médicas, para plantear preocupaciones basadas en la ciencia sobre los impactos del fracking en seguridad y salud pública. La organización Physicians for Social Responsibility (PSR) utiliza experticia médica y de salud pública para educar y defender temas urgentes que amenazan la salud y la supervivencia humana, con los objetivos de revertir la trayectoria hacia el cambio climático, protegiendo al público y al medio ambiente de productos químicos tóxicos y abordar las consecuencias de los combustibles fósiles para la salud.

El Compendio de Hallazgos Científicos (CHPNY & PSR, 2019) contiene la revisión y análisis de 1485 referencias (con fecha de corte en junio de 2019), incluyendo artículos científicos publicados en revistas arbitradas, reportes de entidades gubernamentales de varios países y reportes de periodismo investigativo. Dicha literatura está disponible en el "Repository for Oil and Gas Energy Research" de la organización "Physicians, Scientists, and Engineers for Healthy Energy" (PSE, 2019) ubicado en: https://www.psehealthyenergy. org/our-work/shale-gas-research-library/

PREGUNTA 1.2: ¿La comunidad científica nacional e internacional acepta la existencia de riesgos asociados a la utilización de la técnica del fracking? ¿En caso de existir, en qué consisten, cuál es su nivel de conocimiento, se encuentran plenamente identificados?

RESPUESTA 1.2:

La comunidad científica, de los Estados donde se ha efectuado y/o se ha prohibido el fracking (high-volume hydraulic fracturing) o fracturamiento hidráulico de alto volumen en perforaciones horizontales de rocas de grano fino (tamaño arcilla y limo fino), con baja porosidad y permeabilidad (principalmente shale, marga y biomicrita), para extraer gas y petróleo, sí acepta la existencia de riesgos asociados al uso de esta técnica.

Los riesgos y daños materializados, documentados mediante numerosos estudios científicos, incluyen contaminación de aguas superficiales y subterráneas, el suelo y el aire con los productos químicos utilizados en el fracking, varios de ellos demostradamente cancerígenos o con otros efectos adversos a la salud humana y animal, incluyendo benceno, tolueno, etil-benceno, xileno, etilen-glicol, naftaleno, formaldehído, acrilamida y otros destilados del petróleo. También se incluye la contaminación del agua, el aire y el suelo, generada por los químicos liberados de las rocas fracturadas, incluyendo arsénico, estroncio, hierro, magnesio, metano, etano, propano y elementos radioactivos como radón y radio (PSR, 2018).

La contaminación de acuíferos y de aguas superficiales puede extenderse por varios kilómetros e incluso decenas de kilómetros desde el sitio de fracking, debido a la migración de aguas contaminadas u otros fluidos y gases del pozo, que accidentalmente se conectan con acuíferos; también, debido a vertimientos de aguas residuales de manera intencional o accidental en fuentes superficiales de agua y en acuíferos (CHPNY & PSR, 2019). Se han documentado casos en los que el agua contaminada se ha usado incluso para regar carreteras, argumentando control de polvo (Tasker et al, 2018). Las piscinas descubiertas que almacenan aguas residuales de perforación contaminan el aire al evaporar destilados de petróleo y además pueden filtrarse, contaminando el suelo y las aguas superficiales.

Adicionalmente, se ha reportado contaminación del aire con ozono, metano, etano, propano y radón debido a escapes intencionales y accidentales en el sitio de fracking y a través de gasoductos, estaciones de compresores e instalaciones de gas natural licuado. La contaminación por el polvo levantado mediante el tránsito de miles de camiones, que se requieren para transportar agua e insumos químicos al sitio de fracking, es inevitable en las carreteras no pavimentadas y termina ocasionando afecciones pulmonares. La generación de sismos, debida a la inyección profunda de aguas de desecho, también ha sido documentada (CHPNY & PSR, 2019).

La mayoría de los riesgos son conocidos y han sido ampliamente documentados por la literatura científica. Algunos que no se conocen bien, están en proceso de investigación, incluyendo los generados por el desecho de los fragmentos (ripios o cuttings) de la roca perforada (CHPNY & PSR, 2019).

El riesgo se entiende como una combinación de la amenaza, la vulnerabilidad, la susceptibilidad, la exposición y la resiliencia (UNISDR, 2009). Para el caso colombiano nos regimos por la Ley 1523 del 24 de abril de 2012, en la cual se adopta la política nacional de gestión del riesgo de desastres y se establece el sistema nacional de gestión del riesgo de desastres. Adicionalmente, en Colombia se tiene el Decreto 2157 del 20 de diciembre de 2017 por el cual se adoptan las directrices del Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de la Entidades Públicas y Privadas PGRDEPP, en el marco de la Ley 1523. Es importante mencionar que en esta normativa de Colombia no se hace referencia a los riesgos asociados al fracking.

Los riesgos han sido plenamente identificados y han sido estudiados en muchas partes del mundo (Zoback, 2012; Warner et al, 2012; Burton et al, 2014; Vengosh et al, 2014; Llewellyn et al, 2015; UNEP, 2016; US EPA, 2016; Torres et al, 2016; Costa et al, 2017; Meegoda et al, 2017; Meng, 2017; Lin et al, 2018; Shanafield et al, 2019; Niyibizi et al, 2019; Sun et al, 2019; Worrall et al, 2019). En Colombia se dispone de algunos estudios (Aracil, 2016; Charry & Pérez, 2017; Orduz et al, 2018; CGR, 2018 a, b; Comisión Interdisciplinaria, 2019; MASP, 2019; Fierro, 2019) que han evidenciado los riesgos del fracking, resaltando la falta de información hidrogeológica y ambiental, la mega biodiversidad en flora y fauna de nuestro país y la vulnerabilidad de las comunidades, en un entorno de débil institucionalidad con poco o

ningún control de eventos de contaminación y daños en fauna y flora silvestre por la actividad de explotación convencional de petróleo y gas.

A continuación se presentan algunos hallazgos que ayudan a ilustrar el rango de riesgos ambientales, sociales, económicos y de salud.

RIESGOS AMBIENTALES		
Riesgos reportados	**Hallazgos relevantes**	**Fuente**
Contaminación de aguas subterráneas por fugas de gases y de fluidos	Los casos de contaminación que se han reportado se relacionan principalmente con fallas en la integridad de los pozos, tanto por cementación defectuosa como por deterioro o desgaste de los materiales de revestimiento (cemento y metales) en el transcurso de unos años. Las fracturas inducidas pueden intersectar pozos de hidrocarburos convencionales, pozos de agua potable y/o fallas geológicas que estén en su zona de influencia y pueden transmitir gases y fluidos de fracking. Los pozos de inyección de aguas residuales también pueden intersectar fallas geológicas y/o pozos convencionales o de agua potable.	Zhang & Yang, 2015; CEPAL, 2015; CGR, 2018a, b; CHPNY & PSR, 2019.
	Alrededor del cinco por ciento de los pozos tiene fugas de inmediato, el 50 por ciento de fugas después de 15 años y el 60 por ciento de fugas después de 30 años. El problema de la fuga de pozos, identificado por primera vez por la industria, no tiene una solución conocida. Datos del Departamento de Protección Ambiental (DEP) de Pennsylvania muestran que más de 9% de los pozos de gas shale perforado en los condados del noreste del estado presentan fugas dentro de los primeros cinco años. Tapar los pozos viejos e inactivos es una solución imperfecta porque los tapones de cemento se degradan con el tiempo y porque muchos	Brufatto et al, 2003; Watson & Bachu, 2009; Ingraffea, 2013; BC Oil and Gas Commission, 2013; Ingraffea et al, 2014; Council of Canadian Academies, 2014; Booker et

	pozos presentan fugas por el contacto externo del revestimiento de cemento con la roca perforada o por los poros y fracturas del cemento deteriorado. Aunque la propagación de fracturamiento hidráulico de la unidad de interés puede generar conductos adicionales en rocas adyacentes para escapes de metano, la mayoría de las fugas de gas se produce a través de los revestimientos de pozos antiguos.	al, 2017; Jacobs, 2017 a, b; Nikiforuk, 2017e; Yudhowijoyo et al, 2018; CHPNY & PSR, 2019.
Contaminación de aguas superficiales	Se relaciona principalmente con el manejo, transporte y disposición final del agua residual o de retorno (flowback). El agua residual representa entre 20% y 40% del monto de inyección inicial, pudiendo asimismo presentar distintos niveles de calidad y cantidad en función del ciclo de vida del pozo, las condiciones físico-químicas del reservorio y la diversidad de compuestos químicos inyectados. Esto representa desafíos en la regulación y fiscalización en el manejo de agua residual. Estas aguas podrían ser parcialmente tratadas y reutilizadas en los mismos pozos, pero también pueden ser vertidas en cuerpos de agua superficiales, cultivos y carreteras, generando graves problemas de contaminación.	Jackson et al, 2014; CEPAL, 2015; CGR, 2018b; CHPNY & PSR, 2019.
Consumo de agua	La cantidad de agua requerida depende del número de nuevos pozos que se requiera perforar para compensar el rápido declive de producción y así poder mantener niveles que generen los beneficios económicos proyectados. El fracking de cada pozo horizontal consume entre 20.000 y 60.000 metros cúbicos de agua. Un solo pozo vertical se puede conectar a 16 o más pozos horizontales multinivel, así que se podrían utilizar entre 320.000 y 960.000 metros cúbicos de agua por cada pozo vertical visible. Dependiendo del número total de pozos verticales y horizontales, se puede generar presión significativa sobre los suministros de agua potable.	Broderick et al, 2011; ISTAS, 2012; Zeits, 2013; Zhang & Yang, 2015; CHPNY & PSR, 2019; Información suministrada por Conoco y por Ecopetrol en la Univ. Nacional
	Caso México: considerando que una persona consume 100 litros diarios de agua para sus necesidades domésticas, en el caso de la	(Campero, 2014).

	proyección de pozos en México, el agua utilizada equivaldría al uso anual de entre 5 y 15.9 millones de personas.	
	Caso Rumania: consecuencias negativas evidenciadas en Barlad-Vaslui, Bihor y Dobrogea, en donde la escasez de agua causó agotamiento de las reservas.	(Papatulica, 2014).
Contaminación del aire	La quema de gas mediante antorchas (flaring) ocurre en operaciones de fracking que producen principalmente petróleo y donde la poca cantidad de gas y su precio no justifican la construcción de gasoductos. Dicha quema libera en el aire parte de los contaminantes que fueron introducidos durante el fracking más los que provienen de la roca fracturada. Este podría ser el caso de la Formación La Luna en Colombia, que contiene predominantemente petróleo en lugar de gas. Utilizando tecnología satelital, se identificaron 43.887 chimeneas de quema de gas, entre los años 2012 al 2016 en el sur de Texas, con un volumen de gas total estimado de 4.500 millones de metros cúbicos quemados. La comparación de estos resultados con los datos de permisos de pozos mostró que la mayoría de las chimeneas (82%) estaban vinculadas a pozos de petróleo, con más del 90% asociado con pozos de fracking perforados horizontalmente. Sólo cinco de los 49 condados del área de Eagle Ford Shale representaron el 71 % de las quemas. Los contaminantes del aire de las operaciones de quema incluyen COVs, hidrocarburos aromáticos policíclicos, monóxido de carbono, metales pesados tóxicos, formaldehído y hollín. En el año 2016, la EPA reconoció que había subestimado dramáticamente los contaminantes del aire derivados de las operaciones de quema. En la Cuenca Pérmica, también en Estados Unidos, durante el primer trimestre de 2019, la falta de gasoductos llevó a un nuevo récord, generando quemas de metano hasta por 661 millones de pies cúbicos por día, con los consecuentes impactos a nivel de emisiones de Gases de Efecto Invernadero-GEI. Los óxidos de nitrógeno y los compuestos orgánicos volátiles (COVs) son considerados precursores de la formación de ozono troposférico, el cual es un contaminante agresivo en la zona baja de la atmósfera y hace parte del denominado "smog" urbano.	Franklin et al, 2019; Rystad Energy, 2019; Opaso et al, 2016).

	En el área de influencia de fracking del Barnett Shale se tomaron muestras de aire, encontrando benceno en una cantidad 55 veces mayor a la permitida por la Texas Commission on Environmental Quality (TCEQ). También se encontró xileno, disulfuro de carbono, naftaleno y piridina, los cuales también sobrepasaban los límites permitidos alcanzando niveles de hasta 384 veces por encima.	
Emisiones de gases radioactivos	El radón, un gas radioactivo inoloro, es considerado la segunda causa de cáncer de pulmón en el mundo. Investigadores de la escuela de Salud Pública Johns Hopkins encontraron que los niveles de radón en los hogares de Pennsylvania han ido en aumento desde 2004, época en que se inició la industria del fracking en el Estado. En los edificios en los condados donde más fracking ha tenido lugar en el pasado, las lecturas de radón son significativamente más altas en comparación con las de las zonas de bajo fracking, una diferencia que no existía antes de 2004. Se identificó que el agua de pozo tenía concentraciones con un 21 por ciento más altas de radón que en fuentes de agua públicas".	Hurdle & Phillips, 2015.
Emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) tales como Dióxido de Carbono (CO_2) y Metano (CH_4)	Los científicos han medido grandes aumentos en la cantidad de metano que ingresó a la atmósfera durante la última década. Las vacas o los humedales habían sido señalados como posibles fuentes, pero nuevas investigaciones usando isótopos de carbono apuntan a emisiones de metano durante la producción de combustibles fósiles. De otra parte, Robert Howarth, ecólogo de la Universidad de Cornell también indica, usando isótopos de carbono, que el aumento masivo en las emisiones de metano ocurrió durante el mismo periodo en que ocurrió la aplicación del fracking en Estados Unidos. Las fuentes de las emisiones de metano y de CO_2 de fracking se relacionan con fugas no controladas de los pozos activos de fracking, transporte, mantenimiento, liberaciones intencionales, quemas incompletas ("flares" o chimeneas) y fugas de pozos abandonados. Se calcula que el metano liberado durante el proceso de explotación en yacimientos no convencionales es un 40 a 60 % mayor que el liberado en la explotación de gas convencional. En 20 años el impacto	Bocora, 2012; Worden et al, 2017; Alvarez et al, 2018; NASA, 2018; Howarth, 2019.

	en gases de efecto invernadero causado por el gas de yacimientos no convencionales podría ser mayor al causado por el carbón.	
Sismos inducidos por fracking y sismos inducidos por inyección de aguas contaminadas en pozos de almacenamiento	La evidencia existente muestra que aunque el fracking provoca sismos, estos son de baja magnitud y generalmente no destructivos. Los de mayor magnitud y que pueden ocasionar daños, están más relacionados con la inyección de aguas residuales en pozos de almacenamiento, debido a la propagación de la presión de poro en distancias de hasta 30 kilómetros. La evidencia concluyente de Ohio, Arkansas, Texas, Oklahoma, Kansas y Colorado, relaciona los pozos de desecho de aguas residuales de fracking con terremotos de magnitudes de hasta 5,8, además de enjambres de terremotos menores.	Keranen et al, 2014; Zhang & Yang, 2015; Rubinstein et al, 2018; Atkinson, 2017; CHPNY & PSR, 2019.
	Caso Rumania: existe la probabilidad de sismicidad inducida producto de la extracción de gas no convencional en bloques cercanos a la zona geológica de mayor potencial sísmico de Europa	(Papatulica, 2014).
	Durante un período de dos días en febrero de 2019, tres terremotos golpearon una comunidad agrícola, en un área de la Provincia China de Sichuan que está experimentando un auge del fracking. Dos personas murieron, 13 resultaron heridas, 20.000 casas destruidas y 1.600 personas desplazadas. En respuesta a las protestas de los ciudadanos, se suspendieron las operaciones de fracking.	Myers, 2019
	Caso Inglaterra (Lancashire). El 26 de agosto de 2019 se registró el tercer sismo (M 2,9) en menos de una semana, después de otros dos con magnitudes de 2,1 y 1,6. La empresa operadora tuvo que suspender el fracking. Posteriormente, el 2 de noviembre de 2019, se implementó una nueva moratoria al fracking por parte del gobierno del Reino Unido, luego de un informe de la Autoridad de Petróleo y Gas que concluyó que no podía descartar consecuencias inaceptables para las personas que viven cerca de los sitios de fracking.	BBC, 2019
	En Pennsylvania las comunidades también relacionan el fracking con el aumento de sismos	Jerolmack & Berman, 2016

RIESGOS SOCIALES Y ECONÓMICOS		
Riesgos reportados	**Hallazgos relevantes**	**Fuente**
Deterioro cultural de los pueblos indígenas y comunidades campesinas	Existen evidencias en Argentina (Vaca Muerta) y en Colombia (Caño Limón y Puerto Gaitán) indicando que el desarrollo petrolero ha contribuido a la extinción cultural y casi física de comunidades indígenas. Las negociaciones monetarias, producto del pago de servidumbres y compensaciones han contribuido a fracturar los valores culturales ancestrales y comunitarios, como son la identidad y los conceptos del buen vivir y de lo colectivo. Estos han ido desapareciendo especialmente en las generaciones de jóvenes, contribuyendo a la modificación de sus valores y costumbres, lo que produce un daño cultural y un conflicto social de carácter irreparable. Con la llegada de las empresas se genera la expectativa de beneficiarse así sea de una mínima parte de la abultada renta petrolera. Ante la expectativa de una buena negociación económica con las empresas, los problemas de contaminación y la pérdida de salud así como el mantenimiento de las costumbres y la cultura ancestral y las redes comunitarias pierden relevancia.	Avellaneda, 2003; Roa, 1987; Pérez, et al, 2016.
Debilitamiento de la diversificación productiva por competencia de insumos (tierra, mano de obra) y por el uso de la infraestructura vial	El incremento en los precios de la tierra y los elevados sueldos que paga el sector petrolero hacen que la diversificación económica hacia otras actividades agroindustriales sea poco competitiva, generando desigualdad en los ingresos, inequidad y conflictos sociales. Los municipios y departamentos deben asumir los costos por el deterioro de las vías públicas y la accidentalidad por el transito permanente de tractomulas.	Pérez et al, 2016; Environment Ohio Research & Policy Center, 2012
Crecimiento demográfico de la población foránea	Presión adicional de la población migrante sobre precarias infraestructuras locales para la prestación de servicios públicos y de salud y educación.	Cubides & Domínguez, 1999;

		Fedesarrollo, 2002; Avellaneda, 2003.
Alza de los precios de vivienda y de los productos básicos	Las expectativas de un nuevo auge en el sector petrolero generan incremento en la construcción de unidades habitacionales. También se incrementan los precios de los productos básicos en regiones con altos niveles de pobreza y gran desigualdad de ingresos.	Hoyos & Salazar, 1997.
La caída mundial de los precios del petróleo amenaza la sostenibilidad de los proyectos de fracking	Este riesgo se corre en las regiones o países cuyo crecimiento económico empieza a depender especialmente de la extracción de recursos no renovables como el gas y el petróleo. Si se desploma la actividad todas las expectativas y planes de desarrollo local quedan bloqueados.	Roa, 1987; Pérez et al, 2016.

RIESGOS DE SALUD		
Riesgos reportados	**Hallazgos relevantes**	**Fuente**
Afectaciones de salud asociadas con proximidad a pozos de fracking	Un estudio de salud pública, que consideró historias clínicas del lapso 2003 a 2014 en todo el estado de Pennsylvania, reveló una asociación positiva entre el aumento de hospitalizaciones por enfermedades del sistema genitourinario en mujeres y las zonas con mayor densidad de pozos de fracking.	Denham et al, 2019;
	Científicos de la Universidad de Oklahoma, que estudiaron 476.600 historias clínicas del lapso 1997 a 2009, encontraron un aumento significativo de la prevalencia de defectos neurales en niños cuya residencia de nacimiento estaba ubicada a menos de dos millas de áreas de fracking, en comparación con aquellos que estaban a mayores distancias.	Janitz et al, 2019;
	Según un estudio publicado en el Journal of Health Economics, los bebés de Pensilvania cuyas madres vivían cerca de al menos un pozo de gas durante sus embarazos tuvieron un mayor riesgo de resultados adversos en el parto. La investigación examinó datos estatales sobre la ubicación de 2.459 pozos de gas natural perforados entre 2006 y 2010 junto con datos de nacimiento y mortalidad para los años 2003–2010. Las madres que viven a menos de 2.5 kilómetros (1.5 millas) de pozos de gas dieron a luz a bebés con bajo peso y talla al nacer. Dentro del margen intensivo (que incluye una estimación del impacto de la densidad de pozos), se asoció un pozo adicional con un aumento de 7% en la incidencia de bajo peso al nacer y 3% más de partos prematuros. El autor estimó el costo asociado con un bebé de bajo peso al nacer en US$96.500 solo en el primer año. Estos impactos probablemente persisten a lo largo de la vida de estos niños.	Hill, 2018;
	En un estudio piloto de salud pública de Montreal se evaluó la exposición de mujeres embarazadas a compuestos orgánicos volátiles (VOCs) en un área de fracking del noreste de Columbia Británica. Al analizar la orina de 29 mujeres encontraron altas concentraciones de ácido mucónico, que es un producto de degradación del benceno, un tóxico para el desarrollo ampliamente estudiado y un contaminante	Caron et al, 2017;

	del aire en la vecindad de pozos de gas. La concentración media de este químico fue aproximadamente 3.5 veces mayor en el grupo de estudio que en el resto de la población Canadiense. En un estudio subsiguiente, se encontraron niveles elevados de bario y estroncio en orina y muestras de cabello de mujeres indígenas de la misma área. Estos elementos son liberados en las actividades de fracking y son conocidos tóxicos del desarrollo.	Caron et al, 2019.

PREGUNTA 1.3: En caso de aceptarse la existencia de riesgos asociados a la utilización del fracking, ¿tienen relación con la salud humana, el medio ambiente, en especial las áreas protegidas y los ecosistemas estratégicos, las aguas subterráneas, la calidad del aire, las comunidades, entre otros factores?

RESPUESTA 1.3:

Las investigaciones científicas y de salud pública demuestran que el fracking plantea amenazas importantes para el mantenimiento de la calidad del aire y del agua, salud humana, seguridad pública, cohesión comunitaria, vitalidad económica a largo plazo, biodiversidad, estabilidad sísmica y estabilidad climática. La evidencia científica es masiva, preocupante y exige acción decisiva. Los datos continúan revelando una gran cantidad de problemas recurrentes y daños que no se pueden evitar lo suficiente mediante marcos regulatorios. No hay evidencia de que el fracking puede operar sin amenazar la salud pública directamente y sin poner en peligro la estabilidad climática de la que depende la salud pública (CHPNY & PSR, 2019, p. 45).

La existencia de riesgos se debe plantear desde una perspectiva integral, que incluya las consecuencias de todas las actividades conexas al fracking (Figura 3). Además de la perforación horizontal de rocas de grano fino y su fracturamiento hidráulico masivo, debe considerarse la preparación de las instalaciones asociadas a las plataformas de perforación, el transporte por carretera de herramientas y materiales, compuestos químicos, agua, arena y otros insumos; además, hay que tener en cuenta el ciclo de vida de los compuestos químicos y del agua utilizada en el proceso, la construcción de oleoductos y gasoductos, la disposición superficial de aguas contaminadas con los químicos utilizados y con elementos radioactivos y metales pesados provenientes de la roca fracturada masivamente; también, la inyección de aguas contaminadas en rocas porosas, la disposición superficial de fragmentos de roca extraídos durante la perforación, la contaminación del aire por antorchas de gas y el ruido excesivo.

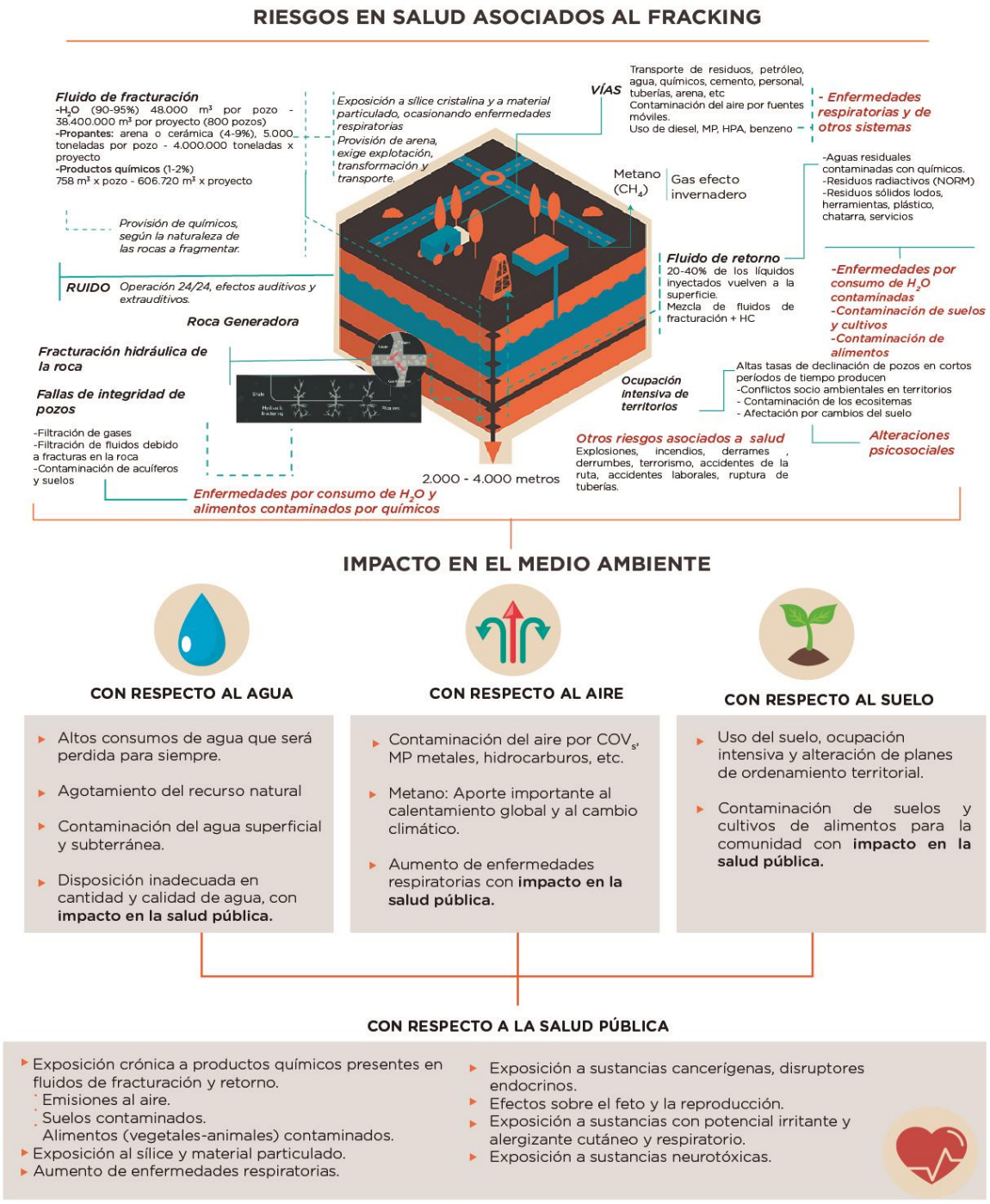


Figura 3. Riesgos asociados al fracking. Cantidades promedio de agua, químicos, arena y cantidad de pozos suministradas por Conoco y Ecopetrol. Información de Lauwerys et al (2007), Picot et al (2011), EPA (2016), PSR (2018), CHPNY & PSR (2019), TOXNET (2019). Dibujo de Liebenberg (2013).

Riesgos para la salud:

Con el fin de realizar una evaluación de los riesgos y la toxicidad asociados a la técnica del fracking para la salud humana por la presencia de productos químicos utilizados en la explotación de YNC, se considera ideal seguir los pasos definidos por la Organización Mundial de la Salud (Duffus & Park, 2005) y del CONPES 3868 (2016). El primer paso consiste en la identificación de los químicos que se utilizan en la aplicación de la técnica del fracking e informar cuáles son sus efectos adversos, incluyendo toxicidad sistémica, reproductiva, carcinogenicidad y mutagenicidad. Una vez identificadas las sustancias, es necesario tener en cuenta en qué concentración un efecto tóxico pudiera ser generado, considerando el tipo de exposición (aguda o crónica) y la frecuencia de la misma (continua o intermitente). Para realizar una evaluación de la exposición y definir la intensidad y frecuencia de estos tóxicos en el aire, agua, suelos y alimentos, se exige la realización de monitoreos y mediciones en los distintos componentes ambientales y en los fluidos biológicos (sangre, orina, etc.) de las personas, para finalmente poder caracterizar el riesgo.

Los riesgos para la salud se encuentran documentados en múltiples recursos bibliográficos y en extensas revisiones sistemáticas de la literatura realizadas por organizaciones médicas y científicas, organismos estatales y grupos de expertos (CHPNY & PSR, 2019). Los riesgos están relacionados con la calidad del aire y del agua, los químicos que se usan en el fluido de fracturación, los riesgos de la composición y disposición de los fluidos de retorno, la contaminación de acuíferos, fuentes de agua, suelos y los alimentos producidos y consumidos en las zonas de explotación.

Los riesgos relacionados con la contaminación del aire, que se encuentra al origen de enfermedades respiratorias, entre otras, pueden proceder de la contaminación del aire por los gases y compuestos químicos emitidos a la atmósfera por el proceso mismo de explotación petrolera, por los fluidos de retorno y los materiales requeridos para la construcción de las plataformas de exploración y explotación y por las aguas de recuperación que son almacenadas en piscinas de decantación a cielo abierto. Todo esto favorece la evaporación de sustancias volátiles, que pueden alcanzar las poblaciones aledañas a los pozos.

Los vehículos que transportan insumos también contaminan, por el levantamiento de polvo y por el manejo de grandes volúmenes de cemento, arcilla y arena que se utilizan en la perforación, cementación y soporte de fracturas (Comisión Interdisciplinaria, 2019). Los vehículos también emiten a la atmósfera material particulado, óxidos de azufre, óxidos de nitrógeno y compuestos orgánicos volátiles como los hidrocarburos policíclicos aromáticos, derivados de los combustibles utilizados, principalmente diésel. Otros riesgos para la salud que han sido descritos, son los relacionados con el ruido generado por el movimiento de maquinaria pesada y el tránsito de tráfico pesado, el cual genera efectos auditivos y extra auditivos en las personas.

Los riesgos para la salud también están relacionados con la contaminación química y radioactiva de las aguas superficiales y subterráneas, producida por las aguas de retorno y residuales del proceso, contaminación que puede ser secundaria a derrames accidentales y fugas. En la Tabla 1 se relacionan los efectos en salud de algunos compuestos químicos que se inyectan con el agua en el proceso de fracking y que retornan a la superficie junto con los químicos, gases y petróleo que son liberados por la roca fracturada. Se presentan a modo de ejemplo algunas investigaciones relacionadas con los riesgos de salud.

Con información proveniente de campos de gas en el noreste rural de Utah, un grupo de investigadores (Srebotnjak et al, 2014) estimó que el flujo de masa total anual de compuestos orgánicos volátiles (COV) es equivalente a las emisiones de 100 millones de automóviles. Niveles de benceno medidos en este estudio también excedieron estándares de salud establecidos por la Agencia para el Registro de Enfermedades de Sustancias Tóxicas (ATSDR) y la Agencia de Protección Ambiental de California (CalEPA).

Algunos productos químicos de interés en el fluido de fracturación hidráulica	
Compuestos químicos	**Efectos reportados por exposición crónica**
Productos orgánicos	
Benceno	Leucemia, linfoma.
Tolueno	Disminución de funciones neuropsicológicas. Disminución de la visión de colores. Neurotóxico. Ototóxico. Reprotóxico.
Naftaleno	Irritación de piel y mucosas.
Etilbenceno	Irritación de piel y mucosas. Toxicidad sobre el sistema nervioso central y desordenes sanguíneos
Formaldehído	Leucemia, cáncer nasofaríngeo.
Glutaraldehído	Irritación ocular, nasal y cutánea. Sensibilización cutánea y respiratoria.
Monoetanolaminas o aminoetanol	Irritación cutánea, ocular y respiratoria. Sensibilización cutánea.
Productos inorgánicos	
Ácido clorhídrico	Irritación de piel y mucosas.
Sílice cristalina (cristobalita, cuarzo, tridimita)	Silicosis. Bronquitis crónica. Cáncer.
Sulfato de bario	Alteraciones del tracto digestivo.
Hipoclorito de sodio	Irritación cutánea y respiratoria. Eccemas.
Algunos tóxicos naturales que salen a la superficie con el agua de fracking	
Hierro y magnesio	A bajas concentraciones puede causar diarrea, nauseas, dolores abdominales.
Arsénico	Lesiones cutáneas. Lesión de mucosas. Alteraciones gastrointestinales. Alteraciones neurológicas, hepáticas, vasculares, metabólicas. Diferentes tipos de cáncer.
Metano, etano, propano.	Asfixiantes simples.
Radón y Radio	Cáncer pulmonar. Leucemia.

Tabla 1. Efectos adversos de salud asociados al riesgo por exposición a algunos compuestos inyectados junto con el agua durante el proceso de fracking y que retornan parcialmente, junto con los elementos y gases liberados de la roca fracturada. Compilado de varias fuentes, incluyendo Lauwerys et al (2007), Picot et al (2011), EPA (2016), PSR (2018), CHPNY & PSR (2019), TOXNET (2019).

Como parte de una evaluación científica de los tratamientos de estimulación de pozos de fracking, el Consejo de Ciencia y Tecnología de California estudió los posibles impactos en la salud humana y destacó los riesgos potenciales para la salud. Los factores de riesgo directamente atribuibles, se deben en gran medida a la contaminación del aire y al uso de múltiples productos químicos de estimulación, cuya toxicidad, y la de los químicos que se mezclan, no permite cuantificar completamente los riesgos para el medio ambiente y la salud humana (Shonkoff, 2015).

Un estudio de 35,000 registros médicos del norte y centro de Pennsylvania entre 2005 y 2012 realizado por Rasmussen et al (2016), mostró que quienes vivían cerca de pozos de fracking eran 1,5 a 4 veces más susceptibles de sufrir ataques de asma, en comparación con aquellos que vivían más lejos. Se indicó que las operaciones de fracking liberaban varios contaminantes al aire, incluyendo material particulado, compuestos orgánicos volátiles y SO_2, además de que los equipos producen ruido de alta intensidad. Se establecieron asociaciones estadísticamente significativas entre los lugares y periodos de estimulación hidráulica y la exacerbación moderada y severa del asma, irritaciones dérmicas, dolores de cabeza y fatiga. Tal contaminación está asociada a enfermedades cardiovasculares, problemas cognitivos, perturbaciones del sueño, estrés y ansiedad.

Un estudio realizado en modelos animales por Kassotis et al (2015) midió la actividad de disrupción endocrina de 24 productos químicos utilizados y/o producidos en las actividades de fracking, descubriendo que 23 de ellos "pueden activar o inhibir el estrógeno, el andrógeno, los receptores de glucocorticoides, de progesterona y los receptores de tiroides". Las mezclas de estos productos pueden generar efectos sinérgicos, aditivos o antagónicos in vitro. Además, reportaron que la exposición prenatal, puede producir efectos en múltiples órganos y efectos reproductivos adversos. Concluyeron que los productos químicos disruptores endocrinos, que se usan comúnmente en el fracking, pueden dañar la salud reproductiva y que además de reducir el número de espermatozoides, los machos expuestos a la mezcla de productos químicos tenían elevados niveles de testosterona en su sangre, testículos más grandes, alteraciones del peso corporal, alteraciones cardiacas y del timo y aumento de la testosterona. En un estudio posterior (Kassotis et al, 2018), compararon los efectos de contaminación del agua de fracking con los

de perforación convencional, encontrando productos químicos que son disruptores endocrinos en 22 muestras tomadas de acuíferos cercanos a ambos tipos de pozos. Los resultados mostraron que el agua contaminada de acuíferos cercanos a los sitios de fracking fue más disruptiva de la actividad hormonal en células humanas que el agua contaminada de los acuíferos cercanos a los pozos convencionales.

Whitworth et al (2017) efectuaron un estudio que incluyó 13.332 casos de nacimiento prematuro y 66.933 nacimientos a término en la región de fracking del Barnett Shale (Texas) entre 2010 y 2012. Los resultados indicaron que mujeres con hogares ubicados dentro de media milla de radio de la actividad de perforación más intensa o de actividad de producción de gas tenían respectivamente, un 20% y un 15% más de riesgo de presentar parto prematuro, en comparación con mujeres sin tal actividad cerca de su residencia. El riesgo más alto, relacionado con nacimientos extremadamente prematuros (antes de las 28 semanas de gestación) se presentó en madres que vivían cerca de la actividad de perforación más intensa y de la actividad de producción más intensa, siendo respectivamente 100% y 53% mayor que el de madres que vivían a mayor distancia. En un estudio posterior (Whitworth et al, 2018) reportaron los resultados de un estudio de casos y controles en la misma región de Barnett Shale, en el cual se buscaron asociaciones específicas entre la ubicación de la fase de explotación de YNC y nacimientos pre-término en mujeres que vivían donde no había pozos y otras que vivían en áreas de YNC, encontrando mayores probabilidades (1.20 IC: 1.06-1.37) de presentar este desenlace en el área ubicada en el tercer tercil de la perforación y en el área de producción (1.15 IC: 1.05-1.26). Aquellas mujeres que se encontraban en el tercer tercil de la producción de YNC, reportaron una asociación más fuerte de parto pre-término en el primer trimestre del embarazo, concluyendo que hay evidencia de diferentes asociaciones específicas entre áreas y trimestres del embarazo, con un riesgo particularmente alto para aquellas mujeres que viven en el tercer tercil y se encuentran cursando el primer trimestre de gestación; sugiriendo que los estudios futuros deberían centrarse en la cuantificación de estresores químicos y no químicos asociados con YNC.

Un equipo de economistas de la salud analizó en 2017 los impactos en la salud por el fracking en niños. Examinaron los certificados de nacimiento de los 1.1 millones de bebés nacidos en

Pennsylvania entre 2004 y 2013, comparando bebes nacidos de madres que viven a diferentes distancias de los sitios activos de fracking y aquellos nacidos antes y después del inicio del fracking y combinaron esos datos con mapas que muestran cuándo y dónde se perforaron pozos de gas en el estado. Los resultados indicaron que la introducción del fracking "Reduce la salud de los bebés nacidos de madres que viven durante el embarazo, a menos de 3 km (1.9 millas) de un pozo". Para las madres que viven dentro de un kilómetro (0.6 millas), encontraron un aumento del 25% en la probabilidad de tener un recién nacido con bajo peso al nacer, "disminuciones significativas" en el peso promedio al nacer, así como disminuciones en otras medidas de salud infantil. También observaron reducción en la salud infantil cuando las madres vivían dentro de uno a tres kilómetros de un sitio de fracking, y poca evidencia de efectos en la salud a distancias superiores a 3. Km, lo que sugiere que los impactos del fracking en la salud son altamente locales. Los investigadores estimaron que "aproximadamente 29,000 de los casi 4 millones de los nacimientos en los EE. UU. (0.7 %) anualmente ocurren dentro de 1 kilómetro de un sitio de fracking y 95,500 nacen dentro de los 3 kilómetros". Para los responsables políticos que sopesan los costos y beneficios del fracking antes de decidir si permitirlo en sus comunidades, este estudio proporciona un costo claro: un aumento en la probabilidad de tener peor salud para los bebés nacidos cerca de estos sitios (Currie et al, 2017).

Un estudio de la Escuela de Salud Pública de Yale en New Haven, Connecticut evaluó la evidencia de carcinogenicidad de los contaminantes de fracking en el agua y en el aire. De una lista de 1.177 químicos en fluidos de fracturación hidráulica y aguas residuales de la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA), construyeron una lista de 143 contaminantes del aire relacionados con la explotación de YNC. A través de una revisión de documentos científicos publicados hasta 2015, utilizando las bases de datos PubMed y ProQuest, evaluaron la carcinogenicidad y la evidencia de un mayor riesgo de leucemia / linfoma de estos químicos usando monografías de la Agencia Internacional para la Investigación del Cáncer (IARC). La mayoría de los compuestos (> 80%) no fueron evaluados por IARC, por lo tanto, no pudieron ser revisados. De los 111 contaminantes potenciales del agua y 29 contaminantes potenciales del aire evaluados por IARC (119 compuestos únicos), 49 contaminantes del agua y 20 contaminantes del aire eran carcinógenos humanos conocidos, probables o posibles (55 compuestos únicos). Un total de 17 contaminantes del agua y 11 del

aire (20 compuestos únicos) mostraron evidencia de un mayor riesgo de leucemia / linfoma, incluyendo benceno, 1,3-butadieno, cadmio, diésel y varios hidrocarburos aromáticos policíclicos. Aunque la información sobre la carcinogenicidad de los compuestos asociados con YNC era limitada, identificaron 20 carcinógenos conocidos o sospechosos que podrían medirse en futuros estudios para avanzar en la exposición y las evaluaciones de riesgo de los agentes que causan cáncer. Esos hallazgos respaldan la necesidad de investigar la relación entre el proceso de YNC y el riesgo de cáncer en general y la leucemia infantil en particular, dada la particular vulnerabilidad de este grupo poblacional. "Estos hallazgos apoyan la hipótesis de que la exposición al petróleo y gas de YNC podría aumentar el riesgo de leucemia ", concluye el estudio (Elliott et al, 2017).

Usando información de varios países, un grupo de investigadores examinó la toxicidad reproductiva de los químicos utilizados en operaciones de fracking (Inayat et al, 2018). Los autores encontraron que 43 químicos son clasificados como reconocidos tóxicos para la reproducción humana, mientras que de otros 31 se sospecha que lo sean. El equipo, que incluía investigadores de salud pública e investigadores de la Escuela de Medicina de Yale, analizaron más a fondo los 43 tóxicos por sus propiedades para producir mutaciones genéticas y cáncer, encontrando que 7 de los tóxicos se duplicaron, teniendo al mismo tiempo efectos carcinogénicos y mutagenéticos. Estos incluyen dicromato de potasio, cadmio, benceno, óxido de etileno, sulfato de níquel, N-dimetilformamida y plomo. De estos, el benceno y el plomo se encuentran tanto en el fluido de fracking como en las aguas residuales del mismo. Los investigadores notaron que su estudio estaba limitado a 157 químicos previamente identificados con evidencia de toxicidad reproductiva, que son sólo una fracción de los más de 1.000 compuestos químicos identificados como presentes en el fluido de fracking, aguas residuales y emisiones al aire relacionadas con el fracking.

Un estudio realizado sobre los impactos en la salud relacionados con la explotación de gas del shale de Marcellus en Pensilvania entre 2001 y 2013 comparó los cambios en las tasas de hospitalización a lo largo del tiempo para las enfermedades sensibles a la contaminación del aire entre los condados con pozos de gas no convencionales y los cambios en las tasas de hospitalización en los condados sin pozos (Peng et al, 2018). Los autores encontraron una

asociación significativa entre el desarrollo de gas de shale y las hospitalizaciones por neumonía entre los ancianos, consistentes con niveles más altos de contaminación del aire como resultado del desarrollo de fracking.

Un análisis del impacto en salud de la perforación petrolera urbana en dos vecindarios de Los Ángeles, encontró tasas elevadas de asma entre los residentes que vivían a menos de 1.500 pies de pozos petroleros (Shamasunder et al, 2018). Los autores compararon las tasas de asma diagnosticadas en estas áreas con un área de comparación representativa del condado de Los Ángeles. Las tasas de asma diagnosticadas en las dos áreas de estudio fueron estadísticamente y significativamente mayores (16.1% y 23.6%) que el área de comparación (9.8%). La prevalencia de asma en una de las dos áreas de estudio fue significativamente mayor que en el condado de Los Ángeles en su conjunto.

Una revisión de historias clínicas de pacientes hospitalizados en todo el estado de Pennsylvania de 2003 a 2014 encontró asociaciones consistentes entre asma infantil y actividades de fracking cercanas. Cuando compararon niños no expuestos con niños expuestos a la zona de fracking durante la perforación de un pozo, las probabilidades de que niños y adolescentes fueran hospitalizados por asma aumentaron en un 25%. Siempre que hubo un pozo perforado en cualquier período de tiempo dentro de una zona postal, las probabilidades de hospitalizaciones relacionadas con asma pediátrica aumentaron en un 19%. Estos hallazgos demuestran que los riesgos permanecen durante años después de la perforación de pozos. Los investigadores también consideraron la calidad del aire en los sitios de fracking, encontrando que aumentaron los niveles de trimetilpentano, dióxido de carbono, formaldehído, óxido nitroso, compuestos orgánicos volátiles compuestos (VOCs) y x-hexano (Willis et al, 2018).

Apergis et al (2019), exploraron el impacto de los pozos de gas de shale en la salud de los recién nacidos en Oklahoma, documentando una relación unidireccional entre las actividades de YNC y la salud de los recién nacidos y un impacto significativo en los indicadores de salud de los bebés. Los resultados mostraron el papel sustancial del fracking a través de la calidad del agua potable. Entre más cerca está la vivienda de la madre a los pozos de fracturación, más negativos serán los efectos sobre la salud de los recién nacidos, que se expresa por el bajo peso al nacer y otros indicadores, los cuales son significativos para todas las distancias, con un mayor

impacto dentro de la distancia de 1 a 5 km. Los investigadores resaltan la necesidad urgente de una regulación más estricta no solo de las autoridades de salud pública, sino de las partes interesadas en el medio ambiente, puesto que los mecanismos reguladores no son tan fuertes para monitorear efectivamente los posibles efectos negativos en la población. Esto motiva el aumento de acciones reguladoras eficientes con respecto a la calidad del agua potable de las regiones, de tal manera que la prioridad debe ser la prevención de los costos de salud pública, antes de considerar cualquier beneficio potencial asociado con las dimensiones de la economía.

Otros estudios relacionados con efectos negativos en salud fueron también mencionados en estudios de salud pública y de toxicología, que los asocian de manera clara con su proximidad a los pozos de fracking (RESPUESTA 1.2). El riesgo es proporcional a la distancia del sitio de fracking y la materialización de los daños asociados depende de la concentración de los compuestos y elementos tóxicos en el agua y en el aire y del tiempo de exposición a que sean sometidas las personas, animales domésticos y de granja, y flora y fauna contaminadas.

La comisión de expertos del gobierno (Comisión Interdisciplinaria, 2019) presentó los resultados de una revisión de la literatura científica, centrada en investigar los impactos de la explotación de YNC en la salud, por la posible contaminación del aire, del agua y su impacto en la fauna, flora y los sistemas endocrino, respiratorio, reproductivo y neurológico, así como el posible impacto sobre la esfera psicológica y social de las comunidades cercanas a los pozos. Los estudios revisados por esa comisión “muestran preocupación por la distribución del riesgo y de los beneficios, puesto que, en las encuestas realizadas, los habitantes refirieron mínimos beneficios y coinciden en relatar dificultades psicosociales y aumento de la contaminación sonora y lumínica” (Comisión Interdisciplinaria, 2019).

De acuerdo con los autores: “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” (Comisión Interdisciplinaria, 2019).

Igualmente concluye, que “Existe evidencia moderada para asociar la extracción de YNC con detrimento en la calidad de aire y con enfermedades del sistema respiratorio. 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”. Por otro lado, “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”. Adicionalmente, “Existe una asociación 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. Además de esto, se sospecha una relación entre extracción no convencional y defectos del desarrollo embrionario con consecuencias irreversibles, crónicas y potencialmente fatales” Recalca la comisión con toda razón, que las madres gestantes y los neonatos son parte de la población más vulnerable y que hacen parte de las poblaciones protegidas en el marco de los Objetivos de Desarrollo Sostenible y por este hecho, “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”. Concluye de otro lado, que “aunque la evidencia que relaciona la extracción 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” (Comisión Interdisciplinaria, 2019).

En conclusión, la evidencia científica disponible apunta a que la explotación de YNC mediante la técnica de fracking genera serios riesgos para la salud humana (principalmente para los grupos más vulnerables), así como para la salud de animales de granja y fauna y flora silvestres. Los hallazgos de salud pública evidencian un aumento en el número de partos pre-término, bajo peso al nacer, enfermedades respiratorias, alteraciones endocrinas y un aumento del riesgo de varios tipos de cáncer.

Régimen Hidrológico:

El uso de agua para fracking puede modificar el régimen hidrológico, impactando a las comunidades y a los ecosistemas, en especial cuando el consumo se aplica durante una temporada de bajo flujo o sequía (Brittingham et al, 2014). En nuestro caso, la preocupación sería durante los eventos cálidos del ENSO o periodos de El Niño, o bajo los escenarios más desfavorables de Cambio Climático propuestos por el IDEAM (Bedoya et al, 2019; IDEAM, 2015 b; IDEAM-UNAL, 2018; IDEAM, 2019).

La variabilidad y complejidad del territorio colombiano, en donde se pretende realizar la técnica del fracking, requiere un conocimiento detallado de todos los aspectos físicos, sociales y ambientales. Estos incluyen caracterización previa de ecosistemas, geología local, hidrología superficial, hidrogeología y composición química de las aguas residuales. Adicionalmente, prácticas de gestión, vías a construir, disponibilidad de tierra, cambios en los usos del suelo y distribución de pozos (Mauter et al, 2014), que junto con las condiciones sociales y políticas se pueden traducir en múltiples riesgos.

Las variaciones regionales en las estructuras reguladoras también significan que las decisiones con respecto a la fracturación hidráulica, incluidas las prácticas de gestión y eliminación de aguas residuales, el reciclaje y la inyección de fluidos subterráneos, pueden estar bajo diferentes jurisdicciones. Debido a que la fracturación hidráulica no es una operación única para todos, los supuestos sobre el uso del agua en las operaciones de fracturación hidráulica y el potencial de impactos ambientales deben hacerse con precaución (Zoback, 2012; Warner et al, 2012; Burton et al, 2014; Vengosh et al, 2014; UNEP, 2016; US EPA, 2016; Torres et al, 2016; Costa et al, 2017; Meegoda et al, 2017; Meng, 2017; Lin et al, 2018; Shanafield et al, 2019; Niyibizi et al, 2019; Sun et al, 2019; Worrall et al, 2019).

El comportamiento bifásico de agua-suelo fue estudiado por O'Malley et al (2015), confirmando la alta variabilidad del flujo de retorno, influenciada por la geometría de las fracturas, las propiedades del fluido, la permeabilidad generada y el modelo de flujo empleado. Edwards & Celia (2018) indican que el mayor impedimento para realizar modelos de aguas subterráneas ha sido la falta de información y de datos completos disponibles y públicos sobre las propiedades de las formaciones geológicas, los pozos, el proceso de fracturación hidráulica

y las propiedades de las fracturas hidráulicas. Estos autores han modelado el flujo multifásico de agua y gas en el subsuelo de los yacimientos en Pensilvania, Luisiana, Alaska y Texas, para conocer y comprender mejor los procesos que se desarrollan.

Ecosistemas y territorios:

A continuación se presenta un análisis del contexto ecosistémico y de territorios colectivos en las áreas del país que se traslapan con bloques de yacimientos no convencionales de hidrocarburos (YNC), asignados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), de acuerdo con la base de datos del Mapa de Tierras actualizado a julio del 2019. Esto tiene el fin de presentar un panorama de los posibles ecosistemas estratégicos, áreas protegidas y comunidades que podrían ser afectados por la implementación del fracking.

Respecto a los bloques para desarrollar yacimientos no convencionales en la Ronda Colombia 2012 de la ANH, de 30 ofrecidos, se adjudicaron 5, mientras que en la Ronda 2014, de 18 bloques se asignó uno. Para el año 2019 el mapa de tierras registra también bloques de YNC asignados, correspondientes a 3 que hacen parte del proceso de la Open Round 2010, 1 de la Minironda 2008 y 1 por contratación independiente.

Se realizó un análisis cartográfico a partir del traslape entre los archivos Shapefile de los 12 bloques de yacimientos no convencionales de la ANH (julio de 2019), más el Área de Perforación Exploratoria (APE) Guane, del convenio de explotación entre la ANH y Ecopetrol en el Magdalena Medio, localizado en los municipios de Barrancabermeja y Puerto Wilches, en el departamento de Santander. Este inició el trámite de Licencia Ambiental para desarrollar exploración de yacimientos convencionales y no convencionales mediante el Auto 01243 del 23 de marzo de 2018 de la ANLA. Esta información se cruzó con varios mapas, incluyendo el de Ecosistemas Continentales, Costeros y Marinos de Colombia (MEC) a escala 1:100.000 (actualizado para el año 2017 por el IAVH, INVEMAR, SINCHI, PNN, IIAP y el IGAC, bajo el liderazgo del IDEAM y Minambiente); el Mapa de Bosque Seco Tropical del Instituto Humboldt (IAVH, 2014) versión 2; el mapa de Prioridades de Conservación del Consejo Nacional de Política Económica y Social- CONPES 3680 (MAVDT, UAESPNN y DNP-

SDAS, 2010); el mapa de Reserva Forestal de Ley 2da de 1959 (MADS, 2016); mapas de Resguardos Indígenas de Colombia (IGAC, 2017), Territorios Colectivos de comunidades negras (IGAC, 2016) y Zonas de Reserva Campesina (Incoder, 2013), además de la información espacial del Registro Único de Áreas Protegidas - RUNAP y de las Propuestas de nuevas áreas y ampliaciones de Parques Nacionales Naturales (PNN, 2018).

Para el año 2019 se tienen varios contratos asignados en cuatro áreas definidas por la ANH: (1) Cesar - Ranchería, en los Departamentos de Guajira y Cesar, con cuatro bloques, (2) Catatumbo en el Departamento de Norte de Santander, con un bloque, (3) Valle Medio del Magdalena en los Departamentos de Cesar, Santander, Antioquia, Caldas, Tolima, Boyacá y Cundinamarca, con seis bloques y (4) la Cordillera Oriental en el Departamento del Tolima, con un bloque (Tablas 2 y 3).

CONTRATO	AREA	DEPARTAMENTO	MUNICIPIOS
La Loma Adicional	Cesar Ranchería	Cesar	Becerril, La Jagua de Ibirico, La Paz, Agustín Codazzi, Chiriguaná, El Paso
CR 4	Cesar Ranchería	Cesar	Becerril, La Jagua de Ibirico, La Paz, Agustín Codazzi, Bosconia, El Paso, Valledupar, San Diego
CR 3	Cesar Ranchería	Cesar	Becerril, La Paz, Agustín Codazzi, Bosconia, Valledupar, San Diego, Manaure, Balcón del Cesar
		La Guajira	Urumita, La Jagua Del Pilar
CR 2	Cesar Ranchería	La Guajira	Urumita, La Jagua Del Pilar, El Molino, Villanueva, Distracción, Fonseca, Barrancas, San Juan del Cesar
		Cesar	Valledupar
CAT 3	Catatumbo	Norte De Santander	Herrán, San Cayetano, Villa Del Rosario, Ragonvalia, Los Patios, Salazar, Chinácota, Pamplonita, Sardinata, Gramalote, Santiago, Cúcuta, El Zulia, Durania, Bochalema
VMM 2 Adicional	Valle Medio del Magdalena	Cesar	Gamarra, Río de Oro, San Martín, Puerto Wilches, Aguachica
VMM 3 Adicional	Valle Medio del Magdalena	Santander	Puerto Wilches
		Cesar	San Alberto, Aguachica, San Martín

VMM 9	Valle Medio del Magdalena	Santander	Cimitarra
VMM 5	Valle Medio del Magdalena	Antioquia	Puerto Berrío, Yondó
		Santander	Barrancabermeja, Cimitarra, Puerto Parra
VMM 29	Valle Medio del Magdalena	Cundinamarca	Tocaima, Nilo, Jerusalén, Guateque, La Mesa, Anolaima, Agua de Dios, Apulo, Beltrán, Pulí, Fusagasugá, Arbeláez, San Juan de Rioseco, Tibacuy, Quipile, Anapoima, Cachipay, Viotá
		Tolima	Coello, Ambalema, Lérida, Alvarado, Icononzo, Piedras, Melgar, Guayabal, Venadillo
VMM 16	Valle Medio del Magdalena	Antioquia	Sonsón
		Caldas	Victoria, Norcasia, La Dorada
		Tolima	Lérida, Falan, Honda, Guayabal, Mariquita
		Cundinamarca	Puerto Salgar
		Boyacá	Puerto Boyacá
COR 62	Cordillera Oriental	Tolima	Cunday, Dolores, Villarrica, Icononzo, Carmen de Apicalá, Melgar, Prado, Purificación

Tabla 2. Contratos de bloques de YNC asignados hasta julio del año 2019.

CONTRATO	FECHA FIRMA	CLASIFICACIÓN	TIPO DE CONTRATO	ESTADO ÁREA	OPERADOR	PROCESO
CAT 3	12/12/2012	Asignada	Exploración y Producción	Exploración	Ecopetrol	Ronda 2012
CR 4	16/03/2011	Asignada	Exploración y Producción	Exploración	Drummond Energy	Open Round 2010
CR 3	23/12/2016	Asignada	Exploración y Producción	Exploración	Drummond Energy	Open Round 2010
CR 2	23/12/2016	Asignada	Exploración y Producción	Exploración	Drummond Energy	Open Round 2010
La Loma Adicional	21/12/2016	Asignada	Exploración y Producción	Exploración	Drummond Energy	Contratación Directa
COR 62	27/11/2012	Asignada	Exploración y Producción	Exploración	Ecopetrol	Ronda 2012
VMM 3 Adicional	02/12/2015	Asignada	Exploración y Producción	Exploración	Conoco Phillips	Mini Ronda 2008
VMM 16	12/12/2012	Asignada	Exploración y Producción	Exploración	Ecopetrol	Ronda 2012
VMM 5	12/12/2012	Asignada	Exploración y Producción	Exploración	Ecopetrol	Ronda 2012
VMM 29	12/12/2012	Asignada	Exploración y Producción	Exploración	Ecopetrol	Ronda 2012
VMM 9	20/04/2009	Asignada	Exploración y Producción	Exploración	Parex Resources	Ronda 2014
VMM 2 Adicional	13/07/2017	Asignada	Exploración y Producción	Exploración	Conoco Phillips	Sin información

Tabla 3. Empresas a las que les han sido asignados contratos en bloques de YNC.

Ecosistemas:

Se analizaron los traslapes de los Bloques de YNC del Mapa de Tierras de la ANH (2019) con el Mapa de Ecosistemas Continentales, Costeros y Marinos de Colombia (MEC) a escala 1:100.000 actualizado para el año 2017 (Figura 4, Tabla 4).

Los Bloques de YNC se traslapan con ecosistemas estratégicos como el Bosque Seco Tropical, Humedales, Bosque Húmedo Andino y Altoandino. Estos se encuentran localizados en áreas donde predominan ecosistemas productivos (63%) y ecosistemas naturales (27%), dentro de los que se destacan los ecosistemas acuáticos (ríos, lagunas, humedales, ciénagas, pantanos) continentales (6%) y los ecosistemas con vegetación xerofítica y subxerofítica basal (7%), en donde predomina el déficit hídrico en la mayor parte del año (Figura 5).

Las actividades necesarias para la adecuación e instalación de las áreas proyectadas para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales de hidrocarburos implican actividades de remoción de coberturas vegetales y obras de infraestructura para garantizar tanto el transporte, como el suministro de energía y agua para su desarrollo, lo cual supone una transformación de los ecosistemas presentes en estas áreas.

La mayoría de los bloques de YNC se localizan en el Magdalena Medio. La Cuenca del río Magdalena, es el territorio más complejo del país desde el punto de vista de diversidad ecosistémica y con la mayor concentración de población. La diversidad de ecosistemas comprende ecosistemas boscosos, bosques basales, bosques subandinos, páramos y ecosistemas secos, xerofíticos y subxerofíticos, los cuales albergan gran cantidad de hábitats y formas de vida (Restrepo, 2005).

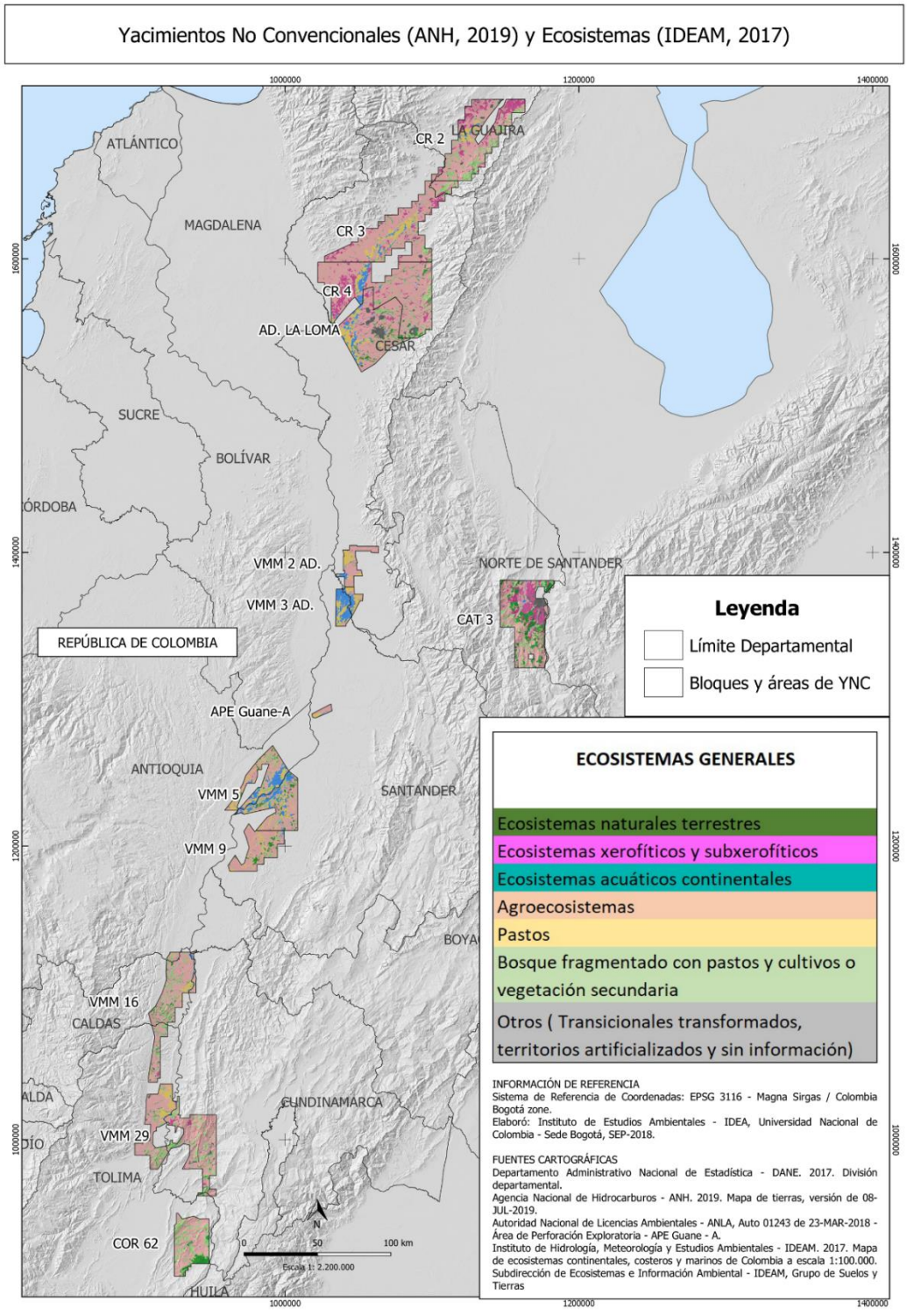


Figura 4. Mapa de ecosistemas que se traslapan con bloques de YNC. Observatorio de Conflictos Ambientales OCA, Instituto de Estudios Ambientales IDEA, Universidad Nacional, septiembre 2019.

ECOSISTEMAS GENERALES	%	Área (ha)
Ecosistemas naturales terrestres	14,17	216.799
Ecosistemas xerofíticos y subxerofíticos	7,38	112.878
Ecosistemas acuáticos continentales	6,24	95.460
Agroecosistemas	62,47	956.132
Pastos	5,33	81.599
Bosque fragmentado con pastos y cultivos o vegetación secundaria	1,66	25.503
Otros (Transicionales transformados, territorios artificializados y sin información)	2,75	42.125
TOTAL	100	1.530.496

Tabla 4. Porcentaje de cada grupo de ecosistemas presentes en los bloques de YNC.

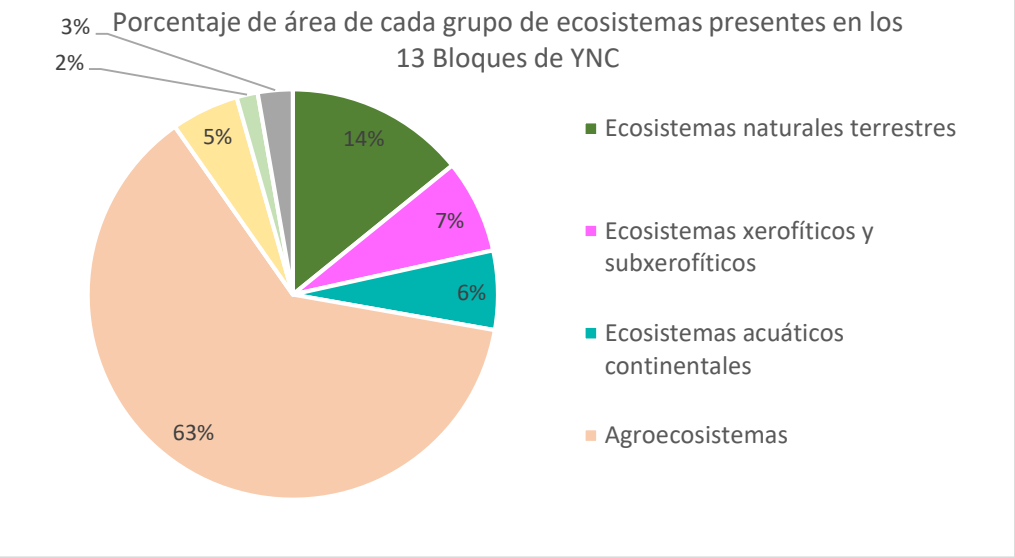


Figura 5. Porcentaje de área de ecosistemas que se traslapan con Bloques de YNC (2019).

El 63% del área de los bloques de YNC se traslapa con varios agroecosistemas (Tabla 5), que alcanzan 956.132 hectáreas. El traslape con estas áreas puede generar conflictos por el uso del suelo y por el uso del recurso hídrico. La conservación y aprovechamiento sostenible de estos ecosistemas es fundamental para garantizar las dinámicas de la diversidad de especies que los habitan, la regulación y mantenimiento del ciclo del agua y la conectividad ecológica. Al respecto, la posibilidad de contaminación de los suelos, las aguas superficiales, los acuíferos y el aire, plantean la necesidad de priorizar la protección de zonas importantes para la población (productivas y territorios colectivos), las áreas para la conservación y los ecosistemas estratégicos.

Agroecosistemas	% en los bloques
Agroecosistema ganadero	43,0
Agroecosistema de mosaico de cultivos, pastos y espacios naturales	10,2
Agroecosistema de mosaico de cultivos y pastos	4,3
Agroecosistema arrocero	1,7
Agroecosistema palmero	1,3
Agroecosistema transicional transformado	0,7
Agroecosistema cafetero	0,6
Agroecosistema de cultivos transitorios	0,4
Agroecosistema forestal	0,2
Agroecosistema de cultivos permanentes	0,1
Estanques para acuicultura	0,004

Tabla 5. Porcentaje de Agroecosistemas en bloques de YNC.

Bosque Seco Tropical:

El Bosque Seco Tropical comprende un conjunto de ecosistemas en zonas relativamente planas, con una estacionalidad marcada de lluvias y varios meses de sequía. Por la fertilidad de sus suelos ha sido habitado y fuertemente transformado por las actividades humanas, por lo cual en

la actualidad es uno de los más amenazados, existen solo relictos en una situación crítica de fragmentación y deterioro. Su gran diversidad biológica y otros servicios ecosistémicos corren el peligro de desaparecer e incrementar las condiciones de vulnerabilidad en la que viven las comunidades locales (Pizano & García, 2014).

Los Bosques Secos se consideran centros de endemismos y diferenciación para la flora y la fauna. En Colombia se cuentan casi 2.600 especies de plantas de las cuales 83 son endémicas, 230 especies de aves de las cuales 33 son endémicas, y 60 especies de mamíferos de los cuales 3 son endémicos (Sistema de Información Ambiental de Colombia, 2019).

Las áreas de Bosque Seco que se traslapan con Bloques de YNC se encuentran en Norte de Santander, La Guajira y en los valles interandinos del Magdalena Medio (Figura 6, Tabla 6). Es importante señalar que estas áreas presentan un déficit hídrico natural durante varios meses, lo cual indica que el recurso hídrico es un factor limitante que requiere de un manejo adecuado para garantizar su disponibilidad durante el año.

Bloque YNC	Área Total del Bloque (ha)	BST (ha)	% de BST en el Bloque
VMM-29	177.813	19.811	11,1
VMM 16	116.564	876	0,8
COR-62	81.863	3.892	4,8
VMM-2	29.564	214	0,7
CR-2	157.234	18.165	11,6
CR-3	185.381	14.459	7,8
CR-4	234.875	7.893	3,4
La Loma Adicional	145.811	1.006	0,7
CAT- 3	153.771	26.565	17,3
Total		**92.882**	

Tabla 6. Áreas de Bosque Seco Tropical que se traslapan con bloques de YNC.

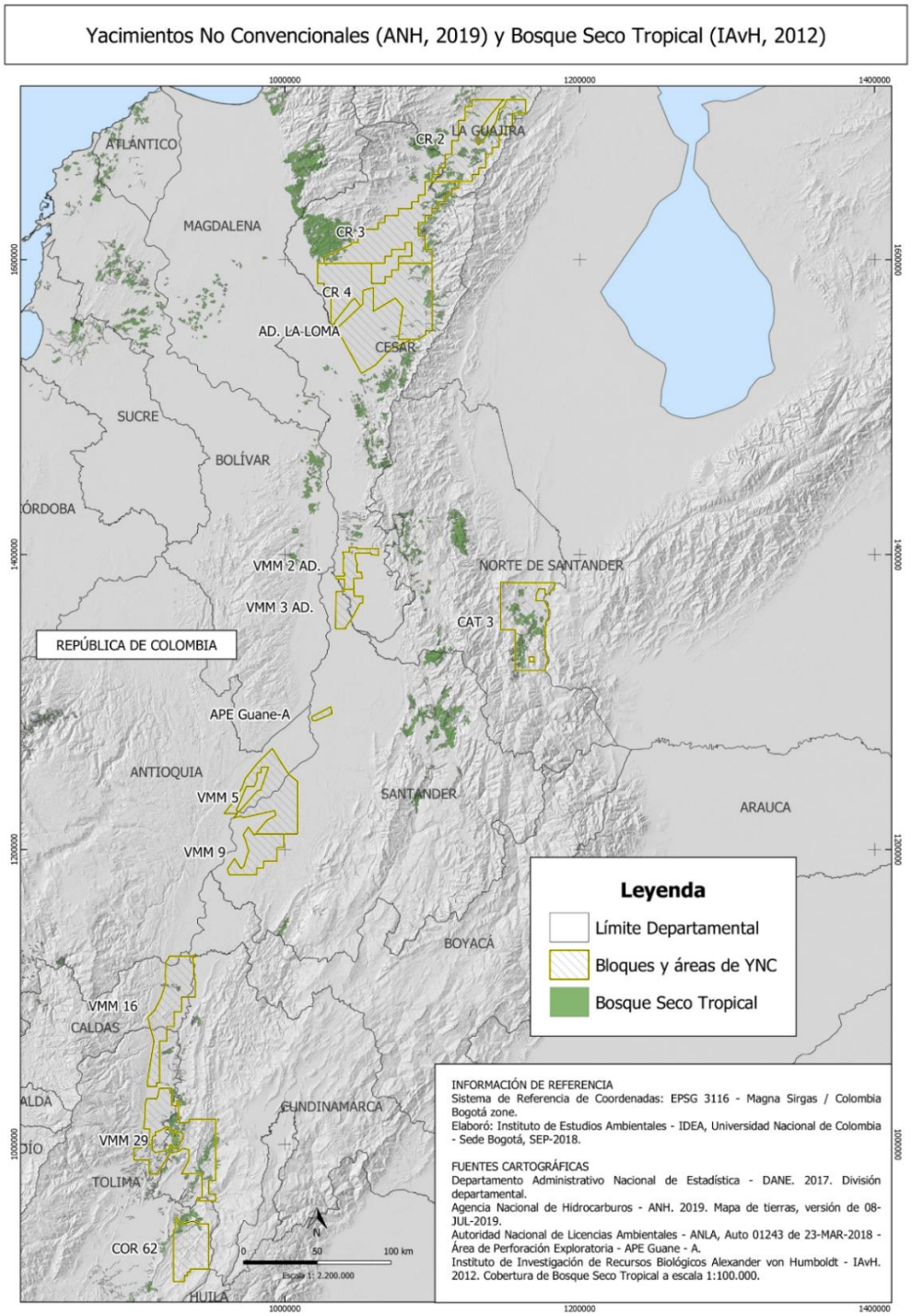


Figura 6. Mapa de áreas de Bosque Seco Tropical que se traslapan con Bloques de YNC. Observatorio de Conflictos Ambientales OCA, Instituto de Estudios Ambientales IDEA, Universidad Nacional, septiembre 2019.

Humedales:

De acuerdo con el cruce entre los bloques de YNC y la capa de Humedales – Ecosistemas Acuáticos, a escala 1: 100.000 (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. 2012) (Figura 7), se obtiene que 32.632 hectáreas de humedales se traslapan con Bloques de YNC, correspondientes a 11 de los 12 bloques analizados.

Las áreas de humedales están representadas en ecosistemas de aguas continentales naturales e hidrofitia continental del Helobioma del Magdalena y el Caribe y del Zonobioma Húmedo del Caribe, hidrofitia continental del Zonobioma Seco del Caribe y aguas continentales naturales del Orobioma Azonal de Cúcuta (Tabla 7). En el Valle Medio del Magdalena se resaltan, por ejemplo, el Complejo Cenagoso de Terraplén en el Cesar, del cual dependen las familias de pescadores y la Ciénaga de Barbacoas en Antioquia.

Los humedales son ecosistemas valiosos que, debido a condiciones geomorfológicas e hidrológicas, permiten la acumulación de agua temporal o permanentemente y dan lugar a un tipo característico de suelo y/o a organismos adaptados a estas condiciones (IAVH, 2015). Las actividades de exploración y explotación de YNC en estas áreas podrían amenazar la integridad de estos ecosistemas y su función ecológica en el control de inundaciones, la retención y exportación de sedimentos y nutrientes y la recarga de acuíferos.

Bloque YNC	Ecosistema	Cobertura	Área (ha)	% del bloque
CR 3	Aguas cont. naturales del helobioma Magdalena y Caribe	Aguas continentales naturales	930	0,50
CR 4	Aguas cont. naturales del helobioma Magdalena y Caribe	Aguas continentales naturales	294	0,13
La Loma Adicional	Aguas cont. naturales del helobioma Magdalena y Caribe	Aguas continentales naturales	854	0,59
VMM 2 Adicional	Aguas cont. naturales del helobioma Magdalena y Caribe	Aguas continentales naturales	1.611	5,45

VMM 3 Adicional	Aguas cont. naturales del helobioma Magdalena y Caribe	Aguas continentales naturales	3.538	10,49
	Hidrofitia continental del helobioma Magdalena y Caribe	Hidrofitia continental	1.301	3,86
	Hidrofitia continental del zonobioma seco tropical del Caribe	Hidrofitia continental	231	0,69
CAT 3	Aguas cont. naturales del orobioma azonal de Cúcuta	Aguas continentales naturales	109	0,07
APE Guane-A	Aguas cont. naturales del helobioma Magdalena y Caribe	Aguas continentales naturales	637	11,11
VMM 5	Aguas cont. naturales del helobioma Magdalena y Caribe	Aguas continentales naturales	15.239	10,40
	Hidrofitia continental del zonobioma húmedo tropical del Magdalena y Caribe	Hidrofitia continental	3.184	2,17
VMM 9	Aguas cont. naturales del helobioma Magdalena y Caribe	Aguas continentales naturales	201	0,33
VMM 16	Aguas cont. naturales del helobioma Magdalena y Caribe	Aguas continentales naturales	3.022	2,59
VMM 29	Aguas cont. naturales del helobioma Magdalena y Caribe	Aguas continentales naturales	1.480	0,83
		TOTAL Humedales	32.632	

Tabla 7. Áreas de humedales que se traslapan con bloques de YNC.

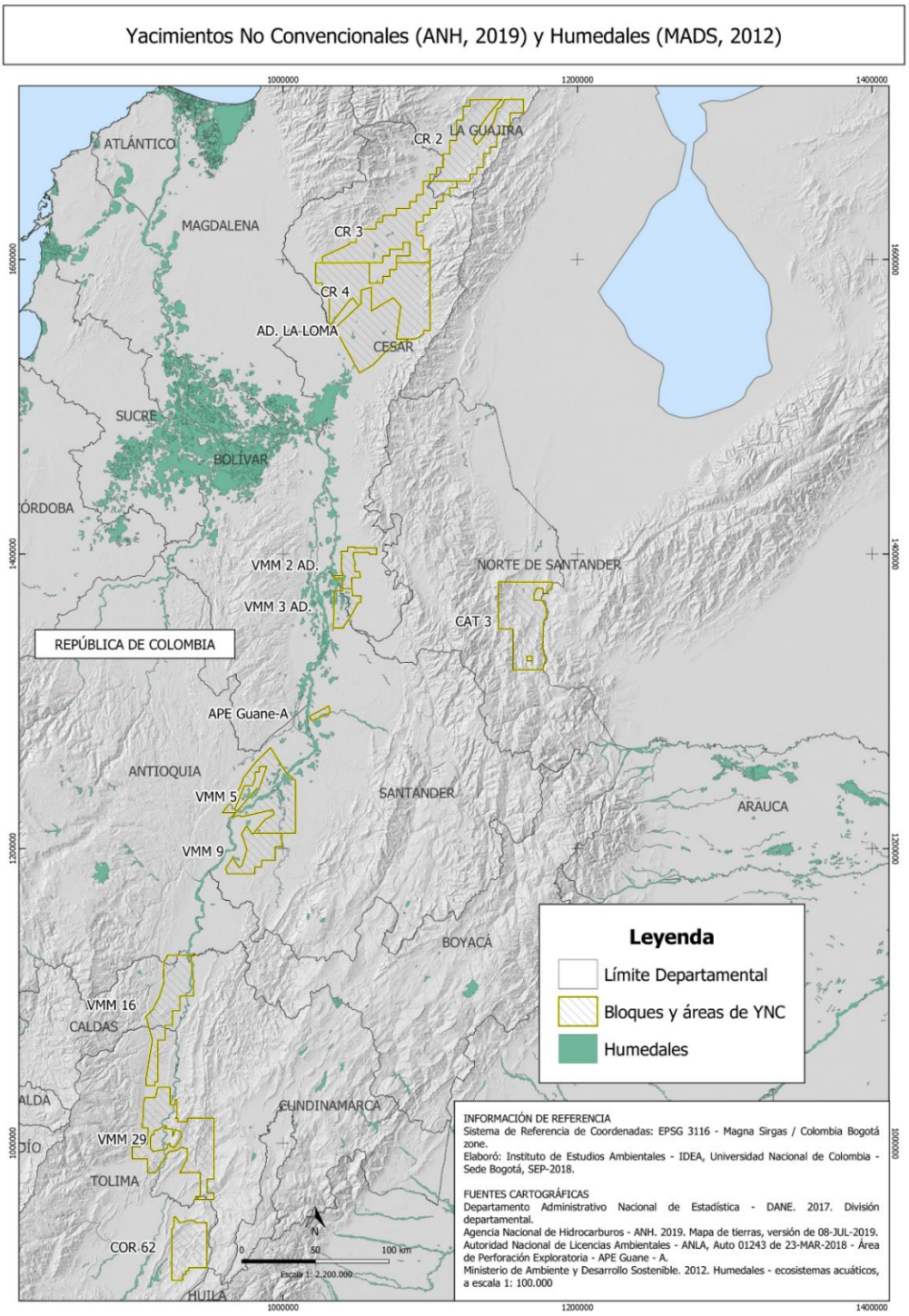


Figura 7. Mapa de áreas de humedales que se traslapan con bloques de YNC. Observatorio de Conflictos Ambientales OCA, Instituto de Estudios Ambientales IDEA, Universidad Nacional, septiembre 2019.

Áreas protegidas:

Según el Registro único de áreas protegidas (RUNAP), los bloques de YNC (2019) se traslapan con nueve áreas protegidas, incluyendo Distritos de Conservación de Suelos, Reservas Naturales de la Sociedad Civil, Distritos Regionales de Manejo Integrado, Parques Naturales Regionales y Reservas Forestales Protectoras (Figura 8, Tabla 8). Todas estas áreas cumplen la función de mantener la conectividad ecológica, la biodiversidad y el suministro de servicios ecosistémicos.

Bloque YNC	Categoría	Nombre	Área (ha)	% del bloque
VMM-29	Distritos de Conservación de Suelos	Distrito Regional de Manejo Integrado Bosque Seco de la Vertiente Oriental del Río Magdalena	13.035	7,33
	Reserva Natural de la Sociedad Civil	Camino Verde	9	0,01
VMM-16	Reserva Natural de la Sociedad Civil	Hacienda El Triunfo	740	0,63
	Reserva Natural de la Sociedad Civil	Jabiru	379	0,33
VMM-9	Reserva Natural de la Sociedad Civil	Finca Agroecológica El Paraíso	239	0,38
VMM-5	Distritos Regionales de Manejo Integrado	Ciénaga de Barbacoas	18.337	12,51
CR2	Distritos Regionales de Manejo Integrado	Serranía de Perijá	9.235	5,07
	Parques Naturales Regionales	Cerro Pintao - Serranía del Perijá	128	0,08
	Reservas Forestales Protectoras Regionales	Manantial de Cañaverales de la Guajira	1.001	0,64
		Total Áreas Protegidas en bloques de YNC	**43.105**	

Tabla 8. Traslape de bloques de YNC con Áreas Protegidas.

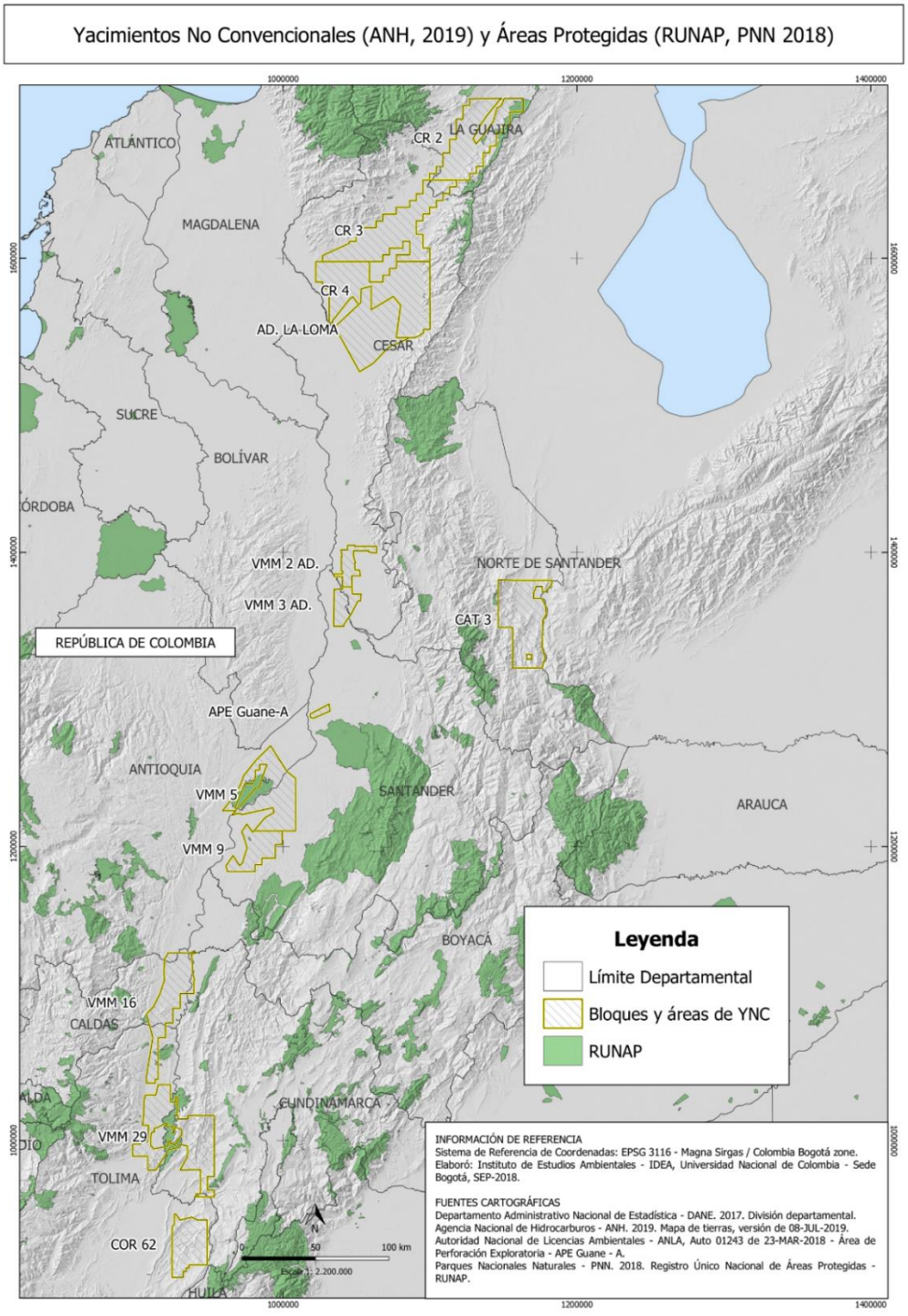


Figura 8. Mapa de Áreas Protegidas que se traslapan con bloques de YNC. Observatorio de Conflictos Ambientales OCA, Instituto de Estudios Ambientales IDEA, Universidad Nacional, septiembre 2019.

Los Distritos de Manejo Integrado, están definidos como "un espacio de la biosfera que, por razón de factores ambientales o socioeconómicos, se delimita para que dentro de los criterios del desarrollo sostenible se ordene, planifique y regule el uso y manejo de los recursos naturales renovables y las actividades económicas que allí se desarrollen" (Artículo 2, Decreto 1974 del 31 de agosto de 1989). En estas áreas los ecosistemas presentan rasgos naturales inalterados o son ecosistemas alterados de especial singularidad pero susceptibles de recuperación y que benefician directa o indirectamente a las comunidades locales o regionales. Por lo tanto, cualquier actividad relacionada con la exploración y explotación de hidrocarburos, amenaza su integridad.

La Serranía del Perijá, al norte de Colombia es un territorio de importancia biológica para el país y para las comunidades indígenas de los pueblos Bari y Yukpa. Este último además se encuentra en riesgo de extinción física y cultural (Auto 004 de 2009, Corte Constitucional de Colombia).

Ecosistemas priorizados:

El cruce entre los bloques de YNC y las áreas de ecosistemas priorizados por el país en el Conpes 3680 de 2010 (MAVDT, UAESPNN y DNP-SDAS) muestra 24 tipos que se identifican como importantes para la representatividad ecológica y conservación de las áreas protegidas. Se destacan los ecosistemas con vegetación secundaria del zonobioma seco tropical del Caribe, con vegetación secundaria del Orobioma Azonal de Cúcuta, los que cuentan con vegetación secundaria y aguas continentales de los Helobiomas del Magdalena y el Caribe y el Zonobioma Húmedo Tropical del Magdalena (Figuras 9 y 10).

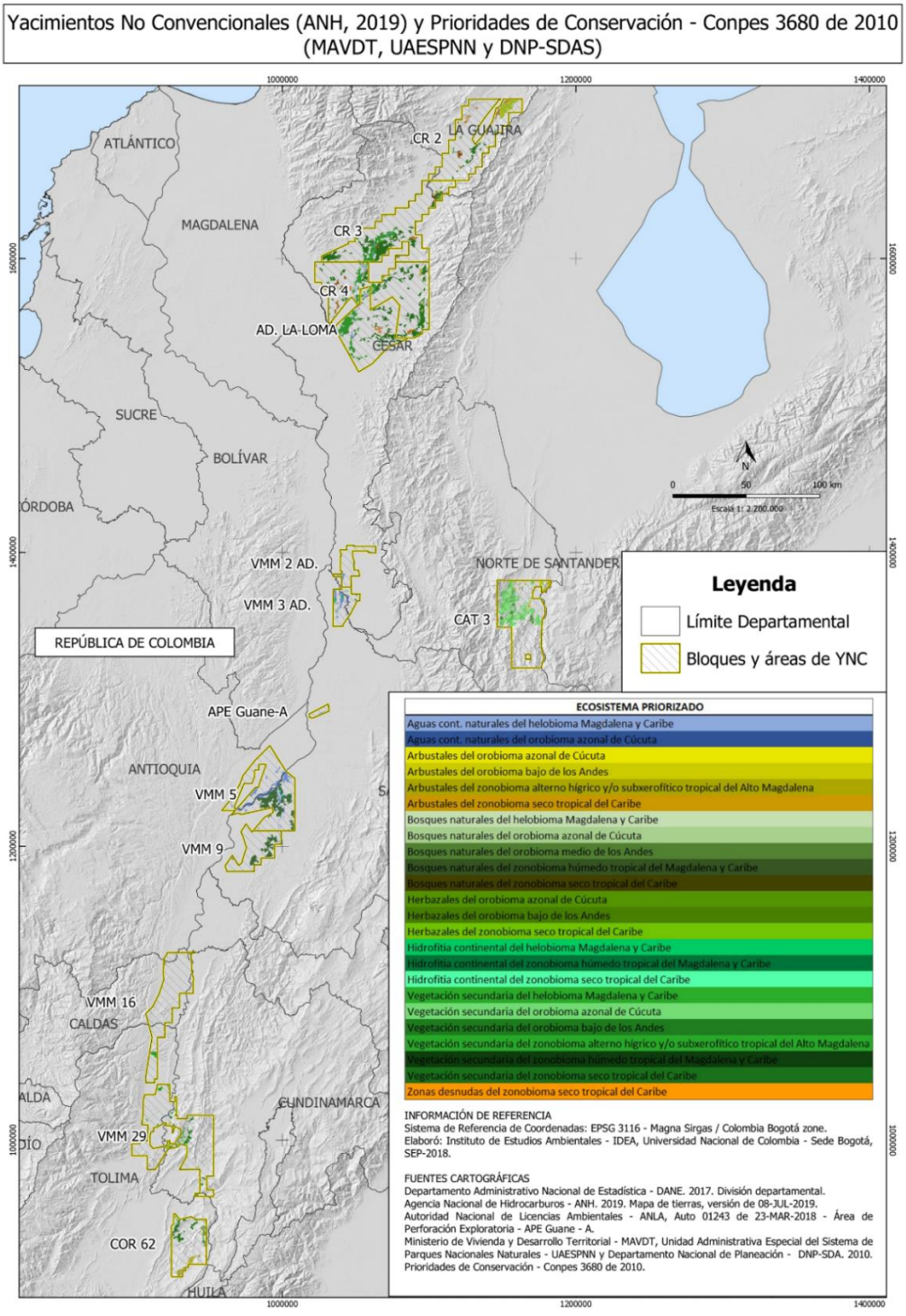


Figura 9. Mapa de Prioridades de Conservación que se traslapan con bloques de YNC. Observatorio de Conflictos Ambientales OCA, Instituto de Estudios Ambientales IDEA, Universidad Nacional, septiembre 2019.

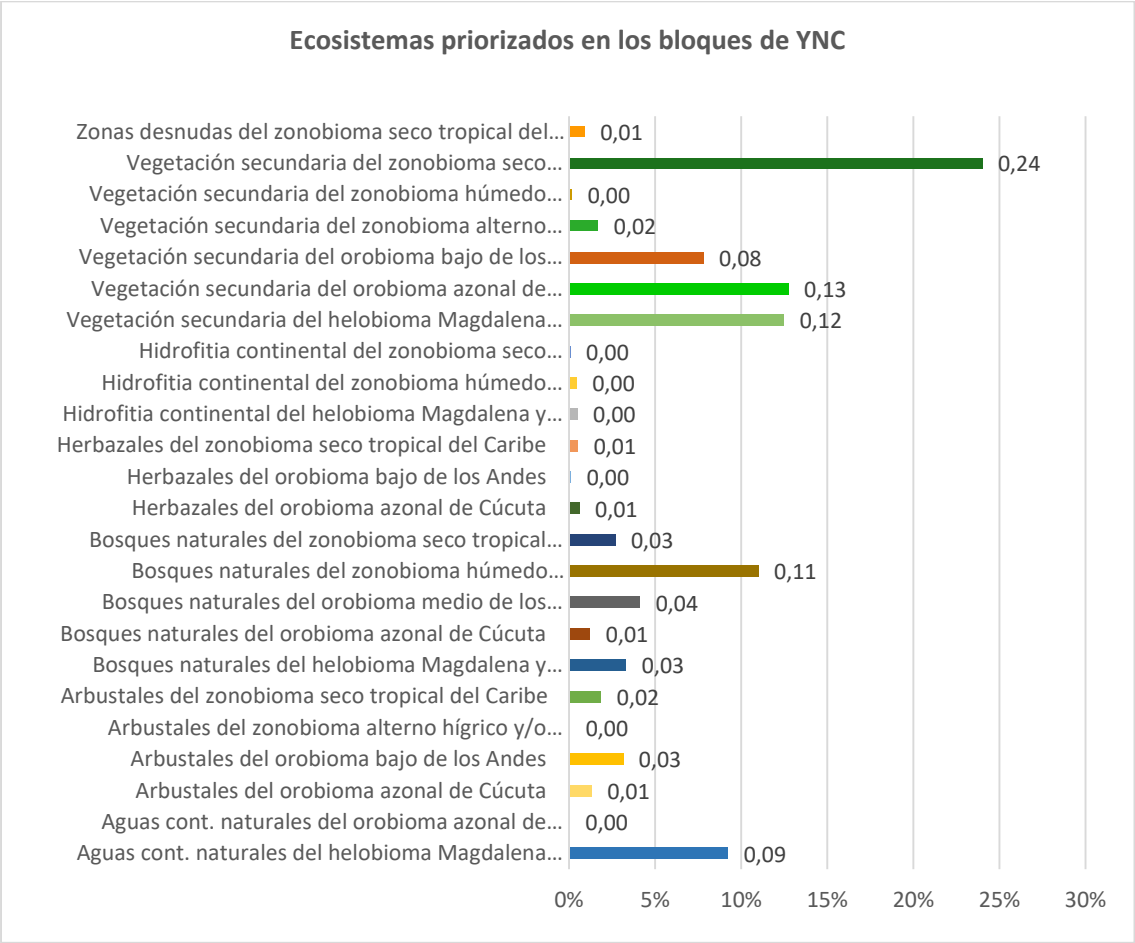


Figura 10. Ecosistemas Prioritarios que se traslapan con bloques de YNC. Elaborado con base en el Sistema de Información Ambiental de Colombia (SIAC).

Reserva forestal:

El mapa de las áreas de Reserva Forestal (MADS, 2016) se cruzó con el mapa de bloques de YNC (Figura 11). Las Zonas de Reserva Forestal de la Ley 2da están orientadas para el desarrollo de la economía forestal y protección de los suelos, las aguas y la vida silvestre. No son áreas protegidas, pero en su interior se encuentran áreas del Sistema Nacional de Áreas Protegidas – SINAP y territorios colectivos (SIAC, 2019). De acuerdo con el análisis cartográfico tres Bloques de YNC se traslapan con la Reserva Forestal del Río Magdalena y con la Serranía de los Motilones (Tabla 9).

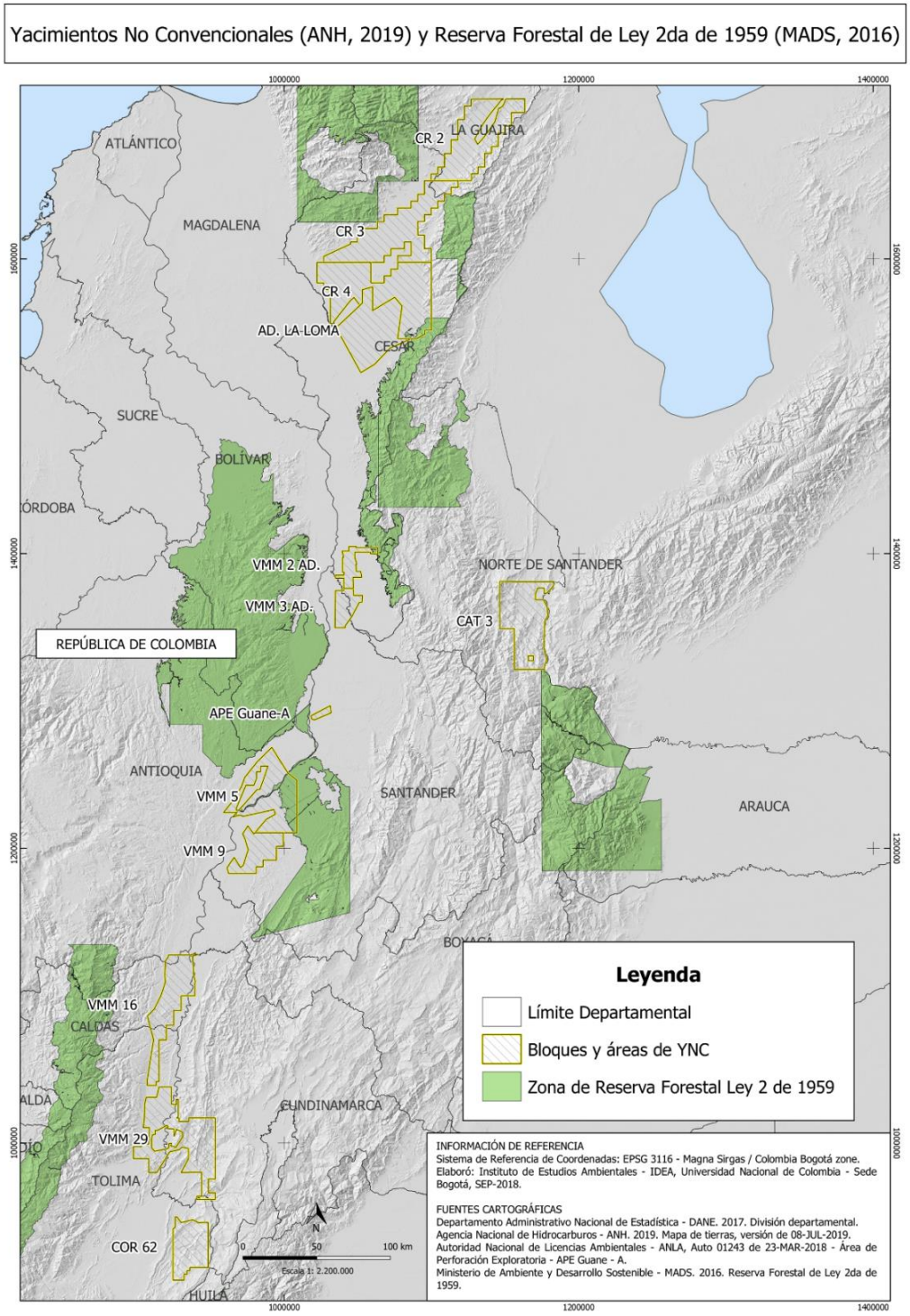


Figura 11. Áreas de Reserva Forestal de la Ley 2da que se traslapan con bloques de YNC. Observatorio de Conflictos Ambientales OCA, Instituto de Estudios Ambientales IDEA, Universidad Nacional, septiembre 2019.

Bloque de YNC	Reserva Forestal Ley 2da de 1959	Área (ha)	% del bloque
VMM- 5	Río Magdalena	37.049	25,3
VMM- 2	Río Magdalena	1.634	5,5
CR- 2	Río Magdalena	705	0,4
	Serranía de los Motilones	8.188	5,2
Total		**47.576**	

Tabla 9. Traslape de bloques de YNC con Zonas de Reserva Forestal de la Ley 2da de 1959.

Resguardos indígenas:

Los Bloques de YNC se traslapan con siete Resguardos Indígenas del pueblo Wayuu en La Guajira, dos Resguardos del pueblo Yukpa, un Consejo Comunitario y una Zona de Reserva Campesina (Figura 12, Tabla 10)**.**

En las fichas elaboradas por la ANH para los Bloques de YNC de la Ronda 2014, se registra con preocupación la siguiente aclaración: "La información consignada en las Fichas Socio Ambientales, no incluye las comunidades indígenas, negras y pueblo ROM que han tenido la posesión ancestral del territorio y no cuentan con la titularidad colectiva del mismo, los cuales solo se conocerán en el momento en que el Ministerio del Interior expida la respectiva certificación de presencia o no de comunidades étnicas a solicitud de la compañía, de acuerdo con lo dispuesto por la Ley. Esa información está sujeta a variaciones por disposición de las autoridades competentes, y es responsabilidad de los Contratistas actualizarla y dar estricto cumplimiento a las disposiciones que regulan todas las anteriores materias". Lo anterior, expone uno de los factores que generan gran incertidumbre respecto a la implementación del fracking en el país, ya que son pocos los mecanismos de participación para la toma de decisiones con los que cuenta la población general. Los mecanismos de participación de las comunidades étnicas, como el derecho a la consulta previa, son aún más difíciles porque requieren de la titulación del territorio colectivo.

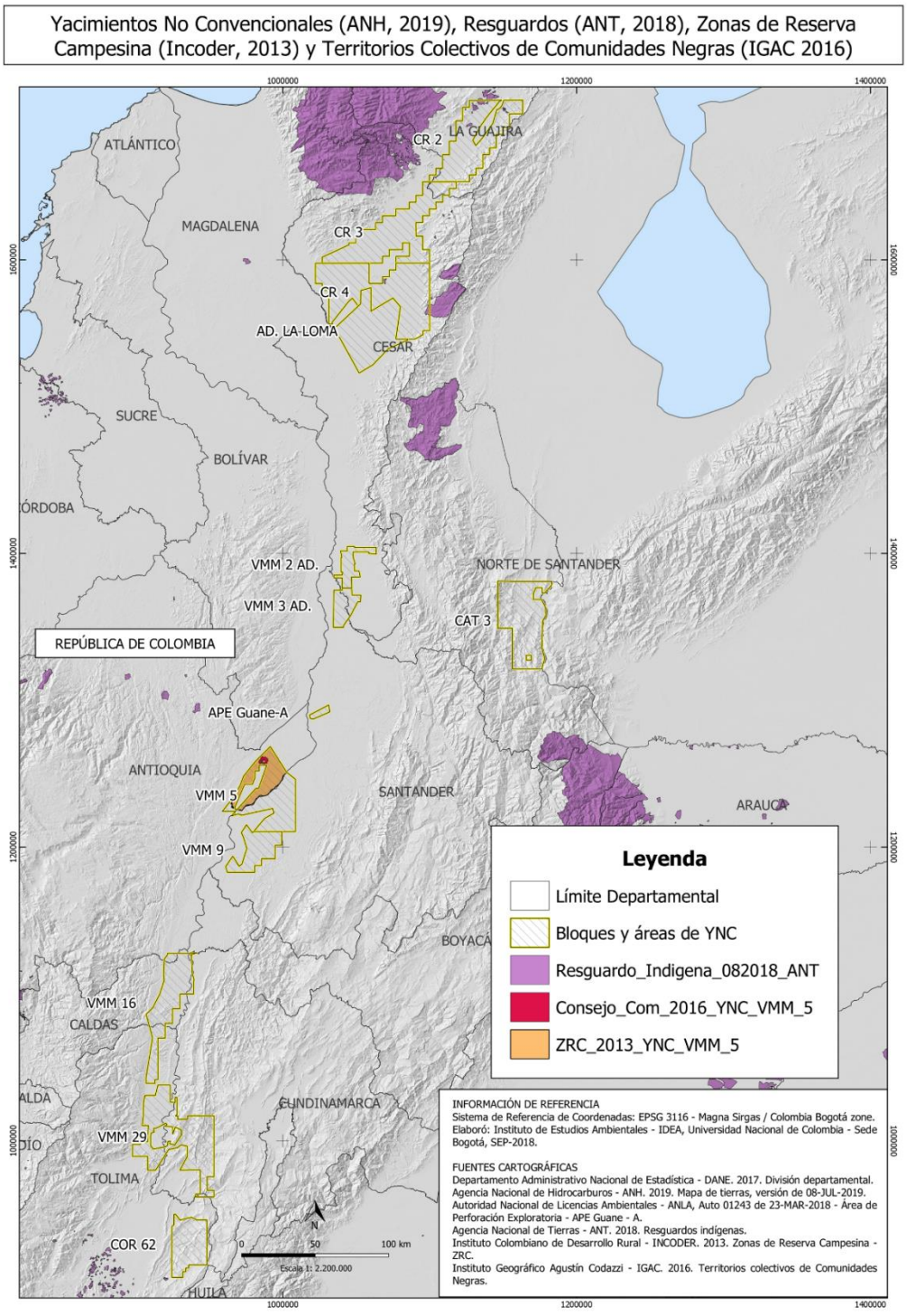


Figura 12. Mapa de Resguardos Indígenas, Consejos Comunitarios y Zonas de Reserva Campesina que se traslapan con bloques de YNC. Observatorio de Conflictos Ambientales OCA, Instituto de Estudios Ambientales IDEA, Universidad Nacional, septiembre 2019.

Resguardos indígenas (IGAC, 2017)				
Bloque de YNC	**Nombre del Resguardo**	**Etnia**	**Área (ha)**	**% del bloque**
CR-4	MENKUE-MISAYA Y LA PISTA	YUKPA	323	0,1
	SOCORPA	YUKPA	1.477	0,6
CR-2	CAICEMAPA	WAYÚU	554	0,4
	CERRODEO	WAYÚU	1.048	0,7
	MAYABANGLOMA	WAYÚU	1.356	0,9
	POTRERITO	WAYÚU	44	0,02
	SAN FRANCISCO	WAYÚU	3	0,001
	TRUPIOGACHO Y LA MESETA	WAYÚU	280	0,2
	NUEVO ESPINAL	WAYÚU	422	0,3
Total			**5.507**	
Territorios colectivos comunidades negras (IGAC, 2016)				
Bloque de YNC	**Consejo Comunitario**		**Área (ha)**	**% del bloque**
VMM- 5	CAÑO BODEGAS		2.112	1,4
Zona de Reserva Campesina (INCODER, 2013)				
Bloque de YNC	**Zona de Reserva Campesina**		**Área (ha)**	**% del bloque**
VMM- 5	ZRC VALLE DEL RIO CIMITARRA		60.640	41,4

Tabla 10. Traslape de Bloques de YNC (2019) con territorios colectivos.

PREGUNTA 1.4: ¿Los riesgos potenciales son previsibles, pueden ser mitigados y son reversibles? En caso afirmativo, de conformidad con el desarrollo científico y técnico actual en el mundo, ¿cuáles son los requerimientos, medios, instrumentos y mecanismos de seguimiento y control para lograr estos objetivos? ¿Existen experiencias al respecto y cuáles han sido sus resultados?

RESPUESTA 1.4:

Los riesgos son sólo parcialmente previsibles, mitigables y reversibles. Algunos riesgos materializados, como la extinción de especies y la destrucción de ecosistemas, no son reversibles. Algunos daños en salud son mitigables y otros son irreversibles.

El agua no tiene sustituto y una vez que se pierde o se contamina la remediación tiene un costo muy alto. Por ejemplo, cuando se contamina un acuífero por derrames de hidrocarburos o con el fluido de retorno, toma mucho tiempo remediarlo, con un costo muy alto, no sólo económico sino ambiental, que requiere de muchos estudios y de un seguimiento y monitoreo intensivo (Buono et al, 2017).

En cuanto a los derrames en las aguas superficiales, se pueden considerar como riesgos no reversibles, porque afectan a los ecosistemas, generando pérdida de biota (flora y fauna) que es muy valiosa (IAVH & CAR, 2009), además de generar conflictos con la comunidad por afectaciones en animales de granja y disponibilidad de agua potable. Los daños por contaminación del agua en la salud humana y de animales de granja podrían ser mitigables, pero si ocasionan enfermedades graves o la muerte, son irreversibles.

Para Thomas et al (2019) el desarrollo futuro del fracturamiento hidráulico depende de los avances en la comprensión de los procesos físicos, de los métodos de disposición de los fluidos de retorno, de las capacidades de modelación del transporte multifásico y de las técnicas de monitoreo que permitan realizar un control y seguimiento adecuado. Oikonomou et al (2016) resaltan que se requiere de datos confiables durante el monitoreo del agua para mejorar la comprensión del uso del agua y permitir identificar conflictos por su uso, que sirvan para identificar las medidas de compensación tanto a nivel local como regional. Esto reduciría los

conflictos y complementaría la capacidad de tomar decisiones informadas de planificación y gestión de los recursos hídricos de manera ambiental y socialmente aceptable.

En cuanto a los requerimientos, medios e instrumentos de seguimiento y control para poder prevenir y mitigar los riesgos, existe consenso sobre las medidas que se deben tomar al respecto, las cuales incluyen: 1) Determinación de una línea base confiable y actualizada de flora y fauna, calidad de las aguas y el aire, uso del suelo, salud pública y demás variables que puedan generar conflicto de interés, como pueden ser la institucionalidad, la gobernanza y los aspectos socio-económicos y culturales. 2) Realización del monitoreo en tiempo real para tener control de las variables de calidad de agua, suelo, aire y biota. Así mismo, hacer un seguimiento a las variables económicas, sociales y culturales, con el fin de dar alertas y poder realizar una buena gestión del riesgo. 3) Hacer pública la información recolectada sobre todos los procesos involucrados en la técnica del fracking, para que tanto la academia como las empresas y la comunidad puedan realizar investigación, control y seguimiento en todas las dimensiones de interés: ambiental (variables físicas y bióticas), salud pública, económica, social, cultural e institucionalidad. 4) Promover la vigilancia y control ciudadano a través de seguimiento de todo el proceso para que sea transparente tanto para las comunidades como para todas las instituciones. 5) Fortalecimiento institucional para que personal calificado vigile, controle y tome medidas efectivas y rápidas. 6) Implementación de un observatorio y una base de datos nacional alimentada por las empresas del sector y el Gobierno, que esté disponible y abierta para el uso de todos los interesados.

Por ahora, no existen en Colombia ninguna de esas condiciones. No existe ni una línea base confiable de información ambiental e hidrológica, ni la capacidad de monitoreo y control, ni se tiene tampoco acceso a la información ambiental, geológica, geofísica, geoquímica y sísmica procesada por la industria durante décadas.

Es importante destacar la propuesta por Lampkin & Wyatt (2019), quienes señalan que es imprescindible que se realice una valoración ecológica por encima de una valoración económica en los estudios que se realizan sobre los impactos y beneficios de las técnicas del fracturamiento hidráulico.

Un estudio global realizado por Rosa et al (2018) destaca que entre 31% y 44% de los sitios en donde se reportan explotaciones mediante fracturamiento hidráulico están localizados en lugares con estrés hídrico y un 30% en lugares en donde se utiliza el agua para riego. Un 20% se encuentra en lugares en donde se utilizan aguas subterráneas para abastecimiento de comunidades, por lo que pueden surgir conflictos por el uso del agua.

A modo de experiencia previa existente en la literatura científica, el reciclaje y la reutilización de las aguas residuales de la fracturación hidráulica (flow-back o fluido de retorno) constituyen una alternativa interesante para evaluar si se eliminan algunos de los desafíos de la disponibilidad de sitios para disposición de estas aguas, su depuración y en algunos casos eliminación del agua (Chang et al, 2019; Zhang et al, 2019 a). Sin embargo, estos procesos pueden ser difíciles de implementar en nuestras regiones por la alta complejidad de los territorios, biodiversidad presente, desconocimiento de la línea base ambiental y conflictos sociales por el uso del agua y de la tierra.

Se estima que la probabilidad de ocurrencia de un derrame del fluido de retorno durante el transporte o por fallos en la integridad del pozo es baja (Shanafield et al, 2019). Colombia tiene contemplado en su normatividad el derrame de hidrocarburos en su plan de gestión de riesgo de desastres UNGRD (2019), que se debería tener en cuenta en caso de un evento de este tipo. Sin embargo, los accidentes ocurridos recientemente, indican que estos procesos de gestión del riesgo han sido insuficientes en cuanto a vigilancia y controles previos y en cuanto a seguimiento y remediación posterior.

Darrah et al (2014) utilizaron trazadores de gases nobles con el fin de estimar cuáles son los mecanismos que aumentan las concentraciones de hidrocarburos en el agua potable cerca de pozos donde se realiza fracking en los Estados de Pensilvania y Texas. Tomaron datos de 134 muestras de agua potable y con análisis geoquímicos del gas metano fue posible determinar la presencia de fugas a través del cemento anular (cuatro casos), las carcasas de producción (tres casos) y falla de un pozo (un caso).

La EPA ha demostrado que las malas prácticas del fracking han contaminado acuíferos en Wyoming, Estados Unidos, básicamente por derrames ocurridos por mala manipulación de sustancias químicas DiGiulio & Jackson (2016). Por otro lado, Lin et al (2018) reportan el

descenso en los niveles freáticos en 3 de 15 acuíferos estudiados en Dakota del Norte, Estados Unidos. Es importante mencionar que cuando no se cumple la normatividad, se debería contar con una institucionalidad fuerte que haga aplicar el rigor de la norma en cuanto a la vigilancia, control y seguimiento de los riesgos previamente identificados, para que exista una compensación o castigo ejemplarizante ante una práctica que puede llegar a tener efectos adversos en la salud humana y en el medio ambiente.

Con relación a las fugas, la tecnología presenta grandes avances en perforación y aislamiento de pozos. No obstante, con el transcurrir de los años, los materiales utilizados son susceptibles a procesos de deterioro, que dependen de la sismicidad natural de la zona, los sistemas de fracturas y fallas pre-existentes, la hidrogeología del área, la geoquímica de las rocas perforadas, los compuestos químicos introducidos y la calidad inicial de los revestimientos. La corrosión y deterioro de los metales y del cemento de revestimiento de los pozos, tanto convencionales como no convencionales, pueden terminar en rupturas que producen derrames de aguas contaminadas por compuestos químicos utilizados en la perforación y además por gas y petróleo y por elementos y minerales liberados de la roca.

Los escapes de gas, petróleo y aguas contaminadas de los pozos hacia acuíferos, aguas superficiales y atmósfera constituyen un riesgo elevado y difícil de mitigar. En relación con los problemas de integridad de los revestimientos de los pozos, el compendio de estudios científicos de CHPNY & PSR (2019, p. 119) concluye:

“Los estudios muestran que muchos pozos de petróleo y gas tienen fugas, lo que permite la migración de gas natural y potencialmente otras sustancias en el agua subterránea y/o la atmósfera. Alrededor del cinco por ciento de los pozos tienen fugas de inmediato, el 50 por ciento de fugas después de 15 años y el 60 por ciento de fugas después de 30 años. El acto del fracking en sí mismo puede redistribuir el estrés y crear vías subterráneas para la migración del fluido, que a su vez puede comunicarse con vías causadas por el deterioro del cemento en el envejecimiento de las cubiertas de los pozos, lo que conduce tanto a la contaminación del agua subterránea como a las emisiones atmosféricas. El problema de la fuga de pozos, identificado por primera vez por la industria, no tiene una solución conocida. Datos del Departamento de Protección Ambiental (DEP) de Pennsylvania muestran que más del 9% de los pozos de gas

shale perforado en los condados del noreste del estado presentan fugas dentro de los primeros cinco años. Las fugas plantean riesgos graves, incluida la posible pérdida de vidas o bienes por explosiones y la migración de gas y otros productos químicos nocivos a los suministros de agua potable. Las fugas de metano hacia los acuíferos pueden, bajo ciertas condiciones, ser transformadas por bacterias en ácido sulfhídrico y otros subproductos venenosos. Los microbios de las formaciones profundas de shales también pueden generar sulfuros que contribuyen, con el tiempo, a la corrosión de tuberías y revestimientos. No hay evidencia que sugiera que el problema del deterioro del cemento y del revestimiento del pozo esté disminuyendo. La industria no tiene una solución para rectificar el problema crónico de fallas del revestimiento / cemento del pozo y fugas resultantes. Tapar los pozos viejos e inactivos es una solución imperfecta porque, como muestra la investigación, los tapones de cemento se degradan con el tiempo y porque muchos pozos presentan fugas desde el exterior de la carcasa del pozo". Entre las referencias citadas se encuentran: Yudhowijoyo et al (2018), Nikiforuk (2017 e), Jacobs (2017 a, b), Booker et al (2017), Ingraffea et al (2014), Council of Canadian Academies, (2014); BC Oil and Gas Commission (2013), Ingraffea (2013), Watson & Bachu, (2009), Brufatto et al (2003).

El deterioro del cemento y de los tubos de revestimiento de los pozos (convencionales y no convencionales) con el tiempo, puede iniciarse con cementaciones deficientes (Figura 13) que no logran un sello completo alrededor de la tubería de revestimiento. De acuerdo con el Council of Canadian Academies (2014): "La fuga de gas a través de sellos de cemento deficientes o deteriorados es un problema reconocido desde hace tiempo, pero aún no resuelto... Pozos con fugas debidas a la colocación incorrecta de sellos de cemento, daños por repetidos tratamientos de fractura, y deterioro del cemento con el tiempo, tienen el potencial de crear vías para la contaminación del agua subterránea… El cemento puede agrietarse, encogerse o deformarse con el tiempo, reduciendo así la hermeticidad del sello alrededor del pozo y permitiendo que los fluidos y gases... escapen al espacio anular entre el tubo de revestimiento y la roca y luego a la superficie... El desafío de garantizar un sellado hermético de cemento es mayor para los pozos de gas-shale que son sometidos a pulsos repetidos de alta presión durante la fracturación hidráulica".

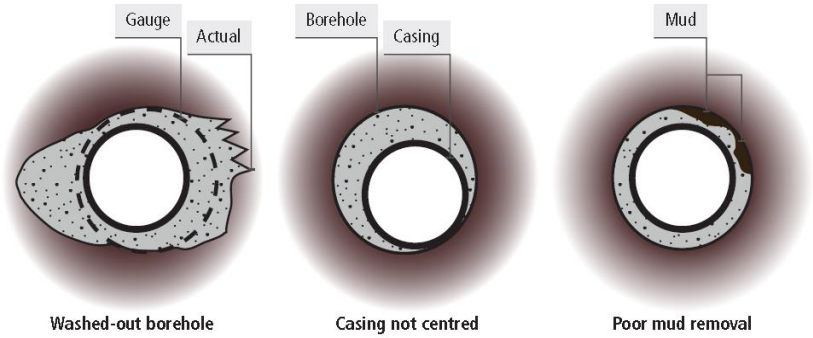


Figura 13. Cementaciones deficientes que evitan que se logre un sello de cemento completo alrededor de la tubería de revestimiento y que pueden conducir a la pérdida de integridad del pozo: 1) Malas condiciones del conducto de perforación y desplazamiento irregular del cemento. 2) Tubería de revestimiento descentrada y no aislada de la roca. 3) Limpieza incompleta del conducto de perforación dejando tortas de lodo. Tomado de Council of Canadian Academies (2014, p. 56).

Un análisis de 75.505 informes de 41.381 pozos de petróleo y gas, convencionales y no convencionales, perforados durante los años 2000 al 2012 en Pennsylvania reveló que un porcentaje importante de los pozos presentó fugas de gas debidas a fallas en la integridad del cemento y tuberías de revestimiento (Ingraffea et al, 2014). Un análisis comparativo mostró que los pozos más recientes de shale gas tenían seis veces más fugas que los pozos convencionales perforados durante el mismo período de tiempo. La incidencia observada en los registros de inspección de las perforaciones anteriores a 2009 se sitúa alrededor del 1%, antes de aumentar en el intervalo del 2009 al 2011 entre 5 y 6% (Figura 14). Estas tendencias pueden representar diferencias en el énfasis de las autoridades del estado de Pennsylvania en la localización de fugas, después de eventos de contaminación ampliamente publicitados, o pueden representar aumentos reales en la pérdida de integridad de los revestimientos. Los registros de inspección muestran cemento comprometido y/o integridad de la carcasa en 0.7–9.1% de los pozos activos de petróleo y gas perforados desde el año 2000, con un riesgo de 1.6 a 2.7 veces mayor en pozos no convencionales en relación con los convencionales perforados desde 2009. Las tasas significativamente mayores de deterioro en pozos perforados en los condados del NE del estado (12,5% en promedio), predicen riesgos acumulativos (Figura 15) superiores al 40% (Ingraffea et al, 2014).

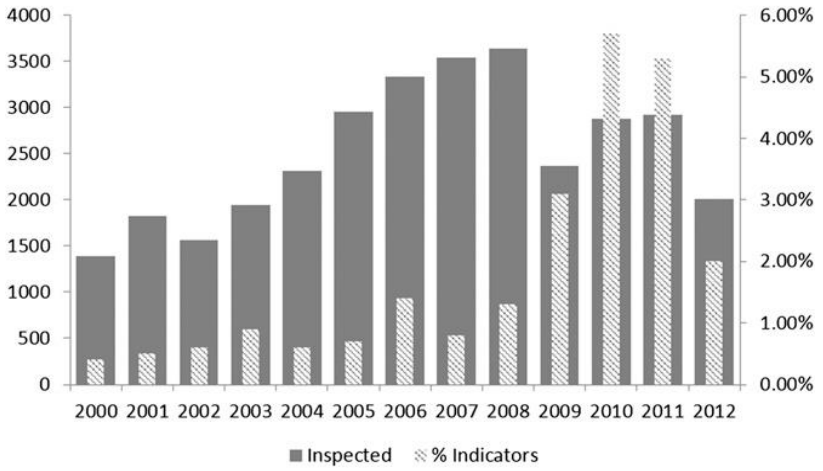


Figura 14. Tendencias anuales de indicadores de fugas para pozos perforados en el estado de Pennsylvania. El porcentaje de perforaciones con problemas de integridad refleja el número de pozos en un año determinado para los cuales un indicador se encontró en cualquier momento dentro del registro de inspección (13 años). Tomado de Ingraffea et al (2014).

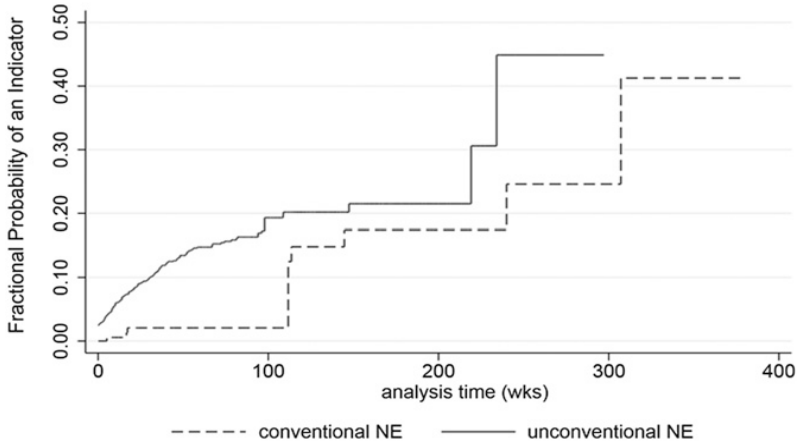


Figura 15. Riesgo acumulativo de fugas para los condados del NE de Pennsylvania por tipo de pozo. El eje vertical es la probabilidad fraccional de que ocurra un evento en un determinado tiempo de análisis. Tomado de Ingraffea et al (2014).

De acuerdo con Brufatto et al (2003), los escapes de gas que se detectan a través del aumento de presión en los pozos del Golfo de México se producen por aislamiento inadecuado, debido

a tuberías deterioradas o con uniones defectuosas, cementación deficiente, y cemento deteriorado (Figura 16). Dichas fugas aumentan con la edad de los pozos; por ejemplo, en el Golfo de México, el 50 % de 15.500 pozos de 15 años de edad, presentó fugas (Figura 17).

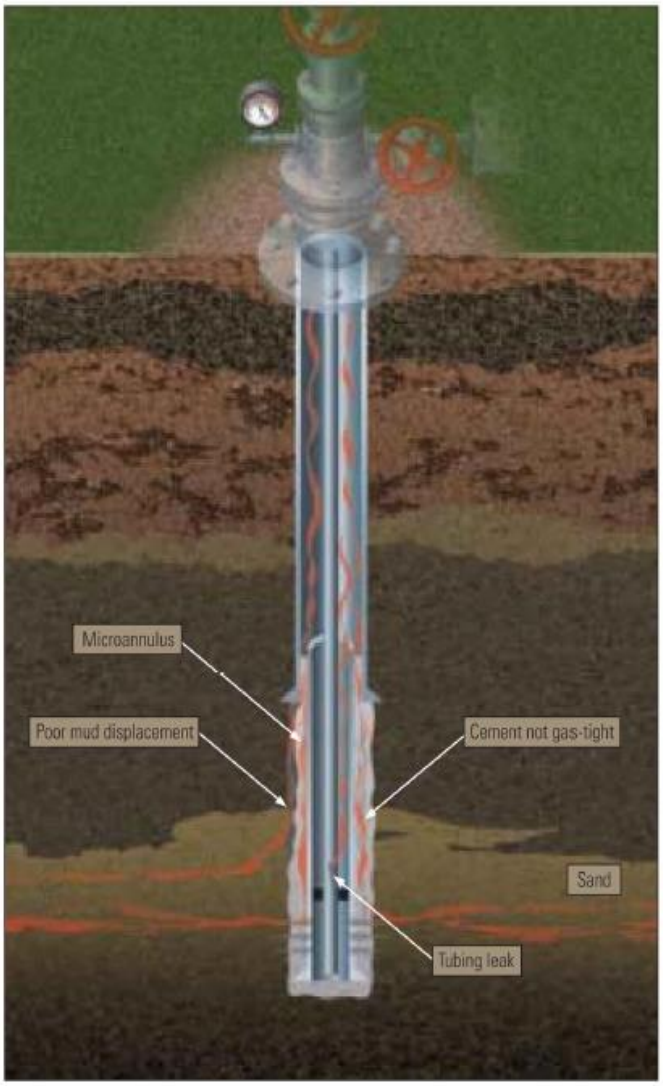


Figura 16. Escenarios de fugas de gas detectadas por presión sostenida del revestimiento (Sustained Casing Pressure SCP) o presión anular sostenida (Sustained Annular Pressure SAP), por escapes en la tubería, cementación deficiente, o principalmente por el cemento deteriorado con el tiempo. Tomado de Brufatto et al (2003).

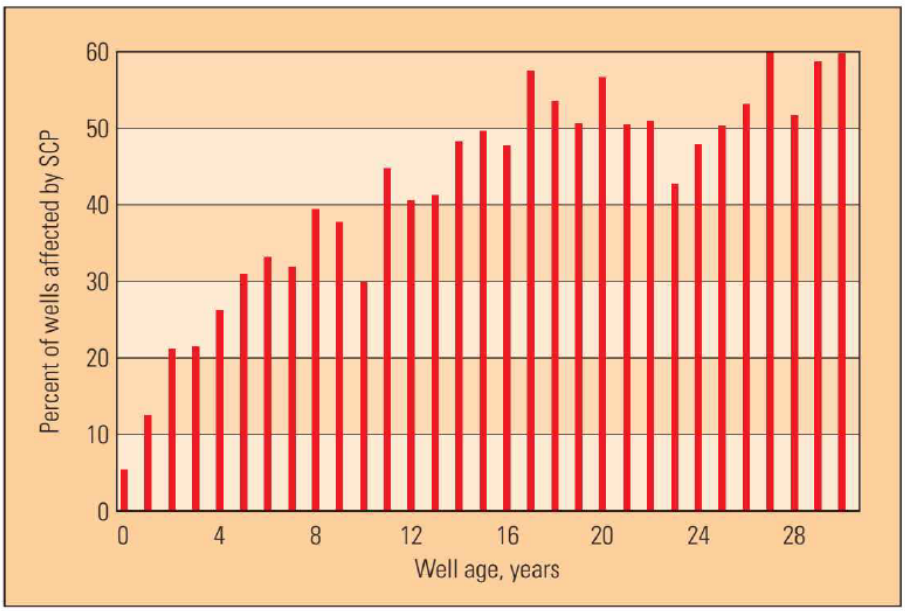


Figura 17. Presencia de presión sostenida por fugas de gas, de acuerdo con la edad de los pozos, según datos del Golfo de México compilados por el Mineral Management Service (MMS) de Estados Unidos. Tomado de Brufatto et al (2003).

En relación con los riesgos de la actividad de fracking en áreas donde ya se ha efectuado explotación convencional de gas y petróleo, el compendio de estudios científicos de CHPNY & PSR (2019, p. 207) concluye:

"La mayoría de las operaciones de fracking tiene lugar en campos de petróleo y gas con una larga historia de perforación convencional y por lo tanto con muchos pozos abandonados. Estos pueden servir como vías potenciales para contaminantes que migran verticalmente. De la mayoría de los 2.6 millones de pozos de petróleo y gas estimados en los Estados Unidos que ya no están en producción, no se encuentran ni su ubicación ni su situación registrada en las bases de datos estatales y permanecen sin taponar. Ya sea con o sin taponamiento, los pozos abandonados son una fuente importante de fugas de metano a la atmósfera y según los hallazgos de New York y Pennsylvania, pueden exceder la fuga total acumulada de petróleo y gas de pozos actualmente en producción. Ninguna agencia estatal o federal monitorea rutinariamente las fugas de metano de pozos abandonados. Los pozos abandonados también sirven como vías subterráneas para migración de fluido, aumentando los riesgos de contaminación del agua

subterránea. El fluido puede migrar hacia arriba a través de canales verticales cuando las fracturas de las nuevas operaciones de perforación y fracking se cruzan con viejos pozos. La vía más probable de transporte de contaminantes tiene lugar fuera del revestimiento del pozo. Expertos de la industria, consultores y agencias gubernamentales, incluidos la Agencia de Protección Ambiental (EPA), la Oficina de Responsabilidad del Gobierno de los Estados Unidos (GAO), el Departamento de Agricultura de Texas, el Departamento de Preservación del Medio Ambiente del Estado de New York (NYS DEC), el Departamento de Protección Ambiental de Pennsylvania (PA DEP), la Agencia de Protección Ambiental de Illinois y la Comisión de Petróleo y Gas de Columbia Británica han advertido sobre problemas con pozos abandonados debido al potencial de fluidos y gases presurizados para migrar a través de pozos inactivos y, en algunos casos, activos". Entre las referencias de soporte de las conclusiones se encuentran: Staver (2019), Legere (2019), Legere & Litvak (2019), Taherdangkoo et al (2019), Scauzillo (2019), Montague et al (2018), WPXI (2018), Mishkin (2018), Clarren (2018), U.S. G.A.O. (2018), Schout et al (2018), Yirka (2017), Nikiforuk (2017a, b, c), Cahill et al (2017), Malewitz (2016), Kang et al (2016), Than (2016), Oldham (2016), Boothroyd et al (2016), Montague & Pinder (2015).

En un estudio experimental, investigadores canadienses inyectaron gas metano en un acuífero poco profundo de arena y monitorearon su migración durante ocho meses. Después de 72 días, descubrieron que la mitad del metano se había ventilado a la atmósfera y que la mitad permaneció en el agua subterránea (Figura 18), viajando lateralmente a una distancia mayor de lo esperado y degradándose a un ritmo menor al esperado. Los hallazgos demuestran que incluso pequeñas emisiones de gas metano pueden causar una extensa y persistente pluma de metano (Cahill et al, 2017).

En 1965, la explosión subterránea en un pozo de gas en el noreste de Holanda causó la destrucción de toda una plataforma de perforación, que fue parcialmente succionada por arenas movedizas (Figura 19). Más de 50 años después, un equipo de investigadores descubrió que el sitio todavía tiene fugas de metano. Encontraron en el agua subterránea altos niveles de metano con una composición isotópica que coincide con la del depósito de gas. Un análisis de las

condiciones de flujo de las aguas subterráneas mostró que este metano no es el remanente de la fuga durante la explosión, sino que es el resultado de una fuga permanente (Schout et al, 2018).

Científicos de la Universidad de Goettingen modelaron los factores relevantes que predicen el flujo a largo plazo y el transporte de fluidos de fracking en acuíferos subterráneos, desde un pozo abandonado en Alemania. Los resultados mostraron que la integridad del pozo abandonado y su distancia a la operación de fracking son los dos parámetros más influyentes que determinan el transporte vertical del fluido de fracking a través de un pozo abandonado. La vía más probable de transporte de contaminantes tiene lugar por fuera del revestimiento del pozo (Figura 20). El fluido de fractura hidráulica tiende a extenderse lateralmente cuando las capas de sedimentos son permeables. Los resultados del modelo muestran que el fluido de fracturación hidráulica llega al acuífero en tres años (Taherdangkoo et al, 2019).

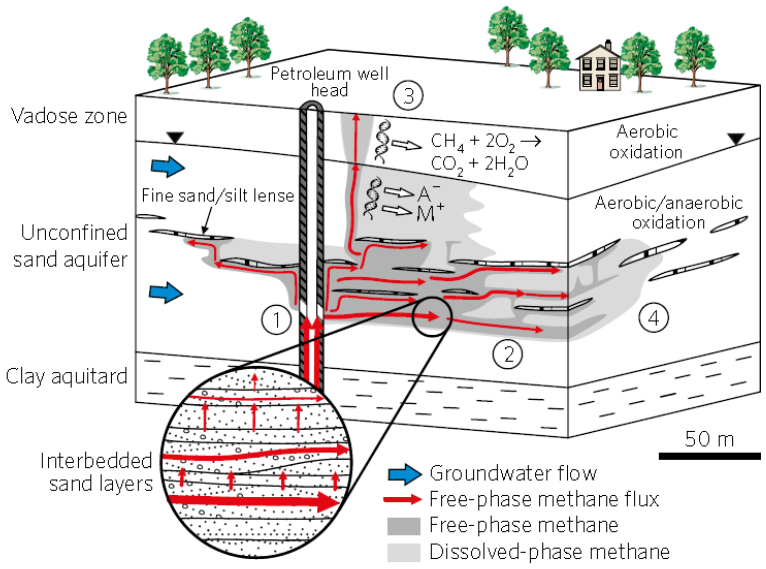


Figura 18. Modelo conceptual de una fuga continua de metano en un acuífero de agua dulce no confinado. (1) Un revestimiento deteriorado libera metano. (2) Migración de gas de fase libre lateralmente extensa y controlada por variabilidad geológica. (3) Metano en la superficie con riesgo potencial de explosión y emisión de gases de efecto invernadero. (4) Una columna de metano disuelto persiste temporalmente. Tomado de Cahill et al (2017).

Figura 19. Fotografía aérea del cráter formado por la explosión subterránea del pozo de gas SLN-02 en 1965. Se pueden ver camiones, remolques y restos de la plataforma en el borde del cráter. Tomado de Schout et al (2018).

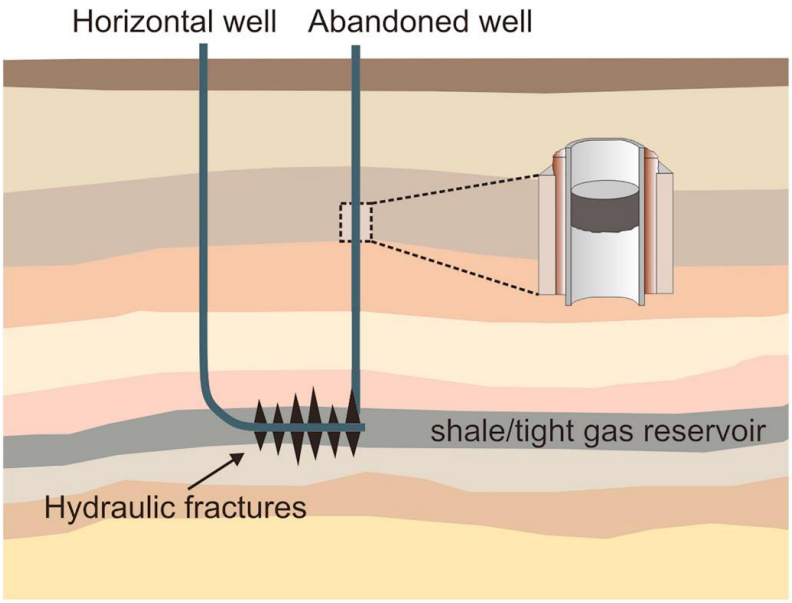


Figura 20. Esquema de fracturamiento hidráulico que intersecta un pozo abandonado. Tomado de Taherdangkoo et al (2019).

La revisión de una base de datos de 38.391 pozos convencionales en Alberta, Canadá, le permitió a Montague et al (2018) determinar las características más importantes (Figura 21) asociadas a fugas de gas, ya sea detectadas a través del cemento en los espacios anulares o por fuera de los revestimientos, en la periferia del pozo. Estas características incluyen la desviación vertical del pozo, la edad del pozo y el diámetro del revestimiento.

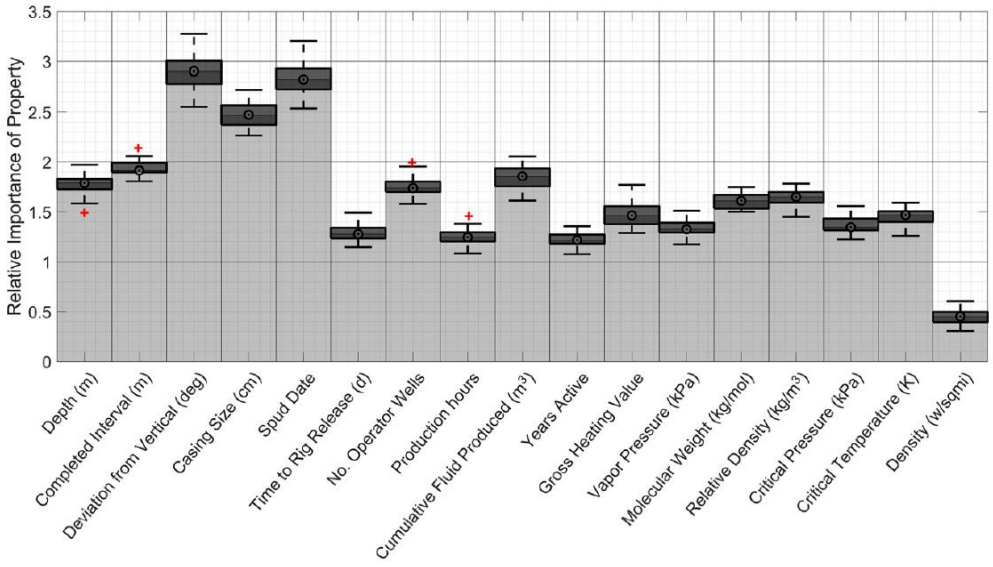


Figura 21. Características más importantes en la predicción de escapes de gas. Tomado de Montague et al (2018).

En las presentaciones efectuadas por Ecopetrol a ésta comisión también se reconoció el problema de integridad de pozos y de fugas de gases y de fluidos en el país. Manifestaron que han comenzado un proceso de monitoreo (iniciaron el 15 de noviembre de 2018 con la herramienta corporativa de "Valoración de Riesgos por Integridad de Pozos") y han revisado 8.956 pozos, encontrando 97 de ellos con anomalías. Al preguntarles por qué la estadística de fallas de integridad de pozos era inferior a la de otros países, analizada en la misma presentación (Figura 22), manifestaron que aún no se habían revisado todos los pozos (en total existen 16.281 pozos de operación directa y asociada) y que los porcentajes podrían cambiar.

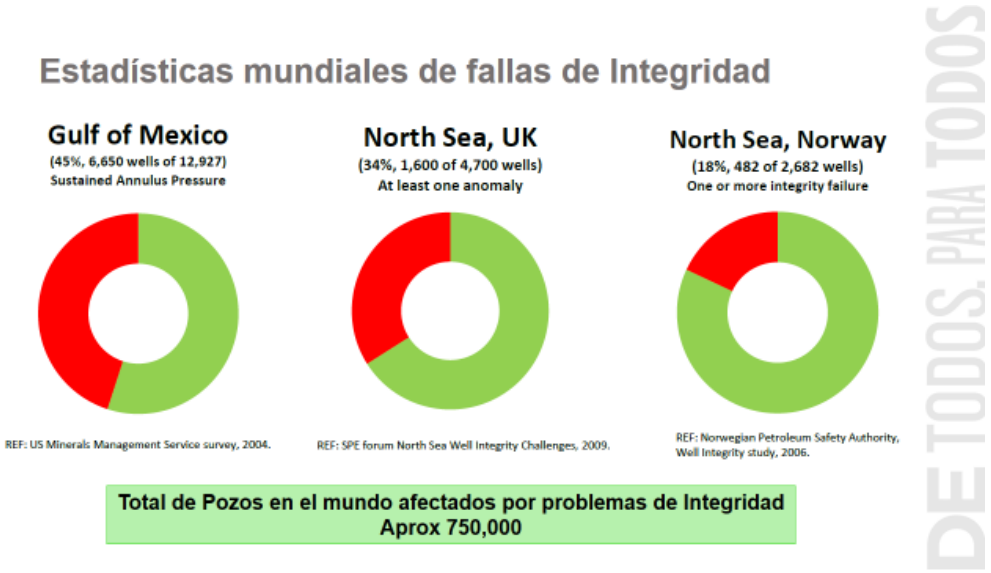


Figura 22. Fallas de integridad de pozos en México (45%), Reino Unido (34%) y Noruega (18%). Presentación de Ecopetrol el 19 de octubre de 2019 en la Universidad Nacional.

Al revisar una estadística de la edad de los pozos en operación directa y asociada de Ecopetrol (Figura 23), genera gran preocupación observar que existen al menos 9.436 pozos de más de 10 años de construidos. De éstos, 3.102 pozos tienen más de 50 años de construidos. Estas estadísticas no consideran los pozos de otras compañías operadoras, que incluso ya se han ido del país.

En conclusión, al no haber solución para el deterioro de los revestimientos de cemento y tuberías metálicas de los pozos, son inevitables las fugas de gases y fluidos contaminantes. Estos riesgos aumentan con el tiempo y aumentan con las actividades de fracking en zonas donde ya hay pozos convencionales de petróleo y gas abandonados.

No parece justo que Colombia se quede con las fugas no sólo de metano, sino de aguas contaminadas, después de varios años, cuando las actividades de exploración y producción hayan terminado y no haya ninguna compañía que responda por los daños ocasionados en medio ambiente y salud humana. Si fuera el Estado Colombiano quien tuviera que asumir los costos ambientales y de salud, entonces dichos costos serán inevitablemente transferidos a todos los ciudadanos.

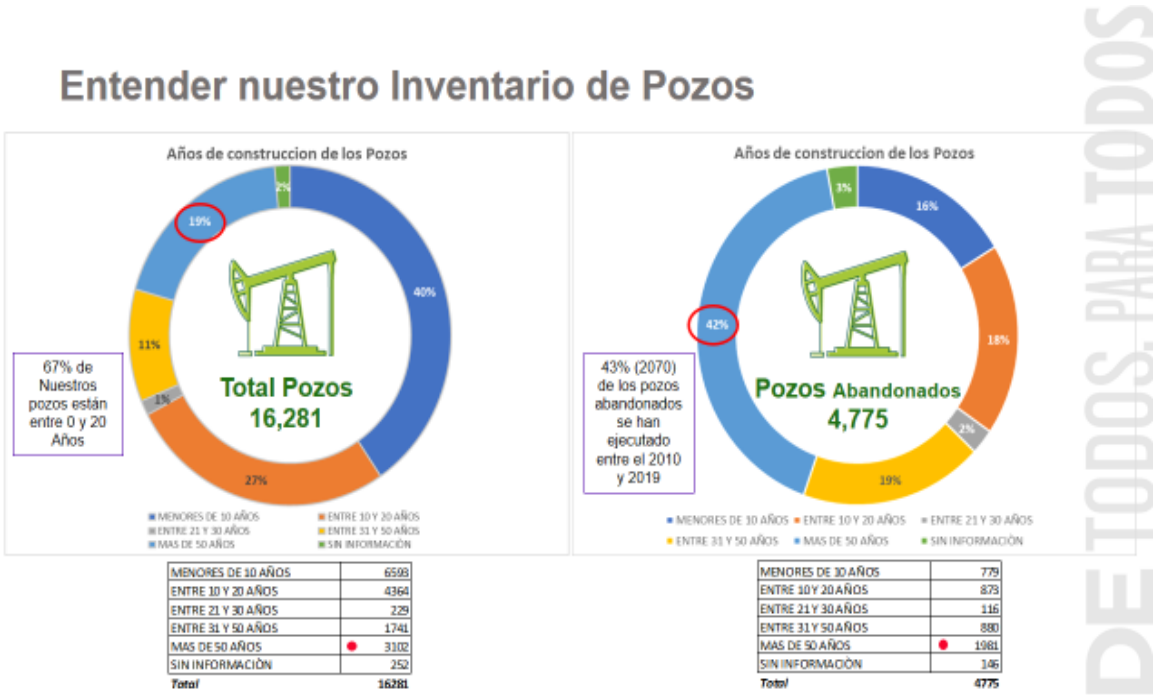


Figura 23. Edad de pozos en operación directa y asociada de Ecopetrol en Colombia. Presentación de Ecopetrol el 19 de octubre de 2019 en la Universidad Nacional.

2. Sobre la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales en Colombia:

PREGUNTA 2.1: En las técnicas convencionales de exploración y explotación de hidrocarburos realizadas en Colombia, ¿los riesgos asociados a estas técnicas se consideran previsibles, mitigables y reversibles?; ¿se han presentado episodios de materialización de estos riesgos?; en caso positivo, ¿cuál es la información existente sobre su manejo y cuáles fueron sus resultados?, ¿cuál ha sido el balance socioeconómico de costo-beneficio?

RESPUESTA 2.1:

En las técnicas de exploración y explotación convencional de hidrocarburos, se presentan riesgos de escapes de gas, petróleo y aguas contaminadas, debidos a errores humanos y debidos a la pérdida de integridad de los metales y del cemento de revestimiento de los pozos. Sin embargo, no se emplea ni la misma cantidad de agua ni la misma cantidad de compuestos químicos contaminantes que en el fracking. Tampoco se fracturan extensivamente las rocas, ni se inyectan masivamente las aguas contaminadas de perforación (aguas residuales) en rocas porosas que puedan alojarlas. Entonces, aunque los riesgos de exploración y explotación de yacimientos convencionales de hidrocarburos (generalmente en areniscas con altos valores de porosidad y permeabilidad) son parcialmente previsibles, mitigables y reversibles, éstos son menores que en el fracking. No obstante, están relacionados porque usualmente el proceso de fracking se efectúa en las mismas zonas de la explotación convencional, aumentando significativamente los riesgos ya existentes.

Adicionalmente, la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales no sólo tiene riesgos asociados a las técnicas empleadas, sino también a las condiciones ambientales de los territorios ecuatoriales, las condiciones sociopolíticas de las poblaciones y las situaciones de violencia que persisten en los territorios productores (Avellaneda, 2003).

Las definiciones de riesgos y la gestión de los mismos en el artículo 4° de la Ley 1523 del 24 de abril de 2012, indican que éstos pueden ser prevenidos, reducidos y mitigados, previo

conocimiento y evaluación de los mismos. Sin embargo, ésta norma no considera si los daños son reversibles o no. Se destaca que los riesgos pueden desencadenar en desastres que se encuentran plenamente identificados, pero no en todas las ocasiones se encuentran bien cuantificados, ni desde el punto de vista de su probabilidad de ocurrencia, ni el de la susceptibilidad y resiliencia de los ecosistemas y de las comunidades (UNISDR, 2009).

Se han presentado episodios de materialización de riesgos de contaminación, como en el pozo Lisama-158 e incluso episodios peores en otros países. Aunque se intenta detener rápidamente el flujo de gas, petróleo y agua contaminada, generalmente se producen derrames de varias semanas que son responsables de la muerte de miles de animales y plantas y daño general a los ecosistemas. En éste caso, en una distancia de al menos 50 kilómetros en las quebradas aledañas y en el Río Sogamoso.

El desastre ecológico producido por la expulsión de petróleo, gas, agua y compuestos químicos del pozo Lisama-158 cerca de Barrancabermeja, en el Valle Medio del Río Magdalena, Colombia, durante casi todo el mes de marzo de 2018 (Figuras 24 a 29), se produjo según el reporte de la compañía responsable (Ecopetrol, 2018 a), por la ruptura a 961 pies de profundidad de un tubo de revestimiento de 9 pulgadas y 5/8, que se encontraba afectado por corrosión entre los 872 y los 2.613 pies de profundidad. El pozo había presentado escapes de gas desde agosto del año 2015 y se encontraba en estado de abandono parcial. El escape desde la Formación Lisama a 9.676 pies de profundidad transfirió a todo el pozo una presión de 4850 PSI, que terminó conduciendo gases y fluidos hasta el sitio de ruptura a 961 pies de profundidad (Figuras 27 y 28), de manera que para que llegara a la superficie a una distancia de 230 metros de la cabeza del pozo (Figuras 24 y 25), tuvo que fluir a través de los acuíferos del Cuaternario y de la Formación Real.

De acuerdo con Ecopetrol (2018), los gases y fluidos se condujeron a través del sistema de fallas de La Salina, que son intersectados por la perforación. El pozo Lisama-158 se terminó en diciembre del año 2006 y presentó escapes de gas en sólo 9 años (agosto de 2015). Una severa corrosión de la tubería de revestimiento de 4 1/2 pulgadas se detectó en sólo 11 años (noviembre de 2017), junto con abundante escape de fluidos y gases.

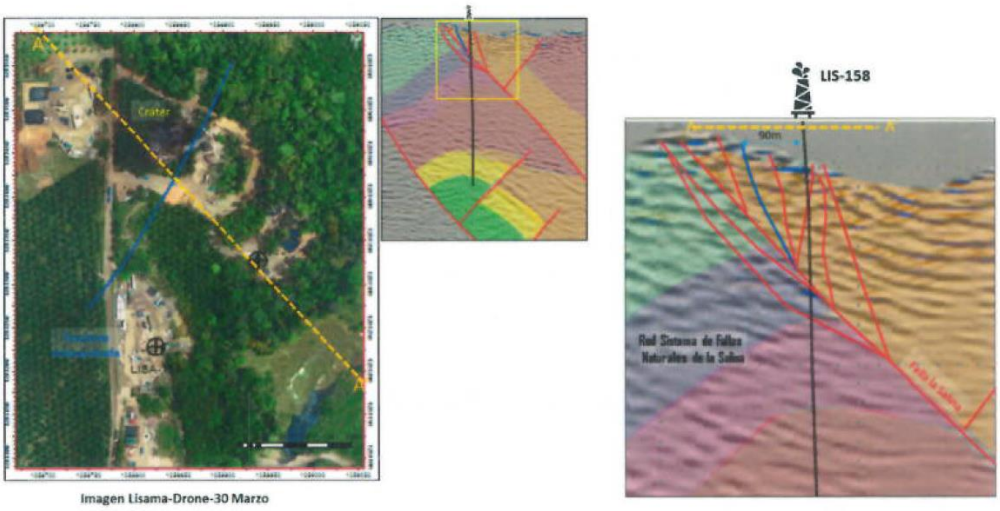


Figura 24. Ubicación del derrame de petróleo (cráter) a 230 m de la cabeza del pozo Lisama-158 y sistema de fallas asociadas a la Falla de La Salina, intersectadas por la perforación. Estratos Cuaternarios sub-horizontales, de color gris, cubriendo en discordancia angular estratos de varias unidades Terciarias. Tomado de Ecopetrol https://www.ecopetrol.com.co/ documentos/reporte-tecnico-afloramiento-la_fortuna.pdf

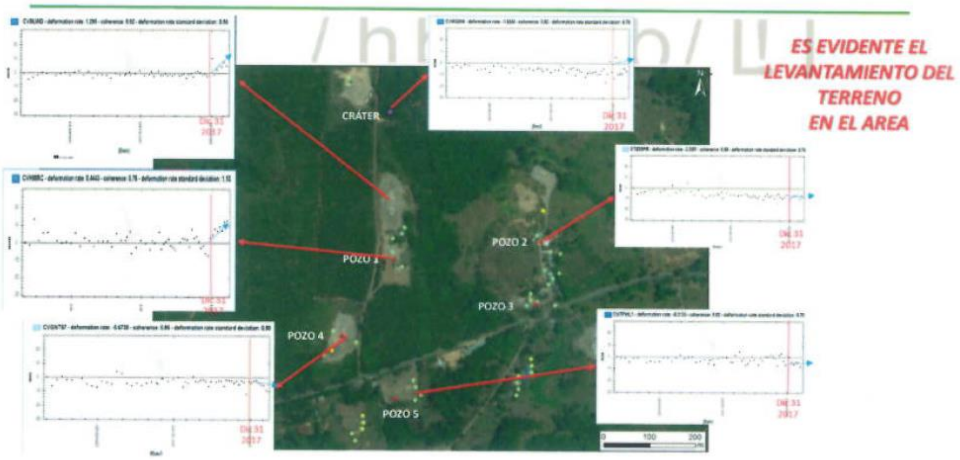


Figura 25. Geomorfología del área de influencia del pozo Lisama-158 (pozo 1) con la zona de derrame (cráter) a 230 m del pozo. Tomado de Ecopetrol https://www.ecopetrol.com.co/ documentos/reporte-tecnico-afloramiento-la_fortuna.pdf

Aún no queda claro si aparte de la corrosión del tubo y deterioro del cemento de revestimiento, el desplazamiento de una o varias fallas que hacen parte del sistema de fallas asociadas a la Falla de La Salina pudo también fracturar los revestimientos del pozo o si la estimulación hidráulica y/o la inyección de aguas de desecho en pozos cercanos pudo transferir gases y fluidos a alta presión al pozo Lisama-158. El aumento de la presión en el pozo y en las rocas adyacentes, que produjo incluso levantamiento del terreno desde diciembre de 2017 (Figura 25), sugiere que pudo haber transferencia de fluidos inyectados en pozos cercanos.

El 26 de marzo de 2018 el diario El Tiempo (2018) indicó que en al menos 30 pozos se podría repetir la tragedia ambiental de la Lisama. El artículo reveló un informe de la Contraloría General de la República del año 2016 indicando que Ecopetrol no había cumplido con el cierre técnico de la totalidad de los pozos señalados en el programa de explotación de ese año. En el convenio Magdalena Medio-Activos Llanito, pese a que el campo de San Silvestre se encontraba en proceso de abandono debido a su estado avanzado de agotamiento, tampoco quedó programado el plan para dejarlo. Y en el convenio Magdalena Medio-Activos GIR, en Casabe y Yariguí-Cantagallo, se programó el abandono de 15 pozos y el reabandono de 20, así como la recuperación ambiental de 10 piscinas y 20 locaciones; sin embargo, solo se cumplió con el abandono de 4 pozos y no se hizo ninguna recuperación ambiental. En el 2017, la Contraloría encontró una situación irregular con el abandono de pozos en las áreas sur, noroccidente y en Orito, Putumayo, en donde por lo menos 17 pozos se encontraban “en estado de inactividad por diferentes situaciones técnicas, sin que a la fecha se haya resuelto su destinación final”.

Figura 26. Derrame de petróleo del pozo Lisama-158. Tomado de El Tiempo (2018) https://www.eltiempo.com/justicia/investigacion/informe-de-contraloria-sobre-pozos-de-ecopetrol-por-derrame-de-crudo-198544

En el informe final de auditoría de cumplimiento de la Contraloría General de la República (CGR, 2018a) al convenio Lisama - Nutria, suscrito entre Ecopetrol y la ANH, entregado el 30 de agosto del año 2018, se encuentra lo siguiente: "Materialización del riesgo de incidentes operacionales ocasionado por la falta de aplicación de un plan de integridad y confiabilidad en el pozo Lisama 158 y conjugado con que las debilidades en la rigurosidad y efectividad en el control, seguimiento, verificación y aseguramiento sobre las actividades y ejecución de trabajos de intervención en el pozo causaron daños irreparables en la integridad y descontrol del mismo…" (CGR, 2018a, p. 10).

"Impactos ambientales, como consecuencia del afloramiento de una mezcla de crudo y agua, por la contingencia ambiental iniciada el 2 de marzo de 2018… se encontraron situaciones no atendidas conforme a lo establecido en el PMAI… vestigio de fluidos originados en el evento operativo, sin proceso de recuperación… piscinas con contenido de hidrocarburo, en las áreas de los pozos Lisama 7 y Lisama 175, sin mantenimiento, colmatadas… aún se evidencia

afectación de los cuerpos de agua con fluido proveniente del derrame… sin proceso de recuperación de la infraestructura abandonada del pozo Lisama 100…" (CGR, 2018a, p. 11).

"Debilidades en la labor de fiscalización (delegada por el Ministerio de Minas y Energía) e inspección y seguimiento (Convenio Lisama-Nutria Clausula 16.1) por parte de la ANH, durante el período de dos (2) años que permaneció en suspensión el Pozo Lisama 158 respecto al seguimiento y control a los compromisos adquiridos por Ecopetrol en la prórrogas otorgadas por la ANH." (CGR, 2018a, p. 11).

"De igual manera, se originaron impactos sobre los recursos naturales, suelo e hídrico por no asegurar la recuperación o restauración ambiental con lo cual se hace el cierre final de todos aquellos impactos ambientales originados a raíz del evento… que origina problema ambiental acumulativo y contaminación visual y aperturas de investigaciones ambientales de autoridades competentes." (CGR, 2018a, p. 13).

"La anterior situación se presentó por el uso de herramientas sin las condiciones adecuadas para la ejecución de los trabajos de intervención del pozo, del mes de noviembre de 2017, concurrentemente con las debilidades en el seguimiento, la verificación y el aseguramiento del cumplimiento de las obligaciones que adquirieron Ecopetrol y su contratista…" (CGR, 2018a, p. 22).

"… se observa que Ecopetrol omitió dentro de los planes de integridad… actividades específicas para mitigar los riesgos de incidentes operacionales por falla en la integridad del pozo Lisama 158, pues se registra un análisis de fluidos el 23 de marzo de 2018, cuando ya se encontraba el afloramiento del 2 de marzo de 2018… la CGR precisa que el pozo Lisama 158, estuvo en producción a partir de 2007, por lo que durante este tiempo hasta marzo de 2018, no se efectuó prueba de análisis a los fluidos producidos durante casi 9 años que permitiera previo a las causas del afloramiento verificar las condiciones de integridad del pozo…" (CGR, 2018a, p. 25).

"La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales ANLA, según Auto No. 01391 del 4 de abril de 2018, formula pliego de cargos dentro de un procedimiento administrativo ambiental de carácter sancionatorio" (CGR, 2018a, p. 31).

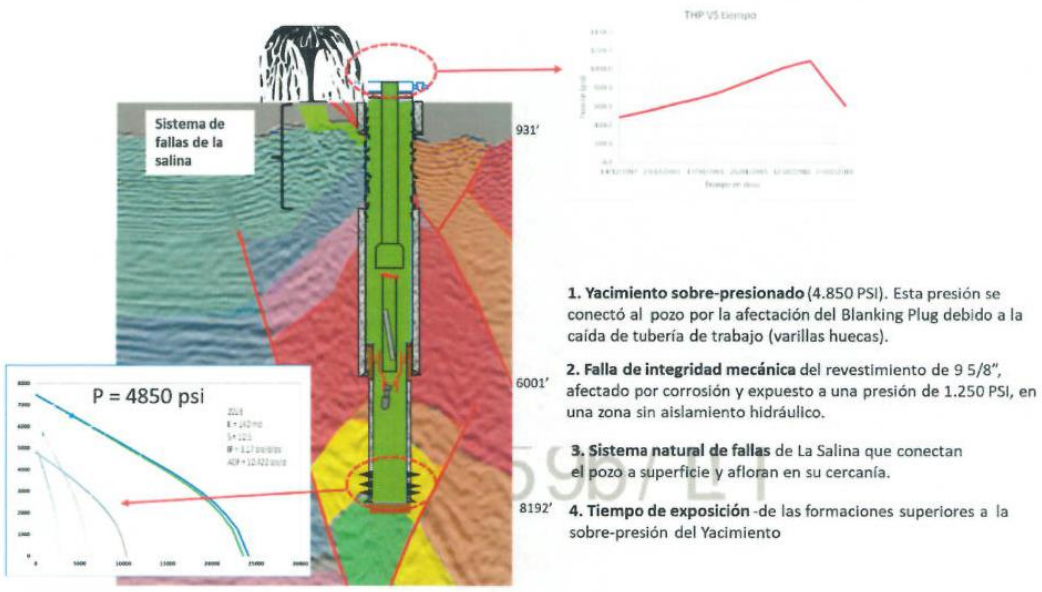


Figura 27. Factores críticos que condujeron al escape de petróleo, gas, agua y químicos del pozo Lisama-158. Tomado de Ecopetrol https://www.ecopetrol.com.co/documentos/reporte-tecnico-afloramiento-la_fortuna.pdf

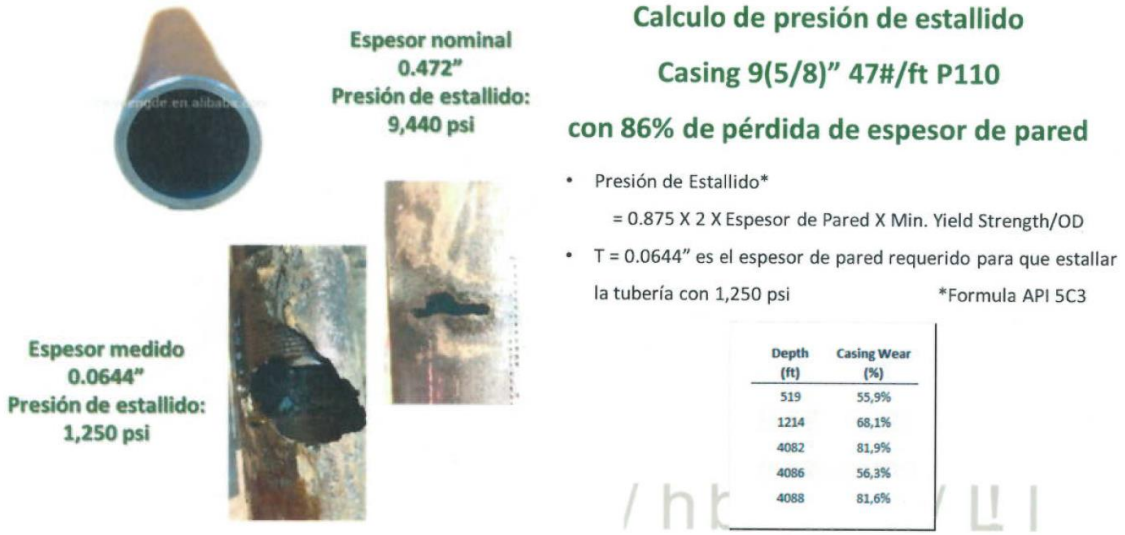


Figura 28. Revestimiento de 9 5/8 de pulgada con espesores disminuidos por corrosión, con las presiones necesarias para producir las rupturas y fugas del pozo Lisama-158. Tomado de https://www.ecopetrol.com.co/documentos/ reporte-tecnico-afloramiento-la_fortuna.pdf

Figura 29. Sitio de derrame del pozo Lisama-158. Los árboles manchados de petróleo dejan ver la altura a la cual llegó el flujo. Foto tomada de Semana (del 23 de marzo de 2018) https://sostenibilidad.semana.com/medio-ambiente/articulo/derrame-de-petroleo-en-barrancabermeja/39746

Posteriormente al derrame del pozo Lisama-158 en marzo de 2018, no se conoce ningún estudio científico detallado de contaminación en los acuíferos de los estratos Cuaternarios y los de la Formación Real (o incluso de acuíferos en otras formaciones), ni un seguimiento al impacto de la contaminación de suelos y aguas superficiales, además de los daños en fauna y flora silvestres y perjuicios a las comunidades que viven de la pesca, agricultura y ganadería. Tampoco se sabe cuál entidad privada o gubernamental efectuaría y/o pagaría los costos de investigaciones científicas independientes. No hay estimación de los costos ambientales y sociales del derrame.

En un reportaje del 8 de marzo de 2019, un año después de la tragedia, se entrevistó a pescadores que mostraron que todavía hay residuos de petróleo en el agua y se quejaron de sabor a petróleo de los peces, además de manifestar no haber sido indemnizados como se había pactado inicialmente (https://www.wradio.com.co/noticias/regionales/asi-esta-el-territorio-tras-un-ano-del-derrame-de-petroleo-en-la-lisama/20190308/nota/3874285.aspx).

Otros casos de afectaciones por el desarrollo de actividad petrolera convencional:

En la Tabla 11 se resumen las afectaciones a comunidades y ecosistemas, debidas a las actividades petroleras convencionales, en otros dos casos notorios. El primer caso incluye los municipios de Arauca y Arauquita en el Departamento de Arauca y el segundo caso los municipios de Acacías, Castilla La Nueva y Guamal en el Departamento del Meta.

Tabla 11. Afectaciones a Comunidades y Ecosistemas.

Caso 1: Actividad petrolera en territorio de comunidades ancestrales y conjunto de ecosistemas acuáticos continentales de El Lipa y Caño Limón (esteros, lagunas, complejo de humedales y corrientes superficiales). Bloques RONDÓN (1980), COSECHA (2002) y CHIPIRÓN (2003) operados por OXY y Ecopetrol. Municipios de Arauca y Arauquita (Arauca).	
Hecho concreto 1.1. Afectación de cuerpos hídricos por contaminación con hidrocarburos. Vertimientos autorizados de aguas industriales y desechos tóxicos (también llamadas "aguas de desecho" o "aguas de producción").	
Licencias ambientales. Afectaciones ecosistémicas y socioeconómicas	**Manejo y resultados. Consideraciones sobre los riesgos (previsibles / mitigados / reversibles)**
En 1990, el Inderena otorga Licencia de viabilidad ambiental a la actividad de explotación petrolera del Campo Caño Limón a la empresa Occidental de Colombia Inc. – OXY (Resolución 124 del 06-FEB-1990). Se otorgó una concesión de 26.000 hectáreas en los municipios de Arauca y Arauquita, limitando al norte con los ríos Arauca (frontera con Venezuela) y al sur con el caño Aguaverde y el estero de Lipa. En el año 2000 se otorgó el bloque Cosecha que se sobrepone con una parte de los esteros del Lipa. De acuerdo con el Instituto Humboldt (IAVH, 2014), el complejo de humedales de los ríos Lipa y Ele ha sido nominado como sitio Ramsar, siendo reconocido por su capacidad de almacenamiento de agua en una zona fuertemente estacional, además de su importancia para las comunidades bióticas dependientes de los cuerpos de agua. En su área se encuentran representados principalmente el Anfibioma de Arauca - Casanare - Sabana, inundable estacionalmente en Llanura aluvial, Vegetación de Pantano en Llanura Aluvial y los Helobiomas del Sarare, Bosque alto denso en Llanura Aluvial. En 1998, la Misión de verificación de la Defensoría del Pueblo encontró que la laguna de Lipa "ha retrocedido más de cuatro kilómetros en los últimos veinte años y se calcula que se han perdido más de	Las zonas de importancia hídrica como los humedales y zonas de recarga de acuíferos fueron definidos como ecosistemas estratégicos y cuentan con protección en la Ley 99 de 1993 (Art. 1, Núm. 4), así como las rondas de cuerpos hídricos son regularmente protegidas por los Planes de Ordenamiento Territorial y deben ser excluidas en los Planes de Manejo Ambiental de las actividades de alto impacto o riesgo como la perforación de pozos petroleros. Sin embargo, en el campo Caño Limón en la región de El Lipa, dichas actividades se han permitido desde la década de 1980. En 2016 se registraron 593 pozos en el Campo Caño-Limón, de los cuáles 66 estaban activos y 12 eran inyectores de agua (ANLA, 2016, p. 6). La OXY solicitó los permisos ambientales (sustracción y ocupación de cauce) para las islas de perforación multipozo Chipirón (Campo Caño Limón) y Cosecha U-B (Campo Caricare) (los cuales planteaban la explotación directamente sobre las áreas inundables del Estero del Lipa) simultáneamente por dos vías: ante Corporinoquia dentro del área del CA-CN amparándose en el Régimen de Transición de la Ley 99 de 1993 y el Decreto 1541 de 1978; y otra ante el Ministerio de Ambiente, por medio de una solicitud de modificación de Licencia Ambiental del Campo

50.000 hectáreas de esteros, quedando unas 540.000 hectáreas que se espera que sean conservadas por su importancia ecológica", concluyendo que "la actividad de exploración y explotación petrolera sobre el sistema de esteros es la causa más relevante en la intervención sobre la dinámica hídrica de la planicie, siendo un efecto puntual fuerte que ha provocado diversas alteraciones al ecosistema" (OMAL et al, 2006, p. 79-80). En la Resolución 1452 de 28-JUL-2010 (p. 12), el Ministerio de Ambiente consigna lo siguiente: "Para resaltar la importancia ambiental del estero Lipa se tiene que es un ecosistema abierto que interactúa de forma permanente con los demás cuerpos de agua superficiales y subterráneos de la región". Agrega que "su carácter de inundada, lejos de ser una anomalía es un atributo propio de esos ecosistemas y este Ministerio observa al estero Lipa como un ecosistema que soporta el ciclo hídrico". Pese a que el seguimiento y control ambiental sobre la actividad petrolera se ha incrementado y cualificado en las últimas tres décadas, la revisión del Concepto Técnico 1882 de 2016 de la ANLA en el Campo Caño-Limón – Área Asociación Cravo Norte a cargo de OXY y Ecopetrol de 2003 (que comprende la zona norte del estero del Lipa), evidencia que persisten riesgos y afectaciones sobre el ambiente. En dicho Concepto, la ANLA evidenció 27 plataformas multipozo sobre la ronda hídrica de cuerpos de agua (ANLA, 2016, p. 43), y varios pozos del proyecto Chipirón TB (parte del Campo Caño Limón) "construidos en la mitad del estero del Lipa el cual corresponde a un cuerpo de agua de gran tamaño e importancia donde se encuentra variedad de flora y fauna nativa de la región" (ANLA, 2016, p. 47). Además, en los ICA 23 y 24 se reportaron 38 casos de fugas en líneas que transportan crudo, lo cual evidencia un riesgo permanente de contaminación y afectación al medio ambiente (ANLA, 2016, p. 31). De otro lado, en el ICA 21 se constató que 7 pozos no cumplieron con la norma exigida para Aguas Residuales Industriales Tratadas (ARIT) (Decreto 1594/84), dos pozos no presentaron los monitoreos de las ARIT, y otros dos pozos no presentaron análisis de los lodos de perforación (ANLA, 2016, p. 48). En visita de seguimiento realizada por la ANLA en febrero de 2016 se evidenció una piscina de tratamiento (Pozo Caño verde-14) con "regueros de hidrocarburos", enmalezada y sin mecanismo para manejo de aguas lluvias (ANLA, 2016, p. 13).	Caricare para realizar el proyecto Cosecha U-B. Mientras Corporinoquia concedió los dos permisos en junio de 2010, el Ministerio de Ambiente negó la modificación de la licencia ambiental del campo Caricare (Resolución 1452 de 28-JUL-2010). Corporinoquia hizo énfasis en las compensaciones ambientales que se derivarían de la ejecución del proyecto, pero el Ministerio no encontró justificada la intervención del ecosistema y propendió por su protección indicando que: "Desde el punto de vista técnico y ambiental, se evidencia que con la construcción de las obras del proyecto (vía de acceso en pilotes y construcción de una isla de perforación multipozo) en el área de interés (Zona de inundación asociada al Estero Lipa), se generarán impactos ambientales graves y de alta importancia ecológica a los recursos naturales renovables, al medio ambiente y al paisaje del área de influencia, que difícilmente serían mitigables, poniendo en peligro la integridad y conservación del entorno natural; lo que permiten deducir que la capacidad de uso de esta área debe ser eminentemente protectora" (MAVDT R.1452/2010, p. 11). En otro apartado se afirma que "Este Ministerio considera que el estero Lipa es un ecosistema ambiental, social y culturalmente sensible, pues es altamente susceptible al deterioro por la introducción de factores exógenos y a su vez es un ecosistema de importancia ambiental porque presta servicios y funciones socio ambientales. En consideración a la alta fragilidad ecosistémica y elevada oferta de servicios ambientales que caracteriza el Estero Lipa, debe ser catalogado para fines de manejo ambiental como áreas de exclusión en cuanto al desarrollo de cualquier tipo de actividad antrópica que implique su deterioro. Así mismo, cualquier actividad que el hombre desarrolle dentro de la zona del Estero Lipa, diferente a la de protección, conservación y/o restauración de este ecosistema que, estaría en contravía a los objetivos de sustentabilidad ambiental de dichos espacios geográficos" (MAVDT R.1452/2010, p. 13-14). Las irregularidades que acompañaron dicha solicitud permiten concluir que se trataba, de hecho, de un solo proyecto con dos áreas y nombres distintos. En todo caso, la exclusión del estero del Lipa para la actividad petrolera que rige en el Campo Caricare (MAVDT, Resolución 0157 de 2006, Art. 3 - Licencia Ambiental Global del Campo de Desarrollo Caricare) no se aplicó en el

	proyecto vecino de Chipirón (ver MAVDT R. 1452/2010, p. 14).
Vertimientos: Según el seguimiento realizado por el Inderena en 1990 (Resolución 124/1990) al Campo Caño Limón de la OXY, en ese entonces se observaba un volumen de aguas de producción –generadas en la extracción de crudo– de 250.000 barriles al día (OMAL et al, 2006, p. 78). En 1999, "el caudal de vertimiento [de las aguas de producción] fue 2.86 m^3/seg, lo que en términos de consumo humano correspondería al agua utilizada por una población de entre 1'235.000 y 1'647.000 habitantes, tomando como intervalo promedio de consumo 150–200 litros de agua por persona al día", descargando ese año 211,2 toneladas de grasas y aceites en el sistema hidrológico de la zona, y emitiendo además 274.900 t de dióxido de carbono (CO_2) y 4.280 t de dióxido de azufre (SO_2).	El Decreto 1541 de 1978 (Art. 211, 238) "estableció la prohibición de verter, sin tratamiento, residuos sólidos, líquidos o gaseosos, que puedan contaminar o eutrofizar las aguas, causar daño o poner en peligro la salud humana o el normal desarrollo de la flora o fauna, o impedir u obstaculizar su empleo para otros usos" (MAVDT Resolución 809 del 30-ABR-2009). Sin embargo, las normas que regulan los vertimientos se han vuelto más permisivas con respecto a ciertos parámetros, como sucedió con el Decreto 1594 de 1984 del Ministerio de la Salud (Usos del agua y residuos líquidos) y la Resolución 2115 de 2007 del Ministerio de la Protección Social y el MAVDT (Agua potable) frente a la Resolución 631 de 2015 del MADS (Vertimientos a aguas superficiales sector hidrocarburos). En esta última norma, aumentaron de manera importante los valores permitidos para fenoles (de 0.002 y 0.02 a 0.2 mg), cloruros (de 250 a 1200 mg/L), mercurio (de 0.002 a 0.1 mg/L), arsénico (de 0.05 y 0.01 a 0.1 mg/L), cadmio (de 0,01 y 0,003 a 0,1 mg/L), plomo (de 0,05 y 0,01 a 0,2 mg/L), cromo (de 0,05 a 0,5 mg/L), selenio (de 0,01 a 0,2 mg/L), hierro total (de 0,3 a 3 mg/L) y níquel (de 0,02 a 0,5 mg/L).
Hecho concreto 1.2. Desplazamiento y extinción de pueblos indígenas (etnias Hitnu, Sikuanes, Macaguanes, Cuibas, Guahibos y Betoyes) y reducción de sus territorios ancestrales. Afectación a comunidades no étnicas a causa del conflicto armado interno y su relación con el desarrollo de proyectos petroleros.	
En 2010, la Corte Constitucional declaró "que los pueblos Hitnu o Macaguán asentados en el departamento de Arauca, según lo advertido en esta providencia, están en peligro de ser exterminados cultural y físicamente por el conflicto armado interno -en el cual han sido víctimas de gravísimas violaciones de sus derechos fundamentales individuales y colectivos y del derecho internacional humanitario - y por la falta de atención adecuada por parte de las autoridades nacionales y territoriales que garanticen su seguridad alimentaria, su salud, su integridad física y su vida" (Auto 382-10, Parte Resolutiva, Art. 1). La vulneración de los derechos de los pueblos indígenas de la región del Lipa está estrechamente ligada a la actividad petrolera y al conflicto armado	La actuación del Estado no ha sido suficiente para salvaguardar la integridad de los pueblos indígenas. La promoción de los programas de colonización desde la década de 1960 y de la actividad petrolera desde la década de 1980 ha comprometido gravemente la integridad y permanencia de los pueblos indígenas de la región del Lipa. El riesgo pudo haberse evitado si la autoridad ambiental no hubiese anulado en 1983 (Inderena Acuerdo 0052 de 28-SEP-1983) la declaratoria del Santuario de Fauna y Flora (Inderena Acuerdo 31 de 02-MAY-1977) (MAVDT, R. 1452/2010), que protegía 113 mil hectáreas en el área de influencia de los proyectos petroleros que comenzaron con el

que se exacerbó con los ataques a la infraestructura petrolera (OMAL et al, 2006). En el Plan de Salvaguarda del Pueblo Indígena Betoy (2013, p. 53) se lee lo siguiente: "Nuestro referente para juzgar completamente indeseable la explotación de petróleo en nuestro territorio, es lo que ocurrió en la laguna del Lipa con la construcción del oleoducto de Caño Limón y con las actividades de la empresa norteamericana Occidental. Desviación de ríos, desecamiento de la laguna, vertimiento de crudo en las aguas, arrasamiento de la selva… todo ello ante la indiferencia institucional del Estado Colombiano, al cual le interesaban más el dinero que obtendría por regalías, que hacer responder a la empresa por los daños ocasionados. ¡La laguna del Lipa es el lugar sagrado por excelencia para todos los pueblos indígenas de Arauca! La actividad petrolera en el departamento además ha perpetuado el conflicto armado, del cual somos víctimas. Existe una permanente tensión entre las empresas multinacionales y los grupos guerrilleros, y el ejército hace presencia en el territorio en gran medida para cuidar los intereses de dichas empresas". Además, los betoyes identifican como una de sus problemáticas ambientales la "escasez de fauna silvestre de importancia alimenticia y cultural por deforestación, quemas, fragmentación del ecosistema, exploración y explotación petrolera" (Plan de Salvaguarda Pueblo Indígena Betoy 2013 p.59). La afectación de la pesca por contaminación de las aguas por hidrocarburos ha comprometido una importante fuente de sustento de los pueblos indígenas de la región del Lipa y, en consecuencia, sus modos tradicionales de habitar el territorio, socavando su identidad. También ha afectado comunidades cercanas al río Arauca como es el caso de las asociaciones de pescadores de Arauca, Saravena y Arauquita, para quienes la pesca es fuente de trabajo y alimento (FIP, 2015, p.44). A modo de síntesis, Corporinoquia et al. (2005, p. 123) advierten lo siguiente: "Actividades petroleras. Producen impactos relacionados con la destrucción de las selvas de las regiones donde se llevan a cabo, a causa de los procesos de colonización que conlleva este desarrollo industrial; la contaminación de aguas dulces; la colonización y destrucción de los bosques, desecación de humedales, destrucción completa de ecosistemas base del sustento de poblaciones campesinas e indígenas, hasta la extinción de algunas	levantamiento de la figura de protección (FLM, 2016). Actualmente, el país no cuenta con estudios hidrogeológicos de detalle en gran parte de su territorio. Gran parte de los ecosistemas estratégicos o protegido por la Ley 99 de 1993 como las zonas de recarga de acuíferos y humedales no han sido delimitados por la autoridad ambiental ni cuentan con una figura de protección en el SINAP. Estas condiciones incrementan el riesgo en el momento de otorgar contratos petroleros en el territorio nacional. De acuerdo con Sarmiento (2015, p. 22, 23), si bien las regalías petroleras permitieron en el periodo 1983-2015 elevar al departamento de Arauca hasta el nivel promedio de desarrollo de Colombia de 2015, "en materia de infraestructura vial, eléctrica y de saneamiento básico, en coberturas de educación y salud y en la satisfacción de necesidades básicas de la población, no generaron el impacto económico y social esperado", debido a los siguientes factores: La reglamentación de la distribución de los recursos de regalías hasta el año 2011 (Leyes 141/1994 y 756/2002), que "no logró en ninguna región del país forjar procesos de desarrollo económicos endógenos, debido al mandato equivocado de hacer cumplir a los municipios y departamentos unos indicadores inflexibles de coberturas" La debilidad institucional estructural. Ausencia de apoyo estatal del nivel central, eficiencia, y transparencia. Economía concentrada en el sector extractivo y que ha obrado como economía de enclave sin generar encadenamientos productivos, debilitando la economía tradicional (ganadería y agricultura). Ausencia de integración regional por medio de infraestructura de transporte multimodal.

etnias, y destrucción de grandes ciénagas y humedales.”	
Caso 2: Actividad petrolera en los Municipios de Acacías, Castilla La Nueva y Guamal (Meta) con afectación de comunidades y de las aguas superficiales y subterráneas (acuíferos en el área de influencia del bloque Cubarral y los ríos Orotoy, Guayuriba y Acacías).	
Hecho concreto 2.1 Afectación a las aguas superficiales y subterráneas en el área de influencia del bloque Cubarral	
En el polígono del Bloque Cubarral campos Castilla y Chichimene se han identificado 5 ríos, considerados 2 de ellos como cuencas indirectas (el Guayuriba y el Humadea) y 3 directas objeto de acciones de captación y/o vertimiento de aguas que son interceptadas por el polígono del Bloque Cubarral, campos Castilla y Chichimene: Acacias, Orotoy y el Guamal (PMA Cubarral 2012, Cap. 3-2, p.22). Para el área de influencia establecida para el Bloque Cubarral, en el escenario con proyecto se evaluaron 30 actividades, en las que se identificaron 173 interacciones de actividades contra impactos en los medios físico, biótico, socioeconómico y perceptual. El 22% de las interacciones son de carácter positivo, es decir que se produce un cambio efecto benéfico al entorno, mientras que el 78% son de carácter negativo (PMA Cubarral 29-ABR-2015, Resumen Ejecutivo, p.69). Una de las contingencias más graves ocurridas en este bloque tuvo lugar el 16 de abril de 2009, a partir del derrame de limpiador orgánico (de hasta 46 Barriles del producto SELECT® EC9010A) en el Río Orotoy afectando 20 de sus 54 km, y ocasionando una mortandad de peces por la alteración de las condiciones físico-químicas del cuerpo receptor (MAVDT Resolución 809 del 30-ABR-2009). A pesar de que ECOPETROL fue hallado responsable de afectar las fuentes hídricas, limitar su uso por parte de las poblaciones ribereñas, y haber usado sustancias químicas sin contar con un plan de contingencia, la Resolución 1527 del 30-NOV-2015 de la ANLA declaró “que no había lugar para ninguna sanción a ECOPETROL, pues sus facultades para sancionar a la empresa habían caducado desde el 16 de abril de 2012, exactamente tres años después del incidente”. La cuenca del río Orotoy tiene una extensión de 188 km2 y es asiento de 78.000 personas (Gamba, 2017, p. 83). Entre las contingencias ocurridas en el bloque Cubarral entre septiembre de 2010 y enero de 2014 se mencionan cuatro derrames que afectaron al Caño Alfije, uno al Caño Lejía, uno al Caño San Luis y el	La revisión de los actos administrativos de la autoridad ambiental en el bloque Cubarral en años recientes permite establecer que, con respecto a ciertas normas de importancia ambiental, Ecopetrol ha evidenciado un reiterado incumplimiento, lo cual ha repercutido en afectaciones al ambiente. Es el caso de la Resolución 1137 de 2012 de la ANLA, donde se afirma que ECOPETROL no tuvo en cuenta la zonificación ambiental presentada en el Estudio de Impacto Ambiental (EIA), en cuanto a “áreas de protección y preservación ambiental, así como los ecosistemas estratégicos y ambientalmente sensibles de los POT o EOT. (…) Dentro del EIA, los cuerpos de agua superficiales y sus rondas de protección (30 m) fueron consideradas como áreas con muy alta sensibilidad ambiental; y sin embargo, la Empresa dentro de la zonificación de manejo los catalogó como áreas de intervención con alta restricción”. ECOPETROL argumentó que estaba siguiendo lo reglamentado en el POMCA, norma de superior jerarquía, y por eso se permitía desconocer los POT y EOT. Sin embargo, la ANLA responde que el carácter de estos instrumentos es complementario y no excluyente.

más grave de ellos que afectó el Caño La Berraquera con 1.698 barriles de crudo el 24 de febrero de 2011. El Caño Alfije ya había sido afectado por dos contingencias anteriores: el rebose de la piscina 7 del Sistema de Tratamiento de Aguas de Producción (STAP) de la Estación Castilla 2 y el rebose de aguas aceitosas en la Estación Acacías (ANLA Auto 511 de 12 de febrero de 2015 p.33, 65).	
Afectaciones ambientales producidas por el rebosamiento y filtración de piscinas de lodos y cortes de perforación que no cumplían con las normas fueron reportadas en el Concepto Técnico No. 5.44.08.932 de 08-SEP-2008 (p. 5) de CORMACARENA, que de acuerdo con las visitas realizadas al campo Castilla el 6 de marzo y el 3 de julio de 2008, encontró que "los líquidos con hidrocarburos se siguen almacenando en piscinas excavadas en tierra y a cielo abierto, lo que genera la contaminación de las aguas lluvias que caen directamente y posiblemente la contaminación del suelo, aguas subterráneas y superficiales". Dicho concepto técnico inició un proceso sancionatorio contra ECOPETROL, al establecer que no había dado estricto cumplimiento al Plan de Manejo de Residuos Sólidos aprobado por Resolución No. 295 del 28 de noviembre de 2003 de CORMACARENA, "generando de esta manera contaminación al suelo y subsuelo, así como a las aguas subterráneas y superficiales circunvecinas del campo Castilla, con sustancias y desechos peligrosos, de acuerdo con lo establecido en el decreto 4741 de 2005.	Ecopetrol manifestó que tras el derrame de unas piscinas que fueron contratadas con terceros y que afectaron el Caño San Luis en 2012, se instaló una planta de tratamiento de lodos aceitosos propia en la Estación Acacías que inició operaciones en julio de 2015. Sin embargo, las piscinas de cortes de perforación se mantienen, y no deja de ser preocupante que lo advertido en 2008 por la corporación ambiental, tardase 7 años en solucionarse (OCA, 2017). En 2013, la ANLA advirtió que, "de manera general, en todas las piscinas instaladas por la Empresa [Ecopetrol] en Castilla y Chichimene, no se utiliza la geomembrana, que técnicamente se debe utilizar, en su lugar utilizan un plástico que dadas sus condiciones físicas y el contacto con el agua y el sol terminan resquebrajándose y automáticamente los fluidos contenidos en las piscinas se filtran" (ANLA Auto 511 de 12 de febrero de 2015). Posteriormente, en la Audiencia Pública Ambiental del 4 de diciembre de 2015 en Acacías (Meta), la comunidad continuaba denunciando contingencias en las piscinas de cortes de perforación y su rebose en época de invierno.
Acuíferos: La zonificación ambiental establecida por la ANLA no ha logrado evitar las afectaciones sobre las unidades acuíferas que se superponen con el bloque Cubarral y el Campo 50 K, área colindante por el norte con Cubarral. El Grupo Técnico de Seguimiento Ambiental de la ANLA constató en octubre de 2012 que la plataforma de perforación clúster 4 (pozos Akacías 18, 19 y 20) se construyó sobre "acuíferos que corresponden a los niveles de terraza y depósitos aluviales [del río Acacías], los cuales tienen gran potencial para almacenar y circular el agua por sus poros y grietas" (ANLA Resolución 175 de 20 de febrero de 2013). Aunque la resolución no hace énfasis en la gravedad de perforar pozos sobre acuíferos superficiales y áreas donde "aflora" el agua, sí reconoce que se ha causado una afectación a la comunidad de la vereda Montelíbano (Acacías) que se abastece de esta fuente,	El bloque Cubarral se localiza en zonas de recarga y descarga de aguas subterráneas que se encuentran a menos de 5 metros de la superficie, sobre dos unidades hidrogeológicas que por sus características biofísicas y los servicios ecosistémicos que prestan, constituyen la mejor categoría de acuíferos posible: I1 corresponde a un acuífero libre y continuo de extensión local y regional, conformado por sedimentos no consolidados de ambiente fluvial. Esta unidad también se corresponde con la unidad geológica Qal (depósitos aluviales recientes) con una zona de recarga hídrica alta, con suelos altamente permeables y con contenido de material granular y un nivel de tabla de agua muy cercano a la superficie (PMA Cubarral 2012, Cap. 3-3, p. 194). Adicionalmente, la ANLA agregó que I1 "corresponde con los acuíferos libres conectados

y establece que ECOPETROL no cumple o no cuenta con medidas de manejo de residuos, aislamiento y manejo de lixiviados, y plan de contingencia en caso de derrames. En 2013, en la vereda vecina La Esmeralda, el Grupo Técnico de la ANLA confirma que ECOPETROL ha ocasionado contaminación de aljibes, y que el clúster 10 se construyó sobre un área de nacederos de agua que surte a varias veredas: "en toda la zona emerge agua de la cual se alimenta toda la comunidad, por lo tanto, es evidente que Ecopetrol no respeta la normatividad ambiental, al perforar encima de acuíferos". El 23 de enero de 2011, un derrame de 40 barriles de aguas residuales del clúster 10 había afectado el suelo (ANLA Auto 511 de 12 de febrero de 2015). Adicionalmente, de acuerdo con el Estudio de Impacto Ambiental del Campo 50 K (2014), el clúster 50 y el pozo CH-21 se ubican sobre la unidad hidrogeológica I1, zona de exclusión de la actividad.	hidráulicamente con el nivel base de los cauces de los ríos Acacías y Orotoy [en el Campo 50 K] (espesor promedio de 5m), y que además es aprovechada por la comunidad mediante aljibes para uso doméstico, se considera de sensibilidad Muy Alta" (ANLA Resolución 491 del 30 de abril de 2015, p.105). I2 es un acuífero libre de extensión local conformado por sedimentos cuaternarios no consolidados originados por flujos aluviales de extensión considerable (p.176) y "corresponde a la principal unidad acuífera encontrada en el área y representa la unidad acuífera con los mejores rendimientos como acuífero" (p.95). I2 corresponde con la unidad geológica Qt (Depósitos de abanicos Aluviales que forman un Cuaternario de Terraza) (PMA Cubarral 2012, Cap. 3-3, p.4, 95, 176). El PMA de 2012 determinó, con el método DRASTIC, desarrollado por la United States Environmental Protection Agency (EPA) en 1988, que I1 ocupa el 4.5% del bloque y tiene una vulnerabilidad muy alta. Por otro lado, la unidad I2 presenta vulnerabilidad alta y se ubica el 95% del bloque. De acuerdo con lo anterior, la ANLA excluyó de las actividades petroleras la Unidad I1 (Resolución 728 de 06-SEP-2012 y 472 de 29-ABR-2015), pero en 2015 Ecopetrol solicita modificar dicha zonificación ambiental al presentar un nuevo estudio de vulnerabilidad con el mismo método DRASTIC, obteniendo resultados muy diferentes: la vulnerabilidad muy alta de los acuíferos de la unidad I1 desaparece, y la vulnerabilidad alta de la unidad I2 se reduce al 18%. En esta ocasión, la ANLA no cede a la pretensión de la empresa al no encontrar argumentos técnicos (Resolución ANLA 293 de 2016, p.61), pero este episodio ejemplifica como algunos estudios técnicos pueden ser manipulados (son contratados por las empresas) o presentan un grado de incertidumbre tal que no son garantía para tomar decisiones sobre las graves afectaciones al ambiente que se pueden generar. La Resolución 90341 del 27 de marzo de 2014 del Ministerio de Minas y Energía, que fija los requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de los hidrocarburos en yacimientos no convencionales, se define como acuífero aprovechable para consumo humano aquellos que tengan un contenido de Sólidos

	Disueltos Totales (SDT) igual o menor a 4.000 mg/L, norma arbitraria que deja por fuera una gran cantidad de cuerpos de agua dulce de acuerdo con la clasificación estándar que fija este valor en (≤ 10.000 mg/L), como sucede en EE.UU., ignorando además que, con simples tratamientos fisicoquímicos los STD pueden reducirse para que el agua sea potable (Ángel, 2017). Aunque no se permiten vertimientos en aguas superficiales, si se permiten en suelos estrechamente relacionados con las primeras. Se permite la reinyección en acuíferos que no sean de consumo humano. Se establece una distancia de apenas 200 m entre la operación y pozos de agua.
Vertimientos de aguas de producción: En noviembre de 2005, el POMCH del río Guayuriba consignó el siguiente análisis sobre el vertimiento procedente de la estación Suria del Bloque Apiay, cercano al bloque Cubarral por el noreste: "Análisis del vertimiento. La remoción de grasas y aceites alcanzó el 81% con la cual cumple con el porcentaje exigido al tratamiento por la norma, sin embargo, su concentración en el efluente hace que dicha agua no sea apta para fines de consumo humano ni para uso pecuario, ni de preservación de flora y fauna según los dispuesto en los artículos 38, 39, 41,45 del decreto 1594/84. Debido a su escasa solubilidad las grasas y aceites forman películas flotantes sobre las aguas generando problemas estéticos e interfiriendo en la transferencia del oxígeno atmosférico al agua y de ésta a los microorganismos. Los vertimientos de la Estación Suria poseen niveles de fenoles por encima de los permitidos, los fenoles son extremadamente tóxicos en cantidades muy pequeñas que pueden ser detectadas organolépticamente. El principal interés de investigar la presencia de fenoles en aguas naturales que se dedicarán al consumo radica en que el proceso de desinfección con cloro, se producen clorofenoles, que incluso en pequeñas cantidades son de un sabor extremadamente desagradable, muy persistente y muy tóxico" (POMCH Guayuriba 2005, p. 139, 140). De acuerdo con el Plan de Manejo Ambiental (PMA) del bloque Cubarral de 2012, entre 2009 y 2011 se arrojaron en el río Guayuriba 222.3 kg/día de grasas y aceites en promedio, a pesar de que Ecopetrol reportó una remoción del 99.5% en su Sistema de Tratamiento de Aguas de Producción (STAP), y por norma sólo estaba obligado a remover el 80% de dichos elementos (PMA Cubarral 2012, Cap. 3-3, p. 147-151). Tan sólo uno de los vertimientos de dicho bloque contó con	Como se manifestó antes, las normas que regulan los vertimientos se han vuelto más permisivas con respecto a ciertos parámetros, muchos de los cuales son elementos químicos con un "reconocido efecto adverso en la salud humana", tal como lo advierten las normas. Otras sustancias muy tóxicas presentes en los vertimientos de las aguas de desecho son los hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP), bioacumulables y carcinógenos (ERI et al. 2007), las grasas y aceites y los BTEX (benceno, tolueno, etilbenceno y xileno) "los cuales están identificados por sus efectos cancerígenos y mutagénicos, además de numerosos impactos en los sistemas neurológicos, inmunológicos y reproductivos" (Bertinat et al, 2014, p. 103). Siguiendo a Picot et al (2011), los BTEX son hidrocarburos aromáticos ligeros, que generan compuestos orgánicos volátiles (COV), reconocidos como importantes neurotóxicos. Entre éstos, el más nocivo es el benceno, que constituye un problema real de salud pública como poderoso toxico de la médula ósea, favoreciendo la aparición de leucemias mieloblásticas agudas a dosis que pueden ser muy pequeñas (del orden de algunas partes por millón), en especial en los infantes. Estos efectos mielotóxicos pueden ser potenciados por otros componentes del fluido de fractura como el óxido de etileno y el formaldehido. Los hidrocarburos aromáticos ligeros pueden ser transportados por las corrientes de agua, evaporándose en la atmosfera y provocando contaminación importante de los ecosistemas.

permiso durante 2011-2016 para verter en ese mismo cuerpo hídrico hasta 1.564 L/s (850.000 barriles de agua promedio por día - BWPD) de aguas de desecho. En 2015, avanzaba el trámite para aumentar el vertimiento al río Guayuriba a 2 millones BWPD (PMA Cubarral 2012, Cap.4, p.97). Según cifras reportadas por la empresa, en 2015 el bloque Cubarral captó de fuentes superficiales para su operación un volumen de agua equivalente a 1,35 piscinas olímpicas por día, pero le fueron autorizados vertimientos de hasta 158,5 piscinas olímpicas por día, de las cuales hasta 59 se podrían verter en fuentes superficiales (en los ríos Guayuriba y Acacías) y las demás debían reinyectarse en el subsuelo.	
Hecho concreto 2.2 Afectación a las comunidades en el área de influencia del bloque Cubarral	
Los Campos Castilla y Chichimene (Bloque Cubarral) inician su fase de explotación en 1977 y 1984 respectivamente (PMA Cubarral 2012, Cap. 2-2, p. 100). Entre 1995 y 1997, el Ministerio del Medio Ambiente establece un Plan de Manejo Ambiental (PMA) (Resolución 1310 del 03-NOV-1995) a la empresa CHEVRON para el Campo de Producción Castilla y su desarrollo (ANLA Resolución 1137 de 2012). Posteriormente, mediante la Resolución 903 del 8 de octubre de 1997, "el Ministerio solicita a la empresa presentar un programa para la construcción de un canal perimetral en todos aquellos pozos que por su ubicación pudieran dañar un cuerpo de agua por insignificante que éste fuera", incluyendo una trampa de aceite (ANLA, Auto 511 del 12-FEB-2015). En el año 2000, Chevron cede a Ecopetrol el contrato de explotación del bloque Cubarral. Aunque las comunidades que han convivido con el desarrollo del proyecto extractivo durante 40 años se han beneficiado en algunos aspectos (oportunidades laborales, pago por servidumbres, ventas de predios, etc.), también han visto su calidad de vida disminuida por las constantes emisiones atmosféricas, el ruido, los impactos a su salud, el cambio en su modo de vida, la desvalorización de sus propiedades y "el acelerado cambio en la composición social de la región" (Rincón et al. 2016, p.14). "Si hay algo que ha provocado un gran conflicto es la disputa por el agua. El uso intensivo de agua por parte de la agroindustria que hay en la zona, principalmente de palma aceitera, y del desarrollo petrolero, ha provocado una gran escasez del fluido vital. Las profundas asimetrías de las comunidades frente a los poderes económicos de la agroindustria y del petróleo	Un buen indicador de la percepción social frente a la actividad petrolera en la región se puede establecer con el conflicto suscitado por el pozo Lorito-1, localizado en el bloque CPO-9 de Ecopetrol y Talisman, colindante con el bloque Cubarral. La plataforma del pozo Lorito-1 se construyó a 95 metros del río Humadea, sobre un acuífero libre conectado con el río Humadea, a pesar de que se estableció un alto riesgo de contaminación hídrica por la presencia de la bocatoma del acueducto municipal de Castilla La Nueva (a 623 m) y el desarenador del acueducto veredal de Humadea (a 180 m). Se solicitó a la ANLA la suspensión de las actividades, al aplicar los Principios de Prevención y Precaución ante un daño ambiental que perjudicaría a toda la población (ANLA Resolución 175 del 20 de febrero de 2013; Resolución 466 de febrero de 2012). En este caso también se presenta la modificación del río Humadea, reconocido como tal por el IGAC y en el EIA del bloque CPO-9 de 2011, a una corriente de tercer orden o caño, de modo que la plataforma del pozo Lorito 1 queda en una zona con restricciones mayores, pero permitida (ANLA Res. 175 del 20 de febrero de 2013). En 2013, miembros de las comunidades de Humadea, Guamal y Castilla La Nueva realizan un bloqueo pacífico de 8 meses (del 22 de febrero al 19 de octubre de 2013) de la vía por la que debía ingresar el taladro de la empresa y finalmente una tutela que aboga por el derecho fundamental de acceso al agua potable logra un fallo de la Corte Constitucional que suspende la actividad de dicha

han dejado a las primeras sin agua" (Gamba, 2017, p.87).	plataforma aduciendo el principio de prevención en materia ambiental (Sentencia T652/13). La férrea resistencia social a la perforación de Lorito-1 se sustenta en las afectaciones ambientales históricas sufridas por las comunidades de las veredas La Esmeralda y Chichimene y sus fuentes de abastecimiento hídrico a manos de la industria petrolera en el bloque Cubarral (Roa et al, 2017). Según declaraciones de Ecopetrol, la plataforma del pozo Lorito-1 ha sido reubicada a 400 o 500 metros del sitio inicial.

PREGUNTA 2.2: ¿Desde el punto de vista económico, presupuestal y social, la exploración y explotación de yacimientos no convencionales de hidrocarburos, en especial mediante la técnica del fracturamiento hidráulico (fracking), es beneficiosa para los intereses generales del país? En caso afirmativo ¿cuáles son los beneficios a corto, mediano y largo plazo?

RESPUESTA 2.2:

Debido a las afectaciones al medio ambiente, a la salud, a los sistemas de producción agrícola y ganadera y a la forma de vida de las comunidades, además de daños en la red nacional de carreteras y mayores gastos de los gobiernos locales en salud, educación y administración de justicia, los beneficios económicos y sociales para el país se ponen muy seriamente en duda. Los costos económicos que implican dichas afectaciones generalmente no son considerados o son infravalorados. Los mejores ejemplos de impactos negativos por la exploración y explotación de hidrocarburos son las zonas de Catatumbo, Barrancabermeja, Puerto Wilches y algunas poblaciones del Piedemonte Llanero, Putumayo y Orinoquía, que siguen siendo zonas deprimidas en la pobreza y con necesidades básicas insatisfechas, después de varias décadas de explotación petrolera (Avellaneda, 2003).

Los beneficios económicos de la actividad petrolera se han quedado tradicionalmente en manos de unos pocos actores, mientras que las reparaciones ambientales y sociales han tenido que ser asumidas por las comunidades afectadas y por el Estado. Se ofrecen inequitativos descuentos, deducciones, exenciones y demás beneficios tributarios a las compañías petroleras, mientras que sí se aumentan los impuestos a las personas naturales. En un análisis sobre la viabilidad económica del fracking en Colombia, Pardo (2019, p. 9) indica que “Además de los 229 beneficios tributarios reconocidos por la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales… algunos dirigidos a la industria petrolera, este sector se ha beneficiado de la política tributaria del gobierno, orientada a reducir la carga fiscal de las empresas y a colocarla sobre los hombros de las personas naturales”.

“Recordemos que el concepto 015766 de 2005 de la DIAN autorizó a estas compañías a deducir de su impuesto de renta las regalías pagadas por la explotación de los recursos naturales no renovables, pero, pese a que el Consejo de Estado lo declaró nulo mediante sentencia 19950 de octubre de 2017… la orden judicial no se ha cumplido y las empresas siguen deduciendo las regalías porque, en su concepto, ellas constituyen un costo” (Pardo, 2019, p. 11).

Los costos ambientales, sociales y de salud por la exploración y explotación de los hidrocarburos convencionales y los no convencionales fueron considerados varias veces por la comisión de expertos del gobierno (Comisión Interdisciplinaria, 2019). Estos son los costos que están por cuantificarse detalladamente en las regiones afectadas y que habría que contrastar con los posibles beneficios económicos de esta actividad para la nación.

La Comisión Interdisciplinaria reconoció que existen deudas ambientales por la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales, que no han sido ni reparadas ni compensadas y que ciertamente debieran ser consideradas y resueltas antes de comenzar proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales. También indicó que se evidencia falta de capacidad institucional para exigir el cumplimiento de la legislación y las condiciones de las licencias ambientales.

Preocupa mucho entonces que la comisión haya manifestado que, “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 fracking” (Comisión Interdisciplinaria, 2019, p. 112), porque como ya se dijo antes, aunque algunos de los efectos negativos del fracking se manifiestan de inmediato, la mayoría se manifiesta después de varios años, cuando los revestimientos de los pozos comienzan a deteriorarse. A continuación se relacionan algunas de las apreciaciones y conclusiones de la comisión de expertos del gobierno, en relación con el tema de los beneficios y los costos para las comunidades en las regiones.

“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” (Comisión Interdisciplinaria, 2019, p. 20).

“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” (Comisión Interdisciplinaria, 2019, p. 21).

“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” (Comisión Interdisciplinaria, 2019, p. 23 - 24).

“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.” (Comisión Interdisciplinaria, 2019, p. 101).

“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... 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” (Comisión Interdisciplinaria, 2019, p. 59).

“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 (Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal) 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” (Comisión Interdisciplinaria, 2019, p. 63).

“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” (Comisión Interdisciplinaria, 2019, p. 97).

“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 (Valle Medio del Magdalena) 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" (Comisión Interdisciplinaria, 2019, p. 103).

"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 (Proyecto Piloto de Investigación Integral). 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" (Comisión Interdisciplinaria, 2019, p. 112).

"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" (Comisión Interdisciplinaria, 2019, p. 112).

"La lista roja de los ecosistemas amenazados de Colombia elaborada 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 y sobre los procesos bióticos y abióticos en otras regiones como la Orinoquia, Amazonia y el Valle del Magdalena. En 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" (Comisión Interdisciplinaria, 2019, p. 160).

"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 y se definan y se pongan en marcha estrategias para compensar dichos efectos negativos no compensados" (Comisión Interdisciplinaria, 2019, p. 162).

"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 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" (Comisión Interdisciplinaria, 2019, p. 162 - 163).

"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" (Comisión Interdisciplinaria, 2019, p. 56).

En un estudio reciente sobre los costos totales durante el ciclo total de vida (Life Cycle Cost Analysis, LCCA) de cada pozo de fracking en Estados Unidos, incluyendo también los costos ambientales, sociales y de salud no pagados por las compañías perforadoras sino por toda la sociedad (Mehany & Kumar, 2019), se observa que el mayor costo para la sociedad es el de contaminación del agua, que en promedio es de 24.5 millones de dólares (Tabla 12).

Cost center	Minimum cost	Maximum cost	Average cost	
Exploration & Acquisition	$129.44	$27,000.98	$13,565.21	0.04%
Site Preparation	$245,000.00	$555,000.00	$400,000.00	1.25%
Drilling	$1,800,000.00	$2,600,000.00	$2,200,000.00	6.87%
Hydraulic Fracturing	$2,550,000.00	$4,928,000.00	$3,739,000.00	11.68%
Well Completion	$350,000.00	$675,000.00	$512,500.00	1.60%
Habitat Disruption and Natural Resource Impacts	$23.84	$63.57	$43.70	0.00%
Impacts of road repair	$13,000.00	$23,000.00	$18,000.00	0.06%
Impacts of land use – Forests and Croplands	$1,544.17	$1,853.33	$1,698.75	0.01%
Cost of building roads	$38,750.00	$156,250.00	$97,500.00	0.30%
Water Consumption	$15,856.68	$370,531.90	$193,194.29	0.60%
Air Pollution	$24,634.21	$623,178.95	$340,884.21	1.06%
Water Pollution	$3,137,771.37	$45,844,665.26	$24,491,218.32	76.50%
Healthcare Costs	$1,788.27	$8,941.34	$5,364.81	0.02%
Total Cost	$8,178,497.98	$55,813,485.33	$32,012,969.29	100.00%

Tabla 12. Costos en dólares incluyendo todos los componentes del ciclo de vida (LCCA) de un pozo de fracking en Estados Unidos. Tomado de Mehany & Kumar (2019).

Los costos de exploración, perforación, fracturamiento y completamiento para las compañías de fracking ascienden en promedio a 7 millones de dólares, mientras que todos los costos ambientales, sociales y de salud a largo plazo, pagados por el estado y por los ciudadanos, ascienden a 25 millones de dólares en promedio.

LCC per Energy Unit Cost – Dollars per 1000 CF ($/MCF)

Scenario		LCC – Energy Unit Cost ($/MCF)		
		St. deviation Upper and Lower Dispersion	Best Case Average Production (2 BCF)	Worst Case Average Production (0.9 BCF)
Fresh Water only	Upper	$ 21,973,622 /well	10.98 $/MCF	24.41 $/MCF
	Lower	$ 11,072,471 /well	5.53 $/MCF	12.30 $/MCF
Marine Water only	Upper	$ 30,101,448/well	15.05 $/MCF	33.44 $/MCF
	Lower	$ 15,195,762/well	7.59 $/MCF	16.88 $/MCF
Both Water Bodies	Upper	$ 44,946,171/well	22.47 $/MCF	49.94 $/MCF
	Lower	$ 18,717,907/well	9.35 $/MCF	20.79 $/MCF

Tabla 13. Costos del gas en dólares por 1000 pies cúbicos ($/MCF) teniendo en cuenta diferentes escenarios de la producción de gas y de la contaminación de agua dulce y marina. Tomado de Mehany & Kumar (2019).

Observando los costos unitarios de gas, el precio más bajo es 5.53 $/MCF y el precio más alto es 49.94 $/MCF (Tabla 13). Al comparar estos números con los precios actuales del gas natural informados por EIA en abril de 2019 (4.02 $/MCF), se puede encontrar una gran discrepancia.

En la última década, el costo más alto durante la crisis económica en julio de 2008 fue de 13.06 $/MCF. Esta comparación da una visión macro de los costos reales de energía que la sociedad y el medio ambiente tienen que pagar para producir este tipo de energía al precio reportado (Mehany & Kumar, 2019, p. 385). Dicho de manera más simple, el gas natural que tiene un precio actual de aproximadamente 4 dólares, tiene en realidad un costo que puede subir a 50 dólares si se consideran los costos ambientales, sociales y de salud que no pagan las compañías de fracking sino los ciudadanos.

La contaminación del agua fue medida en forma de potencial de ecotoxicidad acuática de agua dulce (Freshwater Aquatic Ecotoxicity Potential, FAETP) y potencial de ecotoxicidad acuática marina (Marine Aquatic Ecotoxicity Potential MAETP). La unidad funcional para la ecotoxicidad es el diclorobenceno equivalente (DCBeq.). Los autores utilizaron el estimativo de Cooper et al (2014) del potencial de ecotoxicidad marina y de agua dulce por kilovatio hora en la producción de shale gas. Los costos de contaminación del agua por pozo se calcularon convirtiendo la producción promedio de pozos (como una unidad de energía ‘‘MJ’’) en kWh, que luego se convirtió en DCBeq. y en CO_2eq., antes de multiplicarlo por el costo de emisiones de CO_2 de acuerdo a la siguiente ecuación:

Costo de la contaminación del agua por pozo ($/pozo) = (Producción de pozo promedio (BCF) × KWH/CF × DCBeq./KWH × emisiones de CO_2eq./DCBeq.) × Costo de emisiones de CO_2.

Los resultados de Mehany & Kumar (2019) indican que la contaminación del agua y del aire son los factores de mayor impacto en el proceso de fracking y los más costosos para los gobiernos y las comunidades. La dependencia de fuentes de energía agotables como el shale gas es muy costosa y además es económica y ambientalmente insostenible, lo que urge la transición hacia energías renovables.

Los hidrocarburos en la economía colombiana:

Colombia es un país productor de hidrocarburos, pero no se puede considerar como un productor importante en la economía mundial. La participación del país en el mercado petrolero es relativamente pequeña: en el 2013, uno de los mejores años, su producción apenas alcanzó

el millón de barriles por día (BPDC), representando el 1,2% del total mundial; sus reservas de crudo fueron de apenas 0,1% de las mundiales (Martínez, 2016). La participación del sector en el PIB nacional fue en promedio de 5.1% entre el 2005 y 2018. Existen otros sectores que tienen un mayor peso en la economía: las industrias manufactureras (12%), comercio transporte y hoteles (6.7%), agricultura (6,2%), Administración Pública, Defensa y Seguridad (14,4) (ANDI, 2018).

Se debe reconocer sin embargo la importancia del sector petrolero en la generación de combustibles e insumos para los demás sectores de la economía nacional y el papel preponderante que deberá jugar este sector para garantizar la seguridad energética del país en los próximos años y especialmente su aporte en la transición hacia las energías renovables.

En esta perspectiva, las políticas de crecimiento y desarrollo de los últimos gobiernos han generado una gran dependencia de la economía del sector de hidrocarburos, como consecuencia de la generación de rentas para el Estado y por las cuentas del sector externo en los combustibles y sus derivados (Pardo, 2018). Esto ha hecho a la economía colombiana más vulnerable a los choques externos de precios relativos y a los ciclos financieros asociados a la llamada enfermedad holandesa.

Durante el periodo 2003-2014 tuvimos un ciclo largo de precios altos de los commodities entre ellos del petróleo, que en junio del 2014 presentó su punto de inflexión cuando alcanzó su pico de US$107.95 el barril de petróleo de la referencia WTI y US$115.19 de la referencia Brent. Desde entonces los precios se vinieron abajo, a tal punto que a finales de enero de 2016 los precios bordearon los US$24 el barril, para luego repuntar hasta alcanzar un año después precios por encima de los US$52 el barril, para un incremento de más de 100%. Actualmente, (octubre de 2019) el precio Brent es de US$59,33, presentando una disminución en el último año del -25,13% (https://www.preciopetroleo.net/brent.html).

Este comportamiento tan variable de los precios se refleja fielmente en el desempeño de las rentas generadas por el sector y en el comportamiento de las distintas variables de la economía nacional.

Impactos del sector hidrocarburos en comercio exterior:

A partir del 2008, las exportaciones del petróleo y sus derivados comenzaron a subir alcanzando su punto máximo en el año 2013 (Figura 30), cuando las exportaciones del sector petróleo y sus derivados llegaron a la cifra de US$32.483 millones de dólares FOB, representando el 55% de las exportaciones totales US$ 58.826 millones de dólares, eso debido al crecimiento de los precios internacionales del petróleo. A partir del 2014 comienzan a caer los precios del crudo como consecuencia de una sobreoferta global y con esto vino la caída de las exportaciones que para el 2018 pasaron a representar el 40% (US$ 16.769) del total US$ 41.832.

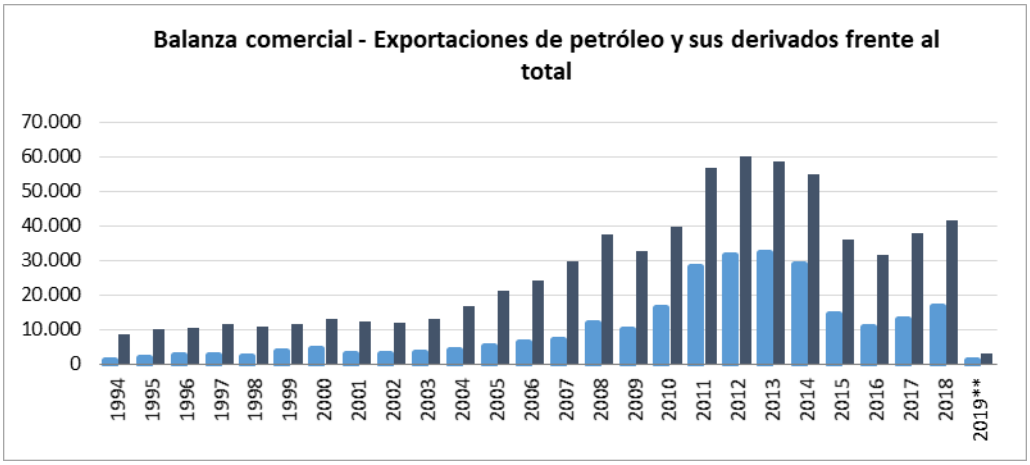


Figura 30. Exportaciones de petróleo comparadas con el total nacional. ACP (2019 a). Informe Estadístico Petrolero (IEP). Extraído en septiembre 20 de 2019 desde https://acp.com.co/web2017/es/publicaciones-e-informes/ informe-estadistico-petrolero

Esta caída de las exportaciones de petróleo tuvo repercusiones importantes en el saldo negativo de la balanza comercial (Figura 31), que pasó de un déficit de US$3.800 millones en 2014, pasando por uno más abultado de US$15.900 millones en 2015, otro de US$12.000 en 2016, hasta cerrar el año 2018 con un aumento del 16,8% del déficit con US$7.113 millones (DANE). Como se observa, a pesar del incremento en las exportaciones del crudo en el 2014, la balanza comercial ha sido deficitaria durante todo el periodo 2014-2018, dado el mayor crecimiento de las importaciones frente a las exportaciones.

Con la caída de los precios del petróleo, además del crecimiento de la economía y las exportaciones, también se vieron afectados los ingresos del Estado, tanto los del Gobierno central como los de las entidades territoriales. El impacto fue doble, dado que a la caída de precios se vino a sumar la caída en la producción, la cual, después de haber alcanzado el millón de barriles diarios en 2014, ha venido cayendo año a año, hasta alcanzar 865.000 BPDC en el 2018 (ACP, 2019 a).

Este doble golpe del desplome de los precios y la disminución de la producción ha afectado las finanzas públicas, comprometiendo la sostenibilidad fiscal. Así la renta petrolera pasó de representar 25% de los ingresos corrientes de la Nación en 2013 ($25,3 billones) a el 8% (11,1 billones) en 2017 y se pronosticaba 6% en 2018 (Pardo, 2018). En este sentido es importante que los ingresos de la nación se sustenten en fuentes menos volátiles e inestables, con mayor inversión en el sector industrial y manufacturero. Esto genera bienes con valor agregado, caracterizado por mayores índices de empleo e innovación y aumentos de productividad sostenibles en el mediano y largo plazo.

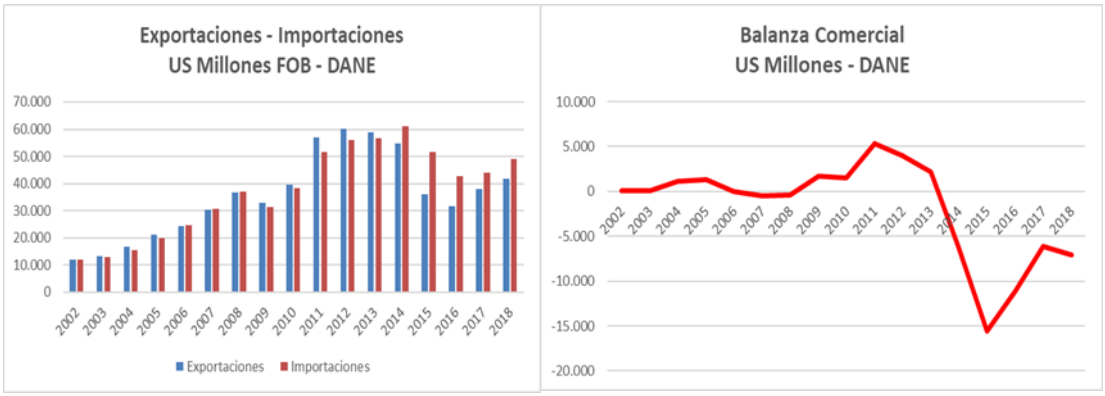


Figura 31. Balanza comercial. Tomado de Pardo (2019).

Efecto sobre los demás sectores de la economía:

El énfasis de la economía colombiana en la explotación y exportación de recursos minero energéticos golpea la exportación de bienes no tradicionales, que comienzan a estancarse a

partir del año 1999, cuando comienza la caída de las exportaciones del sector agropecuario y se mantienen estancadas las del sector industrial. El periodo de altos precios del petróleo coincide con la disminución de las exportaciones del sector industrial (Figura 32), fenómeno que en la economía se conoce con el nombre de "enfermedad holandesa". Como se observa, las exportaciones del sector industrial venían creciendo hasta el año 2008; luego el ritmo decrece como consecuencia de la crisis económica internacional en los años 2008-2009. Posteriormente, tras una breve recuperación inician un descenso por efecto de la revaluación del peso colombiano, que coincide con el boom de las exportaciones de petróleo y carbón hasta el año 2014.

La literatura evidencia que los países que dependen de la explotación petrolera generalmente deterioran la diversificación productiva, se primarizan y pueden quedar atrapados en situaciones de "enfermedad holandesa" (Maniloff & Mastromonaco, 2014; Mason et al, 2015).

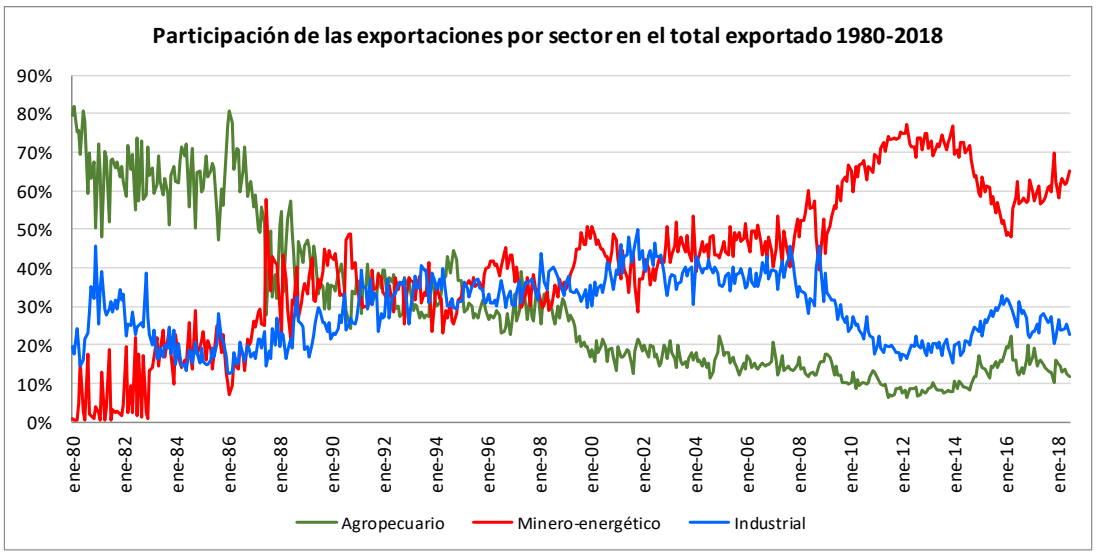


Figura 32. Exportaciones por sector. Descargado de https://www.banrep.gov.co/es/exportaciones

El aumento en los ingresos petroleros puede desencadenar una reducción de la productividad media de la economía y del crecimiento económico, que se agudiza cuando la inversión extranjera se dirige principalmente al sector de recursos naturales (Botta, 2014). La

“enfermedad holandesa” es un fenómeno que se origina en el crecimiento desmesurado de divisas, provenientes por lo general del descubrimiento, exploración y explotación de recursos naturales, entre ellos, los no renovables, y que, al generar la revaluación de la moneda local, afecta negativamente a otros sectores productivos diferentes al sector extractivo (Guzmán et al, 2017; Pardo, 2019).

Algunos síntomas de enfermedad holandesa son: reducción de la producción del sector transable (agricultura e industria), aumento de sectores no transables en el PIB, aumento de productos importados que compiten con la industria nacional, deterioro del ambiente institucional y aumento de las actividades dirigidas a la búsqueda de rentas, lo cual se agudiza en sociedades con estructuras democracias débiles (obstáculos y reducción de los espacios de participación ciudadana, altos niveles de corrupción, flexibilidad normativa) e intentos fallidos por lograr superar la pobreza.

Continuamente se destaca el papel de la Inversión Extranjera Directa (IED) del sector petrolero y su aporte a la economía colombiana. El análisis muestra que sólo en el año 2010, la IED llegó a niveles del 47,9 %, que luego tuvo una caída como consecuencia de la crisis económica internacional y luego se ha mantenido en promedio del 27% (Figura 33). Sus fluctuaciones dependen de las cotizaciones del petróleo en el mercado internacional, por lo cual no constituyen una fuente sostenible para planear la economía en el mediano y largo plazo (Pardo, 2018).

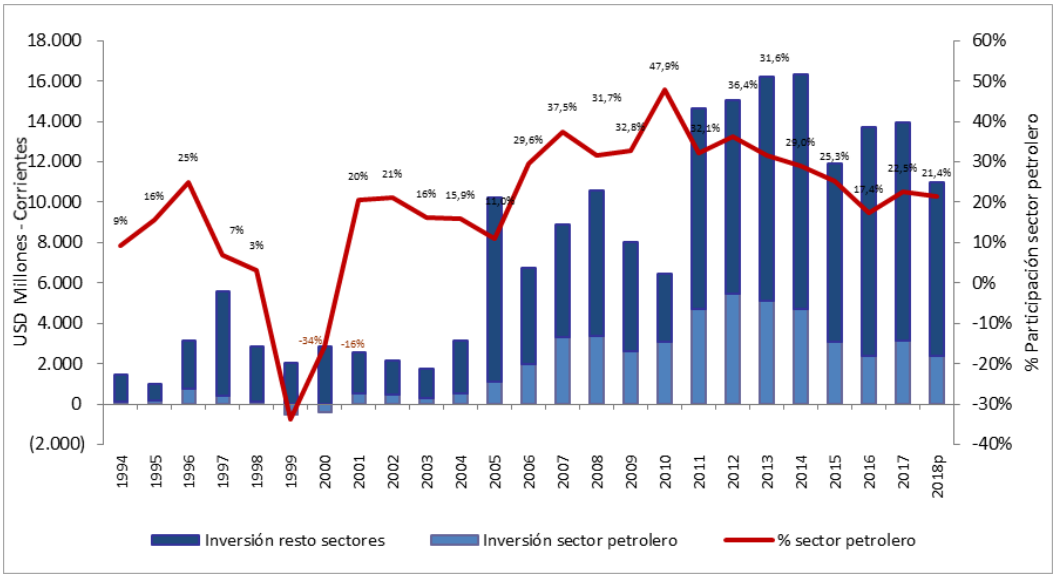


Figura 33. Inversión extranjera. Elaborado con información de la ACP (2019 a). Extraído en septiembre 20 de 2019 de https://acp.com.co/web2017/es/publicaciones-e-informes/informe-estadistico-petrolero

Aportes de la renta petrolera al Gobierno Central:

La renta petrolera está dada por la suma de los aportes generados por concepto de los dividendos de Ecopetrol, los derechos económicos de los contratos, el pago del impuesto a la renta por parte de las empresas y las regalías causadas. En la Figura 34 se presenta la trayectoria de estos rubros durante el periodo 2004-2017. En el eje derecho se ilustra el total de estos aportes al gobierno central en billones de pesos y en el eje izquierdo se muestra la trayectoria del precio internacional del crudo. Los ingresos centrales y territoriales dependen crucialmente de las subidas y caídas del precio del crudo referencia Brent. Ante una caída en el precio del petróleo, la intensidad del efecto sobre las regiones es diferencial, dependerá de la participación del sector petrolero en la actividad económica departamental. Con el fin de disminuir los impactos que pueden generar situaciones tanto de precios altos como bajos, que tienen grandes impactos sobre la economía tanto a corto como a largo plazo, se ha recomendado justamente promover el desarrollo de otras capacidades productivas en los territorios donde se hace la explotación (Martínez, 2016).

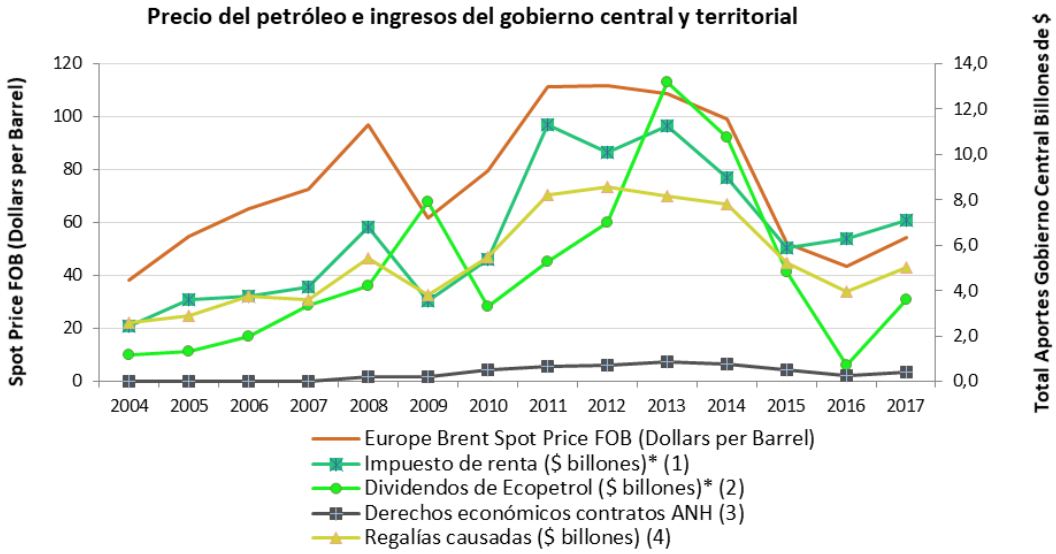


Figura 34. Precio del petróleo e ingresos nacionales. Elaboración a partir de información de EIA (2019 a, b) y ACP (2019 a) (1) Imporenta y complementarios (CREE) personas jurídicas (impuesto a cargo), causadas en el año anterior. Incluye las actividades de extracción de petróleo crudo y gas y servicios relacionados, fabricación de productos de la refinación del petróleo, transporte por tuberías, prospección de petróleo y gas, comercio al por mayor de combustibles líquidos, comercio al por menor de combustible para automotores, y comercio al por menor de lubricantes. (2) Balance Fiscal Anual Gobierno Central. (3) Cifras y estadísticas ANH. Incluye derechos económicos contratos y transferencia de tecnología. Información presentada en miles de USD, convertida a COP$ con la serie TRM promedio anual. (4) Cifras y estadísticas ANH.

La gran variabilidad en los precios internacionales del petróleo, aunque pudo ser administrada en el reciente período de precios bajos con los respectivos ajustes fiscales, no fue prevista en las proyecciones del gobierno central. El gobierno nacional no dispuso de herramientas macroeconómicas para enfrentar el ciclo de precios que debería haber sido previsto.

Con relación a la afirmación frecuente sobre la crucial dependencia de la renta petrolera para la financiación y prestación de servicios públicos como la salud y la educación en las regiones, es importante aclarar que el Sistema General de Participaciones (SGP) es la principal fuente de financiación de los departamentos y los municipios para salud, educación, agua potable y saneamiento básico (50%), seguido de los recursos propios (28%) y las regalías de

departamentos (13%) y municipios (5%) (Bonet et al, 2014; Martínez, 2016). Debido a que las transferencias corresponden a un mandato constitucional (artículos 356 y 357 de la carta política de 1991) y los criterios para su ajuste son los cambios en la inflación, el impacto de las diminuciones de la renta petrolera en la prestación de estos servicios públicos básicos es proporcional al aporte por concepto de regalías y dependen de la efectividad y eficiencia con que estos recursos se utilicen.

Impacto de las Regalías:

Entre 2004 y 2010, las regalías totales del sector hidrocarburos representaron entre el 10% y el 16% de los ingresos totales de los municipios y departamentos productores de hidrocarburos. En casos particulares representaron más del 50% de los ingresos totales de los correspondientes entes territoriales (ETs). Durante este periodo, las regalías directas por hidrocarburos se concentraron especialmente en los departamentos y municipios de los departamentos de Casanare y Meta. En ese período el departamento del Casanare y los municipios productores que hacen parte de este departamento recibieron un total de $5,7 billones de regalías directas (a pesos constantes 2010) mientras el departamento del Meta y los municipios productores que lo conforman, recibieron $5,1 billones por el mismo concepto (a pesos constantes de 2010). Si se tienen en cuenta únicamente las regalías recibidas por los departamentos (excluyendo municipios), los montos fueron $3,9 y $3,6 billones, respectivamente durante este periodo (UPME, 2015, pág. 18).

Las regalías asociadas con la explotación de recursos naturales no renovables variaron drásticamente con la creación del Sistema General de Regalías, a través del Acto Legislativo 05 de 2011 y de la Ley 1530 de 2012. Este sistema fue creado con el fin de mejorar la equidad en la distribución de las regalías entre los entes territoriales, generar mecanismos de ahorro y desahorro para estabilizar la inversión regional financiada con dichos recursos y reducir la volatilidad cambiaria. De igual forma, pretendía liberar los usos de las regalías privilegiando los proyectos de impacto regional.

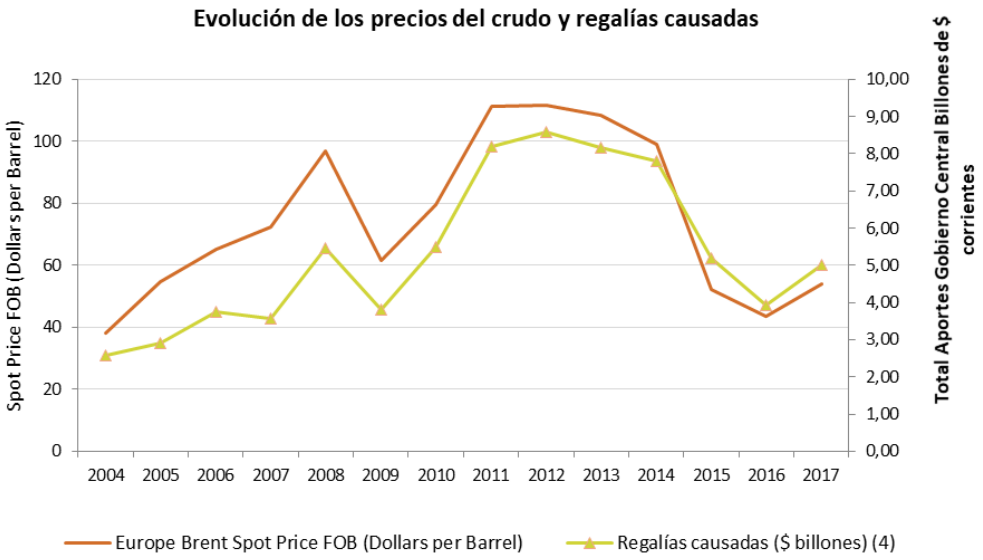


Figura 35. Evolución de los precios del petróleo y regalías causadas en Colombia. Cifras y estadísticas ANH.

Con estas modificaciones, las regalías directas hacia los entes territoriales productores se recortaron, con el fin de aumentar los recursos de los nuevos fondos que posibilitarían el desarrollo de iniciativas regionales de todos los entes territoriales del país y buscaban también la generación de un ahorro para estabilizar la inversión regional financiada con estos recursos y reducir la volatilidad cambiaria.

En el año 2014, los departamentos cuyos ingresos dependían en más de un 50% de las regalías, eran: Meta (74%), Casanare (64%), Arauca (59%) y Cesar (52%). Un segundo grupo de departamentos lo constituía el formado por los que tienen ingresos por regalías que representan entre 30% y 50% de sus ingresos totales. Ellos fueron Guaviare (45%), La Guajira (43%), Guainía (38%) Vaupés y Córdoba (36%) y Vichada (31%) (Martínez, 2016). En total las regalías por hidrocarburos tuvieron una tendencia creciente entre 2004-2014, pasando de 2,54 billones de pesos corrientes hasta alcanzar el máximo de 8,17 billones en 2014 (UPME, 2015).

En un documento producido por Fundesarrollo (Restrepo et al, 2018), se efectúa un análisis de la pertinencia del gasto de regalías en los departamentos productores, específicamente en el departamento de la Guajira. En el segundo capítulo de dicho informe se realiza una revisión de

la literatura sobre los resultados arrojados por estudios que exploran la relación entre las regalías y el desarrollo de los territorios receptores, regalías y variables fiscales y pertinencia e impacto de la inversión financiada con regalías, llegando a las siguientes conclusiones:

- El estudio realizado por Perry & Olivera (2009) mantiene vigencia en el sentido que los recursos transferidos bajo la modalidad de regalías a los departamentos y localidades receptoras no han incidido significativamente en la disminución de las brechas económicas, sociales y fiscales, generando consecuencias relacionadas con la enfermedad holandesa a nivel regional, reconocida como la "maldición de los recursos naturales". Estos autores señalan que las regiones y localidades que explotan recursos naturales tienden a considerar estas transferencias como ingresos exógenos, lo que limita su proceso de maduración institucional y las estructuras de gobierno, debido al desarrollo de una condición de dependencia.

- La anterior descripción coincide con el análisis realizado por Ardanaz & Tolsá (2016) para mil municipios colombianos entre 2004 y 2011, en el que se evidencia que el incremento de las transferencias de regalías durante el boom exportador de hidrocarburos incidió en la multiplicación de los presupuestos de inversión en los municipios productores, lo cual estuvo asociado a comportamientos ineficientes, altos costos de transacción y un bajo nivel de transparencia, mientras que los beneficiados con reducidas transferencias presentaron mejores recaudos de impuestos locales y un mejor desempeño.

- En Colombia diferentes autores e instituciones han venido realizando balances de las fuentes y usos de estas transferencias antes y después de la implementación del nuevo Sistema General de Regalías – SGR. Sus estudios evidencian que en el país (instancia nacional), sus regiones (nivel subnacional) y sus localidades (municipios), aún no se logran superar los problemas en torno a la eficiencia y pertinencia en el uso de los recursos recibidos, a pesar de que éstos se cuadruplicaron y alcanzaron los mayores montos entre los años 2000 y 2012 (Figura 35) en comparación a los valores registrados entre los años 1970-1980, gracias al aumento de la producción y a la subida de los precios del petróleo y el carbón, comportamiento que ha persistido al cambiar los modelos de gestión de las regalías (Ardanaz y Tolsá, 2016). Buena parte de estos recursos son administrados directamente por las entidades territoriales y la gestión de los mismos es blanco de muchas críticas. Principalmente, se cuestionan la forma de

contratación y los compromisos de los gobernantes con sus clientelas políticas, factores que limitan la gestión de las transferencias.

- Todo indica que el gran aumento de recursos ocurrido en las últimas décadas no se ha traducido en una mejor gestión territorial. Tal parece que un mayor volumen de recursos no ha generado la sinergia esperada. Por el contrario, se ha traducido en efectos negativos, pues la lógica clientelista va detrás de los recursos públicos y no precisamente para hacer una mejor gestión en el mejoramiento del nivel de vida de las comunidades y sus territorios.

- Antes de la entrada en vigencia de la Ley 1530 de 2012, también se cuestionaba el bajo impacto de los recursos en el desarrollo social y económico, la calidad del gasto público realizado en los diferentes niveles de gobierno, la dudosa pertinencia de los proyectos ejecutados y la débil situación fiscal de los departamentos y municipios receptores de regalías que se deterioró de manera sustantiva a pesar del aumento en los recursos disponibles en sus presupuestos.

- Entre los departamentos que recibieron la mayor cantidad de regalías se encuentran Arauca, La Guajira, Casanare e incluso, el Meta, que antes y después del nuevo sistema mantienen niveles de desarrollo económico y social precarios.

Generación de empleo:

Para entender los efectos que sobre el empleo pueda tener el desarrollo de la técnica del fracturamiento hidráulico, es importante tener presente la caracterización del sector en cuanto a la generación de empleo.

La explotación gas y petróleo en general, bien sea convencional, no convencional y recursos off shore involucra el uso de plataformas, equipos de perforación, contratación de personal para perforar y completar pozos, para construir y operar las instalaciones para el procesamiento de los hidrocarburos antes de su transporte y la construcción de oleoductos y gasoductos para transportarlos hasta los mercados o refinerías. En general, se pueden distinguir dos sectores de empleo en las grandes empresas petroleras operadoras de los bloques de exploración y

explotación (contratación directa), y en las empresas de servicios petroleros que trabajan suministrando bienes y servicios tercerizados (contratación indirecta) para las compañías que hacen la explotación (ACP, 2016).

De igual forma se genera empleo para dos tipos de mano de obra, calificada y no calificada. En el país, la contratación directa tiende a ser el personal de nómina encargado de las posiciones más estratégicas de las compañías, siendo varios de ellos personal traído de los países de origen de las compañías. La mano de obra no calificada está en la operación de la parte exploratoria y de producción (ACP, 2016).

Cuando se produce una desaceleración del sector por las caídas de precios u otros factores que generen reducción en la inversión en el sector petrolero, los primeros afectados son los trabajadores vinculados por empresas contratistas que prestan servicios. La flexibilidad es una de las características de contratación, lo que genera mayor exposición a los recortes de personal, inestabilidad e incertidumbre laboral (OIT, 2012).

Al cruzar la información del precio del petróleo a nivel internacional se evidencia correlación con el nivel de empleo generado por el sector de hidrocarburos (Figura 36), siendo consistente la reducción del número de empleos con la disminución de la actividad ocasionada por la reducción del precio en 2015-2016. Esto es facilitado por la flexibilidad laboral en el sector de servicios petroleros principalmente y por la contratación temporal de parte de las empresas operadoras.

La normatividad laboral del sector, definida en el Decreto 1668 de 2016 del Ministerio de Trabajo, establece que el 100% de la mano de obra no calificada y el 30% de la mano de obra calificada deben ser contratadas a nivel local. El impacto de la desaceleración del sector se da con mayor fuerza en la contratación de mano de obra no calificada (Figura 37), generando una sobreoferta de mano de obra en las regiones. Esto intensifica la presión social y el deterioro de los indicadores sociales en las regiones productoras, donde la economía gira en torno a la actividad extractiva; allí se abandonan actividades en el sector agrícola y por lo general crecen los sectores de comercio y servicios que dependen de los ingresos de los trabajadores del sector petrolero.

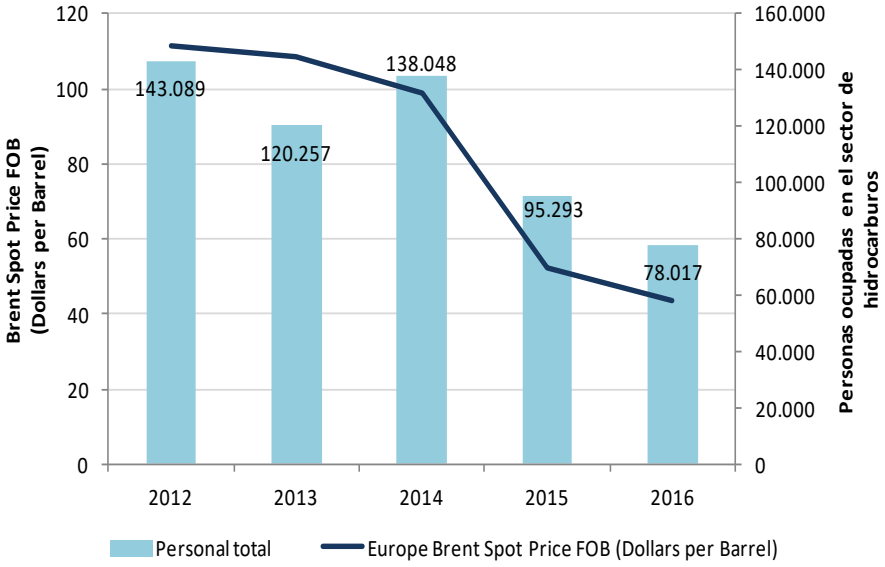


Figura 36. Precio del petróleo y empleo. Elaboración a partir de datos de ACP (2016) y EIA (2019 a). El informe de la ACP incluye la información de 34 empresas dedicadas a las actividades de exploración, producción y transporte de hidrocarburos, las cuales representan el 97% de la actividad nacional.

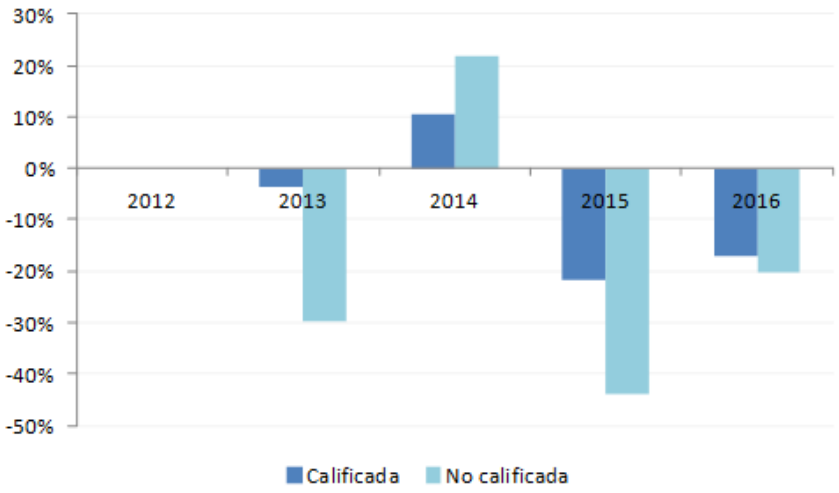


Figura 37. Variación en el número de personas contratadas en el sector de hidrocarburos periodo 2013-2016 por tipo de mano de obra. Elaboración a partir de ACP (2016).

No se puede pensar que lo acontecido en EEUU en las etapas iniciales del uso de la técnica de fracking puede pasar en Colombia, ya que casualmente cuando se inició en EEUU, los precios del crudo registraron una de sus mayores alzas entre 2003 y 2008, lo que llevó a las empresas estadounidenses a invertir en exploración y desarrollo de los nuevos recursos petroleros generando un fuerte crecimiento del empleo en el sector.

Tanto en la fase de menores precios entre 2009-2010 como en 2015-2017, pero con mayor contundencia en ésta última, se redujo la inversión y aplazaron inversiones en áreas consideradas costosas de perforar y desarrollar, en detrimento especialmente de los empleos en el sector de servicios petroleros. A pesar de la alta producción, el sector eliminó más de 200,000 empleos en EEUU en todas las ocupaciones (Majumdar & Mittal, 2018).

De otra parte, los estudios realizados para Arauca, Casanare, Santander y Meta (Martínez & Delgado, 2018 a, b, c, d, e), al igual que la UPME (2015) afirman que la industria de hidrocarburos es por naturaleza una industria intensiva en capital, lo cual reduce su efecto en cuanto a la generación de puestos de trabajo comparativamente con el sector agropecuario e industrial (Martínez, 2016).

Estimaciones de la ACP (2019 b) sitúan la generación de empleo en la etapa de explotación de los YNC en "19.000 nuevos empleos directos estables, que sumados a los indirectos e inducidos totalizarían 68.000 nuevos empleos durante 25 años, en su mayoría mano de obra con nivel de formación técnica, tecnológica y/o profesional. Esto equivale al 40% de las personas sin empleo actualmente en Cesar o 30% de las de Santander".

Esas cifras parten de una visión altamente optimista de la geología, los costos y los precios de venta, pero no consideran que el pico de producción por pozo para esta técnica es de corta duración. Tampoco consideran los posibles impactos negativos al nivel de empleo en otros sectores de la economía de los territorios en donde se realice la explotación de los YNC y en las zonas de donde migren las personas atraídas por la nueva actividad.

Dada la novedad de la técnica de fracturamiento hidráulico en los países diferentes de Estados Unidos, no es de extrañar que en algunos casos, para actividades muy especializadas, las empresas traigan trabajadores extranjeros, al no disponer de trabajadores calificados en esa

técnica en el país, unido a que en general hay una preocupación de la industria por el relevo generacional que se está dando en los trabajadores del sector y que está generando déficit de trabajadores calificados con experiencia (OIT, 2012).

Finalmente, respecto al empleo en el sector energético, es más útil pensar en términos de objetivos a largo plazo y los principales desafíos que enfrenta el país sobre cómo abordar el cambio climático. El Centro de Investigación Energética del Reino Unido realizó un estudio en el cual concluye respecto al sector de eficiencia energética y a la generación de electricidad a partir de fuentes renovables frente a generar con combustibles fósiles, que invertir en energía renovable y eficiencia energética requiere más mano de obra, y puede conducir a ganancias netas positivas en el empleo para una misma inversión (UKERC, 2014).

Lo que ha pasado hasta ahora en Estados Unidos con el empleo asociado al "boom" del gas y petróleo de shale puede no ser el mejor predictor del futuro para ellos mismos y para el resto de países, dada la incertidumbre sobre cómo el mercado laboral probablemente se adaptará en el futuro a medida que el sector adopte nuevas tecnologías para aumentar la productividad y cambiar las estructuras de costos (Majumdar & Mittal, 2018).

Por todo lo anterior, resulta incierto el efecto que sobre el empleo logre generar la explotación de YNC mediante fracking.

Beneficios tributarios otorgados al sector de hidrocarburos y su costo fiscal:

La información que se presenta a continuación está basada en la Global Oil and Gas Tax Guide (2019). Esta es una compilación de varias guías de impuestos, incluyendo Worldwide Corporate Tax Guide, Worldwide Personal Tax Guide, Worldwide VAT, GST and Sales Tax Guide, International Estate and Inheritance Tax Guide, Transfer Pricing Global Reference Guide, Worldwide R&D Incentives Reference. En la Global Oil and Gas Tax Guide de 2019 se presentan los principales aspectos del régimen fiscal del sector petrolero para 86 países del mundo, vigentes para el 1 de enero de 2019.

En el Caso de Colombia el régimen fiscal que se aplica a la industria petrolera consiste en una combinación de impuestos a las ganancias corporativas e impuestos basados en regalías, así como también un importante número de beneficios tributarios reconocidos por la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN), algunos dirigidos a la industria petrolera y minera. Estos beneficios hacen parte de la política tributaria del gobierno, orientada a reducir la carga fiscal de las empresas e incentivar la inversión extranjera en el país.

A continuación se describen algunos aspectos específicos del régimen fiscal del sector petrolero:

Regalías:

Las regalías que paga el sector petrolero están establecidas mediante la Ley 756, que entró en vigencia el 25 de julio de 2002. La Ley 1530 de 17 de mayo de 2012 modifica algunos aspectos de la Ley 756 y se establece un descuento del 40% en el pago de regalías para la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales.

La Ley 1530 de 2012, que regula la organización y el funcionamiento del Sistema General de Regalías (SGR), establece en el capítulo 14, parágrafo primero: “Con el fin de incentivar la exploración y explotación de hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales (gas metano asociado al carbón; gas de esquistos o shale gas; aceite o petróleo de lutitas o más conocido como oil shales o shales oils; arenas bituminosas o tar sands; hidratos de metano y arenas apretadas o tight sands) se aplicará una regalía del sesenta por ciento (60%) del porcentaje de participación de regalías equivalentes a la explotación de crudo convencional”.

Con la ley 756 las regalías se establecieron alrededor del 8% más el 0,1% de la producción porque la mayoría de los campos produce menos de 125.000 barriles diarios (Tabla 14). Adicionalmente, las regalías para el gas ya estaban reducidas con respecto a las de petróleo dependiendo de su localización (Tabla 15). Entonces, con la Ley 1530 las regalías por explotación de no convencionales se reducirían aún más, aumentando notablemente los beneficios para las compañías de fracking.

Petróleo descubierto después de la Ley 756 de 2002. (promedio mensual en barriles por día)	Porcentaje (%)
Hasta 5.000	8%
5.001 a 125.000	8% + ((producción -5.000)*0,10)
125.001 a 400.000	20%
400.001 a 600.000	20% + ((producción -400.000)*0,025)
Más de 600.000	25%

Tabla 14. Cálculo de regalías por explotación de petróleo.

Ubicación	Porcentaje
Onshore and Offshore (en tierra y mar)	80%
Offshore más de 1.000 pies de profundidad	60%

Tabla 15. Las regalías por explotación de gas son un 20% a 40% menores a las pagadas por petróleo, dependiendo de su localización.

Beneficios tributarios derivados de la posibilidad de reducir la renta gravable contabilizando como costo las regalías:

Entre los años 2005-2017, las empresas privadas de minas y energía, autorizadas de manera irregular por la DIAN, dedujeron las regalías de sus impuestos, contrariando el artículo 360 de la Constitución. Las empresas dejaron de tributar 30 billones de pesos a precios constantes de 2017 durante este periodo, pese a que en octubre del 2017 el Consejo de Estado (Sentencia 2013-00007) ordenó anular el concepto de la DIAN.

En el análisis realizado por Rudas (2017), las regalías constituyen rentas, no costos para las empresas petroleras. En términos contractuales, el Estado se asocia con la empresa extractiva, aportando el capital natural como parte de la inversión (los recursos del subsuelo) y como resultado, participa en los rendimientos de dicha inversión (las regalías). El hecho de que el

Estado y la empresa sean socios implica que no se trata de una compraventa de los minerales extraídos y que las regalías no son el precio de esos minerales. Son la parte de la renta que corresponde al Estado por ser aportante del capital natural. En efecto, las regalías no son un costo para la empresa minera o petrolera, como la DIAN había conceptuado equivocadamente (Sentencia 12 de octubre 2017, Consejo de Estado).

Como resultado de la interpretación de la DIAN en su momento, las deducciones de las regalías como un costo en el impuesto de renta realizada al sector hidrocarburos han representado un costo fiscal importante para el Estado, como lo demuestra Rudas (2017). El declarar nulo el concepto, implicaba que la DIAN debía eliminar ese privilegio y recuperar lo que las compañías habían dejado de pagar. La orden judicial no se ha cumplido y las empresas siguen deduciendo las regalías (Tabla 16) porque, en su concepto, ellas constituyen un costo (Rudas, 2017).

Año	Regalías (billones de pesos)	Costo fiscal de las deducciones (billones de pesos)
2005	2,90	1,12
2006	3,74	1,44
2007	3,59	1,22
2008	2,90	0,96
2009	2,90	0,96
2010	5,41	1,97
2011	7,84	2,59
2012	8,83	2,29
2013	8,35	2,84
2014	7,43	2,53
2015	4,71	1,60
2016	3,93	1,30
2017	5,0	1,60

Tabla 16. Deducciones de las regalías en el impuesto a la renta de las empresas del sector petrolero. Tomado de Rudas (2017).

Un nuevo régimen tributario para megainversiones:

Con las últimas reformas se estableció un nuevo régimen tributario para megainversiones orientado a beneficiar los sectores intensivos en capital, como el petrolero, con la reducción de la tarifa del impuesto de renta hasta el 27 % y la depreciación de activos fijos en un periodo mínimo de dos años; además, esos sectores no estarán sujetos al sistema de renta presuntiva, sus utilidades distribuidas no estarán sometidas al impuesto a los dividendos, ni al impuesto al de patrimonio. Estas normas aplican para inversiones superiores a un billón de pesos que se hagan en un plazo de cinco años, con fecha límite en 2024 y los beneficios estarán vigentes para las empresas por un periodo de 20 años. El inversionista, por su parte, se obliga a ejecutar la inversión y a generar 250 nuevos empleos.

Tasa de impuesto sobre la renta:

A las empresas del sector les aplica una reducción gradual sobre el impuesto a la renta de 33% para el año fiscal 2019, 32% para el año fiscal 2020, 31% para 2021 y 30% a partir de 2022.

Las modificaciones introducidas al Estatuto Tributario en las últimas dos décadas persisten en ampliar los beneficios (deducciones, exenciones y descuentos tributarios) y los ingresos no constitutivos de renta, que sin mayor justificación crecieron aceleradamente en los años de mayor caída de los precios del crudo. La Tabla 17 muestra con cifras de la DIAN los aspectos básicos de la tributación.

La DIAN sólo reconoce como beneficio tributario las deducciones (D), las rentas exentas (RE) y los descuentos tributarios (DT), pero los contribuyentes tienen la posibilidad de continuar reduciendo la base gravable de sus declaraciones de renta mediante los llamados ingresos no constitutivos de renta (INCR) y otras deducciones (OD).

Se observa un crecimiento importante y no explicado de los ingresos no constitutivos de renta en los años 2015 y 2016, hecho que coincide con el derrumbe de los precios en el mercado internacional. Los beneficios tributarios y los ingresos no constitutivos de renta (INCR)

permiten reducir la base gravable y por esa vía minimizar el impuesto a cargo de las empresas y en consecuencia la tasa efectiva de tributación.

Año	Renta exenta	Descuentos tributarios	Ingresos no constitutivos de renta
2010	216.451	64.018	163.465
2011	180.374	94.341	2.189.551
2012	212.042	73.112	262.099
2013	4.772	87.199	121.597
2014	8.308	104.072	1.934.301
2015	4.556	96.712	4.904.086
2016	18.222	14.845	4.969.123
2017	17.484	48.064	1.284.042
2018	7.045	60.440	3.349.381

Tabla 17. Fuente: DIAN. Agregados de las declaraciones de Renta y Complementarios. Personas Jurídicas. Las cifras en millones de pesos corrientes.

Contratos de estabilidad jurídica para megainversiones:

El Gobierno nacional ofrece a los megainversionistas la posibilidad de incluir todos estos beneficios en estos contratos para garantizarles que no se modificarán durante la vigencia del contrato firmado. Esto a cambio de que el beneficiario pague a favor de la nación una prima equivalente al 0,75 % del valor de la inversión pactada. Estos contratos se introdujeron mediante la Ley 963 de 2005, luego se retiraron siete años después (ley 1607 de 2012), por el enorme costo fiscal que acarreaban. Pero todavía hoy, empresas que suscribieron ese tipo de contratos, continúan gozando de sus privilegios.

Deducción de los impuestos pagados y otros:

Es deducible el cien por ciento (100%) de los impuestos, tasas y contribuciones que efectivamente las empresas hayan pagado durante el año o periodo gravable que tengan relación de causalidad con su actividad económica, con excepción del impuesto de renta y complementarios. Gracias a este beneficio, las empresas pueden deducir el 50 % del gravamen a los movimientos financieros (4 x 1.000), las cuotas de afiliación a los gremios y tomar, no como deducción, sino como descuento tributario, el 50 % del impuesto de Industria, Comercio, Avisos y Tableros (ICA) y el 100 % a partir de 2022. El término utilizado, “Deducción de los impuestos pagados y otros”, se presta para muchas interpretaciones: aunque ya estaba autorizada la deducción del impuesto predial, pareciera que este artículo autoriza también la deducción del impuesto a los vehículos.

Incentivos regionales:

La sección 16 del Decreto 1056 de 1953 (el Código del Petróleo) establece que "la exploración petrolera y explotación, el petróleo crudo extraído, sus derivados y su transporte, máquinas y elementos utilizados para su beneficio, y en la construcción y mantenimiento de refinerías y tuberías están exentos de impuestos municipales" En estas circunstancias, se le puede solicitar al contribuyente que presente una declaración de impuestos local con evaluación de no impuestos.

Otro incentivo es que las actividades de la industria petrolera y gas no pagan ICA (impuesto a actividades industriales y comerciales). Estas empresas no están obligadas a presentar el ICA.

Entidades que hagan directamente inversiones en el control, conservación y mejora del medio ambiente tendrán derecho a un crédito fiscal del 25% de las inversiones que han realizado en el año fiscal correspondiente a partir de sus ingresos. Las inversiones exigidas por las autoridades ambientales no están cubiertas por este beneficio.

Investigación, tecnología, desarrollo e innovación

Los contribuyentes pueden deducir el 100% de la inversión hecha en investigación, tecnología, desarrollo e innovación. Los contribuyentes tienen derecho a un crédito del 25% del valor invertido en el periodo o año imponible, las inversiones pueden hacerse a través de investigadores o grupos de investigación, la calificación del proyecto debe cumplir con criterios de impacto ambiental como requisito para el crédito.

Certificados de Reembolso Tributario CERT

El artículo 365 de la Ley 1819 de 2016, reforma tributaria “estructural”, aprobó la creación de los Certificados de Reembolso Tributario (CERT), que busca incentivar nuevas inversiones en los sectores de hidrocarburos y minería. Este beneficio aplica para inversiones que resulten en el descubrimiento de nuevas reservas de hidrocarburos, la adición a las reservas probadas o la incorporación de reservas recuperables. Los CERT se calculan como un porcentaje de las nuevas inversiones y se entregan a las empresas del sector para que los utilicen para el pago de su impuesto de renta o los negocien libremente en el mercado nacional.

Régimen especial cambiario

Como regla general, todas las entidades comerciales que realizan operaciones en Colombia están sujetas al régimen de control de cambios de Colombia. Es decir que para fines de control de cambio están sujetas al "régimen general de control de divisas" colombiano. Las sucursales registradas de entidades legales extranjeras también califican como residentes y son sujeto a este mismo régimen. Sin embargo, si el propósito del negocio de una sucursal de una entidad extranjera es ingresar a las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, o para proporcionar servicios exclusivos al sector de hidrocarburos, de conformidad con el Decreto 2058 de 1991 (como "sucursal calificada” en cuyo caso requerirán un certificado de exclusividad emitido por el Ministerio de Minería y Energía), la sucursal pertenecerá al régimen especial de control de divisas.

Esto implica que para las empresas extranjeras que pertenezcan al régimen especial no es obligatorio repatriar moneda extranjera recibida de ventas (es decir, traerlo a Colombia y convertirlo a moneda local). Solo requieren repatriar al mercado de divisas colombiano la moneda extranjera en el monto necesario para cubrir sus gastos en moneda colombiana.

Adicionalmente, tanto el pago de las importaciones como el producto recibido de las exportaciones no tienen que ser canalizados a través del mercado de divisas colombiano. Las importaciones procedentes de su país o de terceros no deben ser pagadas en moneda extranjera; por lo tanto, todos los bienes que ingresan al país deberían entrar como contribución de su oficina principal en el exterior. Las importaciones califican como importaciones no reembolsables, por lo que no hay acceso a moneda extranjera para su pago. Las exportaciones son realizadas por la sucursal y se pagan directamente a la oficina principal en el extranjero o en una cuenta de mercado libre de la sucursal fuera de Colombia. Esto evita a las empresas extranjeras, que se acojan a este régimen, asumir los riesgos de la volatilidad de la tasa de cambio del país (devaluaciones y revaluaciones de la moneda nacional). De igual forma, estas empresas pueden tener cuentas corriente o ahorro en moneda extranjera con entidades financieras extranjeras y no están obligadas a informar o registrarse ante el Banco Central (Sección 81 de la Resolución 8 de 2018).

Otros Incentivos:

Incentivos temporales incorporados como respuesta a la caída de los precios del petróleo. Se permite extender las fases de exploración, programas de evaluación y declaraciones de comercialización hasta 9 meses, con una extensión de 6 meses adicionales. Esto se aplica a los términos de los contratos E&P para la exploración en áreas offshore.

Incentivos para energías no convencionales y renovables:

La Ley 1715 de 2014 fue usada para promover el desarrollo y uso de energías no convencionales y renovables. A través del Decreto 2143 de 2015 el gobierno nacional regula estos incentivos, otorgando los siguientes beneficios:

- Deducción de impuestos

Se realiza una deducción del 50% de la inversión realizada en I+D relacionada con la producción y uso de energías no convencionales, disponible durante 5 años, a partir del momento en que se realiza la inversión. Este incentivo no puede exceder el 50% del ingreso neto del contribuyente calculado antes de la deducción del monto de la inversión. El contribuyente puede obtener una evaluación de certificación ambiental emitida por el MADS.

- Exención del IVA

La UPME emite una lista de bienes y servicios cubiertos con exención del IVA. El MADS certificará los servicios cubiertos con esta exención: Crédito tributario por el IVA pagado por la importación, formación, construcción o adquisición de activos fijos puede usarse como un crédito fiscal (descuento) para fines de impuestos sobre la renta, en el periodo impositivo en el que se paga o en cualquiera de los siguientes periodos. El IVA pagado sobre activos fijos formados o construidos puede usarse como un descuento en el impuesto a la renta.

- Exención de los derechos de aduana

Se hace una exención de los derechos de aduana sobre la importación de bienes para pre inversión e inversión en no convencionales y renovables, este beneficio se aplica a bienes que no se producen en el país, la solicitud debe ser presentada antes de la importación al MME a través de la UPME. Los bienes necesarios para preinversión o inversión (adquiridos o construidos) en energías no convencionales o renovables podrán acceder a este incentivo.

Conclusiones sobre el aporte del sector hidrocarburos a la economía nacional:

El comportamiento del aporte tributario de las empresas de petróleo y gas coincide con el comportamiento de sus precios en el mercado internacional. Cuando los precios caen, el aporte disminuye y viceversa. La severa disminución de los aportes en los años 2015 y 2016 generó graves desajustes en la economía y en las finanzas públicas. El gobierno nacional no dispuso de herramientas macroeconómicas para enfrentar el ciclo de precios del petróleo que debería haber sido previsto; no hizo el ahorro que está contemplado en el sistema general de regalías para las entidades territoriales y tampoco hizo las reformas tributarias orientadas a la elevación del recaudo de las empresas, ni a la racionalización del gasto público.

Los importantes beneficios tributarios otorgados al sector tienen un costo fiscal que afecta de manera importante el recaudo del Estado. Adicionalmente, la efectividad de estos beneficios otorgados nunca se evalúa; no se sabe con exactitud qué tanto contribuyen al déficit fiscal estructural y al desfinanciamiento de los programas sociales del Estado, que al final establecen la mayor carga impositiva en los ciudadanos del común.

A pesar de los beneficios tributarios recibidos por las empresas, la permanencia de su operación en el país no depende de éstos sino de la volatilidad del precio internacional del petróleo. Es decir que éstas mantienen su operación siempre y cuando el precio internacional del crudo les garantice su rentabilidad. Los beneficios tributarios podrían ser menores (un poco más justos para los colombianos) y aun así sería un negocio muy rentable para las petroleras.

Las regalías para petróleo y gas extraído por la técnica del fracking fueron reducidas del 100% que corresponde a los hidrocarburos convencionales, al 60%, es decir, por cada $100 pesos que por regalías paguen los convencionales, los hidrocarburos del fracking apenas pagarán $60. Esta norma se incluyó en el Contrato Adicional de Hidrocarburos–Exploración y Producción (E&P) para YNC como una cláusula especial que impactará, el presupuesto del SGR y los recursos que se distribuirán entre las entidades territoriales. Pero también, esa reducción, es un beneficio o subsidio al cual renuncia el Estado en favor de las compañías dedicadas al fracking. Se recalca que el mayor aporte de regalías proviene del sector petrolero, de manera que una reducción en la tarifa de las regalías reduce el presupuesto de SGR y castiga a las entidades territoriales que reciben estos recursos. Aquí es muy importante resaltar que la Formación La

Luna, que es el principal objetivo de fracking de las compañías, tiene principalmente petróleo en lugar de gas, siendo el precio de venta del petróleo mucho mayor que el del gas. Entonces, las compañías recibirían los beneficios de descuento de regalías destinados inicialmente al concepto de gas no convencional, que tiene mayores costos y un precio de comercialización mucho menor, aumentando sus beneficios en detrimento de los intereses colombianos.

Una evaluación rigurosa y objetiva de la relación de costos y beneficios privados y sociales de la actividad petrolera asociada a los yacimientos convencionales y no convencionales exige estimaciones confiables y objetivas de los costos ambientales y sociales de estas actividades. Se requiere una estimación clara de todas las exenciones tributarias y demás beneficios de la industria, con el fin de hacer transparentes los costos sociales que deben sumarse a los costos privados para evaluar las relaciones costo-beneficio de los proyectos.

Se requiere de manera prioritaria promover el desarrollo de otras capacidades productivas en los municipios y departamentos productores de hidrocarburos. Las regalías debieran ser invertidas en ese propósito.

PREGUNTA 2.3: ¿Cómo es posible calcular los beneficios económicos que puede generar el fracking?, ¿qué criterios y volúmenes de producción se tienen en cuenta para estimar su valor?, y ¿cuál es el grado de certeza de estos estimativos?

RESPUESTA 2.3:

Los beneficios económicos del fracking han sido puestos en duda en Estados Unidos, así como los estimativos de sus reservas. De acuerdo con lo indicado por CHPNY & PSR (2019, p. 332):

"Las proyecciones de la industria de las reservas de petróleo y gas y la rentabilidad de la perforación han demostrado ser poco confiables. Con el tiempo, la producción de pozos se ha vuelto cada vez más efímera, lo que ha llevado a las empresas que perforan shale a reducir el valor de sus activos en miles de millones de dólares, creando déficits que se cubren en gran medida a través de la venta de activos y la creciente carga de la deuda. Durante los diez años del auge del fracking, la industria en su conjunto ha gastado más dinero perforando pozos que lo que ha obtenido vendiendo petróleo y gas. A partir de 2014, una caída en los precios de petróleo y gas condujo a una recesión de dos años en operaciones de fracking. Como los pagos de intereses consumieron sus ingresos, más de 70 compañías estadounidenses de petróleo y gas se declararon en bancarrota, y el número de plataformas de petróleo y gas disminuyeron en un 75 por ciento o más. Cuando las empresas abandonaron las operaciones, también abandonaron los pozos que perforaron, generando preguntas sobre quién sirve como custodio de pozos inactivos e infraestructura asociada, ahora y en el futuro. A partir de 2017, una modesta recuperación de los precios despertó el entusiasmo de la industria por el fracking. Sin embargo, debido al rápido agotamiento de los pozos de shale individuales y la caída en la producción de las principales cuencas de shale, incluidos Bakken y Marcellus, los operadores deben reinvertir ganancias para perforar nuevos pozos a un ritmo cada vez más rápido, sólo para mantener el mismo nivel de extracción. Más de la mitad de todo el petróleo de Estados Unidos es ahora producido en pozos que tienen dos años o menos y que están bombeando menos petróleo de lo previsto. En el primer semestre de 2018, a pesar del aumento de los precios del petróleo, las empresas centradas en fracking continuaron perdiendo efectivo. La necesidad de estabilizar los fundamentos económicos aumentando la producción y reduciendo los costos está

contribuyendo al cambio hacia el "mega-fracking", con laterales horizontales cada vez más largos, que permiten que un solo pozo vertical acceda a más petróleo o gas, con requerimientos de mayores volúmenes de agua, arena y productos químicos por pozo". Entre las referencias de soporte están: Olson et al (2019), Mercure et al (2018), Clancy et al (2018), IEEFA & SI (2018), Breen (2018), Carlson (2017), Economist (2017), Montgomery & O'Sullivan (2017), Marshall (2017), Loder (2016), Sider (2016).

Variables que determinan los beneficios económicos:

Como se mencionó antes, para establecer los beneficios económicos de la explotación de YNC se requiere a su vez establecer los costos generados por las afectaciones al ambiente y a la salud humana.

Arrow et al (1996) afirman que el análisis de costo-beneficio no se debería utilizar en ciertos casos de decisiones públicas relevantes relacionadas con la salud, el ambiente y la seguridad, para concluir que los beneficios económicos de una decisión excederán o serán inferiores a sus costos, porque simplemente hay demasiada incertidumbre. Por ejemplo, en los casos en que se trata de contaminantes con efectos acumulativos o biológicamente peligrosos, o que exceden la capacidad asimilativa del medio ambiente, el análisis costo-beneficio es particularmente irrelevante y debe dar paso a análisis basados en información toxicológica o en otras variables biofísicas que den razón de umbrales críticos relevantes. El debate en torno al fracking implica considerar tanto los beneficios económicos que se le atribuyen y que usualmente son de orden nacional, como los costos económicos, sociales y ambientales que son en su mayoría de orden local.

Respecto a los beneficios económicos, existen incertidumbres sobre la explotación de yacimientos no convencionales, asociadas principalmente a: 1) El tamaño de las reservas (recursos) no probadas. 2) Las tasas estimadas de recuperación final (Estimated Ultimate Recovery -EUR) de los pozos de fracking. 3) La economía del gas de shale tanto del lado de los precios de comercialización de hidrocarburos, como de los costos de explotación y la escasa recuperación de petróleo comparativamente con el gas (IDDRI, 2014), lo que afecta la

economía total. Por ejemplo, en Pennsylvania los resultados económicos varían entre las zonas donde existen formaciones de gas seco que producen exclusivamente (o casi exclusivamente) metano y las zonas donde se ha encontrado gas húmedo (en Dakota del Norte), ya que los líquidos también se pueden extraer y vender, mejorando la viabilidad económica de la explotación de las áreas donde se encuentran (Marcellino, 2014). Como se dijo antes, en Colombia es al contrario, porque la Formación La Luna contiene principalmente petróleo, lo cual daría aún mayor rentabilidad a las empresas, a costa de descuentos en regalías.

Expertos que han analizado los factores de éxito en el desarrollo del fracking para otras regiones argumentan que la extracción de hidrocarburos de yacimientos no convencionales tiene, en el mejor de los casos, una economía marginal y que su éxito comercial depende en gran medida de cinco factores clave: 1) tasa de aprendizaje y eficiencia tecnológica, 2) buen conocimiento y comprensión de la geología, 3) un precio suficientemente alto para el gas o el petróleo, 4) el momento y la escala de la intensidad de perforación, y 5) el costo de mitigar las externalidades tanto a corto como a largo plazo (WWF, 2015). La EIA (2016) adiciona, además del precio, los costos y la productividad por pozo para lograr la rentabilidad de la actividad de extracción de hidrocarburos.

Adicionalmente, los beneficios dependen de que se puedan monetizar las reservas identificadas y esto a su vez depende de la competitividad del sector como un todo. Se han identificado cuatro factores de competitividad para el país: las dotaciones iniciales de las regiones productoras, la infraestructura de transporte, la eficiencia de las firmas productoras y el marco institucional regional (Malagón, 2016).

Incertidumbre con relación a las reservas o recursos:

En los medios de comunicación colombianos, cuando se ha hablado del “fracking” se dice que el uso de la técnica le permitirá al país aumentar sus “reservas” de gas, término que vale la pena verificar si corresponde con el nivel de incertidumbre asociado a la existencia de hidrocarburos que pueden ser extraídos económicamente mediante fracking.

Las definiciones del Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos (SPE et al, 2007) proveen un marco de clasificación de recursos con base en componentes de incertidumbre tanto técnicos como comerciales. Es muy importante no confundir recursos con reservas; los recursos técnicamente recuperables, no tienen en cuenta la viabilidad económica ni otras limitaciones en la recuperación de los mismos. Por lo tanto, no hay garantía de que éstos serán producidos. La porción que es técnica y económicamente recuperable es la reserva probada (SPE et al, 2007), que es función de los precios y la tecnología disponible. Para el gas natural también depende de la existencia de contratos de comercialización, lo que presupone que existe la capacidad de transporte o la forma de llegar al mercado con el gas. Los recursos de petróleo y gas que se convierten en reservas probadas a medida que aumentan los precios, se desclasificarán como reservas probadas cuando los precios comiencen a bajar y se vuelvan poco rentables de producir.

En escenarios de precios bajos, las reservas pueden disminuir, no porque el recurso no esté sino porque ante unos costos de extracción determinados, los precios de mercado pueden no dejar las rentabilidades esperadas por los inversionistas y las empresas deciden no desarrollar los recursos existentes (Rapier, 2015). Un ejemplo de esta relación se presenta en la Figura 38, donde se aprecia la estrecha relación entre el precio del crudo en el mercado internacional y las reservas remanentes reportadas para Colombia.

Los recursos potenciales de petróleo y gas de shale sobre los cuales se realicen proyecciones de beneficios (ingresos por exportaciones, regalías, impuestos, etc.) deben estimarse en diferentes escenarios de precios (altos, medios y bajos) y no con un único escenario de precios como por ejemplo el del Marco Fiscal de Mediano Plazo (MFMP). La volatilidad de los mercados de commodities y especialmente el mercado petrolero cuya dependencia de factores geopolíticos lo hace difícil de predecir, puede abarcar precios altos o bajos en periodos cortos de tiempo, como ya se vio en el periodo 2008 – 2016.

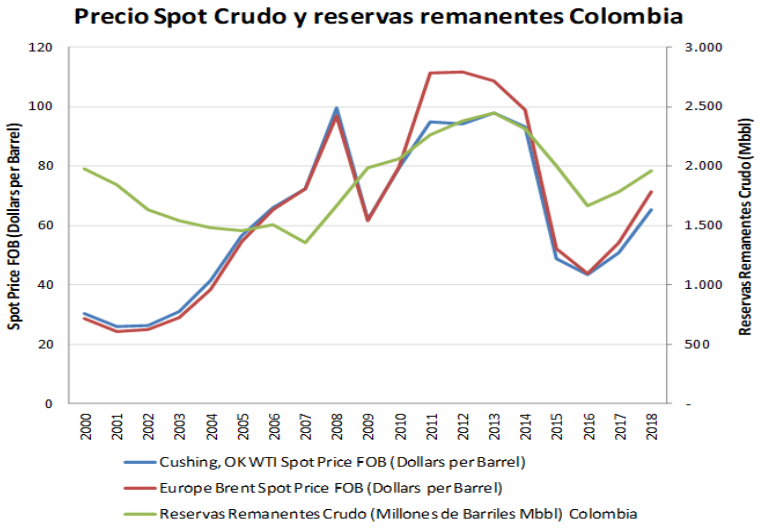


Figura 38. Precio del petróleo y reservas remanentes en Colombia. Elaboración a partir de información de la EIA (2019 a) y la ACP (2019 a).

Se han utilizado cuatro enfoques generales para proporcionar estimaciones globales de los recursos de gas de shale, a saber: juicio de expertos; adaptación de literatura existente; análisis ascendente de parámetros geológicos; y extrapolación de experiencia en producción. Sin embargo, existe demasiada incertidumbre, tal como lo exponen McGlade (2012) y McGlade et al (2013). Ellos exploraron las debilidades de los dos métodos utilizados comúnmente para el cálculo de los recursos, geológico y de extrapolación, destacando la sensibilidad a un solo parámetro de ambos métodos. Para el método geológico, el factor de recuperación; para el de extrapolación, la forma funcional asumida para la curva de declinación de la producción.

Los autores mencionados afirman que incluso en áreas donde la producción se está llevando a cabo actualmente, sigue habiendo una incertidumbre significativa sobre el tamaño del recurso y una variación considerable en las estimaciones disponibles, por lo cual recomiendan que, dada la ausencia de experiencia en producción en la mayoría de las regiones del mundo y el número y la magnitud de las incertidumbres, las estimaciones de los recursos deben tratarse con considerable precaución.

En el enfoque geológico se utiliza información sobre la extensión y las características de la roca de un área para estimar el volumen de gas que está presente y luego se aplica un "factor de recuperación" supuesto, para estimar el TRR (Technically Recoverable Resource). Los resultados son sensibles al factor que se utilice y esto varía ampliamente de un estudio a otro (McGlade, 2012).

El enfoque de extrapolación se basa en analizar la experiencia de producción hasta la fecha en una región (denominada "play") y se proyecta esta experiencia a áreas no desarrolladas de la misma región. También se usa un enfoque similar para estimar el tamaño de los recursos en regiones separadas geológicamente similares (análogos), pero dadas las amplias variaciones en la productividad dentro y entre los “plays”, los resultados son sensibles al análogo que se elija. No necesariamente la productividad de un pozo puede ser la misma de los demás del mismo “play”. El uso de la curva de declinación adecuada para estimar cómo será la producción en el tiempo también incide notablemente en los pronósticos, debido a que la producción de pozos de gas de shale disminuye de forma continua y rápida (McGlade, 2012). Como se puede apreciar en la Figura 39, la producción decrece significativamente durante los primeros 3 años.

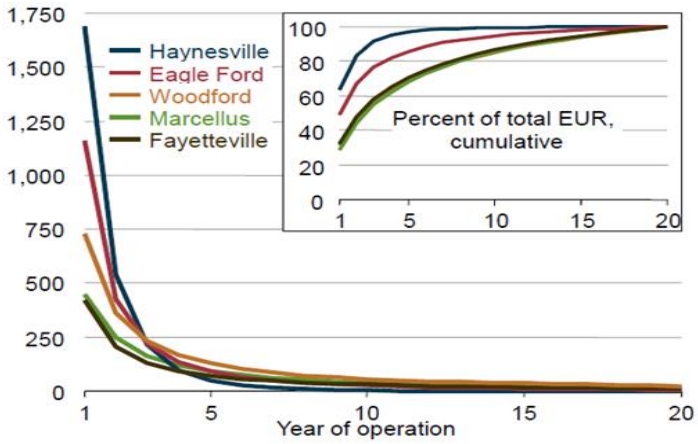


Figura 39. Perfiles de producción promedio para pozos de gas de shale en los Estados Unidos por años de operación en millones de pies cúbicos por año, con el recobro total estimado (Estimated Ultimate Recovery, EUR). Tomado de Mearns (2014).

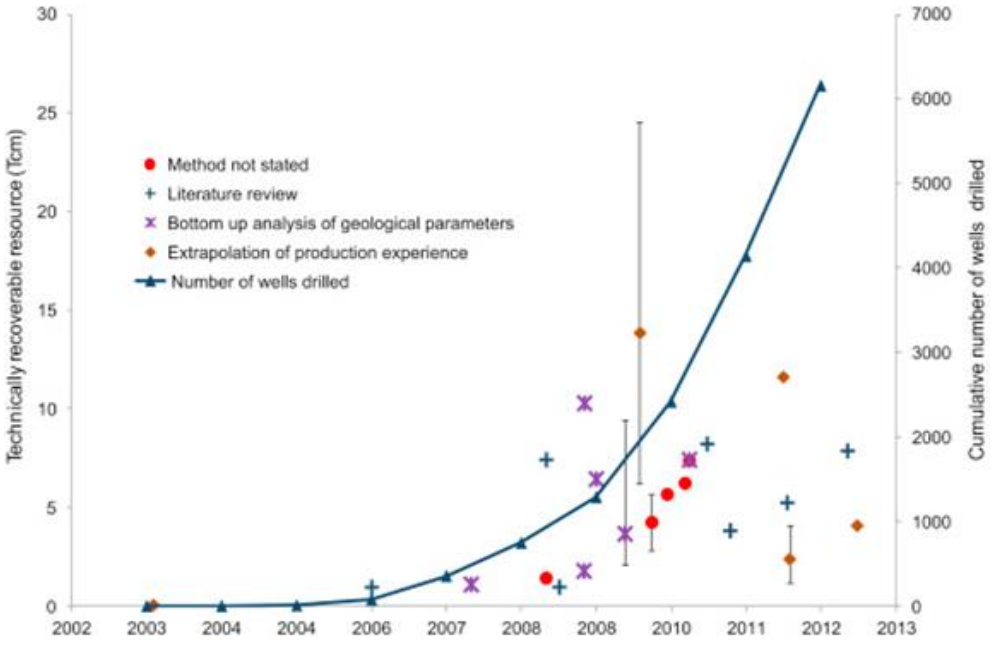


Figura 40. Recursos técnicamente recuperables del Shale de Marcellus de acuerdo con el año del estimativo, usando varios enfoques metodológicos. Hay considerable incertidumbre en el estimativo de los recursos incluso después de que se ha perforado miles de pozos. Tomado de McGlade et al (2013).

En el caso de Colombia, los estimativos sobre los recursos existentes tienen resultados ampliamente variables de acuerdo con diferentes autores (Tabla 18), profundizando la incertidumbre sobre la cual se calculan los supuestos beneficios económicos. Según la comisión de expertos del gobierno, los cálculos se efectuaron usando balance de masas y métodos estadísticos (Comisión Interdisciplinaria, 2019). Los resultados varían ampliamente debido a variaciones en el enfoque metodológico empleado, como se muestra en el ejemplo del Shale de Marcellus en Estados Unidos (Figura 40). En Colombia existe incluso incertidumbre sobre el espesor y la litología de la Formación La Luna, lo cual afecta cualquier cálculo. Al considerar un espesor mayor, hay más recursos y al tener más shale o más biomicrita, habría respectivamente más gas o más petróleo. Actualmente, la definición de la Formación La Luna varía de una a otra compañía petrolera.

La cantidad relativa de gas y de petróleo en la Formación La Luna, del Valle Medio del Magdalena, debiera aún ser considerada cuidadosamente. La información que se ha divulgado por parte del gobierno, en los medios de comunicación nacionales, es que el gas se está acabando en Colombia y que esa sería la razón principal para utilizar la técnica de fracking. Sin embargo, las compañías invitadas a la Universidad Nacional (Conoco y Ecopetrol), indicaron que la Formación La Luna contiene principalmente petróleo en lugar de gas y que el negocio se orientaba al petróleo. Conoco manifestó que el gas asociado sería quemado en el sitio mediante el uso de antorchas, debido a la inexistencia de gasoductos y por no ser un negocio rentable para la empresa.

Reservas de petróleo y gas no convencionales en el Valle Medio del Magdalena		
Fuente	**p90**	**p10**
Vargas, 2012	2,0	36,8
García, 2009	3,1	27,7
EIA, 2015	0,9	6,9
Ecopetrol, 2019	2,4	7,4

Tabla 18. Comparación de los cálculos de reservas de fracking en el Valle Medio del Magdalena. Las cifras se dan en miles de millones de barriles de petróleo equivalente. Un barril de petróleo es aproximadamente equivalente a 6.000 pies cúbicos (170 metros cúbicos) de gas natural. Probabilidad subjetiva estimada en 90% y 10%. Tomado de Comisión Interdisciplinaria (2019).

Como se explicará en detalle más adelante (RESPUESTA 6.4), las rocas de grano fino y de origen marino que constituyen el objetivo principal del fracking y que han sido denominadas genéricamente como “shales”, tienen variaciones composicionales y texturales, con contenidos diferentes de hidrocarburos. Esto hace que la Formación La Luna, que incluye principalmente biomicritas (calizas de foraminíferos), tenga un mayor contenido de petróleo que de gas. Las

amplias variaciones verticales (a escala centimétrica y métrica) y horizontales (a escala kilométrica) dentro de la unidad, también produjeron algunas margas y shales en sentido estricto, con mayor contenido de minerales de arcilla y de materia orgánica de origen continental, haciendo que la Formación La Luna también contenga algo de gas. Esta situación debiera conducir a importantes diferencias en términos de rentabilidad económica y en términos de impuestos y regalías para la nación, que debieran ser consideradas cuidadosamente, debido a las exenciones e incentivos a los yacimientos no convencionales, que favorecen más a las compañías que a la nación. El petróleo tiene una rentabilidad mucho mayor que la del gas por obtener mejores precios y por beneficiarse de los incentivos a la explotación de yacimientos no convencionales. Los incentivos en regalías y en impuestos fueron diseñados principalmente para compensar los bajos precios del gas, de manera que, si el recurso principal es petróleo como en la Formación La Luna, las compañías de fracking salen muy favorecidas.

Incertidumbre en los precios de comercialización de los hidrocarburos:

Colombia no representa un papel importante en el mercado de crudo a nivel internacional y por tanto es solamente un tomador de precio, que a su vez es variable frente a los mercados internacionales. En cuanto al mercado de gas natural, éste actualmente es doméstico (aunque recientemente se ha empezado a importar para la generación térmica de la Costa Atlántica) y su precio se forma en los procesos de comercialización tanto en contratos como en el mercado spot (salvo el gas de importación). El precio es determinado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG, 2010, 2017), considerando toda la cadena desde la producción hasta su comercialización al usuario final.

- Petróleo:

Estudios realizados sobre la incidencia de la explotación petrolera y los ingresos derivados de la actividad reconocen la vulnerabilidad a la que se expone la economía colombiana al depender principalmente de exportaciones de commodities del sector primario, cuyo precio obedece enteramente a variables del mercado internacional. Los ingresos del gobierno al nivel central como local, la tasa de cambio, las economías locales y el nivel de empleo terminan siguiendo

el comportamiento de los precios internacionales y las cantidades exportadas. Con el fin de disminuir los impactos que pueden generar situaciones tanto de precios altos como bajos, que tienen grandes impactos sobre la economía a corto y a largo plazo, se ha recomendado justamente promover el desarrollo de otras capacidades productivas en los territorios donde se hace la explotación (Martínez, 2016).

El transporte del petróleo se realiza por medio de oleoductos o a través de carrotanques. Lo último se requiere cuando los pozos no tienen acceso directo a un oleoducto, lo cual encarece el costo total del transporte (Martínez, 2016). Este costo depende de la ubicación del pozo con relación al destino final, que puede ser exportación, o la refinería de Cartagena (Reficar) y la refinería de Barrancabermeja, para su transformación en derivados del petróleo.

- Gas:

Dependiendo de la ubicación de los pozos de fracking, pueden generarse cuellos de botella en la infraestructura de transporte, si ésta no cuenta con la capacidad suficiente para evacuar los volúmenes de gas que se obtengan, ya que existe un círculo vicioso entre la producción y el transporte. No se construyen gasoductos hasta que la demanda o el mismo productor no le de las señales al transportador para que éste solicite la aprobación de cargos de transporte a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG, 2014). En ocasiones, no se desarrolla la producción porque no hay forma de evacuar el hidrocarburo y más aún si los pronósticos de producción no son de largo plazo, por lo cual se evalúan formas alternativas que requieren más infraestructura en boca de pozo, como compresión o licuefacción.

Si tales expansiones de infraestructura no se han dado, podría pasar lo que ya está sucediendo en los Estados Unidos. Por ejemplo, en la Cuenca Pérmica la producción está aumentando, pero durante el primer trimestre de 2019, la falta de ductos generó quemas de metano hasta por 661 millones de pies cúbicos por día (Rystad Energy (2019), con los consecuentes impactos a nivel de emisiones de gases de efecto invernadero.

3. Impactos a nivel local:

PREGUNTA 3.1: ¿Cuáles son los impactos de la demanda generada por la aplicación del fracking sobre la economía local, los servicios públicos, las formas de vida social y el aprovechamiento de los recursos naturales en una zona específica de aplicación?

RESPUESTA 3.1:

La implementación del fracking tendría impacto sobre la economía local, los servicios públicos, la forma de vida de las comunidades y el aprovechamiento de los recursos naturales, similar al ya causado por la exploración y explotación de yacimientos convencionales. Sin embargo, los riesgos son mayores respecto al elevado consumo de agua, contaminación del aire y del agua, perjuicios en salud humana y de animales de granja, daños irreversibles en ecosistemas y zonas agrícolas o ganaderas, además de migración masiva de población que ejerce presión sobre los servicios públicos y la administración. Estos aspectos han generado la movilización social y el debate en torno a los riesgos y los perjuicios potenciales del fracking, que afectarían a las comunidades locales y su entorno.

Varias comunidades y organizaciones han efectuado marchas, manifestaciones y eventos pronunciándose sobre los riesgos del fracking y también sobre los daños ya causados y no remediados ni compensados por las compañías petroleras. Entre ellas están las Comunidades de San Martín (Cesar), Pasca (Cundinamarca), Acacías (Meta), Topaga (Boyacá), Carmen del Chucurí (Santander), Puerto Boyacá (Boyacá) Guasca (Cundinamarca), Iza (Boyacá) y Tauramena (Casanare), entre otras. Igualmente, se han pronunciado varias organizaciones, incluyendo: Alianza Colombia Libre de Fracking (ACLF), Centro Nacional Salud, Ambiente y Trabajo (CENSAT), Fundación Heinrich Boll (HBS), Asociación Interamericana para la Defensa del Ambiente (AIDA), Clínica Jurídica de Medio Ambiente y Salud Pública de la Universidad de los Andes (MASP), Asocomún Fortaleza de la Montaña, Red por la Justicia Ambiental en Colombia, Corporación Defensora del Agua, Territorio y Ecosistemas (CORDATEC), Fundación Comunidades Unidas de Colombia (Magdalena Medio), Mujeres

del Común (MDC), Movimiento Social en Defensa de los Ríos Sogamoso y Chucurí, Movimiento Ríos Vivos Santander y Oilwatch Latinoamérica, entre otras.

Las preocupaciones de éstas comunidades y organizaciones en Colombia se recogen en videos documentales, incluyendo **"El Ciego Avance del Fracking en Colombia"** (ACLF et al, 2018) y **"Misión Mujeres Campo Lizama"** (MDC et al, 2018). Allí las comunidades expresan sus percepciones y preocupaciones respecto al fracking en particular y la explotación petrolera en general, en relación con su forma de vida y con el medio ambiente. Esta es información muy relevante porque ilustra de primera mano lo que les ha sucedido a las personas de éstas comunidades en la voz de ellos mismos y porque también expresa claramente lo que ellos no quieren que suceda en su entorno.

Las regulaciones, experiencias, conocimientos y protocolos de la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales se han ido extendiendo a la explotación de yacimientos no convencionales. Por tal razón, las dinámicas sociales, experiencias e investigaciones de la extracción de hidrocarburos en el país sirven como medios para examinar y evaluar los riesgos y afectaciones a las relaciones socioambientales del fracturamiento hidráulico (CEPAL, 2015).

Las dinámicas extractivas del sector hidrocarburos se enmarcan bajo el concepto de extractivismo, que se refiere a la confluencia de: a) un patrón de acumulación sustentado en la sobreexplotación ambiental en detrimento de su capacidad de recarga y el consumo local, b) la extracción de materias primas del subsuelo con escaso procesamiento cuya finalidad es la exportación, c) la inversión y emprendimiento de grandes corporaciones transnacionales y d) una dinámica territorial que desplaza las actividades locales y las formas de vida que sustenta (Gudynas, 2010; Acacio & Swampa, 2017; Ulloa & Coronado, 2016). Los extractivismos por sus características generan conflictos ambientales que reproducen e incrementan las desigualdades sociales (Gudynas, 2010; Cielo et al, 2016; Ulloa & Coronado, 2016).

En este escenario el Estado emerge como un actor que regula la coexistencia de formas de uso y el acceso y control del ambiente, con presencia diferencial de Estado según la especificidad territorial de cada localidad (González et al, 2002). En la mayoría de los casos el Estado es cooptado por las empresas y está al servicio de los requerimientos y necesidades de estas, con intervenciones limitadas a concesionar, licitar y militarizar los territorios (Cielo et al, 2016).

Esto facilita que los actores con mayor capacidad de movilidad y maniobra (empresas o corporaciones multinacionales) emerjan como autoridades y excluyan a las comunidades locales de la facultad de dirigir sus propios proyectos colectivos de subsistencia y bienestar en sus territorios.

Por otra parte, investigaciones de países donde se desarrolla la extracción de yacimientos no convencionales advierten que es necesario distinguir el ritmo, la escala y la distribución geográfica de las actividades de perforación (Christopherson & Rightor, 2011). La distinción en la fase de la extracción implica analizar las relaciones de las comunidades locales con el fracking de forma dinámica, es decir, son procesos que se transforman en el tiempo y según los ritmos de la industria. Por ejemplo, los ritmos industriales en yacimientos no convencionales se diferencian de la industria convencional en la vida útil del yacimiento, esta oscila entre 5-6 años, en donde en los primeros 12-18 meses se generan altos volúmenes de producción (Acacio & Swampa, 2017; Kreuze et al, 2016). El corto tiempo de bonanza se contrapone con las consecuencias ambientales y sociales que se extienden por periodos de largo término (Kreuze et al, 2016; Ellis et al, 2016).

Uno de los grandes dilemas en cuanto a la demanda de agua, es que el desarrollo de la explotación de yacimientos no convencionales conlleva a un incremento en la población local, lo cual también implica que aumenta el consumo de agua. Esto puede generar conflicto por el uso del agua en zonas semiáridas, como lo reportado por Horner et al (2014, 2016) y Lin et al (2018) en Dakota del Norte, Estados Unidos.

El aumento progresivo en el consumo de agua para las operaciones de extracción no convencional genera riesgos de desabastecimiento y competencia para otras actividades y usos como la agricultura o el consumo humano (Burton et al, 2014; Kondash et al, 2018). Aunque el consumo de agua para fracking podría ser proporcionalmente menor que para otras actividades (Kondash & Vengosh, 2015), la contaminación ocasionada por la mezcla con aditivos químicos, con los hidrocarburos extraídos y con metales pesados y elementos radioactivos, hace que esta actividad sea mucho más agresiva con un recurso que es esencial para todas las formas de vida del planeta. El agua es un recurso que cada vez se encuentra más degradado y cuyo acceso se ve comprometido por las consecuencias de la disrupción

ocasionada por el cambio climático. Estos riesgos pueden verse aún más agravados cuando la extracción del agua de los afluentes naturales y las pérdidas por contaminación sucedan en áreas con recursos limitados de agua (EPA, 2016). Ciertamente, en escalas locales el uso para fracking puede causar conflictos sobre la disponibilidad de agua (Kondash et al, 2018).

Charry & Pérez (2017) destacan para el hipotético contexto colombiano impactos por sismicidad inducida e impactos en la cantidad y calidad del recurso hídrico, destacando que el uso del agua en el fracking no parece ser significativo si se compara con otras prácticas económicas, como las agrícolas. Indican que se debe mejorar la evaluación y el seguimiento de la calidad de las aguas y de los registros piezométricos con el fin de reducir la vulnerabilidad del recurso hídrico en el desarrollo de esta técnica.

El déficit de agua y la contaminación del agua superficial y de acuíferos se pueden producir en ecosistemas vulnerables o que generan preocupación por el delicado equilibrio de su biodiversidad. Por ejemplo, en Colombia los humedales han sido destacados como ecosistemas estratégicos vulnerables, con conflictos en el uso de la tierra y del agua (IAVH & ALMA, 2013; IAVH, 2014; IAVH, 2015). Estos ecosistemas tienen un gran valor faunístico y florístico, que sería afectado aún más por la contaminación del fracking y por los desplazamientos de población.

De acuerdo con CHPNY & PSR (2019, p. 69): “La demanda de agua en las operaciones de fracking de Estados Unidos continúa aumentando y se ha más que duplicado desde 2016. A diferencia del agua utilizada para la agricultura u otros usos industriales, el agua utilizada para el fracking que permanece en las capas de shale, se pierde permanentemente en el ciclo hidrológico. Un conjunto de nuevos estudios ahora muestra que el fracking puede agotar las corrientes y los acuíferos, de manera que contribuye al estrés hídrico y la escasez de agua. Un estudio de 2018 encontró que el uso de agua para las operaciones de fracking aumentó un 770 por ciento por pozo entre 2011 y 2016 en las cuencas de shale de todo EE. UU. Al mismo tiempo, el volumen de aguas residuales de fracking generado durante el primer año de extracción aumentó hasta en un 1440 por ciento. No existe una solución conocida para el problema de aguas residuales de fracking. No se puede filtrar para producir agua limpia y potable, ni hay método seguro de eliminación. El reciclaje es una opción costosa y limitada,

que aumenta los niveles de elementos radioactivos de las aguas residuales posteriores. Los reservorios subterráneos que reciben inyección de aguas residuales de fracking en pozos de eliminación, una práctica que está vinculada a los terremotos, están llegando a su máxima capacidad en muchas regiones de Estados Unidos".

Galindo (2010) caracterizó las fases y actividades de un proyecto de hidrocarburos en Colombia y sus impactos sociales y económicos (Tabla 19). Estos son similares a los de otros países.

Tabla 19. Fases de un proyecto de hidrocarburos y sus impactos.

Impactos Sociales y Económicos			
Fase	Actividad	Impacto social	Impacto económico
1. Exploración	-Vías de penetración -Sísmica -Primeras perforaciones	-Migraciones -Expectativas -Deterioro del suelo agua, flora, fauna en la zona exploratoria	-Vías de penetración -Deterioro del suelo
2. Declaración de Productividad	-Estudio del área -Diagnostico social y ambiental -Consolidación de datos del yacimiento	-Inversión social selectiva y publicitaria -Segregación de zonas petroleras -Desplazamiento poblacional	-Expectativas de la bonanza -Congelamiento de titulación de tierras
3. Montaje	-Construcción de instalaciones de producción -Rutas de evacuación -Perforación de desarrollo temprano	-Compra de terrenos -Servidumbres -Jerarquización de necesidades -Nuevas necesidades -Ocultamiento de prioridades -Acción social funcional al proyecto	-Empleo temporal masivo -Congelamiento de titulaciones de tierras -Regalías -Uso de la infraestructura existente -Adecuación de infraestructura -Compra de algunos servicios en la inversión -Inflación -Disminución de la productividad agrícola -Externalidades de impacto negativo
4. Extracción	-Perforación de desarrollo	-Desplazamiento poblacional -Desarticulación de las redes de sociabilidad local	-Congelamiento de titulación -Empleo temporal -Contratación tercerizada y subcontratada -Regalías
5. Producción	-Operación de los campos	-Ingreso de nuevos actores	-Congelamiento de titulación -Empleo especializado -Auge y declinación de regalías

	-Mantenimiento de infraestructura de producción		-Realización del capital invertido
6. Fin del contrato	-Caducidad del contrato	-Efectos sociales -Discusión política centralista -Efectos regionales -Impacto de las externalidades	-Reversión

Impactos sociales de las fases de exploración, declaración de productividad y montaje (Fases 1, 2 y 3):

Perry (2012) estudió las relaciones cotidianas que tienen las comunidades locales rurales del condado de Bradford County, Pennsylvania, con los megaproyectos y la infraestructura en yacimientos no convencionales. Según Perry durante los primeros días del arribo de la industria ingresa nuevo personal y con las labores de exploración se intensifica el tráfico en las vías locales (de 320 a 1365 cargas de volqueta por cada yacimiento de gas además del transporte para mantener la vía y construir otras instalaciones).

Por lo general, la infraestructura local no soporta el contexto de bonanza en términos de vivienda, caminos, puentes, depósitos de agua, cañerías, rellenos sanitarios y servicio eléctrico, así como los servicios (públicos/privados) de salud, educación, emergencia, administración y justicia (Perry, 2012). La especulación inmobiliaria en las zonas urbanas cercanas de los depósitos de yacimientos no convencionales se incrementa de manera importante, porque el mercado inmobiliario es temeroso de la inestabilidad del petróleo, por eso incrementan precios para poder recibir ganancias de sus inversiones inmobiliarias en 5 años y no en rangos de 10-20 años (Fernando & Cooley 2016).

Por otra parte, los impactos y experiencias poblacionales derivados de la especulación económica durante la exploración tienen lectura diferenciada según el sector de la población. Ellis et al (2016) identifican tres sectores dentro de las comunidades locales: 1) adultos mayores, 2) personas de bajo ingreso y c) terratenientes. Los terratenientes quienes generalmente no habitan sus propiedades rurales observan la bonanza como una oportunidad

de ingresos adicionales, igualmente las personas de bajos ingresos se articulan con la ligera oferta laboral. Sin embargo, la bonanza afecta negativamente al grueso de la población que no labora en la industria: mujeres, adultos mayores, pensionados, discapacitados que no pueden sostener los incrementos en los costos de vivienda, incluido el costo de los arrendamientos (Ellis et al, 2016; Fernando & Cooley 2016). La exclusión se extiende especialmente a las mujeres quienes al estar inmersas en la dimensión reproductiva son ocultadas de la esfera pública y de la cadena comercial de la bonanza (Cielo et al, 2016). Asimismo, la llegada de las empresas de hidrocarburos privilegia interlocutores masculinos, generando la monetización de los procesos locales de organización, en contravía de una sociabilidad del cuidado y afecto que acentúan las lideresas (Cielo et al, 2016).

Impactos sociales de la fase de extracción (fase 4):

Cuando inician los procesos de extracción comienzan las tensiones y conflictos de comunidades locales con la industria. En ese contexto las personas que no están de acuerdo antes que confrontar la industria buscan como vender su propiedad y comercio para migrar del contexto de bonanza (Perry, 2012). Por su parte aquellos que inician un proceso de organización advierten la sobrevigilancia y criminalización de sus actividades (LeBillon & Carter, 2012). La persecución se extiende a los opositores estigmatizados por la institucionalidad local; por ejemplo, aquellos concejales municipales que enfrentan las concesiones deben iniciar un largo trayecto jurídico que es torpedeado por el lobby empresarial y por la institucionalidad nacional (Perry, 2012; Short & Szolucha, 2017). Las personas que discrepan con la industria son víctimas de señalamiento que puede derivar en una serie de acciones represivas que desincentivan el monitoreo y control local de la industria (Perry, 2012; LeBillon & Carter, 2012; Spice, 2018)

Las tensiones derivan en pérdidas progresivas de autonomía, rupturas de lazos y control comunitario sobre sus modos de vida enmarcados bajo sentimientos colectivos de impotencia, depresión, pérdida, traición, culpa e ira. Se genera una atmosfera de desconfianza e impotencia ante las empresas extractivas (Perry, 2012; Short & Szolucha, 2017). Estos sentimientos colectivos de impotencia y ansiedad pueden incluso ser más perjudiciales que los desastres

físicos en términos sociales, porque transforman o eliminan relaciones sociales arraigadas en una comunidad (Willow, 2014).

Por otra parte, el estudio de Auyero & Swinsun (2008) aborda la relación cotidiana de las comunidades locales con las instalaciones de la refinería de Shell en Buenos Aires, Argentina. Los autores usan la categoría de sufrimiento ambiental para describir los procesos sociales de degradación ambiental, social y cultural a largo plazo. En términos territoriales Carparozz (2013) observa que la industria de hidrocarburos en yacimientos no convencionales deriva en una destrucción de la estructura territorial de las relaciones políticas, económicas y culturales que elaboran las personas con su espacio. Las transformaciones derivan en subyugar las relaciones económicas y políticas de las comunidades locales con el territorio a una estructura industrial de corto plazo que no propicia la reconstrucción de las estructuras que le precedieron (Carparozz, 2013).

En Colombia el Grupo de Investigación de Derechos Colectivos y Ambientales, ha utilizado la categoría de justicia e injusticia ambiental para señalar la exposición diferenciada de los beneficios y daños ambientales derivados del uso, acceso y control de los procesos ambientales (Mesa, 2018). Esta categoría también es usada por García (2019), quien investiga la relación entre la riqueza, exposición y degradación ambiental en la ciudad de Barrancabermeja, concluyendo que la población urbana no tiene un acceso igualitario a las fuentes de agua potable. Esto está enmarcado bajo un contexto mercantil en el cual las comunidades locales que habitan los lugares con mayor exposición quedan relegadas a la oferta privada de servicio de agua. De ahí que el contexto urbano de Barrancabermeja esté caracterizado por un escenario de injusticia ambiental, en donde quien tiene la capacidad adquisitiva puede acceder a las fuentes de agua potable. Los pasivos ambientales son confinados en aquellas porciones de la población con menor capacidad adquisitiva.

Otros ejemplos de correlación entre la degradación socio-ambiental, la violencia política y la industria de los hidrocarburos se pueden ilustrar en la periferia del Valle Medio del Río Magdalena. En esta región, a pesar de la desmovilización de grupos paramilitares y guerrilleros, aún permanecen relictos de grupos que ejercen presión sobre la población civil, hecho que se

suma a la limitada política de reparación integral de la población víctima del conflicto armado (Defensoría del Pueblo, 2018).

La Defensoría del Pueblo ha emitido alertas tempranas de riesgo a la vulneración de derechos humanos en las zonas petroleras del Magdalena Medio, por amenazas y homicidios a líderes sociales por parte de grupos armados ilegales que hacen presencia en la región. La situación es especialmente preocupante en la ciudad de Barrancabermeja y sus alrededores, donde estos grupos continúan ejerciendo el control y generando situaciones de violencia que dificultan o impiden los procesos de participación de las comunidades (Defensoría del Pueblo, 2018).

Barrancabermeja tiene una tradición de extracción de hidrocarburos desde 1921 y es escenario de disputas políticas y armadas por parte de grupos que afectan las dinámicas políticas, económicas, ambientales y culturales y que han debilitado la formación de liderazgos comunitarios. Esto afectó la formación de veedurías ciudadanas sobre las actividades extractivas y sostuvo un escenario de trauma colectivo, es decir, desconfianza, inseguridad y angustia en términos de la sociabilidad y organización comunitaria.

El colapso de las dinámicas de organización comunitaria se ha sostenido hasta el presente. Según la Defensoría del Pueblo en la ciudad de Barrancabermeja persisten amenazas a los liderazgos sindicales y ambientales por parte de grupos armados organizados (Defensoría del Pueblo, 2018). Estos grupos han aprovechado la dependencia económica a la industria de los hidrocarburos para sostener relaciones clientelares y eliminar aquellas organizaciones críticas del modelo de desarrollo. A raíz de ello 15 dirigentes de la USO están bajo amenazas, señalamientos, hurtos de información y sabotaje de su labor a pesar de las medidas cautelares otorgadas (Defensoría del Pueblo, 2018). Las amenazas no se restringen a los liderazgos sindicales, también se han extendido a las Juntas de Acción Comunal de los municipios de Yondó en Antioquía y Cantagallo en Bolívar, cuyos dirigentes han sido señalados como objetivos militares que han derivado en homicidios. Estos señalamientos paralizan y erradican los procesos de interlocución entre las autoridades públicas y las comunidades para concretar obras de construcción de infraestructura (Defensoría del Pueblo, 2018). El contexto de violencia sociopolítica reduce la capacidad para construir redes de veeduría ciudadana sobre la industria

de hidrocarburos; de ahí que la industria se desarrolle sin contrapesos locales, que en últimas son quienes reciben los daños y están expuestos a los ambientes tóxicos.

La Comisión Interdisciplinaria Independiente (2019) resaltó el impacto del conflicto armado como una barrera al desarrollo y beneficio de la industria. Por otra parte, el impacto del conflicto armado posicionó al municipio de Barrancabermeja como el principal lugar receptor de la región de la población víctima en condición de desplazamiento forzado. Según La Unidad de Atención y Reparación Integral a las Víctimas -UARI, la cifra con fecha de corte en octubre de 2019 de población desplazada en Barrancabermeja asciende a 60.254 personas. La cifra representa al 30,19% de la población censada en el año 2018 que resultó en 199.564 según datos del DANE. En este contexto la implementación de la técnica del fracking en el municipio puede contribuir a amplificar los conflictos ambientales y sociales derivados de la sobreexplotación de los recursos naturales.

Impactos sociales asociados a la fase de producción (Fase 5):

Se relacionan con el desarrollo del campo de producción o etapa de explotación comercial, la cual debería contar con un plan conjunto (con autoridades nacionales, departamentales y municipales) de alistamiento de la infraestructura local para la etapa de producción (25 años en el caso de los hidrocarburos convencionales), lo cual implica ajustes a los planes de desarrollo municipales y departamentales para incluir el soporte a la producción y el manejo estratégico de regalías e impuestos, entre otros aspectos (ACP & USA, 2013).

Sin embargo, la validación participativa de los estudios de línea base y análisis de impactos realizados durante el período de pruebas de producción y la revisión de los planes de manejo ambiental, social y cultural para el establecimiento de mecanismos de monitoreo, se caracterizan por ser procesos que lideran las empresas petroleras. Igualmente sucede con los planes de contingencia y los programas sociales de preservación de dinámicas productivas locales. Estos procesos serían previamente concertados con autoridades locales y se socializan a las comunidades en talleres donde se comunican las decisiones ya tomadas. En estos escenarios predominan relaciones asimétricas, en donde no hay confianza ni claridad en torno

a la información que se suministra con relación a los impactos, conflictos e interacción entre las partes. A partir de lo anterior, es muy difícil consolidar relaciones de respeto mutuo, comprensión y confianza entre las partes involucradas, lo cual dificulta enormemente la deliberación y la posibilidad de llegar a acuerdos.

Las empresas en lugar de prepararse ante el hecho de que se insertarán en un contexto preexistente, que es dinámico, con historias y culturas establecidas y complejas relaciones políticas, sociales y económicas, pretenden que los grupos sociales se acomoden y ajusten a las nuevas condiciones generadas por la entrada del proyecto. En esas condiciones, las relaciones con los actores sociales generalmente terminan politizándose y complicándose, contribuyendo a exacerbar los conflictos sociales y ambientales en los territorios.

Impactos asociados a la fase de cierre y abandono de las instalaciones (Fase 6):

Uno de los riesgos sociales y ambientales más apremiantes en esta fase, es el incumplimiento de las medidas de manejo ambiental establecidas por la normatividad colombiana para el taponamiento y desmantelamiento de los pozos inactivos.

Desde el punto de vista social, en esta fase las empresas deberían realizar una actualización participativa de la línea base social, ambiental y cultural, para identificar el estado de referencia al final de la etapa de producción (después de 25 años de permanencia de la actividad de explotación en el área, en el caso de los yacimientos convencionales). También deberían identificar los impactos finales del proyecto y adelantar en construcción colectiva (con autoridades y comunidades) un plan de recuperación del paisaje y las capacidades productivas de la zona (ACP & USA, 2013). Sin embargo, en muchos casos estas actividades no se realizan, dado que implican costos adicionales para las empresas y si los precios internacionales de los hidrocarburos no les favorecen, puede suceder lo que se ha documentado para algunas empresas estadunidenses dedicadas al fracking: se han declarado en quiebra y abandonan el proyecto. En esas circunstancias es el Estado el que injustamente asume el cumplimiento de los compromisos previamente adquiridos por las empresas.

Compensación a comunidades locales:

Los procesos de compensación abordados desde la noción economicista de costos y beneficios, ha generado problemas mayores. Cielo et al (2016) describen cómo la compensación de la empresa de petróleos ecuatoriana en la Amazonía, habitada por el pueblo Kichua, derivó en la inmersión de esta comunidad en una economía de mercado que transformó sus relaciones de género, sus relaciones con el ambiente y su soberanía alimentaria. El acceso a los servicios de energía eléctrica, gas, acueducto y alcantarillado monetizó las actividades y dividió a las comunidades, ya que los beneficios solo llegaron a una porción de la comunidad del territorio indígena. Igualmente, su inserción en la economía de mercado derivó en la ruptura con los circuitos territoriales de trabajo rural y la inversión de la mujer como nodo de sociabilidad y cuidado, pasando a desempeñar un rol doméstico y dependiente de sus maridos (Cielo et al, 2016).

Impactos identificados en el EIA correspondientes a la exploración del Bloque VMM3, ubicado en el municipio de San Martín:

Con el fin de analizar las posibles implicaciones ambientales de la aplicación del fracking en una región de Colombia, se presentan algunos de los componentes e impactos identificados en el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) presentado por la empresa ConocoPhillips ante la ANLA para la solicitud de la licencia ambiental. Esta tenía el objeto de desarrollar actividades de exploración de hidrocarburos en YNC dentro del Bloque VMM3. El Área de Perforación Exploratoria Plata (APE Plata), se sitúa en jurisdicción del corregimiento Pita Limón del municipio de San Martín, Departamento de Cesar.

De acuerdo con la información del EIA para esta zona específica de aplicación, las actividades que generan impactos están relacionadas con obras civiles de construcción y adecuación definidas para las vías de acceso; obras para captación, transporte y almacenamiento de agua; exploración de aguas subterráneas y ocupación de cauces; perforación de pozos verticales y horizontales; completamiento de pozos, a través del uso de fluidos de fractura o agua y propante. Las pruebas de producción incluyen la operación de las instalaciones tempranas de

producción (separación, almacenamiento de hidrocarburos, funcionamiento de la tea y operación del cargadero) y el desmantelamiento de las actividades. En la Tabla 20 (R-21 del EIA) se presentan los posibles impactos ambientales identificados:

TABLA R-21 IDENTIFICACIÓN DE LOS COMPONENTES E IMPACTOS AMBIENTALES

SISTEMA	COMPONENTE	ELEMENTO	IMPACTO
MEDIO ABIÓTICO	GEOSFERICO	GEOFORMAS	Cambio en la forma del terreno
		ESTABILIDAD GEOTÉCNICA	Cambio en la estabilidad de márgenes hídricas
			Activación de procesos erosivos
		SUELO	Cambio en las características fisicoquímicas del suelo
			Cambio en el uso del suelo
		PAISAJE	Cambio en la calidad visual del paisaje
MEDIO ABIÓTICO	HÍDRICO	AGUA SUPERFICIAL	Cambio en la disponibilidad del recurso hídrico superficial
			Modificación de la conectividad hídrica y patrón de drenaje
			Cambio de las propiedades fisicoquímicas y bacteriológicas del agua superficial
		AGUA SUBTERRÁNEA	Cambio en la disponibilidad del recurso hídrico subterráneo
			Cambio en las características fisicoquímicas del agua subterránea
	ATMOSFÉRICO	CALIDAD DEL AIRE Y RUIDO	Modificación en los niveles de presión sonora
			Cambio en la concentración de gases
			Cambio en los niveles de radiación térmica
			Cambio en la concentración de material particulado
MEDIO BIÓTICO	ECOSISTEMA TERRESTRE	FLORA	Cambio de la cobertura vegetal y composición florística
			Modificación en el hábitat y las poblaciones de las especies epífitas.
		FAUNA SILVESTRE	Cambio en la distribución y abundancia de la fauna
			Modificación de hábitat y corredores de movimiento
	ECOSISTEMA ACUÁTICO	COMUNIDADES HIDROBIOLÓGICAS	Cambio en la estructura de las comunidades perifiton, macroinvertebrados, plancton y macrófitas
			Cambio en la estructura de las comunidades de ictiofauna
MEDIO SOCIOECONÓMICO Y CULTURAL	DEMOGRÁFICO	ESTRUCTURA POBLACIONAL	Modificación de la dinámica poblacional por efectos migratorios
	ESPACIAL	SERVICIOS PÚBLICOS Y SOCIALES	Cambios en la prestación de los Servicios Públicos y Sociales
		INFRAESTRUCTURA VIAL	Cambio en la seguridad vial y movilidad
			Cambio en las condiciones de la infraestructura vial
		INFRAESTRUCTURA SOCIAL	Cambio en las condiciones de la infraestructura social
	ECONÓMICO	PROCESOS PRODUCTIVOS Y TECNOLÓGICOS	Variación de las prácticas económicas tradicionales de la comunidad
		MERCADO LABORAL	Cambio en la dinámica laboral
		OFERTA Y DEMANDA DE BIENES Y SERVICIOS	Cambio en la oferta y demanda de bienes y servicios
			Variación en el costo de vida local
MEDIO SOCIOECONÓMICO Y CULTURAL	CULTURAL	ESTRATEGIAS ADAPTATIVAS	Cambio en las expectativas de la comunidad y actores sociales frente al desarrollo de actividades en el territorio
			Potenciación de conflictos
	POLÍTICO ORGANIZATIVA	GESTIÓN INSTITUCIONAL	Cambio en la capacidad de la gestión de la administración municipal
		GESTIÓN COMUNITARIA	Cambio en la capacidad de gestión comunitaria
	ARQUEOLÓGICO	POTENCIAL ARQUEOLÓGICO	Alteración del patrimonio arqueológico

Fuente: Antea Group, 2017.

Tabla 20. Estudio de Impacto Ambiental para el APE Plata (Antea Group - ConocoPhillips, 2017).

Como lo indica la empresa, hay posibles impactos en los medios biótico, abiótico, socioeconómico y cultural por la implementación de la técnica de fracking que incluyen, por ejemplo, la consideración de posibles cambios en las características fisicoquímicas del suelo, el agua superficial y el agua subterránea. Esto indica la existencia de escenarios de riesgo, aun cuando no se haya evaluado la magnitud e importancia de los impactos.

Es importante mencionar que la ANLA mediante el Auto 6445 del 23 de octubre de 2018 ordena archivar la solicitud de esta licencia ambiental por distintas razones relacionadas con la insuficiencia de información y soportes. Al respecto se destacan las siguientes observaciones de la ANLA para negar la Licencia Ambiental:

1. "No se soportó el manejo y disposición de fluidos de retorno y aguas de producción asociadas a las actividades de fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales, con terceros legalmente autorizados, siendo esta la única alternativa de manejo planteada para los mismos por la sociedad CONOCOPHILLIPS COLOMBIA VENTURES LTD, SUCURSAL COLOMBIA".

2. "La sociedad CONOCOPHILLIPS COLOMBIA VENTURES LTD, SUCURSAL COLOMBIA, presenta en la pág. 67 del estudio ambiental, la estimación de áreas de afectación derivada del análisis de consecuencias de las tres sustancias peligrosas escogidas para el análisis; tal como se concluyó en el cuarto requerimiento, esta Autoridad Nacional, no se puede pronunciar debido a que la información se encuentra incompleta".

En este contexto en el auto 6445 de 2018, la ANLA concluye lo siguiente:

"El documento el EIA y la información adicional entregada por la sociedad, para el trámite de solicitud de licencia ambiental para el proyecto «Área de Perforación Exploratoria –APE PLATA», es insuficiente para realizar una evaluación adecuada, en aspectos tales como manejo y disposición de las aguas de producción y flujos de retorno, evaluación ambiental y plan de contingencia".

PREGUNTA 3.2: ¿Qué tipo de líquidos o aditivos químicos se utilizan usualmente en la aplicación de la técnica del fracking y cuál es el grado de toxicidad?; ¿se conocen los que se inyectarán en la utilización del fracking en Colombia?; ¿cuáles son sus riesgos para la salud humana y la biodiversidad?; ¿es posible determinar los riesgos y las medidas de mitigación por la utilización de esos líquidos si se desconoce qué clase de sustancias se emplearan?

RESPUESTA 3.2:

El fluido de fracking está compuesto en promedio por una mezcla de agua (90% en volumen), arena de cuarzo o esferas de cerámica (8 a 9,5%) y aditivos químicos (0,5 a 2%). De acuerdo con Hull et al (2018), los fluidos de fractura utilizan 10 a 15 millones de litros de agua (90% - 95%) por pozo, combinados con arena (4% - 9%) y aditivos (1%). Según la profundidad y distancia horizontal del pozo y según el tipo de roca, los compuestos químicos utilizados varían ampliamente y se usan en concentraciones heterogéneas. Estos químicos son transportados a los pozos en camiones, lo cual genera el riesgo de derrames por accidentes viales. En Estados Unidos se estima un accidente de estos camiones cada 330 mil kilómetros, con potenciales derrames en los ecosistemas, incluyendo aguas de superficie, suelos y aguas subterráneas (Burton et al, 2014).

El agua usada en la explotación de YNC se toma directamente de afluentes naturales y se transporta mediante tuberías o camiones hasta los pozos de extracción. Allí se almacena en tanques y se combina con arenas y aditivos químicos; luego se inyecta usando bombas de alta presión para fracturar la roca y provocar la liberación de hidrocarburos, junto con aguas contaminadas que retornan a la superficie. Estas aguas residuales deben ser tratadas por los altos riesgos que presentan para las fuentes de agua potable, para la salud humana y para los ecosistemas (EPA, 2016).

Existe incertidumbre en la cantidad de agua consumida en cada pozo en particular, debida al tipo de formación geológica, la profundidad del pozo y la longitud horizontal de la explotación (Sun et al, 2019). En términos generales, el consumo es del orden de varios miles de metros

cúbicos por pozo (Sun et al, 2019; Yang et al, 2015; Zou et al, 2018). El volumen promedio de agua usada por pozo en Estados Unidos fue de 1,5 millones de galones (equivalentes a 5,7 millones de litros o 5.700 metros cúbicos) entre los años 2011 y 2013 (EPA, 2016). En el SW de China, el 80% de los pozos consumió entre 20 mil y 40 mil metros cúbicos de agua, con valores máximos y mínimos de 46.140 m^3 y 3.096 m^3 respectivamente; el promedio de agua por pozo fue de 27.490 metros cúbicos (Yang et al., 2015). En el campo Weiyuan en la cuenca Sichuan en China, el consumo promedio por pozo fue de 34 mil metros cúbicos (Zou et al., 2018). De acuerdo con los datos suministrados por Ecopetrol, el consumo de agua por pozo horizontal estaría entre 32 mil y 48 mil metros cúbicos (Tabla 21). ConocoPhillips indicó que en cada pozo horizontal usarían cerca de 21 mil metros cúbicos de agua y que proyectaban perforar 800 pozos.

La Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos EPA estima que la proporción de agua utilizada para fracking con respecto al consumo total de agua en las áreas de extracción puede oscilar entre menos del 10% y más del 50% en los casos extremos (EPA, 2016). Estas estimaciones también dependen de las características hidrográficas, geológicas, económicas y ecológicas de cada región y varían dependiendo de la época del año y la presencia de fenómenos de estrés hídrico. Aunque existen estas incertidumbres, la tendencia general es que el consumo de agua para fracking se incrementa a medida que los pozos son explotados, debido a la menor concentración de hidrocarburos (EPA, 2016), que también conduce al incremento en la longitud lateral de perforación. Una de las limitaciones más importantes a la extracción por fracking es la rápida disminución en la eficiencia de los pozos (entre el 20% y el 50% de la cantidad extraída después del primer año) y el hecho de que una gran porción de hidrocarburos en las formaciones de roca generadora permanece sin extraer (Kondash et al, 2018).

Las Tabla 22 presenta el cálculo del consumo y del retorno de agua por proyecto. Para efectos de comparación se consideraron 800 pozos horizontales por proyecto, que fue el dato suministrado por una de las compañías, pero este número podría ser mayor. La mayoría del agua inyectada queda atrapada en las fracturas inducidas y desaparece del ciclo hidrológico. Las aguas de retorno ya contaminadas solamente constituyen entre un 20% y un 40% del agua inyectada en el proceso de fracking.

Volúmenes	Equivale a →	Litros de agua	Galones	Barriles	Metros cúbicos	Frack Tanks
Litro de agua	1 litro	1	0,25	0,00625	0,001	0,0000125
Galón	4 litros	4	1	0,025	0,004	0,00005
Barril	40 galones	160	40	1	0,16	0,002
Metro cúbico (m^3)	1.000 litros	1.000	250	6	1	0,0125
Frack tank	500 barriles	80.000	20.000	500	80	1
Etapa de fracking min	20 frack tanks	1.600.000	400.000	10.000	1.600	20
Etapa de fracking max	30 frack tanks	2.400.000	600.000	15.000	2.400	30
Pozo (mínimo estimado)	20 etapas	32.000.000	8.000.000	200.000	32.000	400
Pozo (máximo estimado)	20 etapas	48.000.000	12.000.000	300.000	48.000	600
Aguas de Retorno min	30% agua pozo	9.600.000	2.400.000	60.000	9.600	120
Aguas de Retorno max	30% agua pozo	14.400.000	3.600.000	90.000	14.400	180

Tabla 21. Volumen de agua utilizada y de retorno en cada pozo horizontal de fracking, de acuerdo con los datos suministrados por Ecopetrol.

Es importante tener en cuenta que en cada campo de producción se perforan cientos de pozos horizontales, aumentando de manera muy significativa el uso de agua y el volumen de químicos contaminantes. Si los productos químicos adicionados al agua alcanzan el 2%, entonces por cada pozo horizontal se utilizarían hasta 960 metros cúbicos de químicos o incluso más, dependiendo de la longitud del mismo. Si esto se multiplica por mil pozos horizontales el valor se acerca a 1 millón de metros cúbicos de productos químicos que retornan en el agua residual, que además está contaminada con los elementos y compuestos liberados por la roca fracturada. De acuerdo con la Tabla 22, cada proyecto consumiría entre 5 y 38 millones de metros cúbicos y se producirían entre 1 y 15 millones de metros cúbicos de agua contaminada, considerando un 20% a 40% de agua de retorno.

Consumo de agua	Ecopetrol	ConocoPhillips	Drummond
Barriles/etapa mínimo	10.000	-	2.000
Barriles/etapa máximo	15.000	129.188	10.000
Etapas por pozo	20	20	20
Pozos	800	800	800
Total proyecto (barriles) estimación mínima	160.000.000	103.350.000	32.000.000
Total proyecto (barriles) estimación máxima	240.000.000	-	160.000.000
Total proyecto (m^3) estimación mínima	25.600.000	16.536.000	5.120.000
Total proyecto (m^3) estimación máxima	38.400.000	-	25.600.000

Tabla 22. Consumo de agua por proyecto, de acuerdo con los datos suministrados por las empresas: Ecopetrol, Gerencia de No Convencionales (GNC), Bogotá, 18 de octubre de 2019. ConocoPhillips (2019) COPCVL-2019-E&P-1462, comunicación del 29 de octubre de 2019. Drummond (2019a) http://www.drummondltd.com/nuestras-operaciones/petroleo-y-gas/nuestros-proyectos/area-de-desarrollo-caporo-norte/

Con respecto a los tipos de aditivos utilizados:

En cuanto a los líquidos o aditivos químicos usados en el fluido de fracturación, si bien las cifras varían ostensiblemente entre las diferentes fuentes consultadas, algunas reportan que se pueden usar entre 600 y 1.000 productos químicos que cumplen diferentes funciones, como anticongelantes, disolventes, antiespumantes, antiemulsificantes, anticorrosivos ácidos, álcalis, apuntalantes, inhibidores de fricción, biocidas, formadores de gel y estabilizadores de arcillas (Picot et al, 2011; Orduz et al, 2018). Estos son usados en diferentes concentraciones según la naturaleza de las rocas a fracturar y la profundidad y longitud de los pozos. La Tabla 23 presenta los principales tipos de aditivos químicos y su concentración promedio utilizados en la técnica de explotación de los YNC (Picot et al, 2011).

	TYPE D'ADDITIFS	PRINCIPAUX COMPOSES CHIMIQUES	COMPOSITION % EN VOLUME
1	Eau		90
2	Agents de soutènement	Silice cristalline, billes de céramique	9,51
3	Acides forts, dissolvant les métaux	Acide chlorhydrique	0,123
4	Agents réducteurs de friction	Polyacrylamide, huiles minérales	0,088
5	Surfactants (agents diminuant la tension superficielle)	2-Butoxyéthanol, Isopropanol, Octylphénol éthoxylé	0,085
6	Stabilisants de l'argile	Chlorure de potassium Chlorure de tétraméthylammonium	0,06
7	Agents gélifiants	Bentonite, Gomme Guar, Hydroxyéthylcellulose	0,056
8	Inhibiteurs des dépôts dans les canalisations	Ethylène-glycol, Propylène-glycol	0,043
9	Agents de contrôle du pH	Carbonate de sodium, Carbonate de potassium, Chlorure d'ammonium	0,011
10	Agents de tenue des gels	Hémicellulase, Persulfate d'ammonium, Quebracho	0,01
11	Agents de maintien de la fluidité en cas d'augmentation de la température	Perborate de sodium, Borates, Anhydride acétique	0,007
12	Agents de contrôle du taux de fer	Acide citrique, EDTA*	0,004
13	Inhibiteurs de corrosion	Dérivés de la Quinoléine, Diméthylformamide (DMF), Alcool propargylique	0,002
14	Biocides (antiseptiques)	Dibromoacétonitrite, Glutaraldéhyde, DBNPA**	0,001

Tabla 23. Tipo de aditivos y compuestos químicos usados en fluidos de fracking. Picot et al (2011, Tableau 2).

Con relación a la composición química de los diferentes tipos de aditivos y su toxicidad, una investigación realizada por la Cámara de Representantes de Estados Unidos en 2011, solicitó a las compañías de servicios de petróleo y gas que realizaban fracturación hidráulica, la información sobre el tipo y cantidad de químicos presentes en los productos de fracturación que cada compañía utilizó entre 2005 y 2009, obteniendo respuesta de 14 empresas (Tabla 24). Durante el periodo, las empresas informaron que usaron más de 2.500 productos que contenían 750 químicos y que utilizaron 780 millones de galones de productos de fracturación (un promedio de 156 millones de galones por año), sin incluir el agua agregada al pozo. El químico más utilizado fue el metanol, reconocido contaminante del aire, presente en 342 productos, seguido del alcohol isopropílico utilizado en 274 productos, el 2-butoxietanol en 126 y el etilenglicol o glicol de etileno usado en 119 productos. Se usaron 652 diferentes compuestos que contenían 29 químicos conocidos como carcinógenos o posibles carcinógenos en humanos, o que están regulados bajo la ley de agua potable segura, o listados como contaminantes peligrosos para el aire. Los BTX (benceno, tolueno, xileno y benceno etílico), que son en general cancerígenos, se encontraban presentes en 60 de los productos usados. Estas compañías inyectaron en el mismo periodo 11.4 millones de galones (un promedio 2.28 millones de galones por año) de productos que contenían al menos uno de los compuestos BTX y usaron 94 millones de galones (un promedio de 18.8 millones de galones por año) de 279 productos que contenían al menos un químico o compuesto que los fabricantes no informaron y que se atribuyeron como secreto comercial (U.S. House of Representatives Committee on Energy and Commerce Minority Staff (2011).

Aditivos como biocidas, monómeros electrolíficos, hidrocarburos y oxidantes han sido identificados como generadores de riesgos primarios para la salud humana y como causantes de toxicidad en los ecosistemas (Sun et al, 2019). Entre los riesgos para la salud humana, se generan afectaciones a los sistemas respiratorio, gastrointestinal, neurológico, inmune, cardiovascular, endocrino y renal, así como a los ojos y otros órganos de los sentidos. Algunos de los compuestos usados son potenciales cancerígenos (Burton et al, 2014).

Sustancia química	Categoría de Control por la EPA	Número de Productos
Metanol (Alcohol metílico)	HAP	342
Etilen glicol (1,2-ethanediol)	HAP	119
Diésel	Carcinógeno, SDWA, HAP	51
Naftaleno	Carcinógeno, HAP	44
Xileno	SDWA, HAP	44
Ácido clorhídrico	HAP	42
Tolueno	SDWA, HAP	29
Etilbenceno	SDWA, HAP	28
Dietanolamina (2,2-iminodiethanol)	HAP	14
Formaldehído	Carcinógeno, HAP	12
Ácido sulfúrico	Carcinógeno	9
Tiourea	Carcinógeno	9
Cloruro de bencilo	Carcinógeno, HAP	8
Cumeno (isopropilbenceno)	HAP	6
Ácido Nitrilotriacetico	Carcinógeno	6
Dimetil formamida	HAP	5
Fenol	HAP	5
Benceno	Carcinógeno, SDWA, HAP	3
Di (2-ethylhexyl) ftalato	Carcinógeno, SDWA, HAP	3
Acrilamida	Carcinógeno, SDWA, HAP	2
Ácido fluorhídrico	HAP	2
Anhidrido Tálico	HAP	2
Acetaldehído	Carcinógeno, HAP	1
Acetofenona	HAP	1
Cobre	SDWA	1
Óxido de etileno	Carcinógeno, HAP	1
Plomo	Carcinógeno, SDWA, HAP	1
Oxido de propileno	Carcinógeno, HAP	1
P-Xileno	HAP	1
Número de productos que contienen al menos un componente de riesgo		652

Tabla 24. Productos usados en fluidos de fracking, que contienen elementos o compuestos químicos de riesgo, clasificados por la Agencia de Protección Ambiental (EPA) como carcinógenos, contaminantes peligrosos para el aire (Hazardous Air Pollutants, HAP), y contaminantes contemplados en la ley de agua potable segura de Estados Unidos (Safe Water Drinking Act, SWDA). Tomado de Orduz et al (2018) y del Comité de Energía y Comercio de la Cámara de Representantes de Estados Unidos (2011).

Stringfellow et al (2017) identificaron los compuestos químicos empleados en California, basándose en la información reportada en la base de datos de Fracfocus para el periodo 2011-2014, durante el cual se realizaron 1.623 operaciones de fractura hidráulica en las que se utilizaron 338 aditivos químicos. De éstos, 28 pertenecían al grupo de minerales sólidos, 50 a solventes, 7 a carbohidratos, 84 surfactantes, 25 compuestos de amonio, 10 compuestos de boro, 6 compuestos oxidantes, 32 en la categoría de aminas y amidas, 2 bases fuertes, 10 sales minerales, 5 enzimas, 2 isotiazolonas, 12 compuestos de fósforo, 21 polímeros, 4 carbonatos, 8 agentes quelantes, 5 compuestos carboxílicos, 8 resinas, 4 aldehídos, 3 mezclas de nutrientes, 3 mezclas de compuestos orgánicos, 9 agentes reductores, 4 ácidos fuertes, 9 compuestos orgánicos de silicio y 15 agentes desconocidos. De los grupos de sustancias identificadas, 12 fueron empleados en el 80% de todas las operaciones: minerales sólidos, solventes, carbohidratos, agua, surfactantes, compuestos de amonio, compuestos de boro, agentes oxidantes, aminas y amidas, bases fuertes, sales minerales y enzimas.

La gran cantidad de sustancias que contienen los fluidos de fractura hidráulica puede conllevar a reacciones entre ellos por sus propiedades químicas y por las condiciones de reacción en el interior del pozo, por tanto debe considerarse la generación de subproductos más dañinos o persistentes que pueden representar un riesgo ambiental o para la salud (He et al, 2017; Manz & Carter, 2017, 2018). La degradación de 3-furfuraldehído en presencia de persulfato de sodio, un agente oxidante, fue reportada por Manz & Carter (2017). Los persulfatos son agentes oxidantes que necesitan condiciones específicas para que se puedan activar y generar su potencial oxidante mediante la liberación de radicales de sulfato. Estas incluyen la presencia de formas oxidadas de metales como hierro y manganeso, alta temperatura, condiciones ácidas o una mezcla de estas condiciones, que se pueden cumplir en los pozos. Se demostró que el persulfato degrada el 3-furfuraldehído, produciendo siete productos de degradación además del 3-furfuraldehído: ácido 2-metilbutanoico, ácido 3-furanocarboxilico, ácido 2-etilpropano-1,3-diol, tetrahidrofuran-3-carboxílico, (tetrahidrofurano-3-il)metanol, 2-metilbutanal y ácido tiglico, lo cual sugiere que la degradación de la molécula de furfural ocurre principalmente sobre el anillo de furano y el grupo aldehído, siendo esta reacción favorecida por la presencia de Fe (III), altas temperaturas, el aporte de radicales hidroxilos provenientes de alcoholes presentes en la solución y un medio ácido. No obstante, la capacidad de los persulfatos de

reaccionar con otras sustancias no se restringe solo al 3-furfuraldehído, pues el mismo comportamiento se reportó en la degradación de 2-butoxietanol (Manz & Carter, 2018). Por tanto, es evidente que los agentes oxidantes tienen gran actividad en las matrices estudiadas y deben ser tenidos en cuenta por su potencial para generar especies toxicas a partir de la degradación de otras especies.

De acuerdo con CHPNY & PSR (2019, p. 68), de los más de 1.000 químicos que son ingredientes confirmados en el fluido de fracking, se estima que 100 son inhibidores endocrinos conocidos, que actúan como tóxicos en desarrollo y reproducción. A esta mezcla se agregan metales pesados, elementos radioactivos, salmuera y compuestos orgánicos volátiles (COV), que ocurren naturalmente en formaciones geológicas profundas y que pueden transportarse desde la zona de fracking con el fluido de retorno. Como componentes del flujo de residuos de desecho, estas sustancias tóxicas también representan amenazas para las aguas superficiales y subterráneas. Un estudio de 2017 encontró que los derrames de fluidos de fracking y de aguas residuales son comunes, documentando 6.678 derrames significativos ocurridos durante un período de nueve años en sólo cuatro estados americanos. En estos estados, entre el 2 y el 16 por ciento de los pozos reportan derrames cada año. Cerca del cinco por ciento de todos los desechos de fracking se pierde en derrames, a menudo durante el transporte (Patterson et al, 2017).

La literatura de soporte científico y la documentación relacionada con los compuestos químicos de fracking y los riesgos asociados en salud, ecosistemas, cultivos comerciales y animales de granja es diversa y extensa, incluyendo artículos muy recientes como: Hanson et al (2019), Delompre et al (2019 a, b), Knee & Masker (2019), Reuters (2019), Botha et al (2019), Rystad Energy (2019), Funk et al (2019), Frantz et al (2018), Woda et al (2018), Bourzec (2018), Carrol (2018), Thuermer (2018), Kaushal et al (2018), He et al (2018), Geeza et al (2018), Marusic (2018), Matthews (2018), Shores & Laituri (2018), Elliott et al (2018), Kondash et al (2018), Huang et al (2018 a, b), Robert et al (2018), Hull et al (2018), Kassotis et al (2018), Lucas (2018), Blewett et al (2018), Abualfaraj et al (2018) y Patterson et al (2017), además de otros citados en CHPNY & PSR (2019).

La Contraloría General de la República (CGR, 2018b, p. 58 y 59) también se refirió a la composición del fluido de fracturamiento hidráulico, indicando la presencia de químicos cancerígenos ya reportados por la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA, 2016). Estos incluyen acrilamida, éter, quinoleína, 1,4-dioxano, cloruro de bencilo, 1,3-dicloropropeno, benceno, y cloruro de metileno.

Con relación al grado de toxicidad:

La definición del grado de toxicidad de los líquidos o aditivos químicos utilizados en la técnica del fracking, se basa en el estudio e identificación de los siguientes aspectos: (1) las características físico-químicas de la sustancia, (2) las vías de exposición o de ingreso de los químicos a los organismos vivos y el tipo e intensidad de la exposición a los tóxicos (aguda o crónica) y la duración o frecuencia de la misma (continua o intermitente), (3) las dosis o cantidad del tóxico que se pone en contacto o que ingresa a los organismos, (4) los efectos adversos que produce específicamente cada sustancia, siendo los más relevantes la toxicidad sistémica, reproductiva, carcinogenicidad, mutagenicidad y la específica para los órganos blanco, (5) la cinética o comportamiento ambiental de las sustancias, una vez estas son emitidas al ambiente, en términos de su movilidad, transporte, transformación, persistencia y presencia en el aire, agua, suelos y alimentos. Esto exige la realización de monitoreos y mediciones representativos y continuos en los distintos componentes ambientales, dentro de un programa de seguimiento, vigilancia y control ambiental, además de la medición de la sustancia o sus metabolitos en los fluidos biológicos (sangre, orina, cabello, etc.) y el estudio clínico de las personas potencialmente expuestas, dentro de un programa de vigilancia en Salud Pública.

Dado que en Colombia no se dispone de datos que permitan la evaluación de toxicidad y de los impactos en los ecosistemas por los químicos usados en explotación de hidrocarburos, se presenta a continuación la información toxicológica publicada en otros países.

En el marco de la prohibición definitiva del fracking en Francia en el mes de julio de 2011, la Asociación de Toxicología Química en París publicó en el mes de mayo del mismo año un balance químico toxicológico (Picot et al, 2011). Este presenta la toxicidad a corto plazo (aguda

y subaguda) y largo plazo (por exposición crónica) de los elementos y compuestos usados en las técnicas de fracking, de acuerdo con la información suministrada por la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA). Los autores presentaron una extensa lista de compuestos (220 de los 392 reportados por la EPA) y su impacto en salud. Algunos de éstos (148) se reproducen en las siguientes tablas.

FAMILLE CHIMIQUE MINERALE		PRINCIPAUX COMPOSES CHIMIQUES MINERAUX DANS LES FLUIDES DE FRACTURATION	N° CAS	TOXICITE	
				Aiguë ou Subaiguë	A long Terme
Composés azotés	1	Diazote (Azote) N_2	7727-37-9	Anoxie	
	2	Nitrites NO_2^-			Méthémoglobinisant
	3	Nitrates NO_3^-			Méthémoglobinisant
	4	Ammoniac NH_3	7664-41-7	Asphyxie	Irritant respiratoire
	5	Sels d'ammonium $X^- NH_4^+$			
	6	Urée	57-13-6		
Composés bromés	7	Bromure de sodium NaBr	7647-15-6	Hypnotique	
	8	Bromate de sodium $Na\ O_3Br$	7789-38-0	Méthémoglobinisant	Reprotoxique
Composés chlorés	9	Dichlore (chlore) Cl_2	7782-50-5	Corrosif	Irritant
	10	Dioxyde de chlore ClO_2	10049-04-4	Irritant	Atteinte bronchique
	11	Chlorure d'hydrogène (Acide chlorhydrique) HCl	7647-01-0	Corrosif	Irritant
	12	Chlorures Cl^-			Hypertension
	13	Hypochlorite de sodium (Eau de javel) NaOCl	7681-52-9	Irritant	
	14	Chlorite de sodium $Na\ O_2Cl$	7647-14-5	Irritant	

FAMILLE CHIMIQUE MINERALE		PRINCIPAUX COMPOSES CHIMIQUES MINERAUX DANS LES FLUIDES DE FRACTURATION	N° CAS	TOXICITE	
				Aiguë ou Subaiguë	A long Terme
Composés de l'Aluminium	15	Aluminium Al°	7429-90-5		
	16	Alumine Al_2O_3	1344-28-1		
	17	Trichlorure d'aluminium $AlCl_3$	7446-70-0	Irritant	Neurotoxique central
	18	Silicate d'Aluminium Al_2SiO_5	1241-46-7		
Composés du Baryum	19	Sulfate de baryum $BaSO_4$	7727-43-7		
Composés du Calcium	20	Oxyde de calcium (Chaux vive) CaO	1305-78-8	Corrosif	
	21	Hydroxyde de calcium (Chaux éteinte) $Ca(OH)_2$	1305-62-0	Irritant	
	22	Chlorure de calcium $CaCl_2$	10043-52-4		
	23	Carbonate de calcium $CaCO_3$	471-34-1		
	24	Hypochlorite de calcium $Ca(OCI)_2$	7778-54-3		
Composés du Carbone minéral	25	Dioxyde de carbone (Gaz carbonique supracritique) CO_2	124-38-9	Anoxie, Gelure	
	26	Noir de carbone	7440-44-0		
	27	Graphite	7782-42-5		
Composés du Chrome	28	Chrome (Métal) Cr°	7440-47-3		
	29	Acétate de chrome trivalent (Acétate chromique) $Cr(CH_3COO)_3$	1066-30-4	Allergisant	
Composés du Cuivre	30	Cuivre (métal) Cu°	7440-50-8		
	31	Chlorure cuivrique dihydraté $CuCl_2, 2H_2O$	7447-39-4	Irritant	
	32	Sulfate cuivrique $CuSO_4$	7758-98-7	Irritant	
Composés du Fer	33	Fer (métal) Fe°	7439-89-6		
	34	Chlorure ferrique $FeCl_3$	7705-08-0	Irritant	
	35	Sulfate ferreux heptahydraté $Fe\ SO_4, 7H_2O$		Irritant	
	36	Oxyde ferrique Fe_2O_3	7720-78-7		

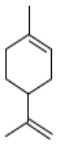
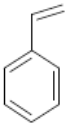
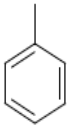
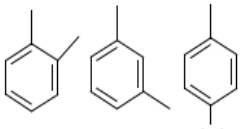
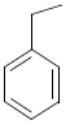
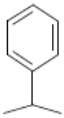
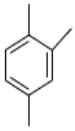
FAMILLE CHIMIQUE MINERALE		PRINCIPAUX COMPOSES CHIMIQUES MINERAUX RENCONTRES DANS LES FLUIDES DE FRACTURATION	N° CAS	TOXICITE	
				Aiguë ou Subaiguë	A long Terme
Composés du Magnésium	37	Chlorure de magnésium $MgCl_2$	7786-30-3		
	38	Nitrate de magnésium $Mg(NO_3)_2$	10377-60-3		
	39	Aluminosilicate de magnésium			
Composés du Nickel	40	Sulfate de nickel $NiSO_4$	7786-81-4		
Composés du Potassium	41	Hydroxyde de potassium (Potasse) KOH	1310-58-3	Corrosif	Irritant
	42	Chlorure de potassium KCl	7447-40-7		
Composés du Silicium	43	Silice cristalline (Cristobalite, Quartz, Tridymite)	14464-46-1 15468-32-3	Irritant	Fibrose (silicose) Cancérogène (Groupe 1 du CIRC)
	44	Talc (Silicate de magnésium, anhydre) $Mg_3(SiO_3)_2$	14807-96-6		
	45	Attapulgite			
	46	Bentonite	1302-78-9		
	47	Mica	12001-26-2		
	48	Terre de diatomée			
Composés du Sodium	49	Hydroxyde de sodium (Soude caustique) NaOH	1310-73-2	Corrosif	Irritant
	50	Hydrogénocarbonate de sodium (Bicarbonate de sodium) $NaHCO_3$	144-55-8		
	51	Carbonate de sodium Na_2CO_3	497-19-8	Irritant	
	52	Nitrite de sodium $NaNO_2$	7632-00-0	Méthémoglobinisant	
	53	Nitrate de sodium $NaNO_3$	7631-99-4	Méthémoglobinisant	
	54	Sulfite de sodium Na_2SO_3	7757-83-7	Irritant	
	55	Sulfate de sodium Na_2SO_4	7757-82-6		

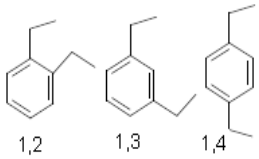
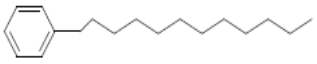
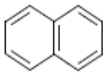
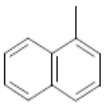
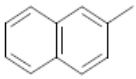
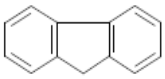
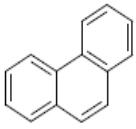
FAMILLE CHIMIQUE MINERALE	PRINCIPAUX COMPOSES CHIMIQUES MINERAUX RENCONTRES DANS LES FLUIDES DE FRACTURATION		N° CAS	TOXICITE	
				Aiguë ou Subaiguë	A long Terme
Composés du Soufre	56	Acide sulfurique H_2SO_4	7664-93-9	Corrosif	Irritant
	57	Acide sulfamique (acide amidosulfonique) $HOSO_2NH_2$	5329-14-6	Irritant cutané, muqueux	
	58	Sulfate d'ammonium $(NH_4)_2SO_4$	7783-20-2		
	59	Thiocyanate d'ammonium $(NH_4)_2S_2O_3$	1762-95-4		
	60	Persulfate d'ammonium (Peroxydisulfate d'ammonium) $(NH_4)_2S_2O_8$	7727-54-0	Irritant oculaire, cutané, respiratoire	Allergisant
Composés du Titane	61	Titane (Métal) Ti°	7440-32-6		
	62	Dioxyde de titane TiO_2	13463-67-7		
Composés du Zinc	63	Zinc (métal) Zn°	7440-66-6		
	64	Carbonate de zinc $ZnCO_3$	3486-35-9		
Composés du Zirconium	65	Nitrate de zirconium $Zr(NO_3)_4$	13746-89-9		
	66	Sulfate de zirconium $Zr(SO_4)_2$	14644-61-2		
	67	Oxychlorure de zirconium (Chlorure de zirconyle) $ZrOCl_2$	7699-43-6	Corrosif	Irritant
Composés Borés	68	Acide borique H_3BO_3	10043-35-3	Irritant cutané	Reprotoxique (Repro2)
	69	Borates BO_3^{3-}		Irritant	Reprotoxique
	70	Métaborate de sodium, octahydraté $Na\,BO_2\,,8\,H_2O$	7775-19-1	Irritant	
	71	Oxyde borique B_2O_3	1303-86-2	Irritant cutané oculaire	Reprotoxique
	72	Perborate de sodium, tétrahydraté $Na\,BO_3,\ 4H_2O$	10486-00-7	Irritant oculaire	Reprotoxique (Repro2/Repro3)

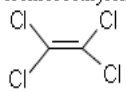
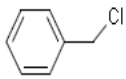
FAMILLE CHIMIQUE MINERALE		PRINCIPAUX COMPOSES CHIMIQUES MINERAUX RENCONTRES DANS LES FLUIDES DE FRACTURATION	N° CAS	TOXICITE	
				Aiguë ou Subaiguë	A long Terme
Composés fluorés	73	Fluorure d'hydrogène (Acide fluorhydrique) HF	7664-39-3	Corrosif	Irritant
	74	Bifluorure d'ammonium $F_2(NH_4)_2$	1341-49-7	Corrosif	Irritant
Composés oxygénés	75	Peroxyde d'hydrogène (Eau oxygénée) H_2O_2	7722-84-1	Irritant, cutané, oculaire	
Composés phosphorés	76	Phosphate dipotassique $K_2H(PO_4)$	7758-11-4		
	77	Phosphate trisodique $Na_3(PO_4)$	7601-54-9		

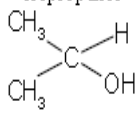
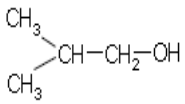
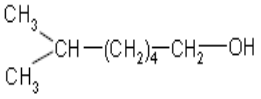
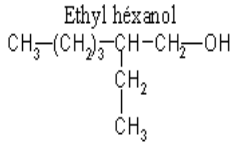
Tabla 25. Toxicidad de minerales y de compuestos químicos inorgánicos caracterizados en fluidos de fracturación. Tomado de Picot et al (2011, Tableau 3).

FAMILLES CHIMIQUES ORGANIQUES	N°	PRINCIPAUX COMPOSES CHIMIQUES ORGANIQUES	N° CAS	TOXICITE HUMAINE	
				Aiguë ou subaiguë	A Long terme
Hydrocarbures saturés : Alcanes	78	Méthane CH_4	74-82-8	Asphyxiant	
	79	Ethane CH_3-CH_3	74-84-0	Asphyxiant	
	80	Propane $CH_3-CH_2-CH_3$	74-98-6	Asphyxiant	
	81	Butane $CH_3-CH_2-CH_2-CH_3$	106-97-8	Asphyxiant	
	82	Pentane $CH_3-(CH_2)_3-CH_3$	109-66-0	Narcotique	
	83	Hexane $CH_3-(CH_2)_4-CH_3$	110-54-3	Narcotique	Neurotoxique périphérique (polynévrites)
	84	Heptane $CH_3-(CH_2)_5-CH_3$	142-82-5	Narcotique	
Hydrocarbures insaturés éthyléniques : Alcènes	85	Propylène $H_2C=CH-CH_3$	115-07-1	Asphyxiant	
	86	1-Eicosène $C_{20}H_{40}$	3452-07-1		
	87	1-Hexadécène $C_{17}H_{34}$	629-73-2		
	88	**1-Octadécène** $C_{18}H_{36}$	112-88-9		

PRINCIPALES FAMILLES CHIMIQUES ORGANIQUES	N°	PRINCIPAUX COMPOSES CHIMIQUES ORGANIQUES	N° CAS	TOXICITE HUMAINE	
				Aiguë ou subaiguë	A Long terme
Hydrocarbures insaturés éthyléniques : Alcènes	89	1-Tertradécène $C_{14}H_{30}$	1120-36-1		
	90	d-Limonène 	5989-54-8	Irritant Allergisant cutané	Irritant Allergisant cutané
	91	Styrène 	100-42-5	Irritant	Neurotoxique Cancérogène possible (groupe 2 B du CIRC)
	92	Benzène	71-43-2	Neurotoxique central	Hématotoxique, Cancérogène (leucémie) (groupe 1 du CIRC)
	93	Toluène 	108-88-3	Neurotoxique central irritant	Neurotoxique central, Ototoxique Reprotoxique (catégorie 3)
Hydrocarbures Aromatiques (Arenes)	94	Xylène (3 Isomères)  1,2 1,3 1,4	1330-20-7	Neurotoxique central	Neurotoxique central
	95	Ethylbenzène 	100-41-4	Irritant, Neurotoxique central modéré	Irritant cutané, Neurotoxique central modéré
	96	Cumene (Isopropylbenzène) 	98-82-8		
	97	Pseudocumène (1, 2,4-triméthylbenzène) 	95-63-6	Neurotoxique central modéré	

PRINCIPALES FAMILLES CHIMIQUES ORGANIQUES	N°	PRINCIPAUX COMPOSES CHIMIQUES ORGANIQUES	N° CAS	TOXICITE HUMAINE	
				Aiguë ou subaiguë	**A Long terme**
Hydrocarbures Aromatiques (Arènes)	98	Diéthylbenzène (mélange d'isomères) 	25340-17-4	Irritant	
	99	Dodécylbenzène 	123-01-3		
	100	Naphtalène 	91-20-3	Irritant gastro-intestinal, Hépatotoxique, Hématotoxique	Hématotoxique (anémie hémolytique) Cataracte, Cancérogène possible (groupe 2 B du CIRC)
	101	1-Méthylnaphtalène 	90-12-0		Mutagène
	102	2-Méthylnaphtalène 	91-57-6		Mutagène
	103	9H-Fluorène 	86-73-7		Mutagène
	104	Phénanthrène 	85-01-8	Photos-ensibilisant	Mutagène
Mélanges Hydrocarbures	105	Hydrocarbures isoparaffiniques de pétrole			
	106	Huile de paraffine légère			
	107	Terpènes, extraits du citron			

PRINCIPALES FAMILLES CHIMIQUES ORGANIQUES	N°	PRINCIPAUX COMPOSES CHIMIQUES ORGANIQUES	N° CAS	TOXICITE HUMAINE	
				Aiguë ou subaiguë	**A Long terme**
Mélanges Hydrocarbures	108	Essence de Térébenthine (Huile de pin)	8002-09-3		
	109	Solvants aromatiques (benzène, toluène, xylène, éthylbenzène)			Le benzène est Cancérogène (groupe 1 du CIRC)
	110	Hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP)			Plusieurs HAP sont Cancérogènes [benzo(a) pyrène]
	111	Pétrole raffiné			
	112	Pétrole léger hydrogéné			
	113	Naphtaléniques lourds hydrogénés			
	114	Essence auto (Gasoline)	8006-20-6		Cancérogène possible (Groupe 2B du CIRC)
	115	Diesel	68334-30-5	Irritant	
	116	Naphta lourds	64741-68-0	Irritant	Cancérogène possible
	117	Kérosène	8008-20-6	Irritant	
	118	Asphalte	8052-42-4	Irritant	Peut contenir des produits cancérogènes
Composés Organo Chlorés	119	Chlorure de vinylidène (1,1-Dichloroéthylène)	75-35-4		
	120	Tétrachloroéthylène (Perchloroéthylène) 	127-18-4		Hépatotoxique Cancérogène probable (groupe 2A du CIRC)
	121	Chlorure de benzyle 	100-44-7	Irritant oculaire, cutané, respiratoire	Mutagène Cancérogène (groupe 2A du CIRC)
Alcools	122	**Méthanol** CH_3-OH	67-56-1	Irritant oculaire cutané	Neurotoxique périphérique (nerf optique)

PRINCIPALES FAMILLES CHIMIQUES ORGANIQUES	N°	PRINCIPAUX COMPOSES CHIMIQUES ORGANIQUES	N° CAS	TOXICITE HUMAINE	
				Aiguë ou subaiguë	**A Long Terme**
Alcools	123	Ethanol CH_3-CH_2-OH	64-17-5	Irritant oculaire, cutané	Toxique par ingestion Hépatotoxique Cancérogène (groupe 1 du CIRC) Reprotoxique
	124	Propanol $CH_3-CH_2-CH_2-OH$	71-23-6	Irritant oculaire, cutané	
	125	Isopropanol 	67-63-0	Irritant oculaire, cutané	
	126	Butanol $CH_3-CH_2-CH_2-CH_2-OH$	71-36-3	Irritant oculaire, cutané	
	127	Isobutanol 	78-83-1	Irritant oculaire, cutané	
	128	Isooctanol 	26952-21-6	Irritant oculaire, cutané	
	129				
	130	Ethyl héxanol 	104-76-7	Irritant oculaire	Reprotoxique
	131	Alcool propargylique $H-C\equiv C-CH_2-OH$	107-19-7	Irritant	
	132	Undécanol $CH_3-(CH_2)_9-CH_2-OH$	112-42-5	Irritant cutané	
	133	Ethylène-glycol 	107-21-1	Neurotoxique, Néphrotoxique	
	134	Glycérol $HOCH_2-CHOH-CH_2OH$	56-81-5	Irritant oculaire, cutané	
	135	Sorbitol $HOCH_2-(CH_2)_4-CH_2OH$	50-70-4	Irritant intestinal	
	136	Alcool polyvinylique	9002-89-5		

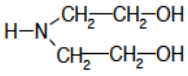
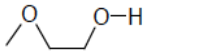
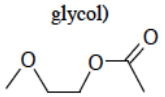
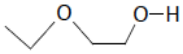
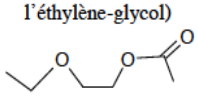
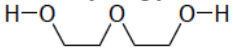
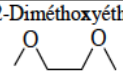
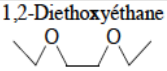
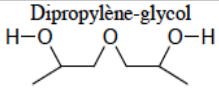
PRINCIPALES FAMILLES CHIMIQUES ORGANIQUES	N°	PRINCIPAUX COMPOSES CHIMIQUES ORGANIQUES	N° CAS	TOXICITE HUMAINE	
				Aiguë ou subaiguë	A Long Terme
Amino-Alcools	137	Ethanolamine $H_2N–CH_2–CH_2–OH$	141-43-5	Irritant	
	138	Diéthanolamine 	111-42-2	Irritant oculaire, cutané, respiratoire	Allergisant, Possibilité de formation de N-nitrisodiéthanola-mine, cancérogène
Ether- Oxydes (Epoxydes Ethers de glycol, Ether-oxydes polymères)	139	Oxyde d'éthylène 	75-21-8	Irritant oculaire, cutané	Mutagène, Cancérogène (Groupe 1 du CIRC)
	140	2-Méthoxyéthanol (Ether méthylique de l'éthylène-glycol) 	109-86-4	Irritant oculaire, cutané	Reprotoxique (Repro-2)
	141	Méthoxyéthtylacétate (Acétate de l'Ether méthylique de l'éthylène-glycol) 	110-49-6	Irritant oculaire, bronchique	Reprotoxique (Repro-2)
	142	2-Ethoxyéthanol (éther éthylique de l'éthylène-glycol) 	110-80-5	Irritant oculaire, cutané	Reprotoxique (Repro-2)
	143	2 Ethoxyéthylacetate (Acétate de l'éther éthylique de l'éthylène-glycol) 	111-15-9	Irritant oculaire, cutané	Reprotoxique (Repro-2)
	144	Diéthylène-glycol 	111-46-6	Irritant oculaire, cutané	Néphrotoxique
	145	1,4-Dioxane 	123-91-1	Irritant oculaire, cutané	Cancérogène possible (catégorie 2B du CIRC)
	146	1,2-Diméthoxyéthane 	110-71-4	Irritant	Reprotoxique (Repro-2)
	147	1,2-Diethoxyéthane 	629-14-1	Irritant oculaire	Reprotoxique (Repro-2/3)
	148	Dipropylène-glycol 	25265-71-8		

Tabla 26. Toxicidad de compuestos químicos orgánicos usados en fluidos de fracking. Tomado de Picot et al (2011, tableau 4).

COMPOSÉS CHIMIQUES	CLASSIFICATIONS CIRC (JANVIER 2011)		
	Cancérogènes chez l'Homme		Suspectés cancérogènes Groupe 2B
	Groupe 1	Groupe 2A	
Acétaldehyde			X
Acide nitrilotriacetique (NTA)			X
Acide sulfurique concentré (aérosols)	X		
Acrylamide		X	
Benzène	X		
Chlorure de benzyle		X	
Composés inorganiques du Plomb		X	
1,4 - Dioxane			X
Dioxyde de titane			X
Epichlorhydrine		X	
Ethylbenzène			X
Formaldéhyde	X		
Naphtalène			X
Nitrites et Nitrates		X	
Oxyde d'éthylène	X		
Oxyde de propylène			X
Silice cristalline (inhalée sous forme de Quartz ou de cristobalite)	X		
Styrène			X
Trioxyde d'antimoine			X

Tabla 27. Compuestos presentes en aguas de fracking y que tienen impacto potencial en salud, clasificados de acuerdo con el Centro Internacional de Investigación del Cáncer CIRC. Tomado de Picot et al (2011, tableau 6).

Las compañías petroleras entrevistadas durante la actividad en la Universidad (Conoco y Ecopetrol), indicaron que no se utilizarían compuestos nocivos para la salud. Conoco manifestó que se utilizarían 13 productos químicos, entre ellos Manifold y otros de uso confidencial. Ecopetrol indicó que los aditivos químicos son menos de 10 típicamente, entre ellos boratos, surfactantes, tensoactivos como las sales de monoetanolamina, inhibidores y controladores de arcilla como el cloruro de potasio, agentes de control de pH como el ácido acético, la goma guar que es un producto vegetal, para la conformación del gel lineal y para generar un fluido activado. Se usaría un buffer para aumentar el pH como el hidróxido de sodio, algunos activadores para mantener la fluidez del gel como los boratos y un separador que podría ser cloruro de sodio. Indicaron que también se usa Xileno, Poliacrilamida y Diésel. Ecopetrol manifestó que no se ha detectado evidencia de formación de nuevos compuestos químicos o presencia de químicos provenientes de la roca fracturada en los fluidos de retorno, pero esto no corresponde con la información publicada en la literatura internacional.

Informó Ecopetrol igualmente, que el proceso mismo de fracking sería contratado con las mismas compañías especializadas que lo efectúan en Estados Unidos y la empresa Conoco Phillips informó que las aguas residuales y fluidos de retorno no serán manejados directamente por ellos, sino que serán entregados a empresas subcontratistas de estos servicios.

La siguiente es una lista actualizada de los compuestos químicos más frecuentemente usados en la técnica de fracking (Tabla 28), tomada de Fracfocus (http://fracfocus.org/chemical-use/what-chemicals-are-used), un portal de divulgación de productos químicos que opera de manera voluntaria, pero cuya presentación de informes es obligatoria en más de 20 estados. Fracfocus es la mayor base de datos pública sobre productos químicos utilizados en las operaciones de fracking en Estados Unidos.

La lista está organizada de acuerdo con la función del producto. Se resaltan en amarillo los compuestos ya relacionados en las Tablas 24 a 27, que son carcinogénicos o que presentan otras amenazas en salud y se consideran contaminantes del aire, el agua y los suelos; algunos de ellos se incluyen bajo el nombre genérico de “Petroleum Distillate”. El benceno, tolueno, etilbenceno, xileno, etilenglicol, naftaleno, diésel, formaldehido, acrilamida, metanol, etanol, bencilo, ácido nitrilotriacético, ftalato, acetaldehído, etileno, y propileno, son destilados de

petróleo. Se observa un intento deliberado de ocultar información al no divulgar en la lista cuáles serían específicamente los compuestos petroquímicos o "destilados de petróleo" que se usan. Se han añadido dos columnas con la toxicidad aguda y crónica de los productos utilizados, con información publicada y también disponible en varias bases de datos en línea. Los compuestos químicos utilizados en el fracking y sus impactos en salud y en ecosistemas son fuente importante de preocupación y de investigación desde hace aproximadamente 10 años.

Tabla 28. Toxicidad de compuestos presentes en fluidos de fracking. Traducido y adaptado de Fracfocus http://fracfocus.org/ chemical-use/what-chemicals-are-used, complementado con Toxnet Databases (TOXLINE, DART, HSDB, CCRIS, GENETOX, IRIS, ITER, LACTMED, ChemIDplus, CPDB, CTD, HAZMAP, HPD, TOXMAP, TRI2016) https://toxnet.nlm.nih.gov/cgi-bin/sis/search2/f?./temp/~YmlQaE:3, Picot et al (2011), Orduz et al (2018).

Nombre Químico	Nº CAS	Propósito químico	Función del producto	Toxicidad Humana	
				Aguda o subaguda	Crónica o a largo plazo
Ácido clorhídrico	007647-01-0	Ayuda a disolver minerales e iniciar grietas en la roca.	Ácido	Corrosivo	Irritante
Glutaraldehído	000111-30-8	Elimina las bacterias en el agua que producen subproductos corrosivos.	Biocida	Irritación ocular, cutánea, respiratoria	Alergizante de piel. Asma
Cloruro de amonio cuaternario	012125-02-9	Elimina las bacterias en el agua que producen subproductos corrosivos.	Biocida	Irritación ocular, piel y mucosas.	
Sulfato de tetraquis (hidroximetil) fosfonio	055566-30-8	Elimina las bacterias en el agua que producen subproductos corrosivos.	Biocida	Corrosivo.	Sensibilizante cutáneo.
Persulfato de amonio	007727-54-0	Permite un retraso en la descomposición del gel	Fraccionador Separador		Sensibilizante respiratorio y cutáneo
Cloruro de sodio	007647-14-5	Estabilizador de Producto	Fraccionador Separador	Fraccionador Separador	

Peróxido de magnesio	014452-57-4	Permite un retraso en la descomposición del gel	Fraccionador Separador	Irritación ocular, piel y mucosas	Irritante ocular, piel y mucosas
Óxido de magnesio	001309-48-4	Permite un retraso en la descomposición del gel	Fraccionador Separador	Irritante	Fiebre por humos metálicos
Cloruro de calcio	010043-52-4	Estabilizador de Producto	Fraccionador Separador		
Cloruro de colina	000067-48-1	Evita que las arcillas se hinchen o se muevan	Estabilizador de arcilla	Signos parkinsonianos leves y transitorios (bradicinesia, temblor y rigidez)	
Cloruro de tetrametilamonio	000075-57-0	Evita que las arcillas se hinchen o se muevan	Estabilizador de arcilla	Inhibición acetilcolinesterasa	Inhibición acetilcolinesterasa
Cloruro de sodio	007647-14-5	Evita que las arcillas se hinchen o se muevan	Estabilizador de arcilla	Efectos gastrointestinales, neurológicos y cardiovasculares	
Isopropanol	000067-63-0	Producto estabilizador y / o agente de preparación para el invierno	Inhibidor de corrosión	Irritación ocular y cutánea	
Metanol	000067-56-1	Producto estabilizador y / o agente de preparación para el invierno	Inhibidor de corrosión	Irritación ocular y cutánea.	Neurotóxico periférico y del nervio óptico.
Ácido Fórmico	000064-18-6	Previene la corrosión de la tubería.	Inhibidor de corrosión	Cáustico	Irritación ocular y cutánea
Acetaldehído	000075-07-0	Previene la corrosión de la tubería.	Inhibidor de corrosión	Irritación cutánea, edema pulmonar,	Posible cancerígeno (Grupo 2B IARC)
Destilado de petróleo	064741-85-1	Líquido transportador de boratos o circonatos	Crosslinker o reticulante	Irritación ojos, cutánea, respiratoria. Neumonitis química.	Varios destilados de petróleo son cancerígenos y mutagenéticos
Destilado de petróleo ligero hidrotratado	064742-47-8	Líquido transportador de boratos o circonatos	Crosslinker o reticulante		Varios destilados de petróleo son cancerígenos y mutagenéticos
Metaborato de potasio	013709-94-9	Mantiene la viscosidad del fluido a medida que aumenta la temperatura.	Crosslinker o reticulante		

Circonato de trietanolamina	101033-44-7	Mantiene la viscosidad del fluido a medida que aumenta la temperatura.	Crosslinker o reticulante	Irritación ocular y piel.	Irritación tracto respiratorio.
Tetraborato sódico	001303-96-4	Mantiene la viscosidad del fluido a medida que aumenta la temperatura.	Crosslinker o reticulante	Insuficiencia renal a altas dosis.	Efectos digestivos y neurológicos. Dermatitis.
Ácido bórico	001333-73-9	Mantiene la viscosidad del fluido a medida que aumenta la temperatura.	Crosslinker o reticulante	Irritación.	Toxico para la reproducción.
Complejo de circonio	113184-20-6	Mantiene la viscosidad del fluido a medida que aumenta la temperatura.	Crosslinker o reticulante		
Sales de borato	N/A	Mantiene la viscosidad del fluido a medida que aumenta la temperatura.	Crosslinker o reticulante	Irritante	Tóxico para la reproducción.
Etilenglicol	000107-21-1	Producto estabilizador y / o agente de preparación para el invierno.	Crosslinker o reticulante	Neurotóxico, Nefrotóxico	
Metanol	000067-56-1	Producto estabilizador y / o agente de preparación para el invierno.	Crosslinker o reticulante	Irritación ocular y cutánea.	Neurotóxico periférico y del nervio óptico.
Poliacrilamida	009003-05-8	"Slicks" el agua para minimizar la fricción	Reductor de fricción		La acrilamida es cancerígena (Grupo 2A IARC)
Destilado de petróleo	064741-85-1	Líquido portador para reducir la fricción de poliacrilamida	Reductor de fricción	Irritación ojos, cutánea, respiratoria. Neumonitis química.	Varios destilados de petróleo son cancerígenos y mutagenéticos
Destilado de petróleo ligero hidrotratado	064742-47-8	Líquido portador para reducir la fricción de poliacrilamida	Reductor de fricción		Varios destilados de petróleo son cancerígenos y mutagenéticos
Metanol	000067-56-1	Producto estabilizador y / o agente de preparación para el invierno.	Reductor de fricción	Irritación ocular y cutánea.	Neurotóxico periférico y del nervio óptico.

Etilenglicol	000107-21-1	Producto estabilizador y / o agente de preparación para el invierno.	Reductor de fricción	Neurotóxico, Nefrotóxico	
Goma Guar	009000-30-0	Espesa el agua para suspender la arena.	Agente gelificante		
Destilado de petróleo	064741-85-1	Líquido portador para Goma Guar en geles líquidos	Agente gelificante	Irritación ojos, cutánea, respiratoria. Neumonitis química.	Varios destilados de petróleo son cancerígenos y mutagenéticos
Destilado de petróleo ligero hidrotratado	064742-47-8	Líquido portador para Goma Guar en geles líquidos	Agente gelificante		Varios destilados de petróleo son cancerígenos y mutagenéticos
Metanol	000067-56-1	Producto estabilizador y / o agente de preparación para el invierno.	Agente gelificante	Irritación ocular y cutánea.	Neurotóxico periférico y del nervio óptico.
Mezcla de polisacáridos	068130-15-4	Espesa el agua para suspender la arena.	Agente gelificante		
Etilenglicol	000107-21-1	Producto estabilizador y / o agente de preparación para el invierno.	Agente gelificante	Neurotóxico, Nefrotóxico	
Ácido cítrico	000077-92-9	Previene la precipitación de óxidos metálicos.	Control de hierro		
Ácido acético	000064-19-7	Previene la precipitación de óxidos metálicos.	Control de hierro	Irritación ocular, cutánea.	
Ácido tioglicólico	000068-11-1	Previene la precipitación de óxidos metálicos.	Control de hierro	Irritación ocular, cutánea, respiratoria.	
Eritorbato de sodio	006381-77-7	Previene la precipitación de óxidos metálicos.	Control de hierro		
Lauril Sulfato	000151-21-3	Se utiliza para prevenir la formación de emulsiones en el líquido de fractura.	Non-Emulsifier		Reacciones alérgicas en pacientes con dermatitis.
Alcohol isopropílico	000067-63-0	Producto estabilizador y / o agente de	Non-Emulsifier	Irritante ocular y de mucosas. Depresión	

		preparación para el invierno.		del SNC. Afecciones gastrointestinales.	
Etilenglicol	000107-21-1	Producto estabilizador y / o agente de preparación para el invierno.	Non-Emulsifier	Neurotóxico, Nefrotóxico	
Hidróxido de sodio	001310-73-2	Ajusta el pH del fluido para mantener la efectividad de otros componentes, como los reticuladores.	Agente de control de pH	Corrosivo	Irritante.
Hidróxido de potasio	001310-58-3	Ajusta el pH del fluido para mantener la efectividad de otros componentes, como los reticuladores.	Agente de control de pH	Corrosivo	Irritación.
Ácido acético	000064-19-7	Ajusta el pH del fluido para mantener la efectividad de otros componentes, como los reticuladores.	Agente de control de pH	Corrosivo. Irritación ocular y cutánea.	
Carbonato de sodio	000497-19-8	Ajusta el pH del fluido para mantener la efectividad de otros componentes, como los reticuladores.	Agente de control de pH	Irritación piel.	Irritación ojo, piel, vías respiratorias.
Carbonato de potasio	000584-08-7	Ajusta el pH del fluido para mantener la efectividad de otros componentes, como los reticuladores.	Agente de control de pH	Irritación ocular, piel y respiratoria.	Irritación ocular, piel y respiratoria.
Copolímero de acrilamida y acrilato de sodio	025987-30-8	Previene depósitos de sarro en la tubería	Inhibidor de depósitos		La acrilamida es cancerígena (Grupo 2A IARC)
Policarboxilato de sodio	N/A	Previene depósitos de sarro en la tubería	Inhibidor de depósitos		
Sal de ácido fosfónico	N/A	Previene depósitos de sarro en la tubería	Inhibidor de depósitos	Irritación, ocular y laringe.	
Lauril Sulfato	000151-21-3	Se utiliza para aumentar la viscosidad del fluido de fractura.	Surfactante		Reacciones alérgicas en pacientes con dermatitis.
Etanol	000064-17-5	Producto estabilizador y / o agente de	Surfactante	Irritación ocular y cutánea	Tóxico por ingestión. Hepatotóxico.

		preparación para el invierno.			Cancerígeno. (Grupo 1 IARC)
Naftaleno	000091-20-3	Líquido portador para los ingredientes tensoactivos activos.	Surfactante	Irritación. Alteraciones gastrointestinales, hepatotóxico, hematotóxico	Hematotóxico, Posible cancerígeno (Grupo 2B IARC)
Metanol	000067-56-1	Producto estabilizador y / o agente de preparación para el invierno.	Surfactante	Irritación ocular y cutánea.	Neurotóxico periférico y del nervio óptico.
Alcohol isopropílico	000067-63-0	Producto estabilizador y / o agente de preparación para el invierno.	Surfactante	Irritante ocular y de mucosas. Depresión del SNC. Afecciones gastrointestinales.	
2- Butoxietanol	000111-76-2	Estabilizador de producto	Surfactante	Irritante cutáneo	Hematotóxico. Disruptor endocrino.

Con respecto a los volúmenes de químicos utilizados:

Las compañías petroleras en Colombia argumentan que la mayoría de los químicos utilizados en la explotación de YNC son de uso corriente y que se encuentran en productos de aseo y del hogar. Esto subestima el volumen utilizado de estos, que es muy superior a las cantidades de uso diario por una persona ya sea para su aseo o el de su casa. Otro aspecto a resaltar, es la diversidad de productos químicos empleados, que sobrepasan ampliamente aquellos de uso diario, dentro de los cuales se usan compuestos con propiedades químicas peligrosas para el ambiente y la salud humana. En el mismo sentido, no tienen en cuenta que se trata de mezclas con diferentes propiedades tóxicas que van a generar un mayor riesgo químico, muy difícil de caracterizar (Orduz et al, 2018).

Las compañías presentan las concentraciones de estos aditivos en términos de porcentaje con relación al 100% del fluido de fracturación, colocando a los aditivos en una proporción de hasta el 2.0% del total. Por tal razón y con el fin de dimensionar de manera más real la cantidad efectiva de los químicos utilizados, se realizó un cálculo del volumen de estos aditivos (Tablas 29 y 30), por cada etapa de fracturamiento, por pozo y por proyecto (800 pozos), con base en la información suministrada por Ecopetrol en la presentación realizada por el equipo técnico de la Gerencia de No Convencionales (GNC) en la Universidad Nacional de Colombia, Sede Bogotá, el 18 de octubre de 2019.

Función	Concepto	Barriles de insumo por etapa	Total en barriles de insumo por pozo	Total en m^3 de insumo por pozo
Agua	Fluido base	15.000	300.000	48.000
Bactericida	Bioclear	0,75	15	2,4
Controlador de arcillas	WCS-631	30	600	96
Polímero	WGA-15	93,75	1.875	300
Surfactante	WNE-304	30	600	96
Estabilizador de gel	WGS-160	22,5	450	72
Controlador de pH	WPB-584	7,5	150	24
Rompedor oxidante	WBK-145	22,5	450	72
Crosslinker delayed	WXL-101	12	240	38
Crosslinker de superficie	WXL-555	18	360	58
TOTAL INSUMOS (sin agua)		237	4740	758,4

Tabla 29. Cantidad estimada de insumos necesarios por etapa y por pozo. Información suministrada por Ecopetrol.

Función	Concepto	Total en barriles de insumo por pozo	Total barriles de insumo por proyecto	Total en m³ de insumo por proyecto
Agua	Fluido base	300.000	240.000.000	38.400.000
Bactericida	Bioclear	15	12.000	1.920
Controlador de arcillas	WCS-631	600	480.000	76.800
Polímero	WGA-15	1.875	1.500.000	240.000
Surfactante	WNE-304	600	480.000	76.800
Estabilizador de gel	WGS-160	450	360.000	57.600
Controlador de pH	WPB-584	150	120.000	19.200
Rompedor oxidante	WBK-145	450	360.000	57.600
Crosslinker delayed	WXL-101	240	192.000	30.720
Crosslinker de superficie	WXL-555	360	288.000	46.080
TOTAL INSUMOS (sin agua)		4740	3.792.000	606.720

Tabla 30. Cantidad estimada de insumos necesarios por proyecto. Información suministrada por Ecopetrol.

Como se dijo antes, el 2% de 48.000 metros cúbicos serían 960 metros cúbicos de productos químicos adicionados. Los valores utilizados en las anteriores tablas constituyen un poco menos del 2% y por esto se obtiene un valor total de aproximadamente 758 metros cúbicos de insumos por pozo y 606.720 metros cúbicos por proyecto. Si se alcanza el 2% mencionado, o se perforan más de 800 pozos horizontales, o su longitud aumenta, el valor superará fácilmente 1 millón de metros cúbicos de sustancias químicas por proyecto, que tienen un elevado potencial de contaminación. Esta cantidad de químicos está concentrada en el agua de retorno (20 al 40% del agua del agua inyectada), con lo que éste volumen se aumenta a más de 15 millones de metros cúbicos de agua contaminada por proyecto.

La empresa Drummond presenta en su página web el listado y las fichas de seguridad de los aditivos utilizados para las actividades de estimulación en los pozos de Caporo Norte (Drummond, 2019a). Los productos químicos (Tabla 31) incluyen varios destilados de petróleo que son conocidos cancerígenos y mutagenéticos. A continuación la lista de productos, algunos de ellos sin número CAS y denominados como “propietarios” (secretos):

Ácido clorhídrico 33% H33: Nº CAS 7647-01-0. Porcentaje en peso 30 - 60%.

Agente Gelificante J580: Componente: Carbohydrate polymer derivative - Nº CAS: **Propietario** - Porcentaje en peso 60 - 100%.

Bactericida Antimicrobial 220

Glutaraldehído – Nº CAS: 111-30-8. Porcentaje en peso 10 - 14%.

Cloruro de dedecil dimetil amonio - Nº CAS: 7173-51-5. Porcentaje en peso 0,5 – 3,0%.

Cloruro de alquil dimetil bencil amonio - Nº CAS: 68424-325-2. Porcentaje en peso 0,5 - 3,0%.

Etanol - Nº CAS: 64-17-5. Porcentaje en peso 1,0 - 3,0%.

Surfactante MA-844W

Alcohol isopropílico - Nº CAS: 67-63-0. Porcentaje en peso 15 – 50%.

Terpenos cítricos - Nº CAS: 68647-72-3. Porcentaje en peso 20 – 60%.

Inhibidor de hinchamiento de arcillas - Cloruro de colina - Nº CAS: 67-48-81. Porcentaje en peso 70%.

Inhibidor de corrosión – A261

Aromatic Ketones - Nº CAS: **Propietario** - Porcentaje en peso: 60 - 100%.

Aliphatic alcohol polyglycol ether - Nº CAS: **Propietario** - Porcentaje en peso: 7 - 13%.

Aliphatic alcohol - Nº CAS: **Propietario** - Porcentaje en peso: 5 – 10%.

Prop-2-yn-1-ol - Nº CAS: 107-19-7 - Porcentaje en peso: 1 – 5%.

Aromatic hydrocarbon - Nº CAS: **Propietario** - Porcentaje en peso: 1 – 5%.

Formaldehyde - Nº CAS: **Propietario** - Porcentaje en peso: 1 – 5%.

Agente quelante L041 Tetrasodium ethylenediaminetetraacetate - Nº CAS: 64-02-8 - Porcentaje en peso: 60 – 100%.

Reporte de divulgación de composición Química

Cliente
Pozo
Campo
País
Tipo de reporte
Etapa Número
Fecha terminación de la etapa
Fecha de preparación del reporte

Drummond Ltd. CP 1715
La Loma, Caporo Colombia Post-Job

1 26-May-18

26-May-18

Nombre del fluido	Volumen (Gal)	Volumen (BBL)	Aditivo	Descripción	Concentración	Volumen	UOM
WF105	75,348.00	1,794.00	A261	Inhibidor de corrosión	0.008 Gal / 1000 Gal	1	Gal
			L041	Agente Quelante	0.160 Lb / 1000 Gal	20	Lb
			MA-844W	Surfactante	1.448 Gal / 1000 Gal	181	Gal
Agua aditivada	49,266.00	1,173.00	H033	Acido Clorhídrico	0.872 Gal / 1000 Gal	109	Gal
			J580	Polímero	3.079 Lb / 1000 Gal	385	Lb
			CC70	Estabilizador de arcillas	1.935 Gal / 1000 Gal	242	Gal
			Antimicrobial	Biocida	0.240 Gal / 1000 Gal	30	Gal
H010	420.00	10.00	S012-2040	Agente apuntalante	Varias concentraciones	27,403	Lb
			S012-3070	Agente apuntalante	Varias concentraciones	54,987	Lb
			S100	Agente apuntalante	Varias concentraciones	10,123	Lb

El volumen total listado en las tablas superiores, representa la suma de agua y aditivos.

Numero CAS	Nombre Químico	Fracción de Masa	Masa (LB)	Volumen (Gal)	Fracción de Volumen
-	Agua (Incluida agua de mezcla)	90.779533%	946,634.05	120,318.43	96.228571%
14808-60-7	Silice cristalino	8.871736%	92,513.00	4,269.17	3.414410%
67-48-1	Cloruro de colina	0.148966%	1,553.40	169.40	0.135483%
68647-72-3	Terpenos citricos	0.075505%	787.35	108.60	0.086856%
67-63-0	Alcohol isopropilico	0.045476%	474.22	72.40	0.057904%
9000-30-0	Goma guar	0.036920%	385.00	51.33	0.041055%
7647-01-0	Acido clorhidrico	0.033908%	353.59	35.97	0.028768%
111-30-8	Glutaraldehido	0.003556%	37.09	4.20	0.003359%
64-02-8	Tetrasodio etilendiamina teracetato	0.001726%	18.00	0.83	0.000664%
7173-51-5	Cloruro de didecil dimetil amonio	0.000705%	7.35	0.90	0.000720%
68424-85-1	Cloruro de alquil dimetil bencil amonio	0.000626%	6.53	0.90	0.000720%
64-17-5	Etanol	0.000584%	6.09	0.90	0.000720%
98-86-2	Acetofenona	0.000411%	4.29	0.50	0.000400%
68015-67-8	Polietoxilato de tridecil alcohol	0.000157%	1.64	0.20	0.000160%
67-56-1	Metanol	0.000063%	0.66	0.10	0.000080%
50-00-0	Formaldehido	0.000043%	0.45	0.05	0.000040%
107-19-7	Alcohol propargilico	0.000038%	0.40	0.05	0.000040%
64742-94-5	Nafta aromatica pesada	0.000035%	0.37	0.05	0.000040%
91-20-3	Naftaleno (impureza)	0.000009%	0.10	0.01	0.000008%
		100%	1,042,783.56	125,034.00	100%

Tabla 31. Formato de reporte de divulgación. Composición del fluido de fracturación hidráulica. Tomado de Drummond (2019a).

Riesgos para la salud humana y la biodiversidad:

Los compuestos químicos utilizados en el fracking y que generan riesgos en salud humana, salud en animales domésticos y de criadero, fauna y flora silvestres, y agricultura, fueron ya ampliamente mencionados en las respuestas anteriores. La contaminación del agua, el suelo y el aire también se genera por los químicos producidos de las rocas fracturadas, ya sea porque son liberados mecánicamente por el fracturamiento o porque son producidos por la reacción de la roca con el agua y los compuestos inyectados. Estos incluyen al menos arsénico, estroncio, hierro, magnesio, metano, etano, propano y elementos radioactivos como radón y radio (PSR, 2018).

En relación con la contaminación de acuíferos y aguas superficiales por compuestos químicos, el CHPNY & PSR (2019) han concluido:

"Evidencia sustancial muestra que las actividades de perforación y fracking, y las prácticas asociadas de eliminación de aguas residuales, amenazan inherentemente el agua subterránea y han contaminado las fuentes de agua potable. Rechazando las afirmaciones de la industria acerca de fracking sin riesgo, los estudios en todo Estados Unidos presentan evidencia irrefutable de que la contaminación del agua subterránea se produce como resultado de las actividades de fracking y que es más probable que ésta ocurra cerca de plataformas de pozos. Solo en Pennsylvania, el estado determinó que 343 pozos de agua potable privados, han sido contaminados o impactados como resultado de las operaciones de perforación y fracking durante un período de ocho años. Como determinó la Agencia de Estados Unidos para el Registro de Sustancias Tóxicas y Registro de Enfermedades (ATSDR, 2016), la contaminación química de algunos pozos de agua privados en Dimock, Pennsylvania planteó riesgos demostrables para la salud, lo que hace que el agua no sea apta para el consumo." (CHPNY & PSR, 2019, p. 68).

"Existe evidencia de casos y de vías de contaminación del agua, a pesar de que la investigación científica se ve obstaculizada por el secretismo de la industria y las exenciones regulatorias. La Ley de Política Energética de 2005 exime la fractura hidráulica de las disposiciones clave de la Ley de Agua Potable Segura. Como resultado, los químicos del fracking han sido protegidos del escrutinio público como "secretos comerciales". El sector del petróleo y gas es la única

industria de Estados Unidos autorizada a inyectar materiales peligrosos conocidos cerca, o directamente en los acuíferos subterráneos de agua potable. Al mismo tiempo, en la mayoría de los estados donde ocurre el fracking, el monitoreo de rutina de los acuíferos subterráneos cerca de las operaciones de perforación fracking no es requerido, ni las compañías están obligadas a revelar completamente la identidad de los productos químicos utilizados en el líquido de fracking, sus cantidades o su destino una vez inyectados bajo tierra" (CHPNY & PSR, 2019, p. 68).

"Los derrames y descargas intencionales de residuos de fracking en aguas superficiales han alterado profundamente la química y la ecología de las corrientes en cuencas hidrográficas enteras, aumentando aguas abajo los niveles de elementos radioactivos, metales pesados, inhibidores endocrinos, subproductos tóxicos de desinfección, acidez, y disminución de la biodiversidad acuática y las poblaciones de zooplancton y de especies de peces sensibles, como la trucha de arroyo (Grant et al, 2016). Estudios recientes que documentan cambios en la flora bacteriana en el agua subterránea después de las operaciones de perforación y fracking, representan un área emergente de preocupación." (CHPNY & PSR, 2019, p. 68).

Sobre la determinación de riesgos y medidas de mitigación cuando se desconocen las sustancias que se emplean:

No es posible determinar riesgos ni medidas de mitigación adecuadas si no se conoce la composición y la concentración de todos los compuestos químicos utilizados en el fluido de fracking. Mientras las compañías se protejan mediante la confidencialidad y los secretos industriales, será imposible comprender no solo la magnitud de los problemas de contaminación generados por la técnica de fracking, sino los ya generados durante décadas por la explotación convencional de hidrocarburos en Colombia.

Se requiere primero establecer un programa de vigilancia ambiental, que asegure el monitoreo representativo (técnica y estadísticamente) y la caracterización continua de los contaminantes producidos por la explotación convencional de hidrocarburos. Así mismo, desde la Salud Pública, es indispensable reconocer y estudiar el impacto de los químicos utilizados y que

entran en contacto con las personas, a través de la vigilancia médica de la población trabajadora y de la población general que habita en las zonas de exploración y explotación de yacimientos convencionales, que son las mismas zonas donde se pretende desarrollar el fracking. Los costos de estos estudios y del monitoreo permanente no debieran transferirse al estado colombiano y a sus ciudadanos, porque esa sería otra forma de subsidiar a las empresas de hidrocarburos. Los impactos nocivos en salud no sólo se limitan a la salud humana, sino que se extienden a plantas y animales de granja y a ecosistemas enteros en las zonas de fracking.

PREGUNTA 3.3: ¿Cómo se determina y evalúa el balance entre la demanda de agua de la población local para los diversos usos y el consumo para la técnica del fracking?; ¿cuál es el impacto de este consumo para el mantenimiento de los caudales hídricos y, en general, para los ecosistemas?

RESPUESTA 3.3:

El solo hecho de utilizar hasta 60.000 metros cúbicos de agua por cada pozo horizontal en el proceso de fracking, y que la densidad de pozos horizontales puede ser muy elevada (6 a 32 pozos horizontales por cada pozo vertical y hasta 6 pozos verticales por plataforma), hace que sea inevitable la competencia por el uso del agua con la población local. En mil pozos horizontales se utilizarían hasta 60 millones de metros cúbicos de agua, de los cuales solamente retornaría a superficie entre el 20% y el 40% como aguas residuales. Se ha demostrado que como resultado del fracking se disminuye el nivel de los acuíferos y el flujo de los caudales superficiales, afectando a los ecosistemas en general, incluyendo las comunidades, agricultura, ganadería, la flora y la fauna silvestre, y la recreación. Adicionalmente, al contaminar el agua de acuíferos y aguas superficiales se interrumpe por completo el acceso al agua potable.

De acuerdo con las conclusiones de CHPNY & PSR (2019, p. 18):

"El fluido de fracturación consiste en millones de galones de agua dulce a los que se agrega una secuencia de productos químicos que incluyen biocidas, lubricantes, agentes gelificantes, anti-aglutinantes y anti-corrosivos. Parte del agua utilizada para fracturar pozos permanece atrapada dentro de la zona fracturada y, como tal, se elimina permanentemente del ciclo hidrológico. El resto viaja de regreso a la superficie. Este fluido de retorno no solo contiene los aditivos químicos originales, muchos de los cuales son sustancias tóxicas, sino que también contiene sustancias nocivas transportadas desde la zona de shale, que a menudo incluyen salmuera, metales pesados y elementos radioactivos. Una vez en producción, un pozo fracturado continúa generando líquido durante toda su vida útil. Esta agua producida, que contiene muchas de las mismas sustancias tóxicas que el fluido de retorno, es un segundo componente del desperdicio de fracking y también requiere contención y eliminación."

En el capítulo “Hydraulic Fracturing and Your Health: Water Contamination” de PSR (2018) se indica:

“Consumo masivo de agua: Las operaciones de fracking consumen y contaminan enormes cantidades de agua. Para fracturar un solo pozo, las empresas de gas natural pueden usar entre 1.5 y 16.0 millones de galones de agua (U.S. Geological Survey, 2018). Tal uso intensivo de agua coloca el proceso de fracking en competencia con otros consumidores de agua, incluidos los hogares, agricultura, industria y recreación. El 31% al 40% por ciento del fracking ocurre en áreas experimentando o al borde de experimentar estrés hídrico (Rosa et al 2018).”

“Contaminación masiva de agua: El proceso de fracking combina grandes cantidades de agua limpia con una variedad de productos químicos, algunos de los cuales son cancerígenos, inhibidores endocrinos, o tóxicos de otras maneras. El resultado: Contaminación de grandes cantidades de agua. Sólo una fracción de los líquidos inyectados de fracking (se estima que el 20 - 40 por ciento) se devuelve hasta la superficie, donde se clasifica como aguas residuales Layman (2017). Se estima que las operaciones de fracking en los Estados Unidos producen más de dos mil millones de galones de aguas residuales al día (Jackson et al, 2014). La EPA clasifica estas aguas residuales como "desechos especiales" y como tal están exentos de las regulaciones federales de residuos peligrosos bajo la Ley de Conservación y Recuperación de Recursos (RCRA). Solo se dispone de información parcial sobre los productos químicos usados en el fracking. Las empresas pueden declinar identificar los químicos que usan, citando información comercial confidencial ("secretos comerciales"). Algunos no pueden identificar los productos químicos porque los reciben como cóctel químico premezclado.”

“Contaminación de Acuíferos: La tubería de perforación a menudo pasa a través de acuíferos poco profundos. Si los revestimientos de los pozos se rompen, los productos químicos del fracking pueden contaminar el acuífero, que puede ser la única fuente de abastecimiento de agua de pozos locales. Como resultado, los residentes cercanos pueden estar expuestos a productos químicos nocivos mientras beben agua, cocinan, se bañan, etc. Más de 15 millones de hogares estadounidenses dependen regularmente de agua de pozo (Centers for Disease Control and Prevention, 2018). En un estudio realizado en el noreste de Pennsylvania, se detectó metano en el 82% de muestras de agua potable. Casas a menos de un kilómetro de los pozos de

gas natural exhibieron concentraciones promedio seis veces más altas que las ubicadas más lejos. También se encontraron etano y propano en concentraciones más altas cerca de los pozos de fracking (Jackson et al, 2013).”

“Contaminación de Superficie: Cuando los residuos de fracking retornan a la superficie, pueden amenazar a trabajadores, residentes locales y animales, así como posiblemente contaminar las aguas superficiales locales y las aguas subterráneas poco profundas. La exposición puede surgir de derrames, fugas, y vertimientos no intencionales, así como intencionales. Algunos estados aún permiten el uso de aguas residuales no tratadas para ser rociadas en carreteras para descongelarlas o para control de polvo, e incluso para ser utilizadas para riego agrícola. El establecimiento de estanques, donde aguas residuales de fracking permanecen hasta su eliminación, son otra fuente potencial de exposición. Estos estanques al aire libre pueden estar ubicados cerca de hogares y sitios agrícolas, poniendo niños, mascotas y animales de granja en riesgo particular. Los animales de granja que beben agua contaminada con fluidos de fracking pueden traer productos químicos no identificados a la cadena alimentaria humana a través de la venta de su carne y leche.”

El reciclaje del agua para disminuir los efectos de contaminación y para disminuir el conflicto por el uso del agua, también ha sido considerado. Sin embargo, sólo una parte del agua usada en el fracking (20% a 40%) retorna a la superficie; el resto queda permanentemente atrapado en las rocas fracturadas. Adicionalmente, el problema de contaminación persiste con el transcurrir del tiempo, debido a la pérdida de integridad del cemento y la tubería de revestimiento de los pozos. Debido a esto, se contaminan acuíferos y grandes volúmenes de agua superficial esenciales para los ecosistemas y para la población humana. Entonces el problema no reside solamente en el excesivo uso de agua, sino en la contaminación de las fuentes de agua. La inyección de aguas de retorno en rocas porosas (algunas de las cuáles son acuíferos) también genera serios problemas de contaminación.

La demanda mundial de agua y energía aumentará en las próximas décadas a medida que la población crezca y las economías de los países de ingresos bajos continúen en progreso. El uso eficiente del agua, a través de la conservación, la reutilización y el reciclaje, cuando sea posible, es un tema clave en el desarrollo continuo para la implementación de tecnologías de fracking.

Solo si se mejora la eficiencia del uso del agua en la extracción de recursos de petróleo y se encuentran formas de reutilizar el agua es posible satisfacer las necesidades tanto de energía como de agua de las generaciones futuras (Gallegos et al, 2015 a, b).

La demanda de la población se calcula según el Reglamento de Acueducto y Saneamiento, establecido en la Resolución 0330 de 2017 del Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio – Reglamento Técnico para el Sector de Agua Potable y Saneamiento Básico – RAS (2017, Titulo 2, artículo 43). Este establece que la dotación neta máxima de agua (Dn) para zonas menores a 1.000 m.s.n.m. es de 140 L/hab.día, por lo tanto para determinar la demanda o dotación bruta (Db) se propone la ecuación Db=Dn/(1-%p), siendo (%p) el porcentaje de pérdidas técnicas en la tubería. Se requiere entonces para el cálculo de la demanda en litros/segundo, de la estimación de la población y del porcentaje de pérdidas, la primera variable puede ser una cifra proyectada, para lo cual es factible emplear modelos de proyección o los datos reportado por el DANE y para la segunda no pueden superar el 25% y depende de las características de la red de acueducto de cada región. Esta estimación realmente debe ser revisada y contrastada con la oferta hídrica real de las regiones, la cual se puede evaluar consultando los POMCAs, que son las herramientas de planificación del territorio que presentan este tipo análisis. Los ríos que requieren análisis de los POMCAs en la zona de Magdalena Medio con jurisdicción de la Corporación Autónoma de Santander CAS corresponden a los ríos Sogamoso, Opón, Fonce, Carare, Lebrija, Bajo Chicamocha, afluentes al Lebrija y afluentes directos a Magdalena Medio. Los ríos en jurisdicción de la Corporación Autónoma Regional del Cesar, CORPOCESAR, son 19 según el IDEAM, pero sólo se encuentran en proceso de formulación del POMCA el río Calenturitas, Bajo Cesar, Ciénaga de Zapatosa y Guatapurí. Dentro del PAI se incluyeron los ríos Manaure, Magiriamo y Casacará. Todo esto muestra que aún no se cuenta en el país con una línea base de demanda y dotación de agua para gran parte de las regiones donde se proyecta la aplicación de la técnica del fracking.

El requerimiento de agua por pozo en yacimientos no convencionales se reporta muy variable en la literatura (Bacchetta, 2013; Chen & Carter, 2016; Scanlon et al, 2014; Horner et al, 2016; Arciniega et al, 2017; Galdeano et al, 2017; Butkovskyi et al, 2017; Walker et al, 2017), ya que depende de variables físicas como la geología, el uso del suelo y la topografía, además de la

técnica de fracturamiento propia de cada empresa y la distancia horizontal perforada. En general se considera un consumo promedio de 30.000 m³ por pozo, llegando a alcanzar hasta 60.000 m³ por cada pozo horizontal. En un solo campo de fracking se perforan pocos pozos verticales, pero éstos se conectan a cientos de pozos horizontales. Para disminuir la competencia por el uso del agua, se recomendaría utilizar aguas subterráneas profundas (a más de 1 kilómetro de profundidad), de acuíferos salobres o ya contaminados con hidrocarburos, que definitivamente no puedan ser tratados para consumo humano o agrícola. Aun así, persistiría el problema de tratar y desechar las aguas residuales de fracking.

Una estimación preliminar de la demanda de la zona del Magdalena Medio, indicó que para una población aproximada de 830.000 habitantes (Picón & Ardina, 2013), con un porcentaje de pérdidas de 25%, se requieren aproximadamente 155.000 m³ de agua por día (57 millones m³/año) en la región, cuya área de influencia se estima en 34.610 km². Para esto se requeriría de una lluvia anual media de aproximadamente 2 mm por día (730 mm/año), lo cual sería ampliamente superado por la oferta para la región según el ENA 2018. Es decir, no habría problemas con la cantidad de agua disponible en la región para consumo humano. Sin embargo, como se requiere agua no sólo para este consumo, sino para el mantenimiento de los ecosistemas, de los cultivos y de las otras actividades económicas en la región, se espera que existan conflictos por el uso del agua, especialmente durante los años o los meses secos (febrero y agosto). Para ponerlo en perspectiva, el consumo de 1.000 pozos horizontales en un solo campo de fracking (60 millones de m³ de agua) es el mismo que el de la población en un año.

Con relación al caudal ecológico requerido, es importante tener en cuenta que el fracking generalmente demanda gran volumen de agua en poco tiempo, lo que podría generar estrés hídrico para los organismos acuáticos en las corrientes naturales. Una estimación del estrés hídrico potencial se realiza utilizando los volúmenes permitidos de extracción de agua y las extracciones de agua reales en comparación con los flujos mensuales medios, bajos y altos. Según Entrekin et al (2018), el riesgo de estrés biológico se consideró en el 10% al 20% en Arkansas (Estados Unidos) donde el agua se obtiene de pequeños arroyos que fluyen libremente. Los volúmenes de bombeo permitidos en 12 h excedieron el flujo medio de la corriente en el 50% de los sitios de extracción en junio, cuando los flujos son bajos.

Si el agua producida es reciclada (el 20% al 40% que retorna), se disminuiría parcialmente el estrés para el agua potable y para las especies de interés de conservación. Se destaca que se requieren datos públicos y precisos de extracción y flujo de agua para evaluar y mitigar el estrés hídrico en las corrientes que experimentan extracciones de gran volumen de agua. Cuando se toman aguas de corrientes naturales se deben tener en cuenta los aspectos hidrológicos y de calidad de agua para determinar los caudales ambientales mínimos.

Zonas Hidrográficas:

Las cuencas del país han sido zonificadas y codificadas para facilitar la planificación, el ordenamiento ambiental del territorio, la gestión integral del recurso hídrico, la elaboración de estudios y análisis, y la codificación de la red de estaciones hidrometeorológicas (IDEAM, 2013a). En esta zonificación las grandes vertientes corresponden con las áreas hidrográficas Magdalena – Cauca, Catatumbo, Orinoco, Amazonas, Caribe y Pacífico. Se encuentran en menor jerarquía las zonas hidrográficas, que son afluentes que desembocan en los ríos principales. Las subzonas hidrográficas tributan sus aguas en cauces de segundo orden (IDEAM, 2013a).

La delimitación de los bloques de YNC abarca principalmente la parte alta y media del cauce del río Magdalena y sus tributarios, la parte alta del río Catatumbo y el río Cesar (Figura 41, Tabla 32). Las subzonas con un área mayor a 45% en estos bloques son los ríos Pamplonita (Norte de Santander) y Prado (Tolima), y cauces directos al Magdalena entre los ríos Guarinó y La Miel (Caldas) y medio Cesar (Cesar). Las que cuentan entre 20% - 27% son río Ranchería (Guajira), río Zulia (Norte de Santander), río Opía (Tolima), río Seco y otros directos al Magdalena (Cundinamarca), río Lagunilla y otros directos al Magdalena (Tolima) y Alto Cesar (Cesar y La Guajira).

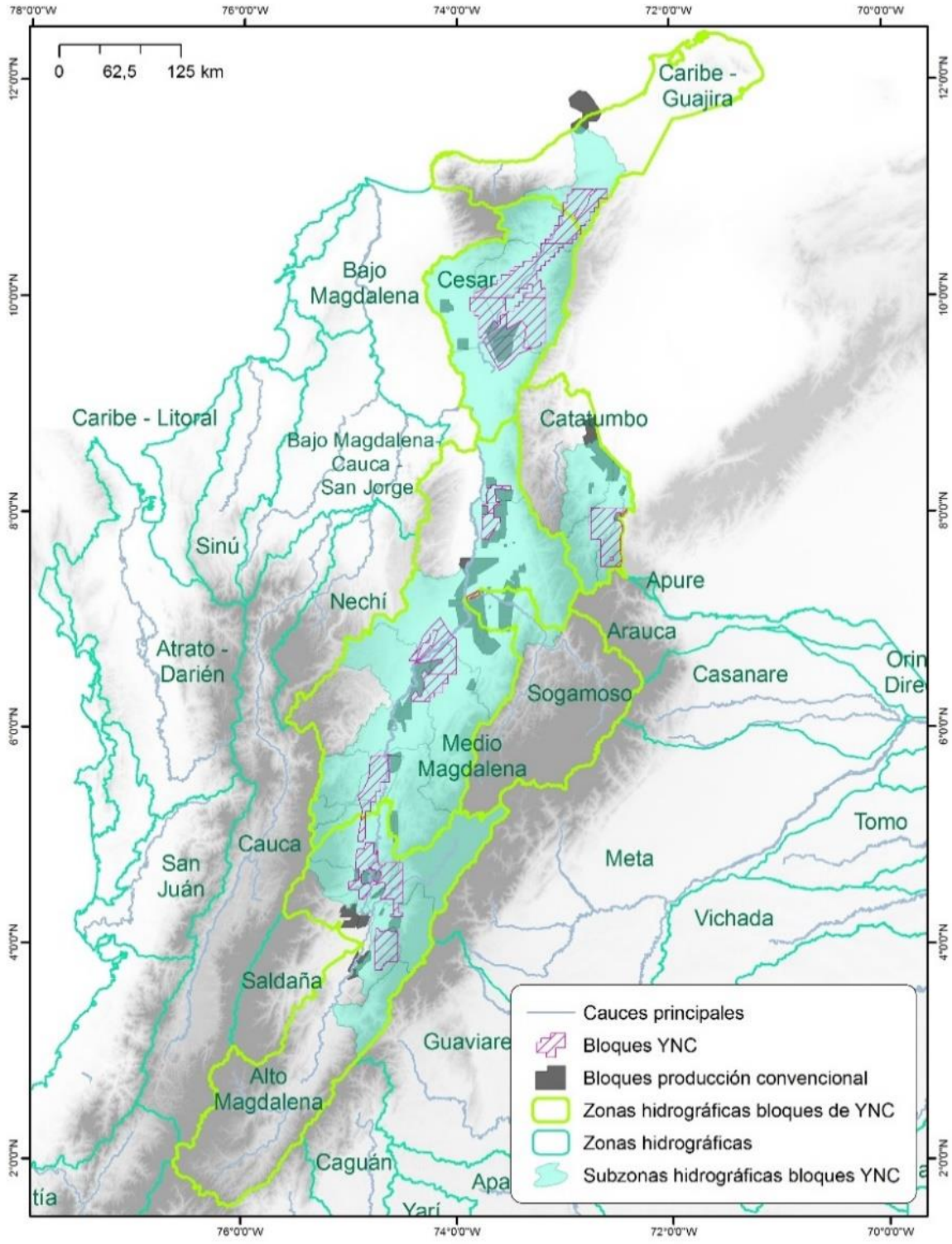


Figura 41. Bloques de YNC y zonas hidrográficas. Elaborado en el OCA (2019) a partir del mapa de tierras (ANH, 2019), zonificación hidrográfica (IDEAM, 2013 a) y ríos principales cartografía base Colombia (IGAC, 2019).

Área	Zona Hidrográfica	Ríos Subzona Hidrográfica	% Área	Áreas Urbanas
Caribe	Caribe - Guajira	Ranchería	21,10	3 CM, 12 OA, 6 RI
	Catatumbo	Pamplonita	52,02	1 CD, 6 CM, 4 OA
		Zulia	23,48	1 CD, 4 CM, 3 OA
		Nuevo Presidente - Tres Bocas	0,07	
Magdalena Cauca	Magdalena Alto	Cabrera	0,02	
		Prado	45,84	2 CM, 3 OA
		Sumapaz	4,57	
		Bogotá	8,64	4 CM, 2 OA
		Opía	26,75	
		Seco	26,45	
		Totaré	8,42	1 CM
		Lagunilla	21,61	4 CM, 1 OA
	Magdalena Medio	Gualí	11,11	1 CM
		Guarinó	5,04	
		Directos al Magdalena entre ríos Seco y Negro	9,46	
		Directos al Magdalena entre Guarinó y La Miel	72,18	
		Río La Miel (Samaná)	4,96	1 OA
		Río Negro	0,08	1 OA
		Directos al Magdalena entre La Miel y Nare	0,46	
		San Bartolo	1,53	
		Directos al Magdalena entre Negro y Carare	11,83	
		Carare (Minero)	13,49	1 CM, 1 OA
		Opón	3,17	1 OA
		Cimitarra y otros directos al Magdalena	11,86	1 ZRC, 1 TCN
		Lebrija y otros directos al Magdalena	4,80	3 OA
		Quebrada El Carmen	6,89	1 OA
	Sogamoso	Sogamoso	0,73	
	Cesar	Alto Cesar	23,91	5 CM, 6 OA
		Medio Cesar	48,06	4 CM, 6 OA, 4 RI
		Ariguaní	11,39	1 CM
		Bajo Cesar	15,68	2 CM, 5 OA

Tabla 32. Subzonas hidrográficas y porcentaje de área asociada en bloques de YNC. Elaboración con base en el mapa de tierras (ANH, 2019) y la zonificación hidrográfica para Colombia (IDEAM, 2013 a). CD: Capital departamental; CM: Cabecera municipal; OA: Otras áreas (corregimientos, inspecciones de policía, caseríos); RI: Resguardos Indígenas; ZRC: Zona de Reserva Campesina; TCN: Territorio Comunidades Negras.

Zona Hidrográfica Caribe – Guajira:

En la zona hidrográfica Caribe – Guajira (Figura 42), el bloque de exploración CR 2 de la Drummond abarca el 21,1% de la subzona hidrográfica del río Ranchería, sobre los valles, colinas y planicies de los municipios de Distracción, Fonseca, Barrancas y San Juan del Cesar, aguas abajo de la represa El Cercado. Pasa de un terreno plano a otro ligeramente escarpado hacia las estribaciones de la Serranía del Perijá y la Sierra Nevada de Santa Marta, con alturas entre 89 a 1.821msnm. Comprende una parte del cauce del río Ranchería, principal cuerpo de agua de La Guajira, el 19,5% de los jagüeyes cartografiados en la cuenca, los ríos Palomino, Mapurito, Capuchino y Cañaverales, que nacen en el Distrito Regional de Manejo Integrado (DRMI) Serranía del Perijá, el cual cuenta también con una parte de su área dentro del bloque. Se encuentran arroyos estacionales como el Guatapurí, Marimonda, Platanal, La Yaya, La Quebrada, el Zahíno, Manantial, Cañaverales y la Reserva Forestal Protectora Regional Manantial de Cañaverales.

De acuerdo con el Estudio Nacional del Agua de 2018 (IDEAM, 2019), la subzona del río Ranchería se encuentra entre las de más baja escorrentía superficial promedio en el país, con 219 mm/año, debido a sus condiciones hidroclimáticas deficitarias de agua. Asimismo, ha sido identificada con un alto potencial de recarga de agua subterránea, ubicada sobre la provincia hidrogeológica Cesar – Ranchería. De los acuíferos en los que se ha adelantado algún tipo de estudio, el ENA identifica para la zona el sistema Ranchería con una superficie que abarca 7 municipios, 391 pozos, 214 aljibes y 9 manantiales inventariados (sin especificar su ubicación), compuesto por los acuíferos Oca – Fonseca y Eoceno, y cuyas zonas de recarga son las áreas altas del piedemonte, de afloramiento e infiltración de corrientes perennes (río Ranchería) e intermitentes, y aportes laterales desde las vertientes de la sierra y la serranía, dinámica que refleja la interrelación entre los sistemas superficiales y subsuperficiales de agua, áreas sobre las cuales se proyecta la exploración de YNC.

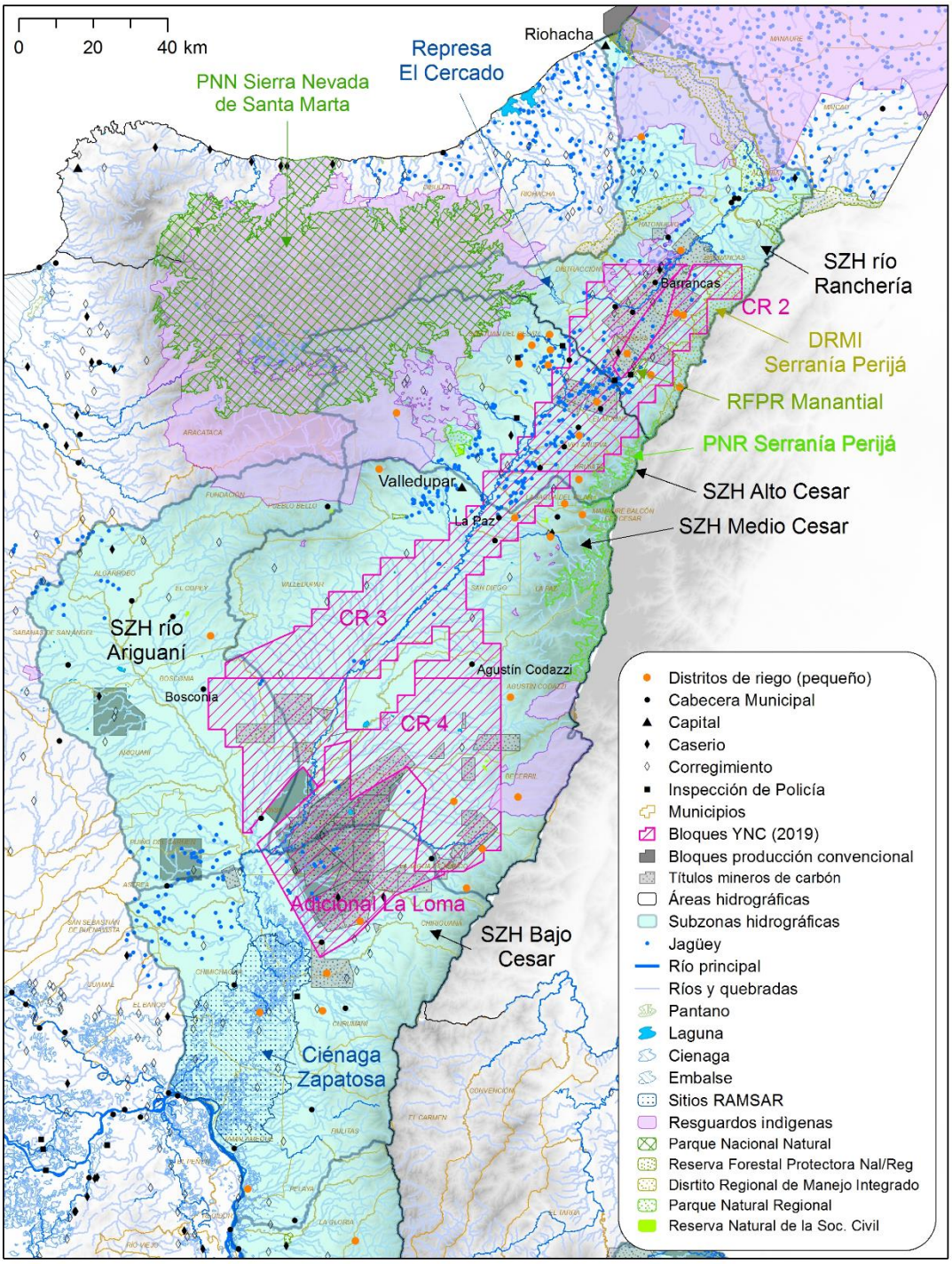


Figura 42. Zonas hidrográficas Caribe - Guajira y Cesar. Elaborado en el OCA (2019) a partir del Mapa de Tierras (ANH, 2019), zonificación hidrográfica (IDEAM, 2013 a), ríos principales cartografía base Colombia (IGAC, 2019), distritos de riego (SIPRA), RUNAP (SIAC).

Para el sistema de acuíferos se estima una recarga de 100 mm/año. No se cuenta con información reportada de sus reservas y mapa de flujo, y se le calcula una demanda de 2,87 millones m3/año. Los acuíferos Oca y Fonseca son de tipo libre discontinuo de extensión semiregional a regional, con espesores de hasta 80 m. Otros acuíferos tienen espesores variables de hasta 166 m en la formación Cerrejón y de 246 m en la denominada Cretácico Hato Nuevo – Barrancas. El agua captada en orden de importancia es para uso doméstico, pecuario, actividades hoteleras, hospitalarias, agrícolas e industriales.

Del inventario preliminar de puntos de agua subterránea se reportan para Corpoguajira (a partir de estudios de 2007, 2011 y 2016) 1.148 pozos, 1.170 aljibes, 4 manantiales y 309 galerías filtrantes para un total de 2.631 puntos. De estos 9,8% son productivos, 6,1% están abandonados, 0,1% inactivos y 84% sin información. Corpoguajira es la cuarta autoridad ambiental con el mayor número de pozos reportados en el país, la novena con aljibes y la segunda con galerías filtrantes. De estos no es posible identificar los correspondientes a la subzona del Ranchería, pero se evidencia la importancia del agua subterránea para los diferentes usos, primando el consumo humano.

Las cabeceras municipales de los municipios de Barrancas, Distracción y Fonseca son consideradas susceptibles al desabastecimiento en época seca, con alto potencial de uso de agua subterránea, siendo la principal causa la deficiencia de infraestructura y el déficit de caudales en Distracción, abastecidas por el río Ranchería, contando en Fonseca con pozo de agua subterránea adicionalmente. En condiciones promedio se estima un índice de uso de agua moderado y en condiciones secas crítico, en el que la presión de la demanda estimada supera la oferta hídrica disponible, esto sin tener en cuenta condiciones de calidad del agua, por lo que las posibilidades de crecimiento poblacional y de desarrollo de actividades presenta limitaciones.

Respecto a la demanda, el mayor uso se estima para la agricultura, en un rango de 50 a 100 millones de m^3/año, mientras que para uso pecuario, doméstico y minería se calculan de 10 a 20 millones de m^3/año (Tabla 33). En estas demandas se encuentran en igual rango usos prioritarios del agua definidos en el Decreto 1541 de 1078 (consumo humano y aprovechamientos comunitarios) con usos menos prioritarios como los privados. Del total nacional, la cuenca del río Ranchería ocupa el séptimo lugar en la demanda de agua para

minería, con un 3% del consumo del sector. Por último, en la evaluación integral, la cuenca tiene asignada una calificación alta en términos de la prioridad de las acciones para la gestión integral del agua, requiriendo la articulación de instrumentos, actores, instancias de participación y usos prioritarios dadas las condiciones deficitarias.

Adicionalmente, en el área de los bloques con contrato de exploración se superponen los títulos de carbón de la Best Coal Company en San Juan del Cesar y Fonseca, y de Carbones del Cerrejón en Fonseca, Distracción y Barrancas.

Zona Hidrográfica Cesar:

El bloque de exploración CR2 de la Drummond Energy parte desde la zona carbonífera del río Ranchería, continúa por la subzona hidrográfica del alto Cesar, uniéndose con los bloques CR3, CR4 y Adicional La Loma, por las subzonas hidrográficas los cursos bajo y medio del río Cesar y la del río Ariguaní, terminando en el bloque de producción con técnicas convencionales de esta empresa. La zona hidrográfica del río Cesar (Figura 42) es la que mayor proporción tiene con contratos de exploración de YNC, sobre el piedemonte, las colinas y las llanuras aluviales del río Cesar y de la baja Guajira, entre 1 y 2.224 msnm. En su área se ubica el eje del río Cesar casi en su totalidad, y aguas abajo, contiguo al bloque, se encuentra el complejo RAMSAR de la ciénaga de Zapatosa, que comprende también las Ciénagas de Guarumal, San Sebastián, El Cortocito, El Letrero, Pajaral, El Jobal, La Cebita, El Cucharo, Cantagallar, Caña Fístola, Boca de Doncela, Inésica, El Faro, Carmona, Biagual, San Marcos, entre otras, con un total de 194 espejos de agua cartografiados.

Este complejo de ciénagas constituye el humedal más grande del país, incluido en la lista de humedales RAMSAR en 2018 (Decreto 1190) por la importancia que reviste en términos ecológicos, botánicos, zoológicos, limnológicos e hidrológicos, además de los socioculturales y económicos. De acuerdo con el Decreto:

El río Cesar y el Magdalena son la vida de la ciénaga de Zapatosa y humedales asociados. Otros tributarios incluyen los ríos Mula, Anime, Grande, Animito y Rodeo Hondo, y los caños Largo, Blanca Pía, Jobito, Las Vegas, Platanal, Mochila San Pedro, Viejo y Tamalacué, y quebradas

Quiebradientes, La Floresta y Alfaro […]. Este complejo se encuentra asociado a distintos hábitats que se han acondicionado a la dinámica estacional y dependen del humedal de forma directa […] (igual que) un gran número de especies de invertebrados, peces, anfibios, reptiles y mamíferos […].

Son 17 las especies de plantas registradas con algún nivel de riesgo y sobre las cuales debe darse prioridad de conservación […]. El complejo cuenta con la mayor diversidad de mamíferos, cerca de 30 especies, reportando dos nuevas de murciélagos para la ciencia […]. La ausencia del chigüiro es un dato preocupante, ya que cumple un papel funcional para hábitats cenagosos […]. El complejo alberga gran diversidad de aves que poseen una dieta compuesta por peces de mediano y gran tamaño, registrando 202 especies, entre estas cinco de interés por su restringido grado de distribución (endémicas, casi endémicas, grado de amenaza de extinción) […]. Se encontraron 40 especies de reptiles y 45 de peces, de estos últimos dos se encuentran en peligro crítico regional y una amenazada.

Además del río Cesar y la confluencia del río Ariguaní, por el área del bloque fluyen varios de los caños, ríos y arroyos que tributan en la ciénaga – las Ánimas, Las Mulas, Las Animitas, Platanal, Jobito, El Tupe, La Ceiba, San Antonio, Guasimal, Tronadero, entre otros. La gran cuenca del Cesar constituye un elemento fundamental de la depresión Momposina y su complejo de humedales, uniéndose con el Magdalena en la Ciénaga de Zapatosa, con influencia de la Sierra Nevada de Santa Marta – SNSM, la Serranía del Perijá (en esta parte con declaratoria de Parque Natural Regional - PNR) y los resguardos Arhuaco, Kankijamo y Kogui-Malayo-Arhuaco, por lo que la proyección de exploración y posible explotación por YNC reviste importancia regional.

Al igual que en la cuenca del río Ranchería, en el área del bloque se concentran los núcleos poblacionales de la baja Guajira y del alto y bajo Cesar. Sobre el eje del río hay puntos de captación de distritos de riego de pequeña escala y jagüeyes, que son un indicativo de la importancia del agua para el desarrollo de actividades en uno de los enclaves más secos del país. En el ENA 2018 la subzona hidrográfica del río Ariguaní, afluente del Cesar, se encuentra entre las de más bajos valores de escorrentía promedio del territorio nacional, con 198 mm/año,

junto con las del alto y medio Cesar, mejorando las condiciones de humedad en la parte baja, por el complejo de Zapatosa.

De los 183 jagüeyes cartografiados en la subzona hidrográfica del alto Cesar, en el área del bloque se ubican el 62,3% (114), en los municipios de San Juan del Cesar, El Molino, Villanueva, Urumita, La Jagua del Pilar (La Guajira) y La Paz (en Cesar), los restantes se ubican a menos de 12 km. Igualmente, comprende los distritos de riego de pequeña escala de la baja Guajira que no están sobre la cuenca del rio Ranchería, especialmente en El Molino y Villanueva con 220 usuarios (reunidos en dos distritos), además de sus fuentes de abastecimiento: los ríos Los Quemados, Molino y Manantial. En San Juan del Cesar los seis (6) distritos registrados definen distancias de referencia de 2 a 15 km del bloque, siendo necesario corroborar los polígonos de su área de influencia, abasteciendo 208 usuarios, mientras que el de Urumita se ubica a menos de 3km con 62 usuarios. Las fuentes de abastecimiento de estos distritos son derivaciones del río Cesar, el caño Zambrano, arroyo Marocazo, el río Marquezote y pozos de los no se especifica profundidad y ubicación.

En la subzona del alto Cesar, en inmediaciones del bloque, se ubican: a) las cabeceras municipales de El Molino, Villanueva, San Juan del Cesar (42,1%), Urumita y La Jagua del Pilar (La Guajira); y b) el corregimiento Los Pondones (San Juan del Cesar). Bajando hacia la parte media del río, los núcleos poblacionales de la baja Guajira se unen con los del departamento del Cesar, encontrando el límite de la ciudad de Valledupar a menos de 3km del bloque y en sus inmediaciones a los corregimientos de Guacochito y Guacoche (Valledupar), las cabeceras municipales de La Paz y San Diego, y un (1) distrito de riego de pequeña escala en La Paz con 14 usuarios que se abastecen del río Pereira.

En la subzona del medio Cesar, que es la más extensa, la población se encuentra más dispersa. En inmediaciones del bloque se ubican: a) las cabeceras municipales de Becerril, Agustín Codazzi y La Jagua de Ibirico (transición a su parte baja); b) los corregimientos Los Venados, Aguas Blancas, Mariangola (14,05%) (Valledupar), Casacará (Agustín Codazzi), Nuevas Flores (San Diego); c) los resguardos indígenas Menkue – Misaya y La Pista (Agustín Codazzi), Campo Alegre y Socorpa (Becerril); y d) dos distritos de riego de pequeña escala con 68 usuarios (Becerril y la Jagua de Ibirico). Además, en sus inmediaciones se localizan cuerpos

lagunares, 15 de 18 cartografiados en esta parte de la cuenca (83,3%) y en la parte alta 2 de 32 (6%).

Ya en la parte baja se encuentran: a) la cabecera municipal de Chiriguaná; b) los corregimientos de Potrerillo y La Loma (El Paso), La Sierra (19%) (Chiriguaná); c) los caseríos La Aurora y Arenas Blancas (Chiriguaná); d) un (1) distrito de riego con 16 usuarios (Chiriguaná); e) 21% de los jagüeyes de la subzona del bajo Cesar. En esta parte, superpuesto con el bloque de YNC se encuentra el de convencionales de explotación y los títulos mineros de carbón de la Drummond Energy y contiguos a este la cabecera municipal de Bosconia y los corregimientos Valencia de Jesús (Valledupar) y Rincón Hondo (Chiriguaná). Al igual que en la cuenca del río Ranchería, se desconocen las sinergias que pueden provocar estas actividades extractivas. En la Tabla 33 se presenta el consumo sectorial calculado para cada subzona.

SZH	Demanda de agua por sector
Río Ranchería	Primer uso para agricultura de 50 a 100 millones de m^3/año, seguido de minería, pecuario y uso doméstico con 10 a 20 millones de m^3/año, servicios y piscicultura de 2 a 5 e industria menor a 2 millones de m^3/año.
Alto Cesar	Primer uso para agricultura, mayor a 200 millones de m^3/año, seguido de pecuario con 10 a 20 millones de m^3/año, doméstico de 5 a 10 millones de m^3/año, piscicultura de 2 a 5 millones y servicios menos de 2.
Medio Cesar	Primer uso agricultura, mayor a 200 millones de m^3/año, seguido de minería con 100 a 200 millones de m^3/año, pecuario y doméstica de 20 a 50 millones de m^3/año, servicios e industria con 2 a 5 millones y piscicultura menor a 2.
Bajo Cesar	Primer uso minería con 100 a 200 millones de m^3/año, seguida de agricultura con 50 a 100 millones de m^3/año, pecuario de 20 a 50 millones de m^3/año, doméstica de10 a 20 millones, servicios, industria y piscicultura menor a 2.
Río Ariguaní	Primer uso agricultura, mayor a 200 millones de m^3/año, seguido de doméstico y pecuario con 20 a 50 millones de m^3/año, piscicultura y servicios de 2 a 5 millones.

Tabla 33. Demanda de agua en las subzonas de los ríos Ranchería, Cesar y Ariguaní, expresada en millones de metros cúbicos por año. Elaboración a partir del mapa de demanda de agua sectorial – ENA 2018 (IDEAM, 2019).

De acuerdo con el ENA 2018, la subzona del medio Cesar se encuentra entre las 20 cuencas con mayor demanda de agua. En agricultura es la cuarta cuenca con mayor consumo calculado, alrededor de 2,8% del total para el sector. En uso pecuario un poco más del 1% (puesto 16), consumo doméstico alrededor de 1,7% (puesto 12) y en minería ocupa el primer lugar con

18,7%, seguida de la del bajo Cesar en tercer lugar con 6,89%. La del río Ariguaní presenta también altos requerimientos en agricultura, ubicándose en el puesto 16 con 1,8%. La agricultura y el uso pecuario son los más demandantes, a excepción del bajo Cesar en el que prevalece la minería.

Se observa con preocupación que once de las doce cabeceras municipales ubicadas sobre los bloques son consideradas susceptibles al desabastecimiento por reducción de caudales y disminución de la precipitación. El Paso y Chiriguaná se abastecen de pozos (no se especifica profundidad ni ubicación) y El Molino, La Jagua del Pilar, San Juan del Cesar, Villanueva, Agustín Codazzi, Becerril, La Paz, San Diego y La Jagua de Ibirico captan el agua de ríos y quebradas que confluyen en el río Cesar: Cargabarro, Migiriaimo, La Jagua, Marquezote, Cesar, Socomba, Chiriaimo, Sororia y Villanueva. A estos municipios se les estima un alto potencial de uso de aguas subterráneas y en Villanueva potencial medio. Si bien Urumita no se reporta en el ENA como una cabecera susceptible al desabastecimiento, en su PDM 2016 - 2019 (Alcaldía de Urumita, 2016) registra la subutilización de la planta de tratamiento por la disminución notoria de caudales en la captación del sistema de acueducto municipal, siendo necesario buscar otras fuentes subterráneas y superficiales, problemática intensificada en época seca.

En el ENA 2018 la demanda estimada presiona la disponibilidad de agua en rangos moderado para el alto y bajo Cesar y alto para el medio Cesar y el río Ariguaní, en condiciones promedio, mientras que en un año seco típico (sin ser fase El Niño) esta situación se agudiza y llega a estar en un rango alto para el bajo Cesar, muy alto para el alto Cesar y crítico para el medio Cesar y el río Ariguaní, indicando las limitaciones para el desarrollo de actividades y el crecimiento en éstas cuencas por disponibilidad de agua. Las cuatro subzonas tienen asignada una posición de alta prioridad de acciones para gestión integral del agua, al igual que la cuenca del río Ranchería.

En el ENA 2018 se identifican 1117 pozos para la jurisdicción de Corpocesar (según reporte de la Autoridad Ambiental de 2014), 3658 aljibes, 78 manantiales, 1 galería filtrante y 2 sin información para un total de 5.846 puntos. De éstos 60,6% productivos, 11,7% en reserva, 7,1% abandonados 0,6% inactivos y 20% sin información. No se registra actualización de datos sobre

el sistema de acuíferos. Corpocesar es la quinta autoridad del país con mayor número de pozos registrados, después de Corpoguajira, y la tercera en aljibes, indicativo de la relevancia de la interfaz entre el flujo superficial – subsuperficial para el abastecimiento.

Zona Hidrográfica del río Magdalena:

La zona hidrográfica del río Magdalena (Figura 43) comprende 8 de los 13 bloques con contrato de exploración para YNC, desde su cuenca alta hasta su unión con el río Cesar en la ciénaga de Zapatosa, comprometiendo 27 subzonas hidrográficas, 25 cabeceras municipales, 30 corregimientos, caseríos e inspecciones, 4 resguardos indígenas, un territorio colectivo y una zona de reserva campesina, con influencia directa sobre el eje principal del río.

La gran vertiente del río Magdalena, que cuenta con interés en la exploración e implementación de los proyectos piloto de YNC, y una alta probabilidad de expansión de estas áreas dada su continuidad espacial con bloques donde ya se realiza explotación convencional, recoge la mayor actividad socioeconómica del país, que ya guarda amplias afectaciones en relación con la calidad del agua y la alteración de los ciclos de sedimentos e inundaciones producto de las actividades humanas desarrolladas. En el río Magdalena se recoge la dinámica hidrológica de la interfaz superficie – subsuelo entre las cordilleras oriental y central y las relaciones existentes entre los núcleos poblacionales, las actividades humanas y los ecosistemas sobre todo su eje. Una de las relaciones significativas entre los ecosistemas acuáticos, terrestres y las comunidades se refleja en la pesca artesanal, desarrollada principalmente en el eje del río y en sus ciénagas.

En la parte alta, las áreas exploratorias proyectadas involucran el corredor agroindustrial y de servicios configurado entre Tolima y Cundinamarca, articulando las ciudades de Ibagué y Bogotá, con mayor concentración de núcleos poblacionales y con presencia de bloques de explotación por medios convencionales, mientras que en la región denominada Magdalena Medio se ha configurado una zona menos poblada, en la que se ubican grandes bloques de explotación petrolera.

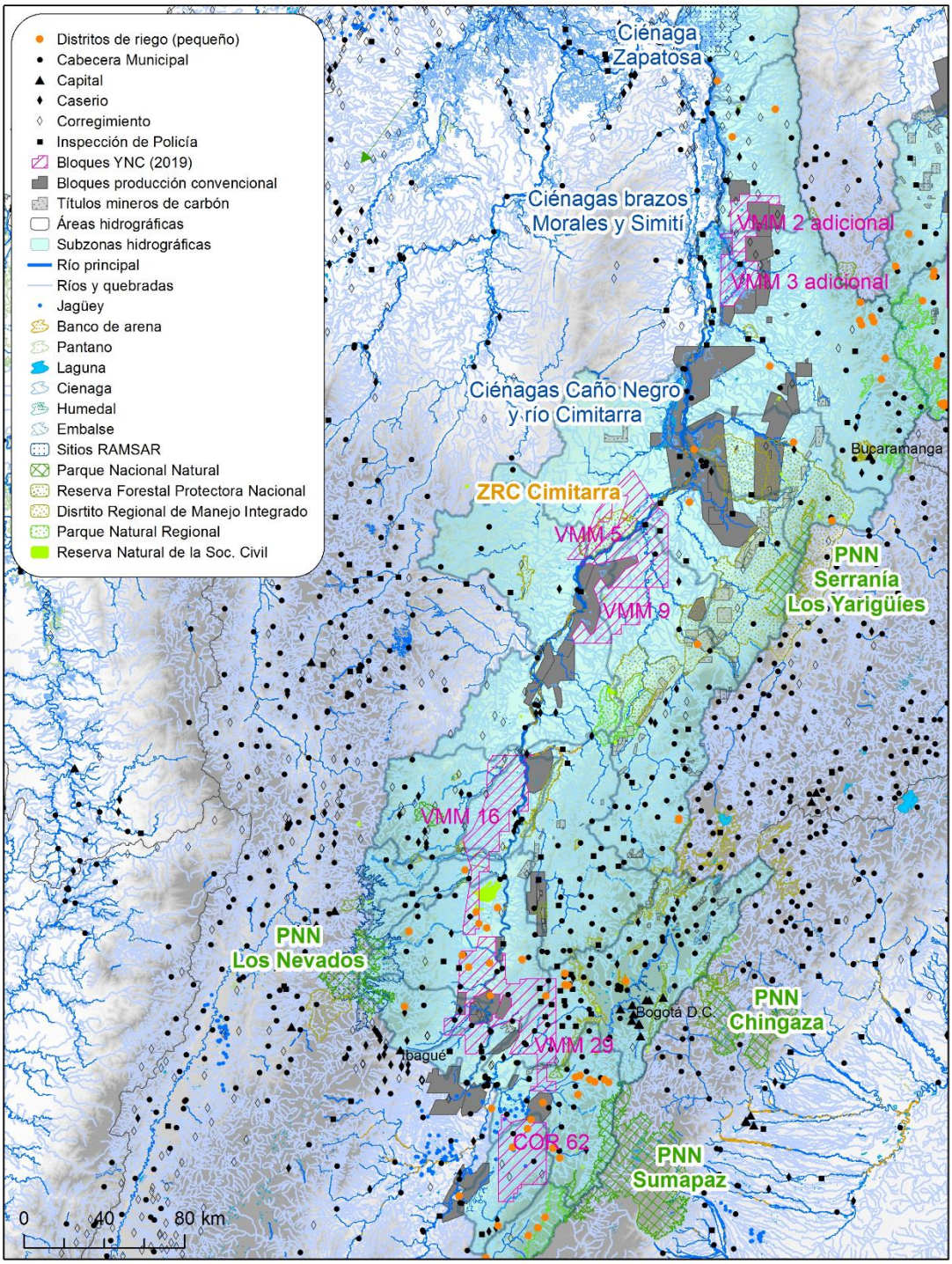


Figura 43. Zona hidrográfica del río Magdalena. Elaborado por el OCA (2019) a partir del mapa de tierras (ANH, 2019), zonificación hidrográfica (IDEAM, 2013 a), ríos principales y cartografía base (IGAC, 2019), distritos de riego (SIPRA), RUNAP (SIAC).

Si bien no es abordado en este análisis el marco de violencia y de conflictividad ambiental de estas áreas, es necesario señalar que se debe contemplar el contexto histórico que ha dado forma a los patrones de poblamiento, dispersión poblacional y usos del agua y del suelo. Este es un escenario de toma de decisiones que puede profundizar problemas en la dimensión ambientales, biofísicos, socioculturales, económicos, políticos y de garantía de derechos. Se debe reconocer que las dinámicas del agua superan los aspectos del ciclo hidrológico e involucran interrelaciones ecológicas y sociales simultáneamente.

Zona Hidrográfica Magdalena Alto:

Las cuencas con proyección de exploración para YNC tienen asociadas actividades de explotación por métodos convencionales, configurando una potencial zona para la implementación de la técnica del fracking con amplias posibilidades de expansión y continuidad espacial con el Magdalena Medio, comprendiendo los bloques: **1)** *Espinal* de Hocol S.A. en la parte baja de la subzona del río Prado; **2)** *Boquerón* de Perenco Oil & Gas en asocio con Ecopetrol S.A. en la del río Sumapaz; **3)** *Abanico* de Frontera Energy en asocio con Ecopetrol en las subzonas de los ríos Prado, Sumapaz y Bogotá; **4)** *Buganviles* de Pacific Stratus Energy en asocio con Ecopetrol sobre el río Opía; **5)** *Talora* de Petrosouth Energy sobre los ríos Bogotá y Seco; **6)** *Pulí* también de Hocol entre los ríos Seco y Totaré; **7)** *Mana y Ambrosia* de Interoil en asocio con Ecopetrol entre los ríos Seco, Totaré y Opía; **8)** *Armero* de Hocol S.A. entre los ríos Totaré y Lagunilla; y **9)** *Río Magdalena* de Gran Tierra Energy en asocio con Ecopetrol entre los ríos Seco, Totaré y Lagunilla.

Se compromete la vertiente alta del río Magdalena hasta llegar a la ciudad de Honda (Figura 44), incluyendo sus tributarios y zonas de recarga de acuíferos. El bloque COR62 presenta una diferencia de alturas entre 306 – 3.002 msnm, VMM29 entre 192 – 2.201 msnm y VMM16 de 132 a 886 msnm, denotando su carácter montañoso. Incluye las subzonas de los ríos Prado, Sumapaz, Bogotá, Opía, Totaré, Lagunilla y Seco.

De acuerdo con el ENA 2018, las subzonas del curso superior del río Magdalena presentan altas presiones por consumo de agua (Tabla 34). Con condición *moderada* se estiman las de los ríos Seco y Sumapaz, en *alta* los ríos Lagunilla, Opía y Prado, en *muy alta* Totaré y en *crítica*

Bogotá. Condiciones que se ven agudizadas en condiciones secas promedio, quedando en *muy alta* Lagunilla, Seco, Sumapaz y Prado y en *crítica* Bogotá, Opía y Totaré, señalando las limitaciones para el desarrollo de actividades y el crecimiento por disponibilidad de agua, situación que debe ser profundizada con estudios regionales y locales. El ENA concluye que las regiones más vulnerables a concentrar déficit de agua son aquellas cercanas a grandes ciudades, como Bogotá, situación aunada a la tendencia del área del Magdalena a recibir eventos extremos de sequía. Se resalta el corredor socioeconómico entre Tolima y Cundinamarca, con altos requerimientos de agua para el sector agropecuario.

SZH	Demanda de agua por sector
Río Prado	Primer uso energía con 100 a 200 millones de m^3/año, seguido de agricultura con 50 a 100 millones de m^3/año, pecuario y piscicultura con 2 a 5 e hidrocarburos y uso doméstico menor a 2 millones de m^3/año.
Río Sumapaz	Primer uso agricultura con 50 a 100 millones de m^3/año, seguido de pecuario, piscicultura y doméstica de 20 a 50 millones de m^3/año. Servicios e hidrocarburos de 5 a 10 y minería menor a 2 millones de m^3/año.
Río Bogotá	Primeros usos agricultura, pecuario, doméstico y energía, mayor a 200 millones de m^3/año, seguidos de industria y servicios con 100 a 200 millones de m^3/año. Piscicultura con 20 a 50 y minería menor a 2 millones de m^3/año.
Río Opía	Primer uso agricultura con 50 a 100 millones de m^3/año, seguido de pecuaria, doméstica y energía menor a 2 millones de m^3/año.
Río Seco y otros directos al Magdalena	Primer uso agricultura de 100 a 200 millones de m^3/año, seguido de uso doméstico con 10 a 20 millones de m^3/año. Pecuario de 5 a 10, piscicultura de 2 a 5 e hidrocarburos, servicios, industria y minería menor a 2.
Río Totaré	Primer uso agricultura con 50 a 100 millones de m^3/año, seguido de piscicultura con 100 a 200 millones de m^3/año. Doméstica de 20 a 50, pecuaria con 10 a 20, servicios con 5 a 10 e hidrocarburos, industria y minería menor a 2 millones de m^3/año.
Río Lagunilla y otros directos al Magdalena	Primer uso agricultura con 100 a 200 millones de m^3/año, seguido de piscicultura con 50 a 100 millones de m^3/año, uso doméstico y pecuario con 5 a 10, minería de 2 a 5 y servicios e industria menor a 2.

Tabla 34. Demanda de agua sectorial en las subzonas de la zona hidrográfica Alto Magdalena en millones de m^3/año. Elaborado a partir de los rangos del mapa Demanda de agua sectorial – ENA 2018 (IDEAM, 2019).

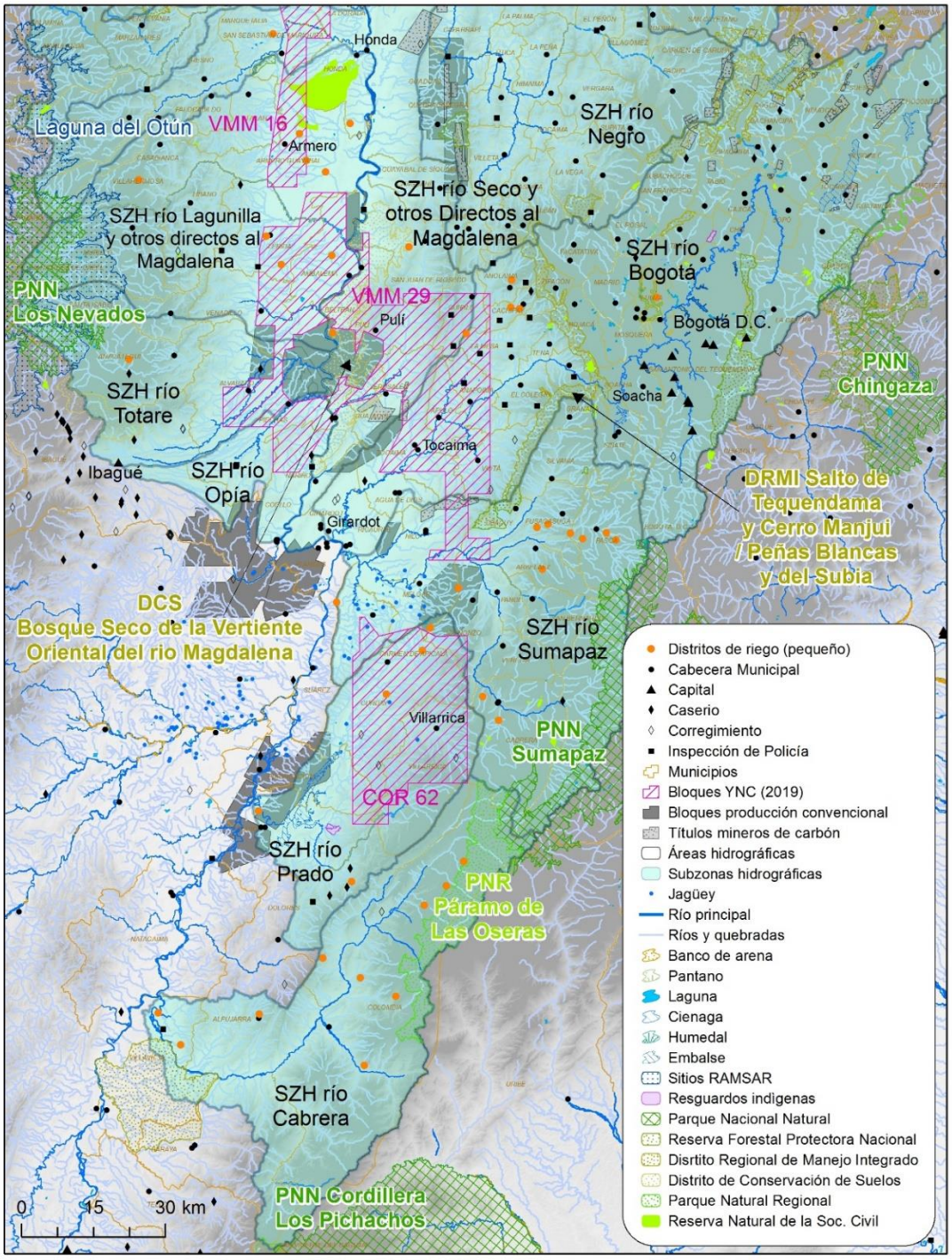


Figura 44. Zona Hidrográfica Valle Superior del Magdalena. Elaborado por el OCA (2019) a partir del mapa de tierras (ANH, 2019), zonificación hidrográfica (IDEAM, 2013 a), cartografía base (IGAC, 2019), distritos de riego (SIPRA), RUNAP (SIAC).

Un reflejo de las altas presiones por oferta de agua presentes en esta zona se halla en los resultados de la demanda. La subzona del río Bogotá es la que mayor valor estimado tiene a nivel nacional, con un 4,9% del total. Entre las 20 cuencas con mayores consumos, para el sector agricultura se encuentran el río Bogotá con alrededor de 1,7% del total y el río Lagunilla con 1,3%. En consumo pecuario la del río Bogotá ocupa el segundo lugar con un valor cercano a 7% y la del Sumapaz el quinto con poco más de 3%.

Entre las presiones estimadas por carga contaminante se definen en categoría *muy alta* la de los ríos Bogotá y Lagunilla, en *alta* Sumapaz y *media alta* los ríos Seco y Lagunilla y otros directos al Magdalena, agudizándose las condiciones en época seca de Sumapaz pasando a *muy alta* y de los ríos Seco y Lagunilla a *alta*. De estos resultados resaltan las condiciones de deterioro que ya presenta el eje del río Magdalena en su parte alta.

Los resultados de la evaluación integral arrojan con condiciones *críticas* para la implementación de acciones de gestión del agua a las subzonas hidrográficas del río Prado, Sumapaz, Bogotá, Totaré y río Lagunilla y otros directos al Magdalena. De las cabeceras susceptibles al desabastecimiento en época seca se identifican en el Tolima las de Alvarado, Ambalema, Armero de Guayabal, Cunday, Lérida, Piedras, Venadillo y Villarrica, todas con captación de cuerpos de agua que fluyen sobre los bloques proyectados, con potencialidad de uso de aguas subterráneas *alto* para Alvarado, *bajo* para Cunday y Villarrica y las restantes en *media*. En Cundinamarca las de Anapoima, Pulí y Viotá, con abastecimiento de agua superficial y de aljibes para Pulí (8 en total), con potencialidad de captación de agua subterránea *media* para las dos primeras y *baja* para la última.

En relación con el agua subterránea, de acuerdo con el IDEAM (2013 b), en la zona se identifica el sistema de Ibagué, en los municipios de Ibagué, Coello, Flandes, Piedras y Alvarado, con tres sistemas de acuíferos con condiciones favorables de recarga lateral por fracturamiento y meteorización. En este último los sedimentos no consolidados forman acuíferos libres a semiconfinados y terrazas aluviales antiguas, aluviones recientes y lahares. Las zonas de recarga identificadas son las montañosas y los pozos existentes, a 2001, presentaban profundidades entre 47 y 190 m para usos de riego y domésticos, explotando ocasionalmente los Grupos Honda y Gualanday, cuyos pozos superan los 100 m. En el ENA 2014 (IDEAM,

2015 a) se establece que ha sido definida la geometría, tipo de roca, inventario de puntos y parámetros en todas las unidades, faltando definir las condiciones de los puntos de captación, identificar las zonas y el valor de la recarga, elaborar el mapa de flujo, calcular las reservas y las demandas y establecer las características isotópicas. No se presenta la ubicación ni el número de puntos específicos para las subzonas, los cuales son presentados por la Autoridad Ambiental Competente, ni se actualiza la información en el ENA 2018.

Sobre los municipios Ataco, Chaparral, Ortega, Saldaña, Coyaima, Suárez, Saldaña, Cunday, Prado, Purificación y Natagaima se identifica, en la publicación del IDEAM (2013 b), un sistema acuífero de llanura aluvial, rocas poco consolidadas de conglomerados y areniscas de porosidad media y permeabilidad baja que involucran también las unidades Honda y Gualanday y el abanico del Espinal, los cuales cuentan con conexión hidráulica, con presencia de numerosos aljibes y pozos con buenos rendimientos. En el grupo Honda se presentan acuíferos confinados, cuyas zonas de recarga son el agua que escurre de la cordillera central y oriental, con flujos hacia los ríos Saldaña y Magdalena. Fueron identificados 11 pozos y 3.309 aljibes, remarcando la importancia del flujo de agua en el subsuelo. En el ENA 2014 (IDEAM, 2015 a) se establece que falta por identificar las condiciones de los puntos de captación, el cálculo de la recarga, las reservas y la demanda, la elaboración del mapa de flujo y la determinación de parámetros hidráulicos de todas las unidades y características isotópicas, tampoco se actualiza información en el ENA 2018.

En los municipios de Honda, Mariquita, Guayabal, Armero, Lérida, Ambalema, Venadillo, La Dorada y Puerto Salgar se identifica, por el IDEAM (2013 b), el sistema Mariquita – Dorada y Salgar con dos acuíferos potenciales, el primero conformado por sedimentos cuaternarios correspondientes a la unidad Lérida, Abanico de la Sierra y Llanura Aluvial, y el segundo de conglomerados y areniscas del Grupo Honda con porosidad baja – primaria, conformando un acuífero de libre a confinado. La zona de recarga se produce por la lluvia que escurre en el flanco oriental de la cordillera Central, drenadas por los ríos y quebradas que atraviesan el área.

En el alto Magdalena la conexión entre el flujo subsuperficial con los flujos cordilleranos es significativa, con posible interconexión entre sistemas subterráneos, señalando la influencia de las actividades realizadas en los tributarios del río Magdalena y sobre su eje, en relación con su

calidad y cantidad, dado que la recarga es drenada por los cuerpos de agua superficiales, como sugieren los hallazgos, remarcando la naturaleza compleja del ciclo del agua, que no corresponde con sistemas aislados. Esta información debe ser profundizada y ampliada con futuros estudios regionales y locales que permitan develar la dinámica y la interconexión entre sistemas, por lo que no se puede restar la incertidumbre a los impactos potenciales que representa la implementación de YNC.

Zona Hidrográfica Magdalena Medio:

En la zona hidrográfica del curso medio del río Magdalena (Figura 45), los núcleos poblacionales disminuyen, en comparación con el alto Magdalena, al igual que los distritos de riego, adquiriendo gran relevancia el eje del río y sus planicies de inundación. Allí se ubican las cabeceras, caseríos, corregimientos e inspecciones de policía de los municipios de Honda (Tolima), La Dorada (Caldas), Puerto Salgar (Cundinamarca), Puerto Triunfo, Puerto Nare, Puerto Berrío, Yondó (Antioquia), Puerto Boyacá (Boyacá), Barrancabermeja, Puerto Wilches (Santander), Cantagallo, San Pablo, Simití, Morales, Río Viejo, Regidor, El Peñón (Bolívar), Gamarra, La Gloria, Tamalameque (Cesar) y el Banco (Magdalena), con tradición pesquera.

Sobre el área fluyen cuerpos de agua que reflejan la estacionalidad seca y húmeda de las planicies del río Magdalena, conformando en su parte media, importantes ecosistemas que son al mismo tiempo acuáticos y terrestres, como las ciénagas, pantanos y lagunas, característicos de comunidades anfibias.

Estos cuerpos de agua superan la escala de cuenca al asociarse con la dinámica hidrológica del nivel regional, dado que los bloques no sólo comprometen la confluencia de estos ríos, quebradas o caños en el Magdalena, o sus beneficios de provisión y regulación de agua, sino al eje mismo y sus ciénagas. En la subzona hidrográfica del río Cimitarra se vinculan los complejos cenagosos de la parte baja (71 unidades cartografiadas), al igual que los del río Lebrija, el brazo de Morales, el brazuelo El Dique, la quebrada El Carmen y el de Zapatosa en el Cesar que, si bien no están inmersos en áreas para exploración, se localizan aguas abajo de la proyección de YNC en todo el eje del río Magdalena y serían inevitablemente afectados.

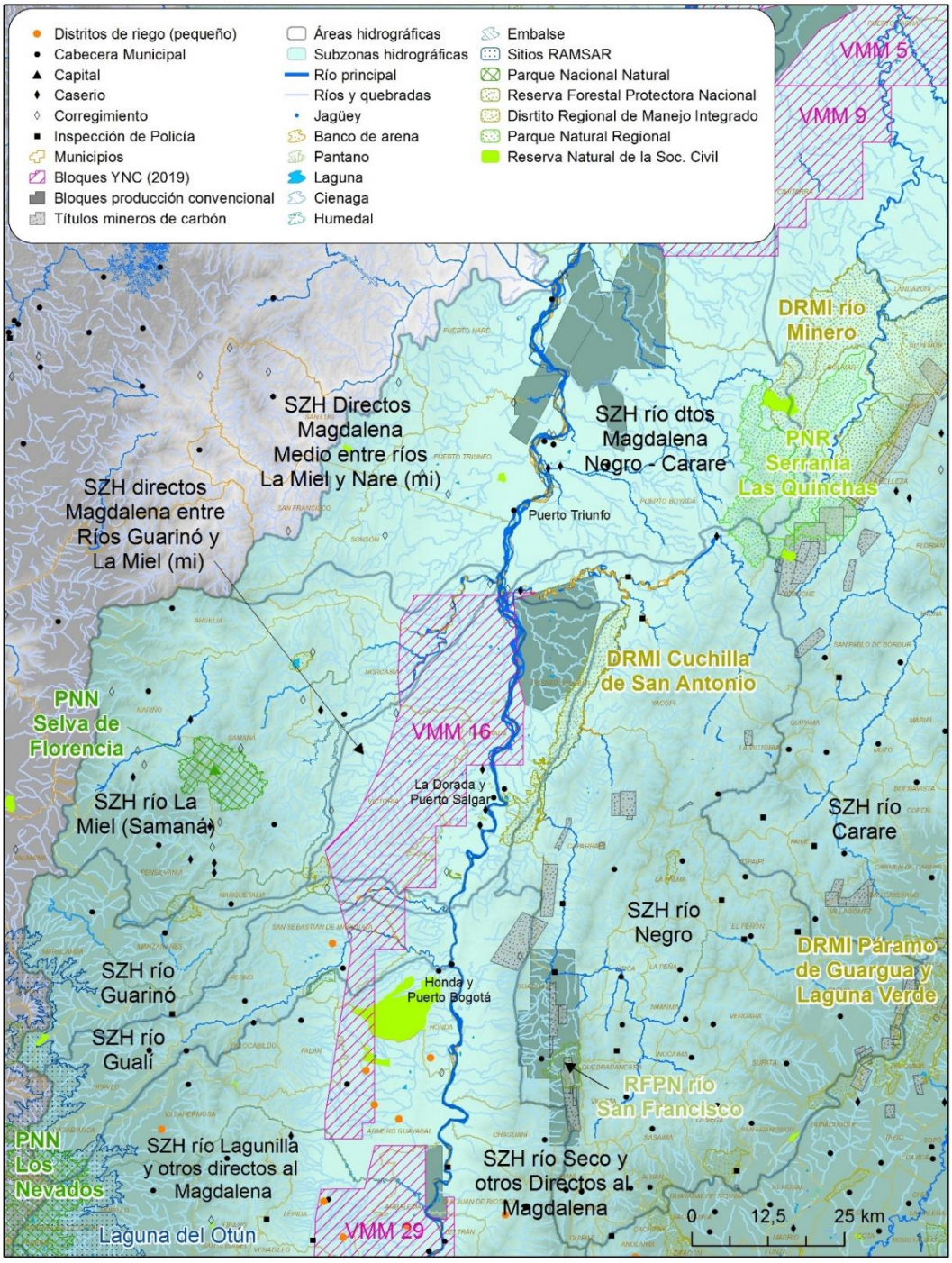


Figura 45. Zona Hidrográfica del Magdalena Medio entre el río Gualí y el río Carare. Elaborado por el OCA (2019) a partir del mapa de tierras (ANH, 2019), zonificación hidrográfica (IDEAM, 2013 a), ríos principales y cartografía base (IGAC, 2019), distritos de riego (SIPRA), RUNAP (SIAC).

El Magdalena Medio, es la tercera zona hidrográfica de la vertiente Magdalena – Cauca con mayor área en cuerpos de agua, 2.010 km^2, y la segunda en zonas potencialmente inundables, 5.551 km^2 (10,6% del área de la zona). Las áreas hidrográficas del Magdalena Medio presentan menores presiones por demanda de agua en comparación con las del Magdalena alto que tienen mayores consumos, o las del Cesar con menor disponibilidad en la oferta. El índice de uso de agua es moderado en condiciones promedio para las subzonas de los ríos Guarinó, La Miel y Lebrija.

Estos resultados señalan restricciones de la oferta de agua para el crecimiento y el desarrollo de actividades, aun cuando no presentan condiciones críticas como en las otras cuencas del Magdalena, con un fuerte peso en medidas de prevención. Este tipo de decisiones supondría absoluta transparencia frente al consumo de agua que representarían los YNC, no sólo para el abastecimiento de otras actividades, como los usos prioritarios establecidos en el Decreto 1541 de 1978, sino para el mantenimiento de los ecosistemas de humedales y sus dinámicas ecológicas y la depuración de carga contaminante.

De acuerdos con los rangos definidos para las demandas en el ENA, en las subzonas de los ríos Opón, Negro, Carare y Cimitarra, el uso de agua para el sector convencional de hidrocarburos ya supera las necesidades de consumo doméstico. Para las dos primeras, la demanda del sector se estima entre 20 a 50 millones de m^3/año y el doméstico de 5 a 10 millones de m^3/año. En Cimitarra de 10 a 20 millones de m^3/año y el doméstico de 2 a 5 millones de m^3/año (Tabla 35). Si a esto se le sumaran los 60 millones de m^3 (de un estimativo de al menos 1.000 pozos horizontales en cada campo de fracking), se ejercería competencia inevitable con el consumo humano, agrícola, y de mantenimiento de ecosistemas. Eso sin contar la contaminación producida en acuíferos y aguas superficiales, que inutilizaría el agua disponible y además destruiría ecosistemas.

En la publicación de agua subterránea del IDEAM (2013, b) se establece que esta provincia ha sido muy poco estudiada desde el punto de vista hidrogeológico, encontrándose en fase de prospección muy localizada, con información en los sistemas acuíferos Nare – Berrío – Yondó, Mariquita – Dorada – Salgar, y Simití.

SZH	Demanda de agua por sector
Río Gualí	Primeros usos pecuarios, piscicultura y uso doméstico con 5 a 10 millones de m^3/año, seguidos de servicios, industria y minería menor a 2.
Río Guarinó	Primer uso agricultura con 5 a 10 millones de m^3/año, seguido de uso doméstico con 2 a 5 y servicios, minería, pecuario y piscicultura menor a 2.
Directos al Magdalena entre ríos Seco y Negro	Primeros usos agricultura y pecuario con 2 a 5 millones de m^3/año y piscicultura, uso doméstico, servicios e hidrocarburos menor a 2.
Directos Magdalena entre ríos Guarinó y La Miel	Primer uso pecuario de 50 a 100 millones de m^3/año, seguido de pecuario de 20 a 50, uso doméstico y energía de 5 a 10 y minería, servicios, industria y piscicultura menor a 2.
Río La Miel (Samaná)	Primer uso energía de 100 a 200 millones de m^3/año, seguido de agricultura y doméstico con 5 a 10, pecuario de 2 a 5 y minería, piscicultura, servicios e industria menor a 2.
Río Negro	Primer uso agricultura con 100 a 200 millones de m^3/año, seguido de servicios, pecuario y piscicultura con 20 a 50, uso doméstico de 10 a 20. Hidrocarburos, minería e industria menor a 2.
Directos al Magdalena entre ríos La Miel y Nare	Primer uso pecuario con 5 a 10 millones de m^3/año, seguido de agricultura y uso doméstico de 2 a 5 y piscicultura, servicios, minería e hidrocarburos menor a 2.
Río San Bartolo y otros directos al Magdalena Medio	Primer uso energía con 50 a 100 millones de m^3/año, seguido de hidrocarburos y pecuario con 10 a 20, agricultura, minería y uso doméstico de 5 a 10, piscicultura de 2 a 5 y servicios e industria menor a 2.
Directos al Magdalena entre ríos Negro y Carare	Primer uso energía con 50 a 100 millones de m^3/año, seguido de hidrocarburos con 20 a 50, agricultura de 10 a 20, pecuario y uso doméstico de 5 a 10. Piscicultura, servicios y minería menor a 2.
Río Carare (Minero)	Primer uso agricultura y pecuario con 20 a 50 millones de m^3/año, piscicultura de 10 a 20, doméstica y minería de 5 a 10. Hidrocarburos, servicios e industria menor a 2.
Río Opón	Primer uso agricultura con 100 a 200 millones de m^3/año, seguido de hidrocarburos e industria con 50 a 100, uso doméstico y pecuario de 10 a 20, minería de 5 a 10, energía de 2 a 5. Servicios y piscicultura menor a 2.
Río Cimitarra y otros directos al Magdalena	Primeros usos minería y agricultura con 20 a 50 millones de m^3/año, hidrocarburos y pecuario de 10 a 20, uso doméstico y piscicultura de 2 a 5 y servicios menor a 2.
Río Sogamoso	Primer uso agricultura con 100 a 200 millones de m^3/año, seguido de pecuario con 20 a 50, uso doméstico de 5 a 10. Hidrocarburos, minería, servicios, industria y piscicultura menor a 2.
Río Lebrija y otros directos al Magdalena	Primer uso agricultura mayor a 200 millones de m^3/año, seguido de pecuario con 100 a 200, uso doméstico e industria de 50 a 100, piscicultura y energía de 20 a 50, servicios e hidrocarburos de 10 a 20 y minería menor a 2.
Quebrada El Carmen y otros directos al Magdalena	Primer uso agricultura con 100 a 200 millones de m^3/año, seguido de pecuario con 10 a 20, uso doméstico de 5 a 10. Hidrocarburos, minería, industria, servicios y piscicultura menor a 2.

Tabla 35. Demanda de agua sectorial en las subzonas hidrográficas del Magdalena Medio en millones de m^3/año. Elaborado a partir de los rangos del mapa Demanda de agua sectorial – ENA 2018 (IDEAM, 2019).

De acuerdo con la información compilada por el IDEAM (2013 b), en el sistema de acuífero Nare – Berrío – Yondó son comunes los cuerpos de agua como jagüeyes y ciénagas – denotando la importancia de la interfaz superficie – subsuelo, formado por rocas sedimentarias principalmente y en menor proporción, ígneas y metamórficas. La recarga, según Arismendi *et al.*, en un año de condiciones climáticas consideradas promedio varía entre 5 a 23% de la lluvia, mientras que en un año Niño esta puede ser nula y en Niña más del 100%, indicando la importancia de las ciénagas y los cuerpos de agua superficiales para la regulación de aguas y los flujos subsuperficiales.

No se especifican mayores condiciones respecto a la dinámica de los flujos, las recargas, reservas, puntos de captación y otra información, denotando los vacíos existentes, ni se menciona si existe interrelación con las actividades de explotación de hidrocarburos ya realizadas. En el Magdalena Medio se evidencia un gran vacío en el conocimiento sobre sus sistemas de acuíferos. De acuerdo con la información existente y compilada en los ENA, se desconocen las interconexiones entre los acuíferos y la relación con los flujos cordilleranos y con los sistemas de humedales.

Subzona Hidrográfica Sogamoso:

El APE Guane de Ecopetrol se ubica en la parte baja de la subzona hidrográfica del río Sogamoso, en su confluencia con el río Magdalena (Figura 46), sobre los municipios de Barrancabermeja y Puerto Wilches, contiguo a la ciénaga El Llanito y la Zona de Reserva Campesina de Cimitarra; está superpuesto con el bloque de producción de convencionales de la empresa. En sus inmediaciones fluyen el caño Manatí Blanco y las quebradas El Salado y Corredor, tributarios del Magdalena, y la quebrada Socorro sobre el río Sogamoso. El área se encuentra en medio de varios bloques petroleros como La Cira Infantas, Lisama – La Nutria, Las Monas, Provincia P Sur, El Pinar Sur, Provincia P Norte, Las Quinchas, Palagua, Nare, Teca Cocorna, pudiendo constituirse en una gran área de explotación por YNC, involucrando la dinámica hidrológica de las subzonas de los ríos Sogamoso y Lebrija.

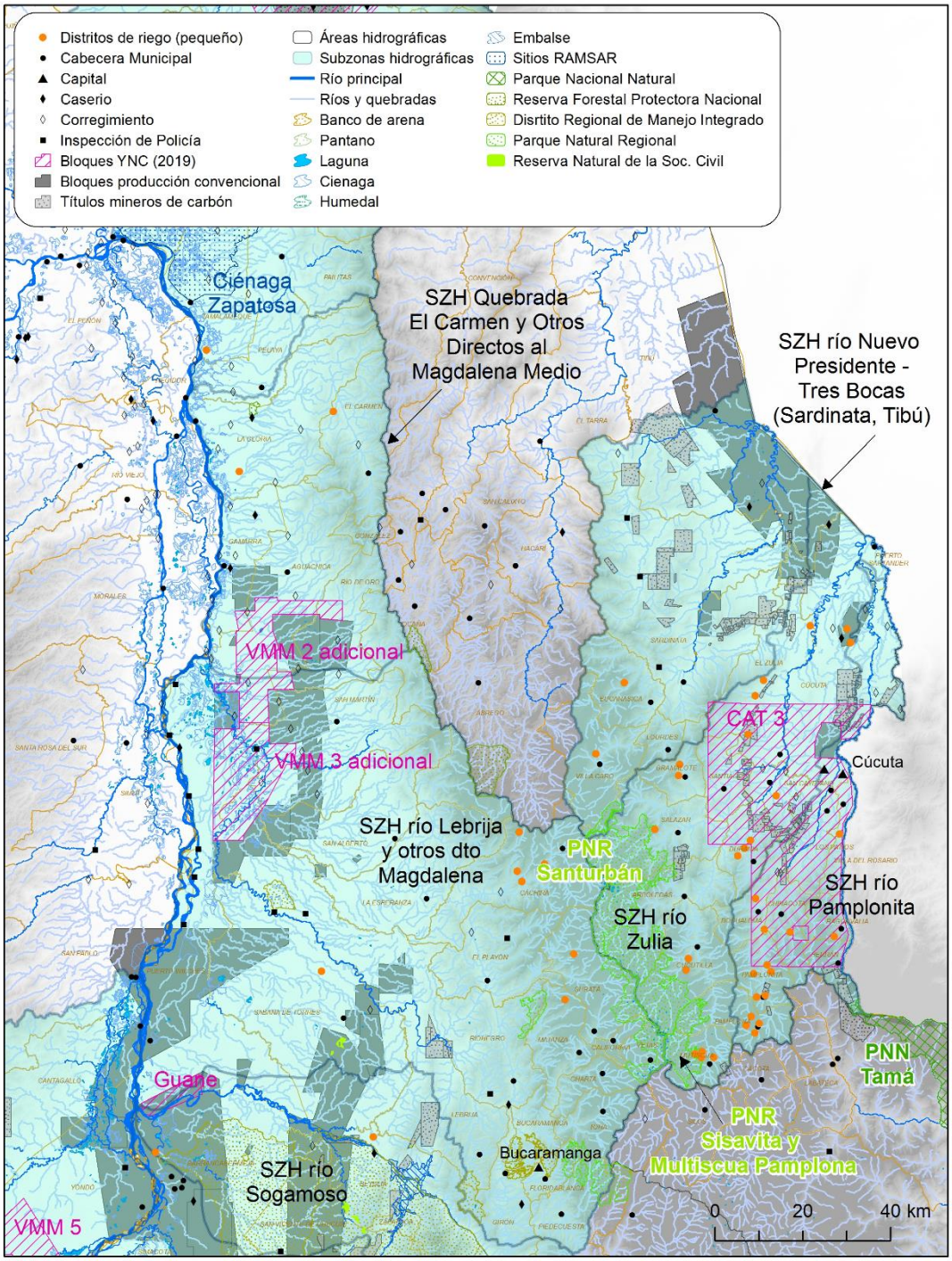


Figura 46. Zonas hidrográficas del Magdalena Medio y Catatumbo. Elaborado por el OCA (2019) a partir del mapa de tierras (ANH, 2019), zonificación hidrográfica (IDEAM, 2013 a), cartografía base (IGAC, 2019), distritos de riego (SIPRA), RUNAP (SIAC).

Aguas abajo del APE, sobre el eje del río Magdalena, se ubican a 19 km las cabeceras municipales de Puerto Wilches y Cantagallo, y a 30 km la de San Pablo, las tres sobre el bloque en producción por métodos convencionales del Magdalena Medio. Aguas arriba, sobre el río Sogamoso, se encuentran a 35 km la cabecera Sabana de Torres, a 21 km el bloque Lisama- La Nutria, a 15 km la cabecera municipal de Barrancabermeja y a 8 km el Distrito Regional de Manejo Integrado Humedal San Silvestre, mientras que sobre el eje del río Magdalena a 34 km se encuentra el bloque de exploración VMM 5, también de Ecopetrol.

En el ENA 2018 la subzona del río Sogamoso es la segunda con mayor demanda de agua del nivel nacional, con 4% del total, debido a la entrada en marcha de Hidrosogamoso, razón por la cual ocupa el primer lugar en el consumo en energía, con más del 8,5%, y en industria ocupa el puesto 13 con un poco más del 2%. La presión de la demanda sobre la oferta de agua disponible está categorizada en *muy alta* para condiciones promedio y en *crítica* para un año seco típico, indicando limitaciones para el crecimiento y desarrollo de actividades, condiciones que le dan una calificación *alta* en la evaluación integral para la priorización de acciones sobre la gestión del agua.

El APE Guane, y la subzona del río Sogamoso se ubican sobre el sistema de acuífero Nare – Berrío – Yondó, descrito en la zona del Medio Magdalena y que aun presenta deficiencias de información.

Zona Hidrográfica Catatumbo:

El bloque de Ecopetrol comprende las subzonas hidrográficas de los ríos Pamplonita (52%), Zulia (23,5%) y una mínima área de Nuevo Presidente – Tres Bocas (Sardinata, Tibú) (0,1%), afluentes del Catatumbo. Esta cuenca transfronteriza colombo venezolana conforma el área de drenaje del Lago Maracaibo, atravesando terrenos fuertemente escarpados, con alturas entre 134 a 2.858 msnm. Recoge en sus inmediaciones una importante dinámica socioeconómica alrededor de Cúcuta.

En el ENA 2018 se identifican como cabeceras susceptibles al desabastecimiento Durania, Herrán y Los Patios por reducción de caudales y déficit de precipitación en sus fuentes de

captación. Estas se abastecen por la quebrada La Laucha, el naciente los Olivos de origen subterráneo y las quebradas La Honda y Pamplonita respectivamente. Para Durania y Herrán se identifica un bajo potencial de abastecimiento por agua subterránea y en los Patios potencial medio, siendo el agua superficial primordial para todos los usos. Los ríos Zulia y Pamplonita son la fuente de abastecimiento de Cúcuta, siendo necesario recurrir al Zulia por el crecimiento de la ciudad.

En relación con la demanda de agua (Tabla 36), la subzona Pamplonita se encuentra entre las 20 cuencas con mayor valor estimado para consumo humano del total nacional, un poco más del 2% (puesto 10), mientras que la del Zulia lo hace en el sector energía con un poco más del 3% (puesto 14). Ambas subzonas se encuentran en el sector piscícola, Zulia con poco más del 4,5% (puesto 5) y Pamplonita menos del 2% (puesto 15). De la demanda total a nivel nacional la del Zulia representa alrededor del 1,5% (puesto 17).

SZH	Rangos demanda de agua por sector en Millones de m^3/año (Mm^3/año)
Zulia	Primer uso para energía, mayor a 200 millones de m^3/año, seguido de agricultura y piscicultura de 100 a 200 millones de m^3/año, doméstico y pecuario de 5 a 10 Mm^3/año, servicios 2 a 5 Mm^3/año e industria y minería menor a 2 Mm^3/año.
Pamplonita	Primer uso para agricultura, piscicultura y doméstico con 100 a 200 millones de m^3/año, seguido de pecuario con 10 a 20 Mm^3/año, servicios de 5 a 10 Mm^3/año, industria de 2 a 5 Mm^3/año y minería e hidrocarburos menor a 2 Mm^3/año.
Nuevo Presidente	Primer uso agricultura de 20 a 50 millones de m^3/año, pecuario de 5 a 10 Mm^3/año, piscicultura y doméstica de 2 a 5 Mm^3/año, servicios, hidrocarburos y minería menor a 2 Mm^3/año.

Tabla 36. Demanda de agua en millones de m^3/año en las subzonas del área hidrográfica Catatumbo. Compilada del mapa de demanda de agua sectorial – ENA 2018 (IDEAM, 2019).

De acuerdo con las variaciones entre el ENA 2014 y 2018, la presión de la demanda total de agua sobre la oferta hídrica disponible ha aumentado en la subzona del río Pamplonita, que en general tiene poca disponibilidad de agua, por el consumo de Cúcuta, Villa del Rosario y Chinácota, y en la del río Zulia por la central térmica Tasajero. Ambas cuencas presentan una categoría del índice de uso del agua crítico en condiciones de año seco típico, presentando limitaciones ante las posibilidades de crecimiento poblacional y de desarrollo de actividades. Esto sin tener en cuenta la dinámica presente en la frontera con Venezuela y los usos que allí se realizan.

Las tres subzonas tienen asignada una calificación alta en términos de la prioridad de las acciones para la gestión integral del agua. A esta prioridad de gestión del agua se suma la particularidad de requerir la coordinación de acciones entre países. En las tres cuencas se realizan actividades de explotación de hidrocarburos por medios convencionales.

Sobre el agua subterránea, en el ENA 2018 se identifica para la zona la provincia hidrogeológica transfronteriza del Catatumbo, de la cual se conocen sólo el sistema Cúcuta – Villa del Rosario – Táchira y Tibú (que no se encuentra en el área del bloque), faltando aún por investigar la mayoría. Para el primero, de acuerdo con el ENA 2014 (IDEAM, 2015 a), se ha avanzado en el conocimiento del tipo de roca, la delimitación de unidades hidrogeológicas, el inventario de los tipos de punto de agua y su condición, la identificación de sus zonas de recarga, los parámetros hidráulicos e información de alguna de las unidades hidrogeológicas. La información faltante corresponde al mapa de flujo, determinación de reservas, demanda, parámetros e información de todas las unidades, caracterización de iones, definición de facies y características isotópicas.

En la publicación del IDEAM (2013 b), sobre el sistema acuífero Cúcuta – Villa del Rosario – Táchira se identifica que el modelo hidrogeológico conceptual hecho requiere actualización del inventario de puntos y precisiones sobre el balance hídrico y las zonas de recarga. Se reconoce la importancia para la región dadas las limitadas condiciones de disponibilidad de agua en áreas aledañas a Cúcuta y Villa del Rosario. Sobre las unidades de roca se identifican, de acuerdo con su profundidad, en el cuaternario (más reciente) acuíferos en gravas y arenas; en el Grupo Guayabo acuíferos en areniscas; en la Formación Carbonera varios niveles de areniscas que

contienen agua dura y salobre, contaminada con gas metano; en la Formación Mirador acuífero en areniscas cementadas y fracturadas, contaminadas con aceite por el pozo petrolero Rosario-1.

El flujo del agua en este sistema, en Villa del Rosario, presenta dirección noreste, hacia el río Táchira. La fuente de recarga principal es la precipitación, con posible alimentación del Grupo Guayabo y la Formación Carbonera. En el área de Pamplonita la recarga en época de lluvias se produce sin retraso, evidenciando que la cuenca no se encuentra en estado de impermeabilización total y denotando la relevancia de la interfaz superficie – subsuelo. En Villa del Rosario el acuífero alcanza 90m de espesor (semiconfinado) y en el río Táchira se comporta como libre. En general, los acuíferos tienen espesores de 40 a 250m con caudales de producción de 10 a 45 l/s. La mayoría de los puntos inventariados corresponden con aljibes, en Cúcuta 139 de un total de 143 y en Villa del Rosario 540 de 560. Si bien no se identifica en el ENA un alto potencial de recarga de agua subterránea, la existente es primordial como fuente alterna de abastecimiento para el desarrollo de las actividades que ya se realizan, con restricciones en su calidad, incluyendo la contaminación por la actividad petrolera en los sectores mencionados.

PREGUNTA 3.4: ¿Desde el punto de vista científico y técnico es posible tratar las aguas residuales del proceso del fracking para garantizar su calidad para los diversos usos, sin afectaciones a la salud humana y a la biodiversidad?; ¿cuáles son los requerimientos para un óptimo resultado?

RESPUESTA 3.4:

De acuerdo con lo indicado anteriormente, en la RESPUESTA 3.2: "No existe una solución conocida para el problema de aguas residuales de fracking. No se pueden filtrar para producir agua limpia y potable, ni hay método seguro de eliminación. El reciclaje es una opción costosa y limitada, que aumenta los niveles de elementos radioactivos de las aguas residuales posteriores. Los reservorios subterráneos que reciben inyección de aguas residuales de fracking en pozos de eliminación… están llegando a su máxima capacidad en muchas regiones de Estados Unidos" (CHPNY & PSR, 2019, p. 69). A continuación se presentan algunos ejemplos que ilustran el problema de contaminación a largo plazo, la dificultad para tratar el agua residual, y la difícil aplicación de controles gubernamentales, aún en Estados Unidos y otros países desarrollados:

Los surfactantes químicos se agregan al fluido de fracking para emulsionar, reducir la tensión superficial, e inhibir la corrosión. Un equipo de ingenieros analizó el destino químico de estos aditivos cuando vuelven a la superficie como aguas residuales de gas-shale. Ellos encontraron que los altos sólidos disueltos (sales) en las aguas residuales inhiben los microbios que ayudan en la biodegradación (CHPNY & PSR, 2019, p. 69). "La alta presencia de sólidos disueltos totales parecía ejercer un efecto apreciable y permanente sobre la composición de la comunidad microbiana en una semana de exposición al aumento de la salinidad, lo que sugiere que una liberación accidental de material reciclado del agua producida puede alterar las comunidades microbianas naturales". Estos resultados implican que derrames accidentales de aguas residuales de gas-shale, o emisiones deliberadas (como cuando las aguas residuales de fracking se utilizan para descongelar carreteras o para riego), resultarán en la persistencia ambiental de estos químicos surfactantes. Estos hallazgos tienen implicaciones para el tratamiento y reciclaje de aguas residuales de fracking. Sus altos niveles de sal significan que deben filtrarse a través

de membranas desalinizadoras especiales, pero la presencia persistente de los químicos surfactantes puede obstruir y dañar estas membranas (Hanson et al, 2019).

El metano puede llegar al agua subterránea a través de fracturas y fisuras naturales de depósitos de shale o a través de aberturas creadas por operaciones de perforación y fracking. Un equipo dirigido por la geoquímica Susan Brantley, de la Universidad Estatal de Pennsylvania, tomó muestras de metano en pozos de agua potable del estado, con y sin fracking, centrándose en un área donde se habían citado pozos de fracking contaminando pozos de agua potable cercanos, en algunos casos con niveles altos de metano, suficientes para estar en riesgo de explosión. Los investigadores encontraron que los niveles elevados de metano, en los pozos de agua cerca de estas operaciones de fracking, fueron acompañados por picos de hierro y sulfatos (CHPNY & PSR, 2019, p. 71). Estos hallazgos "documentan una forma de distinguir el metano recién migrado, de fuentes preexistentes de gas". También mostraron que las concentraciones de metano y etano, en los pozos de agua locales, aumentaron después de la perforación de gas, en comparación con la concentración previa a la perforación y que estos niveles se mantuvieron elevados siete años después de que las fugas fueran inicialmente reportadas (Woda et al, 2018; Bourzec, 2018). "Hemos documentado que la migración reciente de metano puede cambiar la química del agua de una manera que puede movilizar metales, como el hierro, y liberar otros compuestos químicos no deseados, como el ácido sulfhídrico", dijo Joshua Woda, coautor del estudio, en un comunicado de prensa (Carrol, 2018).

Según lo informado por el medio de noticias WyoFile (Thuermer, 2018), la contaminación del agua potable de Pavillion, Wyoming, fue causada por las fugas de gas de pozos defectuosos, así como por fugas de 40 fosos sin revestimiento que, durante muchos años, sirvieron como vertederos de aguas residuales de perforación. Esta fue la conclusión de tres investigadores, incluidos dos científicos que habían estado en la Agencia de Protección Ambiental (EPA), investigando la contaminación del agua subterránea de Pavillion, en pozos de agua potable de al menos 30 casas (CHPNY & PSR, 2019, p. 72). Los científicos presentaron sus hallazgos a la comunidad antes de publicar un artículo en una revista científica arbitrada por pares. Los análisis estadísticos muestran una correlación entre lo desechado en los fosos y los contaminantes que aparecen en los pozos de agua potable cercanos. Uno de los ex científicos

de la EPA dijo a los miembros de la comunidad que el acuífero de agua potable de la Formación Wind River, probablemente nunca se limpiará. Un informe preliminar de la EPA en 2011 sobre la contaminación del agua subterránea en Pavillion nunca fue finalizado (Thuermer, 2018).

Los productos químicos de aguas residuales de fracking, vertidos en la cuenca del río Allegheny hace una década, todavía se están acumulando en los mejillones que viven allí. Los investigadores que trabajan en Pennsylvania encontraron niveles elevados de estroncio en las conchas de mejillones de agua dulce que viven aguas abajo de una instalación de eliminación que trató aguas residuales de fracking y las arrojó a las corrientes entre 2008 y 2011. (La práctica se detuvo a partir de entonces, cuando los metales pesados y la radioactividad comenzaron a aumentar en el agua potable). Los mejillones aguas arriba de la planta de tratamiento no mostraron niveles elevados. El estroncio es un metal elemental y un contaminante de residuos de fracking. Es absorbido por organismos vivos de manera similar al calcio (CHPNY & PSR, 2019, p. 72 y 73). Debido a que los mejillones excretan sus caparazones en láminas discretas que pueden ser datadas (como los anillos de los árboles), los investigadores pudieron demostrar que las láminas de concha creadas después de 2011, cuando cesó el vertido de residuos de fracking en las corrientes, no presentaron una fuerte reducción en el estroncio, sugiriendo que los sedimentos aguas abajo pueden actuar como reservorio para contaminantes persistentes aún años después de que se detenga el vertimiento (Geeza et al, 2018). Este es uno de los primeros estudios en mostrar bio-acumulación de contaminantes de fracking en los cuerpos de animales vivos, lo que significa que los contaminantes del fracking están entrando en la cadena alimentaria. Las especies más amenazadas de toda la fauna norteamericana, los mejillones de agua dulce, están sufriendo actualmente un evento de extinción masiva, como resultado probable de la degradación de la calidad del agua (Marusic, 2018). Comentando estos hallazgos en un comunicado de prensa, el autor Nathaniel Warner dijo: "Sabemos que el desarrollo de Marcellus ha impactado los sedimentos río abajo por decenas de kilómetros. Y parece aún que éstos podrían verse afectados por un largo período de tiempo. El corto período que permitimos la descarga de estos desechos podría dejar un largo legado" (Matthews, 2018).

Debido a errores en los permisos y una confusión en los registros hace 30 años, las aguas residuales de las operaciones de perforación en California se inyectaron por error directamente

en acuíferos de agua potable. Seis años después del descubrimiento del problema, 175 pozos en los que se inyectaban ilegalmente las aguas residuales en acuíferos protegidos se han cerrado, pero cientos más siguen funcionando (CHPNY & PSR, 2019, p. 82). Una investigación realizada por KQED Science reveló que los reguladores del agua del estado de California saben muy poco sobre el impacto real de esas inyecciones en las reservas de agua potable del estado. "Los reguladores estatales del agua dicen que esperan averiguar cuáles han sido los mayores impactos en los próximos años, pero no tienen un cronograma establecido. El riesgo es que han permitido que las compañías petroleras contaminen los acuíferos de agua potable a tal punto que los californianos pueden haber perdido permanentemente esas fuentes de agua dulce" (Sommer, 2017b). Una investigación anterior realizada por KQED Science reveló que a los pozos de aguas residuales ilegales todavía se les permitía operar mientras tanto que se efectuaban los trámites necesarios para cerrarlos (Sommer, 2017a).

Investigadores en Arkansas descubrieron que las extracciones de agua por operaciones de fracking pueden agotar peligrosamente los niveles de agua en hasta el 51% de las corrientes, de manera que potencialmente amenazan los suministros de agua potable, dañan la vida acuática e interfieren con la recreación. "Existe la posibilidad de que estas extracciones causen estrés hídrico", concluyó el documento (Entrekin et al, 2018). El estrés hídrico representa un riesgo de escasez de agua para las personas, causada por incrementos en costos económicos o por el flujo de corriente alterado, que resulta en pérdida de biodiversidad acuática y funcionamiento del ecosistema.

En el oeste de Pennsylvania, un equipo de investigadores estudió sedimentos en el drenaje del río Conemaugh, aguas abajo de una planta de tratamiento especialmente diseñada para tratar aguas residuales de fracking. Los investigadores encontraron contaminación por muchas millas aguas abajo con productos químicos relacionados con el fracking, que incluían radio, bario, estroncio, y cloruro, así como compuestos cancerígenos e inhibidores endocrinos (CHPNY & PSR, 2019, p. 82). Las concentraciones pico se encontraron en capas de sedimentos que se habían depositado durante los años de máxima descarga de aguas residuales de fracking. Se detectaron concentraciones elevadas de radio por hasta 12 millas aguas abajo de la planta de tratamiento y éstas fueron hasta 200 veces mayores que en los alrededores. Algunas muestras

de los sedimentos del río fueron tan radioactivas que se acercaron a niveles que, en algunos estados de Estados Unidos, se clasificarían como desechos radioactivos y requerirían eliminación especial (Burgos et al, 2017; Johnston, 2017).

En las rocas de la Formación La Luna y otras unidades de grano fino de la Cuenca Cretácica Colombiana se encuentran concentraciones importantes de elementos contaminantes y radioactivos (Tabla 37), incluyendo bario, estroncio, uranio, vanadio, molibdeno, arsénico y selenio (Guerrero et al, 2019 a). Estos elementos ya han sido encontrados tanto en las rocas como en las aguas de retorno de fracking de otros países y tienen efectos adversos en salud humana, salud de animales de granja y fauna y flora silvestres (Caron et al, 2019; Knee & Masker, 2019; Delompre et al, 2019 a, b; Geeza et al, 2018; Marusic, 2018; Abualfaraj et al, 2018; Landis et al, 2018 a, b; Dartmouth College, 2018; Lauer et al, 2018; PSR, 2018; Burgos et al 2017; Renock et al, 2016; Akob et al, 2016; Eitrheim et al, 2016; Lauer et al, 2016; Chen et al, 2016; Elliott et al, 2016; Alawattegama et al, 2015; Yao et al, 2015; Nelson et al, 2015; Parnell et al, 2015; U.S. Geological Survey, 2015; Brown, 2014; Fontenot et al, 2013).

De acuerdo con los niveles máximos de contaminantes en agua potable de la Agencia de Protección Ambiental (EPA, 2019 a) de los Estados Unidos, los contenidos de algunos de los elementos mencionados en las rocas de la Cuenca Cretácica Colombiana (Tabla 37) excederían en cientos de veces los valores máximos permitidos en agua potable de acuíferos y fuentes superficiales. Esto significa que aun diluyendo dichos contenidos cientos de veces, todavía tendrían valores superiores a los aceptables en los reservorios de agua potable. Los contenidos máximos en partes por millón (ppm) en agua para consumo humano son: antimonio (0.006 mg/lt), arsénico (0.01 mg/lt), bario (2 mg/lt), berilio (0.004 mg/lt), cobre (1.3 mg/lt), selenio (0.05 mg/lt), talio (0.002 mg/lt), uranio (0.0003 mg/lt). El límite máximo de estroncio en agua para los géneros Daphnia, Eudiaptomus y Cyclops, que son crustáceos planctónicos esenciales en ecosistemas de agua dulce es 104, 180 y 300 ppm respectivamente; para el pequeño pez (7-10 cm) Pimephales promelas, del cual se alimentan la trucha y otros peces, el valor agudo es 179 ppm (EPA, 2019 b).

TABLE 9. MINOR ELEMENTS (BIOMICRITE AND SHALE)																				
SAMPLE	AREA	FORMATION	Sc	Ba	Be	Hf	Nb	Rb	Sr	Th	U	V	Zr	Mo	Cu	As	Sb	Ag	Tl	Se
QLL-15	CATATUMBO	LA LUNA	3	178	1	0.8	3.1	28.6	835.1	4.7	25.4	2404	26.9	97.4	73.9	28.5	9.2	1.0	0.8	10.4
QS2-45	BARICHARA	LA LUNA	2	136	<1	0.5	2.1	19.2	1394.2	2.5	20.5	2225	25.1	209.0	73.6	39.1	13.7	1.2	0.7	15.1
RR1-35	CATATUMBO	LA LUNA	4	135	1	0.7	2.4	22.9	768.8	3.8	23.9	2125	30.8	63.1	88.5	50.2	9.9	0.7	0.7	8.5
QLL-10	CATATUMBO	LA LUNA	2	282	1	0.4	1.9	16.1	683.6	2.7	12.7	1901	17.1	79.1	62.1	14.8	5.9	0.6	<0.1	16.7
CES-25	AGUACHICA	LA LUNA	3	865	<1	1.1	2.5	21.9	1510.8	2.7	24.4	1578	33.7	114.7	39.2	27.2	5.4	1.1	1.1	16.7
SAR-7443	CATATUMBO	LA LUNA	2	73	1	0.4	0.5	6.2	1549.2	1.2	89.0	1421	13.9	177.1	46.9	34.6	17.1	1.6	0.8	26.2
CAB-115	AGUACHICA	LA LUNA	3	1909	<1	1.3	4.4	26.2	491.7	4.4	6.9	138	44.1	7.9	18.8	3.2	0.5	1,0	<0.1	2.0
QAD-50	BARICHARA	LA LUNA	7	2042	3	2.5	4.2	20.8	1182.2	7.4	36.6	115	100.7	7.0	17.5	2.6	0.8	0.8	<0.1	9.1
QLL-55	CATATUMBO	LA LUNA	5	2390	2	0.3	0.6	6.0	2505.9	11.2	85.4	104	16.8	2.7	11.4	9.8	2.3	0.8	0.3	2.6
QAD-65	BARICHARA	LA LUNA	6	504	<1	0.3	1,0	7.1	1439.0	9.2	58.0	86	15.1	3.3	9.9	3.5	0.8	0.4	<0.1	2.8
QP-440	VILLETA	HILO	9	576	2	1.4	8.7	58.9	259.9	10.2	14.5	3865	61.4	163.1	59.2	45.1	11.8	1.7	1.7	34.4
O-05	W EMERALD BELT	HILO	16	1158	<1	3	10.4	119.1	79.0	11.7	55.6	2811	110.5	372.2	653.8	16.1	94.2	8.8	3.7	11.4
QP-435	VILLETA	HILO	7	567	<1	1.3	7.4	44.0	372.7	7.9	12.5	2535	55.0	121.0	33.4	52.2	18.4	1.3	1.9	45.2
QP-290	VILLETA	HILO	10	759	2	1.9	8.0	52.2	133.7	10.0	16.7	2205	59.7	108.2	53.1	57.5	7.6	2.1	2.3	37.4
O-15	W EMERALD BELT	HILO	13	1090	3	3.5	11.1	124.2	26.0	11.7	15.3	2033	121.4	97.8	824.7	16.5	15.8	6.9	0.6	9.9
O-40	W EMERALD BELT	HILO	16	595	2	3.6	11.6	146.5	18.6	12.7	16.0	2000	119.8	120.8	201.3	25.8	16.0	2.4	12.6	11.3
O-25	W EMERALD BELT	HILO	14	702	3	3.4	11.4	122.9	23.9	10.6	11.1	1576	117.5	75.6	48.0	48.2	21.7	1.9	1.8	79.3
O-45	W EMERALD BELT	HILO	15	556	<1	3.4	9.7	131.3	16.3	10.0	9.0	1296	109.0	60.6	101.5	120.6	38.1	2.7	3.0	74.1
C-12	E EMERALD BELT	MACANAL	29	194	2	5.2	10.9	75.8	101.0	8.6	2.0	94	187.9	1.0	60.3	15.5	<0.1	<0.1	<0.1	<0.5
MSP-25	E EMERALD BELT	MACANAL	24	453	4	7.1	23.6	242.8	28.2	12.2	3.9	182	231.1	1.2	55.0	16.2	2.2	<0.1	<0.1	0.5
COS14-459	VILLA DE LEYVA	VILLA DE LEYVA	23	265	3	2.9	10.6	137.6	286.4	10.7	5.4	272	144.1	7.6	19.8	11.5	0.8	<0.1	0.8	2.2
QED-35	E EMERALD BELT	FOMEQUE	22	369	2	5.5	25.0	170.9	250.7	22.4	4.2	143	230.7	0.9	14.0	6.4	<0.1	<0.1	<0.1	<0.5
RSP-30	VILLA DE LEYVA	VILLA DE LEYVA	21	400	3	5.5	20.8	214.8	214.9	18.8	4.6	299	193.8	13.7	42.0	15.1	0.1	0.1	0.5	0.7
QED-00	E EMERALD BELT	FOMEQUE	20	389	4	6.8	26.9	177.5	251.4	21.1	3.7	127	251.1	0.9	72.2	7.8	<0.1	<0.1	<0.1	<0.5
COS15-1553	VILLA DE LEYVA	PAJA	19	481	5	3.9	25.7	152.0	291.9	35.4	4.2	108	134.3	1.7	18.5	5.6	<0.1	<0.1	<0.1	<0.5
C-30	E EMERALD BELT	MACANAL	19	576	6	6.0	22.1	238.8	160.7	19.6	3.0	153	196.3	1.5	72.2	1.9	<0.1	<0.1	<0.1	<0.5
GA-60	E EMERALD BELT	MACANAL	17	528	9	6.6	20.6	193.7	137.4	17.2	4.2	181	220.9	14.9	20.9	10.9	0.2	<0.1	0.2	1.6
CON7-671	VILLA DE LEYVA	SAN GIL SHALE	13	270	7	11.8	33.4	91.6	237.2	31.9	5.4	56	416.3	1.3	11.7	8.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.5
RN-55	VILLETA	PACHO	8	152	3	21.5	20.5	38.6	92.1	18.0	4.5	108	803.0	7.8	6.5	3.9	0.1	<0.1	0.3	1.0
CON6-674	VILLA DE LEYVA	CHURUVITA	12	389	3	28.5	42.6	118.1	217.7	34.3	6.9	93	1058.1	1.6	7.1	8.7	<0.1	<0.1	0.1	<0.5
COS15-1739	VILLA DE LEYVA	PAJA	11	240	2	32.8	34.5	82.4	206.5	39.7	7.7	72	1232.4	1.0	19.0	15.5	0.2	<0.1	<0.1	<0.5
COS15-2054	VILLA DE LEYVA	PAJA	14	359	4	36.3	45.8	98.3	301.9	52.1	9.0	130	1336.5	2.9	13.2	14.6	0.1	<0.1	<0.1	<0.5

Tabla 37. Contenido de elementos menores (ICP-MS), incluyendo bario, estroncio, uranio, vanadio, molibdeno, arsénico y selenio en ppm (mg/kg) de la Formación La Luna y otras unidades de la Cuenca Cretácica Colombiana. Tomado de Guerrero et al (2019 a).

Los métodos para el tratamiento de los fluidos de retorno requieren una mayor comprensión de las composiciones geoquímicas y de su variabilidad temporal. Oetjen et al (2018) han identificado tres etapas para el estudio de estas aguas residuales: 1) la etapa de retorno (1–2 días), 2) la etapa de transición (6–21 días) y 3) la etapa de agua producida (21–87 días). Los datos microbiológicos después del día 18 indican el desarrollo de comunidades estables de metano bacterias que podrían indicar la producción de metano; adicionalmente, la presencia de cloruro puede limitar el uso de estas aguas para futuros revestimientos en concreto. Por lo tanto, se requiere conocer la evolución temporal de estas aguas para diseñar correctamente su tratamiento y su reutilización. El tratamiento de estas aguas residuales se convierte en una herramienta estratégica en lugares afectados por escasez de agua, caso típico de muchas regiones de los Estado Unidos.

Liang et al (2018), en una zona árida donde el agua es costosa y debe ser tratada para ser reutilizada, analizaron los compuestos del fluido de retorno en sus composiciones químicas, eligiendo los métodos de filtrado, decoloración y quelación para eliminar o proteger eficazmente los componentes reintroducidos. La revisión del valor del pH se ajustó durante las diferentes etapas del proceso de reciclaje para garantizar una buena gelificación. El fluido de retorno fue evaluado en el laboratorio a través de pruebas de resistencia al corte indicando que el gel reciclado se comportó de manera similar al gel original, o incluso mejor. A partir de este trabajo, se propuso un proceso de tratamiento barato y efectivo para reutilizar el fluido de retorno en áreas desérticas.

Kondash et al (2017) indican un rápido aumento de la salinidad asociada con una disminución de las tasas de producción de los fluidos de retorno, durante los primeros meses de producción no convencional, en seis de las mayores formaciones de los Estados Unidos donde se realiza fracking. Destacan que la salinidad y la composición química de las salmueras son los principales factores limitantes para la reutilización beneficiosa de las aguas residuales no convencionales de petróleo y gas.

Rosenblum et al (2016) evaluaron un sistema convencional de tratamiento de aguas (coagulación, floculación, sedimentación y filtración) para remoción de hidrocarburos totales del petróleo y PEG, para aplicarlo en agua producida en la explotación no convencional. El

sistema usa dos coagulantes tradicionales (FeCl3 y PAC), logrando remociones del 90% de éstos compuestos que son los más complicados de tratar en las aguas producidas. El tratamiento muestra la continuidad de lo propuesto por Zhou et al (2000), usando floculantes inorgánicos.

Debido a las denuncias sobre efectos negativos en salud y en ecosistemas causados por aguas residuales (de hidrocarburos convencionales y no convencionales) y debido también a los múltiples casos documentados de contaminación en acuíferos, pozos de agua potable, suelos, aguas superficiales y aire en la literatura científica, las compañías se han visto obligadas a efectuar mejores tratamientos de aguas residuales, antes de ser desechadas en superficie. Sin embargo, ninguno de estos tratamientos produce agua potable. Dependiendo de la reglamentación aplicada (contenido máximo de destilados de petróleo y de otras sustancias nocivas, además de elementos radioactivos y metales pesados), estas aguas aún podrían estar lo suficientemente contaminadas para afectar personas, animales de granja y fauna y flora silvestres. En algunos casos, las aguas son desechadas sin ningún tratamiento en pozos inyectores que las almacenan en rocas porosas, pero esto genera sismos y también tiene potencial de contaminación posterior. Un resumen de las diferentes formas de tratar y desechar las aguas de retorno, algunas solamente experimentales, se presenta en la Tabla 38.

Tabla 38. Tratamiento y disposición de aguas residuales.

Procedimientos	Referencias
En un procedimiento mixto logran remociones del 95% de dureza (de la inicial de 1000 mg / L). La ósmosis inversa (RO) eliminó el 95% de TDS. No cuantifican los hidrocarburos totales del petróleo, TPH.	Funston et al (2002)
Utilizando un reactor secuencial por lotes (SBR, por sus siglas en inglés) de 2 litros con ciclos de 24 h (1 h para alimentación, 20 h para reacción, 2 h para sedimentación y 1 h para descarga) se logran remociones de la demanda química de oxígeno DQO del 50%.	Wei et al (2003)
Crea una unidad de flotación compacta (CFU) de tres fases que es capaz solo de remover del 50 al 70% del aceite disperso.	Knudsen et al (2004)
Unidad de tratamiento de lodo activado logrando mantener una eficiencia total de eliminación de hidrocarburos de petróleo (TPH) de 98-99% a un tiempo de retención de sólidos (SRT) de 20 días.	Tellez et al (2005)
Resumen de tecnologías para tratamiento de aguas residuales.	Arthur et al (2005)
Remociones de los efluentes del sistema de tratamiento, que logran reducir el petróleo y los sólidos suspendidos totales SST de las aguas residuales a menos de 0.5 y 1mg / L, respectivamente.	Qiao et al (2008)
Pre tratamientos adecuados para un sistema principal de ósmosis inversa (RO) y nanofiltración (NF). Con la combinación de sistemas de sedimentación, flotación, columnas de carbón activado y CDF se logran concentraciones de la demanda química de oxígeno DQO menores a 25 mg/L	Çakmakce et al (2008), Ahmadun et al (2009)
Proceso de precipitación química modificado con cal viva. El agua que contenía una dureza de 2.000 ppm, sulfuros de 500 ppm, 10000 tpm de TDS y 200 ppm de aceite podría convertirse con éxito en agua de alimentación de calidad de generador de vapor.	Ahmadun et al (2009)
Tratamiento mediante los procesos de coagulación y floculación. Emplea el FMA, que es un polímero polinuclear de metal mixto inorgánico (Fe, Mg y Al). Este producto químico presenta buenas propiedades de coagulación, eliminación de aceite e inhibición de incrustaciones, particularmente en agua producida con altos niveles de sólidos suspendido (SS) de 50-400 mg / L de FMA. Los SS y el petróleo pueden eliminarse a niveles> 92% y 97%, respectivamente.	Ahmadun et al (2009)
Las desventajas generales asociadas con los métodos físicos son los altos costos iniciales de capital y la sensibilidad al aporte variable de agua. Para tratamiento químico, generación de lodos peligrosos con problemas posteriores de tratamiento y eliminación, altos costos de funcionamiento y sensibilidad a la concentración inicial de aguas residuales. Para el tratamiento biológico, la sensibilidad a la variación de productos químicos orgánicos, así como la concentración de sal de los desechos influyentes.	Olsson et al (2013)

Tratamiento biológico, coagulación y sedimentación, filtración y separación por membrana. El reactor biológico es un tratamiento de lodos activados. La coagulación la proponen para un coagulante de cloruro férrico y la sedimentación en el mismo recipiente. La filtración se hizo con el método de ultra filtración con una membrana a una presión de 80 Psi.	Lester et al (2013)
Tratamientos de coagulación, floculación, y sedimentación con dos coagulantes tradicionales (FeCl3 y PAC). Logran remociones del 90% de destilados de petróleo, que son los más complicados de tratar en las aguas producidas.	Rosenblum et al (2016)
Sin tratamiento, se conduce y se desecha en pozos de inyección de agua a la profundidad previamente determinada. Se debe tener cuidado de realizar la inyección al pozo de forma controlada en velocidad y presión para no causar problemas como sismicidad y colapso.	Alessi et al (2017), Zhang et al (2017), Mohammad-Pajooh et al, (2018), Chang et al (2019), Sun et al (2019)
Re-uso, reutilización y reciclaje del agua como instrumentos de tratamiento y disposición de las aguas de retorno. Requieren de estructuras y sistemas estancos (cubiertos) que almacenen el agua mientras se utiliza en otro pozo.	Alessi et al (2017), Zhang et al (2017), Mohammad-Pajooh et al (2018), Chang et al (2019), Sun et al (2019)
Tratamiento físico-químico y biológico, desarrollado en China, para remociones hasta del 60% para la DBO. Proponen un sistema constituido por un tanque de flotación con aire disuelto que separa el material particulado y el aceite disuelto en el agua, mediante la coagulación del agua con PAC. Luego hay dos tanques anaerobios de flujo ascendente y un tanque de aquietamiento con TRH de horas, finalmente un tratamiento aerobio con tres tanques con difusores de fondo.	Wang et al (2018)
Electrocoagulación, ósmosis directa (FO) y la destilación de membrana (MD) son tecnologías emergentes de interés para el tratamiento de salmueras de alta salinidad.	Sardari et al (2019)
Sistema de filtración por membranas, donde se plantea un pre tratamiento previo a la filtración. Consiste en: 1) Sistema de ablandamiento por precipitado, en donde se remueve material particulado, con sedimentación de 30 minutos. 2) Filtración en cascara de nuez (WSF), que reduce la concentración de compuestos volátiles; benceno, etilbenceno, tolueno y xilenos (BTEX). 3) Destilación por membrana (DM), en donde se hace remoción final del resto de compuestos y se evidencia una recuperación del 82.5% del agua producida. Este experimento se realizó a escala de laboratorio y con flujos continuos para la destilación alrededor de 0.4 l/min.	Zhang et al (2019 b)
Combinando procesos como desgelificación, coagulación magnética y oxidación electrocatalítica.	Zhu et al (2019)
Reología de fluidos a base de hidrogel, realizan una simulación de alta fidelidad del transporte de propagación y fluidos de fractura. Se indica que el desarrollo futuro depende de los avances en la comprensión de los procesos físicos, las capacidades de modelado y las técnicas de monitoreo.	Thomas et al (2019)

PREGUNTA 3.5: La implementación de la técnica del fracking impactará los usos del suelo y los Planes de Ordenamiento Territorial -POT- o el Esquema de Ordenamiento Territorial -EOT- de los municipios en donde se realizará?; en caso positivo, ¿en qué consiste y cuáles son sus efectos?

RESPUESTA 3.5:

La técnica del fracturamiento hidráulico si impactará los usos del suelo y del agua, con sus respectivas implicaciones ecológicas, físicas, económicas y socio-culturales. Igualmente impactará las principales herramientas de Planificación del Territorio (PGAR, POMCA, POT, PBOT y EOT) así como sus programas, proyectos y estrategias a corto, mediano y largo plazo.

Diversos autores documentan cómo la implementación de la técnica del fracking puede impactar los territorios. La técnica implica el crecimiento significativo de las operaciones industriales sobre el ambiente, las comunidades y autoridades locales (Carparroz, 2013). El fracking usará y ampliará la red de distribución y refinamiento de hidrocarburos e intensificará el transito sobre las vías inter-veredales, inter-municipales, e inter-departamentales de las regiones (Ellis et al, 2016). Aumentará el número de pozos de extracción y el personal adscrito a la industria, ocupará los centros poblados más cercanos de los campos de exploración y extracción (Cooper et al, 2016). Igualmente, requerirá de importantes volúmenes de agua para desarrollar la industria y deberá disponer de los residuos industriales (Kreuze et al, 2016). Los yacimientos no convencionales extienden e intensifican el área de operaciones en la superficie y subsuelo, lo cual deriva en el aumento de la huella ecológica de la industria, es decir, en los impactos al paisaje y las comunidades que lo habitan (Haggerty et al, 2018).

Fleming & Reins (2016) señalan que en el contexto europeo se han identificado varias amenazas ambientales cuyas repercusiones en la población no se han analizado debidamente: a) la contaminación de las aguas subterráneas, b) la disposición irresponsable de los residuos de agua o flowback, c) las repercusiones por el excesivo uso del suelo en zonas pobladas y

d) la emisión de gases de efecto invernadero. Asimismo, Ellis et al (2016) señalan que los gobiernos locales del suroeste de Estados Unidos no estaban preparados para afrontar y anticipar los desafíos de la industria. La falta de recursos y de personal idóneo para monitorear los procesos industriales dificultaron su vinculación en los planes de ordenamiento local (Ellis et al, 2016). Paralelamente, la articulación intermunicipal es nula, por lo cual cada municipalidad debe negociar independientemente con las empresas de hidrocarburos a raíz de la falta de un modelo regional para coordinar. En este marco los municipios son fragmentados según cada bloque de producción, mientras que los operadores de los bloques se extienden y reúnen diferentes municipalidades sin mecanismos de comunicación e interlocución regional (Ellis et al, 2016).

Según lo anterior los POT, PBOT y EOT sufrirán impactos y transformaciones que afectarán los principios de a) la función ecológica de la propiedad y b) la distribución equitativa de cargas y beneficios (artículo 2 de la Ley 388 de 1997). De ahí la necesidad de evaluar la implementación de esta técnica bajo una racionalidad integral que pueda equilibrar la dimensión social, ambiental, económica y funcional del territorio. El debate internacional señala que los procesos de ordenamiento del territorio a nivel regional y municipal deben abordar tres aspectos inherentes a la industria de los hidrocarburos: a) las zonas de producción, b) la infraestructura de producción y distribución y c) los espacios de consumo y práctica (Haarstad & Wanvik, 2016).

A continuación se desarrollan los elementos a y b bajo los principios espaciales de la lógica zonal y reticular (Haesbaet, 2014). La primera se refiere a los procesos de contigüidad, co-presencia y proximidad. Mientras que la lógica reticular se refiere a las conexiones y los flujos. Ordenar el territorio desde una lógica zonal implica controlar y circunscribir de modo racional las actividades económicas, sociales y políticas de la población en el espacio y en el ambiente. Racionalizar las dinámicas reticulares implica controlar la circulación y expansión de las mismas dinámicas. Los procesos que resultan de la extracción de hidrocarburos convencionales y no convencionales derivan en la articulación de territorios con el complejo mercado energético mundial, por lo cual implementan dinámicas reticulares bajo principios funcionalistas y económicos del espacio (Haesbaet, 2014; Valdivia, 2018).

Impactos en el ordenamiento territorial de las zonas de producción de fracking:

Las zonas de producción de hidrocarburos funcionan bajo las dinámicas corporativas y de enclave para que la actividad económica mundial se inserte y transforme localidades y regiones, en nodos del sistema económico mundial, sin necesariamente involucrar escalas y regulaciones nacionales (García, 2019; Serje & Steiner, 2011). Los territorios corporativos se caracterizan por a) priorizar la protección a los mercados extranjeros, b) reducir las relaciones sociales a su dimensión monetaria y c) presentar una marcada indiferencia con las dinámicas rurales ambientales y de producción agropecuaria (Gómez, 2011). Los territorios corporativos o de enclave se sustentan bajo el paradigma de la competitividad, que utiliza un enfoque macroeconómico para enfrentar el desempleo masivo y evitar la obsolescencia de las instalaciones industriales, a través de la desregularización de los mercados nacionales (Ardinat, 2011). Las presiones de la competitividad exponen y agravan las vulnerabilidades sociales y ambientales que existen en las regiones y municipios anfitriones (Dawley, 2011).

En este marco, el ordenamiento territorial es obligación del Estado para regular el régimen de competitividad de la industria de los hidrocarburos y para que su incorporación no derive en el detrimento de las relaciones sociales, ambientales y económicas de las comunidades y autoridades locales. Sin embargo, en las zonas de producción (o extractive hot zones) los procesos de regulación son delegados a la industria de hidrocarburos, desde consultas hasta autoevaluaciones de impacto ambiental, esquemas integrales de contenido local de mano de obra y entrega de servicios, hasta negociaciones bilaterales de beneficios para las comunidades locales (Haarstad & Wanvik, 2016: 442). En tanto que el ordenamiento territorial implica un acto de zonificar y de correcta disposición de las relaciones ambientales, sociales y económicas, la zonificación debiera estar dirigida al control de la expansión desbordada por el imperativo de la competitividad.

A pesar que cada plataforma de extracción con la técnica de fracking ronda aproximadamente 2 a 3 hectáreas, sus impactos pueden multiplicarse, derivando en actividades cuyas repercusiones no se han evaluado ni investigado en extensos periodos de tiempo, hecho que deriva en un escenario de incertidumbre científica (Fleming & Reins, 2016). Asimismo, existen dificultades para evaluar y mitigar los impactos, porque las relaciones son particulares

y se circunscriben al ecosistema, por lo cual las actividades de mitigación no son replicables en la diversidad de escenarios, porque cada ecosistema tiene dinámicas ambientales que le son exclusivas.

Haggerty et al (2018) señalan que las comunidades que están contiguas a los proyectos de extracción en yacimientos no convencionales, reciben los impactos de la industria a pesar no habitar en las zonas de producción. A pesar que el papel de la zonificación es la circunscripción de las actividades productivas a un área delimitada, los procesos sociales, ambientales e industriales desbordan la zonificación creando flujos y encuentros que pueden diseminarse a través de la estructura ambiental, como el sistema hídrico, o a través de la infraestructura vial (Cooper et al, 2016). En la medida que cada zona de producción y distribución tiene características ambientales, sociales y paisajísticas propias, la estandarización de políticas y procesos de ordenamiento zonal tiene grandes dificultades.

Como se ha señalado, las zonas de producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales requieren altos volúmenes de agua. El ingreso de esta actividad, afecta directamente el desarrollo de las actividades económicas que le preceden (usos agrícolas, pecuarios y de consumo comunitario). Las tensiones potenciales se agudizan en contextos de escasez cuando las fuentes de agua se reducen y la industria mantiene su captación de agua para uso exclusivo industrial. Estas dinámicas y cambios en relación con el acceso a fuentes de agua no son abordados en los procesos de ordenamiento territorial, porque las concesiones de agua les corresponden a las Autoridades Ambientales. Al consultar a las comunidades se encuentra que el acceso a fuentes de agua constituye una de las principales preocupaciones locales y generadora de conflictos en la medida que las zonas de producción poseen la infraestructura para acceder al agua mientras las comunidades locales carecen de los medios.

Por otra parte, el ciclo de bonanza asociado a la industria en yacimientos no convencionales trae consigo un conjunto de empresas asociadas a servicios de la industria de los hidrocarburos que se instalan principalmente en los centros urbanos, sin responder a un proceso ordenado y controlado por parte de los gobiernos locales (Haggerty et al, 2018). La irrupción incrementa el ingreso masivo de población foránea que demanda mayor consumo de recursos lo que conlleva a incrementar el costo de vida a nivel local.

Aquellas regiones y municipios donde la agricultura y ganadería representan el motor de la economía local, se ven afectados una vez que ingresa la técnica del fracking (Hitaj et al, 2014). La productividad agraria se ve afectada por la industria de hidrocarburos en yacimientos no convencionales en cuatro aspectos: a) competencia por la mano de obra rural, b) la degradación de los suelos, c) la competencia por las vías y d) la competencia por el uso de fuentes de agua (Farah, 2016; Hitaj et al, 2014; Haggerty et al, 2018). La economía agraria y pecuaria no puede igualar los pagos que realiza la industria de los hidrocarburos; por esta razón disminuye el conjunto de mano de obra rural. Se priorizan los contratos temporales para emplearse en adecuación de vías e instalar infraestructura de producción y distribución. Por otra parte, las líneas de gasoductos y poliductos deben cruzar predios agrícolas y pecuarios, afectando los suelos y disminuyendo su fertilidad y por ende el rendimiento de los cultivos (Hitaj et al, 2014). Igualmente, la bonanza de los hidrocarburos crea un escenario de competencia sobre las vías de acceso, la industria de los hidrocarburos acapara las vías de acceso e incrementa los costos de los fletes de las empresas transportadoras (Hitaj et al, 2014).

Finalmente, las zonas de producción de hidrocarburos afectan el metabolismo social del territorio a nivel local en la medida que las técnicas en yacimientos convencionales aumentan los niveles de extracción, aumentando proporcionalmente los volúmenes de emisiones y residuos. Eso desestabiliza el flujo energético y los intercambios entre una comunidad con: su ambiente transformado, ambiente utilizado y ambiente conservado (González & Toledo, 2014). El metabolismo bajo la actividad industrial deriva en el crecimiento excesivo de los ambientes transformados a expensas de los ambientes utilizados y conservados, lo cual hace que el área sea más dependiente de los inputs externos de la monetización ante el detrimento de los recursos energéticos locales.

Impactos en el ordenamiento territorial derivado de la infraestructura de distribución:

Por su parte, la red de distribución de hidrocarburos, (plataformas, refinerías, instalaciones de tratamiento de aguas, vías, poliductos, gasoductos) extiende y conecta la matriz local de

las zonas de producción con escalas regionales y globales del complejo petrolero. La extensión espacial de la infraestructura desborda los límites municipales, departamentales y nacionales. En esta medida, los POT, PBOT o EOT no cuentan con las herramientas y la capacidad institucional para abordar la circulación de materiales, capitales y personas, hecho que deriva en conflictos institucionales.

La experiencia internacional señala los conflictos entre los territorios étnicos y la infraestructura de distribución. Spice (2018) indica que la expansión de redes de petróleo y gas está ligada al desplazamiento, pacificación y expropiación de tierras históricamente cedidas a pueblos indígenas en Canadá. Según este autor, el desarrollo y expansión de la infraestructura de distribución y producción es simbolizada como parte de un proceso invasivo que se soporta en formas de propiedad colonizadora y patriarcal de la tierra, que enmascara la violencia bajo una narrativa de progreso y prosperidad. El proceso invasivo atenta contra la autonomía y autodeterminación de la propiedad indígena y a sus estructuras territoriales étnicas basadas en el cuidado ambiental, que resulta de relaciones mutuas entre el mundo humano y no humano. En el escenario de conflicto emergen vías de hecho como bloqueos y restricciones para impedir que la expansión de la infraestructura de producción y distribución se instale en los territoritos étnicos. De ahí el proceso de estigmatización y criminalización de las vías de hecho que son señaladas como actos “terroristas”, lo cual agudiza los conflictos e impide reconciliar los intereses étnicos, corporativos y poblacionales (Spice, 2018; LeBillon & Carter, 2012).

La infraestructura de distribución se soslaya con las dinámicas ambientales en especial en el sistema hídrico y la zonificación del sistema nacional y regional de áreas protegidas, en especial en los Distritos Regionales de Manejo Integral. Por ejemplo, en la región del Magdalena Medio en el municipio de Puerto Boyacá el gasoducto (centro-oriente) y el oleoducto (Cusiana-La Bella-Vasconia) se traslapan con una zona de reserva ambiental, el Parque Regional Serranía de las Quinchas. En el municipio de Barrancabermeja la infraestructura bordea la ciénaga de San Silvestre, atraviesa el Humedal de San Silvestre y la zona norte y sur del DMI de la Serranía de los Yariguíes.

La extensión a nivel nacional de la red de distribución dificulta procesos de atención y coordinación institucional de desastres asociados a la industria de los hidrocarburos. Los POT, PBOT y EOT no logran abordar la complejidad en nivel de gestión del riesgo de los circuitos y flujos asociados a los ecosistemas y a las poblaciones que habitan las áreas donde discurre la infraestructura de distribución. A la envergadura del riesgo se le suma que los procesos de ordenamiento territorial están desactualizados en la mayoría de municipios que cuentan con actividad asociada a la producción y distribución de hidrocarburos. El caso del municipio de Aguachica referente al ordenamiento territorial ilustra la situación de los municipios del Magdalena Medio, POBOT, EOT Y POT que fueron aprobados entre los años 2000-2002, pero que luego de una década "en el componente rural y urbano no se aprecia amplia ejecución del PBOT que limita el impacto que a la fecha debería tener… el reto es ajustar el instrumento para darle respuesta a una serie de conflictos que se están presentando en el territorio de manera efectiva y en tiempo real" (Alcaldía de Aguachica, 2018). La actualización de los procesos de ordenamiento territorial en el contexto de la exploración y extracción en yacimientos no convencionales se construirían bajo incertidumbres técnicas a nivel ambiental, económico y social, dada la falta de predicción en términos de gestión del riesgo y planeación urbana de los procesos de la industria de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. Asimismo, estarían proclives en reducir la actualización en incluir la variable de los yacimientos no convencionales excluyendo las demás variables que no se han desarrollado e implementado. Los impactos que no han sido cualificados y racionalizados recaen en aquellas personas que colindan y habitan la red de producción y distribución (Fleming & Reins, 2016).

La Licencia ambiental como herramienta de articulación con los instrumentos de ordenamiento territorial:

En Colombia la Licencia Ambiental es el instrumento por medio del cual se establece la articulación con los instrumentos de Ordenamiento Territorial (OT) definidos por los municipios como los POT/PBOT/EOT y los definidos por las Autoridades ambientales regionales como los POMCA y los PGAR. Actualmente, de acuerdo con la información

disponible revisada y, pese a la existencia de algunos Estudios de Impacto Ambiental relacionados con las fases exploratorias de Yacimientos No Convencionales (YNC), los trámites de licenciamiento ambiental en los bloques y áreas de YNC vigentes están suspendidos. Por esta razón, no es posible analizar a profundidad casos concretos de potenciales afectaciones del ordenamiento territorial por la implementación de la técnica de fracturamiento hidráulico.

Sin embargo, sí es posible aportar algunas consideraciones frente a la forma y los desafíos que enfrenta el ordenamiento territorial (OT) municipal frente a las entidades del sector extractivo del nivel nacional mediante la declaración y asignación de áreas o bloques por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y las consideraciones establecidas al respecto por parte de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA).

También resulta útil situar el debate y choque jurídico que ha tenido lugar en el país en la última década entre las autoridades nacionales (nivel nacional y central) y territoriales (municipios) frente a las competencias de cada parte en el ordenamiento territorial a propósito del uso del subsuelo y la autorización de actividades extractivas. En ese contexto cobraron fuerza los mecanismos de participación ciudadana como las consultas populares y los actos administrativos como los acuerdos municipales que se efectuaron para prohibir o autorizar dichas actividades en los municipios.

A raíz de la consulta popular de Cumaral (Meta) que prohibió las actividades petroleras en ese territorio, la empresa Mansarovar Energy instauró una acción de tutela contra la sentencia proferida por el Tribunal Administrativo del Meta que fue resuelta por la Corte Constitucional por medio de la Sentencia SU-095 de 2018. A pesar de lo dispuesto en sentencias anteriores de la Corte Constitucional –en particular la Sentencia T-445 de 2016– respaldando la facultad de los municipios para decidir sobre el uso del subsuelo, la Corporación invalidó por medio de la Sentencia SU-095 de 2018 el mecanismo de consulta popular como un medio para vetar las actividades extractivas en los municipios y declara que la “exploración y explotación de recursos naturales no renovables [RNNR] del subsuelo deben ser adoptadas por autoridades nacionales en coordinación y concurrencia de las autoridades territoriales”.

En la Sentencia SU-095 de 2018 se examinan los siguientes puntos críticos del OT en la articulación nación-territorio frente a la exploración y explotación de RNNR:

Aunque los municipios no podrán vetar los proyectos extractivos en su jurisdicción, la competencia sobre el subsuelo no es absoluta por parte de la nación. La Corte considera que "los artículos constitucionales que definen competencias en materia de recursos naturales no renovables al referirse al concepto de Estado, hacen alusión a su concepción en sentido amplio y en consecuencia a facultades concedidas tanto a entidades e instituciones del nivel nacional como de los niveles territoriales en forma conjunta" (P. II, Núm. 4.1). Si bien el desarrollo de actividades extractivas debe ser concertado entre la nación y los territorios, la Corte reconoce que no existe una reglamentación que oriente este proceso, lo que conduce al siguiente punto.

La Corte identifica un déficit de protección constitucional en materia de mecanismos de participación ciudadana e instrumentos de coordinación y concurrencia nación territorio específicos para la explotación del subsuelo y de RNNR, motivo por el cual exhorta al Congreso a definirlos "en el menor tiempo posible" considerando, entre otros criterios, la garantía de "un grado de participación razonable y efectivo de los municipios y distritos" en el proceso de decisión relacionado con esta materia (P. III, Núm. 3.2; P. Resolutiva, Art. 4). Así mismo, ordena a la ANH "poner en práctica un procedimiento que permita la coordinación y concurrencia con las entidades territoriales para la definición y determinación de áreas para la exploración y explotación de hidrocarburos" (P. Resolutiva, Art. 5).

De acuerdo con la Corte Constitucional, la aplicación de los principios de coordinación y concurrencia en el momento de concertar el OT entre los municipios y la nación por medio de las entidades encargadas de administrar los recursos y efectuar control y seguimiento a las empresas extractivas denota graves omisiones y falta de reglamentación de dichos procedimientos. Esto ha ocurrido principalmente en dos momentos y niveles: al asignar las áreas de exploración y producción y en el proceso mismo de licenciamiento ambiental.

Omisiones en la asignación de áreas de exploración y producción de hidrocarburos:

El Acuerdo 02 de 2017 (Art. 02) de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), establece que corresponde a dicha entidad determinar, delimitar y clasificar Áreas para el desarrollo de actividades de Exploración y Producción de Hidrocarburos, con sujeción al ordenamiento jurídico vigente y al régimen jurídico superior sobre el subsuelo, en materia de ordenamiento territorial, de recursos naturales renovables y de protección del medio ambiente. Así mismo, con respecto a dicho proceso la ANH debe considerar los procedimientos de consulta y de coordinación con los entes territoriales y con las comunidades o grupos étnicos (Art. 05). Adicionalmente, por medio del Artículo 36, se permite a la ANH que, en casos excepcionales y justificados, asigne áreas por medio de un Sistema Reglado de Adjudicación Directa. La Corte Constitucional ha conceptuado sobre este punto que "no se evidencia una regulación específica y clara que dé cuenta de la implementación vigorosa de los principios de democracia participativa (artículos 1, 40, 79, 130, 105 y 95 constitucionales) y coordinación y concurrencia nación - territorio (artículo 288 constitucional)" (Sentencia Su-095-18, P. II, Núm. 4.3).

Es conocido que la forma en que se han declarado y asignado bloques o áreas de exploración y explotación de hidrocarburos y minería en el país en las últimas dos décadas no ha considerado suficientemente las áreas protegidas. Un claro ejemplo de esta situación son las zonas de páramo, subpáramos y zonas de recarga de acuíferos que fueron declaradas objeto de protección especial por la Ley 99 de 1993 (Art. 1, Núm. 4), protección reiterada en múltiples normas y acuerdos, sin que dichos ecosistemas hayan sido efectivamente protegidos al no contar con una delimitación geográfica detallada como fue ordenada por la Ley 1450 de 2011 (Art. 202), ni hacer parte del Sistema Nacional de Áreas Protegidas (SINAP) hasta el año 2015 .

Pese a que desde el año 2014 se avanza en la identificación y reconocimiento jurídico de los páramos en el país (Resolución 2090 de 2014 del MADS), aún quedan por delimitar otros complejos paramunos y no se ha comenzado el proceso con otros ecosistemas estratégicos como los subpáramos y las zonas de recarga acuífera, de modo que éstos no son en muchas ocasiones tenidos en cuenta por las autoridades en el OT.

A propósito, la actividad petrolera en los llanos orientales se ha superpuesto en muchos casos en zonas de recarga acuífera como es evidente en el bloque Cubarral y el bloque CPO-9 (Meta), o en el conjunto de ecosistemas de El Lipa en Arauca con el campo Caño Limón y los bloques de producción Cosecha, Rondón y Chipirón.

Por su parte, la Contraloría General de la República concluyó en su informe sobre fracking de 2018 que la ausencia de una línea base ambiental detallada, de Planes de Manejo Ambiental de Acuíferos y POMCAs que cuenten con mapas a escalas moderadas de estrés hídrico, en particular en las zonas donde se ofertaron los bloques de YNC, y de caracterización de los componentes sismotectónicos y de geología estructural a escalas detalladas, son factores críticos para gestionar los riesgos ambientales derivados de la exploración y explotación de YNC, así como para poder valorar de mejor manera la vulnerabilidad del recurso hídrico superficial y de acuíferos (CGR, 2018b, p.88-90).

LA CGR también afirma que "ponderando todas las variables que conforman los modelos hidrogeológico, hidráulico e hidroquímico, el nivel de conocimiento nacional es de aproximadamente un 40%, en donde las provincias hidrogeológicas Valle Medio del Magdalena, y Cordillera Oriental, zonas en donde se ofertaron la mayoría de Bloques de YNC, tienen niveles de conocimiento del 37% y 26%, respectivamente. En consecuencia, el Estado colombiano carece de información de "contraste" y verificación (línea base) frente a la información allegada por los interesados (operadoras)" (CGR, 2018b, p.89).

Omisiones en el proceso de licenciamiento ambiental:

Una vez se ha adjudicado un área mediante un contrato de concesión para adelantar actividades de exploración o explotación de hidrocarburos o minería, se deben iniciar los trámites con el fin de obtener el licenciamiento ambiental (Decreto 2041 de 2014 y el Decreto 1076 de 2015), para el cual el solicitante debe presentar a la ANLA el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) y el Diagnóstico Ambiental de Alternativas (DAA).

La Licencia Ambiental "opera como un instrumento de coordinación, de planificación y de gestión ambiental, mediante el cual diferentes entidades estatales y los particulares

involucrados cumplen con mandatos constitucionales como el de proteger el medio ambiente y garantizar un desarrollo sostenible" (Sentencia T-733 de 2017).

Para tramitar la Licencia Ambiental ante la ANLA, la parte interesada debe efectuar un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) donde se propone una zonificación de manejo de la actividad. Este instrumento define las áreas y restricciones para el desarrollo de la actividad petrolera considerando la zonificación ambiental (que incluye el uso del suelo definido en los POT/PBOT/EOT y POMCA). El proceso de licenciamiento ambiental ha sido cuestionado por múltiples aspectos, entre los cuáles cabe mencionar el hecho de que las empresas que efectúan los EIA sean contratadas por la parte interesada, así como las diversas metodologías de evaluación permitidas. Al respecto, el Profesor Javier Toro del Instituto de Estudios Ambientales de la Universidad Nacional de Colombia – Sede Bogotá, explicó que "entre 2010 y 2011 se utilizaron 18 metodologías de evaluación de impactos ambientales (EIA) con alcances significativamente diferentes, sin que la autoridad ambiental emitiera conceptos restrictivos al respecto" (Semana Sostenible, 2016). De acuerdo con la CGR (2017, p.74), "el país no ha establecido un marco regulatorio sólido, en materia de licenciamiento ambiental, que permita ejercer un control sobre los impactos que puedan generar los proyectos, obras o actividades en los ecosistemas reconocidos como de especial importancia ecológica".

A propósito, cabe mencionar la Sentencia T-445 de 2016 de la Corte Constitucional que ordenó un estudio interinstitucional para evaluar los impactos ecosistémicos y sociales de la minería y los hidrocarburos en Colombia. Frente a la inexistencia de estudios para adoptar decisiones sobre minería, la Corte expresó que: "llama la atención cómo el Gobierno Nacional ha construido toda una política minera sin contar con los adecuados estudios técnicos, sociológicos y científicos que permitan evaluar los impactos que genera dicha actividad sobre los territorios" (Sentencia T-445-16, Núm. 16, citado en Negrete 2017, p.5). En el documento de diagnóstico a cargo del Ministerio de Ambiente (con corte a agosto de 2019) se afirma que la validación de los impactos generados por la actividad minera realizada mediante el proceso de licenciamiento ambiental presenta "metodologías deficientes de identificación y evaluación", siendo una de sus limitaciones más representativas su corto

alcance, al realizarse “evaluaciones por proyecto sin contemplarse la evaluación de impactos regional, acumulativa, residual y sinérgica” (MADS et al, 2019, p. 269). La actualización de la Metodología General de Presentación de Estudios Ambientales y el Manual de Evaluación de Estudios Ambientales de Proyectos (Decretos 2041 de 2014 y 1076 de 2015) sigue sin ser realizada.

Ejemplos de cómo el licenciamiento ambiental puede afectar el ordenamiento territorial de los municipios y las áreas de importancia ambiental:

Tras la revisión del EIA por parte de la ANLA, se procede a otorgar o rechazar la licencia ambiental que, en caso de ser aprobada, puede adoptar o modificar la zonificación de la actividad, de acuerdo con las siguientes unidades de manejo establecidas en los Términos de Referencia para la perforación exploratoria de hidrocarburos (MADS & ANLA, 2014):

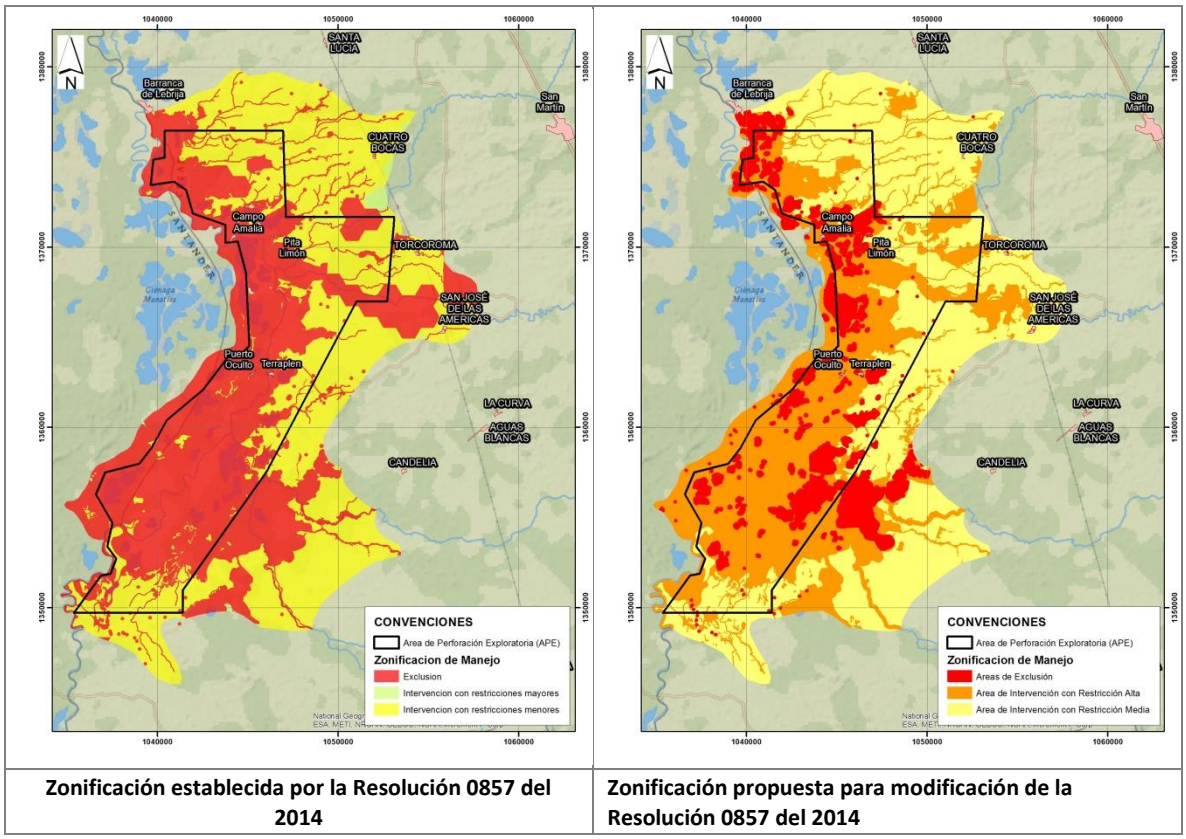
• Áreas de exclusión: corresponden a áreas que no pueden ser intervenidas por las actividades del proyecto. Se considera que el criterio de exclusión está relacionado con criterios legales, vulnerabilidad y funcionalidad ambiental de la zona y con el carácter de áreas con régimen especial. Aquí se incluyen áreas protectoras de acuerdo al uso del suelo y zonas de protección de ronda hídrica estipuladas en los POT/PBOT/EOT; áreas de conservación, restauración y preservación definidas en los POMCA aprobados por la Corporación Autónoma Regional; bosques, cuerpos de agua de tipo lótico (ríos, quebradas, caños) y léntico (ciénagas, esteros, lagos, lagunas), humedales y jagüeyes, morichales y áreas con especies nativas; sitios patrimoniales, de interés paisajístico y social; cascos urbanos y equipamientos; infraestructura para el abastecimiento y prestación de servicios públicos, entre otros.

• Áreas de intervención con restricciones: se trata de áreas donde se deben tener en cuenta manejos especiales y restricciones propias acordes con las actividades y fases del proyecto y con la vulnerabilidad ambiental de la zona. Deberán establecerse grados y tipos de restricción y condiciones de las mismas. Se deberá presentar en tres categorías de restricción (alta, media y baja). En este tipo de zona se permiten desde la construcción de vías, líneas de flujo, puntos

de captación y vertimientos, hasta la perforación de pozos exploratorios y construcción de ZODMEs (Zona de Disposición de Materiales de Excavación).

• Áreas de intervención: corresponde a áreas donde se puede desarrollar el proyecto con manejo ambiental acorde a las actividades y fases del mismo. Se permiten las actividades que presentan los mayores impactos.

A propósito del instrumento de zonificación, vale la pena revisar la solicitud de modificación de licencia ambiental de 2014 del bloque WMM-3 concesionado a la empresa Shell, que a su vez integra el bloque WMM-3 Adicional de YNC actualmente a cargo de la empresa Conoco. En este caso se puede ver cómo varía la zonificación de manejo de la actividad que fue aprobada por la licencia ambiental exploratoria para Yacimientos Convencionales (Resolución 0857 de 30-JUL-2014 de la ANLA) a una zonificación significativamente menos restrictiva que la empresa presenta a la autoridad ambiental ese mismo año con el fin de solicitar su modificación. En ese sentido, el documento presentado por la Shell (2014) contiene ajustes metodológicos con los cuáles concluye que “las coberturas como Bosques de galería, vegetación secundaria, herbazales inundables y ríos no son de exclusión para el proyecto, sino que son áreas con muy alta restricción para el desarrollo de muchas de las actividades de éste” (Shell 2014, Cap. 6., p. 18). La variación de las áreas de exclusión (color rojo) de la zonificación de manejo de la actividad, se presenta en la Figura 47.



Zonificación establecida por la Resolución 0857 del 2014 | **Zonificación propuesta para modificación de la Resolución 0857 del 2014**

Figura 47. Comparación zonificaciones de manejo. Tomado de Shell (2014).

En contraste, de acuerdo con el EIA del Área de Perforación Exploratoria (APE) Guane-A en Barrancabermeja y Puerto Wilches (Santander) (Ecopetrol, 2018 b), en donde se ha planteado uno de los proyectos piloto de fracking, Ecopetrol reconoce como áreas de exclusión las ciénagas y humedales, y coberturas sensibles como bosque abierto alto inundable, herbazal denso inundable no arbolado, herbazal denso inundable arbolado, zonas pantanosas y vegetación acuática sobre cuerpo de agua (Ecopetrol 2018, Cap. 9, p.8). Aun así, los resultados presentados en el EIA son cuestionables pues, si bien las áreas de sensibilidad o importancia "muy alta" de la zonificación ambiental pasan a configurar las zonas excluidas de la actividad (color rojo) en la zonificación de manejo, las áreas de sensibilidad o importancia ambiental "alta" (color naranja) pasan en gran medida a ser "áreas de intervención con restricción media" (Figuras 48 y 49).

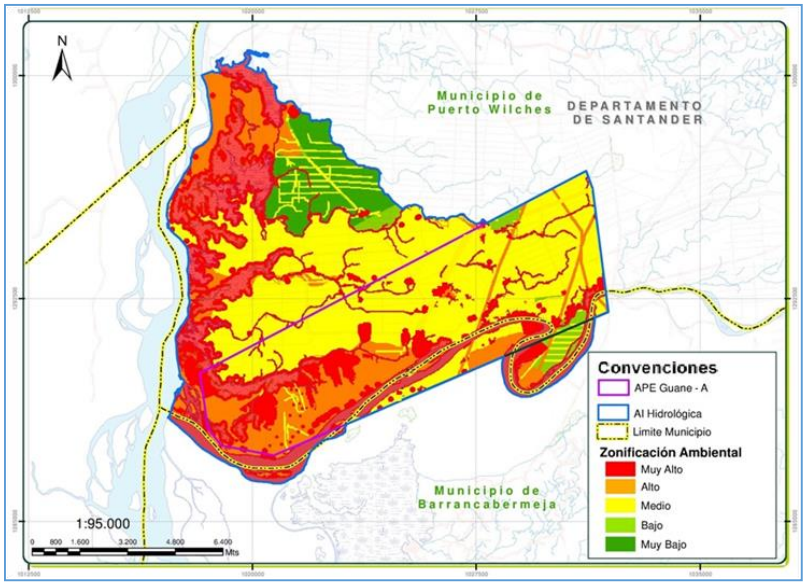


Figura 48. Zonificación ambiental para la solicitud de licencia ambiental para el APE Guane-A. Fuente: Grupo Consultor Ingeniería Strycon S.A.S, 2015, en Ecopetrol 2018, Cap. 6, p. 80.

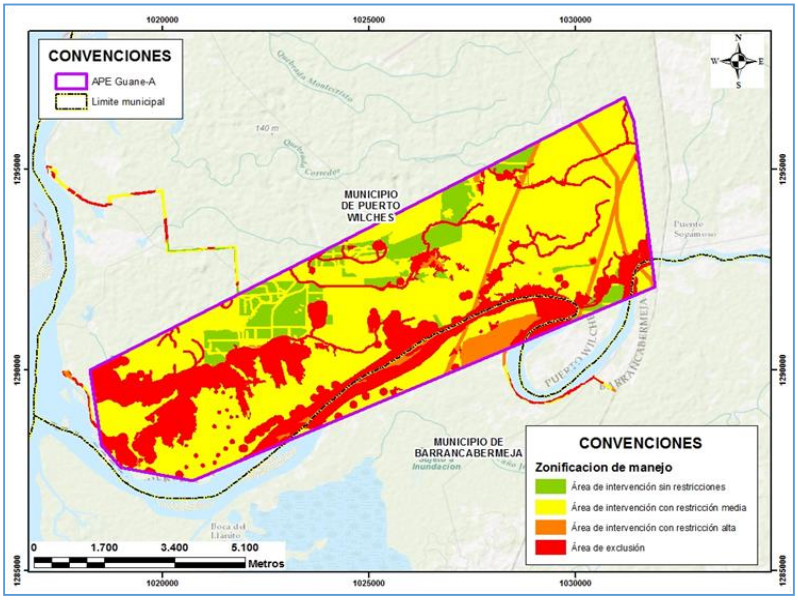


Figura 49. Resultados de zonificación de manejo para la solicitud de la licencia ambiental del APE Guane-A. Fuente: Grupo Consultor Ingeniería Strycon S.A.S, 2015, en Ecopetrol 2018, Cap. 9, p. 7.

El Caso de yacimientos no convencionales del sur del Cesar:

El caso de la APE Piranga en el municipio de Aguachica, Cesar, operada por las empresas Conoco y Canacol bajo el contrato adicional 382 VMM 2, permite ilustrar los conflictos e injusticias ambientales derivados de un EIA que no aborda las dinámicas territoriales.

Las empresas afirman que la APE ocupará 11 hectáreas; sin embargo, los estudios de impacto ambiental aseguran que la delimitación de la APE tiene un área de influencia física directa de 1.185 hectáreas distribuidas en tres veredas del municipio de Aguachica (San Lorenzo) y Río de Oro (Sabana de Buenavista y Cruce de Patiño). Igualmente, la zona de producción está contigua a la ciénaga Doña María que ocupa aproximadamente 1.724 hectáreas (Figura 50). Según la Corporación Autónoma Regional del Cesar en el sector sur del área de influencia física de la APE está el corredor biológico de la quebrada Tisquirama que es la fuente de captación de aguas para la APE. El corredor es un área prioritaria de conservación del portafolio del Sistema Departamental de Áreas Protegidas -SIDAP Cesar-.

La sucinta descripción del APE Piranga permite establecer que la delimitación de las zonas de producción y distribución excluye las relaciones ambientales y sociales del complejo de humedales del río Lebrija y Magdalena, que no se circunscriben al área clasificada como de influencia física de la APE. Asimismo, la APE Piranga evidencia que el estudio de impacto ambiental oculta la existencia de pescadores en la ciénaga Doña María en el corregimiento de Puerto Patiño, a tan solo 3,7 kilómetros del área donde se proyecta la APE Piranga. La forma para excluir la población pescadora es solicitar información a la Autoridad Nacional de Acuicultura y Pesca –AUNAP- sobre asociaciones de pescadores en la vereda San Lorenzo y quebrada Tisquirama, sin mención alguna de la ciénaga Doña María a tan solo 1,7 kilómetros de la APE (AUNAP, 2018). La exclusión deriva de la interpretación selectiva del EIA para delimitar su área de influencia bajo delimitaciones veredales que no corresponden con los sistemas socioambientales.

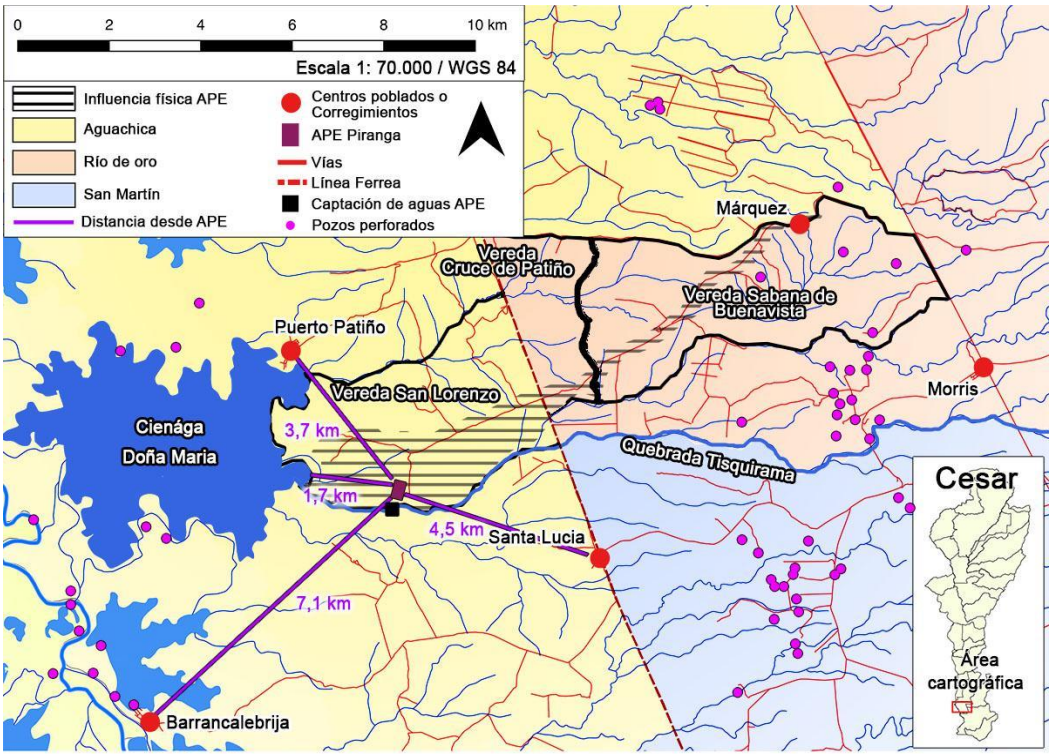


Figura 50. Cartografía APE Piranga, área de influencia física.

La proximidad implica que las relaciones ecosistémicas y sociales del corregimiento de Puerto Patiño y la ciénaga Doña María se verán afectadas por la APE Piranga. En parte por su escasa distancia y por requerir el yacimiento no convencional de un punto de capitación permanente de agua sobre la quebrada Tisquirama. La delimitación de la influencia física de la APE se impone arbitrariamente, porque las ciénagas hacen parte del ecosistema de humedales y no se deben considerar de manera independiente, porque son parte de un sistema multiescalar que incluye criterios: hidrológicos, biológicos y ecológicos (IAVH, 2014). De hecho, abordar la ciénaga, y una quebrada que desemboca en ella, de manera individual pone en riesgo la integridad del sistema, así como el mantenimiento de sus servicios y funciones (IAVH, 2014). En este sentido, es incierta la determinación de la quebrada Tisquirama como una fuente de agua independiente de la ciénaga Doña María, ya que es una fuente de alimentación de la ciénaga, y simultáneamente es un elemento donde circulan varias especies, tal como lo revelan los mapas realizados en el marco del EIA de la APE Piranga. La selección

de la quebrada Tisquirama para captar sus aguas afectará directamente el suministro hídrico y la circulación de seres vivos de la ciénaga, en especial el pescado. De esta manera, la ciénaga que no hace parte del EIA, recibirá impactos que se diseminarán por el complejo de humedales que pertenecen a la cuenca media del río Magdalena. El impacto puede agravarse en caso de un daño o fisura de la infraestructura de producción y distribución. Estos accidentes ya han ocurrido en el Magdalena Medio (IAVH & ALMA, 2013).

Por otra parte, el ecosistema de humedal es dinámico, por lo cual establecer límites constituye aproximaciones, en la medida que el espejo de agua en la superficie varía según el flujo de ríos y quebradas, régimen de lluvias y uso de aguas subterráneas. De ahí la necesidad de delimitar un ecosistema de humedales durante su máxima extensión, que es, la temporada de lluvias (IAVH, 2014).

La alcaldía municipal indica que el área de la APE está sobre suelos de protección ambiental y de alto riesgo por amenaza de inundación y área forestal del rio Magdalena (Alcaldía de Aguachica, 2018). Igualmente, el MADS (2018) identifica que la APE está sobre las zonas de inundación que hacen parte del sistema de humedales temporales y permanentes. El proyecto de hidrocarburos se proyecta sobre un ecosistema de humedales y esto lo hace proclive a los riesgos asociados a las inundaciones y al ciclo dinámico del mismo (Figura 51).

Los riesgos por inundación no pueden omitirse; mucho menos en el Magdalena Medio, donde son recurrentes los desastres. Un claro ejemplo se presentó durante el fenómeno de la niña entre el 2010-2011: “se registraron 40 mil personas damnificadas, cerca de 887 mil hectáreas inundadas y afectación de los sistemas económicos de agricultura, ganadería, silvicultura, caza y pesca que para el 2010 se tradujo en la reducción de 0,12 puntos porcentuales del crecimiento del PIB nacional” (IAVH & ALMA, 2013).

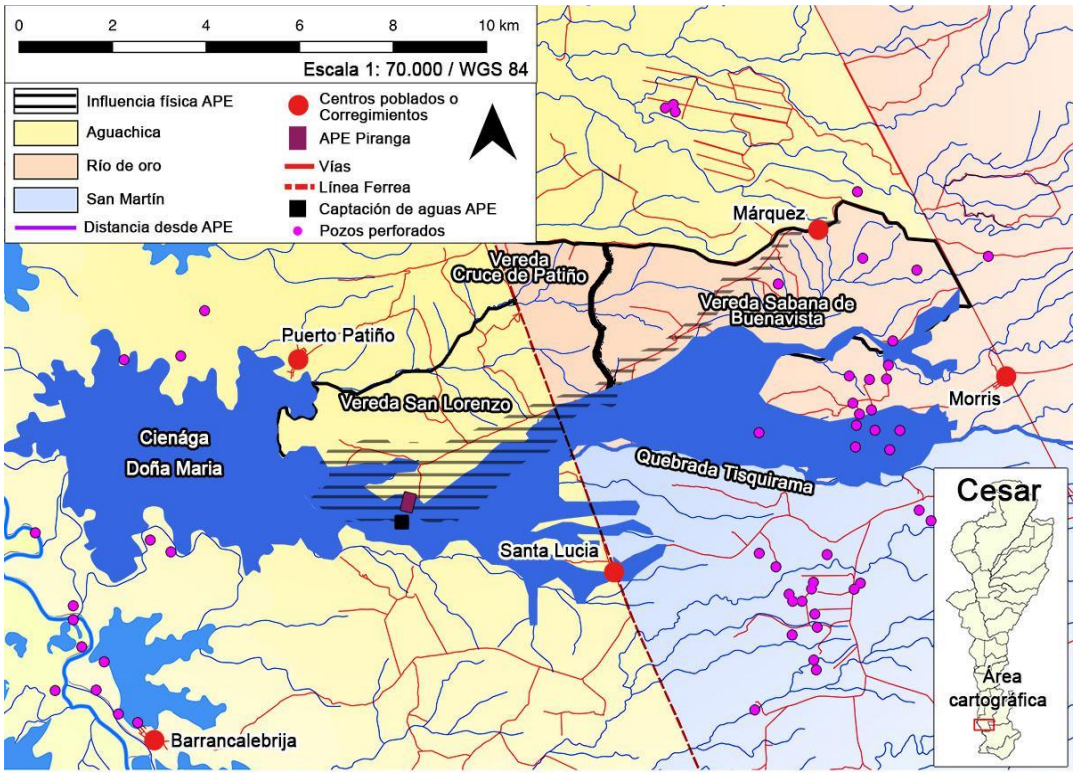


Figura 51. Cartografía APE Piranga en relación al sistema de humedales temporales.

La extracción y transformación energética multiplicará las actividades e impactos de los 60 pozos (activos e inactivos) que se encuentran en un rango de 10 kilómetros desde la APE Piranga. La captación de aguas de la quebrada Tisquirama que requiere el yacimiento no convencional, se adiciona al consumo que demandan los pozos ubicados sobre la misma cercanos al corregimiento de Morris del municipio de Río de Oro, Cesar (Figura 51). Asimismo, el impacto directo sobre la ciénaga de Doña María se suma a los pozos que están ubicados en su ronda que pertenecen al contrato No. 136 operado por Ecopetrol.

La cartografía presentada permite observar que el proyecto de extracción en yacimientos no convencionales en la APE Piranga se superpone con el complejo de humedales de la cuenca media del Magdalena Medio, ecosistemas en estado de deterioro y degradación derivado las actividades de la industria de los hidrocarburos la ganadería, tala selectiva, pesca indiscriminada, proyecto de energía hidráulica, agroindustria y la expansión urbana (IAVH

& ALMA, 2013). En las zonas de infraestructura, producción y distribución, los impactos sobre los humedales resultan de la alta demanda permanente de fuentes hídricas y la contaminación por los derrames y fugas de hidrocarburos. Los escenarios de toxicidad se contraponen con las nociones locales del sistema de humedales como territorios de vida de culturas anfibias, que elaboran relaciones adaptativas entre la relación inundación-sequía y la agricultura y pesca transitorias (IAVH & ALMA, 2013).

En términos de relaciones sociales es necesario mencionar que el área de influencia física de la APE se determina según la zona de producción y el uso de la vía de acceso desde el corregimiento de Márquez. Por su parte el impacto social se determina según las veredas del área de influencia física. Esta delimitación desconoce que en un rango de 7 kilómetros hay dos corregimientos adicionales a Puerto Patiño, es decir, la población que cohabitaría con la APE excede las comunidades que integraron el estudio de impacto ambiental.

La cercanía con la cabecera municipal de San Martín a 25 kilómetros permite aseverar que una parte del ciclo del boom inmobiliario recaerá sobre su cabecera municipal habitada por el 55,38 % de la población total estimada en 20.552 personas según censo del 2018. El municipio de San Martín recibe la influencia de dos proyectos de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, ya que el Proyecto Plata (Figura 52), cuyo contrato también es de ConocoPhillips y Canacol, está en su jurisdicción. Igualmente, el impacto recaerá sobre la cabecera municipal de Aguachica a 36 kilómetros de distancia, con una población de 95.874 personas y cuya población urbana es del 87,84%.

Las poblaciones de las ciudades pequeñas y medianas que cuentan con una infraestructura de servicios como la cabecera municipal de Aguachica, son vulnerables a los impactos de la bonanza. El caso de Aguachica resalta porque su índice de necesidades básicas insatisfechas –NIB- según el estudio de impacto ambiental es de 72,85%. Un aumento en su población aumenta exponencialmente la demanda de servicios públicos y la posibilidad de escasez, porque la industria de hidrocarburos no existe por sí sola, necesita de un rango de servicios y comercios que ocuparán las cabeceras municipales, en especial la de Aguachica. De ahí la posibilidad de configurarse un escenario de injusticia ambiental, porque solo aquellos con mayor capacidad adquisitiva pueden acceder a los recursos naturales y servicios públicos, a

diferencia de las poblaciones vulnerables que sufren los efectos de la escasez y sobrecostos de la calidad de vida.

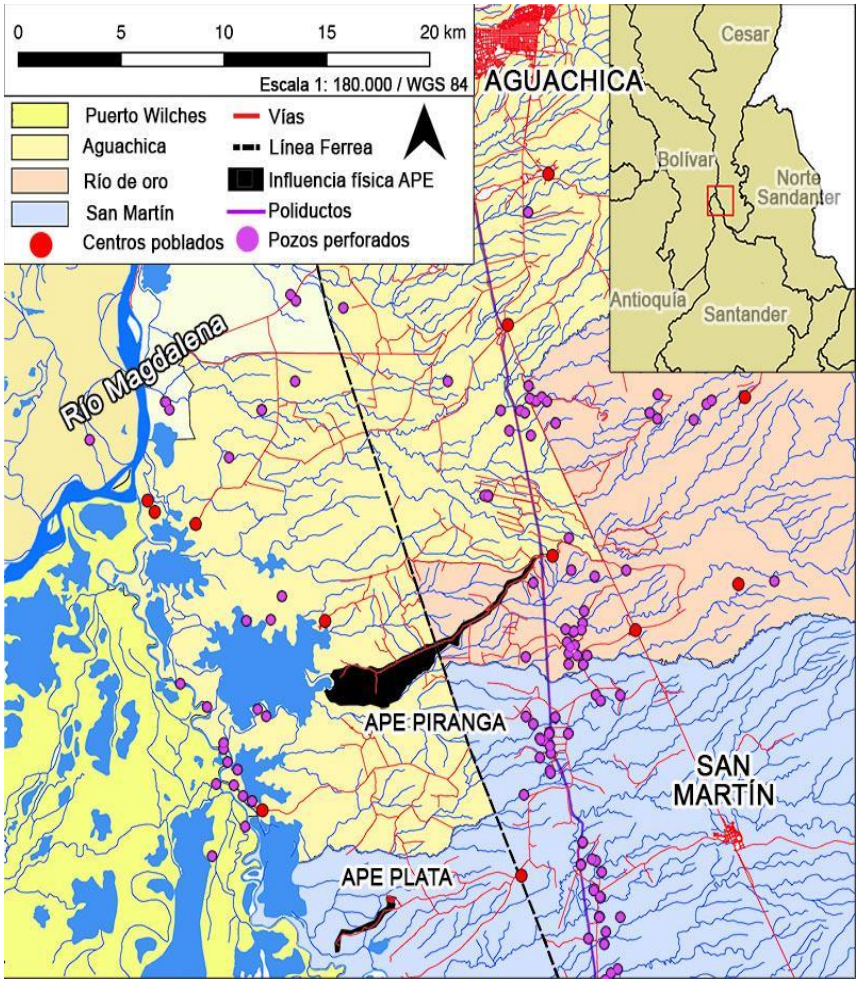


Figura 52. Área de influencia física en yacimientos no convencionales, sur del Cesar.

En términos de uso del suelo, la Unidad de Planificación Rural Agropecuaria (UPRA, 2016) clasifica el área de influencia de la APE Piranga con una aptitud alta para plantaciones forestales comerciales y como un área de vocación agrícola (Figura 53). De hecho, los mapas parlantes que realiza el estudio ambiental identifican actividades agropecuarias en el área, en la cual se destacan cultivos de Palma Africana para la extracción de aceite en la vereda San

Lorenzo -Aguachica. Según los planteamientos sobre la competencia entre la industria de los hidrocarburos y la economía agropecuaria, la exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales en el sur del Cesar crean las condiciones para que emerjan conflictos sociales en torno al uso de vías, fuentes de agua y mano de obra rural.

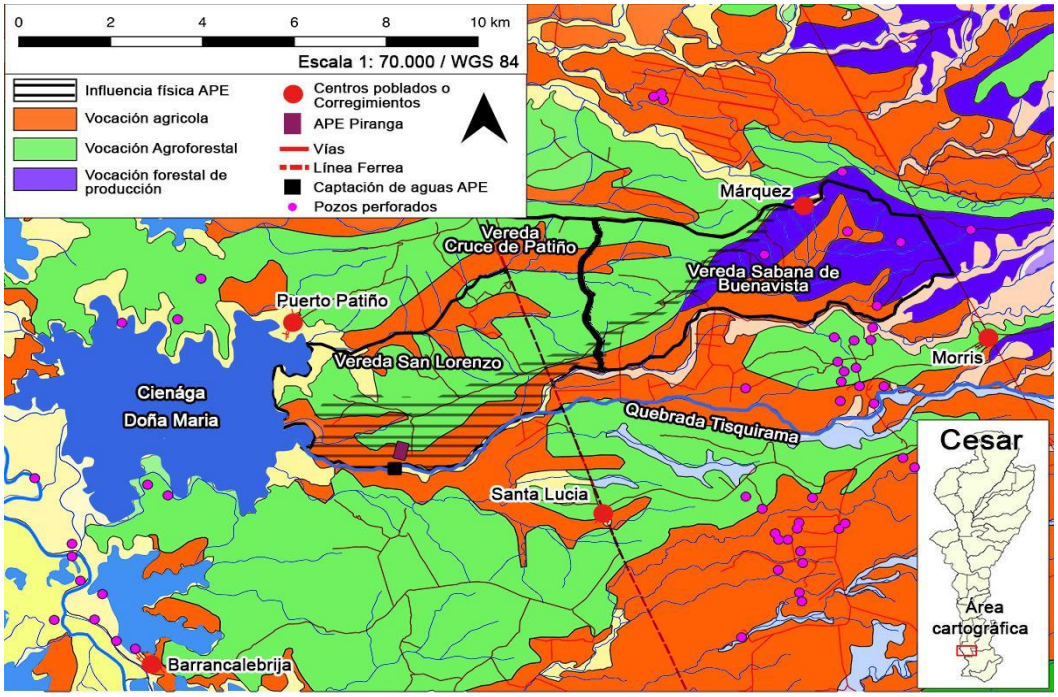


Figura 53. Uso agrícola y forestal del suelo. Tomado de UPRA (2016).

Las discusiones académicas sobre el ordenamiento territorial tratan la participación comunitaria como un aspecto central para implementar, legitimar y construir (Hernández, 2010: 107). Abordar la participación en los procesos de ordenamiento territorial deriva en la interrelación entre un enfoque ascendente o descendente (Carvajal, 2011). Un enfoque descendente parte del poder del Estado para ordenar el territorio nacional desde una noción tecnocrática y economicista que oculta el carácter político de la participación. Mientras que el enfoque ascendente se ejerce desde las comunidades locales que habitan los territorios desde una dimensión política de confrontación de perspectivas. En Colombia, el proceso de

descentralización consensuado en la Constitución de 1991 creó escenarios consultivos donde las comunidades se reúnen con autoridades del Estado; sin embargo, estos escenarios no tienen incidencia en el ordenamiento del territorio. De ahí que Carvajal argumente que la participación es una figura jurídica sin incidencia práctica que no reconoce las historias locales sobre el territorio. Es así que se excluyen de los análisis de ordenamiento territorial formas de gobernabilidad ascendentes y con ellas formas alternativas de comprender el contexto desde la experiencia cotidiana, contribuyendo a acentuar la conflictividad social y ambiental (Carvajal, 2011).

Otros ejemplos de cómo el licenciamiento ambiental puede afectar el ordenamiento territorial de los municipios y las áreas de importancia ambiental:

En el bloque de producción de hidrocarburos Cubarral (Acacías, Castilla La Nueva y Guamal, Meta), la ANLA afirma que Ecopetrol no tuvo en cuenta la zonificación ambiental presentada en el EIA, en cuanto a "áreas de protección y preservación ambiental, así como los ecosistemas estratégicos y ambientalmente sensibles de los POT o EOT… Dentro del EIA, los cuerpos de agua superficiales y sus rondas de protección (30 m) fueron consideradas como áreas con muy alta sensibilidad ambiental; y sin embargo, la Empresa dentro de la zonificación de manejo los catalogó como áreas de intervención con alta restricción" (Resolución 1137 de 2012, p.13, 14). Ecopetrol argumentó que estaba siguiendo lo reglamentado en el POMCA, norma de superior jerarquía, y por eso se permitía desconocer los POT y EOT, frente a lo cual la ANLA responde que el carácter de estos instrumentos es complementario y no excluyente.

En 2015, Ecopetrol intentó modificar la zonificación de manejo de la actividad del bloque Cubarral, aprobada en las Resoluciones 728 de 06-SEP-2012 y 472 de 29-ABR-2015, radicando ante la ANLA un nuevo estudio sobre vulnerabilidad de los acuíferos, efectuado con el mismo método (DRASTIC) que había empleado en 2012, pero que esta vez reducía la vulnerabilidad en áreas de interés de la empresa. Los nuevos resultados presentan una vulnerabilidad alta del 18% en el área de influencia directa del Bloque Cubarral, frente al

95% obtenido anteriormente. En esta ocasión, la ANLA no cede a la pretensión de la empresa al no encontrar argumentos técnicos de respaldo (Resolución ANLA 293 de 2016, p.61).

A pesar de que las zonas de importancia hídrica como los humedales y zonas de recarga de acuíferos fueron definidos como ecosistemas estratégicos (Decreto 1076 de 2015) y están protegidos por la Ley 99 de 1993 (Art. 1, Núm. 4), y del mismo modo, las rondas de los cuerpos hídricos son regularmente protegidas por los Planes de Ordenamiento Territorial y deben ser excluidas de las actividades de alto impacto o riesgo como la perforación de pozos petroleros, en el Campo Caño Limón – Área Asociación Cravo Norte a cargo de OXY y Ecopetrol (que comprende la zona norte del estero del Lipa), la ANLA evidenció 27 plataformas multipozo sobre la ronda hídrica de cuerpos de agua así como varios pozos del proyecto Chipirón TB (parte del Campo Caño Limón) "construidos en la mitad del estero del Lipa el cual corresponde a un cuerpo de agua de gran tamaño e importancia donde se encuentra variedad de flora y fauna nativa de la región" (ANLA, Concepto Técnico 1882 de 2016, p. 43, 47).

En el bloque exploratorio CPO-09, concesionado a Ecopetrol en Guamal y otros municipios del Meta, la licencia ambiental de 2012 (ANLA, Resolución 466 de 2012) fue modificada recategorizando el río Humadea como una fuente hídrica de tercer orden o caño, con lo cual se redujo su franja de protección y se legalizó la localización de plataforma de perforación Lorito-1, al pasar de ubicarse en una zona excluida de la actividad a una zona con restricciones mayores (ANLA, Resolución 175 de 20-FEB-2013). La perforación en Lorito-1 implicaba un alto riesgo de contaminación hídrica pues se encontraba sobre un acuífero libre conectado con el río Humadea, en cercanía de la bocatoma del acueducto municipal de Castilla La Nueva (a 623 m) y el desarenador del acueducto veredal de Humadea (a 180 m) (ANLA, Resolución 175 de 20-FEB-2013, p.3, 21). Tras una larga oposición de las comunidades que bloquearon durante 8 meses –entre febrero y octubre de 2013– el paso del taladro en la vereda Montecristo en Guamal, y la Sentencia T-652 de 2013 proferida por la Corte constitucional que ordenó a Ecopetrol suspender las operaciones relacionadas con Lorito-1, amparando el derecho fundamental de acceso al agua potable y aduciendo el principio de prevención en materia ambiental, la empresa optó por reubicar la plataforma.

Aspectos ambientales de las regiones, evidenciados en los Planes de Gestión Ambiental Regional (PGAR) y los Planes de Ordenamiento Territorial (POT):

Los PGAR proyectan la visión ambiental de las regiones, construida a través de procesos de participación y de la recopilación de la información disponible de las respectivas jurisdicciones de las Corporaciones Autónomas Regionales. En algunos casos, estos planes incorporan las directrices y estrategias establecidas en los planes de ordenamiento territorial de los departamentos y municipios ubicados en la respectiva jurisdicción, representando así una orientación que conlleva a compromisos ambientales concretos. A continuación se presenta un resumen de los resultados de la revisión de los PGAR, los POT y los PBOT de una de las regiones en donde se proyecta implementar la técnica del fracking:

Plan de Gestión Ambiental Regional del Departamento de Santander:

El PGAR de la Corporación Autónoma Regional de Santander CAS disponible en la actualidad corresponde al período de 2012-2021. En este documento se presentan el diagnóstico para todo el departamento, pero nuestro interés se centra en la zona del Magdalena Medio. Las principales observaciones que se le pueden hacer a este documento para la región de análisis son que se detecta degradación de suelos entre moderada y severa en gran parte del territorio (pág. 73), también se observa la existencia de ecosistemas estratégicos como humedales y zonas semiáridas y áridas que requieren ser protegidos y conservados. Los principales ríos del Magdalena Medio son el Sogamoso, Lebrija, Opón y Carare. Algunas de estas corrientes están fuertemente antropizadas y cruzan tierras fértiles con gran potencial para el desarrollo de la agroindustria y la ganadería, por lo que el conflicto por uso del suelo y del agua es frecuente en estas zonas. Se observan problemas de calidad del agua, por la falta de tratamiento de las aguas residuales de los municipios que cruzan. En el caso del acueducto rural se tiene una cobertura departamental del 41,43% y para el alcantarillado rural es de 8,86%, pero su ampliación requiere de una alta inversión dado que la población rural es muy dispersa. Las plantas de potabilización deben ser optimizadas ya que en la mayoría de los casos el agua no es apta para el consumo humano. Los alcantarillados

presentan alta obsolescencia, ya que la mayoría ha sobrepasado su vida útil, lo que a su vez genera que se viertan aguas negras a los ríos con sus respectivos impactos ambientales (secciones 2.6.1.1 y 2.6.1.2). La accesibilidad vehicular es otro problema en la región, pero no está reportado, por lo que la reparación de las vías y la mejora en los tiempos de viaje son aspectos que preocupan en esta región y que deberán ser atendidos para no entrar en conflictos con las comunidades.

Se tienen identificadas reservas de carbón, minerales, rocas industriales y materiales de construcción, incluyendo arenas silíceas, calizas, caolín, cuarzo, esmeralda, fluorita y roca fosfórica. En total en el departamento se identifican seis grandes proyectos mineros (sección 2.7.6.) los cuales pueden entrar en conflictos por el uso del suelo con otras actividades como la agrícola, la agroindustria, el turismo y la ganadería.

Los ejes estratégicos que se definieron en el PGAR corresponden a: 1) Eje de base biofísica, 2) Fortalecimiento institucional, 3) Transversal, que incorpora la integración con los POT la investigación y el Desarrollo tecnológico. Se destaca en el PGAR el agua potable y el saneamiento básico y el aprovechamiento sostenible de los recursos minero-energéticos como ejes fundamentales que se deben articular con los demás instrumentos de planificación. El documento no menciona, ni incluye aspectos relacionados con la explotación de hidrocarburos.

Plan de Gestión Ambiental Regional del Departamento del Cesar:

El PGAR de Corpocesar fue establecido para el período de 2019-2040 y se titula “Alianza integral estratégica, por el desarrollo sostenible del Cesar: desafíos y oportunidades”. Se trata de un documento que le apunta al cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo del Milenio a través de cinco líneas estratégicas. Una comparación con las líneas estratégicas del PGAR del 2002 al 2012, muestra avance en aspectos tales como: fortalecimiento institucional, la gestión para el ordenamiento ambiental territorial y la gestión del riesgo y la gestión para asuntos ambientales sectoriales, pero indican que se deben fortalecer la gestión ambiental del agua y de los recursos naturales, lo que implica que son puntos de conflictos que deben ser

tenidos en cuenta si se proyecta la exploración/explotación de hidrocarburos, los cuales no están incluidos en estos planes de gestión.

Los problemas identificados siguen siendo básicamente los mismos, dado que el crecimiento de la región ha influido en que no se logren todas las metas proyectadas. Se demandan más bienes y servicios ambientales que posibiliten incrementar las áreas boscosas y aumentar la disponibilidad de agua. Se reportan problemas de accidentalidad por el tránsito vehicular en las principales vías. Se considera muy importante ajustar los POT para que incluyan las determinantes ambientales establecidas en los diferentes instrumentos de planificación ambiental como son los POMCAS, PSMV, PGIRS, PMA y PDA.

Dentro del Plan de Acción de Corpocesar para el periodo 2016-2019, se destaca en este PAI su lema "Agua sostenible para el desarrollo sostenible", lo que indica que hay problemas de reducción de oferta hídrica, deterioro de las aguas, uso irracional del agua, alta variabilidad del consumo de agua y mala calidad de las aguas por deficiencias en el alcantarillado y el tratamiento de las aguas residuales, todo debido a que no se ha cumplido con el Plan de Saneamiento departamental, problemas que trata de enfrentar este plan de acción para todo el Departamento, no sólo para la región del Magdalena Medio. Este tipo de problemas ya identificados sugiere un posible conflicto por el uso del agua en caso de implementar la exploración y explotación mediante fracking. Además, también se esperan conflictos por el uso de la tierra, ya que es un departamento con tradición ganadera, agrícola, agroindustria y de minería. Se reporta en el mismo informe que se ha eliminado casi totalmente la cobertura boscosa, desplazando la fauna silvestre y afectando la oferta ambiental y por ende la producción sostenible en el sur de departamento (pág. 25).

Plan de Ordenamiento Territorial de Barrancabermeja:

Advirtiendo que a septiembre de 2019 se trata de un documento en construcción, se aprecia que el POT hace mucha alusión a que se han incorporado las variables de riesgo y destacan que se deben tomar medidas estructurales (página 82 del documento resumen del POT) que incluyan recuperación de rondas hídricas, reforestación, recuperación de humedales, canteras

y chircales entre otras medidas estructurales y no estructurales. Algunas de éstas medidas pueden entrar en conflicto por el uso del suelo, ya que en el mismo documento se resalta la importancia de la estructura ecológica principal como eje articulador del POT. Buscan además diversificación de la economía, fortaleciendo el turismo y la agroindustria. En cuanto al uso del suelo propuesto para el 2019-2031 se tienen, según la Zonificación Ambiental del suelo rural y urbano, áreas agrícolas, de restauración y de recreación que pueden interferir con las nuevas zonas proyectadas para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales y que no han sido contempladas en el POT.

Por lo tanto, se puede decir que el POT de la ciudad de Barrancabermeja no tiene una prospección clara hacia el aumento de la producción de gas por fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales, ya que sólo contempla 2.63% (1.125 Ha) para actividades mineras, básicamente debido a que no se contemplaba esta alternativa como viable.

En cuanto a movilidad, el POT destaca que no tienen registros de desplazamientos diarios y que se utilizan vehículos particulares y chalupas que viajan por el rio Magdalena. Mencionan que la ruta del sol mejora la accesibilidad a la planta de Ecopetrol, disminuyendo el tránsito de vehículos pesados por la zona urbana, pero hay deficiencias en la señalización, iluminación y accesibilidad peatonal de la ciudad.

El POT en la pág. 59 del documento de formulación, destaca que Barrancabermeja valora, protege e integra el sistema hídrico como elemento de ordenación y planificación del territorio, donde el análisis de la información recopilada de las aguas indica que el corregimiento de San Rafael de Chucurí, utiliza las aguas de la Ciénaga Aguas Negras y la parte rural hace uso de pozos que funcionan bien; algo similar ocurre con el alcantarillado que debe ser mejorado y funciona con pozos. El corregimiento de Ciénaga de Opón se abastece completamente de pozos, y no tiene alcantarillado. El corregimiento El Llanito, se abastecía de pozos, pero debido al abatimiento del acuífero dejó de funcionar en 1999 (pág. 47 del Diagnostico rural del POT), utilizan parcialmente un acueducto viejo que requiere de una nueva red. En cuanto al alcantarillado solo tiene una parte construida y el 30% no cuenta con alcantarillado. El corregimiento La Fortuna se abastece de varias fuentes, como son lluvias, pozos y aguas superficiales; el centro poblado lo administra Acuafortuna, siendo

deficiente y su alcantarillado obsoleto. El corregimiento el Centro tiene una cobertura del 93,5% incluyendo sus veredas aledañas; el alcantarillado cubre sólo el 10% de la población, siendo los pozos sépticos la alternativa. El corregimiento Meseta de San Rafael, tiene una cobertura del 80% del acueducto con pozos y el acueducto de Acuafortuna, pero sólo el 5% de la población tiene agua potable; su red de alcantarillado no existe por lo que usan pozos sépticos.

Plan Básico de Ordenamiento Territorial del Municipio de Aguachica (Cesar):

El PBOT disponible corresponde al presentado para el período 2001-2010. En éste documento no se prevé la explotación de hidrocarburos mediante fracking, pero sirve como línea base para identificar las situaciones problemáticas y requerimientos del municipio. Se identifican problemas de todo tipo, desde institucionales, económicos, sociales y ambientales, incluyendo la escasez en el acueducto rural, problemas en el saneamiento básico, manejo de residuos sólidos, conflictos por el uso del suelo, destrucción de ecosistemas, sobreexplotación de recursos naturales y contaminación del aire y del agua. Al igual que en otros municipios, nuevos actores deberán entender estos problemas y ser partícipes de una solución, en lugar de llegar a las comunidades solicitando recursos y servicios que no se tienen proyectados ni planificados en sus instrumentos de planificación territorial. En el documento resumen del PBOT se destaca que son prioridades del municipio: 1) Política de organización social para construir ética pública, 2) Mejorar el sistema de prestación de servicios sociales básicos (incluye los servicios públicos), 3) Convivencia y paz, 4) Desarrollo económico y social, y 5) Desarrollo sostenible y medio ambiente, en donde destacan la planificación del uso del suelo. Al igual que en otros municipios, muchos de los proyectos planteados y propuestos en el PBOT quedaron incompletos o en estado de formulación, ya que no se concretaron los recursos para su ejecución, situación que se ve agravada en el sector rural.

En el plan de desarrollo municipal del año 2016-2019 aparecen nuevos proyectos muy interesantes, como son los de adaptación al cambio climático, mejoramiento de la vivienda,

con un apartado para controlar la explotación minero-energética. Se incluyó también el mejoramiento de la movilidad y de la infraestructura vial, que evidencia problemas por el crecimiento de los últimos años, así como proyectos turísticos y de desarrollo tecnológico, entre otros temas. Persisten los problemas de acueductos y alcantarillado, con sistemas deteriorados y con servicio intermitente. Nuevamente, se trata de un plan ambicioso que no incluye ni proyecta la explotación de hidrocarburos en la región, ni hace un análisis de los posibles problemas que acarrea la implementación de este tipo de tecnología en el municipio, en donde existe un potencial aurífero y de cobre, lo cual también puede aumentar el conflicto por el uso del suelo.

Una comparación entre el PBOT del 2001-2010 y el Plan de desarrollo del 2016-2019 indica que los problemas persisten, aunque se reconocen mejoras en varios aspectos. El crecimiento en el municipio no ha sido planificado adecuadamente, puesto que las problemáticas institucionales, sociales y ambientales prevalecen.

Esquema de Ordenamiento Territorial en el municipio de San Martin, Cesar:

En este momento se encuentra en fase de formulación el EOT por parte de la Universidad del Magdalena, pero no se dispone de un borrador preliminar. Se tienen las versiones del año 2000 y la del año 2010. En la última se hace mucho énfasis en el carácter agroindustrial del municipio, por lo que se esperan conflictos en los usos del suelo y del agua, además de reportar problemas de vías y accidentalidad. En el EOT del año 2000 se tenían contempladas acciones para la mejora del saneamiento básico en el municipio, mediante la ampliación en la cobertura de acueducto y alcantarillado, tanto en la cabecera urbana como en el poblado Ariari. También se contempló el diseño y construcción de una Planta de Tratamiento de Aguas Residuales, ya que el caño Camoa se ha convertido en lugar de vertimiento de basuras y aguas negras, deteriorando la calidad de las aguas de este ecosistema estratégico para el municipio, ya que se trata de una reserva ecológica. No ha sido posible hacer seguimiento al desarrollo de estas obras, que al parecer siguen siendo insuficientes dado el crecimiento que ha experimentado el municipio en los últimos años. En el informe de empalme del último

alcalde, se menciona que el municipio no cuenta con un Plan de Cambio Climático y que requiere la formulación e implementación de Planes de Manejo Ambiental de los ecosistemas estratégicos (Santuario de flora y fauna en los humedales del municipio y las áreas de producción hídrica). Además, se menciona que se deben adquirir vehículos para el mejoramiento de las diferentes vías y una buena movilidad… lo que implica que también reporta problema de accesibilidad y tráfico en el municipio.

Plan de Desarrollo Municipal del Municipio de Puerto Wilches:

Dado que no se encuentra el Esquema de Ordenamiento Territorial del Municipio de Puerto Wilches disponible en las plataformas de internet, se procede a realizar una revisión del estado del Plan de Desarrollo del Municipio para el período 2016-2019. En cuanto al saneamiento básico y agua potable se reporta durante el período 2011-2013 una cobertura del 56% para el acueducto y el alcantarillado, con índices de calidad mala y un riesgo alto. Se reporta que la planta de tratamiento de agua potable no funciona al 100% por falta de mantenimiento, con problemas en las redes de acueductos rurales y además problemas ambientales. La CAS ha sellado el relleno sanitario por lo que las basuras son llevadas hasta Barrancabermeja. Los conflictos por el suelo indican que hay déficit de vivienda rural y problemas de utilización del suelo, aunque reportan un 32% de uso adecuado del suelo. Se reportan problemas de accesibilidad y accidentalidad en la zona, por problemas de señalización.

Se proponen seis ejes estratégicos en las siguientes temáticas: 1) Equidad y bienestar para todos, enfocado a las poblaciones vulnerables y reduciendo las brechas detectadas en el municipio, 2) Somos salud, somos vida, 3) Somos territorio de paz, enfocado a la población víctima del conflicto armado, 4) Somos un futuro sustentable, que incluye preservación de ecosistemas, reducción y mitigación del impacto al cambio climático 5) Somos progreso responsable, 6) Puerto Wilches somos todos. El plan de Desarrollo es un reflejo de los problemas que enfrenta el municipio y que hasta la fecha han sido abordados de forma parcial.

PREGUNTA 3.6: ¿Cómo deberían ser los espacios y mecanismos para garantizar una participación efectiva informada y continua por parte de las comunidades?

RESPUESTA 3.6:

En primera instancia, vale la pena definir qué se entiende por participación efectiva de las comunidades en relación con los asuntos ambientales. El Principio 10 de la Declaración de Río sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo de 1992 se sustenta en la relación de tres derechos humanos conectados entre sí e interdependientes, relacionados con el tema de la participación (CEPAL, 2018):

- El derecho de toda persona a acceder en forma oportuna y efectiva a la información ambiental (información que comprende, pero sin limitarse a: los materiales y las actividades que representan un peligro para las comunidades, calidad ambiental, impacto ambiental en la salud y los factores que inciden en él, así como información sobre la legislación y las políticas de asesoramiento acerca de cómo obtener la información misma), que está en manos de las autoridades públicas.

- El derecho de toda persona a participar en forma individual o colectiva en la toma de decisiones que afecten el ambiente, proporcionando permanentemente insumos a las empresas y el gobierno y con la posibilidad de incidir en normas, políticas, estrategias y planes en diferentes niveles, y en proyectos, obras y actividades susceptibles de causar un impacto ambiental, en todas las etapas de los mismos: formulación, inversión, seguimiento, evaluación de planes, programas o proyectos.

- El derecho de toda persona a acceder a la justicia para asegurar el cumplimiento de las leyes y derechos ambientales (incluidos los derechos a la información y participación en la toma de decisiones) o el resarcimiento por daños ambientales.

En este contexto, lo primero que habría que garantizar es que todos los estudios efectuados por las compañías petroleras durante décadas en Colombia, dejen de ser confidenciales,

incluyendo la información geológica, hídrica, sísmica, geoquímica, geofísica, ambiental y de producción. De esa manera, las comunidades, las universidades, los servicios geológicos, y otras entidades podrían valorar la información existente y tomar decisiones más conscientes, además de avanzar en el conocimiento sin tener que repetir estudios que ya se han hecho. La nación pierde recursos billonarios al no ser pública toda la información existente sobre el subsuelo y sus recursos hídricos y minero-energéticos, acuíferos, niveles de contaminación de agua, etc. Infortunadamente, la "confidencialidad" de la información no se limita solamente a las compañías petroleras, sino que también se invoca en todas las entidades del estado, que ni siquiera comparten información entre ellas, mucho menos con los individuos y con las universidades.

Si la información geológica, geofísica, geoquímica, ambiental y de contratos de asociación con las compañías petroleras (y mineras) es secreta, y los procesos mismos de perforación y abandono de pozos convencionales y de fracking se mantienen en secreto, entonces es imposible garantizar la participación efectiva y continuada por parte de las comunidades.

De acuerdo con lo expresado por CHPNY & PSR (2019, p. 343) en relación con la necesidad de una mayor transparencia y la necesidad de lineamientos basados en ciencia, se resalta: "Con creciente urgencia, grupos de médicos y otros profesionales de la salud, además de los grupos de científicos, están emitiendo llamadas para estudios detallados y a largo plazo de la gama completa de efectos potenciales en la salud y en los ecosistemas, causados por la perforación y el fracking. Estas apelaciones subrayan la evidencia ya acumulada de daños, señalan las principales brechas de conocimiento que quedan, y rechazan la atmósfera de secretismo e intimidación que continúa impidiendo el progreso de la investigación científica".

Un equipo de la Universidad de Harvard identificó una tendencia a aumentar el secretismo químico, y a mostrar cada vez menos transparencia, al examinar 96,000 formularios de divulgación química presentados por compañías de fracking entre marzo de 2011 y abril de 2015 (CHPNY & PSR, 2019, p. 352). Estos formularios fueron enviados al sitio web de Fracfocus, un portal de divulgación de productos químicos para la industria del fracking, que opera de manera voluntaria, pero para la cual la presentación de informes es obligatoria en

más de 20 estados. Fracfocus es la mayor base de datos pública sobre productos químicos utilizados en las operaciones de fracking estadounidense. Las empresas involucradas en el fracking retuvieron datos químicos a tasas significativamente más altas en el año 2015 (16.5%), en comparación con los años 2011-2013 (11%) (Song, 2015). La investigación del equipo también descubrió que la retención de datos cae en un factor de cuatro, cuando las empresas informan datos agregados sin atribución a los productos específicos en el fluido de fracking. Otros autores pidieron a los gobiernos estatales que retengan autoridad para exigir la divulgación de "listas de ingredientes específicos del producto" (Konschnik & Dayalu, 2016).

Gobernanza y participación:

En la academia se abordan los procesos de participación y monitoreo bajo la categoría de gobernanza, que se refiere a los procesos en que actores adicionales al gobierno central se involucran en la formulación, establecimiento, implementación y gestión de los megaproyectos (Bocarejo, 2018; Mares, 2014). La gobernanza es un proceso incluyente basado en los derechos humanos que implica concertar cuándo, cómo y quién recibe los beneficios, asumiendo los riesgos y conflictos inherentes a través de un proceso consensuado que no es impuesto de manera unilateral (Bocarejo, 2018; Mares, 2014). Adicionalmente, la gobernanza facilita un escenario que analiza quiénes reciben los beneficios, decisiones y sufrimientos de la extracción industrial y degradación ambiental causada por el desarrollo energético (Willow & Wylie, 2014). Sin embargo, la gobernanza ha priorizado el encuentro de conocimientos técnicos (en geología, economía e ingeniera) basados en la eficiencia administrativa y productiva que: a) por una parte enmascaran la dimensión política bajo una neutralidad racional de costo/beneficio, b) excluyen y ocultan los conocimientos y experiencias locales del proceso deliberativo y c) persuaden el consentimiento antes que su deliberación (Hudgins & Poole, 2014). Es decir, la gobernanza no es un asunto técnico, ha operado como un escenario político donde se asume a los ciudadanos como receptores pasivos, excluyendo su capacidad para decidir el rumbo de sus vidas y territorio.

En este sentido, es necesario que se transformen los escenarios técnicos, en escenarios deliberativos en los cuales la gobernanza ambiental use como línea base los conocimientos locales como parte de un sistema informal de regulación comunitaria que incluso puede ser más exitoso que el sistema regulatorio del Estado y la empresa privada porque: a) potencia las estrategias locales de conservación, b) garantiza un seguimiento minucioso y efectivo que se puede corregir con medidas inmediatas y c) la subsistencia de las comunidades depende exclusivamente de la conservación de los bienes ambientales (Ortega, 2013).

La experiencia internacional demuestra que el rol del Estado se ha restringido a regular la extracción bajo una dimensión productivista que promueve la circulación de capitales, en detrimento de cualquier crítica referente a la distribución desigual de los beneficios y daños de la industria de hidrocarburos (Hudgins & Poole, 2014). En este marco emergen posiciones reaccionarias sobre los proyectos de hidrocarburos que no necesariamente rechazan el desarrollo energético, sino los mecanismos fragmentarios, discontinuos y arbitrarios que se implementan, porque sus argumentos van dirigidos a sus ambientes próximos e impactos personales, antes que una noción abstracta de calentamiento global y gases de efecto invernadero (Garvie & Shaw, 2015; Willow, 2014). A raíz de ello, es necesario que los escenarios de participación se transformen de ser espacios de información y socialización a ser instancia decisorias que integren los conocimientos locales como parte de plataformas de construcción de ciudadanía y empoderamiento comunitario en torno la gestión y cuidado ambiental y de la salud pública de las comunidades locales (Willow & Wylie, 2014; Hudgins & Poole, 2014; Willow, 2014).

Lo que se documenta es que las personas luego de un extenuante camino burocrático para informarse sobre los procesos industriales en su territorio, se encuentran con ausencia de información y con bases de datos especializadas y de difícil acceso para personas que no manejan las destrezas técnicas (Wylie & Albright, 2014; Willow, 2014).

Igualmente, el periodismo puede ser una fuente y plataforma para difundir las historias locales, pero no empodera a las comunidades para comprender y analizar sus relaciones estructurales con la industria de hidrocarburos. Los resultados de la academia son lentos y no necesariamente llegan a las comunidades (Wylie & Albright, 2014).

En este marco la extracción debería transformarse en una plataforma de producción de conocimiento que entrelace a las comunidades con el conocimiento técnico y académico, con el fin de crear nuevas redes y patrones de relacionamiento comunidad-institución-industria (Wylie & Albright, 2014). Igualmente, ampliar las compresiones locales del territorio y bienestar comunitario a raíz del encuentro de saberes sobre las temáticas de salud pública y el conocimiento ambiental (Garvie & Shaw, 2015; Wylie & Albright, 2014). En estados Unidos, el Instituto Tecnológico de Massachusetts MIT, realizó un proyecto de empoderamiento social a través de la construcción de una plataforma en internet que enlazó a las diferentes comunidades que cohabitan con el extractivismo (Wylie & Albright, 2014). La plataforma destacó las narrativas de la vida cotidiana de los ciudadanos como una forma para evidenciar y construir nuevos sentidos de pertenencia comunitaria, con relegación de la industria y el gobierno en los procesos de toma de decisión. Igualmente, la plataforma dejó evidencia sobre las acciones arbitrarias de la industria de los hidrocarburos, sistematizando la información para facilitar el monitoreo de los cambios en la salud pública luego de la extracción en yacimientos no convencionales (Wylie & Albright, 2014).

La experiencia del MIT permite destacar la necesidad de construir redes comunitarias que se extiendan en el país, para construir nuevos enlaces y procesos que fortalezcan los procesos comunitarios. Aunque cada yacimiento de hidrocarburos esta segmentado por la empresa operadora y bajo la delimitación municipal y departamental, todas las comunidades comparten los impactos socioambientales en su territorio. De ahí la potencialidad de compartir experiencias para fortalecer los procesos comunitarios de monitoreo industrial y ambiental.

Espacios de participación social en el sector hidrocarburos:

En el sector de hidrocarburos se vienen implementando los Programas de Beneficios para las Comunidades PBC. Estos incorporan las inversiones sociales obligatorias que realizan las empresas dedicadas a la industria del petróleo en el marco de los contratos y convenios suscritos con la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH. Una evaluación realizada por el

Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo PNUD a los programas deja ver que éstos no logran fortalecer capacidades de organización comunitaria y apropiación territorial para enfrentar el fin de la bonanza. En su mayoría son acciones de corto plazo donde el 50% de programas entre el 2004-2013 tuvo una duración de un mes a través de actividades y acciones atomizadas, de corta duración y en respuesta a necesidades inmediatas y puntuales de una amplia gama de actores desde el nivel local (PNUD, 2013).

Los PBC no se articulan con los programas municipales y departamentales, propiciando acciones discontinuas y desconexas del contexto institucional local. Esta forma de beneficios sin una planificación y sostenibilidad clara, no propician la conformación de escenarios de gobernanza y derivan en la emergencia de vías de hecho como principal mecanismo de interlocución de las comunidades locales afectadas por la industria de los hidrocarburos (PNUD, 2013). Adicionalmente, el conocimiento local desconoce las diferentes actividades de inversión social de la industria de hidrocarburos, es decir, las comunidades asimilan que las acciones derivadas del: a) plan de manejo ambiental, b) procesos de mitigación y c) PBC, hacen parte de un mismo proceso. El desconocimiento se integra en escenarios de desconfianza que se "caracterizan por lógicas de suma cero, es decir, esquemas donde lo que gana un actor necesariamente lo pierde otro, agudizando la competencia por los recursos asociados a la industria petrolera" (PNUD, 2013).

Una alternativa para que los PBC no deriven en procesos de corto plazo que valoran la infraestructura como un imperativo de compensación de las comunidades locales, es crear escenarios de reconocimiento y revalorización de la memoria biocultural, que se constituyan en una oportunidad de organización local y apropiación territorial, que logre enfrentar el decaimiento futuro de la bonanza. Igualmente, es necesario que se realicen líneas base socioambientales que apunte a identificar las desigualdades, tensiones y conflictos dentro de las comunidades. La construcción de líneas base debe partir de un trabajo de campo extenso con acompañamiento comunitario que no se limite a la consulta de los POT, EOT o PBOT y la documentación que suministran las instituciones. Los procesos deben integrar los ritmos y ciclos socio-ecológicos; por lo tanto, deben extenderse en procesos continuos y permanentes de estudio que superan los tiempos y los objetivos de los estudios de impacto

ambiental. La elaboración de líneas base se efectúa en el menor tiempo posible, lo cual es un factor estratégico para presionar las autoridades territoriales y evitar actitudes contrarias en las comunidades que derivan en obstáculos para los megaproyectos (Larsen, 2015).

Es necesario que los procesos de concertación y consulta dejen de ser un escenario para legitimar la industria a través de la oferta laboral a los pobladores locales y los proyectos de corto plazo, y se transformen en oportunidades que propicien plataformas deliberativas, que potencien las capacidades organizativas locales. Esto implica que la vinculación de liderazgos locales reemplace la contratación en labores de mano de obra no calificada, dirigidos a la población masculina, para involucrar procesos de monitoreo ambiental, social y en salud que fomenten la participación de las mujeres, como cuidadoras de la sostenibilidad territorial, articuladas con organizaciones que garanticen la independencia (Larsen, 2015; Fontaine, 2005).

En este marco, el establecimiento de las áreas de influencia física, ambiental y social de los proyectos de extracción de hidrocarburos no debe limitarse a los conocimientos técnicos, sino propiciar encuentros deliberativos para delimitar el área de impacto. El enfoque de cuenca hídrica es un ejemplo de modelo vinculante e incluyente que entrelaza a los pobladores que habitan el curso de ríos, quebradas y humedales en el territorio.

Por otra parte, el escenario debe observar las condiciones de seguridad de los territorios. En la situación actual de Colombia, la seguridad también debe ser un asunto político para debatir y construir consensos. Los mecanismos de seguridad deben transitar a través de la legitimidad de las comunidades locales. Es preocupante que las empresas petroleras en su análisis del contexto territorial ubiquen a actores locales que hacen parte de organizaciones sociales como las Juntas de Acción comunal, ONG ambientalistas y líderes políticos, entre actores de "baja manejabilidad", "alto peligro" y "alto nivel de riesgo", como se observa en el mapeo de actores realizado dentro del componente social para adelantar un proyecto de expansión de inyección de agua mejorada (Figura 54).

La participación debe partir del respeto a los actores locales y del reconocimiento de la base comunitaria, que ellos representan. El conjunto de agencias, organizaciones y entidades del

Estado deben articularse con las comunidades a través del fortalecimiento de sus capacidades y escenarios deliberativos para que sean garantes de los derechos colectivos ambientales.

Un proceso incluyente permite que se elaboren democráticamente medidas preventivas y compensatorias, que introduzcan prácticas que eviten las irreversibilidades y daños ambientales para preservar "el abanico de opciones futuras, tendiendo a la generalización de consensos y destinada a tener en cuenta los diversos puntos de vista de los actores locales, mediante el control democrático y la discusión pública, partiendo del reconocimiento del otro" (Mesa, 2018).

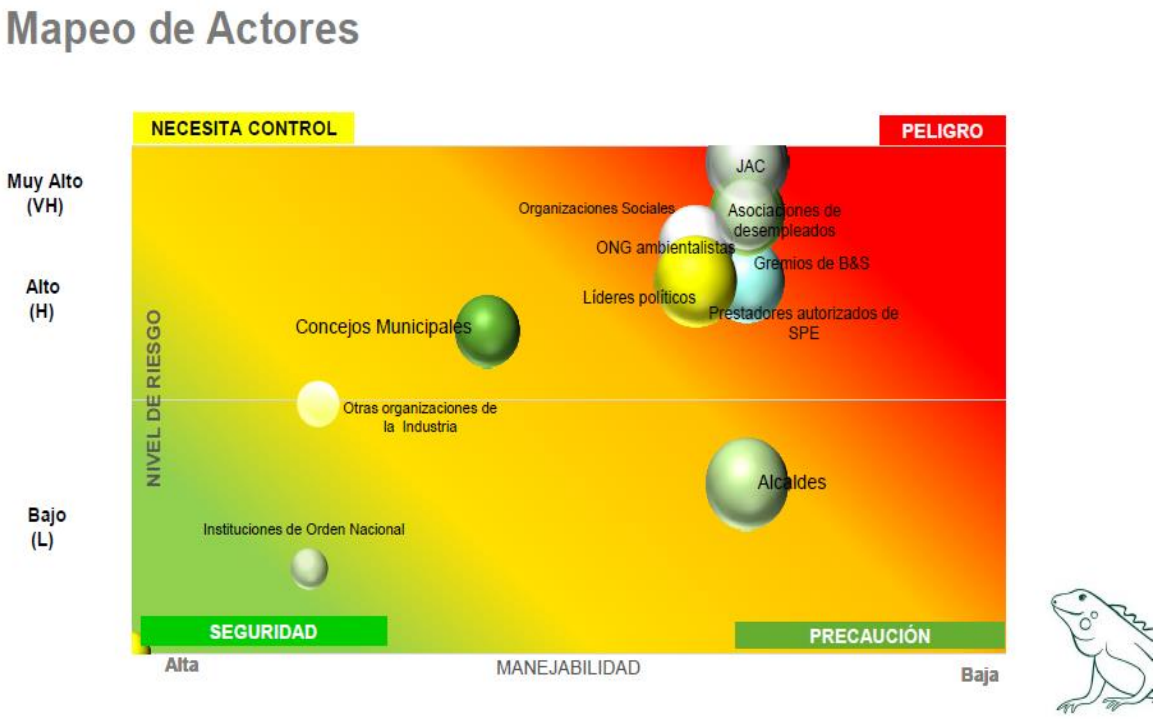


Figura 54. Mapeo de actores. Tomado del Assurance Review. Componente social del proyecto de expansión de inyección de agua en la zona de Yariguí. Ecopetrol (2019).

Implicaciones de la negación de Colombia a la firma y ratificación del Acuerdo de Escazú:

Desde el momento en que el gobierno colombiano visualizó la posibilidad de explotar hidrocarburos no convencionales en el país, se ha limitado la participación de las comunidades y no se ha suministrado la información suficiente que éstas requieren para lograr una participación efectiva.

Lo anterior se refuerza con la resistencia del Gobierno de Colombia para firmar y ratificar el Acuerdo Regional sobre Acceso a la Información, Participación y Justicia en Asuntos Ambientales para América Latina y el Caribe o Acuerdo de Escazú, único acuerdo vinculante emanado de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Desarrollo Sostenible, también conocida como Río+20 llevada a cabo en el año 2012. Este es el primer acuerdo regional ambiental de América Latina y el Caribe y el primero en el mundo en contener disposiciones específicas sobre defensores de derechos humanos en asuntos ambientales (Gómez, 2018).

El mencionado acuerdo se cimienta en el Principio 10 de la Declaración de Río de 1992. De ahí que sus pilares sean: 1) derechos humanos: igualdad, no discriminación, no regresión, progresividad y principio pro-persona; 2) principios ambientales: principio preventivo, principio precautorio y equidad intergeneracional, y 3) principios relevantes para el acceso a la información: principio de transparencia, rendición de cuentas y máxima publicidad (Gómez, 2018).

Sobre la firma, ratificación y entrada en vigor, se estableció que el Acuerdo estará abierto para la firma de los 33 países de América Latina y el Caribe por un periodo de dos años a partir del 27 de septiembre de 2018, fecha en la que comienza la Asamblea General de Naciones Unidas. Sin embargo, aún a pesar de la solicitud de la Procuraduría General de la Nación, el gobierno colombiano se resistía a suscribirlo argumentando que ya existían diversos instrumentos nacionales e internacionales que vinculaban al país con los objetivos que persigue el acuerdo (Semana Sostenible, 2019). El acuerdo sólo se firmó después de la presión ejercida por las marchas que comenzaron el pasado 21 de noviembre de 2019.

Estas situaciones se unen a la Sentencia SU095/18 de la Corte Constitucional sobre consultas populares, la cual estableció que las entidades territoriales no pueden prohibir el desarrollo de actividades y operaciones de exploración y explotación del subsuelo y de recursos naturales no renovables en su jurisdicción. Existe también incertidumbre sobre el avance en relación con la tarea que la Corte le dejó al Congreso de la República para que en el menor tiempo posible definiera uno o varios mecanismos de participación ciudadana y uno o varios instrumentos de coordinación y concurrencia nación - territorio, con fundamento en la parte motiva de la Sentencia, para dar garantía de que exista una participación efectiva e informada de las comunidades respecto a la explotación de hidrocarburos mediante el fracturamiento hidráulico.

Además, se observa con gran preocupación que la participación de la que se habla en el proceso de licenciamiento ambiental no conduce a que los resultados de las audiencias públicas ambientales sean vinculantes. Solo si la autoridad ambiental lo considera, tendrá en cuenta aspectos tratados en las audiencias ambientales o los aportes de las comunidades. Los artículos (ANLA, 2018) sobre el alcance de las auditorías y la participación de las comunidades indican: "Se deberá informar a las comunidades el alcance del proyecto, con énfasis en los impactos y las medidas de manejo propuestas y valorar e incorporar en el estudio de impacto ambiental, cuando se consideren pertinentes, los aportes recibidos durante este proceso". Alcance: "En la audiencia pública se recibirán opiniones, informaciones y documentos, que deberán tenerse en cuenta en el momento de la toma de decisiones por parte de la autoridad ambiental competente. Durante la celebración de la audiencia pública no se adoptarán decisiones...".

Establecer instrumentos de política como el voluntarismo (experiencias como FracFocus, el cual es un Registro Nacional de Químicos para el fracturamiento hidráulico, administrado por el Ground Water Protection Council y Interstate Oil and Gas Commission en los EEUU y en Canadá por el Canada Energy Regulator -CER), o estrategias de información (como la Iniciativa de Transparencia de las Industrias Extractivas –EITI, de la cual Colombia hace parte desde 2014), no son garantía de confluencia entre el interés público (el de las comunidades) y el privado (que en relación con las industrias extractivas coincide la mayoría

de veces con el del gobierno que las promueve), lo que hace que estas iniciativas sean más propensas a ser simbólicas.

Lo anterior se ha evidenciado en la herramienta Fracfocus que se ve afectada por la falta de disposición de las empresas para participar voluntariamente en el suministro de la información, alegando secreto industrial. Por ejemplo, de 2013 a 2018, se inyectaron químicos secretos 10.992 veces en 1.432 pozos horizontales perforados en Utica y Marcellus en Ohio, aunque se ha exigido a los operadores de pozos desde 2010 que informen a través de FracFocus sobre los productos químicos que usan. Según el análisis de los informes de FracFocus por parte de la organización Partnership for Policy Integrity, al ser de carácter voluntario, los operadores de los pozos no tienen que identificar públicamente los químicos que clasifican como secretos comerciales (Horwitt, 2019).

La efectividad de herramientas de información para que la comunidad pueda incidir de manera proactiva en el desarrollo de la actividad realizada por las compañías petroleras depende de cómo se regule el suministro de la información. Teniendo en cuenta que el público implicado en una decisión de tal envergadura, como lo es la aprobación de que en el país se lleve a cabo la explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales mediante la técnica del fracturamiento hidráulico, realmente la participación va más allá de las personas que residen cerca del área de influencia de las plataformas de explotación. La participación debe tener diferentes ámbitos; en primer lugar, debe involucrar las comunidades afectadas directamente por las decisiones de llevar a cabo la explotación en sus territorios; en segundo lugar, debe involucrar a todo el país, debido a que los impactos en la calidad del aire, agua, suelos y ecosistemas trascienden las fronteras de los territorios.

PREGUNTA 3.7: ¿Cómo se evaluaría el potencial efecto del fracking sobre la sismicidad de la zona?

RESPUESTA 3.7:

La técnica del fracking en general no produce eventos sísmicos relevantes, pero el proceso de reinyección de aguas residuales sí lo hace. Por eso, es importante tener en cuenta la localización de éstos pozos de inyección y la forma de usarlos, para no activar fallas y generar sismicidad inducida, como se ha reportado en otras partes del mundo (Zoback, 2012; National Research Council, 2013; Holland, 2013; Clarke et al, 2014; Friberg et al, 2014; VanDerBaan & Calixto, 2017; López et al, 2018; Niyibizi et al, 2019; Li et al, 2019).

La relación entre la inyección de aguas de desecho de fracking en rocas porosas profundas y sismicidad inducida, ya ha sido evaluada y ampliamente demostrada. Incluso el proceso mismo de fracturación hidráulica masiva se ha relacionado con la presencia de sismos de menor magnitud. En el capítulo de Terremotos y actividad sísmica del Compendium (CHPNY & PSR, 2019, p. 181-189) se cita información muy reciente, indicando:

"La evidencia concluyente de Ohio, Arkansas, Texas, Oklahoma, Kansas y Colorado, relaciona los pozos de desecho de aguas residuales de fracking con terremotos de magnitudes de hasta 5.8, además de enjambres de terremotos menores. Tanto la Agencia de Investigación Geológica de Estados Unidos (U.S. Geological Survey) y las agencias geológicas estatales, como el Servicio Geológico de Oklahoma, ahora reconocen que los terremotos pueden ser causados por la inyección de aguas residuales en pozos de eliminación. Muchos estudios recientes se centran en la capacidad mecánica de los fluidos presurizados para desencadenar la actividad sísmica al liberar fallas en estrés. En algunos casos, y especialmente en Canadá, Oklahoma, Ohio y China, el proceso de fracking en sí mismo se ha relacionado con los sismos. La evidencia emergente sugiere que el riesgo de terremotos puede seguir aumentando durante años después de la inyección de residuos y que éstos no se pueden prevenir mediante protocolos de fracking "adecuados", o limitando únicamente la velocidad o el volumen del fluido inyectado. La inyección de residuos de fracking en zonas menos profundas es un

método para reducir el riesgo de terremotos, pero la inyección superficial aumenta el riesgo de contaminación del agua subterránea. La pregunta de qué hacer con las aguas residuales de fracking sigue siendo un problema sin una solución viable y segura".

Un equipo liderado por la Agencia de Investigación Geológica de los Estados Unidos (USGS) supervisó las fugas y la presión del fluido a lo largo del tiempo en una formación de roca permeable, utilizada para la eliminación de residuos de fracking en el condado de Osage, Oklahoma. Al insertar instrumentos especialmente diseñados en un pozo de eliminación no utilizado dentro de esta formación, el equipo demostró una tendencia general de aumento de la presión del fluido. La única fuente concebible de este aumento se debe a la inyección de aguas residuales. Los resultados también mostraron evidencia de que los desechos del fracking se están escapando del reservorio donde está siendo inyectado a una velocidad significativa. La dirección de la fuga aparece principalmente hacia abajo, en las rocas del basamento. Los autores señalan que la eliminación de residuos de fracking es la principal causa de cambios de presión en las fallas en Oklahoma y que esos cambios de presión de fluido son, a su vez, la principal causa de terremotos en Oklahoma (Barbour et al, 2019).

Durante un período de dos días en febrero de 2019, tres terremotos golpearon una comunidad agrícola en un área de la Provincia China de Sichuan que está experimentando un auge del fracking. Dos personas murieron, 13 resultaron heridas, 20,000 casas destruidas y 1,600 personas desplazadas. En respuesta a las protestas de los ciudadanos, se suspendieron las operaciones de fracking (Myers, 2019).

Un análisis integral de la relación entre las prácticas de inyección de residuos de fracking y la sismicidad, comparó regiones intensamente perforadas de los Estados Unidos, incluyendo las cuencas de Bakken, Eagle Ford, y Permian shale, así como las cuencas de Oklahoma. Los resultados mostraron enlaces consistentes entre una mayor sismicidad y una mayor profundidad de las aguas residuales de inyección, así como con una mayor tasa de inyección y con mayores volúmenes de inyección regionales (Scanlon et al, 2018). Los pozos de eliminación menos profundos ayudan a reducir el riesgo de terremotos. Sin embargo, éstos aumentan el riesgo de contaminación del agua subterránea, a medida que las presiones

incrementadas pueden empujar los fluidos a través de fallas o fracturas, o a través de pozos de petróleo abandonados que no se han taponado adecuadamente.

Para delinear posibles mecanismos de inducción de terremotos a distancias inesperadamente grandes de los pozos de inyección, un grupo de investigadores revisó datos de dominio público en todo el mundo. Ellos encontraron dos patrones. Un tipo de sismicidad, manifestando un "efecto de presión directa", se agrupa cerca de los pozos y tiende a ser poco profundo, de magnitud modesta, y decaer abruptamente. El segundo tipo de sismicidad, potencialmente desencadenado por tensiones elásticas, tiende a ocurrir en capas más profundas, decae lentamente y exhibe huellas espaciales y magnitudes más grandes. Las dos ocurrencias, profundas y poco profundas, presentan riesgos particulares que deberían incluirse en las estrategias de mitigación (Goebel & Brodsky, 2018). Con terremotos provocados, de intensidad baja a moderada, que ponen a 1 de cada 50 personas en los Estados Unidos en riesgo según un análisis reciente de la Agencia de Investigación Geológica de los Estados Unidos (USGS), las prácticas de inyección de aguas residuales de petróleo y gas están "creando un efecto dominó mucho más allá de las ubicaciones de perforación" (Guarino, 2018).

Algunos de los terremotos de mayor intensidad relacionados con el fracking, se han producido cerca de Fox Creek, en Alberta, Canadá. Usando datos disponibles públicamente, un grupo de investigadores estudió terremotos inducidos tanto por la inyección de residuos de fracking como por la fracturación hidráulica misma. En ambos casos, el volumen de líquido inyectado, en lugar de la tasa de inyección o la presión de inyección, se correlacionó más fuertemente con la actividad sísmica (Schultz et al, 2018). Los factores geológicos también jugaron un papel, con terremotos más probables si las actividades de fracking e inyección de desechos se realizaban más cerca de fallas y áreas de estrés.

La Agencia de Protección Ambiental (EPA) recomendó una moratoria en la inyección subterránea de aguas residuales de fracking en ciertas partes propensas a terremotos de Oklahoma, después de que un terremoto de magnitud 5.8 golpeó cerca de Pawnee el 3 de septiembre de 2016 (Soraghan, 2016). El terremoto de Pawnee, el más fuerte en la historia de Oklahoma, fue sentido por residentes de cinco estados y provocó una declaración de

estado de emergencia, así como una orden de los reguladores estatales para cerrar 67 pozos de inyección de aguas residuales en el área (U.S. Geological Survey, 2016; Oklahoma Corporation Commission, 2016).

De acuerdo con la compilación de información de la comisión de expertos del gobierno colombiano en relación con el Valle Medio del Magdalena (Comisión Interdisciplinaria, 2019, p. 47-48): "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… La distribución de epicentros ubicados en los primeros 50 km de profundidad… 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… 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."

En relación con lo anterior, vale la pena preguntarse si en el Valle Medio del Magdalena, una zona de alta actividad sísmica, con fallas que tienen desplazamiento activo, se puede permitir la inyección de aguas de fracking, después de saber que la información científica internacional ha mostrado evidencia sólida de la reactivación de fallas y generación de sismos por la práctica de eliminación de aguas contaminadas a través de pozos inyectores. La respuesta responsable debiera ser NO; en primer lugar, porque inevitablemente se generarán sismos por las actividades de inyección de aguas residuales y en segundo lugar, porque cada vez que se produzca un sismo, las compañías de fracking tendrían la excusa de la "actividad sísmica normal de la zona".

4. Impactos a nivel regional:

PREGUNTA 4.1: ¿Cuáles son los impactos socioambientales derivados de la construcción de infraestructura como vías carreteables, campamentos, diques, lagunas de tratamiento, etc.?; ¿cuáles son los impactos generados por los movimientos de población atraída por los proyectos y sus implicaciones?

RESPUESTA 4.1:

La construcción de infraestructura como carreteras, campamentos de perforación, y lagunas de tratamiento o almacenamiento de desechos contaminados de perforación, tiene múltiples impactos socioambientales. Las carreteras construidas por la industria de petróleo y gas, generalmente se quedan sin pavimentar y levantan enormes cantidades de polvo que afectan la salud de personas, animales domésticos y de granja, campos agrícolas, flora y fauna salvajes, y además contaminan cuerpos de agua cercanos. Los campamentos de perforación someten a los residentes a contaminación por ruido, luz permanente, gases tóxicos de las antorchas de quema de gas y altas concentraciones de componentes volátiles orgánicos, además de la contaminación química de acuíferos y aguas superficiales. Adicionalmente, las carreteras nacionales pavimentadas también tendrían que soportar el tránsito de miles de viajes de camión por cada plataforma de perforación.

Desde el punto de vista ambiental, el análisis de competencia por los usos de la tierra y los usos del agua (demanda y oferta), se deben articular con los POMCA, POT, EOT y con los Planes de Gestión del Riesgo implementados por las alcaldías y la CARs. Toda proyección de infraestructura como vías carreteables, campamentos, diques, lagunas de tratamiento, etc. deberán estar inmersas en la zonificación ambiental propuesta por el POMCA que es de mayor jerarquía que los POT y EOT.

En relación con los impactos por la contaminación del aire, el compendio de literatura médica y científica (CHPNY & PSR, 2019, p. 46) expresa:

“La contaminación del aire asociada con el fracking constituye grave preocupación, con una variedad de impactos. Los investigadores han documentado más de 200 contaminantes del aire cerca de las operaciones de perforación y fracking. De estos, 61 están clasificados como contaminantes peligrosos del aire con riesgos conocidos para la salud, y 26 son clasificados como inhibidores endocrinos. Las áreas de perforación y fracking muestran altos niveles de ozono a nivel del suelo (smog), disminuciones notables en la calidad del aire, y en varios casos, aumento de las tasas de problemas de salud con vínculos conocidos con la contaminación del aire. Las investigaciones de calidad del aire encuentran altas concentraciones de compuestos orgánicos volátiles (VOC), especialmente los cancerígenos benceno y formaldehído, tanto en la boca del pozo como a distancias que exceden las distancias legales de boca de pozo a residencias. En algunos casos, las concentraciones de VOC excedieron los estándares de seguridad federal por varios órdenes de magnitud. En el año 2018, investigadores del estado de Colorado documentaron que la contaminación del aire aumentó con la proximidad a las operaciones de perforación y fracking, y que fue lo suficientemente alta para aumentar los riesgos de cáncer en algunos casos. La exposición a emisiones de chimeneas de quema de gas natural más el escape de diésel de los 4.000 a 6.000 viajes en camión por plataforma de pozo también presenta riesgos de salud respiratoria para quienes viven cerca de las operaciones de perforación. Estados Unidos lidera el mundo en número de antorchas de quemado de gas. Los contaminantes del aire de las operaciones de quemado incluyen VOC, hidrocarburos aromáticos poli-cíclicos, monóxido de carbono, metales pesados tóxicos, formaldehído y hollín”. Entre los artículos más recientes de soporte se incluyen García et al (2019 a, b), Khalaj & Sattler (2019), Franklin et al (2019), McMullin et al (2018), Paulick et al (2018), Williams et al (2018), McKenzie et al (2018), Bolden et al (2018).

En relación con los desplazamientos de población hacia las zonas cercanas a los campamentos de perforación, se incrementa la presión sobre la infraestructura existente en carreteras, alojamiento, y servicios públicos, además de problemas de salud. Tanto la población local, como la que se desplaza hacia los sitios de perforación, se somete a todas las amenazas de salud y de disminución de calidad de vida ya mencionadas en las respuestas a las preguntas 1, 2 y 3.

En el capítulo de promesas de empleo, aumento de las tasas de criminalidad, amenazas al valor de la propiedad y de las hipotecas, y cargas económicas para las administraciones locales, el compendio de literatura médica y científica (CHPNY & PSR, 2019, p. 309) expresa:

"Según múltiples estudios en múltiples estados, las promesas de empleo de la industria del petróleo y el gas se han exagerado enormemente. Muchos de los trabajos son de corta duración, se los han dado a trabajadores que vienen de otras áreas, y cada vez más, se pierden debido a la automatización. Con la llegada de las operaciones de perforación y fracking, las comunidades han experimentado fuertes aumentos en las tasas de delincuencia, que incluyen asalto, violación, tráfico sexual, hurto, y robo de autos. En la región de Marcellus Shale, el crimen violento aumentó un 30 por ciento en los condados que experimentaron un auge del fracking, en comparación con aquellos sin fracking. Las agresiones sexuales y agravadas fueron los delitos principalmente responsables de este aumento. Las tasas de criminalidad han aumentado incluso con asignación adicional de fondos para seguridad pública. Tensiones financieras y de otro tipo en los servicios municipales, incluyen los de aplicación de la ley, mantenimiento de carreteras, servicios de emergencia, y servicios de administración del distrito escolar público. Solo en Texas, los daños en las carreteras y otros impactos del transporte cuestan un estimado de $1.5 a $2 mil millones de dólares al año. En las áreas de auge de gas de shale en los Estados Unidos, los distritos escolares informan un mayor estrés, independientemente de si el financiamiento estudiantil había aumentado o disminuido. Los economistas están cuantificando cada vez más los impactos en la calidad de vida de las comunidades y la distribución desigual de costos y beneficios asociados al fracking. La perforación y el fracking plantean un conflicto inherente con las hipotecas y el aseguramiento de propiedades, debido a los materiales peligrosos utilizados y los riesgos asociados". Entre la literatura más reciente de soporte están Buse et al (2019), Chalfant & Corrigan (2019), Zuo et al (2019), Rasch et al (2018), Lee & King (2018), Jacquet et al (2018), Theodori (2018), Newell & Raimi (2018), Cheung et al (2018), Komarek (2018), Lee & Soraghan (2018), Heitkamp (2018), Mayer et al (2018), Murtaugh (2017), Ratledge & Zachary (2017), Englert (2017).

En el aparte de “Contaminación por ruido, contaminación por luz, y estrés”, el compendio de información científica (CHPNY & PSR, 2019, p. 173) resume:

“Las operaciones de perforación y fracking y la infraestructura asociada exponen a los trabajadores, y a los residentes de los alrededores, a la contaminación continua de ruido y luz, que se mantiene durante períodos que duran muchos meses. La exposición crónica a la luz por la noche está relacionada con efectos adversos para la salud, incluido cáncer de seno. Las fuentes de contaminación acústica relacionada con el fracking incluyen voladuras, perforaciones, quema de gas en antorchas, generadores, estaciones de compresión y tráfico de camiones. La exposición a la contaminación acústica ambiental está relacionada con enfermedades cardiovasculares, deterioro cognitivo y trastornos del sueño. En el estado de Colorado, el ruido medido durante la construcción y perforación de una gran plataforma de pozos múltiples en un área residencial excedió los niveles que se sabe aumentan el riesgo de enfermedades cardiovasculares e hipertensión. En las zonas rurales de Canadá, los residentes que viven cerca de las operaciones de perforación y fracking experimentaron agitación comunitaria y además mostraron múltiples signos de trauma. El ruido de la producción de petróleo y gas puede estar afectando la salud de la vida silvestre en áreas protegidas. Trabajadores y residentes cuyos hogares, escuelas, y lugares de trabajo están muy cerca de los sitios de perforación de pozos, están en riesgo a estas exposiciones y a estresores relacionados. Las “distancias mínimas” existentes pueden no ser adecuadas para reducir las amenazas a la salud pública, especialmente en poblaciones vulnerables. Una evaluación de impacto en la salud del Reino Unido (HIA) identificó el estrés y la ansiedad resultantes del ruido relacionado con la perforación, así como una sensación de incertidumbre sobre el futuro y de pérdida de la confianza pública, como riesgos clave para la salud pública relacionados con operaciones de fracking”. Las investigaciones de soporte más recientes incluyen a Richburg & Slagley (2018), Casey et al (2018 a, b, c), Blair et al (2018a), Fisher et al (2018), Davidson (2018), Buxton et al (2017), Boyle et al (2017), Hays et al (2016).

PREGUNTA 4.2: ¿Cómo podría realizarse la movilización de los hidrocarburos producto del fracking y su impacto sobre los costos y tiempos de viaje de los demás usuarios de las carreteras?; ¿es posible evaluar los riesgos de derrame y accidentes durante el transporte?

RESPUESTA 4.2:

La movilización de hidrocarburos se hace generalmente por oleoductos o por gasoductos, una vez que la producción es de suficiente valor para construirlos. Cuando hay producción de petróleo y gas, pero no hay gasoductos suficientes, el gas simplemente se desecha quemándolo en antorchas, produciendo más contaminación del aire. Cuando no hay oleoductos, también puede transportarse el petróleo en carro-tanques, con los riesgos de contaminación asociados. Como la mayoría de zonas de fracking son las mismas de los yacimientos convencionales, entonces generalmente ya existen los oleoductos y gasoductos y los hidrocarburos se transportan a través de éstos. Sin embargo, los gasoductos también tienen escapes y otros riesgos asociados, como explosiones.

Por otro lado, los riesgos de contaminación no provienen solamente del transporte de hidrocarburos, sino del transporte y disposición de aguas de desecho, transporte y disposición de fragmentos de roca extraídos en la perforación, válvulas de alivio de presión de gasoductos, instalaciones de almacenamiento de hidrocarburos y estaciones de compresión, además de instalaciones de procesamiento y almacenamiento de gas natural licuado. El transporte en camión de maquinaria y herramientas, lodos de perforación, agua de fracking, arena, químicos de fracking, aguas residuales, desechos sólidos de roca, y el gas y petróleo producidos, inevitablemente impacta a los demás usuarios de las carreteras en términos de tiempo y de movilidad y fuera de eso tiene impacto en los costos más elevados de mantenimiento de carreteras, como se indicó en la RESPUESTA 4.1.

En cuanto a los derrames, unos son accidentales durante la carga y el transporte en carro-tanques y otros son intencionales, ya que las aguas de desecho de fracking se han usado para

regar carreteras, regar cultivos, se han vertido en aguas superficiales, e incluso se han inyectado en acuíferos de agua potable, con inevitables efectos de contaminación.

Un análisis del transporte en camiones relacionado con el fracking en la cuenca del río Susquehanna en Pennsylvania descubrió que las emisiones de gases de efecto invernadero de las operaciones de transporte de agua y desechos de fracking fueron de 70-157 toneladas métricas de CO_2 equivalente por cada pozo de gas (CHPNY & PSR, 2019, p. 259; Gilmore et al, 2014).

Con el fin de proyectar lo que podría ser el impacto del transporte de los insumos requeridos para realizar la técnica del fracking en algunos de los bloques identificados en el Magdalena Medio, se hicieron algunas estimaciones aproximadas sobre la cantidad de viajes necesarios para llevarlos hasta los lugares de extracción (Tabla 39). A partir de los datos sobre el uso de insumos reportados por Conoco y Ecopetrol, se realizó un cálculo aproximado de los requerimientos de transporte con base en la capacidad de carga de volquetas doble troque para transportar arena, con peso vehicular de 15 toneladas y capacidad de carga de 25 toneladas (40 toneladas en total). El transporte de agua se calculó con carrotanques de 20 toneladas de carga y peso vehicular de 10 toneladas (30 toneladas en total). El peso bruto vehicular máximo (vehículo más carga) por las carreteras colombianas es de 52 toneladas, así que el número de viajes de camión no podrá disminuirse significativamente.

Toneladas / Viajes	Por etapa	Por pozo horizontal	Por proyecto (800 pozos)
Toneladas de arena	250	5.000	4.000.000
Cantidad de viajes de arena en volquetas de 25 toneladas	10	200	160.000
Metros cúbicos de agua	2.400	48.000	38.400.000
Cantidad de viajes de agua en carrotanques de 20 toneladas	120	2.400	1.920.000

Tabla 39. Cantidad de viajes de arena y de agua en volquetas y carrotanques.

Se calcula que para transportar la arena requerida por pozo (5.000 toneladas), se requerirían 200 viajes de arena en volqueta doble troque con capacidad de 25 toneladas de carga. Para un proyecto de 800 pozos se requerirían 160.000 viajes en el mismo tipo de volqueta. Para transportar el agua de fracking de un pozo (48.000 toneladas) se requerirían 2.400 viajes en carrotanques de 20 metros cúbicos y para todo el proyecto se necesitarían 1.920.000 viajes. Un proyecto de 800 pozos horizontales requeriría más de 2 millones de viajes de camión solamente para transportar el agua, los químicos y la arena de fracking, sin contar con los viajes necesarios para transportar herramientas, materiales de construcción y lodos de perforación más los viajes posteriores para transportar los residuos de roca perforada, las aguas residuales y el petróleo producido.

Como se observa en este cálculo conservador de 800 pozos horizontales por proyecto, el impacto del transporte puede llegar a ser realmente muy importante. Lo más preocupante es que estos impactos relacionados con el origen, logística y el transporte de los insumos no son considerados como parte de los eslabones de la cadena de producción del fracking y por tal razón tampoco son incluidos en los estudios de impacto ambiental. En este orden de ideas, serán las autoridades departamentales y municipales las que tendrán que asumir los costos económicos, ambientales y sociales del uso intensivo de sus vías primarias, secundarias y terciarias para el transporte de insumos y de los hidrocarburos obtenidos. Todo esto ejercería una enorme presión sobre la precaria red vial del país, que tiene algunos puentes muy antiguos.

Al revisar la experiencia de los países en donde se desarrolla la técnica, se encontró un estudio realizado para la cuenca de Marcellus por la organización Gannett Fleming (GFX, 2011) dirigido a examinar los problemas relacionados con los impactos de la industria del gas en el transporte. Dentro de sus principales hallazgos, indican que las carreteras del norte de Pennsylvania no estaban diseñadas para uso de tráfico tan pesado y que esto las ha deteriorado de manera importante al aumentar dramáticamente el flujo vehicular desde el año 2007. El tráfico promedio anual en la región del condado aumentó 12% y el tráfico diario promedio de camiones aumentó un 22% de 2007 a 2010. El incremento del tráfico de camiones pesados relacionados con el fracking hace que los puentes se vuelvan

estructuralmente deficientes; los camiones pueden necesitar ser desviados a rutas alternativas, aumentando las millas recorridas por vehículos en toda la región. El condado de Susquehanna expresa preocupación particular ya que más de una cuarta parte de todos los puentes están categorizados como estructuralmente deficientes. En relación con los accidentes el estudio establece que hay potencial para muchos tipos de incidentes y que muchos requerirían una respuesta especializada y equipo que puede no estar fácilmente disponible en áreas rurales. Entre 2007 y 2010, los accidentes de camiones en toda la región aumentaron en más de 60% con choques de camiones doblando en los condados de Bradford, Sullivan y Wyoming. Los camiones participaron en el 8.9 % de todos los accidentes. En el 2010, la agencia de gestión de emergencias del condado de Bradford experimentó un aumento del 8% en llamadas de emergencia.

De acuerdo con Blair et al (2018b), los 10 principales condados productores de petróleo y gas del Estado de Colorado tuvieron mayores tasas de accidentes de camiones que los 54 condados restantes. Los investigadores también realizaron un estudio geoespacial utilizando la información del sistema de petróleo y gas de Colorado (COGIS), información de población censal y ubicaciones de hogares. Estos resultados mostraron que las celdas de la cuadrícula con más hogares y/o pozos se asociaron con más accidentes de camión, así como con más accidentes multivehiculares de camiones involucrando lesiones.

5. Impactos a nivel nacional:

PREGUNTA 5.1: ¿Cómo se han estimado los beneficios económicos que puede generar el fracking y que han sido difundidos ampliamente a la opinión pública? ¿Qué criterios y volúmenes de producción se tuvieron en cuenta para estimar su valor? ¿Cuál es el grado de certeza de estos estimativos?

RESPUESTA 5.1:

Se reconoce la importancia del sector petrolero en la generación de combustibles e insumos para los demás sectores de la economía nacional y su papel preponderante para garantizar la seguridad energética del país en los próximos años. Especialmente, su crucial papel en la transición hacia energías renovables, en las que rápidamente se debe avanzar. Esto no necesariamente significa que haya que implementar la técnica del fracking.

Frente a los beneficios económicos y sociales de la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales se evidencia la necesidad de realizar un análisis integral, objetivo y cuidadoso de las implicaciones ambientales, sociales y económicas para el país acerca de esta decisión. Por esta razón, para analizar y evaluar los beneficios económicos del fracking, consideramos necesario abordar los siguientes temas: primero, analizar la incertidumbre existente en los recursos prospectivos y diferenciarlos con el concepto de reservas; segundo, analizar las implicaciones de la no inclusión de los costos ambientales y sociales en la estimación de los beneficios económicos para el país; tercero, relativizar a luz de los datos los impactos reales en la economía colombiana del boom petrolero (2004-2014) y cuarto hacer un análisis del importante costo fiscal que representan para el país los beneficios tributarios otorgados al sector hidrocarburos.

Incertidumbre con relación a la estimación de recursos prospectivos:

En Colombia, los beneficios económicos que puede generar la implementación de la técnica del fracking se han calculado con base en estimaciones aproximadas de recursos prospectivos

recuperables de yacimientos no convencionales de Shale oil y Shale gas, proyectados para varias áreas del país: Llanos Orientales, Caguán Putumayo, Cordillera Oriental, Valle del Magdalena, Sinú - San Jacinto, Cesar - Ranchería y Catatumbo. El área del Valle Medio del Magdalena, dadas sus características geológicas y su ubicación geográfica, sería la que presenta las mejores condiciones para desarrollar la explotación comercial de yacimientos de roca generadora (Comisión Interdisciplinaria, 2019).

Diferentes autores e instituciones han hecho análisis y proyecciones sobre los recursos existentes de shale oil y shale gas en Colombia:

- Vargas (2012), estima recursos de petróleo líquido entre 60,74 (P90) y 91.077 (P10) millones de barriles de petróleo equivalente. Para el gas estima recursos entre 33,8 y 2.051 terapies cúbicos.

- ECOPETROL (2019), calcula para el petróleo entre 4.000 (P90) y 7.000 (P10) millones de barriles de petróleo equivalente y para el gas entre 4 y 24 terapies cúbicos.

- ACP (2019 b), proyecta entre 5.000 y 10.000 millones de barriles de petróleo equivalente y entre 10 y 20 terapies cúbicos de gas.

Como se discutió antes (RESPUESTA 2.3, Tabla 18), se observa una alta variabilidad en las estimaciones y proyecciones dependiendo del método y de la fuente de datos utilizados, sin que sea posible establecer claramente cómo se han estimado estos recursos, y cómo se comportan estas estimaciones ante cambios en los precios y otros parámetros, lo que profundiza la incertidumbre sobre los supuestos beneficios.

Es importante reiterar que para analizar los beneficios potenciales es importante diferenciar los recursos prospectivos de las reservas. Los recursos prospectivos no tienen en cuenta la viabilidad económica, ni otras limitaciones de infraestructura requeridos en la recuperación de los mismos, por lo tanto, no hay garantía de que estos recursos serán producidos.

Los hidrocarburos que son técnica y económicamente recuperables corresponden a las reservas probadas, que se establecen en función de los precios y las tecnologías disponibles. En el caso del gas natural también dependen de la existencia de contratos de comercialización

y de la capacidad de la infraestructura de transporte que posibilite que el gas llegue al mercado. A medida que los precios de los hidrocarburos (petróleo y gas) bajan en los mercados, las reservas probadas se desclasifican, dado que se vuelven poco rentables de producir. Por eso, en escenarios de precios bajos, las reservas pueden disminuir, no porque el recurso no esté sino porque ante unos costos de extracción determinados, los precios de mercado pueden no dejar las rentabilidades esperadas por los inversionistas y entonces éstos deciden no desarrollar los recursos existentes (Rapier, 2015).

Por lo anterior, ante la incertidumbre en el comportamiento de los precios de mercado de los hidrocarburos, variables fuera del control del gobierno (especialmente las vinculadas con marcadores internacionales), es necesario conocer bajo qué escenarios de precios, se dice que Colombia aumentará sus "reservas" de gas y petróleo.

Los recursos potenciales de petróleo y gas de shale sobre los cuales se realicen proyecciones de beneficios (ingresos por exportaciones, regalías, impuestos, etc.) deben estimarse en diferentes escenarios de precios (altos, medios y bajos) y no con un único escenario de precios, como por ejemplo, el del Marco Fiscal de Mediano Plazo (MFMP), pues la volatilidad de los mercados de commodities y especialmente el mercado petrolero cuya dependencia de factores geopolíticos lo hace difícil de predecir, pueden abarcar precios altos o bajos en periodos cortos de tiempo como ya se vio en el periodo 2008 – 2016.

Implicaciones de la no inclusión de los costos ambientales:

Los Costos Ambientales se definen como "la perdida de bienes y servicios ambientales directos e indirectos que pueden ser utilizados por varias generaciones en el presente y en el futuro, se tendrá un costo ambiental siempre que se afecte parcial o totalmente los valores del capital natural y sus servicios ecosistémicos" (CGR, 2018). Los costos ambientales externos, en el caso de los YNC, hacen referencia a las posibles pérdidas de bienestar social generados por la disminución de los suministros de agua subterránea y superficial para otros usos; la contaminación de las fuentes de agua por vertimientos de desechos tóxicos; otros efectos por alteraciones en el ciclo hidrológico; afectaciones en los ciclos de alimentación,

reproducción y descanso en micro y mega flora y fauna; incrementos en la sismicidad de la zona; cambios en el uso del suelo y pérdida de productividad por contaminación con residuos radiactivos, con implicaciones en la producción agrícola y la salud humana.

Todas estas afectaciones y sus impactos son generalmente infravalorados, o en el peor de los casos ignorados, debido a las dificultades para su medición por la ausencia o por la dificultad para el acceso a la información de líneas base. Falta una adecuada infraestructura institucional de las autoridades que ejercen control ambiental y existen problemas de transparencia de las empresas y autoridades que ocultan la información.

Al analizar los costos de la explotación de los YNC se requiere tener en cuenta no sólo los costos privados que deben asumir las empresas para su operación, los cuales incluyen los costos del cumplimiento de la normatividad ambiental y el proceso de licenciamiento ambiental, sino que también se requiere considerar los costos ambientales y sociales asociados a la exploración y explotación de YNC. Debido a las características de la técnica y a la mayor escala de las operaciones de la fracturación hidráulica, se considera que éstos costos son mucho mayores y con efectos de mayor duración que los de la explotación convencional.

En un estudio reciente sobre el análisis de la viabilidad del fracturamiento hidráulico en los Estados Unidos, Mehany & Kumar (2019) analizan las implicaciones ambientales y económicas de la técnica a través de un análisis integral cuantitativo de los costos del ciclo de vida del fracking (Life Cycle Cost Analysis, LCCA), que ya se presentaron en la Tabla 12 (RESPUESTA 2.2). Ellos concluyen que en las fases operativas los mayores costos se relacionan con la perforación del pozo (6,87%); el fracturamiento (11,68%) y la contaminación de las aguas utilizadas en la operación (76,5%). Este ejercicio muestra que los costos reales del fracking, están dominados por los costos ambientales, específicamente los de contaminación del agua utilizada en la operación. Los autores explican “El fluido de retorno en la fase de fracturamiento es una fuente importante de contaminación de aguas dada su toxicidad ambiental y sus costos de reciclaje”.

El estudio no incluye el análisis de los costos sociales derivados de la expansión territorial de la actividad, el desplazamiento territorial, los cambios de uso del suelo y la desaparición de actividades productivas, entre otras afectaciones sociales y culturales que usualmente se ignoran en los análisis de la viabilidad del fracking.

Los impactos reales en la economía colombiana del boom petrolero (2004-2014):

Diversos actores institucionales ECOPETROL, ANH, ACP, incluyendo el informe de la comisión del gobierno (Comisión Interdisciplinaria, 2019), resaltan y exacerban los efectos económicos positivos adicionales derivados de la explotación de yacimientos no convencionales en cuatro dimensiones económicas: i) en lo fiscal, ii) en las cuentas externas, iii) en el crecimiento económico y el empleo y iv) en el desarrollo local. Sin embargo, en todos estos análisis se desconocen o minimizan los impactos ambientales y sociales del sector y adicionalmente se esconden hechos y cifras que evidencian lo que realmente representó el pasado boom petrolero en la economía nacional: déficit fiscal; déficit en la balanza de comercio exterior; desaceleración de la industria y la agricultura y crecimiento desmesurado de la deuda pública (Pardo, 2018, 2019).

Con la caída en los precios del petróleo a partir del 2014 y la baja en la producción, se afectaron el crecimiento de la economía y las exportaciones. Se vieron afectados los ingresos del Estado, tanto los del Gobierno central como los de las entidades territoriales. Se evidenció claramente el fenómeno de "enfermedad holandesa" que se originó en el crecimiento desmesurado de divisas, provenientes del sector en la época del boom, que al generar la revaluación de la moneda local, afectó negativamente a otros sectores productivos.

De otra parte, el gobierno nacional insiste en que es necesario explotar los YNC para recaudar los recursos fiscales para financiar los programas sociales y generar regalías para las entidades territoriales. Con relación a este tema, es importante aclarar que el Sistema General de Participaciones (SGP) es la principal fuente de financiación de la salud, educación, agua potable y saneamiento básico de los departamentos y los municipios (50%), seguido de los recursos propios (28%) y las regalías (departamentos 13%, municipios 5%;) (Bonet et al,

2014). Adicionalmente, dichas transferencias corresponden a un mandato Constitucional (artículos 356 y 357 de la Carta Política de 1991) y su criterio para su ajuste son los cambios en la inflación (Martínez, 2016).

Sin embargo, es innegable que las diminuciones de la renta petrolera afectan los recursos de regalías de las entidades territoriales. Tampoco se puede desconocer que los ingresos centrales y territoriales dependen crucialmente de las subidas y caídas del precio internacional del petróleo. Por esta razón, y con el fin de disminuir los impactos que pueden generar situaciones tanto de precios altos como bajos, se recomienda promover el desarrollo de otras capacidades productivas en los territorios donde se hace la explotación petrolera (Martínez, 2016).

El costo fiscal para la nación de los beneficios tributarios otorgados al sector hidrocarburos:

Algunas instituciones del sector e instituciones privadas han realizado estimaciones y proyecciones de los recursos que podría generar la renta petrolera a partir del pago de impuestos, los derechos económicos contractuales, los dividendos y las regalías obtenidas de la explotación de los YNC, dichas estimaciones se basan en diferentes cálculos de los recursos prospectivos.

Según la ACP (2019 b), el aporte estimado de los YNC a la economía del país, en los próximos 25 años podrían alcanzar la cifra de 36.000 millones de dólares (10.000 millones USD en regalías, 18.000 millones USD en impuestos, 6.000 millones USD en dividendos y 2.000 millones USD en derechos económicos. Para ECOPETROL (2019), el aporte estimado de los YNC en la cuenca del Valle del Magdalena Medio, podría generar regalías anuales del orden de los 1.000 millones de dólares. FEDESARROLLO (2019), a partir de estimaciones realizadas por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, reporta que el efecto de los ingresos derivados de la renta petrolera de los no convencionales podría ser de 324 billones de pesos (30% del PIB) en un horizonte de 30 años.

En ninguno de los estudios mencionados se analiza el tema de los beneficios tributarios, otorgados al sector a través de deducciones, exenciones y descuentos tributarios. Los beneficios tributarios son instrumentos de política que el Estado utiliza para incentivar e impulsar un sector de la economía, sujetos siempre al cumplimiento de unos objetivos concretos. Cuando estos beneficios se otorgan sin que se evalúen y fiscalice el cumplimiento de sus objetivos, se convierten en subsidios que se otorgan para mantener la actividad y para garantizarles a las empresas mejores tasas de retorno en sus inversiones y así atraer la inversión extranjera (Pardo, 2019).

En la Global Oil and Gas Tax Guide (2019) y en Pardo (2019) se evidencia cómo la industria petrolera se ha beneficiado de la política tributaria de los últimos gobiernos, orientada a reducir la carga fiscal de las empresas. Esto se puede verificar en las reformas tributarias del Gobierno Santos y en la Ley de Financiamiento de Duque (Ley 1943 de 2018), en donde, como ya se describió en detalle (RESPUESTA 2.2), son numerosos los beneficios otorgados al sector. Estos incluyen reducción gradual de la tarifa del impuesto a la renta; exclusión del impuesto al patrimonio; régimen tributario especial para mega inversiones; contratos de estabilidad jurídica para mega inversiones; descuentos del IVA a la importación, formación, construcción y adquisición de activos fijos reales; así como descuentos del 25% del valor de las inversiones realizadas en investigación, desarrollo tecnológico e innovación.

Es importante recalcar que con el fin de incentivar la exploración y explotación de hidrocarburos de los YNC, los crudos derivados del fracking tiene un descuento del 40% en las regalías, es decir que por cada 100 pesos que por regalías paguen los crudos convencionales, los crudos del fracking apenas pagarán 60 pesos (Ley 1530 de 2012).

Adicionalmente, de manera irregular se viene aplicando la deducción de las regalías pagadas del impuesto de renta, que el Consejo de Estado declaro nulo, mediante sentencia 19950 de octubre de 2017. Sin embargo, la orden judicial no se ha cumplido y hasta el año 2018 las empresas seguían deduciendo las regalías porque según su concepto ellas constituyen un costo (Rudas, 2017; Pardo, 2019).

Según el análisis realizado por Pardo (2019), otro beneficio importante para las empresas se deriva de los llamados Ingresos No Constitutivos de Renta (INCR), que aunque la DIAN no los reconoce como beneficios tributarios, desempeñan un papel muy importante en la reducción de la base gravable y por esa vía en la reducción de los impuestos a cargo de las empresas.

Según cálculos realizados por Pardo (2019), por cada 100 pesos pagados por concepto de impuesto a la renta en 2015 y 2016, el Estado renunció a 41,3 y a 24,7 pesos respectivamente. En el 2018 por cada peso que las compañías pagaron por concepto de impuesto de renta, el Estado les devolvió 58 centavos por beneficios tributarios e INCR.

En el reciente trabajo desarrollado por Garay & Espitia (2019), se hace un análisis de la tasa nominal y efectiva del impuesto de renta. La tasa nominal resulta de relacionar el impuesto sobre la renta gravable con la renta líquida gravable, en ausencia de exenciones y deducciones. Dada la existencia de múltiples tratos preferenciales que contribuyen a erosionar la base gravable (INCR, gastos operacionales, deducciones varias, antes mencionadas) de las empresas del sector minero y específicamente del sector hidrocarburos, la tasa efectiva gravada es ostensiblemente inferior a la tarifa nominal. Los cálculos realizados por los autores dejan ver que para el año 2017 la tasa nominal del impuesto a la renta del sector minero fue de 35,49%, y del sector hidrocarburos fue de 34% mientras que la tasa efectiva (Impuestos/ ingresos brutos) para ese mismo año fue de 4,28% para el sector de minería y 4,9% para el sector hidrocarburos. Estos datos permiten constatar el trato preferencial hacia las empresas del sector.

El portafolio de beneficios tributarios que el Estado ofrece a las empresas en general y a las extractivas en particular afecta de manera importante el aporte fiscal del sector hidrocarburos. Sin estos beneficios el monto del recaudo sería muy superior y quizás hubiese evitado nuevas reformas tributarias (Pardo, 2019). Estos son análisis muy importantes que debieran ser tenidos en cuenta a la hora de establecer los verdaderos beneficios de la aplicación de la técnica del fracking.

Consideraciones Finales:

En síntesis, para establecer los beneficios del fracking para la economía del país es necesario incorporar en los análisis y cuantificaciones aspectos centrales como: los altos costos ambientales y operativos de cada pozo y la necesidad de perforar continuamente nuevos pozos; la volatilidad de los precios del crudo en el mercado internacional y sus importantes implicaciones en la renta petrolera y por ende en los ingresos territoriales y nacionales y finalmente, el alto costo fiscal para el Estado del gran portafolio de beneficios tributarios ofrecidos a las empresas del sector, sin que estos beneficios se reflejen en una evaluación rigurosa y objetiva del impacto real del sector petrolero en la economía colombiana.

Por último, es importante mencionar un aspecto institucional que afecta ostensiblemente la incertidumbre de la matriz de datos para determinar los beneficios del fracking en Colombia. El tema tiene que ver con la estructura de los contratos entre el Estado y las empresas del sector. Los últimos cambios normativos y legales han introducido aspectos nuevos que por su naturaleza pueden generar altos costos de transacciones no estimados en los ejercicios convencionales e incluso pueden llegar a afectar de manera drástica el cálculo de beneficios privados y públicos sin que se pueda establecer con certeza su magnitud. Por ejemplo, en la segunda ronda para el otorgamiento de concesiones para YNC en el año 2014 (ANH, 2014 a, b) se consolidaron nuevas normas para el otorgamiento de los contratos concesionarios en búsqueda de yacimientos no convencionales, que aumentan y consolidan las modificaciones de estímulo al inversionista. Los contratos adicionales se pueden otorgar a concesionarios anteriores a 2012 sin necesidad de participar en ronda licitatoria; no necesitan realizar nuevas inversiones al permitírseles usar la infraestructura presente en el contrato vigente; tampoco realizan transferencia tecnológica al liberarlos de compartir los procedimientos técnicos y la información y al permitirles habilitar la utilización de las facilidades ya instaladas. Igualmente, libera a futuro la escogencia al contratista de futuras rondas a 2014, para la firma de concesiones particulares en un contrato adicional para la separación de la procedencia de los hidrocarburos, con requerimientos y especificaciones particulares a voluntad del concesionario sobre el tipo de yacimiento.

Se entrega al contratista la libertad de decidir sobre la propiedad del Estado y la autonomía exclusiva de establecer la prelación contractual de la concesión otorgada. La norma aplica entonces para contratos existentes de exploración y producción otorgados en las dos rondas de 2012 y 2014 a voluntad del concesionario en los departamentos de Antioquia, Santander, Cundinamarca, Tolima, Norte de Santander, Caldas. Se invierten los criterios de "un buen contrato" (CEPAL, 2015, p. 35) por medio de estímulos al contratista otorgando beneficios adicionales de apropiación del recurso a través de la renta económica y el financiamiento del capital de riesgo, sin garantizar una transferencia de tecnología en detrimento del sector público y los actores sociales. Las modificaciones introducidas por Colombia, "son los mayores incentivos a nivel contractual y fiscal proporcionados a la industria y permitieron una disminución de las tasas de regalías y un aumento de los precios de comercialización." (CEPAL, 2015, p. 63) en la explotación y explotación del gas de shale. Estas ventajas otorgadas se convierten en compensación al contratista de los gastos de investigación de una nueva fase de la industria mundial de hidrocarburos.

PREGUNTA 5.2: ¿Cómo se determinó el posible aumento de la autonomía petrolera y gasífera del país generada por el fracking, que se ha divulgado recientemente?

RESPUESTA 5.2:

El análisis de la autonomía petrolera y gasífera del país, con base en YNC, tuvo su origen en 1998, cuando se publicó el informe titulado: Source Rocks and Oil Families, Southwest Maracaibo Basin (Yurewicz et al, 1998), cuando se facilitó la información y la obtención de las muestras para el estudio en cooperación de la Exxon Exploration Co. y la Esso colombiana. El estudio incluyó la cuenca del Catatumbo, en la que se efectuaron trabajos de perforación para la obtención de muestras de 6 zonas o campos productores de petróleo en las formaciones La Luna y Capacho, conocidos como Río de Oro, Suacovó, Tibú, Carbona, Cerro Gordo y Cerrito.

Trece años después, la Agencia para la Administración de la Información sobre Energía de los Estados Unidos (EIA, 2011) publicó un nuevo informe sobre 32 países en 14 áreas del mundo, que informaba de estudios sobre Colombia en tres cuencas del país, incluyendo Catatumbo, los Llanos y el Valle Medio del Magdalena, con un estimativo de 78 terapies cúbicos de gas en yacimientos y 19 de terapies cúbicos de gas recuperables, con una posibilidad de recobro del 24%. Se reconoció prospectividad a pesar de las dificultades que significan las estructuras tectónicas andinas y dificultades por cuanto “las formaciones de shale parecen ser inmaduras para la generación de gas” (EIA, 2011).

El año 2013 la EIA cierra el círculo de estudio de las potencialidades de Yacimientos no Convencionales en un estudio que abarca 137 formaciones de gas-shale en 41 países fuera de los Estados Unidos (EIA, 2013: IV-1). Allí se establecen horizontes de prospectividad, en particular en la región petrolera del Norte de Suramérica (Colombia y Venezuela) con “un potencial de gas y petróleo de shale dentro de las formaciones del Cretáceo depositadas en el mar en tres cuencas principales: el Valle Medio del Magdalena y Cuencas de los Llanos de Colombia, y las cuencas de Maracaibo / Catatumbo de Venezuela y Colombia”.

Este informe recopila y condensa 27 estudios realizados entre los años 1984 y 2012 para la nueva región petrolera, Norte de Suramérica. El estudio comprende tres aspectos: a) los resultados de la revisión histórica del conjunto de estudios, b) el avance exploratorio y c) las condiciones financieras y fiscales en la nueva región establecida. Una síntesis de los principales resultados del estudio indican que "Los shales Cretáceos ricos en materia orgánica (La Luna, Capacho y Gacheta) proveen gran parte del gas y petróleo convencionales producidos en Colombia y el oeste de Venezuela, y son de similar edad a los shales Eagle Ford y Niobrara en los Estados Unidos" (EIA, 2013). Las nuevas evaluaciones confirmaron un aumento de las estimaciones de la década de 1990 en Colombia, que incrementaron en un 289% con aproximadamente 55 terapies cúbicos de gas de shale. En esta segunda evaluación centrada en los estudios en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, se aclara que: "Las formaciones en las cuencas de los Llanos y Maracaibo / Catatumbo aún no se han probado, pero también tienen buen potencial de petróleo y gas de shale" (EIA, 2013: IV-1-2).

En segundo lugar, el avance del conocimiento exploratorio de este estudio es más promisorio debido a que se basa en los estudios realizados por las compañías petroleras, entre ellas con especial mención: Ecopetrol ConocoPhillips, ExxonMobil y Shell (EIA, 2013: IV-2). En tercer lugar, el aspecto económico en el avance de la exploración del área, se beneficia de: a) un régimen fiscal petrolero de Colombia "atractivo para la inversión extranjera" (EIA, 2013: IV-1), b) una institucionalidad -Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) de Colombia- que regula la exploración y el desarrollo del petróleo y el gas, c) un modelo contractual para gas no convencional que establece tiempos de exploración de 8 años y un periodo productivo de 24 años con un tratamiento financiero diferencial para la inversión en gas donde destaca una reducción del 40% en las regalías a pagar y mayores precios en comparación a las condiciones establecidas para la extracción de petróleo, como se presentó ampliamente en la respuesta anterior.

Igualmente, el informe señala que la Universidad Nacional de Colombia adelantó, para la ANH, un estudio sobre las cuencas Llanos y Caguán-Putumayo, evaluación que dio como resultado una estimación de 33 Terapies cúbicos de gas de shale en el piedemonte oriental de

la cordillera de los Andes, cuyos estudios y la metodología a la fecha no habían sido publicados (EIA, 2013). Con estas ventajas en el mercado, la ANH realizó "la primera subasta de bloques de gas de shale en Colombia en 2012" (EIA, 2013: IV-2).

A raíz de los resultados del estudio en sus tres aspectos señalados, se establece la prospectividad y exploración de cuatro áreas definidas. Cada una de ellas presenta mapas de suelo y subsuelo, con especial interés en el Valle Medio del Magdalena por la información disponible y descubrimiento de más de 40 campos en las arenas terciarias. En este marco, los contratantes han conformado dos grupos de "Joint Venture" para la extracción "Shale oil", con el interés de abordar la fases técnicas de confirmación de las reservas recuperables, uno conformado por Ecopetrol-Occidental y el otro por las empresas ConocoPhillips, ExxonMobil, Nexen y Shell.

El conjunto de empresas ha desarrollado actividades de exploración en YNC, como se desprende de los informes de la EIA de 2013 y 2015 que evidencian que Ecopetrol "ha iniciado programas de exploración de petróleo y gas de shale bituminoso en los yacimientos convencionales de petróleo y gas" (EIA, 2013: IV 10). En este escenario se realizaron doce (12) pozos verticales y horizontales y se adelantó la planeación adicional de 19 pozos de exploración. Igualmente, la empresa Nexen a finales del año 2011 reportó la perforación de 4 pozos y en 2013 reportó sus labores de exploración en varios bloques de gas de shale en Colombia.

Una vez establecidas las potencialidades de los estudios realizados, es necesario determinar los criterios para establecer las fases técnicas y económicas de la extracción de los nuevos hidrocarburos y la confirmación de las reservas recuperables. Para el Año 2015, en el mes de septiembre la EIA realiza una nueva publicación específica para la región Norte de Suramérica, de la cual hace parte integral el informe de 2013, la publicación establece unos criterios para categorizar las nuevas reservas evaluadas desde la década de 1990 y después un periodo superior a los 20 años de estudios. La EIA considera: "es evidente que los recursos de shale que hasta hace poco no estaban incluidos en los recursos técnicamente recuperables, constituyen una parte sustancial del petróleo global técnicamente recuperable y del recurso de gas natural" (EIA, 2015). Los criterios distinguen dos dificultades de mayor orden que

persisten en la industria en YNC, la propiedad privada de los derechos del subsuelo en Estados Unidos y la disponibilidad de recursos hídricos para su uso en fracturas hidráulicas (EAI, 215:3).

Los criterios dan lugar a cuatro fases de los recursos de los YNC potenciales de los campos estudiados.

1. Revalorar las reservas del descubrimiento original, cuyo conocimiento se ha desarrollado en el tiempo y volver a calcular el potencial del reservorio menos lo producido históricamente, para establecer el nuevo volumen de reserva en el yacimiento en petróleo y gas.

2. Al establecer los nuevos volúmenes de petróleo y gas, determinar según los precios del petróleo y el gas natural, los costos de capital y operación en la nueva etapa productiva y establecer la prospectividad económica del yacimiento, atada a precios y costos, que a su vez determinan la velocidad de extracción ante las variaciones de los precios de petróleo y gas.

3. Evaluación económica del nuevo recurso estimado con base en los incrementos o desincrementos del volumen recuperable, es decir, el comportamiento de la curva de precios en el mercado en escenarios futuros.

4. Determinar la provisión de reservas probadas, luego de la proyección en escenarios futuros para definir con certeza el número de años del nuevo yacimiento bajo condiciones económicas y operativas que permitan establecer las metas de producción y viabilidad económica.

Las tasas de recuperación de los YNC utilizadas en este análisis se basan en una extrapolación de la producción de pozos de shale durante 30 años. Sin embargo, las características geofísicas de los YNC varían significativamente a lo largo de la formación en el subsuelo, por lo cual cada zona de extracción tiene características propias a pesar de pertenecer a la misma formación geológica.

La revisión realizada señala que la exploración y explotación de hidrocarburos de YNC está determinada por intereses transnacionales que capturan ganancias en el mercado internacional con cargo al agotamiento acelerado de las reservas nacionales que derivan en el deterioro y degradación ambiental y social.

La autonomía energética de hidrocarburos de Colombia requiere de los datos de reservas, probables, probadas y recuperables como insumos para elaborar la política pública de hidrocarburos, que regule el ritmo de explotación y la perspectiva futura de la disponibilidad energética. La regulación en perspectiva de futuro necesita del control y disponibilidad de la información para garantizar el abastecimiento nacional. La política pública de hidrocarburos es un asunto de autonomía que no puede estar supeditado a los riesgos financieros del mercado mundial. Las propuestas tienen incertidumbres técnicas y financieras que se suman a las incertidumbres y riesgos ambientales y sociales no considerados hasta ahora.

PREGUNTA 5.3: ¿Cómo se ha evaluado la capacidad institucional efectiva de las autoridades ambientales (MADS, ANLA, CARs) para licenciar los proyectos de fracking y para el control y monitoreo de sus riesgos?

RESPUESTA 5.3:

En el informe de la Contraloría sobre riesgos y posibles afectaciones ambientales al emplear la técnica de fracking (CGR, 2018b), se presentó un análisis identificando las debilidades institucionales del Estado Colombiano, en aspectos de planeación y normativos de tipo técnico-ambiental, para implementar la técnica en el país.

"Los costos ambientales y sociales derivados de la eventual implementación de esta técnica han sido insuficientemente estudiados, por lo que resulta indispensable tomar precauciones adicionales y preparar adecuadamente la institucionalidad responsable del control y vigilancia de esta actividad, cuyos resultados pueden ser catastróficos e irreversibles" (CGR, 2018b, p. 19).

"La eventual puesta en marcha de esta técnica en el país, requiere de medidas de prevención y control que se deben tener en superficie frente al manejo de las aguas de retorno y de producción a lo largo de la vida útil de los pozos, así como también medidas de seguimiento y monitoreo, pues no se tiene total certeza del contenido fisicoquímico de estos fluidos. No obstante, se sabe que son altamente salinos y que pueden contener metales pesados, isótopos y elementos radioactivos que podrían causar un alto impacto a los recursos hídricos… Por otro lado, no deben desestimarse los legítimos derechos de la población colombiana al goce de un ambiente sano y a una salud adecuada, los cuales podrían verse afectados ante un manejo inadecuado de estas sustancias, bien sea por fallas técnicas, de control o de seguimiento. Por lo expuesto anteriormente, el país debería generar la capacidad de hacer seguimiento y control estricto no solo a la prevención del derrame de estas sustancias, sino también al tratamiento y reinyección de las mismas… También se debe hacer hincapié en que este control y seguimiento no se limita a pozos en producción sino que también debe

incluir pozos abandonados y los clausurados al final de la vida útil; es decir, en la etapa de post-cierre…" (CGR, 2018b, p. 88-89).

"La ANH adjudicó bloques para la exploración y producción de YNC, en la Ronda 2014, sin tener un marco regulatorio ambiental ni el conocimiento básico que permitiera definir restricciones ambientales sobre la implementación del fracking para la explotación de dichos yacimientos, conllevando a riesgos ambientales o al establecimiento de escenarios futuros de reclamación o desistimiento por parte de los titulares de estos bloques. Lo anterior evidencia la falta de coordinación entre instituciones relacionadas con la implementación de políticas públicas como esta" (CGR, 2018b, p. 90).

"La ANH, el MME, el MADS y la ANLA deben propender por su articulación y fortalecimiento, con el fin de construir un marco regulatorio apropiado para el país y realizar un seguimiento y control efectivo, pues el Estado Colombiano en algún momento debe llegar a una etapa en que su legislación técnico-ambiental y administrativa sea más robusta y adaptada a las singularidades geoambientales del territorio nacional. Sin embargo, de persistir la debilidad institucional en el seguimiento y control de los futuros escenarios de exploración y explotación de YNC, no se puede garantizar la intervención idónea y efectiva que el desarrollo de estas actividades amerita, con consecuencias funestas para el ambiente en general y el recurso hídrico en particular. Situación evidenciada en la actuación especial de la CGR en el 2014 y que a la fecha no evidencia avance alguno" (CGR, 2018b, p. 90).

"A la fecha, la Contraloría General de la República observa que el Gobierno Nacional ha realizado importantes esfuerzos de regulación al establecer los requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, lo cual resulta positivo frente a un eventual avance hacia la etapa de exploración de la técnica de fracking, en zonas con alto potencial como el Valle Medio del Magdalena; sin embargo, la CGR considera que aún falta establecer condiciones adecuadas para el cumplimiento de los requisitos técnicos y ambientales de nuestro país…" (CGR, 2018b, p. 91-92).

La comisión de expertos del gobierno (Comisión Interdisciplinaria, 2019) también señaló en varias ocasiones la debilidad institucional, la falta de transparencia, la falta de coordinación

de las autoridades ambientales y la percepción de corrupción en dichas entidades por parte de la sociedad.

“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” (Comisión Interdisciplinaria, 2019, p. 22-23).

“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” (Comisión Interdisciplinaria, 2019, p. 23).

“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” (Comisión Interdisciplinaria, 2019, p. 24).

“Según Julio Fierro… en los pocos casos en los que ha habido evaluación independiente de los expedientes ambientales asociados a explotación en yacimientos convencionales… 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… lo que exige mayores capacidades institucionales" (Comisión Interdisciplinaria, 2019, p. 59).

"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... 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" (Comisión Interdisciplinaria, 2019, p. 61).

"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…" (Comisión Interdisciplinaria, 2019, p. 62).

"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… La falta de gestión también se asocia a la corrupción en algunas entidades públicas…" (Comisión Interdisciplinaria, 2019, p. 63).

"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 (yacimientos no convencionales) se realicen generando el mínimo impacto ambiental posible" (Comisión Interdisciplinaria, 2019, p. 153).

“La ANLA presenta grandes debilidades institucionales para liderar la gestión ambiental y exigir el cumplimento de la legislación ambiental por parte de los operadores, según la auditoría realizada por la Contraloría General de la República para la vigencia 2015… 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 que 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” (Comisión Interdisciplinaria, 2019, p. 155).

“La ANLA incumple con la obligación de publicar oportunamente todos los trámites de contratación… 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... 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.” (Comisión Interdisciplinaria, 2019, p. 156).

“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” (Comisión Interdisciplinaria, 2019, p. 156).

“Un requisito previo a la iniciación del PPII exploración (Proyecto Piloto de Investigación Integral) 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… 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 (Fracturamiento Hidráulico

Multietapa con Perforación Horizontal), 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…" (Comisión Interdisciplinaria, 2019, p. 164).

En los numerosos comentarios y conclusiones, tanto de la Contraloría (CGR, 2018b) como de los expertos del gobierno (Comisión Interdisciplinaria, 2019), se resalta la percepción generalizada de que no hay suficiente capacidad institucional en Colombia para licenciar proyectos de fracking y para monitorear y controlar sus elevados riesgos.

Una dificultad notoria, que obstaculiza la efectividad de las entidades de orden nacional y regional es su politización, que se expresa en la forma de contratación y excesiva rotación de los funcionarios, en donde se privilegian cuotas políticas y amistades por encima del nivel de educación universitaria y la experiencia en el área. Debido a esto, los contratistas temporales de las nóminas paralelas son en algunas entidades incluso más numerosos que los funcionarios de planta, que generalmente son escogidos por concursos públicos de méritos.

La falta de gestión, falta de control y falta de coordinación por parte de las entidades gubernamentales se evidencia en varios informes de la Contraloría, siendo notorio el caso del pozo Lisama-158, que podría repetirse debido al elevado número de pozos abandonados o parcialmente abandonados que tendrían condiciones similares de deterioro en el cemento y en las tuberías de revestimiento (ver RESPUESTA 2.1). El derrame de petróleo, gas, agua y lodos de perforación duró casi un mes (2 al 31 de marzo de 2018) y solamente después de eso se produjeron algunas acciones por parte de las entidades gubernamentales, incluyendo la apertura por parte de la ANLA de un proceso sancionatorio (Auto No. 01391) el día 4 de abril (CGR, 2018a). Por otro lado, la Corporación Autónoma Regional (CAR) de Santander, que ejerce la función de máxima autoridad ambiental del departamento, emitió un sorprendente comunicado en un artículo de prensa el 6 de abril (CAS, 2018), indicando que ellos no tenían ninguna autoridad y que la entidad competente, responsable y con autoridad era la ANLA. No obstante, la CAS efectuó a partir del 13 de marzo de 2018 varias visitas al área e informó sobre varias situaciones durante la tragedia ambiental, con el fin de efectuar recomendaciones a la ANLA. En las visitas participaron 2 funcionarios de planta de la CAS

y 5 contratistas, repartidos en tres equipos denominados: equipo de fauna, equipo ambiental y equipo de hidrocarburos. Se resaltan las siguientes observaciones:

13 de marzo: Se observaron numerosos peces, reptiles y anfibios muertos en el cauce de la Quebrada Lisama.

14 de marzo: La presión del flujo de petróleo presentaba un chorro que alcanzaba los 10 metros de altura. No fue posible acercarse a tomar coordenadas ni registro fotográfico por la presencia de gases. Las especies afectadas incluyen: Anguilas, rayas, bocachicos, guabinas, babillas, serpientes talla x, iguanas y tinguas.

15 de marzo: En el punto de afloramiento de hidrocarburos la eyección alcanzaba una altura aproximada de 3 metros.

16 de marzo: Recorren en canoa la Quebrada Lisama y el Caño Muerto hasta el punto de desembocadura con el Río Sogamoso, donde todavía encuentran peces muertos.

20 de marzo: La CAS emite un concepto técnico y efectúa recomendaciones a la ANLA.

24 de marzo: Manejo de fauna: a la fecha se han rescatado 1217 individuos. Asistencia de animales domésticos de las familias reubicadas… dichos manejos corresponde a hidratación, alimentación y asistencia veterinaria. Entre estos animales se encuentran perros, gatos, loros, pollos, patos y gallinas. Especies de Fauna Rescatadas: Ave trepatroncos, ave cazamoscas, boa arborícola, serpiente guacamaya, marmosas morina, tortugas, raya, basiliscos, lagartija, babilla, lagarto de Jesucristo, garza, mapaná de agua, lobo pollero, fara rata, ranas plataneras, rana venenosa, lagartija cabeza roja, serpiente guardacaminos y anolis. Individuos Rescatados: 1217. Individuos Muertos: 2436.

27 de marzo: Se realizó el rescate de 28 especímenes de: fara, boa, lagartija, basilisco, iguana, anolis, serpiente guacamaya, ranas picudas, tubinambis, serpiente toche, serpiente bejuca, serpiente boa chocolate, araña, ratón y tortuga.

Se inventariaron 279 árboles de las siguientes especies: caracolí, guamino, guamo, cedro, higuerón, chichato, guácimo, pata de vaca, balso y guarumo. Cantidad de individuos no afectados: 33. Cantidad de individuos afectados: 246

29 de marzo: Se realizó el rescate de 42 especímenes, incluyendo: tortuga hocotea palmera, rana común, armadillo, serpiente boa, rana platanera, babilla, lagarto de Jesucristo, serpiente guacamaya, mapaná de agua, falsa mapaná, fara, anolis, rana venenosa, lagartija y lagarto de hojarasca.

Se inventariaron 606 individuos de las siguientes especies de árboles: Anón de monte, camagón, laurel, zurubio, tamarindo, moncoro, guacharaco, carbonero, frijolito, molinillo, orejero, palma africana, pata de vaca, surubio, vara blanca, ceiba bruja, guamo de monte, cedro macho, higuerón, jobo, malagano, guácimo, vara sarna, yarumo, chiflera, ficus, copillo, chichato, gualanday, matarratón de monte, coco cristal, coco cuna, cedrillo, cedro, camajon, verde nace, palo cruz y manchador. Cantidad de individuos no afectados: 46. Cantidad de individuos afectados: 560.

31 de marzo: Se procedió a verificar información por parte de la comunidad que alertaba acerca de un nuevo afloramiento en el pozo 158… Ecopetrol expuso que se trataba del mismo evento con otro orificio a 60 cm de distancia del predominante… Se recorrieron aproximadamente 15 kilómetros aguas abajo… para constatar la existencia de una barrera… Durante el recorrido se observó afectación de la margen izquierda del Rio Sogamoso, por lo cual se recomendó a Ecopetrol agilizar las labores de limpieza.

2 de abril: Se constató que se había detenido el afloramiento... en el punto de emanación.

La actuación de la CAR se limitó entonces a efectuar observaciones y recomendaciones durante la tragedia ambiental, anotando el impacto sobre personas, animales de granja y fauna y flora silvestres, además de la contaminación del aire y de varios cuerpos de agua en una extensa zona. Sin embargo, no se entiende que ninguna entidad hubiera hecho seguimiento y control de las actividades efectuadas por Ecopetrol a lo largo de varios años, antes de que ocurriera la tragedia. Estos hechos confirman la falta de oportunidad y gran debilidad institucional en las acciones de control, monitoreo y gestión ambiental.

Consideraciones sobre el licenciamiento ambiental en Colombia:

Para el licenciamiento ambiental de los proyectos de exploración y explotación de yacimientos no convencionales, la autoridad competente es la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) (Decreto 1076 de 2015, Artículo 2.2.2.3.2.2.). La capacidad institucional de las autoridades ambientales frente a los proyectos de fracturamiento hidráulico de YNC no ha sido evaluada oficialmente; tampoco se han establecido términos de referencia específicos y especiales para el licenciamiento ambiental para este tipo de proyectos.

El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS, 2017 a) reconoció que el sector no está completamente listo para el desarrollo de proyectos en YNC y resaltó la necesidad de fortalecer la capacidad institucional de la ANLA, las Corporaciones Autónomas Regionales y los institutos de investigación, para la vigilancia y control de esta actividad. En su página se encuentra la Posición del Minambiente sobre Yacimientos No Convencionales, donde se manifiesta lo siguiente:

"… el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible no ha cambiado su posición, el sector no está completamente listo para la explotación de Yacimientos No Convencionales, por eso estamos formulando un plan a cinco años para fortalecer la capacidad institucional y contar con los estudios necesarios con miras a proteger nuestro recurso hídrico.

Consideramos que Colombia y sus instituciones requieren una mayor preparación para esta actividad. En ese sentido, estamos proponiendo un Plan de Alistamiento del Sistema Nacional Ambiental a cinco años, que analice, estudie y prepare acciones que protejan nuestro recurso hídrico frente a una eventual actividad de los Yacimientos No Convencionales.

Este Plan consta de cinco (5) ejes:

1. Un estudio detallado de aguas subterráneas y el desarrollo de un inventario de acuíferos del país, especialmente en la zona del Valle Medio del Magdalena, que permita identificar la ubicación de este recurso, y así definir las medidas para su protección.

2. Desarrollo de un estudio sismológico y su correspondiente cartografía para definir posibles amenazas y medidas de prevención y mitigación de riesgos.

3. Elaboración, por parte del sector de Minas y Energía, bajo los lineamientos y metodologías definidas por el Ministerio de Ambiente, de una evaluación ambiental estratégica de la región del Valle del Magdalena Medio.

4. Implementación de un sistema de registro, verificación, control y vigilancia de los fluidos que serían utilizados en esta tecnología, esto con el fin de proteger de impactos negativos, los recursos naturales del país.

5. Fortalecimiento de la capacidad institucional (ANLA, Corporaciones Autónomas Regionales e institutos de investigación) para la vigilancia de esta actividad por parte del Sistema Nacional Ambiental y del sector de Minas y Energía.

Cabe resaltar que el país tomó la decisión de avanzar en el desarrollo de esta parte del sector de hidrocarburos en el año 2012, cuando se otorgaron los primeros cinco (5) bloques para la exploración y producción a través de tecnologías no convencionales, esta fue una decisión de Gobierno.

Frente a esa decisión del año 2012, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, a través de Resolución 421 de marzo de 2014, expidió los términos de referencia para el desarrollo de esta actividad, teniendo siempre como premisa la protección del patrimonio natural y del recurso hídrico.

Por tal motivo, y basados en los hallazgos de los últimos estudios, especialmente los realizados por la EPA de los Estados Unidos, consideramos que el sector no está completamente listo para el desarrollo de esta actividad, por lo cual debe implementarse este plan de alistamiento que estamos formulando y proponiendo para la vigilancia y control de esta actividad.

Reiteramos nuestro compromiso con la protección ambiental del país, especialmente del recurso hídrico, por supuesto, en un marco de sostenibilidad, cumpliendo con la aplicación de los mejores estándares de protección de nuestro patrimonio natural".

Los cinco ejes del Plan de Alistamiento (MADS, 2017 b) dejan ver las carencias en la información de base tanto ambiental como geológica y de otras disciplinas, necesarias para tomar decisiones informadas y técnicas sobre YNC. La CGR señaló esta insuficiencia de información en su seguimiento a la Función de Advertencia de 2012 sobre YNC (CGR, 2014). Además, el quinto eje anunciado reconoce la debilidad institucional de Colombia para la vigilancia y control de eventuales actividades de YNC (Orduz et al, 2018).

Debilidades del proceso de licenciamiento ambiental:

En general el licenciamiento ambiental en Colombia presenta debilidades que han sido puestas en evidencia y analizadas en algunos estudios como "Environmental impact assessment in Colombia: critical analysis and proposals for improvement" (Toro et al, 2010) y "Métodos de Evaluación de Impacto Ambiental en Colombia" (Toro et al, 2013). La reglamentación de los Estudios de Impacto Ambiental, determinantes para el otorgamiento o negación de las Licencias Ambientales en el país muestran varias deficiencias (Toro et al, 2010), como por ejemplo:

1. La falta de premisas metodológicas que faciliten la identificación, evaluación y ponderación de los impactos. Estas deficiencias en el sistema se manifiestan en: (i) los resultados insatisfactorios de los EIA; (ii) la pérdida de información valiosa en el proceso de toma de decisiones, especialmente en lo que respecta a la planificación y gestión ambiental, que por lo tanto son incapaces de producir resultados óptimos; (iii) el deterioro progresivo del medio ambiente observado en la ejecución de los proyectos.

2. La debilidad de los EIA en Colombia también es evidente cuando se trata de la inexistencia de procedimientos de monitoreo así como garantías legales y medidas que aseguren la aplicación efectiva de los planes de gestión ambiental. Como resultado, las empresas públicas y privadas no participan voluntariamente en los EIA y, por lo tanto, muestran muy poca responsabilidad social y ambiental. Además de todas estas deficiencias, también hay una abismal falta de participación ciudadana en los EIA a pesar de que, en general se reconoce

que la participación es indispensable cuando se trata de mejorar la efectividad y la calidad del proceso de licenciamiento ambiental.

A continuación se presentan algunas evidencias de aspectos del licenciamiento ambiental para el desarrollo de proyectos en YNC en el país:

El Decreto 1076 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible, establece solamente las siguientes consideraciones particulares respecto al desarrollo de proyectos en yacimientos no convencionales de hidrocarburos y la técnica de estimulación hidráulica:

ARTÍCULO 2.2.2.3.6.2. De la solicitud de licencia ambiental y sus requisitos. En los casos en que no se requiera pronunciamiento sobre la exigibilidad del diagnóstico ambiental de alternativas (DAA) o una vez surtido dicho procedimiento, el interesado en obtener licencia ambiental deberá radicar ante la autoridad ambiental competente, el estudio de impacto ambiental de que trata el artículo 21 del presente decreto y anexar la siguiente documentación:

PARÁGRAFO 4º. Cuando se trate de proyectos de exploración y/o explotación de hidrocarburos en los cuales se pretenda realizar la actividad de estimulación hidráulica en los pozos, el solicitante deberá adjuntar un concepto de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), que haga constar que dicha actividad se va a ejecutar en un yacimiento convencional y/o en un yacimiento no convencional.

En la Sección 7, artículo 2.2.2.3.7.1. que trata sobre la modificación de la licencia ambiental, menciona en el numeral 9 que se puede solicitar la modificación de la licencia “para el caso de proyectos existentes de exploración y/o explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales que pretendan también desarrollar actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales siempre y cuando se pretenda realizar el proyecto obra o actividad en la misma área ya licenciada y el titular sea el mismo, de lo contrario requerirá adelantar el proceso de licenciamiento ambiental de que trata el presente decreto”.

ARTÍCULO 2.2.3.3.4.9. Del vertimiento al suelo. El interesado en obtener un permiso de vertimiento al suelo, deberá presentar ante la autoridad ambiental competente, una solicitud por escrito que contenga además de la información prevista en el artículo 2.2.3.3.5.2., la siguiente información:

PARÁGRAFO 3. Para la actividad de exploración y producción de yacimientos no convencionales de hidrocarburos YNCH, no se admite el vertimiento al suelo del agua de producción y el fluido de retorno.

De acuerdo con lo anterior, se puede concluir que se debe incorporar a este Decreto el marco normativo y reglamentario específico para este tipo de proyectos, el cuál es necesario porque los posibles riesgos asociados a su desarrollo sobrepasan los asociados a los proyectos en yacimientos convencionales de hidrocarburos. Por ejemplo, en la Sección 5, que habla sobre el estudio de impacto ambiental, no se menciona la Resolución 0421 del 20 de marzo de 2014 "por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos y se toman otras determinaciones", la cual en el Anexo 3 establece los términos de referencia y requerimientos complementarios para el estudio de impacto ambiental y plan de manejo ambiental para la actividad de exploración de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

Cabe anotar que incluso se presentan contradicciones entre lo definido en el Decreto 1076 de 2015 y la Resolución 0421 de 2014. En el Decreto 1076 de 2015 se define que "no se admite el vertimiento al suelo del agua de producción y el fluido de retorno", sin embargo en el Anexo 3 de la Resolución 0421 de 2014, numeral 6.2, incluye determinaciones sobre disposición final de aguas en suelos que no mencionan la restricción de los vertimientos de aguas de producción y fluido de retorno, lo cual tampoco es considerado en las disposiciones para gestión de aguas de producción y formación a través de reinyección.

La falta de articulación, coherencia y precisión en los términos en el marco normativo, contractual y técnico es una debilidad que puede ser aprovechada para que los proyectos desarrollados en YNC se inicien sin las condiciones necesarias para que las autoridades ambientales puedan ejercer un efectivo control y monitoreo sobre los posibles riesgos.

Muestra de esto es el hecho de que la ANLA ya ha otorgado tres licencias ambientales para el desarrollo de proyectos en yacimientos no convencionales de hidrocarburos, que se presentan a continuación.

Bloque: Sueva Sector Norte. Operador: Nexen. Municipios: Guasca, Guatavita y Junín (Cundinamarca). Licencia ambiental otorgada mediante Resolución 363 del 3 de marzo de 2011. Modificada en agosto de 2012 mediante Resolución 1739 de 2012. Terminación de la licencia mediante Resolución 00488 del 27 de abril de 2017.

De acuerdo con la Resolución 363 de 2011, el objetivo de este proyecto fue "probar el potencial de hidrocarburos en yacimientos de baja porosidad y baja permeabilidad, en particular de gas en reservorios de shales. Los registros de los pozos permitirán evaluar el contenido de gas y los intervalos de interés potencial de las unidades abundantes en Shales de las formaciones Chipaque y Fómeque". Entonces, ésta licencia se otorgó para actividades de exploración en YNC.

La licencia se otorgó para la ejecución de actividades de construcción de vías de acceso al área y plataformas multipozos, perforación de pozos, abandono y restauración final. Autorizó la perforación de máximo tres (3) pozos exploratorios por cada plataforma multipozo, con las características indicadas en el EIA, a una profundidad aproximada de 5.000 pies.

Para la perforación de los pozos se registró que "se utilizará lodo base agua con bentonita y se le adicionará gel para garantizar la adecuada limpieza del hueco; se correrán registros eléctricos en hueco abierto desde el fondo hasta la superficie, según lo previsto en el Programa de Exploración de NEXEN; de acuerdo con los resultados obtenidos en los registros se determinará la posibilidad de extraer núcleos de las paredes del pozo". En esta Licencia Ambiental no se incluyeron especificaciones técnicas y planes de manejo específicos para la exploración de YNC, como el manejo y disposición de los fluidos de perforación.

Bloque: Chiquinquirá. Operador: Nexen. Municipios: Carmen de Carupa (Cundinamarca) y Buenavista (Boyacá). Licencia ambiental otorgada mediante Resolución Número 1734 del 26 de agosto de 2011. Modificada mediante Auto No. 0235 de 2012. Terminada por desistimiento de la empresa según Auto No. 2376 del 13 de junio de 2014.

De acuerdo con la Licencia Ambiental: "… los pozos exploratorios están planeados para ser perforados dentro del marco de prospectos no convencionales, es decir, el objetivo principal es probar el potencial de hidrocarburos en yacimientos de baja porosidad y baja permeabilidad. En este sentido, de acuerdo con la geología, en el área se encuentran depósitos de Shale abundantes en materia orgánica y los cuales podrían representar condiciones promisorias para la exploración de hidrocarburos".

La Licencia define que los "residuos sólidos producidos por el sistema de procesamiento de fluidos de perforación, serán manejados, retirados y dispuestos de manera adecuada por parte de contratistas que cuenten con los respectivos permisos y autorizaciones ambientales". Sin embargo, no se describen con mayor detalle las especificaciones técnicas que se debían cumplir para su manejo adecuado. El hecho de que esta actividad se deje en responsabilidad de terceros dificulta las acciones de vigilancia y control por parte de las autoridades ambientales.

Respecto a la Evaluación de Impactos registra que "se prevé afectación del agua subterránea como resultado de las actividades de instalación y operación del taladro de perforación y del manejo de lodos y cortes de perforación".

Las Licencias Ambientales otorgadas a Nexen en el 2011, no hablaban concretamente de la implementación de la técnica de fracturamiento hidráulico en pozos horizontales (fracking), pero sí de actividades exploratorias en YNC cuando no existían aún los "Términos de Referencia y Requerimientos Complementarios para el Estudio de Impacto Ambiental y Plan de Manejo Ambiental para la Actividad de Exploración de Hidrocarburos en Yacimientos no Convencionales" expedidos posteriormente en el año 2014. Al no contar con la normatividad reglamentaria suficiente la autoridad ambiental no consideró todos los escenarios de riesgo

posibles para garantizar que, tal como lo manifiesta la Contraloría en el informe de actuación especial AT No. 31 sobre el Principio de Precaución y Desarrollo Sostenible frente a posibles riesgos de hidrocarburos no convencionales: "se cumplan los principios constitucionales como los de Prevención y Precaución y a los desarrollos filosóficos y jurídicos que constituyen los llamados derechos de tercera y cuarta generación, en particular, en referencia al ambiente sano, la calidad de vida y a evitar las deudas y pasivos intergeneracionales a costa de los recursos del Estado" (CGR, 2014).

Bloque: La Loma (APE Caporo Norte). Operador: Drummond. Municipios: Chiriguaná y La Jagua (Cesar). Licencia ambiental global otorgada mediante la Resolución 1655 de 2015. Modificada mediante la Resolución 984 de 2016.

De acuerdo con la Licencia Ambiental del proyecto "Producción de gas asociado al carbón, área de desarrollo Caporo Norte", éste tiene como objetivo la producción de gas metano asociado al carbón en el Área de Desarrollo del Bloque La Loma, de manera que este gas pueda ser puesto en especificaciones de venta y de comercialización, siendo sus actividades sostenibles con el entorno natural y social. La Empresa propone la perforación y operación de 57 pozos de producción y hasta 7 pozos de reinyección de agua.

En la Resolución 1655 (ANLA, 2015) se describe que "Posterior a la perforación vertical convencional, se inicia la etapa de estimulación o fracturamiento hidráulico, la cual se realiza a través del bombeo de un fluido compuesto por agua, químicos y propante a una alta presión por el hueco del pozo, con el fin de inducir fracturas en la roca para aumentar su permeabilidad. En el área de desarrollo Caporo Norte se estima perforar y poner en producción 57 nuevos pozos más uno exploratorio existente (Caporo 21) que pasaría a producción. En cada uno de los pozos a estimular se desarrollarán entre 4 y 7 etapas de fractura, dependiendo de la cantidad, espesor y separación de mantos de carbón atravesados. La unidad objetivo para la estimulación hidráulica es la formación portadora de carbones denominada formación Los Cuervos. Se estimularán los mantos de carbón que se encuentren a profundidades entre 1000 pies y 4000 pies y que cumplan con la Resolución 90341 de 2014,

artículo 12 del Ministerio de Minas y Energía, en cuanto a distancia entre una estimulación hidráulica y el acuífero aprovechable para consumo humano".

"Los residuos peligrosos serán trasladados inicialmente al Patio de impregnados de aceite o Clasificación de Residuos Peligrosos de Mine Pribbenow –para luego ser entregados a un tercero especializado con licencia para su tratamiento y disposición final".

La licencia ambiental otorgada a Drummond es una licencia de producción de gas en YNC, mediante la implementación de la técnica de estimulación o fracturamiento hidráulico, según se encuentra descrito en la Resolución 1655 (ANLA, 2015) y en los documentos disponibles en la página de la empresa sobre el proyecto Caporo Norte. Esta última fuente permite conocer que actualmente, para este proyecto se encuentran activos 15 pozos de producción y se presentan en detalle la composición y cantidades del fluido de estimulación hidráulica para cada pozo en cada una de sus etapas y las fichas de descripción de los aditivos químicos del fluido de inyección.

Una de las debilidades más fuertes de la autoridad ambiental en el proceso de licenciamiento se evidencia en el tema de la disposición y manejo de aguas residuales industriales que provienen de la estimulación hidráulica. Las empresas como Drummond en este caso y Conoco, en el caso de los bloques VMM2 y VMM3 en el Cesar, definen que estos residuos podrán ser entregados a terceros especializados y autorizados desde los sitios de generación y/o almacenamiento. En el caso de Conoco las licencias fueron archivadas por esta razón, pero a la empresa Drummond le dieron la licencia a pesar de que la ANLA aclaró que: "A consideración del grupo de evaluación de ANLA, es importante resaltar que no se cuenta en la actualidad con terceros autorizados que transporten, traten o realicen disposición final de aguas asociadas al fracturamiento hidráulico o que contengan fluidos de retorno empleados en estimulación hidráulica y que el único método de disposición de este tipo de aguas es con terceros autorizados que cuenten con un pozo inyector autorizado en el marco de la resolución 90341 de 2014), emitida por el Ministerio de Minas y Energía y que cuente con autorización para recibir este tipo de aguas residuales industriales".

Ni la licencia ambiental, ni las normas suspendidas plantean medidas de vigilancia y control sobre los productos químicos que pueden ser utilizados para la estimulación hidráulica. En la Resolución 1655 de 2015 se registró que la empresa emplearía como inhibidor de corrección del fluido de estimulación "Cloruro de Tetra-Metil-Amonio" pero actualmente para este proyecto se utiliza un inhibidor con otros componentes, que en la hoja de seguridad del producto (Drummond, 2019 b) define como: extremadamente corrosivo y destructivo para los tejidos, causa quemaduras graves en la piel, causa quemaduras graves en los ojos, causa quemaduras en la boca, garganta y estómago; además, es peligroso al inhalarse, puede causar una reacción alérgica en caso de exposición cutánea repetida y puede causar cáncer.

Esta licencia se otorgó de acuerdo con los lineamientos de la Resolución 90341 de 2014, una de las normas demandadas y suspendida actualmente; sin embargo, la Licencia Ambiental del proyecto continua vigente. Esta situación ha sido denunciada por la Corporación Podion y la Alianza Colombia Libre de Fracking, pero tanto la empresa, como la ANLA han negado que se esté haciendo fracking (Semana Sostenible, 11 de septiembre de 2019). Es importante resaltar que sin emplear el término de fracking, la Resolución 90341 de 2014 define requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales; por lo tanto, sí compromete los objetivos del proyecto Caporo Norte. Lo anterior expone la necesidad de mayor precisión en los términos técnicos contenidos en las normas, pues aunque en la Licencia otorgada a la empresa Drummond no aparezca la palabra "fracking" o el término "perforación horizontal", es claro que implementa la estimulación hidráulica a altas presiones mediante la inyección de un fluido de estimulación con aditivos químicos, que hacen parte del debate sobre la pertinencia de la aplicación de esta técnica en el país por los escenarios de riesgo que representa.

La confusión de términos constituye una estrategia más de la industria de hidrocarburos para intentar ocultar los riesgos de las actividades que realizan sin el conocimiento de las autoridades y de las comunidades. Si se habla de estimulación o de fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales de baja porosidad y baja permeabilidad: es fracking!

PREGUNTA 5.4: ¿El eventual incremento en la producción de hidrocarburos derivada del fracking se exportaría sin agregarle valor mediante la refinación? ¿Seguiríamos exportando petróleo crudo?

RESPUESTA 5.4:

Mientras las refinerías colombianas no tengan la capacidad tecnológica para entregar al mercado los combustibles en las condiciones de calidad y requisitos ambientales exigidos, se seguirá exportando sin agregar valor. El problema no tiene que ver con la cantidad extraída, sino con la calidad y esto se relaciona con la posibilidad de incrementar en el corto o mediano plazo la capacidad de refinación.

La refinación constituye una operación estratégica y necesaria no sólo para la obtención de productos destinados al sector transporte y el desarrollo de la industria manufacturera, hogares y demás sectores en los cuales se utilizan los derivados del petróleo, sino que también resulta ser estratégica para garantizar la soberanía energética del país (Valencia, 2017;UPME, 2018).

Según la UPME (2018) "El balance de producción de la refinería depende fundamentalmente de la calidad del crudo que se carga y la complejidad de las instalaciones que lo procesan (la gravedad API, es por excelencia el índice de la calidad del crudo). Para una proyección del rendimiento de una refinería es necesario conocer la clase de crudo que va a cargar y su curva de rendimiento, considerando que los productos resultantes del ciclo de transformación, dependen de las características del crudo procesado y de la configuración y operación de cada refinería, (es decir, de la cantidad de unidades de proceso que posee y de los patrones de flujo que conectan estas unidades). A mayor complejidad de una refinería, mayor cantidad de conversión de fracciones pesadas en productos livianos, aunque la capacidad de refinación se mantenga igual".

Colombia finalizará el 2019 con una producción de 900.000 barriles de crudo diario, de los cuales se refinan 300.000 barriles. Podrían ser más, pero desafortunadamente el nivel tecnológico de los complejos de refinación en Colombia no es suficiente para garantizar y

suministrar los combustibles líquidos que demandan los sectores productivos del país (Portafolio, 2019; UPME, 2018).

En la actualidad, Colombia dispone de dos grandes refinerías propiedad de Ecopetrol. La refinería de Barrancabermeja, con un volumen de carga nominal de 250.000 barriles por día, constituyéndose en la principal fuente de producción interna de combustibles líquidos y abasteciendo cerca del 49.8% de la demanda nacional. La refinería de Cartagena tiene una capacidad de procesamiento de 80 a 165 mil barriles por día y una configuración superior al 95% (tecnología de última generación), considerada como la más moderna de Latinoamérica (UPME, 2018). Actualmente, la capacidad nacional de producción de derivados excede en volumen a la demanda, pero a nivel de productos se requiere la importación de gasolina de alto octanaje (para mezclas con el propósito de mejorar la calidad de la gasolina motor corriente y cumplir la normatividad de ACPM y combustible para aviones. Esto tiene el objeto de satisfacer la demanda de combustibles que hoy exigen mayores especificaciones de calidad, producto de la evolución de la industria automotriz. Una legislación ambiental más rigurosa, también obliga a responder ante los compromisos contra el calentamiento global. Todo esto promueve la necesidad de actualizar tecnológicamente los complejos de refinación en Colombia, para garantizar y suministrar los combustibles líquidos que demandan los sectores productivos del país (UPME, 2018).

Entonces el problema no es de cantidad (de hecho exportamos crudo), el problema es de calidad y de insuficiencia de las refinerías para procesar los combustibles en las condiciones que requiere el mercado. Las normas de calidad de los combustibles para transporte masivo en Colombia establecen que, para el combustible diésel, el contenido de azufre en el ACPM deberá estar entre 15 y 10 partes por millón (ppm), y pese a los avances de Ecopetrol en esta materia, el país no está en condiciones de proveer combustibles al mercado en esas condiciones. Como resultado, se importan combustibles de muy buena calidad para hacer mezclas con los combustibles nacionales y entregar al mercado unos combustibles que cumplen con los parámetros ambientales.

La UPME (2018) indica que: “Considerando el escaso aprovechamiento de las fracciones pesadas en la refinería de Barrancabermeja, existe cierto grado de restricción para producir

combustibles que cumplan estándares ambientales que se adapten a las expectativas de mercado previstas a medio y largo plazo y que hoy requieren mezclas con producto importado para cubrir faltantes y adecuarse a la normatividad establecida en materia ambiental, lo que también significa menor rentabilidad en la operación de la refinería".

Adicionalmente, es necesario aclarar que la capacidad de refinación no necesariamente está ligada a las reservas petroleras de cada país. "Francia, Alemania, Italia y España, que no tienen petróleo, producen el 7 % de los refinados del planeta. Japón, por ejemplo, -sin petróleo- refina 3 millones de barriles al día, 10 veces más que Colombia, que tan solo representa el 0,30 % de la refinación mundial. China merece una distinción porque se ha convertido en exportador de combustibles, gracias a la gran capacidad de refinación y la moderación de su demanda interna, generando un superávit que le ha permitido exportar, pese a ser el primer importador mundial de crudo".

Como se observa, el problema radica en que las refinerías no tienen la capacidad para entregar al mercado combustibles en las condiciones ambientales requeridas. Por muchos años, el gobierno no ha querido avanzar en la modernización de la refinería de Barrancabermeja y la de Cartagena se quedó corta en esa tarea. El problema es la falta de voluntad política para modernizar nuestras refinerías al punto de poder responder con los combustibles que necesitamos, en la calidad que se requiere.

Según lo explica Valencia (2017), la inversión que se requiere para modernizar la refinería de Barrancabermeja es significativamente menor que lo que costaría enfrentarse al problema de quedarse sin reservas petroleras y además sin capacidad industrial para refinar petróleo. Modernizar esta refinería generaría 65.000 empleos, las exportaciones aumentarían 9 %, las importaciones caerían 1,5 % y aumentaría 1,7% el PIB; los beneficios superan con creces los costos del proyecto.

El problema no tiene que ver con la cantidad extraída. Aunque aumentáramos las reservas a través de los hidrocarburos no convencionales, difícilmente la producción de derivados va a ser óptima, mientras se mantenga la baja eficiencia operativa de la refinería de Barrancabermeja.

6. Impactos a nivel global:

PREGUNTA 6.1: ¿Cómo afectará un eventual aumento de la producción petrolera y gasífera resultante del fracking los compromisos adquiridos por Colombia para reducir sus emisiones de GEI en 20% para 2030 en el Acuerdo de Paris?

RESPUESTA 6.1:

El aumento de la producción de hidrocarburos mediante fracking, y la consecuente generación de CO_2 por su combustión en presencia de oxígeno ($CxHy + z\ O_2 \rightarrow x\ CO_2 + y/2\ H_2O$, donde $z = x + y/4$), incluyendo la combustión de metano ($CH_4 + 2\ O_2 \rightarrow CO_2 + 2\ H_2O$), que es el componente principal del gas natural, no le permitirá ni a Colombia, ni a ningún país que incremente sus emisiones de gases de efecto invernadero, o que promueva el uso de combustibles fósiles, cumplir con el Acuerdo de París suscrito por las Naciones Unidas en el año 2015 y firmado en abril de 2016. El acuerdo responde a las amenazas y consecuencias del cambio climático y tiene elementos morales y de conciencia global, pero por ahora no tiene penalidades contempladas en términos de sanciones económicas ni impuestos al CO_2. El acuerdo busca que el incremento de la temperatura del planeta sea máximo 2ºC por encima de la temperatura pre-industrial, principalmente disminuyendo la emisión de CO_2 por uso de combustibles fósiles.

El calentamiento global incrementado por la actividad humana, relacionada con el uso de combustibles fósiles, se produce no solamente por las emisiones de CO_2 generadas por la quema de hidrocarburos y carbón (Tabla 40), sino que el mismo metano, que escapa durante el proceso de extracción, procesamiento y transporte de gas, contribuye al calentamiento global. El metano tiene un potencial de calentamiento global 86 veces mayor que el del CO_2 en un lapso de 20 años y 34 veces mayor en un lapso de 100 años (Tabla 41), pero está presente en mucho menor concentración que el CO_2, así que su impacto es comparativamente menor (Tabla 42). El CO_2 permanece miles de años en la atmósfera, mientras el CH_4 permanece alrededor de 12 años. Otros compuestos tienen potencial de calentamiento global

aún mayor, como hydro-fluorocarbón, tetrafluorido de carbón y cloro-fluorocarbón pero sus concentraciones son aún menores.

Aunque Colombia solamente producía el 0.24% de las emisiones globales de CO_2 por quema de combustibles fósiles para el año 2018, con aproximadamente 90 millones de toneladas (Figura 55, Tabla 40), la exportación de gas natural y su combustión en otros países, además del incremento potencial en el consumo nacional, contribuiría a incrementar ese porcentaje, en lugar de intentar disminuirlo. Aunque Colombia no genera un porcentaje muy alto de emisiones de CO_2, comparativamente con China (29.7%) y Estados Unidos (13.9%), al extraer, quemar y exportar una mayor cantidad de combustibles fósiles, no podría cumplir con el Acuerdo de París. Adicionalmente, el acuerdo contempla un incremento del 20% en el mercado de energías renovables, como solar, eólica, e hidroeléctrica. Esto último tampoco se lograría si se favorece el uso de combustibles fósiles.

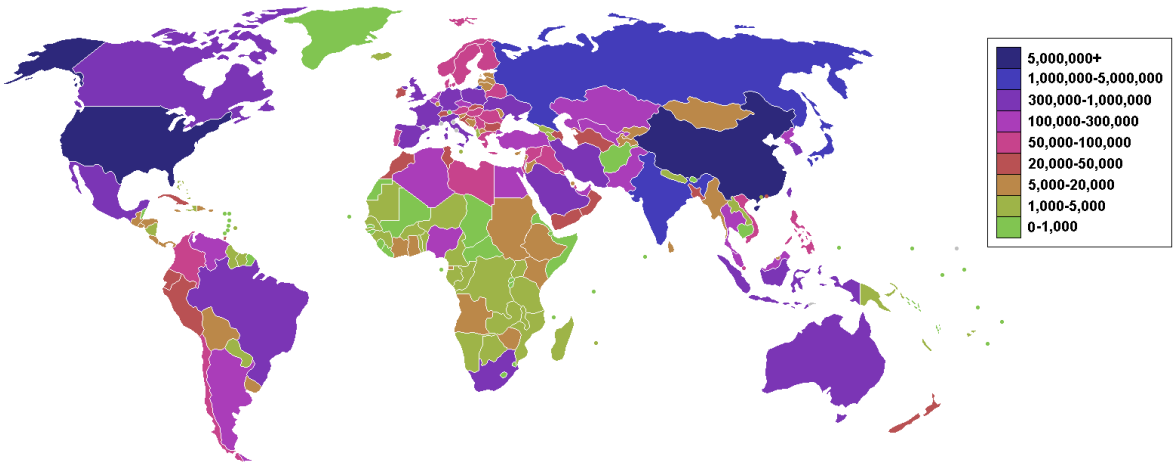


Figura 55. Países por emisiones de dióxido de carbono en miles de toneladas por año, a través de la quema de combustibles fósiles (azul el más alto y verde el más bajo) al año 2006. Descargado el 25 de octubre de 2019 de https://edgar.jrc.ec.europa.eu/overview.php?v=booklet2019&dst=CO2emi&sort=des8

Country	1990 Mton	2000 Mton	2005 Mton	2010 Mton	2015 Mton	2017 Mton	2018 Mton	2018 % world
GLOBAL TOTAL	22637.13	25600.66	29911.66	33836.35	36311.98	37179.65	37887.22	100.00
China	2397.51	3672.12	6264.76	9126.94	10820.80	11087.01	11255.88	29.71
United States	5063.86	5915.63	5946.61	5555.44	5225.39	5128.44	5275.48	13.92
EU28	4408.53	4121.66	4250.76	3922.47	3492.04	3524.98	3457.28	9.13
India	594.85	986.62	1210.76	1750.56	2286.82	2445.88	2621.92	6.92
Russia	2355.39	1599.77	1623.00	1664.67	1694.50	1688.41	1748.35	4.61
Japan	1149.37	1241.54	1276.87	1197.42	1227.73	1219.69	1198.55	3.16
Germany	1018.06	871.07	837.33	816.40	786.44	787.95	752.65	1.99
Iran	204.51	351.73	468.25	570.04	623.25	694.47	727.81	1.92
International Shipping	371.80	498.58	572.17	663.23	657.32	683.81	697.49	1.84
South Korea	270.45	483.57	516.32	597.73	638.78	675.44	695.36	1.84
Saudi Arabia	172.85	264.17	339.63	478.23	608.80	631.74	624.99	1.65
Canada	454.70	557.73	579.61	565.85	589.78	595.02	594.20	1.57
International Aviation	258.94	355.82	422.78	457.66	529.69	559.25	564.61	1.49
Indonesia	162.75	294.95	360.19	418.28	489.34	531.97	557.53	1.47
Brazil	228.63	364.39	381.16	445.25	529.67	506.90	500.09	1.32
Mexico	290.47	397.06	448.58	479.21	487.73	507.40	495.78	1.31
South Africa	312.46	345.23	433.19	464.87	477.51	472.47	477.25	1.26
Turkey	149.96	227.41	246.00	309.08	365.16	414.57	417.05	1.10
Australia	277.45	353.78	391.57	412.83	401.95	411.57	415.31	1.10
United Kingdom	584.22	549.20	558.48	500.56	413.02	379.38	371.97	0.98
Italy	430.58	459.85	497.69	426.78	354.38	355.72	344.81	0.91
Poland	371.39	312.38	316.58	328.39	304.54	327.44	333.86	0.88
France and Monaco	386.33	402.24	408.43	379.45	323.36	330.86	323.28	0.85
Thailand	92.98	171.51	225.59	245.32	271.65	278.27	281.04	0.74
Spain and Andorra	233.80	315.48	372.65	291.62	274.81	282.18	276.05	0.73
Vietnam	20.19	55.53	99.24	154.68	202.77	242.46	271.47	0.72
Malaysia	57.84	133.75	182.50	216.59	249.58	246.77	257.84	0.68
Egypt	90.78	125.92	176.44	211.75	238.04	248.86	250.66	0.66
United Arab Emirates	56.92	88.38	122.40	171.86	202.35	208.09	214.11	0.57
Argentina	112.44	150.57	165.48	191.22	212.00	213.71	210.16	0.55
Ukraine	783.23	358.13	354.46	308.86	213.27	195.48	196.84	0.52
Iraq	69.26	86.52	89.46	126.06	160.50	172.63	188.10	0.50
Netherlands	161.28	176.54	181.43	185.52	169.00	165.92	162.29	0.43
Philippines	43.70	76.48	81.78	87.73	119.26	143.42	147.86	0.39
Venezuela	102.46	132.59	152.48	189.01	158.54	133.13	120.21	0.32
Nigeria	74.72	99.95	101.28	91.04	96.59	107.57	110.69	0.29
Belgium	116.00	124.88	118.70	115.89	103.97	103.82	105.75	0.28
Qatar	17.00	31.74	43.17	69.60	97.83	103.81	102.91	0.27
Uzbekistan	123.38	121.17	116.38	107.45	104.91	104.08	101.90	0.27
Kuwait	32.61	54.85	75.38	86.36	95.52	95.09	100.34	0.26
Bangladesh	13.87	26.71	38.84	58.54	80.09	86.22	92.89	0.25
Chile	32.90	53.24	58.68	71.93	84.57	88.80	91.14	0.24
Colombia	52.31	61.84	60.67	66.57	79.53	86.23	90.05	0.24

Tabla 40. Emisiones de CO_2 de combustibles fósiles por país (millones de toneladas por año). Emissions database for Global Atmospheric Research EDGAR (Muntean et al, 2018). Descargado el 25 de octubre de 2019 de https://edgar.jrc.ec.europa.eu/overview.php?v=booklet2019&dst=CO2emi&sort=des8

Las fugas intencionales y accidentales de CH_4 a la atmósfera se producen en todas las actividades relacionadas con el fracking y como se dijo antes, contribuyen de manera notable al calentamiento del planeta. Aunque no toda la producción de metano y de CO_2 proviene de actividades de exploración, explotación y quema de hidrocarburos, para el año 2013 la concentración de metano en la atmósfera había aumentado entre 151,7% y 170,4% desde el año 1.750, mientras que la de CO_2 había aumentado 41,2% (Tabla 42). Según el reporte del pasado 25 de noviembre de la Organización Meteorológica Mundial (Tabla 43), para el año 2018 la concentración de metano había aumentado 159%, mientras que la de CO_2 había aumentado en 47% (WMO, 2019).

GWP values and lifetimes	Lifetime in years	Global Warming Potential (GWP)		
		20 years	100 years	500 years
Methane	12.4	86	34	
Nitrous oxide (N_2O)	121.0	268	298	
HFC-134a (hydrofluorocarbon)	13.4	3790	1550	
Carbon tetrafluoride (CF_4)	50000	4950	7350	
CFC-11 (chlorofluorocarbon)	45.0	7020	5350	

Tabla 41. Potencial de calentamiento global comparativamente con el del CO_2. Tomado de Myhre et al (2013). Recuperado de https://en.wikipedia.org/wiki/Global_warming_potential

Current greenhouse gas concentrations[49]

Gas	Pre-1750 tropospheric concentration[50]	Recent tropospheric concentration[51]	Absolute increase since 1750	Percentage increase since 1750	Increased radiative forcing (W/m^2)[52]
Carbon dioxide (CO_2)	280 ppm[53]	395.4 ppm[54]	115.4 ppm	41.2%	1.88
Methane (CH_4)	700 ppb[55]	1893 ppb /[56][57] 1762 ppb[56]	1193 ppb / 1062 ppb	170.4% / 151.7%	0.49
Nitrous oxide (N_2O)	270 ppb[52][58]	326 ppb /[56] 324 ppb[56]	56 ppb / 54 ppb	20.7% / 20.0%	0.17
Tropospheric ozone (O_3)	237 ppb[50]	337 ppb[50]	100 ppb	42%	0.4[59]

Tabla 42. Concentraciones de gases de efecto invernadero y su incremento desde el año 1750. Tomado de Blasing (2013). Recuperado de https://en.wikipedia.org/wiki/Greenhouse_gas

	CO_2	CH_4	N_2O
2018 global mean abundance	407.8±0.1 ppm	1869±2 ppb	331.1±0.1 ppb
2018 abundance relative to year 1750*	147%	259%	123%
2017–2018 absolute increase	2.3 ppm	10 ppb	1.2 ppb
2017–2018 relative increase	0.57%	0.54%	0.36%
Mean annual absolute increase over the last 10 years	2.26 ppm yr^{-1}	7.1 ppb yr^{-1}	0.95 ppb yr^{-1}

Tabla 43. Abundancia media anual y abundancia relativa de los principales gases de efecto invernadero para el año 2018, partiendo de una fracción molar preindustrial de 278 ppm para CO_2, 722 ppb para CH_4 y 270 ppb para N_2O. Tomado del boletín de gases de efecto invernadero de la Organización Meteorológica Mundial (WMO, 2019).

El aumento de la concentración de CH_4 en la atmósfera es mayor que el de CO_2 porque el metano también se produce por otras actividades humanas diferentes a la industria de combustibles fósiles, incluyendo algunas actividades agrícolas y la ganadería. Se estima que alrededor del 60% del metano se produce por actividades humanas y el 40% de manera natural, principalmente en pantanos y humedales (Borunda, 2019). De acuerdo con la organización Global Methane Initiative (2019) el metano es el segundo gas de efecto invernadero antropogénico (GEI) más abundante después del dióxido de carbono (CO_2), representando alrededor de 20 por ciento de las emisiones globales. De acuerdo con ésta organización, el 34% del metano antropogénico proviene de los cultivos de arroz y de la ganadería y otros animales de granja, mientras que el 33% proviene de la producción y transporte de hidrocarburos y carbón (Figura 56). La organización propone varias medidas de mitigación para usar el metano producido por las actividades agrícolas y para disminuir las emisiones fugitivas de la industria de petróleo, gas y carbón.

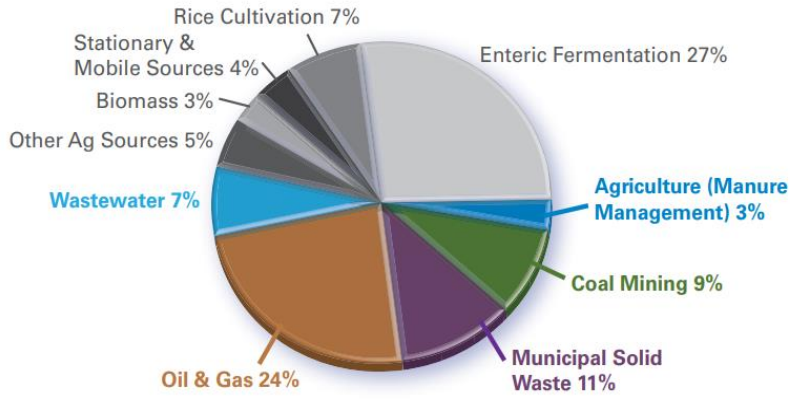


Figura 56. Emisiones de metano estimadas para el año 2020. Descargado el 10 de diciembre de 2019 de Global Methane Initiative https://www.globalmethane.org/documents/gmi-mitigation-factsheet.pdf

Ciertamente se deben implementar medidas para disminuir las emisiones de metano o medidas para usar éstas emisiones como combustible. Sin embargo esto último también generaría CO_2 que permanece en la atmósfera por miles de años, mientras que el metano sólo permanece 12 años. Si el metano producido por la industria de combustibles fósiles es aproximadamente igual al de la actividad agrícola y ganadera, habría que escoger si sería mejor dejar de producir alimentos o si sería mejor disminuir las actividades de extracción y transporte de hidrocarburos y carbón. Los defensores de la industria de combustibles fósiles efectivamente han intentado culpar en los medios de comunicación a las vacas y a los cultivos de arroz por las emisiones de metano, pero ésta también parece una estrategia para desviar la atención del CO_2, que es el principal gas de efecto invernadero y que tiene una concentración en la atmósfera mucho mayor que la del metano y además genera aproximadamente 4 veces mayor calentamiento global (Tabla 42). La Organización Meteorológica Mundial (WMO, 2019) indicó que el CO_2 contribuye el 66% del forzamiento radiativo global, mientras que el CH_4 contribuye el 17%.

A continuación se presentan algunos ejemplos de fugas de metano y sus impactos directos e indirectos en el calentamiento global:

La instalación subterránea de almacenamiento de gas de Aliso Canyon en el sur de California, liberó más de 100.000 toneladas de metano por un período de cuatro meses, desde octubre de 2015 hasta febrero de 2016. Esta fuga masiva de metano, la más grande en la historia de Estados Unidos, es el gas de efecto invernadero equivalente a medio millón de automóviles conduciendo durante un año. La pluma en sí era visible desde el espacio. Más de 8,000 familias en la comunidad cercana de Porter Ranch fueron evacuadas y reubicadas. Miles se enfermaron y dos escuelas públicas cerraron. La causa inmediata del escape fue una carcasa del pozo agrietada y la falta de una válvula de cierre (CHPNY & PSR, 2019, p. 286-287). Datos publicados por el Departamento de Transporte de los Estados Unidos revelan que hay más de 10.000 pozos de instalaciones de almacenamiento estilo Aliso, con gas que fluye a través de una sola tubería sin protección, o sea, con un solo punto de falla. De las casi 400 instalaciones de almacenamiento subterráneo natural en Estados Unidos, 296 de ellas tienen uno o más de estos pozos. Dichas instalaciones están ubicadas en 32 estados (U.S. Department of Transportation, 2018).

Como parte de un estudio de campo para medir directamente las emisiones de metano de los campos asociados a la Formación Bakken Shale de Dakota del Norte, un equipo de NOAA voló aviones de investigación sobre la región en mayo de 2014. Los investigadores obtuvieron una tasa de emisión de metano de 275,000 toneladas de metano por año, que es similar a la tasa de fuga de metano en el área de Front Range de Colorado. Analizando la composición química de las muestras de aire, se determinó que casi todo el metano se originó con las operaciones de petróleo y gas, en lugar de con productos naturales o agrícolas. Se estimó una tasa de fuga de 4.2% a 8.4% de la producción total de gas (Peischl et al, 2016).

Usando aviones, un equipo dirigido por la Universidad de Michigan (Gvakharia et al, 2017) recolectó muestras de 37 chimeneas en la región de Bakken Shale de Dakota del Norte para calcular emisiones de carbono negro (hollín), metano y etano de las quemas (flaring) de gas natural de campos de petróleo. Los autores determinaron que las antorchas de quemado contribuyen con casi el 20 por ciento de las emisiones totales de metano y etano de la región de Bakken.

Yudhowijoyo et al (2018) concluyeron que una parte importante de las fugas de gas se produce a través de los revestimientos deteriorados de pozos antiguos. La Figura 57 ilustra la enorme emisión de metano en algunos campos de fracking.

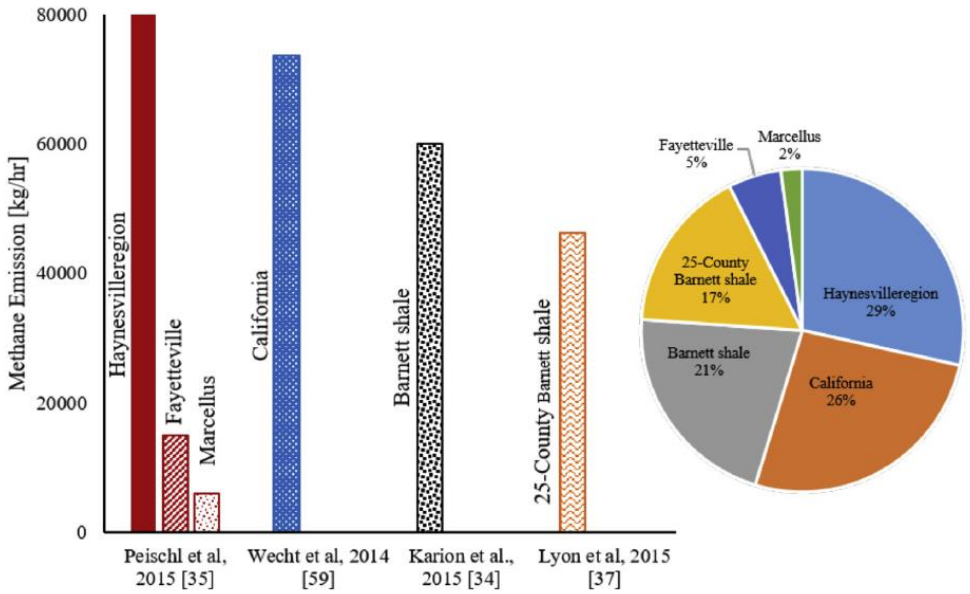


Figura 57. Emisiones de metano en kilogramos por hora, en varios campos de shale-gas en Estados Unidos. Tomado de Yudhowijoyo et al (2018).

Colombia tiene ante la comunidad internacional un compromiso según el Acuerdo de París, en el cual aseguró que tomaría medidas como la protección de 36 páramos y lograr que absolutamente todo el territorio nacional cuente con planes de adaptación al cambio climático, mediante el impulso de la Política Nacional de Cambio Climático, para contribuir con la reducción de GEI y de la deforestación. Las metas serán revisadas cada cinco años, para poder dar cumplimiento a lo acordado. En general, se espera que el acuerdo de París genere grandes beneficios para Colombia, entre los cuales se encuentran la transformación de la economía, la protección de bosques, los recursos naturales, la reducción de deforestación y el desarrollo de fuentes alternativas de energía limpia (Ley 1844 del 14 de julio de 2017; García et al, 2016).

Orduz et al (2018) indican que el desarrollo del fracking a nivel mundial es incompatible con las metas del Acuerdo de París, ya que implica el uso de combustibles fósiles en lugar de avanzar hacia una transición hacia energías más limpias. Se destaca en el análisis que al comienzo de la explotación la Tasa de Retorno Energético TRE es muy alta y luego tiende a descender rápidamente en el tiempo, mencionando que para los hidrocarburos extraídos con fracking esta tasa varía entre 4 y 1.5 con un valor medio de 2.8 (DelCastillo et al, 2016). Valores bajos de TRE conllevan a mayores emisiones de GEI. La tasa de retorno energético (TRE) (energy return on investment EROI) es la relación entre la cantidad de energía utilizable entregada desde un recurso energético particular a la cantidad de energía utilizada para obtener ese recurso energético. Para ser considerado viable como una fuente prominente de combustible o energía, éste debe tener una relación EROI de al menos 3 (Hall et al, 2013; Atlason & Unnthorsson, 2014).

Howarth et al (2011) plantean dos proyecciones temporales para los dos principales GEI, el CH_4 y el CO_2; la primera proyección la realizan a 20 años y la segunda a 100 años (Figuras 58 y 59). Destacan que el metano domina la huella de GEI para la explotación en yacimientos no convencionales en el horizonte temporal de 20 años, contribuyendo de 1,4 a 3 veces más que la emisión directa de CO_2. En esta escala de tiempo, la huella de GEI para la producción del gas de shale (fracking) es 22% a 43% mayor que la del gas convencional, la huella de GEI para el gas de shale es al menos un 20% mayor y quizás más del doble que la del carbón cuando se expresa por la cantidad de energía disponible durante la combustión.

Para el escenario de 100 años las emisiones de metano todavía contribuyen significativamente a las huellas de GEI, pero el efecto se ve disminuido por el tiempo de residencia relativamente corto del metano en la atmósfera. En este período de tiempo, la huella de GEI para el gas de shale (fracking) es 14% a 19% mayor que la del gas convencional (Howarth et al, 2011). Además se observa que la huella total de GEI es comparable a la del carbón, en donde las emisiones de gas de shale de gama baja son 18% más bajas que las de carbón extraído, y las emisiones de gas de shale de gama alta son 15% mayores que la superficie emisiones de carbón minadas. Para el horizonte de 20 años, la huella de GEI del gas de shale es al menos un 50% mayor que la del petróleo. En la escala de tiempo de 100

años, la huella del gas de shale es similar o ligeramente mayor que la del petróleo (Howarth et al, 2011).

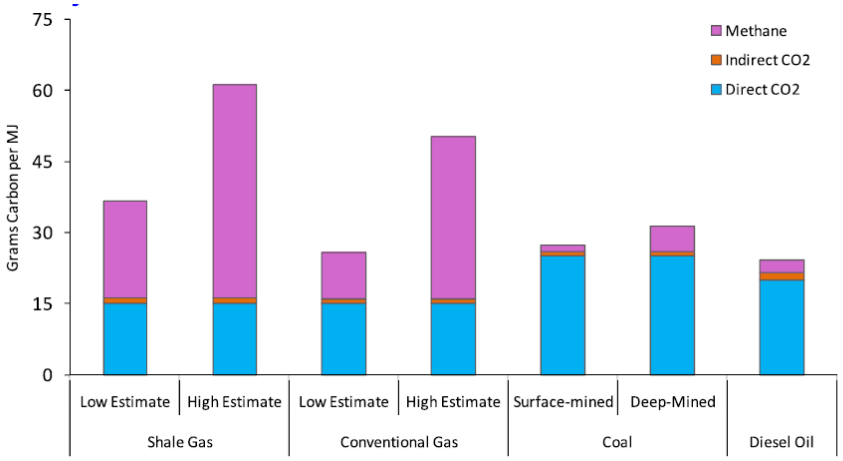


Figura 58. Proyección a 20 años de la comparación de las emisiones de GEI del gas de shale (fracking), gas natural convencional, carbón extraído en la superficie, carbón extraído en profundidad y diésel. Tomado de Howarth et al (2011)

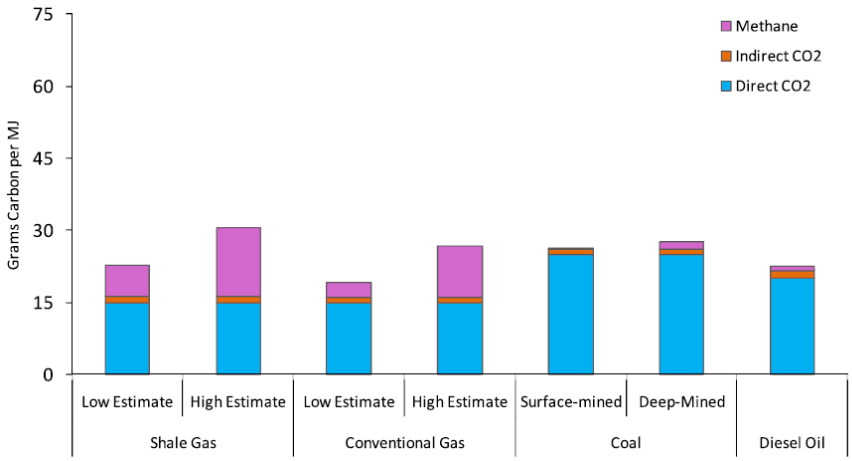


Figura 59. Proyección a 100 años de la comparación de las emisiones de gases de efecto invernadero del gas de shale, gas natural convencional, carbón extraído en la superficie, carbón extraído en profundidad y diésel. Tomado de Howarth et al (2011).

La explotación petrolera genera una serie de emisiones fugitivas de gases en cada etapa del proceso. En la Tabla 44 se muestran las emisiones de metano en cada etapa de la explotación por dos tecnologías, la convencional y la no convencional. Se evidencia que la explotación en yacimientos no convencionales tiene emisiones fugitivas totales 1.9% más altas que las producidas por la explotación convencional.

Emisiones de metano	Yacimientos convencionales (%)	No convencionales. Gas shale fracking (%)
Emisiones durante la terminación del pozo	0.01	1.9
Rutina de ventilación y equipos de fugas en el sitio del pozo	0.3 – 1.9	0.3 – 1.9
Emisiones durante la descarga del liquido	0 – 0.26	0 – 0.26
Emisiones durante el procesamiento del gas	0 – 1.9	0 – 1.9
Emisiones durante el transporte, almacenamiento y distribución	1.4 – 3.6	1.4 – 3.6
Emisiones totales	1.7 – 6.0	3.6 – 7.9

Tabla 44. Emisiones fugitivas de metano asociadas con el desarrollo de gas natural de los pozos convencionales y de las formaciones de shale, expresado como porcentaje de la producción total. Modificado de Howarth et al (2011) y Ercilia et al (2015).

Algunas publicaciones reportan situaciones disímiles en cuanto a las emisiones de GEI producidas por uso de gas en vez de carbón. Hauck et al (2019) manifiestan que en Europa la huella de carbón (kg CO_2-eq/KWh) en el horizonte del año 2050 se disminuye si se utiliza fracking en lugar de carbón. Sin embargo, indican que esta huella incluye variables diferentes

para distintos países, lo que hace complejo el análisis e interpretación de los resultados. En el caso del Reino Unido se disminuye la huella, pero en el caso de Alemania aumenta, porque el gas extraído de Alemania requiere más tratamientos que el del Reino Unido. Similares resultados reportan Bista et al (2019) para Australia, indicando que cuando se reemplaza el carbón por gas hay menos emisiones, pero que si se utilizan energías alternativas, las emisiones serían aún menores. Suráfrica también reporta una disminución en las emisiones de GEI utilizando el gas de fracking en vez de carbón (Orthofer et al, 2019).

El escenario de reemplazar el carbón por gas podría en algunos países ser menos contaminante, si dependen del uso del carbón, pero esa no es la situación en Colombia. Además, se tienen que considerar no solamente las emisiones de CO_2 en ambos casos, carbón y gas, sino que hay que considerar las emisiones fugitivas de CH_4 que se producen accidentalmente e intencionalmente durante el proceso de fracking y que ya se discutieron ampliamente por su efecto de calentamiento global.

PREGUNTA 6.3: ¿Cómo se justifica la iniciativa de impulsar la producción de hidrocarburos desde el punto de vista de disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero frente a la tendencia global de avanzar urgentemente hacia economías decarbonizadas?

RESPUESTA 6.3:

No se puede justificar la iniciativa de impulsar la producción de hidrocarburos si al mismo tiempo se considera la necesidad de disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero, con el objeto de desacelerar el calentamiento global.

La tendencia global de reemplazar las fuentes energéticas provenientes de combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas) por fuentes renovables (solar, eólica, hidroeléctrica) no contaminantes es ahora una realidad más posible con el acuerdo de París. Por ejemplo, Francia anunció un plan para prohibir todos los vehículos de gasolina y diésel para el año 2040, así como no quemar más carbón para producir energía eléctrica a partir del año 2022 (The Independent, 2017). Noruega prohibirá la venta de vehículos de gasolina y diésel para el año 2025 (The Independent, 2016). Holanda hará lo mismo para el año 2030 (Electrek, 2017). Todos los trenes del Sistema Nacional de Ferrocarriles de Holanda se mueven ya con baterías eléctricas alimentadas completamente por energía eólica (The Guardian, 2017). La Cámara de Representantes de Holanda aprobó una ley ordenando que para el año 2050 las emisiones de gases de efecto invernadero estén reducidas en un 95% (DeVolkskrant, 2018).

El mundo entero enfrenta el desafío urgente de mitigar el cambio climático (IPCC, 2015). Impulsar el uso de hidrocarburos inevitablemente afectará el clima y por eso el fracking es asunto de debate. Las fugas de metano de la cadena de producción y distribución de gas natural, adicionalmente a unas regulaciones débiles para controlar la actividad, socavan la capacidad del gas de fracking para reducir las emisiones generales de GEI comparativamente con el uso de carbón. Además, la producción de gas de fracking, cuando se suma a la combustión general de combustibles fósiles, en lugar de servir como un sustituto del carbón, aumenta las emisiones netas de GEI, (Chevalier, 2018).

Se observa algo de controversia según los intereses políticos y económicos, además de las proyecciones que usan diferentes modelos y ecuaciones. Por ejemplo, Heidari & Pearce (2016) indicaron que para los Estados Unidos es conveniente el cambio hacia energías renovables más limpias, mientras que la EPA (2018a, 2018b) reportó que al usar menos carbón se han reducido las emisiones de CO_2 a valores cercanos a los reportados en la década de los años 1990. Esto último, como se dijo antes, no considera el efecto de calentamiento global por las emisiones de CH_4 a la atmósfera durante todo el proceso asociado al fracking.

Según una evaluación de la UNEP (2016), los impactos de las energías renovables son un orden de magnitud menor que los impactos en el cambio climático de las plantas de energía eléctrica que utilizan combustibles fósiles. El único indicador donde las tecnologías solares y eólicas son más débiles están relacionadas con el conflicto por el uso de la tierra. En general, el análisis de los impactos del calentamiento global debe incluir los impactos ecológicos y para la salud de las emisiones de todos los componentes del proceso. Este mismo informe destaca que la expansión comercial de los combustibles fósiles conduce a una mayor contaminación, con graves impactos en la salud humana y el medio ambiente, con un aumento del doble en las emisiones de GEI para 2050.

García et al (2016) indican que lo recomendable para Colombia sería diversificar la matriz energética y asegurar una hoja de ruta de energías renovables diferentes a la hidroeléctricas, que se ven muy afectadas por el ENSO. El reto es entonces responder al crecimiento estimado del 3,2% de la demanda de energía, apostando a las energías renovables para hacer la verdadera transformación del país y abrir el espacio para la innovación y diversificación energética, desarrollándose de forma compatible con el clima y garantizando un futuro digno a las generaciones venideras.

Adicionalmente a la tendencia global de reemplazar los combustibles fósiles, por fuentes no contaminantes de energías renovables, en varios países, estados y municipalidades se ha prohibido la técnica de fracking o se han decretado moratorias. Según el último compendio de información médica y científica (CHPNY & PSR, 2019, p. 13-16), la información conocida de moratorias y prohibiciones a la fecha es:

- Francia prohibió el fracking en julio de 2011 y Bulgaria en enero de 2012.
- En mayo de 2012, el estado de Vermont prohibió el fracking y además prohibió el almacenamiento y tratamiento de residuos de fracking.
- En julio de 2012, una revisión de leyes ambientales en Austria provocó que el principal grupo austriaco de petróleo y gas anunciara un alto a los planes de shale-gas en el país.
- En abril de 2013, el parlamento de Luxemburgo aprobó una moción contra la exploración de shale-gas en una decisión que no ha sido revisada desde entonces.
- En julio de 2014, la región de Flandes en Bélgica prohibió temporalmente el fracking. Esta prohibición sigue siendo válida.
- Los condados de Santa Cruz, San Benito y Mendocino en el Estado de California prohibieron el fracking en 2014.
- El estado de New York prohibió el fracking en diciembre de 2014.
- En enero de 2015, Escocia se convirtió en el primer estado de Gran Bretaña en imponer una moratoria formal sobre el fracking. En el año 2016, como parte del proceso de moratoria en curso, el gobierno de Escocia publicó una serie de informes que confirmaron la evidencia de posible contaminación de aire y agua, amenazas a la salud de los trabajadores por la exposición al polvo de sílice y riesgos para la salud de los vecinos residentes Además, señaló que la iniciativa de extracción de petróleo y gas no convencional haría más difícil para Escocia alcanzar sus objetivos climáticos sobre emisiones de gases de efecto invernadero (Health Protection Scotland, 2016; Committee on Climate Change, 2016). La moratoria de Escocia se extendió indefinidamente en octubre de 2017.
- En febrero de 2015, el gobierno de Gales declaró una moratoria sobre el fracking hasta que se demostrara que era seguro. En julio de 2018, el gobierno confirmó que el gas-shale no era compatible con objetivos de descarbonización y dijo que no admitiría solicitudes para fracking.
- En marzo de 2015, la provincia canadiense de New Brunswick declaró una moratoria sobre el fracking.

- En julio de 2015, Holanda prohibió el fracking de gas-shale hasta el año 2020, con el argumento de que la investigación muestra que hay incertidumbre sobre los impactos. En octubre de 2018, el gobierno holandés anunció que la extracción de gas de todo tipo en el campo de gas de Groningen cesaría por completo para el año 2030 como resultado de la protesta pública por los continuos terremotos en la región. La producción de gas ya se ha reducido en un 60 por ciento desde su pico en 2013. El 22 de mayo de 2019, Groningen fue golpeado con un terremoto de magnitud 3.4 que dañó múltiples viviendas (DutchNews, 2019).
- En septiembre de 2015, Irlanda del Norte prohibió efectivamente el fracking a través de políticas de planificación estratégica.
- En diciembre de 2015, la plenaria del Parlamento Europeo reafirmó la incompatibilidad de la extracción de shale-gas mediante fracking con el compromiso de la Unión Europea hacia la descarbonización, y reconoció las preocupaciones públicas acerca de los impactos del fracking en el medio ambiente y la salud. Si bien no se llegó a una moratoria absoluta en toda la UE sobre el fracking, el informe afirma que "es cuestionable si el fracking puede ser una tecnología viable en la Unión Europea" (Committee on Industry, Research and Energy, 2015).
- En el estado de Florida, 90 municipios han prohibido el fracking por completo o han aprobado resoluciones que se oponen. En las últimas tres sesiones legislativas, una coalición bipartidista de legisladores ha presentado legislación de prohibición a nivel estatal. Durante su campaña de 2018, el gobernador Ron DeSantis se comprometió públicamente a emitir una prohibición estatal.
- En 2016, New Brunswick, Canada, extendió su moratoria al fracking "indefinidamente", citando problemas no resueltos con la eliminación de las aguas residuales de fracking. En las provincias de Terranova y Labrador, donde se había implementado una moratoria desde 2013, se designó un panel gubernamental que recomendó que el fracking permanezca "en pausa", citando lagunas de datos sin resolver y preguntas sobre la geología subyacente.
- En Junio de 2016, Alemania adoptó una moratoria sobre el "fracking no convencional" hasta 2021, pero permitirá proyectos de perforación exploratoria.

- También en 2016, los condados de California Butte y Alameda en el estado de California prohibieron el fracking, junto con el condado de Monterey, que también prohibió todas las nuevas perforaciones de petróleo.
- En agosto de 2016, el estado australiano de Victoria declaró una prohibición permanente del fracking, considerando que los riesgos superan cualquier beneficio potencial.
- En septiembre de 2016, un juez del estado de California argumentó que la agencia no había considerado los peligros del fracking y rechazó una oferta de la Oficina de Manejo de Tierras (Bureau of Land Management, BLM) para abrir un millón de acres de tierra pública en el centro California a la extracción de petróleo.
- En noviembre de 2016, el condado de Winona, en el estado de Minnesota, prohibió la extracción de arena de fracking, una decisión que fue confirmada en la corte de distrito en noviembre de 2017. Esa decisión está ahora ante la Corte Suprema de Minnesota (Rogers, 2019).
- En diciembre de 2016, el Ayuntamiento de Portland, en el estado de Oregon, aprobó cambios en el código de zonificación que prohíben la construcción de nuevos proyectos de combustibles fósiles, incluidas las terminales para el almacenamiento y transporte de gas natural. También prohibió la expansión de instalaciones preexistentes, incluida una Planta de Gas Natural Licuado.
- En marzo de 2017, la región española de Castilla León firmó un acuerdo político para renunciar a exploración de shale-gas. Esta decisión siguió a la implementación de varias otras prohibiciones regionales en España o leyes que de otra manera hacían inviable el fracking. Estas regiones incluyen Cantabria (abril de 2013), La Rioja (mayo de 2013), Cataluña (febrero de 2014), País Vasco (junio de 2015), Castilla La Mancha (marzo de 2017).
- En abril de 2017, Maryland se convirtió en el tercer estado de los Estados Unidos en prohibir el fracking cuando el gobernador Larry Hogan firmó una ley de prohibición que fue aprobada abrumadoramente por la legislatura estatal. La prohibición en Maryland siguió a una moratoria estatal de dos años y medio.

- También en abril de 2017, la provincia de Entre Ríos aprobó la primera prohibición de fracking en Argentina. Esta prohibición siguió a 50 prohibiciones municipales individuales y está destinada a proteger el Acuífero Guaraní, que se extiende en partes de Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay.
- En junio de 2017, Francia amplió su prohibición de fracking para incluir también la prohibición de nueva exploración de petróleo y gas.
- En julio de 2017, Irlanda prohibió el fracking cuando el presidente promulgó la legislación.
- En octubre de 2017, la Isla Príncipe Eduardo en Canadá incluyó una prohibición del fracking como parte de su Ley del Agua.
- En diciembre de 2017, Uruguay prohibió el fracking durante cuatro años.
- En marzo de 2018, el estado australiano de Tasmania extendió su moratoria sobre el fracking hasta 2025.
- En noviembre de 2018, la Comisión de la Cuenca del Río Delaware, que incluye a los gobernadores de los estados de New York, New Jersey, Pennsylvania y Delaware junto con el Cuerpo de Ingenieros del Ejército de Estados Unidos, lanzó una propuesta de reglamentación para prohibir definitivamente el fracking en la cuenca hidrográfica del Río Delaware, con el argumento de que la técnica expone sus aguas a riesgos significativos, tanto inmediatos como a largo plazo. Tal como está redactada actualmente, la norma considera también la importación de aguas residuales de operaciones de fracking ubicadas fuera de la cuenca, para prohibir su almacenamiento, procesamiento y descarga dentro de la cuenca. También considera prohibir la extracción de agua del río Delaware y sus afluentes para exportación y uso en operaciones de fracking (Delaware River Basin Commission, 2017; Hurdle, 2017). El Delaware, siendo el río libre más largo del noreste de Estados Unidos, proporciona agua potable a más de 15 millones de personas (aproximadamente el cinco por ciento de la población del país). Alrededor de un tercio del sistema fluvial fluye a través de formaciones de shale. De hecho, la moratoria sobre fracking en la cuenca del Río Delaware ha estado vigente desde 2010.

- En diciembre de 2018, la Contraloría General de la República de Colombia propuso declarar la moratoria en la aplicación de la técnica de fracking. Durante el mismo año, se presentaron al Congreso de la República de Colombia tres proyectos de ley para declarar moratorias y/o prohibir el fracking en el territorio nacional.
- En diciembre de 2018, el nuevo presidente electo de México anunció la suspensión de todas las subastas de energía por tres años, deteniendo temporalmente los permisos para nuevas operaciones de fracking. El anuncio es ampliamente percibido como un paso del Presidente López Obrador hacia el cumplimiento de su promesa de campaña para prohibir el fracking en México (Bertram, 2019).
- El 8 de mayo de 2019, el estado de Washington promulgó una prohibición estatal del fracking.
- El 29 de mayo de 2019, el Senado de Oregón aprobó una moratoria de fracking de cinco años. El 17 de junio la Gobernadora Kate Brown firmó el proyecto de ley.
- En Connecticut, donde no se realiza fracking ni hay interés potencial de hacerlo, las ordenanzas que prohíben el almacenamiento o uso de residuos de fracking importados de otros estados, se han aprobado en 56 municipalidades. En junio de 2019, la Cámara de Representantes del Estado, en una votación casi unánime, aprobó un proyecto de ley que promulga la prohibición permanente de eliminación de desechos de extracción de petróleo y gas, luego de un voto unánime del Senado de Connecticut en mayo. El proyecto de ley ahora está en manos del Gobernador Ned Lamont para su firma
- También en junio de 2019, el Senado del Estado de New York votó a favor de un proyecto de ley que eliminaría las exenciones, de las leyes de residuos peligrosos, que permiten que los residuos de fracking importados de otros estados sean desechados en vertederos municipales y plantas locales de tratamiento de aguas residuales. El proyecto de ley va ahora a la Asamblea del Estado para su consideración. A pesar de la prohibición estatal del fracking, siete diferentes vertederos en todo el estado de New York aún aceptan residuos líquidos y sólidos del fracking de Pennsylvania. Siete legislaturas de condados del Estado de New York ya han prohibido esa práctica.

- El 2 de noviembre de 2019, el gobierno del Reino Unido impuso una nueva moratoria al fracking, después de un sismo de magnitud 2.9 el pasado mes de agosto, como resultado de inyección de aguas residuales en Lancashire, norte de Inglaterra. El pronunciamiento del gobierno se produjo luego que un informe de la Autoridad de Petróleo y Gas concluyó que no podía descartar consecuencias inaceptables para las personas que viven cerca de sitios de fracking, incluidos los riesgos relacionados con terremotos.

En resumen, la tendencia global se dirige no solamente a la prohibición de la técnica del fracking, sino a la suspensión de la exploración, explotación y uso de petróleo, gas y carbón, con un claro compromiso hacia la protección del medio ambiente y la descarbonización del planeta.

Durante la semana del 20 al 27 de septiembre de 2019 se produjeron manifestaciones en cientos de ciudades en todo el mundo, en el marco de la Cumbre Juvenil del Clima y la Cumbre sobre Acción Climática de las Naciones Unidas (Figuras 60 y 61). Las marchas convocaron entre 6 y 7 millones de personas (Figura 62) que reclamaban acciones reales e inmediatas a gobernantes de todo el mundo, para aumentar el uso de energías renovables, disminuir el uso de combustibles fósiles, disminuir las emisiones de CO_2 y detener el cambio climático global.

Figura 60. Paro por el Clima en Adelaida, Australia, el 20 de septiembre de 2019. Recuperada el 4 de octubre de 2019 de https://es.wikipedia.org/wiki/Manifestaciones_por_el_clima_de_septiembre_de_2019#/media/Archivo:Climate_Strike_September_20_Adelaide_(48763509312).jpg

Figura 61. Manifestaciones por el Cambio Climático en Colombia, el 20 de septiembre de 2019. Foto de Cablenoticias, recuperada el 4 de octubre de 2019 https://www.publimetro.co/co/noticias/2019/09/21/cientos-colombianos-se-suman-al-grito-mundial-clima.html

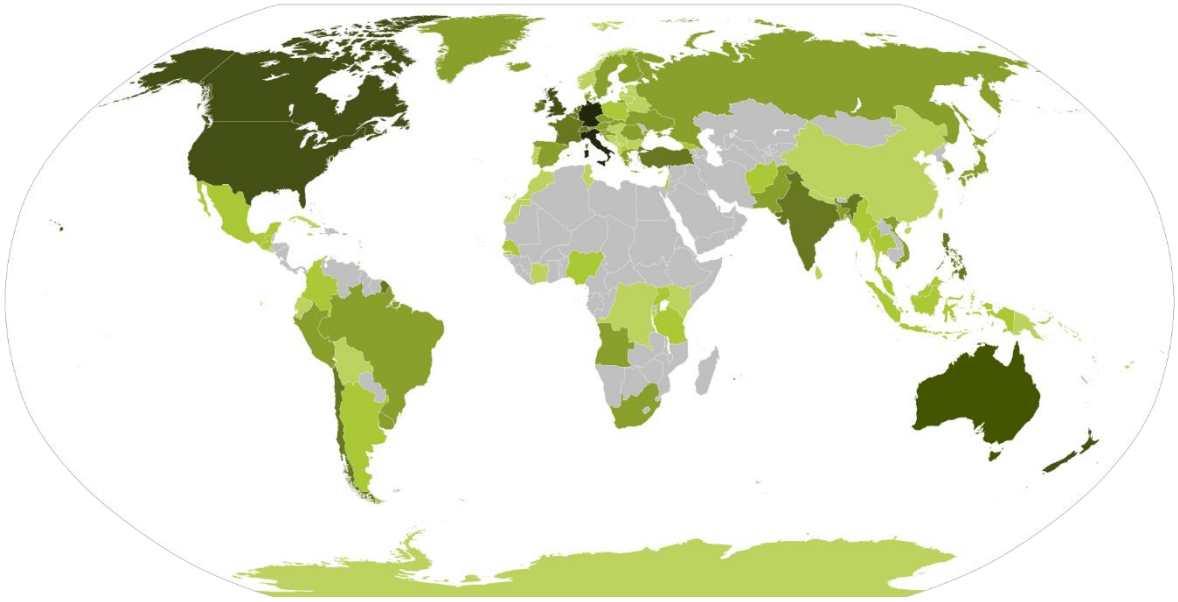


Figura 62. Participantes en las manifestaciones del día 20 de septiembre de 2019 (por país). +1.000.000 +100.000 +10.000 +1.000 +100 -100. Recuperada el 4 de octubre de 2019 de https://es.wikipedia.org/wiki/Manifestaciones_por_el_clima_de_septiembre_de_2019

PREGUNTA 6.4: ¿Las pruebas piloto del Gobierno Nacional para llevar a cabo la técnica del fracking en Colombia son determinantes para concluir que los posibles riesgos se encuentran mitigados y controlados en el resto del territorio nacional? ¿Sí o no y por qué? ¿Qué condiciones deben cumplir las pruebas piloto para asegurar que sus resultados se reproducirán fielmente en todas las regiones en donde se lleve a cabo el fracking? ¿Cuáles son los químicos que se utilizaran en esas pruebas y si corresponden con que emplearán las empresas que han solicitado licencia para emplear el fracking?

RESPUESTA 6.4:

Se ha divulgado muy poca información sobre los proyectos piloto exploratorios de fracking que se efectuarían en Colombia y no se sabe si se aplicaría la reglamentación de la Resolución 90341 de 2014 o si se aplicaría una nueva reglamentación. La comisión de expertos del gobierno (Comisión Interdisciplinaria, 2019, p. 3) indicó que un Proyecto Piloto de Investigación Integral (PPII) es un proyecto de exploración. De tal manera, los proyectos piloto de exploración tendrían que ceñirse a la Resolución 90341 de 2014. Como en dichos proyectos de exploración se utilizaría inevitablemente la técnica de fracking (fracturamiento hidráulico de alto volumen en rocas de baja porosidad y permeabilidad), entonces el procedimiento mismo de fracking no podría iniciarse sino hasta que se decida si se puede o no aplicar la resolución mencionada.

El director de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), Rodrigo Suárez, indicó en una entrevista del 12 de julio con BluRadio (2019) que se encontraban estudiando junto con otras entidades cuál sería la definición y cuál sería el alcance de los proyectos piloto de exploración propuestos en abril por la comisión de expertos del gobierno (Comisión Interdisciplinaria, 2019).

Por otro lado, la comisión de expertos del gobierno indicó que “La implementación de los PPII (Proyectos Piloto de Investigación Integral” con FHPH (Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal) deben cumplir con el requisito fundamental de una

fase previa… Etapa uno: Previa a la ejecución de un proyecto piloto de investigación integral (PPII), donde es necesario adelantar diversas actividades relacionadas con temas sociales, técnicos e institucionales" (Comisión Interdisciplinaria, 2019, p. 109). Se entendería entonces que primero hay que identificar, remediar y compensar los pasivos ambientales producidos por la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales, adelantar las investigaciones relacionadas con definición de ecosistemas, especies en vías de extinción, acuíferos, usos presentes y futuros del agua, mejorar la capacidad de vigilancia institucional, y finalmente, pero no menos importante, obtener la aprobación de las comunidades, como lo expresó claramente la misma comisión y como se indicó en la RESPUESTA 2.2, que aquí repetimos parcialmente:

"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 y se definan y se pongan en marcha estrategias para compensar dichos efectos negativos no compensados" (Comisión Interdisciplinaria, 2019, p. 162).

En una presentación del 27 de septiembre de 2019 en las instalaciones de la Universidad Nacional, la compañía ConocoPhillips indicó que en el área de perforación exploratoria (APE) Piranga del bloque VMM2, del municipio de Aguachica, perforaría verticalmente 4 km hasta alcanzar la Formación La Luna, en la cual navegaría 1.8 km sub-horizontalmente. La plataforma de perforación tendría seis pozos verticales y en cada uno de ellos se navegarían horizontalmente entre uno y cinco pozos. Durante la etapa de producción se planea perforar 800 pozos verticales. Cada pozo horizontal utilizaría 20.670 metros cúbicos (130.000 barriles) de agua, distribuidos en 20 etapas de fracking. El agua se captaría de la Quebrada Tisquirama o de acuíferos entre 100 y 600 metros de profundidad.

Los químicos a utilizar incluyen surfactantes, biocidas, lubricantes, reducidores de fricción, gels, inhibidores de corrosión, etc., pero no se indicaron específicamente los compuestos. El agua contaminada de fracking se entregaría a terceros de compañías locales para su tratamiento y disposición, principalmente en piscinas de evaporación por burbujeo. Teniendo

en cuenta que la Formación La Luna contiene principalmente petróleo, el gas asociado se desecharía quemándolo in situ, debido a la ausencia de gasoductos. En el área se encuentran varias especies de árboles, reptiles y peces en categoría de amenazadas.

En una presentación del 4 de octubre de 2019 en las instalaciones de la Universidad Nacional, el gerente de yacimientos no-convencionales de Ecopetrol, junto con un grupo de profesionales, indicaron que se encuentran esperando los lineamientos del Ministerio de Minas y Energía en el marco del proyecto piloto de exploración en el Valle Medio del Magdalena. Perforarían en cada localidad un pozo vertical hasta la Formación La Luna, que se extendería durante la etapa de producción en hasta 15 pozos horizontales dentro de la formación, cada uno por una distancia de 1.2 kilómetros. Cada pozo horizontal se fracturaría en 20 etapas, que usarían 15.000 barriles de agua cada una y que en total serían 300.000 barriles (48.000 metros cúbicos de agua) por cada pozo horizontal. Eso sería equivalente aproximadamente a 19 piscinas olímpicas de 50 metros de largo, 25 metros de ancho y 2 metros de profundidad. Se establecerían preliminarmente 14 plataformas de 3 hectáreas cada una con 6 pozos verticales y cada pozo vertical con 15 pozos horizontales. Entonces, en la etapa preliminar serían 1.260 pozos, que consumirían un poco más de 60 millones de metros cúbicos de agua. En cuanto a los químicos, indicaron surfactantes, biocidas, lubricantes, reducidores de fricción, gels, inhibidores de corrosión, ácidos, etc., cuyo uso podría variar y dependería específicamente de cada situación geológica. También podrían utilizar poliacrilamida, diésel, xileno y ácido clorhídrico. Las aguas contaminadas serían inyectadas en formaciones porosas.

De las otras compañías no se conoce por ahora el número de pozos verticales ni la distancia entre ellos, ni la profundidad a la que se perforarían para alcanzar la roca objetivo, tampoco se conoce la distancia entre los pozos horizontales ni su longitud. No hay aún información precisa de los compuestos químicos y de la cantidad de agua que se utilizaría. No se sabe cuáles serían las fuentes de agua potable a utilizar ni cómo se desecharían las aguas contaminadas. Los impactos posibles en las comunidades locales y en los ecosistemas tampoco se conocen.

Se plantea aquí que ningún proyecto piloto permitiría concluir que los riesgos se pueden mitigar y controlar en el resto del país, simplemente porque la situación geológica en cada lugar es diferente y eso obliga a perforar a diferentes profundidades y a utilizar diferentes compuestos químicos, además de desechar los ripios de roca perforada y aguas contaminadas de formas diferentes. Tampoco se sabría si los riesgos han sido realmente mitigados, porque aunque sólo el 5% de los pozos perforados presenta fugas de inmediato, el 50% lo hace después de 15 años, potencialmente conectando fracturas entre pozos no convencionales, pozos convencionales, acuíferos, y pozos de agua potable, como lo demuestran varias publicaciones (Yudhowijoyo et al, 2018; Nikiforuk, 2017 e; Jacobs, 2017 a, b; Ingraffea et al, 2014; Council of Canadian Academies, 2014; BC Oil and Gas Commission, 2013; Ingraffea, 2013; Watson & Bachu, 2009; Brufatto et al, 2003).

Entonces, fuera de los compuestos químicos a utilizar, también habría que considerar muy cuidadosamente la presencia de pozos convencionales antiguos en las áreas de interés del Valle Medio del Magdalena, que ya están deteriorados y presentan fugas, como se evidenció en el caso del pozo Lisama-158.

Yudhowijoyo et al (2018) concluyeron que, aunque la propagación de fracturamiento hidráulico de la unidad de interés puede generar conductos adicionales en rocas adyacentes para escapes de metano, la mayoría de las fugas de gas se produce a través de los revestimientos de pozos antiguos. Las fugas se pueden producir a través de diferentes vías por pobre cementación de los pozos o por deterioro del cemento a lo largo del tiempo (Figuras 63 y 64). No se ha establecido ningún método concreto para mitigar las fugas de los pozos en las zonas de fracking.

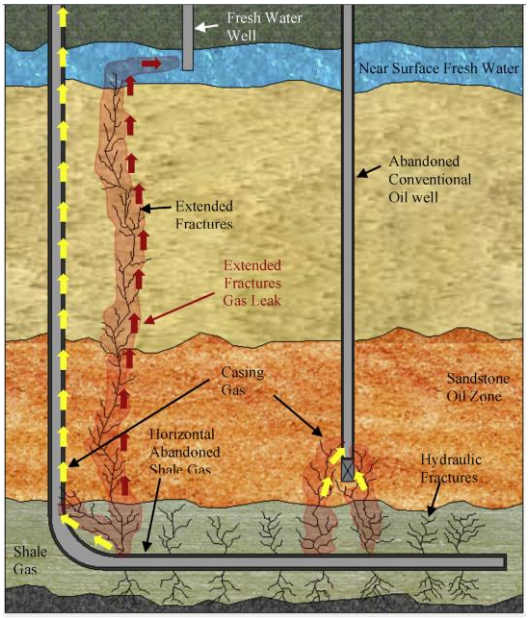


Figura 63. Fracturas durante el proceso de fracking pueden intersectar pozos abandonados de petróleo, intersectar otros pozos de fracking, o intersectar otras formaciones y acuíferos superficiales, produciendo escapes de gases y fluidos. Tomado de Yudhowijoyo et al (2018).

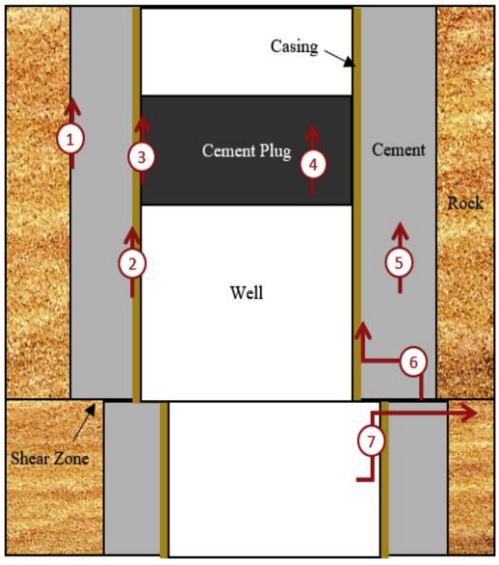


Figura 64. Canales de fuga de gases y fluidos que se pueden presentar en un pozo. 1- Entre cemento y formación. 2- Entre cemento y revestimiento metálico. 3- Entre el revestimiento y el tapón de cemento. 4- A través del tapón de cemento. 5- A través del cemento de revestimiento. 6- A través del cemento y entre el cemento y el revestimiento metálico, 7- A lo largo de fallas que dañan el pozo. Tomado de Yudhowijoyo et al (2018).

Es muy difícil creer que los resultados de aplicar la técnica de fracking en Colombia, en términos de contaminación del agua, el suelo y el aire, disminución de la calidad de vida, daños materiales, perjuicios sociales, afectaciones de salud, y daño a los ecosistemas, sean muy diferentes a los de otros lugares del mundo donde ya se ha efectuado fracking. No se necesitaría de un proyecto piloto de investigación de fracking en Colombia para saber lo que ya está ampliamente documentado en la literatura científica de varios países durante la última década, especialmente durante los últimos cinco años. También es difícil creer que ahora sí habría recursos suficientes para investigación en Colombia y que nuestros resultados serían similares en calidad, volumen e independencia comparativamente con Estados Unidos, Canadá, Reino Unido y Australia, simplemente porque fuera de no tener recursos económicos suficientes para investigación, tampoco tenemos la cantidad necesaria de investigadores y la infraestructura tecnológica y analítica que se requiere. Aún en el caso de que efectivamente se adelantaran algunas investigaciones, todo lo que lograríamos en unos años sería descubrir que aquí también sucedió lo mismo que en los países mencionados. La revisión reciente más extensa y rigurosa de publicaciones científicas y médicas, de ingeniería, de salud pública, y de medios de comunicación, es la liberada en el mes de junio del presente año, en la sexta edición del compendio ya citado (CHPNY & PSR, 2019). Como se dijo antes, toda la literatura de soporte es totalmente accesible y se encuentra disponible en línea en el "Repository for Oil and Gas Energy Research" de la organización "Physicians, Scientists, and Engineers for Healthy Energy" (PSE, 2019) ubicado en: https://www.psehealthyenergy.org/our-work/shale-gas-research-library/.

Un proyecto piloto no permite establecer los riesgos para todo el país, primero porque el impacto de unos pocos pozos habría que multiplicarlo a futuro por cientos de pozos verticales conectados a miles de pozos horizontales en cada localidad y, de manera aún más relevante, porque la mayoría de los efectos negativos en los ecosistemas y en salud pública se evidencian después de algunos años, persisten por décadas y algunos son totalmente irreversibles. Como se dijo antes, es muy difícil que las rocas a fracturar sean iguales de una a otra región en Colombia, que estén a la misma profundidad, o que las rocas que las infrayacen y suprayacen sean iguales. También es difícil que los acuíferos de agua potable estén a la misma profundidad o que estén en las mismas unidades de roca. También se

presentan diferencias significativas en el grado de fracturamiento y fallamiento preexistentes en las rocas en diferentes regiones, así como diferencias en la actividad sísmica de cada región y, de manera muy importante, diferencias significativas en la cantidad, edad y estado de abandono o taponamiento de pozos convencionales de petróleo y gas. Estos pozos antiguos con cementos y tuberías deterioradas podrían ser intersectados por las fracturas inducidas durante el proceso de fracking o durante el proceso de inyección de aguas contaminadas y así generar rutas de migración de gases y fluidos.

Todo lo anterior significa que, antes de insistir en la exploración y explotación de YNC en el país, se requieren estudios previos de geología que suministren información precisa de la profundidad de las rocas a fracturar, propiedades de todas las rocas a perforar (las superficiales y las objetivo), incluyendo contenido de elementos radioactivos, metales pesados y otros elementos potencialmente contaminantes, fracturas y fallas preexistentes, sismicidad, caracterización de acuíferos someros y profundos de agua potable, fuentes hídricas superficiales, flora y fauna de toda la zona de influencia, caracterización de los reservorios donde se inyectaría el agua contaminada, características de las comunidades que habitan la zona, actividades de agricultura y ganadería, y calidad del agua y del aire. Así mismo, se requiere un inventario previo de la edad y estado de deterioro de pozos convencionales de gas y petróleo (activos y abandonados) y de pozos de agua potable. Los estudios de calidad del agua debieran identificar y conducir a la mitigación de los efectos de contaminación de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos convencionales que ya se hayan producido.

Las rocas que genéricamente se han llamado “shales” incluyen en realidad varios tipos de rocas de grano fino de origen marino, que presentan variaciones en el porcentaje relativo de partículas terrígenas provenientes del continente y partículas calcáreas provenientes de organismos marinos. Las rocas compuestas por partículas terrígenas (shales en sentido estricto) presentan porcentajes variables de limo de cuarzo y diferentes minerales de arcilla (illita, clorita, montmorrillonita, caolinita, etc), otros minerales como pirita y glauconita, metales pesados, azufre, fosfatos, y elementos radioactivos. Cuando existen contenidos importantes (40% a 60%) de partículas calcáreas, generalmente microfósiles, las rocas se

denominan margas. En el caso de que predominen las partículas calcáreas (más del 70%), incluyendo foraminíferos, cocolitos, algas calcáreas, restos de peces, pellets, etc., las rocas se denominan biomicritas, una subdivisión de las calizas. Como la mezcla de partículas terrígenas y calcáreas presenta varios rangos intermedios entre los shales, margas y biomicritas, desde 100% minerales de arcilla y limo de cuarzo (shales) hasta 100% partículas calcáreas (biomicritas), hay una variación gradual de propiedades, incluyendo fracturabilidad, contenido de gas y petróleo, contenido de metales pesados, contenido de minerales accesorios, contenido de fosfatos, y contenido de minerales radioactivos. Revisiones recientes de la evolución geológica de la Cuenca Cretácica Colombiana, sus recursos de hidrocarburos no convencionales, geoquímica de elementos mayores y menores, y contenido de elementos radioactivos, se presentan en Guerrero et al (2019 a, b). La variación en la composición de las biomicritas, margas y shales es vertical, en sucesivas capas de la columna estratigráfica, y se produjo a medida que se depositaron los estratos con el paso del tiempo; también es horizontal, al cambiar el porcentaje relativo de partículas durante la deposición del sedimento en un intervalo discreto de tiempo, de acuerdo a la distancia desde la línea de costa y de acuerdo a la presencia o ausencia de ríos que aportaron material terrígeno (limo de cuarzo y minerales de arcilla). Esas variaciones verticales y horizontales en las propiedades de las rocas, la profundidad a la que se encuentran, las fracturas preexistentes, y la distancia horizontal de perforación, son las que determinan cuál es el diseño de pozos verticales y horizontales y cuáles son los químicos a utilizar. Se sabe que se han reportado más de mil compuestos químicos en los fluidos de fracking (CHPNY & PSR, 2019, p. 158 y 352; Elliott et al, 2016; Inayat et al, 2018) y que otros continúan siendo secretos. Si las rocas fueran todas iguales y la geología de todas las áreas fuera la misma, no habría necesidad de utilizar tantos químicos, ni de perforar a diferentes profundidades, ni de utilizar diferentes cantidades de agua.

Como se indicó antes, algunos riesgos del fracking, principalmente escapes de gases y de químicos contaminantes, se materializan inmediatamente, otros en corto plazo, y otros después de varios años, debido al deterioro del cemento y corrosión de las tuberías de revestimiento. Un equipo de investigadores de la Universidad de Aberdeen evaluó las diversas vías subterráneas por las cuales el fracking crea fugas de metano y llegó a la

conclusión de que el envejecimiento de los revestimientos de los pozos es la causa principal de fugas de metano en las operaciones de perforación de fracking (CHPNY & PSR, 2019, p. 119). Mientras que la intersección de la fractura que se propaga, con la presencia natural de fracturas y fallas geológicas en el subsuelo constituye otra ruta potencial para la fuga de metano, la ruta más importante es la intersección de la propagación de fracturas con otros pozos que tienen cemento ya deteriorado. "Las principales fuentes de fuga de metano relacionadas con las actividades de gas-shale son intersecciones de fracturas hidráulicas con pozos de petróleo y gas abandonados que tienen una integridad mecánica reducida del pozo debido a la degradación del cemento. Como resultado, las redistribuciones de estrés causadas por la fractura hidráulica y el deterioro del cemento en los pozos abandonados, permiten crear vías de migración fácilmente, lo que conduce a contaminación del agua subterránea y emisiones atmosféricas". Taponar los pozos es una solución imperfecta porque el cemento comúnmente usado para este proceso en sí mismo se degrada con el tiempo, especialmente en presencia de dióxido de carbono. No se ha establecido ningún método efectivo para la mitigación de fugas de metano de pozos de gas-shale (Yudhowijoyo et al, 2018).

Schlumberger, una de las compañías más grandes del mundo especializada en fractura hidráulica y otros servicios de campos petroleros, reportó en su publicación interna, Oilfield Review, que más del 40 por ciento de los aproximadamente 15,500 pozos en la parte profunda de la plataforma continental del Golfo de México tenían fugas de gas. Estos incluyen pozos produciendo activamente, además de pozos cerrados y pozos temporalmente abandonados. En muchos casos, el gas se filtró a través de los espacios anulares entre los revestimientos de acero, que las empresas perforadoras habían inyectado con cemento precisamente para evitar tales fugas de gas. Las tasas de escapes aumentaron dramáticamente con la edad: alrededor del 5% de los pozos presentó escapes inmediatamente; el 50% presentaba fugas después de 15 años; y el 60% presentaba fugas después de unos 30 años (Brufatto et al, 2003). Las fugas de gas plantean serios riesgos, incluida la pérdida de vidas por explosiones y la migración de gases y contaminantes asociados hacia los suministros de agua potable. Las fugas también permiten la ventilación de metano crudo a la atmósfera, donde actúa como un poderoso gas de efecto invernadero (CHPNY & PSR, 2019, p. 124).

Un periodista investigador del periódico The Tyee en Vancouver, obtuvo en noviembre del año 2017 (Nikiforuk, 2017e) una copia de un informe de 2013 de la Comisión de Petróleo y Gas de la Provincia de British Columbia en Canadá, que advierte sobre cientos de fugas de metano no controladas de pozos de gas de shale ubicados en el sector norte de la cordillera Rocky Mountain, cerca de Fort Nelson (BC Oil and Gas Commission, 2013). El informe de la comisión, nunca compartido con el público o con funcionarios electos, siguió siendo un documento interno hasta que fue descubierto por el periódico. El ingeniero de la Universidad de Cornell, Anthony Ingraffea, citado en la historia, dijo que los hallazgos del informe sirven como otra confirmación de que los pozos tienen fugas graves e inevitables a través del tiempo. "¿Qué esperan de operaciones subterráneas como estas, obediencia total a la intención del diseño? ¿Por qué los operadores y reguladores de todo el mundo se muestran aparentemente sorprendidos cuando las cosas salen mal bajo tierra, de tantas maneras y con tanta frecuencia?".

El rápido agotamiento de los pozos fracturados requiere perforar cada vez más pozos para mantener al día la producción. A medida que pasa el tiempo, los pozos se vuelven más densamente empaquetados en una sección de perforación. Disminuir las distancias entre pozos aumenta el riesgo de comunicación entre ellos, lo cual ocurre cuando el bombeo de los fluidos de fracking en un pozo afecta a un pozo cercano. Según un análisis en el Journal of Petroleum Technology, estos llamados "frack hits" son impredecibles, incontrolables, pueden ser violentos y dañar las tuberías de revestimiento y la integridad del pozo. En algunos casos, los “frack hits” implican explosiones del líquido de fracking. La industria no tiene solución para este problema cada vez más común (Jacobs, 2017a). De hecho, como es descrito en un informe posterior, los operadores usan los “frack hits” como una herramienta para revelar qué tanto se pueden espaciar los pozos en una sección de perforación para maximizar la extracción, aun cuando reconocen los riesgos inherentes en seguridad. Se presume que en un área de perforación sin “frack hits” no hay la suficiente densidad de pozos para una recuperación económica óptima (Jacobs, 2017b).

Los diseños de la distancia horizontal entre pozos verticales, así como las distancias entre pozos horizontales pueden variar de una a otra localidad y variar con la profundidad y tipo

de roca a fracturar. En las Figuras 65 y 66 se presentan ejemplos de dichas distancias, que pueden conducir a una altísima densidad de pozos verticales y sus prolongaciones horizontales para aumentar la productividad. Sin embargo, eso eleva los riesgos de conexión de fracturas entre pozos de fracking y de éstos últimos con pozos convencionales preexistentes, con cemento deteriorado y tubería corroída, o incluso con acuíferos y pozos de agua potable. Esto también aumenta los volúmenes de roca extraída durante la perforación, que generalmente es radioactiva y requeriría procedimientos especiales de disposición. En la Figura 67 se muestra un acercamiento del campo Jonah en Wyoming, previniendo sobre la presencia de sustancias cancerígenas.

Figura 65. Alta densidad de pozos de fracking de gas-shale en el campo Jonah, Wyoming, Estados Unidos. La distancia entre plataformas es de 200 a 300 metros. Foto tomada el 14 de mayo de 2006. Recuperada de EcoFlight el 31 de agosto de 2019 de https://ecoflight.zenfolio.com/p690398004/h32638D19#h32638d19

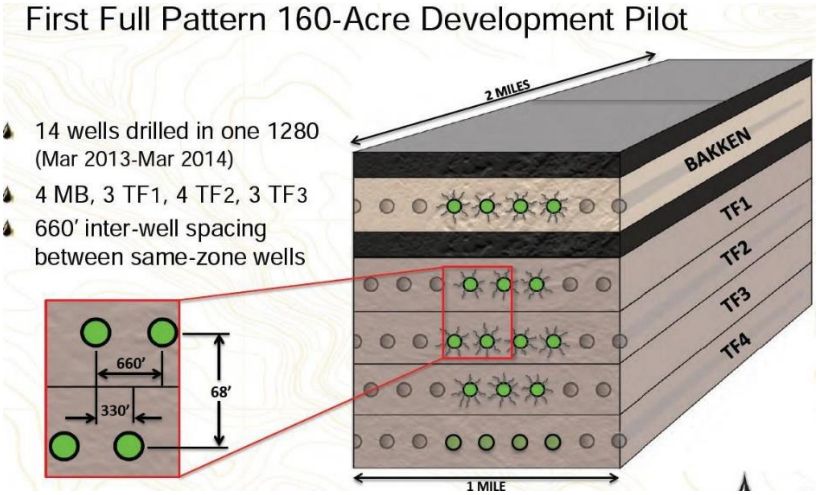


Figura 66. Ejemplo de espaciamiento (aproximadamente 200 metros horizontales y 20 metros verticales) entre pozos horizontales de fracking. Tomado de Zeits (2013). Descargado el 1 de septiembre de 2019 de https://seekingalpha.com/article/1248431-bakken-the-downspacing-bounty-and-birth-of-array-fracking

Figura 67. Aviso de precaución del campo de gas Jonah en Wyoming, advirtiendo sobre la presencia de benceno y el requerimiento de usar un respirador. Foto cargada el 3 de septiembre de 2015. Recuperada de flickr / Wildearth Guardians el 31 de agosto de 2019 de https://www.flickr.com/photos/wildearth_guardians/sets/72157646593187327/

Los proyectos piloto de investigación que se deben realizar son los interdisciplinarios e interinstitucionales que obtengan información y conocimiento profundo de línea base. Estos deben incluir no sólo conocimientos científicos, sino también conocimientos basados en la historia ambiental y socioeconómica de los territorios, incluyendo conceptos, tradiciones, saberes ancestrales y diferentes formas de uso. Este tipo de conocimiento integral tendría que constituir la línea base previa, no solamente para tomar decisiones sobre la conveniencia o no de los proyectos de exploración y explotación de YNC, sino que también se constituiría en conocimiento que sirva de marco de referencia para evaluar los impactos de los proyectos de energías renovables que obligatoriamente tendremos que abordar.

7. Preguntas específicas frente a la normatividad demandada.

PREGUNTA 7.1: ¿Las normas demandadas (Decreto No. 3004 del 26 de diciembre de 2013 y la Resolución No. 90341 del 27 de marzo de 2014) identifican o aceptan la existencia de riesgos asociados a la utilización de la técnica del fracking? En caso positivo ¿en qué consisten y cuál es el nivel de complejidad?

RESPUESTA 7.1:

Entre las consideraciones del Decreto 3004 se indicó que "de acuerdo con el Proyecto de Gestión del Conocimiento del Medio Ambiente adelantado por la ANH… se evidenció la necesidad de establecer requerimientos técnicos para los pozos… de yacimientos no convencionales y pozos inyectores asociados, en materia de diseño, construcción y operación". En consecuencia, dice la siguiente consideración del decreto, "es necesario establecer los criterios y procedimientos aplicables… bajo parámetros que conduzcan la observancia de las disposiciones ambientales vigentes".

En el Artículo 2 del Decreto se establece que "el Ministerio de Minas y Energía… expedirá las normas técnicas y procedimientos en materia de integridad de pozos, estimulación hidráulica, inyección de agua de producción, fluidos de retorno y sobre otras materias técnicas… para adelantar actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en los citados yacimientos…" En el Parágrafo único del Artículo 2 del Decreto se establece que "Las normas que expida el Ministerio de Minas y Energía deberán ser observadas sin perjuicio del cumplimiento de las obligaciones de carácter ambiental establecidas por las autoridades competentes."

Se concluye entonces que en el Decreto 3004 de 2013 no se considera ningún riesgo en la actividad de exploración y explotación de yacimientos no convencionales de hidrocarburos y se dejan las obligaciones ambientales en manos de las autoridades competentes. Estas obligaciones ambientales serían las mismas aplicables a los yacimientos convencionales, que infortunadamente ni parecen ser muy específicas ni se cumplen siempre.

En la Resolución 90341 de 2014 del Ministerio de Minas y Energía, efectivamente se "establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales". En el Artículo 3 (Disposiciones Complementarias) se establece nuevamente que "El cumplimiento a las disposiciones en la presente Resolución deberá darse sin perjuicio de las obligaciones de carácter ambiental establecidas por las autoridades competentes".

En el Artículo 12 (Requerimientos para operaciones de estimulación hidráulica) se le solicita al operador informar sobre la presencia de acuíferos, pozos de agua dulce, fallas geológicas, y sismicidad previa, y se establece el deber de presentar un análisis de riesgos que contenga: i) El riesgo de intercomunicación de pozos, ii) El riesgo de migración de fluidos, iii) El riesgo de generar sismicidad desencadenada.

En el Artículo 13 (Monitoreo) se establece el deber del operador de realizar monitoreo de material radioactivo de origen natural (NORM) "que pueda estar presente en los lodos de perforación… o en tubería… o en el fluido de retorno, sólidos del fluido de retorno y agua de producción."

En el Artículo 15 (Requerimientos para pozos inyectores de fluido de retorno y agua de producción) se establece el deber de "realizar y proveer un análisis de riesgo que contenga: i) El riesgo de afectar acuíferos aprovechables para consumo humano o la posibilidad de migración de fluidos a otras formaciones diferentes… ii) El potencial riesgo de causar sismicidad desencadenada por presencia de fallas geológicas activas en el área…".

Se concluye entonces que en la resolución 90341 de 2014 solamente se identifican algunos riesgos en la actividad de exploración y explotación de yacimientos no convencionales de hidrocarburos, incluyendo esencialmente la afectación de acuíferos, el contenido de elementos radioactivos y la sismicidad inducida por las actividades, pero de nuevo se dejan las obligaciones ambientales en manos de las autoridades competentes. Como se dijo antes, éstas obligaciones ambientales serían las mismas aplicables a los yacimientos convencionales y no consideran la magnitud de los problemas ambientales del fracturamiento hidráulico masivo (fracking) en los yacimientos no convencionales.

PREGUNTA 7.2: ¿Las referidas normas disponen cómo se mitigan y controlan dichos riesgos? ¿Desde el punto de vista científico y técnico la regulación es suficiente? Fundamentar la respuesta.

RESPUESTA 7.2:

Las referidas normas no disponen de ninguna manera cómo se mitigan y controlan los riesgos asociados al fracking. La resolución 90341 de 2014 solamente indica en dos ocasiones, refiriéndose respectivamente a los pozos de fracking (Artículo 12) y a los pozos de inyección de aguas residuales (Artículo 15), que el operador debe "Con base en el análisis de riesgos diseñar un plan de mitigación de los riesgos identificados".

La regulación es insuficiente porque no considera todos los riesgos asociados, que serán mencionados en la RESPUESTA 7.3, y porque tampoco considera obligaciones ambientales específicas para la actividad de fracturamiento hidráulico de yacimientos no convencionales. Adicionalmente, como lo demuestra la literatura científica, médica y de ingeniería recientemente compilada (CHPNY & PSR, 2019; PSE, 2019), no es posible hacer "fracking responsable", porque existen demasiados riesgos asociados que la técnica no puede ni controlar ni garantizar. No es posible regular y vigilar adecuadamente una técnica que involucra tantas incertidumbres a corto plazo (unos pocos años) y aún más gravemente, a largo plazo (varias décadas), incluso después de que las compañías abandonan las áreas de exploración y explotación. Después del abandono de las actividades petroleras, tanto en los casos de explotación de hidrocarburos convencionales como de los no convencionales, las regiones se quedan con graves problemas de contaminación, problemas de salud, pérdida de recursos hídricos, pérdida de actividades agrícolas y ganaderas, deterioro del paisaje, pérdida de ecosistemas y disminución de calidad de vida.

Los riesgos y los daños demostrados del fracking han conducido a moratorias y prohibiciones en decenas de municipios, provincias, estados y países en donde ya se ha efectuado fracking, e incluso en lugares donde aunque no se hayan efectuado actividades de fracking, sí se ha considerado la información científica disponible.

PREGUNTA 7.3: ¿Están incluidos en esas normas todos los riesgos asociados a la exploración y explotación del fracking? Fundamentar la respuesta.

RESPUESTA 7.3:

En el Decreto 3004 de 2013 no se hace consideración alguna sobre riesgos asociados a la actividad de fracking. En la Resolución 90341 de 2014 tampoco se consideran todos los riesgos recientemente documentados en la literatura científica, médica y de ingeniería de varios países, incluyendo mayoritariamente a Canadá, Australia, Reino Unido, y Estados Unidos (CHPNY & PSR, 2019; PSE, 2019).

En la Resolución 90341 de 2014 no se consideraron ni los riesgos ni los daños en ecosistemas, disminución de recursos hídricos, contaminación química de aguas superficiales, contaminación de suelos, contaminación del aire, afectaciones en salud humana y en salud de animales de granja y fauna silvestre, además de afectaciones a la agricultura y a la flora silvestre. Tampoco se consideraron complejas afectaciones a las comunidades, contaminación por ruido y por luz nocturna permanente, pérdida del valor de las propiedades, deterioro de carreteras, mayores costos para los departamentos y municipios en términos de infraestructura y servicios públicos, mayores costos por aplicación de la ley y por prestación de servicios administrativos, servicios educativos y atención médica. No se han considerado tampoco los inevitables problemas de integridad del cemento y de los metales de revestimiento de los pozos (convencionales y no convencionales), que generan fugas de gas, petróleo y aguas contaminadas, que aunque pueden manifestarse de inmediato, en general lo hacen después de varios años.

Estas falencias en las normas pueden contribuir a exacerbar los conflictos e injusticias ambientales y sociales ya existentes en las regiones donde se proyecta la implementación de la técnica.

PREGUNTA 7.4: ¿Las normas demandadas, en el evento de identificar e incluir en su regulación riesgos asociados al fracking, los minimizan hasta el punto de considerarlos técnicamente manejables, sí o no y por qué? En caso negativo ¿Cuáles son las exigencias técnicas que harían posible la mitigación de los riesgos que identifican las normas demandadas o el estado de desarrollo nacional impide determinar con toda suficiencia esta respuesta? ¿Sí o no y por qué?

RESPUESTA 7.4:

No, las normas no identifican todos los riesgos asociados al fracking y por lo tanto no pudieron considerar cómo minimizarlos. De hecho, como se manifestó antes (RESPUESTA 7.2), se le transfirió la responsabilidad al operador cuando se indicó que éste debe "Con base en el análisis de riesgos diseñar un plan de mitigación de los riesgos identificados".

Existe gran variabilidad en cuanto a tipos de rocas no convencionales y sus contenidos de carbón, minerales de arcilla, limo de cuarzo, partículas calcáreas, fosfatos, metales pesados y elementos radioactivos, además de fracturas y fallas pre-existentes de las unidades a perforar, sismicidad de la región, profundidad de los reservorios no convencionales, profundidad de las unidades porosas que podrían recibir inyección de aguas residuales, aparte de la densidad y profundidad de los pozos convencionales y el estado de deterioro de sus revestimientos. También existe variabilidad en la densidad de pozos de agua potable, presencia de lagos, ríos y manantiales en la zona, presencia de fauna y flora silvestres a veces ya en peligro, presencia de comunidades con diferentes actividades agrícolas y ganaderas, y adicionalmente, ecosistemas y acuíferos no suficientemente estudiados. Entonces, se concluye que las interacciones de diversos productos químicos y técnicas y diseños de fracking con diversos tipos de rocas, diversas situaciones geológicas, y varios entornos socioeconómicos y medioambientales, generan múltiples riesgos, que son difíciles o imposibles de mitigar durante las operaciones de exploración y explotación. La situación puede ser aún peor posteriormente a las fases de producción y abandono, cuando ya hay

mucho menos actividades de vigilancia estatal y las compañías que se han ido no tienen ninguna obligación.

Aunque no hay regulación posible que permita implementar la técnica de fracking de manera totalmente responsable, siendo el principal problema el deterioro progresivo del cemento y las tuberías de revestimiento de los pozos (convencionales y no convencionales), además de las altas presiones de inyección y del uso de compuestos químicos "secretos" y otros reportados que son demostradamente cancerígenos o de alto riesgo en salud, sí se observa que algunas de las normas propuestas en la resolución son insuficientes. Por ejemplo, las distancias desde los pozos de fracking hasta los pozos de hidrocarburos convencionales, pozos de agua potable, acuíferos, y fallas, son insuficientes. Las distancias mínimas a viviendas, granjas y cuerpos de agua superficiales no son ni siquiera mencionadas.

Distancia mínima horizontal:

Para el caso de los pozos de fracking se establece en el Artículo 12 de la Resolución 90341, que la distancia a los acuíferos debe ser mayor a 5 veces (2 veces en el caso del carbón) el radio de estimulación hidráulica. Se establece también que la distancia mínima horizontal a los pozos de agua potable es de 200 metros y que la distancia mínima a fallas activas es de 1 kilómetro. Adicionalmente, se debe entregar un mapa con la ubicación de los pozos de agua potable en una distancia equivalente a 3 veces el radio de estimulación hidráulica, además de la ubicación de fallas geológicas en un cilindro con altura y radio de 3 veces la profundidad máxima de los pozos verticales y en un cilindro con altura y radio de 3 veces la profundidad y extensión lateral máximas de los pozos horizontales.

Para el caso de los pozos de inyección de aguas contaminadas del Artículo 15 de la misma Resolución, se solicita información geológica de la unidad objetivo, presencia de fallas geológicas en un cilindro con altura y radio 3 veces la profundidad del pozo inyector, evidencia histórica de sismicidad en un radio de 16 km, y un área de revisión de 3.2 kilómetros, con un mapa que contenga la presencia y profundidad de los pozos de hidrocarburos convencionales y de los pozos de agua potable.

Sin embargo, no se tuvo en cuenta que aunque la distancia horizontal de perforación y de fracking está entre 3 y 6 kilómetros, ésta puede alcanzar los 12 kilómetros (Figuras 68 y 69). Consecuentemente, la distancia mínima horizontal desde la cabeza de los pozos de fracking (y de inyección que se encuentren en la misma zona) a viviendas, granjas, cuerpos superficiales de agua, pozos convencionales y pozos de agua potable, debiera ser la máxima distancia horizontal alcanzada más el radio de estimulación hidráulica, porque todas las fallas y fracturas pre-existentes y todos los pozos convencionales antiguos que hayan alcanzado la profundidad de la unidad no convencional a fracturar o de la unidad porosa a inyectar con aguas contaminadas, inevitablemente serán intersectados por las fracturas inducidas en el proceso de fracking o por los fluidos de inyección de agua contaminada.

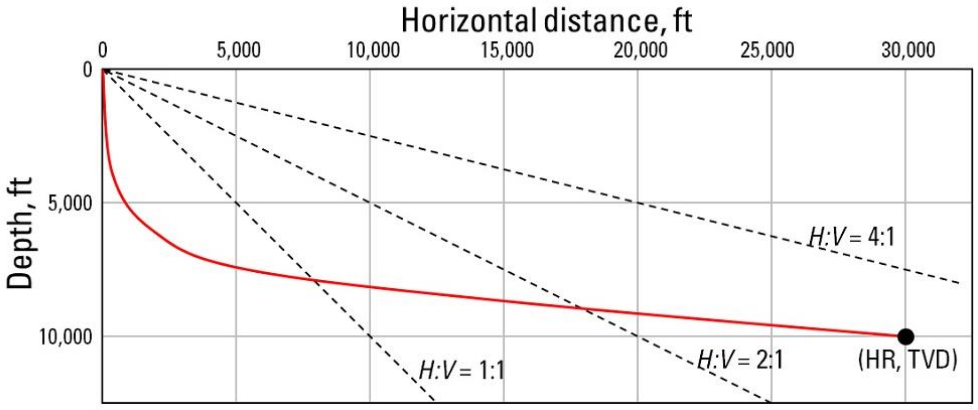


Figura 68. Esquema de una trayectoria de pozo de alcance extendido altamente desviada (rojo), con una relación H:V del alcance horizontal (HR) del pozo a su TVD de 3:1. Es decir, 30 mil pies (~9 km) horizontales y 10 mil pies (~3 km) verticales. Tomado de Schlumberger https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/e/erd.aspx

Si el cemento y los revestimientos metálicos de los pozos convencionales están ya deteriorados, se producirá inevitablemente la migración de fluidos y gases a éstos pozos, a los acuíferos que éstos intersecten y a los pozos de agua dulce e incluso a la superficie, en una situación similar a la del pozo Lisama-158. Entonces, no es de ninguna manera suficiente que se reporte la presencia de fallas geológicas y de pozos convencionales y de agua potable

en la zona. Sencillamente, no debiera haber ningún pozo ni ninguna falla importante en una distancia horizontal correspondiente con la distancia máxima de perforación horizontal programada más la distancia máxima horizontal de estimulación hidráulica, así como tampoco debiera haber viviendas ni granjas ni cuerpos superficiales de agua.

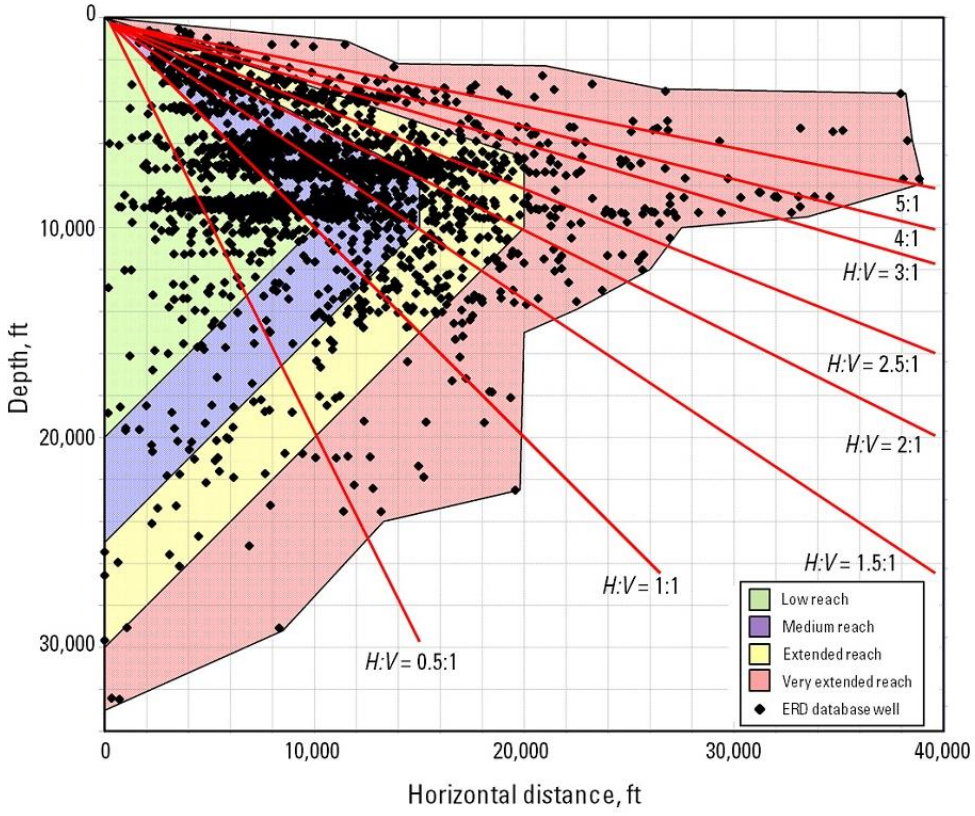


Figura 69. Base de datos global de perforaciones de alcance extendido (extended-reach drilling ERD) actualizada hasta el año 2013, con regiones sombreadas que indican cuatro niveles de complejidad de construcción de pozos. Las líneas rojas indican relaciones de distancia horizontal a profundidad (H:V). Cada punto representa el alcance horizontal (HR) y la profundidad vertical (TVD). Hay una importante concentración de pozos con profundidades entre 7 mil y 10 mil pies (~ 2.1 a 3.0 km) con alcance horizontal entre 6 mil y 20 mil pies (~ 1.8 a 6.0 km). El mayor alcance horizontal fue de aproximadamente 11.8 km. Adaptado por Schlumberger de un gráfico de K&M Technology Group https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/e/erd.aspx

Westwood et al (2017) señalaron que, aunque se ha establecido que la distancia entre acuíferos y pozos horizontales debiera ser mayor a 600 metros, esto depende de múltiples factores, siendo las fracturas y fallas preexistentes de importancia particular. Ellos concluyeron, basándose en modelamiento numérico, que la distancia mínima entre los pozos horizontales y las fallas presentes debiera ser de 433 metros. Una revisión posterior, con base en análisis de datos publicados de microsismicidad, sugiere que para evitar que las fallas actúen como conductos de fluidos hacia los acuíferos, o que se reactiven y produzcan sismos, se establezca una distancia mínima entre pozos horizontales y fallas de 895 metros (Wilson et al, 2018).

Las distancias horizontales hasta donde pueden llegar las fracturas durante la operación de fracking, e intersectar pozos antiguos, también han sido documentadas con evidencia de campo. La Comisión de Petróleo y Gas de Columbia Británica (British Columbia Oil & Gas Commission, 2010) en Canadá emitió un aviso de seguridad después de que se reportaron 18 incidentes de comunicación de pozos "cercanos" (en distancias de hasta 2300 pies) durante operaciones de fracking, produciendo incluso un escape de gas, petróleo y agua contaminada con un volumen de 80 metros cúbicos en superficie. La Comisión recomendó que los operadores cooperaran a través de notificaciones y monitoreo de todas las operaciones de fracking que se efectuaran en un radio de 1 kilómetro (3.280 pies) de perforaciones ya existentes o en curso.

En conclusión, la distancia mínima desde la cabeza de los pozos sería la distancia horizontal máxima de perforación (3 a 12 kilómetros) más 1 kilómetro correspondiente a la máxima influencia horizontal desde el borde externo de la zona fracturada. En esa distancia horizontal de 4 a 13 kilómetros, no debiera haber pozos, ni fallas, ni viviendas, ni granjas, ni cuerpos de agua superficial.

Salud y medio ambiente: Monitoreo mensual de la calidad del aire y del agua. Prohibición del uso de destilados de petróleo y otros compuestos químicos nocivos:

En el capítulo de Salud Pública del informe de la comisión de expertos del gobierno (Comisión Interdisciplinaria, 2019, p. 53-58), que aclaran que se refiere solamente a la etapa de exploración, se concluyó con base en la información científica que demuestra riesgos y afectaciones de salud asociados al fracking, que la distancia mínima entre viviendas y los pozos de extracción debería ser de 2.5 km. La comisión indica que sus conclusiones se refieren solamente a la etapa de exploración, para la cual no encontraron suficiente literatura médica y científica y por lo tanto, extrapolan la información publicada de los sitios donde ha habido explotación. Sin embargo, si se tiene en cuenta que tanto en la etapa de exploración como en la de explotación se requiere perforar horizontalmente y efectuar procedimientos de fracking, no tendría por qué haber diferencia entre los riesgos de la misma técnica entre una y otra etapa, excepto que éstos aumentan proporcionalmente al aumentar la densidad de perforaciones verticales y horizontales y la cantidad de agua y de compuestos químicos. Los riesgos asociados a un solo pozo vertical conectado a un solo pozo horizontal tendrían que multiplicarse por cientos de pozos verticales conectados a miles de pozos horizontales. Como el informe no tuvo en cuenta la distancia lateral máxima de perforación de los pozos horizontales asociados, ni la presencia de pozos de hidrocarburos convencionales, ni de pozos de agua potable, ni de cuerpos de agua, se concluye que la distancia mínima de 2.5 km propuesta por ellos es insuficiente.

Un estudio de salud pública, que examinó 1.1 millón de certificados de nacimiento de bebés nacidos en el estado de Pennsylvania, documentó una clara asociación entre bajo peso al nacer (en los años 2004 al 2013) y problemas de salud en bebés de madres que vivieron durante el embarazo en distancias menores a 3 kilómetros de pozos de fracking (Currie et al, 2017). La asociación era claramente mayor para las madres que vivieron a menos de 1 km, comparativamente con las que vivieron entre 1 y 3 km de los pozos de fracking y con las que vivieron a mayores distancias. Un estudio posterior con datos de nacimientos entre 2003 y 2010 (Hill, 2018) encontró resultados similares en una distancia de 2.5 kilómetros a pozos de fracking.

Un estudio de la Universidad de Texas encontró elevados niveles de arsénico y otros metales pesados en pozos privados de agua potable localizados en un radio de 5 kilómetros de distancia de pozos de fracking del Shale de Barnett (Fontenot et al, 2013).

La contaminación del agua puede producirse tanto por productos químicos inyectados en el fracking, como por elementos y compuestos liberados por la roca fracturada; la contaminación del aire puede producirse por la quema deliberada de metano, escapes accidentales de metano y otros gases, la evaporación de aguas residuales en piscinas de tratamiento y el polvo producido por el tránsito de miles de camiones. Entonces, no sólo se debiera introducir en la legislación el monitoreo periódico (mensual) de la calidad del aire y de las aguas residuales, aguas superficiales y de acuíferos cercanos a la zona de perforación, sino que se debiera prohibir el uso de compuestos nocivos para la salud en la técnica de fracking, incluyendo principalmente los compuestos petroquímicos cancerígenos y disruptores endocrinos, que se denominan genéricamente como “destilados de petróleo” por las compañías. Las técnicas de detección debieran tener la resolución necesaria para medir las concentraciones (algunas de ellas en partes por billón) que se consideran contaminantes del agua potable y del aire. Por ejemplo, en Estados Unidos el límite de arsénico en agua potable es de 10 ppb (10 mg/m^3).

Distancia mínima vertical a acuíferos:

En el caso de la distancia vertical entre el radio de estimulación hidráulica y los acuíferos, no es justificable que (en la Resolución 90341) esa distancia sea diferente, 2 veces en el caso del carbón y 5 veces en el caso de otras rocas (Artículo 12 de la resolución). Eso aumentaría el riesgo de conectar las fracturas inducidas con fracturas existentes y contaminar los acuíferos presentes en las zonas carboníferas. Las distancias debieran ser las mismas y aun así no hay garantía de que las fracturas no se extiendan más allá de lo planeado, debido a la variación vertical y lateral de las propiedades geomecánicas de las rocas asociadas al carbón. Estas rocas pueden ser aún más complejas que los shales marinos, porque tienen intercalaciones de conglomerados, areniscas, lodolitas carbonosas, carbones lodosos, capas

de siderita, calcita y evaporitas. La distancia mínima vertical entre los acuíferos y los pozos horizontales de fracking debiera ser la misma en el carbón que en los shales y además ser la misma que entre los pozos y las fallas, es decir 1 kilómetro.

Distancia mínima horizontal de pozos de inyección:

Si los pozos de inyección de aguas residuales no se encuentran en la misma zona de fracking, entonces las aguas contaminadas de retorno deben ser transportadas para su tratamiento y/o disposición a otras localidades. Estas localidades debieran tener las mismas consideraciones enunciadas anteriormente en cuanto a la presencia de fallas geológicas, además de pozos convencionales antiguos y pozos de agua potable que ya hayan intersectado la unidad objetivo, porque como se dijo antes, al inyectar éstos fluidos a alta presión, se pueden establecer conexiones con el cemento deteriorado de los pozos antiguos y generar rutas de migración y fugas, que terminarían en superficie. La extensión de la zona de influencia de los pozos de inyección de aguas contaminadas dependerá de las propiedades del reservorio, de la distancia horizontal a la que puedan llegar los fluidos y de la distancia hasta la cual pueda transmitirse la presión de los fluidos. Se ha documentado que la presión de poro en los reservorios que reciben aguas de inyección puede transmitirse por varios kilómetros y generar sismos. Rubinstein et al (2018) documentaron sismicidad a más de 10 kilómetros de distancia de pozos de inyección de aguas residuales de fracking en Kansas durante los años 2013 a 2016. Debido al potencial daño catastrófico a infraestructura crítica, como represas de agua, por sismos inducidos, se propuso una distancia mínima de 5 kilómetros para pozos de inyección de aguas residuales, con una zona de monitoreo y protocolos de respuesta en un radio adicional de 25 kilómetros (Atkinson, 2017; Nikiforuk, 2017d). En el estado de Oklahoma se encontró sismicidad relacionada con pozos de inyección de aguas residuales de fracking a distancias de más de 30 kilómetros (Keranen et al, 2014). Debido a todo esto, se propone que la distancia mínima de pozos de inyección de aguas contaminadas de fracking (y aguas contaminadas de pozos convencionales) sea de 30 kilómetros a fallas geológicas mayores (que intersecten el basamento) o a zonas de alta sismicidad, además de poblaciones,

represas, refinerías de petróleo, centrales nucleares, hidroeléctricas, hospitales y cualquier otra obra vulnerable en ese radio de 30 kilómetros.

Sismos:

La regulación vigente en Inglaterra establece que deben suspenderse las actividades de fracking (incluyendo la inyección de aguas residuales) si se produce un sismo de magnitud superior a 0.5 (CHPNY & PSR, 2019, p. 183). El 2 de noviembre de 2019, el gobierno del Reino Unido impuso una nueva moratoria al fracking, después de un sismo de magnitud 2.9 el pasado mes de agosto, como resultado de inyección de aguas residuales en Lancashire, norte de Inglaterra.

Teniendo en cuenta la reglamentación de Inglaterra y las consideraciones del punto anterior, debieran suspenderse las actividades de fracking y/o de inyección de aguas residuales si se produce un sismo de magnitud mayor a 0.5 dentro de un radio de 30 km de dichas actividades. Si la sismicidad natural de la zona fuera superior, ésta sería suficiente razón para no hacer fracking ni inyectar aguas residuales en pozos de almacenamiento.

Tratamiento de aguas residuales:

Intentar el tratamiento parcial del agua contaminada y verterla en aguas superficiales, suelos, cultivos y carreteras, no constituye una opción razonable. Como se dijo antes, en la RESPUESTA 3.2 y en la RESPUESTA 3.4: “No existe una solución conocida para el problema de aguas residuales de fracking. No se pueden filtrar para producir agua limpia y potable, ni hay método seguro de eliminación. El reciclaje es una opción costosa y limitada, que aumenta los niveles de elementos radioactivos de las aguas residuales posteriores. Los reservorios subterráneos que reciben inyección de aguas residuales de fracking en pozos de eliminación, una práctica que está vinculada a sismos, están llegando a su máxima capacidad en muchas regiones de Estados Unidos” (CHPNY & PSR, 2019, p. 69).

Se sabe que es prácticamente imposible tratar el agua de desecho de fracking, pero los vacíos jurídicos, o las políticas de favorecimiento a la industria del fracking, podrían permitir su vertimiento superficial, como ya ha ocurrido en Estados Unidos, donde no están obligados a seguir las normas ambientales de otras industrias. En el caso de autorizar el tratamiento de aguas contaminadas de fracking en Colombia, se debiera al menos seguir las normas de calidad del agua de la Organización Mundial de la Salud, OMS (World Health Organization WHO) y/o las normas de la ley de agua potable segura (Safe Water Drinking Act SWDA) reguladas por la Agencia de Protección Ambiental (EPA, 2019 a) de los Estados Unidos (https://www.epa.gov/ground-water-and-drinking-water/national-primary-drinking-water-regulations). No se debe permitir que en Colombia se otorguen excepciones de esas normas a las compañías de fracking y se les deje contaminar suelos, bosques, aguas superficiales y acuíferos.

Se debiera prohibir el transporte en camión y la disposición de aguas residuales hacia fuentes superficiales de agua, cultivos, carreteras, acuíferos y piscinas de aireación, debido a los altos riesgos de contaminación. Si las aguas residuales se dejan en superficie, tarde o temprano producirán eventos de contaminación, sobre todo si se tiene en cuenta la histórica deficiencia en vigilancia, control y mitigación de las operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos convencionales.

Uso del agua:

En cuanto al uso del agua para fracking, se debiera prohibir la extracción en acuíferos a menos de un kilómetro de profundidad, debido a que en un futuro cercano dichos acuíferos podrían ser la solución de abastecimiento de las comunidades de la zona. Si las fuentes de agua para fracking son ríos o lagunas, se debe considerar cuidadosamente la competencia con el agua para consumo humano, agrícola y recreativo, teniendo en cuenta que cada pozo horizontal puede consumir hasta 60.000 metros cúbicos de agua, que durante la etapa de explotación puede haber miles de pozos horizontales en un solo campo de fracking y que

parte del agua utilizada (60% a 70%) se queda atrapada en las rocas fracturadas y ya no hará más parte del ciclo hidrológico preexistente.

Elementos radiactivos y metales pesados:

Como ya se indicó antes (RESPUESTAS 3.4 y 6.4), en las rocas objetivo del fracking de la Cuenca Cretácica Colombiana se encuentran concentraciones importantes de bario, estroncio, uranio, vanadio, molibdeno, arsénico y selenio (Guerrero et al, 2019 a). Estos elementos ya han sido encontrados tanto en las rocas, como en las aguas de retorno de fracking de otros países y tienen efectos adversos en salud humana, salud de animales de granja y fauna y flora silvestres.

El estudio sobre riesgos y posibles afectaciones ambientales al emplear la técnica de fracking, por parte de la Contraloría General de la República (CGR, 2018b), incluye una extensa revisión de literatura científica, además de una revisión de los decretos y resoluciones relacionados con la técnica en Colombia, señalando vacíos jurídicos importantes, relacionados con el tratamiento de elementos radioactivos y metales pesados: "A pesar de que se ha proferido normatividad relacionada con la regulación y manejo de NORM, específicamente en el Anexo 3 de la Resolución 0241 de 2014 y la Resolución 90341 de 2014, en la que el interesado tiene la obligación legal de seguir lo establecido en la Resolución 180005 de 2010, si estos residuos superan los niveles máximos permisibles de sustancias radioactivas, en esta última Resolución no se encuentran regulados radionucleidos de elementos como radio y torio (productos de desintegración típica del uranio), y teniendo como antecedente lo expuesto por Silva (2018), en donde revela que en ciertas zonas del Magdalena Medio y del Catatumbo hay evidencias de anomalías geoquímicas de uranio y metales pesados asociadas a shales cretácicos (rocas generadoras), razón por la cual este hecho es de gran interés y debe prestársele atención por un aparente vacío normativo en la Resolución 180005 de 2010" (CGR, 2018b, p. 91).

De acuerdo con la Contraloría, existe preocupación por el "tratamiento, disposición y reinyección de los fluidos de retorno y aguas de producción, dado que un manejo inadecuado

podría tener efectos adversos sobre acuíferos y cuerpos de agua superficial… es conveniente que el país cuente con una mejor caracterización de sus recursos geológicos, hídricos, hidrogeológicos, ecosistémicos y socioeconómicos, así como de los posibles riesgos y afectaciones ambientales, ante el desconocimiento de estos factores y en aplicación del principio de prevención, se debe considerar la posibilidad de declarar la moratoria en la aplicación de la técnica…" (CGR, 2018b, p. 17).

PREGUNTA 7.5: ¿Las normas demandadas cumplen con las exigencias técnicas para considerar manejables los riesgos derivados del fracking? ¿Sí o no y por qué?

RESPUESTA 7.5:

Las normas demandadas no cumplen con las exigencias técnicas para considerar manejables los riesgos derivados del fracking, porque no consideraron todos los riesgos involucrados. Solamente consideraron algunos riesgos y le transfirieron la responsabilidad al operador de identificarlos y formular un plan de manejo. Siendo así, no hay ninguna garantía de que la compañía operadora identifique todos los riesgos ni hay garantía de que formule planes de manejo adecuados.

Como se indicó antes (RESPUESTA 7.4), las normas contenidas en las resoluciones regulatorias debieran contemplar todos los riesgos y establecer procedimientos de vigilancia, control y mitigación, transfiriendo los costos de identificación y monitoreo (mensual) a las compañías operadoras. Las entidades estatales colombianas debieran también efectuar supervisión constante de la información suministrada y eventualmente efectuar mediciones de la calidad del aire y del agua en la zona de influencia de fracking. Los costos de verificación también debieran trasladarse a las compañías operadoras; de lo contrario, el estado colombiano estaría subsidiando la operación.

Como los elevados riesgos del fracking involucran no solamente aspectos geológicos y de ingeniería, sino potenciales afectaciones en salud humana, afectaciones en ecosistemas y afectaciones en producción agrícola y ganadera, la resolución regulatoria debiera ser redactada no solamente por el Ministerio de Minas y Energía, sino que debiera también tener participación de los Ministerios de Salud, de Ciencia, de Ambiente y de Vivienda y Agricultura, además de las universidades estatales.

PREGUNTA 7.6: Desde el punto de vista técnico y científico ¿las normas demandadas determinan los líquidos que se inyectaran en la operación de fracking? ¿Estipulan esos líquidos como un riesgo? ¿Qué medidas se establecen para mitigarlo y si son efectivas? ¿Sí o no y por qué?

RESPUESTA 7.6:

Las normas demandadas no hacen ninguna consideración sobre los líquidos que se inyectan en las operaciones de fracking y por lo tanto no los consideraron como un riesgo, a pesar de la existencia de numerosas publicaciones científicas que ilustran no solamente el uso de compuestos químicos, sino los riesgos y daños en salud para las comunidades que viven en la periferia y para las que se abastecen de las fuentes de agua superficiales o de los acuíferos contaminados por las aguas residuales de fracking.

Se han publicado varios artículos y existen páginas oficiales que enumeran los productos químicos usados en el fracking, que son nocivos para la salud (ver RESPUESTAS 1.3 y 3.2). Un estudio reciente (PSR, 2018) de la asociación de Médicos por Responsabilidad Social (Physicians for Social Responsibility) presentó algunos productos que se han discutido previamente en este texto y que representan preocupaciones en salud humana y de animales de granja, además de fauna y flora silvestres que dependen del agua. Estos incluyen benceno, tolueno, etil-benceno, xileno, etilen-glicol, naftaleno, formaldehído, acrilamida y otros destilados del petróleo. También se incluye la contaminación del agua, el aire y el suelo, generada por los químicos liberados de las rocas fracturadas, incluyendo arsénico, estroncio, hierro, magnesio, metano, etano, propano y elementos radioactivos como radón y radio. La lista no es definitiva, pero sí hace énfasis en los derivados del petróleo que se adicionan al agua de fracking y en los elementos provenientes de la roca fracturada. Algunos efectos adversos en salud podrían ponerse en duda por ser un tópico de investigación relativamente reciente, que hasta ahora comienza a documentarse en estudios de salud pública. Efectivamente se necesitan más estudios que requieren tiempo, dinero y esfuerzo, pero éstos

permitirían documentar con mayor claridad los efectos de la industria de combustibles fósiles en salud y en ecosistemas.

Incluso el grupo de expertos del gobierno (Comisión Interdisciplinaria, 2019, p. 53-58) encontró en la literatura científica numerosas asociaciones entre afectaciones de salud y las actividades de fracking y por eso sugirió una distancia mínima de 2.5 kilómetros entre las viviendas y las plataformas de fracking. Esta misma comisión indicó 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" (Comisión Interdisciplinaria, 2019, p. 55). "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" (Comisión Interdisciplinaria, 2019, p. 56).

Las compañías operadoras entrevistadas niegan que rutinariamente se proyecte inyectar productos químicos nocivos para la salud en los pozos de fracking, pero indican que podrían utilizarse dependiendo de la situación geológica, incluyendo profundidad, tipo de roca, fracturas y fallas pre-existentes, contacto o no con unidades porosas, distancia horizontal de perforación y distancia máxima de fracturamiento. Ecopetrol indicó que algunos de estos productos se usan rutinariamente en los pozos convencionales de petróleo y gas, así como en las actividades relacionadas de estimulación hidráulica y en los pozos de inyección de aguas residuales.

Los productos que reiteradamente se han indicado como potencialmente nocivos en salud humana, animales de granja y fauna y flora silvestres, incluyen principalmente petroquímicos (destilados de petróleo), como benceno, tolueno, etilbenceno, xileno, etilen-glicol, naftaleno, formaldehido, acrilamida, metanol, cloruro de bencilo, ácido nitrilotriacético, acetaldehído, óxido de etileno, óxido de propileno, diftalato, etc.

El uso de petroquímicos debiera prohibirse por completo y no permitir que se mezclen en los fluidos de fracturamiento hidráulico o en los procesos de estimulación o de mantenimiento (de pozos convencionales y no convencionales) bajo el nombre genérico de “destilados de petróleo”. Otros compuestos que no son derivados del petróleo, pero que tienen riesgos ambientales y de salud documentados, también debieran prohibirse en el fracturamiento hidráulico y en la estimulación de pozos convencionales y no convencionales. La prohibición del uso de compuestos contaminantes constituye un importante paso para impedir que las actividades de explotación, ya existentes en yacimientos convencionales, continúen contaminando ecosistemas y afectando a veces de manera irreversible acuíferos, suelos, aguas superficiales, calidad del aire, salud y actividades agrícolas y ganaderas.

REFERENCIAS:

Abualfaraj, N., Gurian P.L., Olson, M.S. (2018). Assessing residential exposure risk from spills of flowback water from Marcellus Shale hydraulic fracturing activity. International Journal of Environmental Research and Public Health, 15, 727. doi: 10.3390/ijerph15040727

Acacio, J., Swampa, F. (2017). Hidrocarburos no convencionales y fracking: Estado, empresas y tensiones territoriales en la Patagonia argentina. Revista Cuestiones de Sociología Vol. 17.

ACLF (Alianza Colombia Libre de Fracking), CENSAT (Centro Nacional Salud, Ambiente y Trabajo), HBS (Heinrich Boll Stiftung). (2018, Marzo). El Ciego Avance del Fracking en Colombia (documental). Descargado de https://www.youtube.com/watch?time_continue=12&v=qF_UKNFr-TU

ACP (Asociación Colombiana de Petróleo) & USA (Universidad Sergio Arboleda). (2013). Guía de socialización de proyectos de hidrocarburos. Relacionamiento sostenible con comunidades y autoridades gubernamentales.

ACP (Asociación Colombiana de Petróleo). (2016). Informe de gestión social 2016. https://acp.com.co/web2017/es/generacion-de-empleo/procedencia-de-la-mano-de-obra

ACP (Asociación Colombiana de Petróleo). (2018). Costos de operación del sector petrolero en Colombia en 2017. Vicepresidencia de Asuntos Económicos y Regulatorios.

ACP (Asociación Colombiana de Petróleo). (2019 a). Informe Estadístico Petrolero. https://acp.com.co/web2017/es/publicaciones-e-informes/informe-estadistico-petrolero

ACP (Asociación Colombiana de Petróleo). (2019 b). El legado de los Yacimientos No Convencionales (YNC) en Colombia: beneficios para el país de desarrollar los YNC en el próximo cuatrienio y con posterioridad. Informe Económico. https://acp.com.co/web2017/es/asuntos/economicos/522-informe-economico-legado-ync-para-colombia-acp

Ahmadun, F., Pendashteh, A., Abdullah, L.Q., Awang-Biak, D.R., Madaeni, S.S., Abidin, Z.Z. (2009). Review of technologies for oil and gas produced water treatment. Journal of Hazardous Materials. 170 (2-3) 530-551. https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2009.05.044

Akob, D. M., Mumford, A. C., Orem, W. H., Engle, M. A., Klinges, J. G., Kent, D. B., Cozzarelli, I. M. (2016). Wastewater disposal from unconventional oil and gas development degrades stream quality at a West Virginia injection facility. Environmental Science and Technology, 50(11). doi: 10.1021/acs.est.6b00428

Alawattegama, S. K., Kondratyuk, T., Krynock, R., Bricker, M., Rutter, J. K., Bain, D. J., Stolz, J. F. (2015). Well water contamination in a rural community in southwestern Pennsylvania near unconventional shale gas extraction. Journal of Environmental Science and Health, Part A: Toxic/Hazardous Substances and Environmental Engineering, 50, 516-528. doi: 10.1080/10934529.2015.992684

Alcaldía de Aguachica (2018). Certificación solicitada mediante oficio COPCVL-2017-HSE-88 del 4 de enero de 2018.

Alcaldía de Urumita. (2016). Plan de Desarrollo 2016 – 2019 “Todos por el progreso” municipio de Urumita. Versión aprobada y adoptada por el Consejo Municipal.

Alessi, D.S., Zolfaghari, A., Kletke, S., Gehman, J., Allen, D.M., Goss, G.G. (2017). Comparative analysis of hydraulic fracturing wastewater practices in unconventional shale development: Water sourcing, treatment and disposal practices, Canadian Water Resources Journal / Revue canadienne des ressources hydriques, 42, 2, (105) https://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/07011784.2016.1238782

Alvarez, R. Zavala, D., Lyon, D. (2018). Assessment of methane emissions from the U.S. oil and gas supply chain. Science. Vol. 361, Issue 6398, pp. 186-188. https://science.sciencemag.org/content/361/6398/186.full?ijkey=42lcrJ/vdyyZA&keytype=ref&siteid=sci

ANDI. (2018). Colombia, balance 2018, perspectivas 2019. Documento de trabajo. Asociación Nacional de Empresarios de Colombia. Descargado de https://imgcdn.larepublica.co/cms/2018/12/28132344/ANDI-Balance-y-Perspectivas.pdf

ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos). (2014 a). Estudio previo que fundamenta el objeto, el alcance y la viabilidad técnica, jurídica y económico-financiera del procedimiento de selección de contratistas “Ronda Colombia 2014”. http://ronda2014.anh.gov.co/rondacolombia2014/images/archivos/terminosde referencia/Estudios%20Previos.pdf

ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos). (2014 b) Resultados de la gestión hidrocarburifera en el país. Yacimientos no convencionales. Presentación. https://www.minenergia.gov.co/documents/10180/742159/04B-GestionHidrocarburifera-ANH-JavierBetancourt.pdf/18535 b 38-1311-48ed-afce-a577b528b88c

ANLA (Autoridad Nacional de Licencias Ambientales). (2015). Resolución 1655 de 2015 "Por la cual se otorga una licencia ambiental global y se toman otras determinaciones". Descargado de http://portal.anla.gov.co/sites/default/files/res_1655_21122015.pdf

ANLA (Autoridad Nacional de Licencias Ambientales). (2016). Concepto Técnico No. 1882 de 27-ABR-2016. Campo Caño Limón – Área de Asociación Cravo Norte – Occidental de Colombia Llc. Municipios de Arauca y Arauquita. Expediente LAM 0252.

ANLA (Autoridad Nacional de Licencias Ambientales). (2018). Guía de participación ciudadana para el Licenciamiento Ambiental. Autoridad Nacional de Licencias Ambientales.

Antea Group - ConocoPhillips. (2017). Estudio de impacto ambiental para la perforación exploratoria de hidrocarburos - Área de Perforación Exploratoria (APE) plata.

Aracil, E. (2016). Aspectos hidrogeológicos derivados de las técnicas de fracking para el aprovechamiento de los yacimientos de hidrocarburos no convencionales. Hidrología emergente. FICHS 2016. ISBN 978-84-921469-2-5.

Arciniega, S., Breña, J.A., Hernández, A., Pedrozo, A., Scanlon, B.R., Nicot, J.P., Young, M.H., Wolaver, B.D. y Alcocer, V.H. (2017). Baseflow recession analysis in a large shale play: Climate variability and anthropogenic alterations mask effects of hydraulic fracturing. Journal of Hydrology, 10.1016/j.jhydrol.2017.07.059, 553, (160-171).

Ardanaz, M., Tolsá, N. (2016). ¿Una maldición de recursos subnacionales? Ingresos y las ganancias. Calidad del gasto público en municipios colombianos. Descargado de http://www.cepal.org/sites/default/_les/events/_les/ardanaz_tolsa_caballerov_jornadas_iberoamericanas__nanciamiento_local.pdf.

Ardinat, G. (2011). Fighting Spatial Disparities, Enhancing Territorial Competitiveness: European Union Regional Policy Paradoxes, Romanian Review of Regional Studies, Vol. 7 (1), p. 19-23.

Arrow, K, Cropper, M, Eads, G, Hahn R, Lave L, Noll R, Portney P, Russell M, Schmalensee R, Smith V, Stavins R. (1996). Is there a role for benefit-cost analysis in environmental, health and safety regulation? Science 272 (5259): 221-222. Descargado de http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.259.9894&rep=rep1&type=pdf

Arthur, J., Langhus, B., Patel, C. (2005). Technical Summary of Oil & Gas Produced Water Treatment Technologies. All Consulting LLC, Tulsa, 53 p. Retrieved from http://w.all-llc.com/publicdownloads/ALLConsulting-WaterTreatmentOptionsReport.pdf

Atlason, R.S., Unnthorsson, R. (2014). Ideal EROI (energy return on investment) deepens the understanding of energy systems. Energy 67. DOI: 10.1016/j.energy.2014.01.096

AUNAP (2018). Autoridad Nacional de Acuicultura y Pesca. Asunto: información de pescadores en el municipio de Aguachica. 21 de Marzo Barrancabermeja.

Auyero, J., Swinsun, D. (2008). Inflamable estudio del sufrimiento ambiental. Ed. Paidós, Buenos Aires, Argentina.

Avellaneda, A. (2003). Petróleo, ambiente y conflicto en Colombia. Pp.455-501. Ensayo.

Bacchetta, V. L. (2013). Geopolítica del fracking. Impactos y riesgos ambientales. Nueva Sociedad, 244 (13) https://nuso.org/articulo/geopolitica-del-fracking-impactos-y-riesgos-ambientales/

Barbour, A., Xue, L., Roeloffs, E., Rubinstein, J. (2019). Leakage and increasing fluid pressure detected in Oklahoma's wastewater disposal reservoir. JGR Solid Earth, 124(3), 2896-2919. doi: 10.1029/2019JB017327

Bartik, A., Currie, J., Greenstone M., Knittel, Ch. (2016). The Local Economic and Welfare Consequences of Hydraulic Fracturing. Working paper.

BBC. (2019). Lancashire fracking: 2.9 magnitude tremor recorded. Descargado el 20 de Septiembre de 2019 de https://www.bbc.com/news/uk-england-lancashire-49471321

BC Oil and Gas Commission. (2013, December). Gas migration preliminary investigation report. Retrieved from https://www.bcogc.ca/node/14620/download

Bedoya, J.M., G. Poveda, Vélez J. J., Trenberth D. (2019). Interannual hydro-climatic variability and the 2009-2011 extreme ENSO phases in Colombia: From Andean glaciers to Caribbean low-lands. Theoretical and Applied Climatology 135, 1531-1544 https://doi.org/10.1007/s00704-018-2452-2

Bertram, R. (2019, April 17). Will fracking be banned in Mexico? Energy Transition. Retrieved from https://energytransition.org/2019/04/will-fracking-be-banned-in-mexico/#more-19479

Bista, S., Jennings, P., Anda, M. (2019). Carbon footprint management of unconventional natural gas development in the export scenario. Renew, Energy Environ. Sustain. (4) 3. https://doi.org/10.1051/rees/2018008

Blair, B. D., Brindley, S., Dinkeloo, E., McKenzie, L. M., Adgate, J. L. (2018a). Residential noise from nearby oil and gas well construction and drilling. Journal of Exposure Science & Environmental Epidemiology, 28, 538–547. doi: 10.1038/s41370-018-0039-8

Blair, B. D., Hughes, J., Allshouse, W. B., McKenzie, L., Adgate, J. L. (2018b). Truck and multivehicle truck accidents with injuries near Colorado oil and gas operations. International Journal of Environmental Research and Public Health, 15, 1861. doi: 10.3390/ijerph15091861

Blasing, T. J. (2013). Current Greenhouse Gas Concentrations, doi:10.3334/CDIAC/atg.032

Blewett, T. A., Delompré, P. L. M., Glover, C. N., Goss, G. G. (2018). Physical immobility as a sensitive indicator of hydraulic fracturing fluid toxicity toward Daphnia magna. Science of the Total Environment, 635, 639-43. doi: 10.1016/j.scitotenv.2018.04.165

BluRadio (2019, Julio 12). Entrevista con director de la ANLA. Descargado el 1 de Septiembre de https://www.bluradio.com/economia/el-futuro-del-fracking-en-colombia-depende-del-consejo-de-estado-director-de-la-anla-220169-ie435

Bocarejo, D. (2018). "Gobernanza del agua: pensar desde las fluctuaciones, los enmarañamientos y políticas del día a día", Revista de Estudios Sociales Vol. 63. Pp. 111-118.

Bocora, J., (2012). Global prospects for the development of unconventional gas. SciVerse Science Direct, Procedia Social and Behavioral Sciences 65,436-442.

Bolden, A., Schultz, K., Pelch, K., Kwiatkowski, C. (2018). Exploring the endocrine activity of air pollutants associated with unconventional oil and gas extraction. Environmental Health, 17(26). doi: 10.1186/s12940-018-0368-z

Bonet, J., Pérez, G., Ayala, J. (2014). Contexto histórico y evolución del Sistema General de Participaciones (SGP) en Colombia. Documentos de trabajo sobre economía regional No. 205. Banco de la República.

Booker, A.E., Borton, M.A., Daly, R.A., Welch, S.A., Nicora C.D., Hoyt, D.W., Wilkins, M.J. (2017). Sulfide generation by dominant Halanaerobium microorganisms in hydraulically fractured shales. mSphere, 2(4), e00257-17. doi: 10.1128/mSphereDirect.00257-17

Boothroyd, I. M., Almond, S., Qassim, S. M., Worrall, F., Davies, R. J. (2016). Fugitive emissions of methane from abandoned, decommissioned oil and gas wells. Science of the Total Environment, 547, 461-469. doi:10.1016/j.scitotenv.2015.12.096

Borunda, A. (2019). Methane explained. National Geographic. Environment. Retrieved from https://www.nationalgeographic.com/environment/global-warming/methane/

Botha, R., Lindsay, R., Newman, R. T., Makeka, P. P., Chimba, G. (2019). Radon in groundwater baseline study prior to unconventional shale gas development and hydraulic fracturing in the Karoo Basin (South Africa). Applied Radiation and Isotopes, 147, 7-13. doi: 10.1016/j.apradiso.2019.02.006

Botta, A. (2014). The macroeconomics of a financial dutch disease. Post Keynesian Economics Study Group (PKSG). Working paper 1410.

Bourzec, K. (2018, November 21). Chemical clues found for methane leaks caused by fracking. Chemical and Engineering News. Retrieved from https://cen.acs.org/environment/water/Chemical-clues-found-methaneleaks/96/i47

Boyle, M. D., Soneja, S., Quirós-Alcalá, L., Dalemarre, L., Sapkota, A. R., Sangaramoorthy, T., Sapkota, A. (2017). A pilot study to assess residential noise exposure near natural gas compressor stations. PLoS ONE, 12(4), e0174310. doi: 10.1371/journal.pone.0174310

Breen, D. (2018, September 20). Fayetteville Shale assets sold off, fracking still on hold. Arkansas Public Media. Retrieved from https://www.arkansaspublicmedia.org/post/fayetteville-shale-assets-sold-fracking-still-hold

Brittingham, M. C., Maloney, K. O. Farag, A. M., Harper, D. D., Bowen, Z. H. (2014). Ecological risks of shale oil and gas development to wildlife, aquatic resources and their habitats. Environ. Sci. Technol. 48 (19) 11034-11047.

Broderick, J., Anderson, K., Wood, R., Gilbert, P., Sharmina, M., Footitt, A., Nicholls, F. (2011). Shale gas: an updated assessment of environmental and climate change impacts. University of Manchester: Tyndall Centre.

Brown V. J. (2014). Radionuclides in fracking wastewater. Environmental Health Perspectives 122 (2), A50-A55. doi: 10.1289/ehp.122-A50

Bruckner T., Bashmakov, I., Mulugetta, Y., Chum, H., De la Vega, A., Edmonds, J., Faaij, A., Fungtammasan, B., Garg, A., Hertwich, E., Honnery, D., Infield, D., Kainuma, M., Khennas, S., Kim, S., Nimir, H., Riahi, K., Strachan, N., Wiser, R., Zhang, X. (2014). Energy Systems. In: Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Edenhofer et al (eds.)]. Cambridge Univ. Press, United Kingdom and New York, NY, USA. https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_chapter7.pdf

Brufatto, C., Cochran, J., Conn, L., Power, D., El-Zeghaty, S., Fraboulet, B., Griffin, T., James, S., Munk, T., Justus, F., Levine, J. (2003). From mud to cement - Building gas wells. Oilfield Review, 15(3). Retrieved from http://www.slb.com/resources/publications/industry_articles/oilfield_review/2003/or2003aut06_building_gas_wells.aspx

Buono, R.M., Mayor, B., López, E. (2017). A comparative study of water-related issues in the context of hydraulic fracturing in Texas and Spain, Environmental Science & Policy. 90, 193-200. https://doi.org/10.1016/j.envsci.2017.12.006

Burgos, W.D., Castillo, L., Tasker, T.L., Geeza, T.J., Drohan, P.J., Liu, X., Warner, N.R. (2017). Watershed-scale impacts from surface water disposal of oil and gas wastewater in Western Pennsylvania. Environmental Science & Technology, 51(15), 8851–8860. doi: 10.1021/acs.est.7b01696

Burton, G.A., Basu, N., Ellis, B.R., Kapo, K.E., Entrekin, S., Nadelhoffer, K. (2014). Hydraulic "Fracking": Are surface water impacts an ecological Concern? Environmental Toxicology and Chemistry, 33 (8), 1679-1689.

Buse, C. G., Sax, M., Nowak, N., Jackson, J., Fresco, T., Fyfe, T., Halseth, G. (2019). Locating community impacts of unconventional natural gas across the supply chain: A scoping review. The Extractive Industries and Society, 6(20), 620-629. doi: 10.1016/j.exis.2019.03.002

Butkovskyi, A., Cirkel, G., Bozileva, E., Bruning, H. Van-Wezel A.P., Rijnaarts H.H.M. (2019). Estimation of the water cycle related to shale gas production under high data uncertainties: Dutch perspective. Journal of Environmental Management 231, 483-493.

Buxton, R. T., McKenna, M. F., Mennitt, D., Fristrup, K., Crooks, K., Angeloni, L., Wittemyer, G. (2017). Noise pollution is pervasive in U.S. protected areas. Science, 356 (6337), p. 531-533. doi:10.1126/science.aah4783

Cahill, A.G., Steelman, C.M., Forde, O., Kuloyo, O., Ruff, S.E., Mayer, B., Mayer, K.U., Strous, M., Ryan, M.C., Cherry, J.A., Parker, B.L. (2017). Mobility and persistence of methane in groundwater in a controlled-release field experiment. Nature Geoscience, 10, 289–294. doi: 10.1038/ngeo2919

Çakmakce, M., Kayaalp, N., Koyuncu, I. (2008). Desalination of produced water from oil production fields by membrane processes. Desalination, 222 (1–3), 176-186. https://doi.org/10.1016/j.desal.2007.01.147

Carlson, C. (2017, June 16). Pennsylvania gas drilling fee revenue falls for third year. WENY.com. Retrieved from http://www.weny.com/story/35680098/pennsylvania-gas-drilling-fee-revenue-falls-for-thirdyear?utm_medium=social&utm_source=twitter_WENYTV

Caron, E., Valter, N., Chevrier, J., Ayotte, P., Frohlich, K., Verner, M. A. (2017). Gestational exposure to volatile organic compounds (VOCs) in Northeastern British Columbia, Canada: A pilot study. Environment International, 110, 131-138. doi: 10.1016/j.envint.2017.10.022

Caron, E., Bouchard, M., Wendling, G., Barroso, A., Bouchard, M. F., Ayotte, P., Verner, M. A. (2019). Urinary and hair concentrations of trace metals in pregnant women from Northeastern British Columbia: A pilot study. Journal of Exposure Science & Environmental Epidemiology. Advance online publication. doi: 10.1038/s41370-019-0144-3

Carparozz, M. (2013). Repercusiones territoriales de la fractura hidráulica o "fracking", en Cantabria, Burgos y Palencia. Los Permisos de Investigación Bezana y Bigüenzo. Descargado de http://eprints.ucm.es/23795/

Carrol, M. (2018, November 19). Ground and stream water clues reveal shale drilling impacts [Press release]. Penn State News. Retrieved from https://news.psu.edu/story/548378/2018/11/19/research/ground-and-stream-waterclues-reveal-shale-drilling-impacts

Carvajal, N. (2011). Enfoques ascendente y descendente del ordenamiento territorial en Colombia. Cuadernos de Geografía, Revista Colombiana de Geografía Vol. 20. Pp 21-28.

Casey, J. A., Elser, H., Goldman-Mellor, S., Catalano, R. (2018a). Increased motor vehicle crashes following induced earthquakes in Oklahoma, USA. Science of the Total Environment, 650, 2974-2979. doi: 10.1016/j.scitotenv.2018.10.043

Casey, J. A., Goldman-Mellor, S., Catalano, R. (2018b). Association between Oklahoma earthquakes and anxiety-related Google search episodes. Environmental Epidemiology, 2, e016. doi: 10.1097/EE9.0000000000000016

Casey, J. A., Wilcox, H. C., Hirsch, A. G., Pollak, J., Schwartz, B.S. (2018c). Associations of unconventional natural gas development with depression symptoms and disordered sleep in Pennsylvania. Scientific Reports, 8. doi: 10.1038/s41598-018-29747-2

Centers for Disease Control and Prevention. Private Ground Water Wells. Retrieved Jul 27, 2018 from: http://www.cdc.gov/healthywater/drinking/private/wells/

CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe) (2015). Gobernanza del gas natural no convencional para el desarrollo sostenible de América Latina y el Caribe. Experiencias generales y tendencias en la Argentina, el Brasil, Colombia y México. Serie Recursos Naturales e Infraestructura N° 169.

CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe). (2018). Acceso a la información, la participación y la justicia en asuntos ambientales en América Latina. Hacia el logro de la agenda 2030 para el Desarrollo Sustentable.

Chailleux, S. (2016). Incertitude et action publique. Définition des risques, production des savoirs et cadrage des controverses, Revue Internationale de Politique Comparée, Vol. 23, 4, pp. 519-548.

Chalfant, B.A., Corrigan, C.C. (2019). Governing unconventional oil and gas extraction: The case of Pennsylvania. Review of Policy Research, 36(1). Advance online publication. doi: 10.1111/ropr.12319

Chang, H., Li, T., Liu, B., Vidic, R.D., Elimelech, M., Crittenden, J.C. (2019). Potential and implemented membrane-based technologies for the treatment and reuse of flowback and produced water from shale gas and oil plays: A review. Desalination 455 34-57. https://doi.org/10.1016/j.desal.2019.01.001

Charry, S., Pérez, J.A. (2017). Efectos de la estimulación hidráulica (fracking) en el recurso hídrico: Implicaciones en el contexto colombiano. Ciencia e Ingeniería Neogranadina, 28 (1) 135-164. doi: http://dx.doi.org/10.18359/rcin.2549

Chen, H., Carter, K.E. (2016). Water usage for natural gas production through hydraulic fracturing in the United States from 2008 to 2014. Journal of Environmental Management 170 (152).

Chen, S. S., Suna Y., Tsang, D. C. W., Grahamc, N. J. D., Ok, Y. S., Feng, Y., Li, X.-D. (2016). Potential impact of flowback water from hydraulic fracturing on agricultural soil quality: Metal/metalloid bioaccessibility, Microtox bioassay, and enzyme activities. Science of the Total Environment, 579, 1419–1426. doi: 10.1016/j.scitotenv.2016.11.141

Cheung, R., Wetherell, D., Whitaker, S. (2018). Induced earthquakes and housing markets: Evidence from Oklahoma. Regional Science and Urban Economics, 69, 153-166. doi: 10.1016/j.regsciurbeco.2018.01.004

Chevalier, J.M. (2018). The shale Dilemma: A global perspective on fracking and shale development. The Energy Journal. University of Pittsburgh Press, ISBN-10: 0822945134, ISBN-13: 978-0822945130, 416 p.

CHPNY & PSR (Concerned Health Professionals of New York, & Physicians for Social Responsibility). (2019, June). Compendium of scientific, medical, and media findings demonstrating risks and harms of fracking (unconventional gas and oil extraction) (6th ed.). Retrieved from http://concernedhealthny.org/compendium/

Christopherson S., Rightor, N. (2011). How Shale Gas Extraction Affects Drilling Localities: Lessons for Regional and City Policy Makers. Journal of Town & City Management Vol. 2 (4), p. 1-20.

Cielo, C., Coba, L., Vallejo I. (2016). Women, nature, and development in sites of Ecuador's petroleum circuit. Economic Anthropology, Vol. 3 (1), p. 119–132.

Clancy, S. A., Worrall, F., Davies, R. J., Gluyas, J. G. (2018). An assessment of the footprint and carrying capacity of oil and gas well sites: The implications for limiting hydrocarbon reserves. Science of the Total Environment, 618, 586-594. Advance online publication. doi: 10.1016/j.scitotenv.2017.02.160

Clarke, H., Eisner, L., Styles, P., Turner, P. (2014). Felt sesismicity associated with shale gas hydraulic fracturing: The first documented example in Europe. Geophys. Res. Lett., 41, 8308-8314, doi:10.1002/2014GL062047

Clarren, R. (2018, September 5). Idle oil, gas wells threaten Indian tribes while energy companies, regulators do little. InvestigateWest. Retrieved from http://www.invw.org/2018/09/05/idle-oil-gas-wells-threaten-indian-tribeswhile-energy-companies-and-regulators-do-little/

Comisión Interdisciplinaria Independiente. (Andrade, M., Donado, L., Escobar, J., García, M., Manzano, O., Muñoz, M., Neslin, D., Rosselli, D., Ruiz, J., Salazar, N., Vargas, C., Yoxtheimer, D., Zamora, J.) (2019, Abril). 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. Descargado de https://www.portafolio.co/uploads/files/2019/04/06/aba-comprimido.pdf

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2010). D-100-10 Remuneración transporte de gas y definición de criterios para expansión. Descargado el 2 de Octubre de 2019 de http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/217917fbd183ad030525785a007a75dd/$FILE/D-100-10%20REMUNERACI%C3%93N%20TRANSPORTE%20DE%20GAS%20Y%20DEFINICI%C3%93N%20DE%20CRITERIOS%20PARA%20EXPANSI%C3%93N.pdf

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2014). Sector gas natural en Colombia-Transporte de gas. Presentación. Descargado el 2 de Octubre de 2019 de https://www.ariae.org/sites/default/files/2017-03/Metodolog%C3%ADa%20para%20retribuir%20las%20actividades%20de%20tansporte%20y%20de%20distribuci%C3%B3n%20de%20gas%20en%20Colombia%20-%20J.Dur%C3%A1n.pdf

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2017). Resolución 114 de 2017.

Committee on Climate Change. (2016, August). Scottish unconventional oil and gas: Compatibility with Scottish greenhouse gas emissions targets. Retrieved from http://www.gov.scot/Resource/0050/00509324.pdf

Committee on Industry, Research and Energy. (2015, November 24). Report on Towards a European Energy Union, A8-0341/2015. Retrieved from http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//TEXT+REPORT+A8-2015-0341+0+DOC+XML+V0//EN

Consejo Nacional de Política Económica y Social. (2016). Documento CONPES 3868: Política de gestión del riesgo asociado al uso de sustancias químicas. Departamento Nacional de Planeación, 74p.

Contraloría General de la República, CGR. (2014). Informe de actuación especial AT No. 31. Seguimiento función de advertencia. Descargado de https://observatorioambiental.contraloria.gov.co/InformesRelacionados/Info%20Seg%20F.A.%20Fracking%20AT%20No.%2031%20CGR%20Nov_2014.pdf

Contraloría General de la República - CGR. (2017). El proceso de licenciamiento ambiental en Colombia. Descargado de https://www.contraloria.gov.co/documents/20181/465175/El+proceso+administrativo+de+licenciamiento+ambiental+en+Colombia+2017.pdf/43338651-d296-459e-89e7-717bee8d4eea?version=1.0

Contraloría General de la República CGR (2018). Procedimiento Especializado de aplicación del principio de Valoración de Costos Ambientales. Libro ISBN: 978-958-56865-1-9. http://comunicacolombia.co/images/recursos/Tomo-1---procedimiento.pdf

Contraloría General de la República (CGR). (2018a, Agosto 30). Informe final de auditoría de cumplimiento al convenio Lisama – La Nutria. Descargado de https://www.contraloria.gov.co/documents/20181/1111932/027+INFORME+AUDITORIA+DE+CUMPLIMIENTO+LISAMA-NUTRIA+-+VIGENCIA+2014-2018.pdf/3a8c60cb-3d7b-4560-893e-320ba62119fe?version=1.0

Contraloría General de la República (CGR). (2018b, Diciembre 21). Riesgos y posibles afectaciones ambientales al emplear la técnica de fracturamiento hidráulico en la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales en Colombia. Descargado de https://www.contraloria.gov.co/documents/20181/465175/Riesgos+y+posibles+afectaciones+ambientales+al+emplear+la+t%C3%A9cnica+de+fracturamiento+hidr%C3%A1ulico+en+la+exploraci%C3%B3n+y+explotaci%C3%B3n+de+hidrocarburos+en+yacimientos+no+convencionales+en+Colombia+-+Diciembre+2018.pdf/cb80dd76-b035-416f-b1f4-bd9abaa5598e?version=1.0

Cooper, J., Stamford, L., Azapagic, A. (2014). Environmental impacts of shale gas in the UK: Current situation and future scenarios. Energy Technol. 2 (12), 1012–1026, Retrieved from https://onlinelibrary-wiley-com.ezproxy2library.colostate.edu/doi/full/101002/ente.201402097

Cooper, J., Stamford, L., Azapagic, A. (2016). Shale Gas: A Review of the Economic, Environmental, and Social Sustainability. Energy Technology, vol. 4, p. 772 – 792.

Corporación Autónoma Regional de Santander (CAS). (2018, Abril 6). La CAS Cumpliendo su Objetivo Misional y Legal en la Emergencia Presentada en el Pozo 158 la Lizama en el Corregimiento la Fortuna en Barrancabermeja. Descargado de: http://cas.gov.co/index.php/sala-de-prensa/635-la-cas-cumpliendo-su-objetivo-misional-y-legal-en-la-emergencia-presentada-en-el-pozo-158-la-lizama-en-el-corregimiento-la-fortuna-en-barrancabermeja.html

Corporinoquia, Cormacarena, IAVH, Unitrópico, Fundación Omacha, Fundación Horizonte Verde, Universidad Javeriana, Unillanos, WWF – Colombia, GTZ. (2005). Plan de acción en biodiversidad de la cuenca del Orinoco – Colombia / 2005 - 2015 – Propuesta Técnica. Correa, H.D, Ruiz, S.L., Arévalo, L.M. (eds). Bogotá, 273 p.

Costa, D., Jesus, J., Branco, D., Danko, A., Fiúza, A. (2017). Extensive review of shale gas environmental impacts from scientific literature (2010–2015). Environmental Science and Pollution Research, 24, 17, (14579).

Council of Canadian Academies. (2014, May 1). Environmental Impacts of Shale Gas Extraction in Canada: the Expert Panel on Harnessing Science and Technology to Understand the Environmental Impacts of Shale Gas Extraction. Retrieved from http://bit.ly/1nNicuf

Cubides, F., Domínguez, C. (1999). Desplazados, migraciones internas y reestructuraciones territoriales. Observatorio Socio-Político y Cultural. Centro de Estudios Sociales Facultad de Ciencias Humanas, Universidad Nacional de Colombia.

Currie, J., Greenstone, M., Meckel, K. (2017). Hydraulic fracturing and infant health: New evidence from Pennsylvania. Science Advances, 3(12), e1603021. doi: 10.1126/sciadv. 1603021

Darrah, T. H., Vengosh, A., Jackson, R. B., Warner, N. R., Poreda, R. J. (2014). Noble gases identify the mechanisms of fugitive gas contamination in drinking-water wells overlying the Marcellus and Barnett Shales. Proc. Natl. Acad. Sci. U. S. A. 111 (39), 14076-14081.

Dartmouth College. (2018, September 18). How slick water and black shale in fracking combine to produce radioactive waste. Science Daily. Retrieved from https://www.sciencedaily.com/releases/2018/09/180918154831.htm

Davidson, D. J. (2018). Evaluating the effects of living with contamination from the lens of trauma: A case study of fracking development in Alberta, Canada, Environmental Sociology, 4(2), 196-209. Advance online publication. doi: 10.1080/23251042.2017.1349638

Dawley, S. (2011). Transnational corporations and local and regional development. Handbook of Local and Regional Development, Pike, A et al (comp.), p. 394-412.

Defensoría del Pueblo. (2018). Alerta temprana N0.026-18 expedida por amenazas a líderes y grupos sociales, analizados por localización geográfica. Equipo Nacional y Regional del SAT.

Delaware River Basin Commission. (2017, November 30). Proposed new 18 CFR part 440—hydraulic fracturing in shale formations. Retrieved from http://www.nj.gov/drbc/library/documents/HydraulicFracturing/18CFR440_HydraulicFracturing_draft-forcomment_113017.pdf

DelCastillo, M. et al. (2016). Impact of Global Energy Resources Based on Energy Return on Their Investment (EROI) Parameters. Perspectives on Global Development and Technology, 15 (1-2) 290-299.

Delompre, P.L., Blewett, T.A., Snihur, K.N., Flynn, S L., Alessi, D.S., Glover, C.N., Goss, G.G. (2019 a). The osmotic effect of hyper-saline hydraulic fracturing fluid on rainbow trout, Oncorhynchus mykiss. Aquatic Toxicology, 211, 1-10. doi: 10.1016/j.aquatox.2019.03.009

Delompre, P.L., Blewett, T.A., Goss, G.G., Glover, C.N. (2019 b). Shedding light on the effects of hydraulic fracturing flowback and produced water on phototactic behavior in Daphnia magna. Ecotoxicology and Environmental Safety, 174, 315-323. doi: 10.1016./j.ecoenv.2019.03.006

Denham, A., Willis, M., Zavez. A., Hill, E. (2019). Unconventional natural gas development and hospitalizations: evidence from Pennsylvania, United States, 2003-2014. Public Health, 168, 17-25. doi: 10.1016/j.puhe.2018.11.020

Departamento Administrativo Nacional de Estadística – DANE. (2017). Marco Geoestadístico Nacional, vigencia 2018. Colombia. Descargado de https://geoportal.dane.gov.co/metadatos/descarga_mgn/

DeVolkskrant (2018, June 19). Nederland zet zelf stok achter de deur: in 2050 95 procent minder CO_2. Retrieved from https://www.volkskrant.nl/nieuws-achtergrond/nederland-zet-zelf-stok-achter-de-deur-nieuwe-klimaatwet-gaat-veel-verder-dan-internationale-verplichtingen~b690100cb/?referer=https%3A%2F%2Fen.wikipedia.org%2F

DiGiulio, D.C., Jackson, R.B. (2016). Impact to udergrounds sources of drinking water and domestic wells from production well stimulation and completion practices in Pavillion, Wyoming, Field. Environmental Science & Technology. 50 (8), 4524-4536. doi:10.1021/acs.est.5b04970

Drummond (2019a). Proyecto Caporo Norte. Descargado de http://www.drummondltd.com/nuestras-operaciones/petroleo-y-gas/nuestros-proyectos/area-de-desarrollo-caporo-norte/

Drummond (2019 b). Ficha de descripción - Hoja de seguridad de productos. Descargado de http://www.drummondltd.com/wp-content/uploads/Hydrocarbons-Chemicals-A261.pdf

Duffus, J.H, Park, M.V. (2005). Curso de Autoinstrucción en Evaluación de Riesgos. División de Salud y Ambiente de la Organización Panamericana de la Salud (HEP/OPS), Centro Panamericano de Ingeniería Sanitaria y Ciencias del Ambiente (CEPIS/OPS) y Programa Internacional de Seguridad de Sustancias Químicas (IPCS/OMS). Descargado de http://www.bvsde.paho.org/tutorial/index.html

DutchNews (2019, May 22). Groningen hit by strong earthquake as gas extraction impact continues. Retrieved from https://www.dutchnews.nl/news/2019/05/groningen-hit-by-strong-earthquake-as-gas-extraction-impact-continues/

Economist. (2017, March 25). America's shale firms don't give a frack about financial returns. Retrieved from https://www.economist.com/news/business-and-finance/21719436-exploration-and-production-companies-arepoised-go-another-investment-spree-americas

Ecopetrol (2018a, Julio 9). Reporte técnico sobre los factores críticos del afloramiento de crudo en predio Santo Tomás, Vereda Vizcaína, Corregimiento La Fortuna, Municipio de San Vicente de Chucurí (Santander). Descargado de https://www.ecopetrol.com.co/documentos/reporte-tecnico-afloramiento-la_fortuna.pdf

Ecopetrol (2018b). Estudio de Impacto Ambiental para la solicitud de la licencia ambiental del Área de Perforación Exploratoria Guane-A. Expediente: LAV0011-00-2018.

Ecopetrol (2019). Proyecto expansión de inyección de agua mejorada Yariguí, Fase 2, Componente social, contexto territorial, mapeo de actores. Presentación.

Edwards, R.W.J., Celia, M.A. (2018). Shale Gas Well, Hydraulic Fracturing, and Formation Data to Support Modeling of Gas and Water Flow in Shale Formations. Water Resources Research, 54 (4) 3196-3206.

Eitrheim, E. S., May, D., Forbes, T. Z., Nelson, A. W. (2016). Disequilibrium of naturally occurring radioactive materials (NORM) in drill cuttings from a horizontal drilling operation. Environmental Science & Technology Letters 3, 425-29. doi: 10.1021/acs.estlett.6b00439

Electrek (2017, October 10). The Dutch government confirms plan to ban new petrol and diesel cars by 2030 https://electrek.co/2017/10/10/netherlands-dutch-ban-petrol-diesel-cars-2030-electric-cars/

Elliott, E., Ettinger, A., Leaderer, B., Bracken, M., Deziel, N. (2016). A systematic evaluation of chemicals in hydraulic-fracturing fluids and wastewater for reproductive and developmental toxicity. Journal of Exposure Science and Environmental Epidemiology. Advance online publication. doi: 10.1038/jes.2015.81

Elliott, E., Trihn, P., Ma, X., Leaderer, B., Ward, M., Deziel, N. (2017). Unconventional oil and gas development and risk of childhood leukemia. Science of the Total Environment, 576. doi: 10.1016/j.scitotenv.2016.10.072

Elliott, E., Ma, X., Leaderer, B., McKay, L., Pedersen, C., Wang, C., Deziel N. (2018). A community-based evaluation of proximity to unconventional oil and gas wells, drinking water contaminants, and health symptoms in Ohio. Environmental Research, 167, 550-557. doi: 10.1016/j.envres.2018.08.022

Ellis, C., Theodori, G., Petrzelka, P., Smith, D., Luloff A. (2016). Unconventional risks: The experience of acute energy development in the Eagle Ford Shale. Energy Research & Social Science, vol. 20, p. 91–98.

El Tiempo (2018, Marzo 26). En al menos 30 pozos se podría repetir tragedia ambiental de La Lizama. Descargado de https://www.eltiempo.com/justicia/investigacion/informe-de-contraloria-sobre-pozos-de-ecopetrol-por-derrame-de-crudo-198544

Englert, E. (2017, August 10). Fracking brings challenges to local school systems. U.S. News and World Report. Retrieved from https://www.usnews.com/news/national-news/articles/2017-08-10/fracking-brings-challenges-to-local-school-systems

Entrekin, S., Trainor, A., Saiers, J., Patterson, L., Maloney, K., Fargione, J., Ryan, J. N. (2018). Water stress from high-volume hydraulic fracturing potentially threatens aquatic biodiversity and ecosystem services in Arkansas, United States. Environmental Science & Technology, 52(4), 2349-2358. doi: 10.1021/acs.est.7b03304

Environment Ohio Research & Policy Center. (2012). The Costs of Fracking: The Price Tag of Dirty Drilling's Environmental Damage. Retrieved from https://environmentohio.org/reports/ohe/costs-fracking

European Parliament. (2011). Impacts of shale gas and shale oil extraction on the environment and on human health. Retrieved from http://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2009_2014/documents/envi/dv/shale_gas_pe464_425_final_/shale_gas_pe464_425_final_en.pdf

Evensen, D. (2016). Ethics and "fracking": a review of (the limited) moral thought on shale gas development. WIREs Water 20 (3) 575-586. doi: 10.1002/wat2.1152

Farah, N. (2016). "The Effects of Hydraulic Fracturing on Agricultural Productivity". Retrieved from http://www.usaee.org/usaee2016/submissions/OnlineProceedings/Hydraulic_Fracturing_Agriculture_August%202016.pdf

Fernando, F., Cooley, D. (2016). “Socioeconomic System of the Oil Boom and Rural Community Development in Western North Dakota”, en: Rural Sociology, Vol. 81 (3). Pp.407-444.

Fierro, J. (2019, Agosto 11). El informe de la comisión de expertos del fracking: más preocupación que confianza. Descargado de Razón Pública https://razonpublica.com/index.php/econom-y-sociedad-temas-29/12188-el-informe-de-la-comision-de-expertos-del-fracking-mas-preocupacion-que-confianza.html

Fisher, M. P., Mayer, A., Vollet, K., Hill, E L., Haynes, E. N. (2018). Psychosocial implications of unconventional natural gas development: Quality of life in Ohio's Guernsey and Noble Counties. Journal of Environmental Psychology, 55, 90-98. Advance online publication. doi: 10.1016/j.jenvp.2017.12.008

Fleming, R., Reins, L. (2016). Shale gas extraction, precaution and prevention: A conversation on regulatory responses. Energy Research & Social Science, vol. 20, p. 131–141.

Fontaine, G. (2005). Governance and the role of civil society: The case of oil and gas extraction in the Andean Amazon. In: The Handbook of Sustainability Research (Filho, W., ed.), Frankfurt, Peter Lang Scientific Publishing, p. 327-349.

Fontenot, B., Hunt, L., Hildenbrand, Z., Carlton Jr., D., Oka, H., Walton, J., Schug, K. (2013). An evaluation of water quality in private drinking water wells near natural gas extraction sites in the Barnett Shale Formation. Environmental Science & Technology, 47(17), 10032-10040. doi: 10.1021/es4011724

Food & Water Watch (2013). The Social Cost of Fracking. A Pennsylvania Case study. Retrieved from https://www.foodandwaterwatch.org/sites/default/files/Social%20Costs%20Fracking%20Report%20Sept%202013_0.pdf

FracFocus Chemical Disclosure Registry: What chemicals are used (2019). Recuperada de http://fracfocus.org/chemical-use/what-chemicals-are-used el 1 de Octubre de 2019.

Franklin, M., Chau, K., Cushing, L. J., Johnston, J. E. (2019). Characterizing flaring from unconventional oil and gas operations in south Texas using satellite observations. Environmental Science & Technology, 53(4), 2220-2228. doi: 10.1021/acs.est.8b05355

Frantz, M. W., Wood, P. B., Merovich, Jr., G. T. (2018). Demographic characteristic of an avian predator, Louisiana Waterthrush (Parkesia motacilla), in response to its aquatic pretty in a Central Appalachian USA watershed impacted by shale gas development. PLOS One, 13 (11), e0206077. doi: 10.1371/journal.pone.0206077

Funk, S.P., Duffin, L., He, Y., McMullen, C., Sun, C., Utting, N., Alessi, D.S. (2019). Assessment of impacts of diphenyl phosphate on groundwater and near-surface environments: Sorption and toxicity. Journal of Contaminant Hydrology, 221, 50-57. doi: 10.1016/j.jconhyd.2019.01.002

Funston, R., Ganesh, R., Leong, L.Y.C., Consultants, K. J., Road, N.S. (2002). Evaluation of Technical and Economic Feasibility of Treating Oilfield Produced Water to Create a “New” Water Resource. 14 p.

Galdeano, C., Cook, M.A., Webber, M.E. (2017). Multilayer geospatial analysis of water availability for shale resources development in Mexico. Environmental Research Letters, 12, 8, (084014).

Galindo, P. (2010). Energía, megaproyectos y medio ambiente en la Amazonia. En: Palacio, G. (Ed) "Ecología Política de la Amazonia". Ilsa, Ecofondo, Universidad Nacional de Colombia Bogotá, 215 p.

Gallegos, T.J., Bern, C.R., Birdwell, J.E., Haines, S.S., Engle, M. (2015 a). The role of water in unconventional in situ energy resource extraction technologies. In Food, Energy, and Water: The Chemistry Connection, edited by S. Ahuja, p. 183-215, Elsevier, Waltham, Mass.

Gallegos, T.J., Varela, B.A., Haines, S.S., Engle, M.A. (2015 b). Hydraulic fracturing water use variability in the United States and potential environmental implications. Water Resources Research, 51 (7), p. 5839-5845 https://doi.org/10.1002/2015WR017278

Garay, L., Espitia, J. (2019). Dinámica de las desigualdades en Colombia. En torno a la economía política en los ámbitos socio-económico, tributario y territorial. Capítulo 2. La desigualdad tanto entre personas jurídicas como entre personas naturales. A propósito del caso de los "Superricos". Ediciones desde abajo. Bogotá.

García, C., Vallejo, G., Higgins, M.L., Escobar, E.M. (2016). El acuerdo de París. Así actuará Colombia frente al cambio climático. 1 Ed. WWF-Colombia, Cali, 52 p.

García, F. (2019). Geography of Environmental Justice in Barrancabermeja: A Constructionist Approach for the Analysis of Social Justice Through the Cases of Environmental Justice and Water Pollution. ACME An International Journal for Critical Geographies, 2019, 18 (3). Pp. 581-605.

García, D.A., Shonkoff, S.B.C., Hays, J., Jerrett, M. (2019 a). Hazardous air pollutants associated with upstream oil and natural gas development: A critical synthesis of current peer-reviewed literature. Annual Review of Public Health, 40, 283-304. doi: 10.1146/annurev-publhealth-040218-043715

García, D. A., Shamasunder, B., Jerrett, M. (2019 b). Distance decay gradients in hazardous air pollution concentrations around oil and natural gas facilities in the city of Los Angeles: A pilot study. Environmental Research, 173, 232-236. doi: 10.1016/j.envres.2019.03.027

Garvie, K., Shaw, K. (2015). Shale gas development and community response: perspectives from treaty & territory, British Columbia. Local Environment the International Journal of Justice and Sustainability, 21 (8), p. 1009-1028.

Geeza, T. J., Killikin, D. P., McDevitt, B., Van Sice, K., Warner, N. R. (2018). Accumulation of Marcellus Formation oil and gas wastewater metals in freshwater mussel shells. Environmental Science &Technology, 52(18), 10883-10892. doi: 10.1021/acs.est.8b02727

GFX (Gannett Fleming Freight Solutions). (2011). Marcellus shale freight transportation study. Nothern Tier Regional Planning & Development Comission, 86 p.

Gilmore, K. R., Hupp, R. L., Glathar, J. (2014). Transport of Hydraulic Fracturing Water and Wastes in the Susquehanna River Basin, Pennsylvania. Journal of Environmental Engineering, 140. doi: 10.1061/(ASCE)EE.1943-7870.0000810

Global Oil and Gas Tax Guide. (2019).

Goebel, T., Brodsky, E. (2018). The spatial footprint of injection wells in a global compilation of induced earthquake sequences. Science, 361(6405), 899–904. doi: 10.1126/science.aat5449

Gómez, L. (2011), La generación de lugares del medio técnico-científico-informacional: Zonas francas y urbanizaciones cerradas en Argentina. Revista Geográfica Venezolana, Vol. 52(1), Pp. 45-70.

Gómez, N. (2018). Colombia y el Acuerdo de Escazú. Democracia ambiental en el derecho Internacional. Presentación sobre el Acuerdo Regional de América Latina y el Caribe que regula el acceso a la información, participación y justicia en asuntos ambientales. Bogotá, Colombia: Asociación Ambiente y Sociedad. 94p. Descargado de https://www.ambienteysociedad.org.co/colombia-y-el-acuerdo-de-escazu/

González, F., Bolívar, I., Vázquez, T. (2002). Violencia política en Colombia: de la nación fragmentada a la construcción del Estado. Bogotá: CINEP.

González, M., Toledo, V. (2014). The Social Metabolism. A Socio-Ecological Theory of Historical Change. Ed. Springer Suiza.

Grant, C. J., Lutz, A. K., Kulig, A. D., Stanton, M. R. (2016). Fracked ecology: Response of aquatic trophic structure and mercury biomagnification dynamics in the Marcellus Shale Formation. Ecotoxicology, 25, 1739–1750. doi: 10.1007/s10646-016-1717-8

Guarino, B. (2018, August 30). How energy companies set off earthquakes miles away from their waste dumps. Washington Post. Retrieved from https://www.washingtonpost.com/science/2018/08/30/how-energy-companies-set-off-earthquakes-miles-away-their-waste-dumps/?utm_term =.ee67ec5d693a

Gudynas, E. (2010). Neoextractivismo, izquierda y alternativas, en: Revista Ecuador Debate Vol. 79. Pp. 61–81.

Guerrero, J., Mejía, A., Osorno, J. (2019 a). Detrital U–Pb provenance, mineralogy, and geochemistry of the Cretaceous Colombian back–arc basin. Chapter 8 In: Gómez, J., Pinilla, A. (eds). The Geology of Colombia, Volume 2 Mesozoic. Servicio Geológico Colombiano, Publicaciones Geológicas Especiales 36, p. 169–185. Bogotá. https://doi.org/10.32685/pub.esp.36.2019.0

Guerrero, J., Mejía, A., Osorno, J. (2019 b). Biomicrite, marlstone, and shale properties: Exploration of nonconventional hydrocarbons from the Cretaceous Colombian back–arc basin. Chapter 9 In: Gómez, J., Pinilla, A. (eds). The Geology of Colombia, Volume 2 Mesozoic. Servicio Geológico Colombiano, Publicaciones Geológicas Especiales 36, p. 187-211. Bogotá. https://doi.org/10.32685/ pub.esp.36.2019.0

Guzmán, E., De la Garza, M., García, J., Hernández, J., Rebollar, S. (2017). Factores determinantes del síndrome holandés en la economía mexicana. Revista de Globalización, Competitividad y Gobernabilidad, vol. 11, (1), p. 56-73. Portal Universia S.A. Boadilla del Monte, España. Descargado de http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=511854478002

Gvakharia, A., Kort, E., Brandt, A., Peischl, J., Ryerson, T., Schwarz, J., Sweeney, C. (2017). Methane, black carbon, and ethane emissions from natural gas flares in the Bakken Shale, North Dakota. Environmental Science & Technology, 51(9), 5317-5325. doi: 10.1021/acs.est.6b05183

Haarstad, H., Wanvik, T. (2016). Carbonscapes and beyond: Conceptualizing the instability of oil landscapes. Progress in Human Geography Vol. 41 (4). Pp.432-450

Haesbaet, R. (2014). Lógica zonal y ordenamiento territorial: Para rediscutir la proximidad y la contiguidad espaciales. Revista Cultura y Representaciones Sociales, Vol. 16 (8). Pp. 9-29.

Haggerty, J. Kroepsch, C. Bills, K. Smith, K. Bowen, D. (2018). Geographies of Impact and the Impacts of Geography: Unconventional Oil and Gas in the American West. Retrieved from https://doi.org/10.1016/j.exis.2018.07.002

Hall, C., Klitgaard, K. (2012). Energy and the Wealth of Nations: Understanding the Biophysical Economy. Springer Publishing Company, New York, USA. https://www.researchgate.net/publication/285206026

Hall, C., Lambert, J., Balogh, S. (2013). EROI of Different Fuels and the Implications for Society. Energy Policy 64, p. 141-152. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.05.049

Hannibal, B., Portney, K. (2019). Correlates of Food–Energy–Water Nexus Awareness Among the American Public. Social Science Quarterly, 100 (3), p. 762-778.

Hanson, A., Luek J., Tummings, S., McLaughlin, M., Blotevogel, J., Mouser, P. (2019). High total dissolved solids in shale gas wastewater inhibit biodegradation of alkyl and nonlphenol ethoxylate surfactants. Science of the Total Environment, 668, 1094-1103. doi: 10.1016/j.scitotenv.2019.03.041

Hausman, C., Kellogg, R. (2015). Welfare and Distributional Implications of Shale Gas. NBER Working Paper No. 211150. Retrieved from https://www.nber.org/papers/w21115

Hays, J., McCawley, M., Shonkoff, S. (2016). Public health implications of environmental noise associated with unconventional oil and gas development. Science of the Total Environment, 580, 448-556. doi: 10.1016/j.scitotenv.2016.11.118

He, Y., Flynn, S., Folkerts, E., Zhang, Y., Ruan, D., Alessi, D., Martin, J., Goss, G. (2017). Chemical and toxicological characterizations of hydraulic fracturing flowback and produced water. Water Research, 114, p. 78-87. http://dx.doi.org/10.1016/j.watres.2017.02.027

He, Y., Zhang, Y., Martin, J., Alessi, D., Giesy, J., Goss, G. (2018). In vitro assessment of endocrine disrupting potential of organic fractions extracted from hydraulic fracturing flowback and produced wáter (HF-FPW). Environment International, 121, 824-831. doi: 10.1016/j.envint.2018.10.014

Health Protection Scotland. (2016, November). A health impact assessment of unconventional oil and gas in Scotland, vol. 1. Retrieved from http://www.hps.scot.nhs.uk/resourcedocument.aspx?resourceid=3102

Heidari, N., Pearce, J. (2016). A review of greenhouse gas emission liabilities as the value of renewable energy for mitigating lawsuits for climate change related damages. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 55, 899-908. https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.025

Heitkamp, T. (2018, January 13). Sex trafficking in the Bakken Oil Fields. Presented at Society for Social Work and Research, Washington, DC. Retrieved from https://sswr.confex.com/sswr/2018/webprogram/Paper32717.html

Hernández, Y. (2010). El ordenamiento territorial y su construcción social en Colombia: ¿Un instrumento para el desarrollo sustentable?, Cuadernos de Geografía, Revista Colombiana de Geografía Vol. 19. Pp. 97-109.

Hill, E. (2018). Shale gas development and infant health: Evidence from Pennsylvania. Journal of Health Economics, 61, 134–150. doi: 10.1016/j.jhealeco.2018.07.004

Hitaj, C. Boslett, A. Weber, J. (2014). Shale Development and Agriculture. The magazine of food, farm, and resource issues, vol. 29 (4).

Holland. A. (2013). Earthquakes triggered by hydraulic fracturing in south-central Oklahoma. Bull. Seismol. Soc. Am. 103, 1784-1792.

Horner, R.M., Harto, C.B., Murphy, D.J., Clark, C.E., Shupyrt J.P. (2014). Water Use and Management in the Bakken Shale Oil Play. Dep. of Energy Off. of Fossil Energy, Argonne, Ill., 30 p.

Horner, R.M., Harto, C.B., Jackson, R.B., Lowry, R.B., Brandt, A.R., Yeskoo, T.W., Murphy D.J., Clark, C.E. (2016). Water Use and Management in the Bakken Shale Oil Play in North Dakota, Environmental Science & Technology, 50, 6, (3275).

Horwitt, D. (2019). Ohio's Secret Fracking Chemicals. Partnership for Policy Integrity. Retrieved from https://www.pfpi.net/wp-content/uploads/2019/09/OH_SecFracChem_9.16.2019.pdf

Howarth, R.W., Santoro, R. & Ingraffea, A. (2011). Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations. Climatic Change, p. 106: 679. Retrieved from https://link.springer.com/article/10.1007%2Fs10584-011-0061-5#citeas

Howarth, R. W. (2019): Ideas and perspectives: is shale gas a major driver of recent increase in global atmospheric methane? Biogeosciences, vol 16, p. 3033–3046. Retrieved from https://www.biogeosciences.net/16/3033/2019/

Hoyos, M., Salazar, O. (1997). Movilidad espacial en ciudades de zonas de expansión: los casos de Yopal, Aguazul y Tauramena (Casanare). El eterno cuarto de hora: estudio cualitativo. Bogotá. Centro de Estudios sobre Desarrollo Económico. Universidad de los Andes.

Huang, K., Yuefeng, F., Tang, H. (2018 a). Formation of disinfection by-products under influence of shale gas produced water. Science of the Total Environment, 647, 744-751. doi: 10.1016/j.scitotenv.2018.08.055

Huang, K., Tang, H., Yuefeng, F. (2018 b). Impacts of shale gas production wastewater on disinfection byproduct formation: An investigation from a non-bromide perspective. Water Research, 144, 656-664. doi: 10.1016/j.watres.2018.07.048

Hudgins, A., Poole, A. (2014). Framing fracking: private property, common resources, and regimes of governance. Journal of Political Ecology, vol. 21, p. 303-319.

Hull, N., Rosenblum, J. S., Robertson, C. E., Harris, J. K., Linden, K. G. (2018). Succession of toxicity and microbiota in hydraulic fracturing flowback and produced water in the Denver-Julesburg Basin. Science of the Total Environment, 644, 183-192. doi: 10.1016/j.scitotenv.2018.06.067

Hurdle, J., & Phillips, S. (2015, April 9). New study raises possible link between gas drilling and radon levels. Retrieved from http://stateimpact.npr.org/pennsylvania/2015/04/09/new-study-raises-possible-link-between-gas-drilling-and-radon-levels/

Hurdle, J. (2017, November 30). Fracking ban proposed for Delaware River basin; 'significant risks' cited. State Impact Pennsylvania. Retrieved from https://stateimpact.npr.org/pennsylvania/2017/11/30/fracking-banproposed-for-delaware-river-basin-significant-risks-cited/

IEEFA & SI (Institute for Energy Economics and Financial Analysis & Sightline Institute). (2018, October 17). Energy market update: Red flags on U.S. fracking, disappointing financial performance continues. Retrieved from http://ieefa.org/wp-content/uploads/2018/10/Red-Flags-on-U.S.-Fracking_October-2018.pdf

Inayat, S. H., Fukumura, M., Muiz, A., Jin, C. M., Jin, L.W., García, R., Deziel, N. C. (2018). Prioritization of reproductive toxicants in unconventional oil and gas operations using a multi-country regulatory data-driven hazard assessment. Environment International, 117, 348-358. doi: 10.1016/j.envint.2018.05.010

Ingraffea, A. (2013). Some scientific failings within high volume hydraulic fracturing proposed regulations. Retrieved from http://www.psehealthyenergy.org/data/NYS_DEC_Proposed_REGS_comments_Ingraffea_Jan_2013.pdf

Ingraffea, A., Wells, M., Santoro, R., Shonkoff, S. (2014). Assessment and risk analysis of casing and cement impairment in oil and gas wells in Pennsylvania, 2000–2012. Proceedings of the National Academy of Sciences. Retrieved from http://www.pnas.org/content/early/2014/06/25/1323422111.abstract

Institut du Développement Durable et des Relations Internationales (IDDRI). (2014). Unconventional Wisdom: an economic analysis of U.S. shale gas and implications for the E.U. 02-14-27, Paris.

Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales – IDEAM. (2013 a). Zonificación y codificación de unidades hidrográficas e hidrogeológicas de Colombia, Bogotá, D. C. ISSN: 2346-4720. http://www.ideam.gov.co/web/agua/zonificacion-hidrografica

Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales – IDEAM. (2013 b). Aguas subterráneas en Colombia, una visión general, Bogotá, D. C. ISSN: 978-958-8067-60-5.

Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales – IDEAM. (2015 a). Estudio Nacional del Agua 2014. Bogotá, 493 p. http://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/bvirtual/023080/ENA_2014.pdf

Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales – IDEAM (2015 b). Nuevos escenarios de cambio climático para Colombia 2011-2100. IDEAM-PNUD. Bogotá, 60p. http://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/bvirtual/022964/documento_nacional_departamental.pdf

Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales – IDEAM, Universidad Nacional de Colombia – UNAL. (2018). La variabilidad climática y el cambio climático en Colombia. Bogotá, 28 p. http://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/bvirtual/023778/variabilidad.pdf

Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales – IDEAM. (2019). Estudio Nacional del Agua 2018. ISBN: 978-958-5489-12-7 http://www.andi.com.co/Uploads/ENA_2018-comprimido.pdf

Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander Von Humboldt (IAVH) & Corporación Autónoma Regional (CAR). (2009). Herramientas de manejo para la conservación de biodiversidad en paisajes rurales. http://www.humboldt.org.co/es/component/k2/item/download/218_f2e6e83c20ff00c8eddffbb7a7879ab4

Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander Von Humboldt (IAVH) & Fundación ALMA. (2013). Deterioro de humedales en el Magdalena medio: un llamado para su conservación. Convenios de cooperación 12-12-092-132ce – 13-12-092-198ce.

Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander Von Humboldt (IAVH). (2014). Humedales interiores de Colombia: identificación, caracterización y establecimiento de límites según criterios biológicos y ecológicos. Serie recursos hidrobiológicos y pesqueros continentales de Colombia.

Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander Von Humboldt (IAVH). (2015). Colombia anfibia. Un país de humedales. Tomos I y II: Jaramillo, U., Cortés, J., Flórez, C. (eds). http://www.humboldt.org.co/es/noticias/zona-prensa/itemlist/tag/Ecosistemas%20Estrat%C3%A9gicos

Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander Von Humboldt (IAVH). (2018). Ecosistemas estratégicos. http://www.humboldt.org.co/es/noticias/zona-prensa/itemlist/tag/Ecosistemas%20Estrat%C3%A9gicos

Instituto Geográfico Agustín Codazzi – IGAC. (2019). Cartografía Básica Digital Integrada. República de Colombia. Escala 1:100.000. Descargado de https://geoportal.igac.gov.co/contenido/datos-abiertos-cartografia-y-geografia

Instituto Sindical de Trabajo, Ambiente y Salud (ISTAS). (2012). Impacto ambiental del sistema de fracturación hidráulica para la extracción de gas convencional. http://www.istas.ccoo.es/descargas/Informe%20Fracking.pdf

Jackson, R.B., Vengosh, A., Darrah, T.H., Warner, N.R., Down, A., Poreda, R.J., Osborn, S.G., Zhao, K., Karr, J.D. (2013). Increased stray gas abundance in a subset of drinking water wells near Marcellus shale gas extraction, Proceedings of the National Academy of Sciences. 110 (28), p. 11250-11255. https://doi.org/10.1073/pnas.1221635110

Jackson, R.B., Vengosh, A., Carey, J.W., Davies, R.J., Darrah, T.H., O'Sullivan, F., Pétron, G. (2014). The Environmental Costs and Benefits of Fracking. Annual Review of Environment and Resources, vol. 39, p 327-362. https://doi.org/10.1146/annurev-environ-031113-144051

Jacobs, T. (2017a, April 1). Oil and gas producers find frac hits in shale wells a major challenge. Journal of Petroleum Technology. Retrieved from https://www.spe.org/en/jpt/jpt-article-detail/?art=2819

Jacobs, T. (2017b, November 1). Frac hits reveal well spacing may be too tight, completion volumes too large. Journal of Petroleum Technology. Retrieved from https://www.spe.org/en/jpt/jpt-article-detail/?art=3510

Jacquet, J. B., Junod, A. N., Bugden, D., Wildermuth, G., Fergen, J. T., Jalbert, K., Ladlee, J. (2018). A decade of Marcellus Shale: Impacts to people, policy, and culture from 2008 to 2018 in the Greater Mid-Atlantic region of the United States. The Extractive Industries and Society, 5, 596-609. doi: 10.1016/j.exis.2018.06.006

Janitz, A. E., Dao, H. D., Campbell, J. E., Stoner, J. A., Peck, J. D. (2019). The association between natural gas well activity and specific congenital anomalies in Oklahoma, 1997–2009. Environment International, 122, 381–388. Advance online publication. doi: 10.1016/j.envint.2018.12.011

Johnston, I., (2017, July 12). Fracking can contaminate rivers and lakes with radioactive material, study finds. The Independent. Retrieved from http://www.independent.co.uk/news/science/fracking-dangers-environment-waterdamage-radiation-contamination-study-risks-a7837991

Kang, M., Christian, S., Celia, M.A., Mauzerall, D.L., Bill, M., Miller, A.R., Jackson, R.B. (2016). Identification and characterization of high methane-emitting abandoned oil and gas wells. Proceedings of the National Academy of Sciences, 113(48), 13636-13641. doi: 10.1073/pnas.1605913113

Kassotis, C.D., Klemp, K.C., Vu, D.C., Lin, C.H., Meng, C.X., Besch, C.L., Pinatti, L., Zoeller, R.T., Drobnis, E.Z., Balise, B.D., Isiguzo, C.J., Williams, M.A., Tillitt, D.E., Nagel, S.C. (2015). Endocrine-disrupting activity of hydraulic fracturing chemicals and adverse health outcomes after prenatal exposure in male mice. Endocrinology 156 (12), p. 4458-4473. doi: 10.1210/en.2015-1375

Kassotis, C. D., Nagel, S. C., Stapleton, H. M. (2018). Unconventional oil and gas chemicals and wastewaterimpacted water samples promote adipogenesis via PPARγ-dependent and independent mechanisms in 3T3-L1 cells. Science of the Total Environment, 640-641, 1601-1610. doi: 10.1016/j.scitotenv.2018.05.030

Kaushal, S. S., Likens, G. E., Pace, M. L., Haq, S., Wood, K. L., Galella, J. G., Jaworski, N. (2018). Novel "chemical cocktails" in inland waters are a consequence of the freshwater salinization syndrome. Philosophical Transactions of the Royal Society B, 374, 20188017. doi: 10.1098/rstb.2018.0017

Keranen, K. M., Weingarten, M., Abers, G. A., Bekins, B. A., Ge, S. (2014). Sharp increase in central Oklahoma seismicity since 2008 induced by massive wastewater injection. Science, 345(6195), 448-451. doi: 10.1126/science.1255802

Khalaj, F., Sattler, M. (2019). Modeling of VOCs and criteria pollutants from multiple natural gas well pads in close proximity, for different terrain conditions: A Barnett Shale case study. Atmospheric Pollution Research. Advance online publication. Retrieved from https://doi.org/10.1016/j.apr.2019.02.007

Knee, K. L., Masker, A. E. (2019). Association between unconventional oil and gas (UOG) development and water quality in small streams overlying the Marcellus Shale. Freshwater Science, 38(1). Advance online publication. doi: 10.1086/701675

Knudsen, B.L., Hjelsvold, M., Frost, T.K., Svarstad, M.B.E., Grini, P.G., Willumsen, C.F., Torvik, H. (2004). Meeting the zero discharge challenge for produced water. International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production, 525–530.

Komarek, T. M. (2018). Crime and natural resource booms: Evidence from unconventional natural gas production. The Annals of Regional Science, 61, 113-137. doi: 10.1007/s00168-018-0861-x

Kondash, A., Vengosh, A. (2015). Water Footprint of Hydraulic Fracturing, Environmental Science & Technology Letters, 2 (10), p. 276-280. https://doi.org/10.1021/acs.estlett.5b00211

Kondash, A.J., Albright, E., Vengosh, A. (2017). Quantity of flowback and produced waters from unconventional oil and gas exploration. Science of the Total Environment, 574, p. 314-321. https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2016.09.069

Kondash, A. J., Lauer, N. E., Vengosh, A. (2018). The intensification of the water footprint of hydraulic fracturing. Science Advances, 4 (8), eaar5982. doi: 10.1126/sciadv.aar5982

Konschnik, K., Dayalu, A. (2016). Hydraulic fracturing chemicals reporting: Analysis of available data and recommendations for policymakers. Energy Policy, 88. doi: 10.1016/j.enpol.2015.11.002

Kreuze, A., Schelly, C., Norman, E. (2016). To frack or not to frack: Perceptions of the risks and opportunities of high-volume hydraulic fracturing in the United States. Energy Research & Social Science, vol. 20, p. 45–54.

Lampkin, J.A., Wyatt, T. (2019). Utilising principles of earth jurisprudence to prevent environmental harm: Applying a case study of unconventional hydraulic fracturing for shale gas in the United Kingdom. Critical Criminol. https://doi.org/10.1007/s10612-018-9426-7

Landis, J. D., Sharma, M., Renock, D., Niu, D. (2018 a). Rapid desorption of radium isotopes from black shale during hydraulic fracturing. 1. Source phases that control the release of Ra from Marcellus Shale. Chemical Geology, 496, 1-13. doi: 10.1016/j.chemgeo.2018.06.013

Landis, J. D., Sharma, M., Renock, D. (2018 b). Rapid desorption of radium isotopes from black shale during hydraulic fracturing. 2. A model reconciling radium extraction with Marcellus wastewater production. Chemical Geology, 500, 194-206. doi: 10.1016/j.chemgeo.2018.08.001

Larsen, P. (2015). Petróleo, territorialidad y la gobernanza posfronteriza en la Amazonia peruana. En: Gobernanza local, pueblos indígenas e industrias extractivas. Boletín Sociedad Suiza de Americanistas, vol. 76, p. 155-168.

Lauer, N.E., Harkness, J.S., Vengosh, A. (2016). Brine spills associated with unconventional oil development in North Dakota. Environmental Science & Technology, 50(10). doi: 10.1021/acs.est.5b06349

Lauer, N.E., Warner, N.R., Vengosh, A. (2018). Sources of radium accumulation in stream sediments near disposal sites in Pennsylvania: Implications for disposal of conventional oil and gas wastewater. Environmental Science & Technology, 52, 955-962. doi: 10.1021/acs.est.7b04952

Lauwerys, R., Haufroid, V., Hoet, P., Lison, D. (2007). Toxicologie industrielle et intoxications professionnelles. Elsevier Masson, 1252 p., 5 édition.

Layman, M. (2017). The Shale gas industry and waste disposal. Stream of Consciousness, 48(1), 24. Retrieved from https://scholar.dickinson.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1047&context=stream_of_consciousness

LeBillon, P., Carter, A. (2012). Securing Alberta's Tar Sands: Resistance and Criminalization on a New Energy Frontier. In: Natural Resources and Social Conflict Towards Critical Environmental Security (Schnurr, M., Swatuk, L., comp.). Ed. Palgrave Macmillan, Londres, Inglaterra.

Lee, M., King, P. (2018, September 24). These places rode out the boom and bust. Now what? E&E News. Retrieved from https://www.eenews.net/stories/1060099341

Lee, M., Soraghan, M. (2018, January 24). Rig wreckage probed for cause of deadly Okla. blast. E&E News. Retrieved from https://www.eenews.net/stories/1060071777

Legere, L. (2019, February 21). Pa. DEP threatened to shut down a gas storage field fearing risks to approaching coal mine. Pittsburgh Post-Gazette. Retrieved from https://www.postgazette.com/business/powersource/2019/02/21/coal-mine-natural-gas-storage-abandoned-wells-Pennsylvania-Equitrans-Consol/stories/201902200130

Legere, L., Litvak, A. (2019, March 11). Pa. strikes well-plugging deal with largest conventional oil and gasoperator in Appalachia. Pittsburgh Post-Gazette. Retrieved from https://www.postgazette.com/business/powersource/2019/03/11/Diversified-Gas-and-Oil-abandoned-wells-plugging-settlement-Pennsylvania-DEP/stories/201903080130

Lester, Y., Yacob, T., Morrissey, I., & Linden, K. G. (2013). Can we treat hydraulic fracturing flowback with a conventional biological process? The case of guar gum. Environmental Science and Technology Letters, 1 (1), 133-136. https://doi.org/10.1021/ez4000115

Li, L., Tan, J., Wood, D.A., Zhao, Z., Becker, D., Lyu, Q., Shu, B., Chen, H. (2019) A review of the current status of induced seismicity monitoring for hydraulic fracturing in unconventional tight oil and gas reservoirs. Fuel. 242, 195-210.

Liang, T., Shao, L., Yao, E., Zuo, J., Liu, X, Zhang, B., Zhou, F. (2018). Study on Fluid-Rock Interaction and Reuse of Flowback Fluid for Gel Fracturing in Desert Area. Geofluids, 2018 (1) https://doi.org/10.1155/2018/8948961

Liebenberg, N. (2013). Fracking Infographic. https://www.behance.net/gallery/12745683/Fracking-Infographic

Lin, Z., Lin, T., Lim, S.H., Hove, M.H., Schuh, W.M. (2018), Impacts of Bakken Shale Oil Development on Regional Water Uses and Supply. JAWRA Journal of the American Water Resources Association, 54 (1) 225-239. https://doi.org/10.1111/1752-1688.12605

Llewellyn, G.T., Dorman, F., Westland, J.L., Yoxtheimer, D., Grieve, P., Sowers, T., Humston, E., Brantley, S.L. (2015). Evaluating a groundwater supply contamination incident attributed to Marcellus Shale gas development, Proc. Natl. Acad. Sci. U. S. A., 112 (20), 6325-6330.

Loder, A. (2016, June 15). Why billions in proven shale oil reserves suddenly became unproven. Bloomberg. Retrieved from http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-06-15/shale-drillers-paper-wells-draw-sec-scrutinybefore-vanishing

López, J.A., Cesca, S., Jaroslawski, J., Montcoudiol, N., Heimann, S., Dahm, T., Lsocki, S., Gunning, A., Capuano, P., Ellsworth, W.L. (2018). Induced seismicity response of hydraulic fracturing: Results of a multidisciplinary monitoring at the Wysin site, Poland. Sc. Rep. (8) 8653. doi:10.1038/s41598-018-26970-9 https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC5988740/

Lucas, T. (2018, June 21). Exposure to fracking chemicals and wastewater spurs fat cells. [Press release.] Duke University Nicholas School for the Environment News. Retrieved from

https://nicholas.duke.edu/about/news/exposure-fracking-chemicals-and-wastewater-spurs-fat-cells

Majumdar, R., Mittal, A. (2018). How the shale revolution is reshaping the US oil and gas labor landscape. Deloitte Insights. Retrieved from https://www2.deloitte.com/us/en/insights/economy/shale-revolution-labor-market-dynamics.html

Malagón, J. (2016). La competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia. Cuadernos PNUD. Descargado de https://www.undp.org/content/dam/colombia/docs/MedioAmbiente/undp-co-La%20competitividad%_20del%_20sector%_20de%20hidrocarburos%20en%20las%_20diferentes%20regiones%20de%20Colombia-2016.pdf

Malewitz, J. (2016, December 21). Abandoned Texas oil wells seen as "ticking time bombs" of contamination. Texas Tribune. Retrieved from https://www.texastribune.org/2016/12/21/texas-abandoned-oil-wells-seen-tickingtime-bombs-/

Maniloff, P., Mastromonaco, R. (2014). The Local Economic Impacts of Hydraulic Fracturing and Determinants of Dutch Disease. Working Papers 2014-08, Colorado School of Mines, Division of Economics and Business.

Manz, K.E., Carter, K.E. (2017). Investigating the effects of heat activated persulfate on the degradation of furfural, a component of hydraulic fracturing fluid chemical additives. Chemical Engineering Jour., 327, p. 1021-1032. http://dx.doi.org/10.1016/j.cej.2017.06. 168

Manz, K.E., Carter, K.E. (2018). Chemosphere Degradation of hydraulic fracturing additive 2-butoxyethanol using heat activated persulfate in the presence of shale rock. Chemosphere 206, p. 398-404. Available from: https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2018.05.007

Marcellino, D. (2014). Unpacking the Shale Gas Revolution. International Policy Analysis Friedrich-Ebert-Stiftung. Berlin, Germany. Retrieved from https://library.fes.de/pdf-files/id/10665.pdf

Mares, D. (2014). The Governance of Shale Gas in Argentina. Oil, Gas & Energy Law Intelligence, vol. 12 (3).

Marshall, C. (2017, October 6). Studies attack conventional wisdom on natural gas. E&E News. Retrieved from https://www.eenews.net/stories/1060062933

Martínez, A. (2016). Impacto de un nuevo panorama de los precios del petróleo en las diferentes regiones de Colombia. Cuadernos PNUD. Descargado de http://www.co.undp.org/content/dam/colombia/docs/MedioAmbiente/undp-co-Impacto%20de%20un%20nuevo%20panorama%20de%20los%20precios%20del%20petr%C3%B3leo%20en%20las%20diferentes%20regiones%20de%20Colombia-2016.pdf

Martínez, A., Delgado, M. (2018a). Estudio sobre el impacto de la actividad petrolera en las regiones productoras de Colombia. Caracterización departamental Putumayo. Cuadernos Fedesarrollo No. 61

Martínez, A., Delgado, M. (2018b). Estudio sobre el impacto de la actividad petrolera en las regiones productoras de Colombia. Caracterización departamental Arauca. Cuadernos Fedesarrollo No. 62

Martínez, A., Delgado, M. (2018c). Estudio sobre el impacto de la actividad petrolera en las regiones productoras de Colombia. Caracterización departamental Meta. Cuadernos Fedesarrollo No. 63

Martínez, A., Delgado, M. (2018d). Estudio sobre el impacto de la actividad petrolera en las regiones productoras de Colombia. Caracterización departamental Casanare. Cuadernos Fedesarrollo No. 64

Martínez, A., Delgado, M. (2018e). Estudio sobre el impacto de la actividad petrolera en las regiones productoras de Colombia. Caracterización departamental Santander. Cuadernos Fedesarrollo No. 66.

Martínez, F., Perilla, C., Urquijo, J. (2019). Fracking: viabilidad económica y ambiental en Colombia. Econografos, Escuela de Economía. Universidad Nacional de Colombia.

Marusic, K. (2018, September 5). Fracking chemicals dumped in the Allegheny River a decade ago are still showing up in mussels: study. Environmental Health News. Retrieved from https://www.ehn.org/chemicals-fromfracking-in-pennsylvania-polluting-freshwater-mussels-2602333500.html

Mason, Ch., Muehlenbachs, L., Olmstead, Sh. (2015). The Economics of Shale Gas Development, Annual Review of Resource Economics, vol. 7, p. 269-289.

MASP (Clínica Jurídica de Medio Ambiente y Salud Pública de la Universidad de los Andes). (2019). Coadyuvancia en el proceso de nulidad simple del Decreto 3004 de 2013 y la Resolución 90341 de 2014 https://clinicamasp.uniandes.edu.co

Matthews, J. (2018, October 22). Fracking wastewater accumulation found in freshwater mussels' shells. [Press release.] Penn State News. Retrieved from https://news.psu.edu/story/543054/2018/10/22/research/frackingwastewater-accumulation-found-freshwater-mussels-shells

Mauter, M.S., Alvarez, P.J., Burton, A., Cafaro, D.C., Chen, W., Gregory K.B., Jiang, G., Li, Q., Pittock, J., Reible, D., Schnoor, J.L. (2014), Regional variation in water-related impacts of shale gas development and implications for emerging international plays, Environ. Sci. Technol., 48 (15), 8298-8306. https://doi.org/10.1021/es405432k

Mayer, A., Olson-Hazboun, S.K., Malin, S. (2018). Fracking fortunes: Economic wellbeing and oil and gas development along the urban-rural continuum. Rural Sociology, 83(3), 532-567. Advance online publication. doi: 10.1111/ruso.12198

McGlade, C. (2012). A review of the uncertainties in estimates of global oil resources. Energy, vol. 47 (1), p. 262-270. Retrieved from https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.07.048

McGlade, C., Speirs, J., Sorrell, S. (2013). Methods of estimating shale gas resources – Comparison, evaluation and implications. Energy, vol 59, p. 116-125. Retrieved from https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.05.031

McKenzie, L. M., Blair, B., Hughes, J., Allshouse, W. B., Blake, N. J., Helmig, D., Adgate, J.L., (2018). Ambient nonmethane hydrocarbon levels along Colorado's northern Front Range: Acute and chronic health risks. Environmental Science & Technology, 52(8), 4514-4525. doi: 10.1021/acs.est.7b05983

McMullin, T. S., Bamber, A. M., Bon, D., Vigil, D. I., Van Dyke, M. (2018). Exposure and health risks from volatile organic compounds in communities located near oil and gas exploration and production activities in Colorado. International Journal of Environmental Research and Public Health, 15(7). doi: 10.3390/ijerph15071500

Mearns, E. (2014). UK Shale Gas Potential and Perspectives. Retrieved from http://euanmearns.com/uk-shale-gas-potential-and-perspectives/

Meegoda, J.N., Rudy, S., Zou, Z., Agbakpe, M. (2017). Can Fracking Be Environmentally Acceptable?, Journal of Hazardous, Toxic, and Radioactive Waste, 21, 2, (04016013), (2017).

Mehany, M.S.H., Kumar, S., (2019) Analyzing the feasibility of fracking in the U.S. using macro level life cycle cost analysis and assessment approaches - A foundational study. Sustainable Production and Consumption, vol. 20, p. 375-388. Retrieved from https://www.sciencedirect.com/ science/article/abc/pii/S2352550919301150

Meng, Q. (2017). The impacts of fracking on the environment: A total environmental study paradigm. Sci Total Environ. 580: 953-957. doi: 10.1016/j.scitotenv.2016.12.045. https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/27986321

Mercure, J.F., Pollitt, H., Viñuales, J.E., Edwards, N.R., Holden, P.B., Chewpreecha, U., Salas, P., Sognnaes, I., Lam, A., Knobloch, F. (2018). Macroeconomic impact of stranded fossil fuel assets. Nature Climate Change, 8, p. 588-593. doi: 10.1038/s41558-018-0182-1

Mesa, G. (2018). Una idea de justicia ambiental, elementos de conceptualización y fundamentación. Universidad Nacional de Colombia. https://www.uneditorial.com/bw-una-idea-de-justicia-ambiental-elementos-de-conceptualizacion-y-fundamentacion-derecho-en-general.html

Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial (MAVDT). (2010). Política Nacional de Gestión Integral del Recurso Hídrico – PNGIRH. Colombia. Bogotá D.C.

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS) & Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA). (2014). Términos de referencia para la elaboración del estudio de impacto ambiental proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos. Bogotá D.C. 2014. Descargado de http://www.minambiente.gov.co/images/normativa/resoluciones/2014/resolucion_421_marzo_2014.pdf

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS). (2017 a). Posición de Minambiente sobre Yacimientos No Convencionales. Descargado de http://www.Minambiente.gov.co/index.php/noticias-minambiente/3161-posicion-de-minambiente-sobre-yacimientos-no-convencionales

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS). (2017 b). Plan de Acción, Proceso: Gestión Integrada del portafolio de Planes, Programas y Proyectos. Descargado de http://www.minambiente.gov.co/images/planeacion-y-seguimiento/pdf/Plan_de_Acci%C3%B3n_Institucional/PLAN_DE_ACCION_2017-2da_version.pdf

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS). (2018). Referencia: respuesta al radicado No E1-2018-000353. Solicitud de certificación de existencia de áreas protegidas y manejo especial en el Área de influencia de Estudio de Impacto Ambiental (EIA) para el área de perforación exploratoria (APE) Piranga.

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), Ministerio de Interior, Ministerio de Minas y Energía (MME), Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander Von Humboldt (IAVH), Unidad Especial de Parques Nacionales Naturales de Colombia (UAESPNN) y Agencia Nacional de Minería (ANM). (2019). Diagnóstico de la información ambiental y social respecto a la actividad minera y la extracción ilícita de minerales en el país. Documento de investigación científica y sociológica respecto a los impactos de la actividad minera y la explotación ilícita de minerales en los ecosistemas del territorio colombiano (en cumplimiento a la Sentencia T-445 de 2016). Mesa de Trabajo Interinstitucional (Resolución No. 0931 de 2017). Descargado de http://www.humboldt.org.co/images/documentos/2-diagnstico-actividad-minera-y-explotacion-ilicita-expertos.pdf

Mishkin, K. (2018, November 20). Drilling companies avoiding responsibility to plug orphan wells, group says. Charleston Gazette-Mail. Retrieved from https://www.wvgazettemail.com/news/drilling-companies-avoidingresponsibility-to-plug-orphan-wells-group-says/article_c423997f-d011-5e8a-a54f-13e54d3c0985.html

Mohammad-Pajooh, E., Weichgrebe, D., Cuff, G., Tosarkani, B.M., Rosenwinkel, K.H. (2018) On-site treatment of flowback and produced water from shale gas hydraulic fracturing: A review and economic evaluation. Chemosphere 212, 898-914.

Montague, J. A., Pinder, J. F. (2015). Potential of hydraulically induced fractures to communicate with existing wellbores. Water Resources Research, 51, 8303–8315. doi: 10.1002/2014WR016771

Montague, J.A., Pinder, G.F., Watson, T.L. (2018). Predicting gas migration through existing oil and gas wells. Environmental Geosciences, 25(4), 121-132. doi: 10.1306/eg.01241817008

Montgomery, J.B., O'Sullivan, F.M. (2017). Spatial variability of tight oil well productivity and the impact of technology. Applied Energy, 195, 344–355. doi: 10.1016/j.apenergy.2017.03.038

Mujeres del Común (MDC), Movimiento Social en Defensa de los Ríos Sogamoso y Chucurí, Movimiento Ríos Vivos Santander, Oilwatch Latinoamérica, CENSAT (Centro Nacional Salud, Ambiente y Trabajo), ACLF (Alianza Colombia Libre de Fracking). (2018, Julio). Misión Mujeres Campo Lizama (documental). Descargado de https://www.youtube.com/watch?time_continue=1&v=vg8Hde-j0nI

Muntean, M., Guizzardi, D., Schaaf, E., Crippa, M., Solazzo, E., Olivier, J.G.J., Vignati, E. (2018). Fossil CO2 emissions of all world countries - 2018 Report, EUR 29433 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg.

Murtaugh, D. (2017, September 26). The oil ghost towns of Texas. Bloomberg. Retrieved from https://www.bloomberg.com/news/features/2017-09-26/the-oil-ghost-towns-of-texas

Myers, S. L. (2019, March 8). China experiences a fracking boom, and all the problems that go with it. New York Times. Retrieved from https://www.nytimes.com/2019/03/08/world/asia/china-shale-gas-fracking.html

Myhre, G., D. Shindell, F.-M. Bréon, W. Collins, J. Fuglestvedt, J. Huang, D. Koch, J.-F. Lamarque, D. Lee, B. Mendoza, T. Nakajima, A. Robock, G. Stephens, T. Takemura and H. Zhang (2013) "Anthropogenic and Natural Radiative Forcing". In: Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex and P.M. Midgley (eds.). Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

NASA (2018). NASA-led study solves a methane puzzle. Retrieved from https://climate.nasa.gov/news/2668/nasa-led-study-solves-a-methane-puzzle/

National Research Council (2013). Induced Seismicity Potential in Energy Technologies, 263 p., Natl. Acad. Press, Washington, D. C.

Negrete, R. (2017). Competencia municipal para la prohibición de actividades mineras y de hidrocarburos. Rev. Ideas Verdes No. 2, NOV-2017, Fundación Heinrich Böll – Colombia. Descargado de https://co.boell.org/sites/default/files/20180205_ideasverdes_no2_completo_web.pdf

Nelson, A.W., Eitrheim, E.S., Knight, A.W., May, D., Mehrhoff, M.A., Shannon, R., Schultz, M.K. (2015). Understanding the radioactive in growth and decay of naturally occurring radioactive materials in the environment: An analysis of produced fluids from the Marcellus Shale. Environmental Health Perspectives, 123(7). doi:10.1289/ehp.1408855

Newell, R.G., Raimi, D. (2018). The fiscal impact of increased U.S. oil and gas development on local governments. Energy Policy, 117, 14-24. doi: 10.1016/j.enpol.2018.02.042

Nexen Energy Colombia. (2012). Nexen Explores For Shale Gas in Colombia. Report.

Nikiforuk, A. (2017a, April 11). Methane leaks from energy wells affects groundwater, travels great distances, study confirms. The Tyee. Retrieved from https://thetyee.ca/News/2017/04/11/Methane-Leaks-from-Energy-Wells-Affects-Groundwater/

Nikiforuk, A. (2017b, June 28). Energy industry legacy: Hundreds of abandoned wells leaking methane in Alberta communities. The Tyee. Retrieved from https://thetyee.ca/News/2017/06/28/Energy-Industry-Legacy/

Nikiforuk, A. (2017c, July 4). Alberta failing on risk from leaking oil and gas wells, says expert. The Tyee. Retrieved from https://thetyee.ca/News/2017/07/04/Alberta-Failing-Leaking-Oil-Gas-Wells-Risk/

Nikiforuk, A. (2017d, July 24). Earthquake expert proposes 'no frack zone' around critical infrastructure. The Tyee. Retrieved from https://thetyee.ca/News/2017/07/24/Critical-Infrastructure-No-Frack-Zone/

Nikiforuk, A. (2017e, November 23). Despite what politicians say, hundreds of BC gas wells leak methane. The Tyee. Retrieved from https://thetyee.ca/News/2017/11/23/Hundreds-of-BC-Gas-Wells-Leak-Meth/

Niyibizi, B., Ng'ombe, J.N., Boyer, T.A. (2019). Regulating earthquake risk: preferences for trade-offs between economic benefits and regulation of produced wastewater injection from hydraulic fracturing. Journal of Environmental Planning and Management. https://doi.org/10.1080/09640568.2019.1625757

Nyberg, D., Wright, C., Kirk, J. (2018). Dash for Gas: Climate Change, Hegemony and the Scalar Politics of Fracking in the UK. British Journal of Management, 29(2), p. 235-251. https://doi.org/10.1111/1467-8551.12291

Observatorio de Conflictos Ambientales (OCA). (2019). Gran minería en la alta montaña. Por qué la defensa de Santurbán es una causa nacional. Instituto de Estudios Ambientales, Universidad Nacional de Colombia, Sede Bogotá. Descargado de https://conflictos-ambientales.net/oca_bd/media_references/view/3025

Observatorio de Multinacionales en América Latina (OMAL), Asociación Paz con Dignidad, Corporación para la Educación, el Desarrollo y la Investigación Popular, Instituto Nacional Sindical (CED-INS). (2006). Colombia en el pozo. Los impactos de Repsol en Arauca.

Oetjen, K., Chan, K.E., Gulmark, K., Christensen, J.H., Blotevogel, J., Borch, T., Spear, J.R., Cath, T.Y., Higgins, C.P. (2018). Temporal characterization and statistical analysis of flowback and produced waters and their potential for reuse. Science of The Total Environment, 619-620, 654-664. doi:10.1016/j.scitotenv.2017.11.078

Oikonomou, P.D., Kallenberger, J.A., Waskom, R.M., Boone, K.K., Plombon, E.N., Ryan, J.N. (2016). Water acquisition and use during unconventional oil and gas development and the existing data challenges: Weld and Garfield counties, CO. Journal of Environmental Management, 181, p 36-47. doi: 10.1016/j.jenvman.2016.06.008

Oklahoma Corporation Commission. (2016, September 12). Latest action regarding Pawnee area [Press release]. Retrieved from https://www.occeweb.com/News/2016/09-12-16Pawnee%20Advisory.pdf

Oldham, J. (2016, June 20). In the birthplace of U.S. oil, methane gas is leaking everywhere. Bloomberg. Retrieved from http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-06-20/in-the-birthplace-of-u-s-oil-methane-gas-isleaking-everywhere

Olson, B., Elliott, R., Matthews, C.M. (2019, January 2). Fracking's secret problem—oil wells aren't producing as much as forecast. Wall Street Journal. Retrieved from https://www.wsj.com/articles/frackings-secretproblemoil-wells-arent-producing-as-much-as-forecast-11546450162

Olsson, O., Weichgrebe, D., Rosenwinkel, K.H. (2013). Hydraulic fracturing wastewater in Germany: Composition, treatment, concerns. Environmental Earth Sciences, 70(8), 3895-3906. https://doi.org/10.1007/s12665-013-2535-4

O'Malley, D., Karra, S., Currier, R. P., Makedonska, N., Hyman, J. D., Viswanathan, H. S. (2015). Where does water go during hydraulic fracturing? Groundwater, 54 (4), p. 488-497.

Opaso, C., Toledo, C., Yurisch, T. (2016). Fracturando el futuro energético de Chile. Fundación Terram & Fundación Heinrich Boll, Cono Sur. https://www.terram.cl/wp-content/uploads/2017/02/APP-N%C2%B0-62-Fracking-Fracturando-el-futuro-energ%C3%A9tico-de-Chile.pdf

Orduz, N., Pardo, A., Herrera, H., Santiago, C.A., Gómez, A., Sánchez, J., Puerta, O., Ángel, A., Hofman, J. (2018, Diciembre). La prohibición del fracking en Colombia como un asunto de política pública. Heinrich Boll Stiftung (HBS) & Asociación Interamericana para la Defensa de Ambiente (AIDA). http://co.boell.org/es/2019/05/07/la-prohibicion-del-fracking-en-colombia-como-un-asunto-de-politica-publica

Organización Internacional del Trabajo (OIT). (2012). Competencias laborales, desarrollo de los recursos humanos y formación en materia de seguridad para los contratistas de la industria del petróleo y el gas, ahora y en el futuro. http://www.ilo.org/wcmsp5/groups/public/---ed_dialogue/---sector/documents/ meetingdocument/wcms_190709.pdf

Ortega, G. (2013). Revisión del sistema de reglas formales para la regulación de bienes comunes y ambientales en Colombia: Un análisis desde las dinámicas inter-escalas y multi-nivel. En: Estado Ambiental de Derecho o 'Estado de Cosas Inconstitucional Ambiental: Derechos colectivos y ambientales bajo amenaza en la era de las locomotoras normativas. Grupo de investigación en Derechos Colectivos y Ambientales GIDCA. Universidad Nacional de Colombia, p. 49-88

Orthofer, C.L., Huppmann, D., Krey, V. (2019) South Africa after Paris – Fracking its way to the NDCs? Front. Energy Res., 05 March 2019 | https://doi.org/10.3389/fenrg.2019.00020

Papatulica, M. (2014). Arguments pro and against shale gas exploitation worlwide and in Romania. Procedia Economics and Finance, vol 8, p. 529-534.

Pardo, L.A. (2018). Aspectos económicos de los hidrocarburos y específicamente del fracking. Cap. 3 de: La prohibición del fracking en Colombia como un asunto de política pública. Ed. Heinrich Boll Stiftung, AIDA.

Pardo, L.A. (2019). La inviabilidad económica del fracking, subsidios estatales y crisis fiscal en Colombia. Capítulo en: La inviabilidad del fracking frente a los retos del siglo XXI. Heinrich Boll Stiftung, p. 47-70.

Parnell, J., Brolly, C., Spinks, S., Bowden, S. (2015). Selenium enrichment in Carboniferous Shales, Britain and Ireland: Problem or opportunity for shale gas extraction? Applied Geochemistry, 66, 82-87. doi: 10.1016/j.apgeochem.2015.12.008

Patterson, L., Konschnik, K., Wiseman, H., Fargione, J., Maloney, K.O., Kiesecker, J., Saiers, J.E. (2017). Unconventional oil and gas spills: Risks, mitigation priorities and states reporting requirements. Environmental Science & Technology, 51(5), 2563–2573. doi: 10.1021/acs.est.05749

Paulick, L.B., Hobbie, K.A., Rohlman, D., Smith, B.W., Scott, R.P., Kincl, L., Anderson, K.A. (2018). Environmental and individual PAH exposures near rural natural gas extraction. Environmental Pollution, 241, 397- 405. doi: 10.1016.j.envpol.2018.05.010

Peischl, J., Karion, A., Sweeney, C., Kort, E.A., Smith, M.L., Brandt, A.R., Yeskoo, T., Aikin, K.C., Conley, S.A., Gvakharia, A., Trainer, M., Wolter, S., Ryerson, T. B. (2016). Quantifying atmospheric methane emissions from oil and natural gas production in the Bakken shale region of North Dakota. Journal of Geophysical Research: Atmospheres, 121(10), p. 6101-6111. doi: 10.1002/2015JD024631

Peng, L., Meyerhoefer, C., Chou, S.-Y. (2018). The health implications of unconventional natural gas development in Pennsylvania. Health Economics, 27, 956–983 doi: 10.1002/ hec.3649

Pérez, D., Scandizzo, H., DiRisio, D. (2016). Vaca Muerta. Construcción de una estrategia, política pública ambigua, empresas estatales corporatizadas y diversificación productiva a medida. Libro del Observatorio Petrolero Sur y la Fundación Rosa Luxenburgo, Ed. Jinete Insomme, Buenos Aires, 130 p.

Perry, G., Olivera, M. (2009). El impacto del petróleo y la minería en el desarrollo regional y local de Colombia. Working Paper Nª 51. Fedesarrollo.

Perry, S. (2012). Development, Land Use, and Collective Trauma: The Marcellus Shale Gas Boom in Rural Pennsylvania. Culture, Agriculture, Food and Environment, vol. 34 (1), p. 81–92.

Peters, B.G. (2018). Policy problems and policy design, Cheltenham: Edward Elgar Publishing Limited, 172 p.

Picot, A., David, J., David, P., Tsakiris, J. (2011). Bilan Toxicologie – Chimie. L'exploration et l'exploitation des huiles et gaz de schiste ou hydrocarbures de roche-mere par fracturation hydraulique. Association Toxicologie-Chimie, Paris, 45 p.

PNN (Parques Nacionales Naturales). (2018). Sistema Nacional de Áreas Protegidas (Parques Nacionales Naturales, Reservas Forestales Protectoras Nacionales/Regionales, Reservas Naturales de la Sociedad Civil, Areas de recreación, Distrito de Conservación de Suelos, Distrito Nacional/Regional de Manejo Integrado, Parque Natural Regional). Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC.

PNUD (Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo). (2013). Línea base, programas en beneficio de las comunidades implementados por el sector hidrocarburos en Colombia.

Portafolio (2019). El País cerraría el año con 900.000 barriles de petróleo al día. Revista portafolio. Descargado de https://www.portafolio.co/economia/el-pais-cerraria-el-ano-con-900-000-barriles-de-petroleo-al-dia-5333

PSE (Physicians, Scientists, and Engineers for Healthy Energy). (2019). Repository for Oil and Gas Energy Research, ROGER. Retrieved from https://www.psehealthyenergy.org/our-work/shale-gas-research-library/

PSR (Physicians for Social Responsibility) (2018). Hydraulic Fracturing and Your Health: Water Contamination. Retrieved from https://www.psr.org/wp-content/uploads/2018/09/fracking-and-water-contamination.pdf

Qiao, X., Zhang, Z., Yu, J., Ye, X. (2008). Performance characteristics of a hybrid membrane pilot-scale plant for oilfield-produced wastewater. Desalination, 225 (1–3), 113-122. https://doi.org/10.1016/j.desal.2007.04.092

Rapier, R. (2015). The link between oil reserves and oil prices. Retrieved from https://oilprice.com/Energy/Crude-Oil/The-Link-Between-Oil-Reserves-And-Oil-Prices.html

Rasch, R., Reeves, M., Sorenson, C. (2018). Does oil and gas development impact recreation visits to public lands? A cross-sectional analysis of overnight recreation site use at 27 national forests with oil and gas development. Journal of Outdoor Recreation and Tourism. 24, 45-51. doi: 10.1016/j.jort.2018.11.001

Ratledge, N., Zachary, L. (2017). Impacts of unconventional oil and gas booms on public education: A mixed-methods analysis of six producing states. Retrieved from http://www.rff.org/research/publications/impactsunconventional-oil-and-gas-booms-public-education-mixed-methods

Renock, D., Landis, J.D., Sharma, M. (2016). Reductive weathering of black shale and release of barium during hydraulic fracturing. Applied Geochemistry, 65. doi: 10.1016/j.apgeochem.2015.11.001

Restrepo, J.D. (2005). Los sedimentos del Río Magdalena: Reflejo de la crisis ambiental. Fondo Editorial Universidad Eafit, 267 p.

Restrepo, A., Arismendi, C., Romero, E., Gálvez, S. (2018). Análisis de la pertinencia del gasto de regalías en el Departamento de la Guajira y municipios productores. Fundación para el Desarrollo del Caribe - Fundación Promigas, Guajira 360 grados, Centro de Pensamiento para el Desarrollo.

Reuters. (2019, February 11). U.S. settles with Antero over water pollution from fracking. Retrieved from https://www.reuters.com/article/us-usa-antero/us-settles-with-antero-over-water-pollution-from-frackingidUSKCN1Q021K

Richburg, C.M., Slagley, J. (2018). Noise concerns of residents living in close proximity to hydraulic fracturing sites in Southwest Pennsylvania. Public Health Nursing, 36, 3-10. doi: 10.1111/phn.12540

Rittel H., Webber, M.M., (1973). Dilemmas in a General Theory of Planning, Policy Sciences, 4, p. 155-169.

Roa, H., (1987). Planificación, desarrollo y petróleo: el caso araucano. Bogotá. Editora Guadalupe.

Roa, T., Roa, M., Toloza, J., Navas, L. (2017). Como el agua y el aceite. Conflictos socioambientales por la extracción petrolera. Centro Nacional Salud, Ambiente y Trabajo, CENSAT Agua Viva, 287 p. https://doi.org/10.15446/cp.v12n25.70790

Robert, J., McGuire, C. C., Kim, F., Nagel, S. C., Price, S. J., Lawrence, B. P., De Jesus, F. (2018). Water contaminants associated with unconventional oil and gas extraction cause immunotoxicity to amphibian tadpoles. Toxicological Sciences, 166(1), 39050. doi: 10.1093/toxsci/kfy179

Rogers, C. (2019, April 17). Supreme Court considers frac ban. Winona Post. Retrieved from http://www.winonapost.com/Article/ArticleID/63818/Supreme-Court-considers-frac-ban

Rosa, L., Rulli, M.C., Davis, K.F., D'Odorico, P. (2018). The Water-Energy Nexus of Hydraulic Fracturing: A Global Hydrologic Analysis for Shale Oil and Gas Extraction, Earth's Future, 6 (5), p. 745-756. DOI: 10.1002/2018EF000809

Rosenblum, J. S., Sitterley, K. A., Thurman, E. M., Ferrer, I., Linden, K. G. (2016). Hydraulic fracturing wastewater treatment by coagulation-adsorption for removal of organic compounds and turbidity. Journal of Environmental Chemical Engineering. 4 (2), 1978 - 1984. https://doi.org/10.1016/j.jece.2016.03.013

Rubinstein, J.L., Ellsworth, W.L., Dougherty, S.L. (2018). The 2013–2016 Induced Earthquakes in Harper and Sumner Counties, Southern Kansas. Bulletin of the Seismological Society of America, 108(2), 674-689. doi: 10.1785/0120170209

Rudas, G. (2017). ¿Son deducibles las regalías como costo en el impuesto a la renta? Razón Pública, 5 de Noviembre. Descargado de 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.

Rystad Energy (2019, January 22). Frac water demand is sky-rocketing [Press release]. Retrieved from https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/Frac-water-demand-is-sky-rocketing/

Sardari, K., Fyfe, P., Wickramasinghe, S.R. (2019). Integrated electrocoagulation – Forward osmosis – Membrane distillation for sustainable water recovery from hydraulic fracturing produced water. Journal of Membrane Science, 574, 325-337.

Scanlon, B.R., Reedy, R.C., Nicot, J.P. (2014). Comparison of water use for hydraulic fracturing for unconventional oil and gas versus conventional oil. Environ. Sci. Technol., 48(20) 12386-12393. DOI: 10.1021/es502506v

Scanlon, B.R., Weingarten, M.B., Murray, K.E., Reedy, R.C. (2018). Managing basin-scale fluid budgets to reduce injection-induced seismicity from the recent U.S. shale oil revolution. Seismological Research Letters, 90(1), 171-182. doi: 10.1785/0220180223

Scauzillo, S. (2019, March 5). What toxins are being emitted from LA County's abandoned oil wells? A lawmaker wants to find out. Retrieved from https://www.sgvtribune.com/tag/california-legislature/

Schout, G., Hartog, N., Hassanizadeh, S.M., Griffioen, J. (2018). Impact of an historic underground gas well blowout on the current methane chemistry in a shallow groundwater system. Proceedings of the National Academy of Sciences, 115(2), 296-301. Advance online publication. doi: 10.1073/pnas.1711472115

Schultz, R., Atkinson, G., Eaton, D.W., Gu, Y.J., Kao, H. (2018). Hydraulic fracturing volume is associated with induced earthquake productivity in the Duvernay play. Science, 359, 304-308. doi: 10.1126/science.aao0159

Semana Sostenible (2016). Licencias ambientales deben ser reformadas. Medio ambiente 2016/06/24. Descargado de https://sostenibilidad.semana.com/medio-ambiente/articulo/licenciasambientales-deben-ser-reformadas/35460

Semana Sostenible. (2019, Septiembre 11). ANLA asegura que en Colombia no se está haciendo fracking. Descargado de https://sostenibilidad.semana.com/impacto/articulo/anla-desmiente-realizacion-de-fracking-en-colombia/46694

Semana Sostenible (2019, Octubre 9). ¿Por qué el Gobierno no se comprometió a firmar acuerdo que protegía líderes ambientales? Descargado de https://sostenibilidad.semana.com/medio-ambiente/articulo/colombia-no-firmo-el-acuerdo-de-escazu/47010

Serje, M., Steiner, C. (2011) La magia del petróleo: una aproximación a la historia social de Ecopetrol. En: Ecopetrol 60 Años, Benavides, J (comp.) Bogotá: Villegas Editores, p. 319-360.

Shanafield, M., Cook, P.G., Simmons, C.T. (2019). Towards Quantifying the Likelihood of Water Resource Impacts from Unconventional Gas Development. Grouns Water 57 (4) 547-561 https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/30159905

Shell (2014). Solicitud de modificación de la Licencia Ambiental del Proyecto Área de Perforación Exploratoria VMM-3 Resolución 0857 del 30 de Julio de 2014.

Shores, A., Laituri, M. (2018) The state of produced water generation and risk for groundwater contamination in Weld County, Colorado. Environmental Science and Pollution Research, 25, 30390-30400. doi: 10.1007/s11356-018-2810-8

Short, D., Szolucha, A. (2019). Fracking Lancashire: The planning process, social harm and collective trauma. Geoforum, vol. 8, p. 264–276.

Sider, A. (2016, July 7). Revving up oil fields won't be so easily done. Wall Street Journal. Retrieved from http://www.wsj.com/articles/revving-up-oil-fields-wont-be-so-easily-done-1467883807

Society of Petroleum Engineers (SPE), American Association of Petroleum Geologists (AAPG), World Petroleum Council (WPC), Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE). (2007). Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos. https://www.yumpu.com/es/document/read/26486631/sistema-de-gestion-de-recursos-petroliferos-society-of-petroleum-

Sommer, L. (17 January, 2017a). California says oil companies can keep dumping wastewater during state review. KQED Science. Retrieved from https://ww2.kqed.org/science/2017/01/17/california-says-oil-companies-can-keep-dumping-wastewater-during-state-review/

Sommer, L. (17 August, 2017b). How much drinking water has California lost to oil industry waste? No one knows. KQED Science. Retrieved from https://ww2.kqed.org/science/2017/08/03/how-much-drinking-water-has-california-lost-to-oil-industry-waste-no-one-knows/

Song, L. (2015, Nov. 24). What chemicals are used in fracking? Industry discloses less and less. InsideClimateNews. Retrieved from https://insideclimatenews.org/news/24112015/fracking-natural-gas-drilling-chemicals-fracfocus-study

Soraghan, M. (2016, October 7). EPA suggests partial disposal moratorium in Okla. E&E EnergyWire. Retrieved from http://www.eenews.net/energywire/stories/1060043991

Spice, A. (2018). Fighting invasive infrastructures. Indigenous relations against pipelines. Environment and Society: Advances in Research, vol. 9, p. 40–56.

Staver, A. (2019, January 25). Hickenlooper signs order to release the locations of orphan wells, sets deadline to cap them. Denver Post. Retrieved from https://www.denverpost.com/2018/07/18/hickenlooper-executive-orderorphan-wells/

Stringfellow, W., Camarillo, M., Domen, J., Sandelin, W., Varadharajan, C., Jordan, P., Reagan, M., Cooley, H., Heberger, M., Birkholzer, J. (2017). Identifying chemicals of concern in hydraulic fracturing fluids used for oil production. Environmental Pollution, 220, p. 413-420. http://dx.doi.org/10.1016/j.envpol.2016.09.082

Sun, Y., Wang, D., Tsang, D., Wang, L., Ok, Y., Feng, Y. (2019). A critical Review of risks, characteristics, and treatment strategies for potentially toxic elements in wastewater from shale gas extraction. Environment International, 125, p. 452-469.

Taherdangkoo, R., Tatomir, A., Anighoro, T., Sauter, M. (2019). Modeling fate and transport of hydraulic fracturing fluid in the presence of abandoned wells. Journal of Contaminant Hydrology, 221, 58-68. Advance online publication. doi: 10.1016/j.jconhyd.2018.12.003

Tasker, T., Burgos, W., Piotrowski, P., Castillo, L., Blewett, T., Ganow, K., Stallworth, A., Delompré, P., Goss, G., Fowler, F., Vanden Heuvel, J., Dorman, F., Warner N. (2018). Environmental and Human Health. Impacts of Spreading Oil and Gas Wastewater on Roads. Environmental Science & Technology, vol 52 (12), 7081-7091. doi: 10.1021/acs.est.8b00716

Tellez, G.T., Nirmalakhandan, N., Gardea, J.L. (2005). Kinetic evaluation of a field-scale activated sludge system for removing petroleum hydrocarbons from oilfield-produced water. Environmental Progress, 24(1), 96-104. https://doi.org/10.1002/ep.10042

Than, K. (2016, November 14). Stanford study of abandoned oil and gas wells reveals new ways of identifying and fixing the worst methane emitters. Stanford News. Retrieved from https://news.stanford.edu/2016/11/14/studyabandoned-oil-gas-wells-reveals-new-ways-fixing-worst-methane-emitters/

The Guardian (2017, January 10). Dutch electric trains become 100% powered by wind energy. Retrieved from https://www.theguardian.com/world/2017/jan/10/dutch-trains-100-percent-wind-powered-ns

The Independent (2016, June 4). Norway to completely ban petrol powered cars by 2025. Retrieved from https://www.independent.co.uk/environment/climate-change/norway-to-ban-the-sale-of-all-fossil-fuel-based-cars-by-2025-and-replace-with-electric-vehicles-a7065616.html

The Independent (2017, July 6). France will ban all petrol and diesel vehicles by 2040. Retrieved from https://www.independent.co.uk/environment/france-petrol-diesel-ban-vehicles-cars-2040-a7826831.html

Theodori, G.L. (2018). Shale energy development in the Southern United States: A review of perceived and objective social impacts. The Extractive Industries and Society, 5, 610-618. doi: 10.1016/j.exis.2018.05.006

Thomas, L., Tang, H., Kalyon, D.M., Atkas, S. Arthur, J.D., Blotevogel, J., Carey, J.W., Filshill, A., Fu, P., Hsuan, G., Hu, T., Soeder, D., Shah. S., Vidic, R.D., Young, M.H. (2019). Toward better hydraulic fracturing fluids and their application in energyproduction: A review of sustainable technologies and reduction of potential environmental impacts. Journal of Petroleum Science and Engineering, 173, p. 793-803. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.09.056

Thuermer, A.M. (2018, November 6). Pavillion water experts fault leaky gas wells, unlined pits. WyoFile. Retrieved from https://www.wyofile.com/pavillion-water-experts-fault-leaky-gas-wells-unlined-pits/

Toro, J., Requena, I., Zamorano, M. (2010). Environmental impact assessment in Colombia: critical analysis and proposals for improvement. Environ Impact Asses Rev., 30 (4), p. 247-261.

Toro, J., Martínez, R., Arrieta, G. (2013). Métodos de evaluación de impacto ambiental en Colombia. Revista de investigación agraria y ambiental, vol. 4 (2), p. 43-53.

Torres, L., Yadav, O.P., Khan, E. (2016). A Review on risk assessment techniques for hydraulic fracturing water from the Bakken Shale. Sci. Total Environ, 539, p. 479-493.

TOXNET (2019). Databases (TOXLINE, DART, HSDB, CCRIS, GENETOX, IRIS, ITER, LACTMED, ChemIDplus, CPDB, CTD, HAZMAP, HPD, TOXMAP, TRI2016). U.S. National Library of Medicine. https://www.nlm.nih.gov/toxnet/index.html

UKERC- UK Energy Research Centre (2014). Low carbon jobs: The evidence for net job creation from policy support for energy efficiency and renewable energy. Retrieved from http://www.ukerc.ac.uk/support/tiki-download_file.php?fileId=3715

Ulloa, A., Coronado, S. (2016). Territorios, Estado, actores sociales, derechos y conflictos socioambientales en contextos extractivistas: aportes para el posacuerdo, en: Extractivismos y posconflicto en Colombia: retos para la paz territorial. Ed. Universidad Nacional de Colombia, p. 22-58.

UNEP (United Nations Environment Programme). (2016). Green Energy Choices: The benefits, risks and trade-offs of low-carbon technologies for electricity production. International Resource Panel, 458 p. https://www.resourcepanel.org/reports/green-energy-choices-benefits-risks-and-trade-offs-low-carbon-technologies-electricity

UNGRD (Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres). (2019). Plan Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres. Bogotá, 63 p. http://portal.gestiondelriesgo.gov.co/Documents/PNGRD-2015-2025-Version-Preliminar.pdf

UNISDR (United Nations International Strategy for Disaster Reduction). (2009). Terminología sobre reducción del riesgo de desastres. 43 p. https://www.unisdr.org/files/7817_UNISDRTerminologySpanish.pdf

UPME (2015). Evaluación de la contribución económica del sector de hidrocarburos colombiano frente a diversos escenarios de producción. Unidad de Planeación Minero Energética. Descargado de https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Estudios%202014-2016/resumen_fedesarrollo_mme_final.pdf

UPME (2018). Plan Indicativo de abastecimiento de combustibles líquidos, Capitulo 2. Subdirección de Hidrocarburos, Unidad de Planeación Minero Energética.

UPRA. (2016). Unidad de Planificación Rural Agropecuaria – Distritos de adecuación de tierras – Diciembre 2016 (polígono y punto). Sistema de Información para la planificación rural agropecuaria – SIPRA. Información suministrada por el Instituto Colombiano de Desarrollo Rural (INCODER) y el Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural y complementada por la UPRA. Descargado de https://sipra.upra.gov.co/

U.S. Agency for Toxic Substances and Disease Registry (ATSDR) (2016, May 24). Health Consultation: Dimock Groundwater Site. Retrieved from http://www.atsdr.cdc.gov/hac/pha/DimockGroundwaterSite/Dimock_Groundwater_Site_HC_05-24-2016_508.pdf

U.S. Department of Transportation, Pipelines and Hazardous Materials Safety Administration. (2018). Gas distribution, gas gathering, gas transmission, hazardous liquids, liquefied natural gas (LNG), and underground natural gas storage (UNGS) annual report data. Retrieved from https://www.phmsa.dot.gov/data-andstatistics/pipeline/gas-distribution-gas-gathering-gas-transmission-hazardous-liquids

U.S. Energy Information Administration (EIA). (2011). World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States. Retrieved from https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/archive/2011/pdf/fullreport_2011.pdf

U.S. Energy Information Administration (EIA). (2013). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States June 2013 (June 13, 2013 – corrected Executive Summary, Table 5). Retrieved from https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/archive/2013/pdf/fullreport_2013.pdf

U.S. Energy Information Administration (EIA). (2015). Resources Technically Recoverable. Shale Oil and Shale Gas Resources: Northern South America. Retrieved from https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Northern_South_America_Colombia_Venezuela_2013.pdf

U.S. Energy Information Administration (EIA). (2016). Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs. Retrieved from https://www.eia.gov/analysis/studies/drilling/

U.S. Energy Information Administration (EIA). (2019 a). Spot Prices. Retrieved from http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_a.htm

U.S. Energy Information Administration (EIA). (2019 b). Long Term Applications Received by DOE/FE to Export. Retrieved from https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/05/f62/Summary%20of%20LNG%20Export%20Applications.pdf

U.S. Environmental Protection Agency (EPA). (2016). Hydraulic fracturing for oil and gas: Impacts from the hydraulic fracturing water cycle on drinking water resources in the United States (Executive Summary). U.S. Environmental Protection Agency, Washington, DC, EPA-600-R-16-236ES. Retrieved from https://www.epa.gov/hfstudy

U.S. Environmental Protection Agency (EPA). (2018a). Greenhouse gases equivalencies calculator, calculations, and references. https://www.epa.gov/energy/greenhouse-gases-equivalencies-calculator-calculations-and-references

U.S. Environmental Protection Agency (EPA). (2018b) Inventory of U.S. greenhouse gas emissions and sinks: 1990-2016. https://www.epa.gov/ghgemissions/inventory-us-greenhouse-gas-emissions-and-sinks

U.S. Environmental Protection Agency (EPA). (2019 a). National Primary Drinking Water Regulations. Retrieved from https://www.epa.gov/ground-water-and-drinking-water/national-primary-drinking-water-regulations

U.S. Environmental Protection Agency (EPA). (2019 b). Ohio EPA Surface Water Quality Criterion Fact Sheet of Strontium. Retrieved from https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-06/documents/oh_al_487_03012006.pdf

U.S. Geological Survey. (2015, January 26). Natural breakdown of petroleum underground can lace arsenic into groundwater. Retrieved from http://www.usgs.gov/newsroom/article.asp?ID=4110&from=rss&utm_source=dlvr.it&utm_medium=facebook#.VavGXIsqdyA

U.S. Geological Survey. (2016, September 3). M5.8 – 14 km NW of Pawnee, Oklahoma. Retrieved from http://earthquake.usgs.gov/earthquakes/eventpage/us10006jxs#executive

U.S. Geological Survey. (2018), "How much water does the typical hydraulically fractured well require?" Retrieved Jul 27, 2018 from https://www.usgs.gov/faqs/how-much-water-does-typical-hydraulically-fractured-well-require?qtnews_science_products=0#qtnews_science__products

U.S. Government Accountability Office. (2012). Report to congressional requesters. Oil and gas information on shale Resources, development, and environmental and Public health Risks. 12-7-32. Retrieved from https://www.gao.gov/

U.S. Government Accountability Office. (2018, May 16). Oil and Gas Wells: Bureau of Land Management Needs to Improve its Data and Oversight of Its Potential Liabilities. GAO-18-250. Retrieved from https://www.gao.gov/assets/700/691810.pdf

U.S. House of Representatives Committee on Energy and Commerce Minority Staff. (2011). Chemicals used in Hydraulic Fracturing. https://www.researchgate.net/publication/293122067_Chemicals_used_in_hydraulic_fracturing

Valencia, M. (2017). Soberanía energética colombiana en la refinación petrolera. Las 2 Orillas. Descargado de https://www.las2orillas.co/soberania-energetica-colombiana-en-la-refinacion-petrolera/

Valdivia, G. (2018). Wagering Life in the Petro-City: Embodied Ecologies of Oil Flow, Capitalism, and Justice in Esmeraldas, Ecuador. Annals of the American Association of Geographers, vol. 108 (2), p. 549–557.

VanDerBaan, M., Calixto, F.J. (2017), Human-induced seismicity and large-scale hydrocarbon production in the USA and Canada. Geochemistry, Geophysics, Geosystems, 18 (7), p. 2467-2485.

Vargas, C. (2012). Potencial de hidrocarburos en Colombia. Presentación. Universidad Nacional U.N., Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH. http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Procedimientos-de-Seleccion/Procesos%20Anteriores/Ronda%20Colombia%202012/Potencial%20Hidrocarbur%C3%ADfero%20de%20Colombia.pdf

Vengosh, A., Jackson, R.B., Warner, N., Darrah, T.H., Kondash, A. (2014) A critical review of the risks to water resources from unconventional shale gas development and hydraulic fracturing in the United States, Environ. Sci. Technol., 48(15), p. 8334-8348.

Vieth-Hillebrand, A., Wilke, F.D., Schmid, F.E., Munder, W., Zhu, Y., Francu, J. (2017). Characterizing the variability in chemical composition of flowback water - results from laboratory studies. Energy Procedia, 125, p. 136-144.

Walker, E.L., Anderson, A.M., Read, L.K., Hogue, T.S. (2017). Water Use for Hydraulic Fracturing of Oil and Gas in the South Platte River Basin, Colorado. JAWRA Journal of the American Water Resources Association, 53(4), p 839-853.

Wang, X., Jiang, L., Gai, Z., Tao, F., Tang, H., Xu, P. (2018). The plasticity of indigenous microbial community in a full-scale heavy oil-produced water treatment plant. Journal of Hazardous Materials, 358(June), 155-164. https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2018.06.049

Warner, N.R., Jackson, R.B., Darrah, T.H., Osborn, S.G., Down, A., Zhao, K. White., A., Vengosh A. (2012). Geochemical evidence for possible natural migration of Marcellus Formation brine to shallow aquifers in Pennsylvania. PNAS July 24, 2012 109 (30) 11961-11966; https://doi.org/10.1073/pnas.1121181109

Watson, T.L., Bachu, S. (2009). Evaluation of the potential for gas and CO_2 leakage along wellbores, Society of Petroleum Engineers. SPE Drilling & Completion, 24, 115-126. doi: 10.21.18/106817-PA

Wei, N., Wang, X.H., Li, F.K. Zhang, Y.J., Guo, Y. (2003) Treatment of high-salt oil field produced water by composite microbial culture, Urban Environ. Urban Ecol. 16 10-12

Weible, C. M., Heikkila, T., Ingold, K., Fischer, M. (2016). Policy Debates on Hydraulic Fracturing. Comparing Coalition Politics in North America and Europe, New York: Palgrave Macmillan

Weijermars, R., McCredie, C. (2011). Inflating US shale gas reserves. Petroleum Review, p. 36-38. Retrieved from https://alboran.com/wp-content/uploads/sites/4/2013/07/PR-6.pdf

Westwood, R., Toon, S., Styles, P., Cassidy, N. (2017). Horizontal respect distance for hydraulic fracturing in the vicinity of existing faults in deep geological reservoirs: a review and modelling study. Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources, Volume 3, Issue 4, pp 379–39. Descargado de https://link.springer.com/article/10.1007/s40948-017-0065-3

Whitworth, K. W., Marshall, A. K., Symanski, E. (2018). Drilling and production activity related to unconventional gas development and severity of preterm birth. Environmental Health Perspectives, 126(3). doi: 10.1289/EHP2622

Williams, P. J., Reeder, M., Pekney, N. J., Risk, D., Osborne, J., McCawley M. (2018). Atmospheric impacts of a natural gas development within the urban context of Morgantown, West Virginia. Science of the Total Environment, 639, 406-416. doi: 10.1016/j.scitotenv.2018.04.422

Willis, M. D., Jusko, T. A., Halterman, J. S., Hill, E. L. (2018). Unconventional natural gas development and pediatric asthma hospitalizations in Pennsylvania. Environmental Research, 166, 402-408. doi: 10.1016/j.envres.2018.06.022

Willow, A. (2014). The new politics of environmental degradation: unexpected landscapes of disempowerment and vulnerability. Journal of Political Ecology, vol. 21, p. 238-257.

Willow, A., Wylie, S. (2014). Politics, ecology, and the new anthropology of energy: exploring the emerging frontiers of hydraulic fracking. Journal of Political Ecology, vol. 21, p. 222-236.

Wilson, M., Worrall, F., Davies, R., Almond, S. (2018). Fracking: How far from faults?. Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources, Volume 4, Issue 2, pp 193–199. Descargado de https://link.springer.com/article/10.1007%2Fs40948-018-0081-y

Woda, J., Wen, T., Oakley, D., Yoxtheimer, D., Engelder, T., Castro, M. C., Brantley, S. L. (2018). Detecting and explaining why aquifers occasionally become degraded near hydraulically fractured shale gas wells. Proceedings of the National Academy of Sciences, 115(49), 12349-12358. doi: 10.1073/pnas.1809013115

Worden, J., Bloom, A.A., Pandey, S., Jiang, Z., Worden, H.M., Walker, T.W., Houweling, S., Röckmann, T. (2017). Reduced biomass burning emissions reconcile conflicting estimates of the post-2006 atmospheric methane Budget. Nature Communications, 2227.

World Meteorological Organization (WMO). (2019, November 25). The State of Greenhouse Gases in the Atmosphere Based on Global Observations through 2018. Greenhouse Gas Bulletin No. 15

Worrall, F., Wade, A.J., Davies, R.J., Hart, A. (2019). Setting the baseline for shale gas – Establishing effective sentinels for water quality impacts of unconventional hydrocarbon development. Journal of Hydrology, 571, p. 516-527. https://doi.org/10.1016/j.hydrol2019.01.075

WPXI (2018, November 20). Abandoned oil wells hidden under thousands of local properties. Retrieved from https://www.wpxi.com/news/top-stories/abandoned-oil-wells-hidden-under-thousands-of-localproperties/875732284

WWF (2015). Framework to assess the economic reality of shale gas in South Africa. World Wide Fund for Nature (formerly World Wildlife Fund), South Africa. Retrieved from http://awsassets.wwf.org.za/downloads/framing_the_economics_of_shale_gas_in_south_africa__report_web.pdf

Wylie, S., Albright, L. (2014). Well Watch: reflections on designing digital media for multi-sited para-ethnography. Journal of Political Ecology, vol. 21, p. 320-348.

Yang, H., Huang, X., Yang, Q., Tu, J., Li, S., Yang, D., Xia, H., Flower, R., Thompson, J. (2015). Water Requirements for Shale Gas Fracking in Fuling, Chongqing, Southwest China. Energy Procedia, vol. 76, p. 106-112. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.862

Yao, Y., Chen, T., Shen, S. S., Niu, Y., DesMarais, T. L., Linn, R., Costa, M. (2015). Malignant human cell transformation of Marcellus Shale gas drilling flow back water. Toxicology and Applied Pharmacology, 288, 121- 130. doi: 10.1016/j.taap.2015.07.011

Yirka, B. (2017, December 29). Methane still leaking from the ground at site of gas explosion decades ago. Phys.org. Retrieved from https://phys.org/news/2017-12-methane-leaking-ground-site-gas.html

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, 309-319. doi: 10.1016/j.jngse.2018.04.013

Yurewicz, D., Advocate, D., Lo, H., Hernández, E. (1998). Source Rocks and Oil Families, Southwest Maracaibo Basin (Previous Catatumbo Next Subbasin), Colombia. AAPG Bulletin, vol. 82 (7), p. 1329-1352. Retrieved from http://archives.datapages.com/data/bulletns/1998/07jul/1329/1329.htm?q=%2BauthorStrip%3Ayurewicz+%2BabstractStrip%3Acatatumbo#hit4

Zeits, R. (2013, March 5). Bakken: The Downspacing Bounty and Birth Of 'Array Fracking'. Seeking Alpha. Retrieved from https://seekingalpha.com/article/1248431-bakken-the-downspacing-bounty-and-birth-of-array-fracking

Zhang, D., Yang, T. (2015). Environmental impacts of hydraulic Fracturing in shale gas development in the United States. Petroleum Exploration and Development, vol. 42, p. 876-883.

Zhang, X. Sun, A.Y. Duncan, I.J., Vesselinov, V.V. (2017). Two-Stage Fracturing Wastewater Management in Shale Gas Development. Industrial & Engineering Chemistry Research, 56, p. 1570-1579.

Zhang, Y., Mao, J., Zhao, J., Yang, B., Zhang, Z. (2019a) Research on the reuse technology of fracturing flowback fluids in fracking. Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects. doi: 10.1080/15567036.2019.1604885

Zhang, Z., Du, X., Carlson, K. H., Robbins, C. A., Tong, T. (2019 b). Effective treatment of shale oil and gas produced water by membrane distillation coupled with precipitative softening and walnut shell filtration. Desalination, 454 82- 90 https://doi.org/10.1016/j.desal.2018.12.011

Zhou, F.S, Dang, Y.S., Lu, F.J. (2000). Inorganic polymeric flocculant FMA for purifying oilfield produced water: Preparation and uses. Oilfield Chemistry 17, 256-259.

Zhu, Q., Ma, J., Chen, F., Li, X., Zhang, S., Liu, G. (2019). Treatment of hydraulic fracturing flowback water using the combination of gel breaking, magnetic-enhanced coagulation, and electrocatalytic oxidation. Separation Science and Technology. https://doi.org/10.1080/01496395.2019.1614061

Zoback, M.D. (2012). Managing the seismic risk posed by wastewater disposal. Earth, 57(4), p. 38– 43.

Zou, C., Ni, Y., Li, J., Kondash, A., Coyte, R., Lauer, N., Cui, H., Liao, F., Vengosh, A. (2018). The water footprint of hydraulic fracturing in Sichuan Basin, China. Science of the Total Environment, vol. 630, p. 349-356. https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2018.02.219

Zuo, N., Schieffer, J., Buck, S. (2019). The effect of the oil and gas boom on schooling decisions in the U.S. Resource and Energy Economics, 55, 1-23. doi: 10.1016/j.reseneeco.2018.10.002

Material Cartográfico:

Información espacial del Registro Único de Áreas Protegidas - RUNAP (PNN, 2018)

Mapa de Bosque Seco Tropical del Instituto Humboldt (IAVH, 2014) versión 2.

Mapa de Ecosistemas Continentales, Costeros y Marinos de Colombia (MEC) a escala 1:100.000 (actualizado para el año 2017 por el IAVH, INVEMAR, SINCHI, PNN, IIAP y el IGAC, bajo el liderazgo del IDEAM y Minambiente).

Mapa de Prioridades de Conservación del Consejo Nacional de Política Económica y Social-CONPES 3680 (MAVDT, UAESPNN y DNP-SDAS, 2010).

Mapa de Reserva Forestal de Ley 2da de 1959 (MADS, 2016).

Mapa de Resguardos Indígenas de Colombia (IGAC, 2017).

Mapa de Territorios Colectivos de comunidades negras (IGAC, 2016)

Mapa de Tierras de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH, Julio de 2019). http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Paginas/Mapa-de-tierras.aspx

Mapa de Zonas de Reserva Campesina (Incoder, 2013).