Respuestas cuestionario del Consejo de Estado sobre la técnica del *Fracking*

Autores:

Sergio Hernando Lopera Castro, Ingeniero de Petróleos, Magister en Economía Internacional, Magister en Ciencias Económicas y Sociales, Doctor en Economía Aplicada. Matricula profesional No. 2534 del Consejo Profesional de Ingeniería de Petróleos.

Pedro Nel Benjumea Hernández, Ingeniero de Petróleos, Magister en Ingeniería del Gas Natural, Doctor en Ingeniería. Matricula profesional No. 1172 del Consejo Profesional de Ingeniería de Petróleos.

Gustavo Adolfo Sarmiento Pérez, Geólogo, Doctor en Geociencias. Matricula profesional No. 282 del Consejo Profesional de Geología.

Universidad Nacional de Colombia
2020

Tabla de contenido

Pág.

Preámbulo……..10
1. Temas generales desde el punto de vista científico y técnico……..15
1.1 ¿En el actual desarrollo del conocimiento científico y técnico en el mundo, cuál es el debate que se presenta sobre la exploración y explotación de yacimientos no convencionales de hidrocarburos mediante la técnica del fracturamiento hidráulico (*Fracking*)? 15
1.2 ¿La comunidad científica nacional e internacional acepta la existencia de riesgos asociados a la utilización de la técnica de *fracking*? En caso de existir, ¿en qué consisten?.....33
1.2.1 ¿cuál es su nivel de conocimiento y si se encuentran plenamente identificados?.....37
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?.....37
1.4 ¿Los riesgos potenciales son predecibles? ¿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 cuales han sido sus resultados?.....47
2 Temas relacionados con la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales en Colombia……..77
2.1 En las técnicas convencionales de exploración y explotación de hidrocarburos realizadas en Colombia los riesgos asociados a estas técnicas se consideran previsibles, mitigados y reversibles……77
2.1.1 ¿Se han presentado episodios de materialización de estos riesgos?.....78
2.1.2 En caso positivo, ¿cuál es la información existente sobre su manejo y cuáles fueron sus resultados?.....83
2.1.3 ¿Cuál ha sido el balance socioeconómico de costo beneficio?.....85
2.2 Desde el punto de vista económico, presupuestal y social preguntamos: ¿la exploración y explotación de yacimientos no convencionales de hidrocarburos en especial mediante la técnica del fracturamiento hidráulico *fracking* es

beneficiosa para los intereses del país? En caso afirmativo cuales son los beneficios a corto, mediano y largo plazo.....90
2.3 ¿Cómo es posible calcular los beneficios económicos que puede generar esta técnica del *fracking*, que criterios y volúmenes de producción se tienen en cuenta para estimar su valor y cuál es el grado de certeza de estos estimativos?.....93
3 Temas sobre el punto de vista del nivel local.....97
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 aprovechamiento de los recursos naturales en una zona específica de aplicación?.....97
3.2 ¿Qué tipos de líquidos o aditivos químicos se utilizan usualmente en la aplicación de la técnica del *fracking* y cuál es el grado de toxicidad? ¿Cuáles son sus riesgos para la salud humana y la biodiversidad?.....98
3.2.1 ¿Se conocen los que se inyectan en la utilización del *fracking* como experiencia que se plantea en Colombia?.....100
3.2.2 ¿Es posible determinar los riesgos y las medidas de mitigación por la utilización de estos líquidos si se desconocen qué clase de sustancias se emplearán?.....100
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?.....101
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 diversos usos sin afectaciones a la salud humana y a la biodiversidad?, ¿cuáles son los requerimientos para un óptimo resultado?.....111
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 de los municipios en donde se realizará? En caso positivo en qué consiste y cuáles podrían ser sus efectos.....112
3.6 ¿Cómo deberían ser los espacios y mecanismos para garantizar una participación efectiva informada y continua por parte de las comunidades? ..114
3.7 ¿Cómo se evaluará el potencial del efecto del *fracking* sobre la sismicidad de la zona?.....115
4 Preguntas sobre el impacto regional.....119

4.1 ¿Cuáles son los impactos socio ambientales derivados de la construcción de la infraestructura como vías carreteables campamentos diques lagunas de tratamiento etc.?.....119
4.2 ¿Cuáles son los impactos generados por los movimientos de población atraída por los proyectos y sus implicaciones?.....123
4.3 ¿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?.....124
4.4 ¿Es posible evaluar los riesgos de derrame y accidentes mediante el transporte?.....126
5 Preguntas sobre el impacto nacional.....128
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?.....128
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 a los medios públicos?.....132
5.3 ¿Cómo se ha evaluado la capacidad institucional efectiva de las autoridades ambientales para licenciar los proyectos de *fracking* y para control y monitoreo de sus riesgos?.....137
5.4 ¿El eventual incremento de hidrocarburos derivado del *fracking* se exportaría sin agregarle valor mediante la refinación? ¿Los seguiríamos exportando como petróleo crudo?.....142
6 Preguntas sobre el punto de vista global.....144
6.1 ¿Cómo afectará un eventual aumento de la producción petrolera y gasífera resultante del *fracking*, los compromisos adquiridos por Colombia para reducir las emisiones GEI en un 20% para el 2030, señaladas en el acuerdo de Paris y aceptadas por Colombia?.....144
6.2 ¿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 descarbonizadas?.....147
6.3 ¿Las pruebas piloto del gobierno nacional que plantea llevar a cabo a través de 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?.....150

6.4 ¿Qué condiciones deben cumplir las pruebas piloto para asegurar que sus resultados se reproducirán fielmente en otras regiones en donde se lleve a cabo esta técnica?.....151
7 Preguntas sobre la normatividad demandada.....153
7.1 ¿Las normas demandadas identifican o aceptan la existencia del riesgo asociados a la utilización de la técnica del *fracking*? En caso positivo, ¿en qué consisten y cuál es el nivel de complejidad?.....154
7.2 Las referidas normas disponen como mitigar y controlar dichos riesgos desde el punto de vista científico y técnico. ¿La regulación es suficiente?.....156
7.3 ¿Están incluidos en estas normas todos los riesgos asociados a la exploración y explotación del *fracking*?.....157
7.4 ¿Las normas demandadas en el evento de identificar o incluir en su regulación riesgos asociados al *fracking* los minimizan hasta el punto de considerarlo técnicamente manejables? 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 si impide determinar con toda su eficiencia esta respuesta.....159
7.5 ¿Las normas demandadas cumplen con las exigencias técnicas para considerar manejables los riesgos derivados del *fracking*?.....160
7.6 ¿Desde el punto de vista técnico y científico las normas demandadas determinan los líquidos que se inyectaran en la operación de *fracking*? ¿Estimulan esos líquidos como un riesgo? ¿Qué medidas se establecen para mitigarlo y si son efectivas?.....160
Recomendaciones.....163
Referencias.....165

Índice de figuras

Pág.

Figura 1-1 Dimensiones del debate sobre el *fracking*……..16
Figura 1-2 Temáticas relacionadas con la dimensión ambiental del debate……17
Figura 1-3 Temas de discusión relacionados con el efecto del *fracking* sobre el recurso agua……..18
Figura 1-4 Temas de discusión relacionados con las emisiones de gases contaminantes y de material particulado……..19
Figura 1-5 Temas de discusión relacionados con el efecto del *fracking* en el calentamiento global y el cambio climático……..22
Figura 1-6 Temas de discusión relacionados con el efecto del *fracking* en los ecosistemas y la biodiversidad……..23
Figura 1-7 Temas de discusión relacionados con el efecto del *fracking* en la salud de los seres vivos……..25
Figura 1-8 Temas de discusión relacionados con la dimensión energética de la discusión sobre el *fracking*……27
Figura 1-9 Temas de discusión relacionados con la dimensión económica de la discusión sobre el *fracking*……28
Figura 1-10 Temas de discusión relacionados con la dimensión social de la discusión sobre el *fracking*……30
Figura 1-11 Temas de discusión relacionados con la dimensión geopolítica de la discusión sobre el *fracking*……31
Figura 1-12 Posiciones de diferentes actores frente a la mitigación de los riesgos del *fracking*……48
Figura 1-13 Tipos de sistemas de aditivos utilizados en los fluidos de fractura de acuerdo con los requerimientos asociados a la secuencia temporal del proceso de fracturamiento……..54
Figura 1-14 Tipos de sistemas de aditivos utilizados en los fluidos de fractura de acuerdo con los requerimientos de la operación del fracturamiento……..55
Figura 2-1 Visitas técnicas realizadas por la ANLA……77
Figura 2-2 Seguimientos al sector petrolero……77
Figura 2-3 Eventos reportados por derrames por año……..79
Figura 2-4 Cantidad de crudo derramado en barriles……..79
Figura 2-5 Distribución porcentual de las causas de derrame……..80

Figura 2-6 Causas y volumen de crudo derramado……80
Figura 2-7 Porcentaje de volumen derramado de crudo por departamento……..80
Figura 2-8 Volumen de crudo derramado por fallas y volcamientos……80
Figura 2-9 Barriles producidos versus derramados por falla operativa……..81
Figura 2-10 Porcentaje de barriles derramados por fallas operativas versus total de barriles derramados……81
Figura 2-11 Datos y cifras de atentados contra el oleoducto Caño Limón Coveñas……..82
Figura 2-12 Investigaciones a proyectos de hidrocarburos……84
Figura 2-13 Sanciones para el sector hidrocarburos……84
Figura 2-14 Fases y focos del plan de entorno Pozo Lisama 158……85
Figura 2-15 Exportaciones de Colombia……..86
Figura 2-16 Principales aportes del sector de hidrocarburos al Gobierno Nacional……..86
Figura 2-17 Regalías por regiones 2012-2016……88
Figura 2-18 Comparación de tasa de formalidad de empleo entre municipios productores y no productores de hidrocarburos……..89
Figura 2-19 Comparación del comportamiento de economías regionales en departamentos con actividad petrolera……89
Figura 3-1 Ilustración de las diferentes fuentes de abastecimiento de agua para pozos tipo II de fracturamiento hidráulico para (a) la formación de *Shale Marcellus* en la Cuenca del río Susquehanna entre los años 2008 y 2013 y (b) el *shale* de Barnett en Texas para los años 2011 y 2013……103
Figura 3-2 Ejemplo distribución del uso de agua para los condados Wilson, Texas y Montrail, Dakota del norte……104
Figura 3-3 Demanda hídrica sectorial ENA 2018 (millones de m3/año)……..106
Figura 3-4 Visión esquemática de las buenas prácticas sociales……115
Figura 4-1 Vista de planta del arreglo de una plataforma de perforación de pozos horizontales……120
Figura 4-2 Configuración asumida para el desarrollo de YNC……120
Figura 4-3 Cifras de la palma de aceite por departamento……121
Figura 4-4 intervención de la zona de Magdalena Medio y Bajo……121
Figura 4-5 Infraestructura de transporte del Magdalena Medio Colombia……..122
Figura 4-6 Oleoductos de Colombia……125

Figura 5-1 Expectativas globales de la explotación de yacimientos no convencionales……..128
Figura 5-2 Precio del petróleo entre 1980 y 2018……..132
Figura 5-3 Variables para la construcción de escenarios de oferta y demanda de hidrocarburos……133
Figura 5-4 Variables críticas y factores de éxito del sector hidrocarburos……134
Figura 5-5 Escenario base……..135
Figura 5-6 Estimación de reservas de petróleo en Colombia……135
Figura 5-7 Estimación de reservas de gas en Colombia……136
Figura 6-1 Emisiones de CO_2……144
Figura 6-2-Emisiones de CH_4……145
Figura 6-3 Consumo y fuentes de energía en el mundo……149

Índice de tablas

Pág.

Tabla 1-1 Dimensiones de la seguridad energética……..26
Tabla 1-2 Proceso para valoración del riesgo asociado al *fracking*……36
Tabla 1-3 Riesgos relacionados con el recurso hídrico. Sobrexplotación del recurso……38
Tabla 1-4 Riesgos relacionados con el recurso hídrico. Contaminación de acuíferos……39
Tabla 1-5 Riesgos relacionados con el recurso hídrico. Contaminación de aguas superficiales……..40
Tabla 1-6 Riesgo de aumento de la actividad sísmica……41
Tabla 1-7 Riesgos relacionados con la contaminación atmosférica y el calentamiento global……..42
Tabla 1-8 Riesgos relacionados con la degradación de los ecosistemas y la biodiversidad……43
Tabla 1-9 Riesgos relacionados con la ocupación del territorio……44
Tabla 1-10 Riesgos relacionados con la dimensión salud pública……..45
Tabla 1-11 Riesgos relacionados con la dimensión económica……46
Tabla 1-12 Riesgos relacionados con la dimensión social……..47
Tabla 1-13 Fuentes de información públicas sobre compuestos químicos utilizados en fluidos de fractura……..57
Tabla 2-1 Gas de lutita (*shale gas*) en tera pies cúbicos……95
Tabla 2-2 Petróleo de lutita (*shale oil*) en miles de millones de barriles……96
Tabla 3-1 Compuestos con mayor frecuencia de aparición en los fluidos de fractura en Estados Unidos entre los años 2005 y 2009……..99
Tabla 3-2 Consumo promedio de agua por pozo para las diferentes cuencas explotadas en el Estado de Texas……102
Tabla 3-3 Estimación consumo de agua para pozos de *fracking* en E.E.U.U y Colombia……..105
Tabla 4-1 Volúmenes transportados……..124
Tabla 4-2 Derrames significativos de Ecopetrol……126
Tabla 4-3 Información sobre derrames significativos de Ecopetrol en 2018……127
Tabla 5-1 Técnicas para determinación de producción……130
Tabla 5-2 Grupos de investigación propuestos para control y monitoreo de riesgos……..139

Preámbulo

El ejercicio académico que se presenta a continuación responde una serie de preguntas planteadas por el Consejo de Estado, en torno a los riesgos asociados a la explotación de yacimientos no convencionales de hidrocarburos, como oferta de recurso dentro del grupo de los combustibles fósiles y de lo que implicaría su aprovechamiento. Los recursos hidrocarburíferos, al igual que los demás asociados a los materiales geológicos, han venido siendo utilizados y transformados por el hombre y han aportado al desarrollo de la humanidad, pero su explotación y uso han contribuido al componente antrópico de la degradación del planeta y de la aceleración anómala del calentamiento global. No obstante, la supervivencia de la humanidad aún depende de los combustibles fósiles; mientras nuevas formas de utilización del entorno natural ofrezcan de manera eficiente alternativas más limpias.

En Colombia se vienen explotando los recursos fósiles hace alrededor de 100 años, periodo en el cual, el país ha venido buscando una identidad como nación; así como una concepción de desarrollo, anclado en procesos de construcción democrática, no exentos de conflictos. El presente nos sorprende con una ciudadanía cada vez más fuerte demandando participación en las decisiones de políticas de Estado y en la gestión de los territorios y los recursos del subsuelo.

Sin lugar a dudas, las prácticas de explotación de hidrocarburos, van a salir fortalecidas por las discusiones que se han suscitado en torno a la implementación de la técnica del fracturamiento hidráulico en formaciones de roca generadora, popularmente conocida como *fracking*.

El escenario actual de cambio climático y de agotamiento de recursos, precisa, además de la participación ciudadana, una concepción de desarrollo, en la que la producción de conocimiento y la búsqueda de soluciones innovadoras, sea uno de sus pilares esenciales.

En este contexto, hay que entender que la discusión sobre el uso de recursos, hace parte de las dinámicas de los mercados mundiales y de los movimientos y cambios de paradigmas globales. Las sociedades, llamadas desarrolladas, están hoy en el

ojo del huracán, precisamente por la aplicación de métodos de extracción y procesos de consumo de recursos que no atienden las limitaciones de la biosfera. Un país como Colombia debe leer este contexto y construir una agenda propia, observando la complejidad de la situación actual.

Repensar el modelo de desarrollo basado principalmente en la lógica extractiva, es una prioridad, para un país que debe diseñar políticas energéticas más allá del mercado y donde los temas sociales y ambientales cobran cada vez más relevancia, en un contexto de crecimiento de la demanda de energía jalonado por el desarrollo industrial y la concentración de la población en grandes urbes. Los yacimientos convencionales de hidrocarburos durante el siglo pasado y lo que va de este, han suplido gran parte de las necesidades energéticas del país, pero sus reservas van en declive, lo cual, exige la búsqueda de nuevas fuentes de hidrocarburos. La técnica del fracturamiento hidráulico se practica desde hace más de 50 años; pero su aplicación masiva para extracción de hidrocarburos de roca generadora se ha desarrollado desde hace alrededor de dos décadas, y se perfila como la posibilidad de aumento de reservas a futuro (Lopera S. H., 2005a) (Lopera S. H., 2008).

El desbordado afán de algunos países por lograr la autosuficiencia energética condujo a la masificación del fracturamiento hidráulico, sin que previamente mediará una evaluación detallada de los riesgos y limitantes tecnológicos de esta práctica para el entorno natural, la salud y la sociedad. Esta situación se presentó principalmente en Estados Unidos, donde ha sido determinante el hecho de que la propiedad del subsuelo sea de naturaleza privada. Allí, muchos pequeños propietarios se arriesgaron a participar en el negocio y se perforaron pozos, especialmente para inyectar fluidos de retorno, sin estándares técnicos estrictos, dado que no existía una reglamentación, control y vigilancia por parte del Estado Americano. Los inconvenientes generados por dichas prácticas están bien documentados, recogidos en compendios, relacionados principalmente con impactos sobre la salud. Es importante aclarar que, en Colombia, la propiedad del subsuelo es del Estado y que, para la implementación de esta técnica, se ha venido trabajando en una reglamentación con altos estándares, la cual es susceptible de ser mejorada.

A propósito de lo anteriormente expuesto, hoy es una prioridad revisar las formas de producción de conocimiento, superar la lógica cartesiana dominante y avanzar hacia una visión sistémica, multidisciplinar y compleja. La Ingeniería está en mora

de incorporar esta visión; pensar los problemas no solo desde la perspectiva técnica, sino también social, ambiental, económica, política y ética; que ayuden en la toma de decisiones integrales.

Grupos de investigadores y ciudadanos de todo el mundo, han hecho manifiestos sus temores frente a los enormes problemas derivados de una técnica aplicada sin control estricto por parte del Estado, dadas las afectaciones ampliamente debatidas. No obstante, el problema no es el recurso sino la manera como este se aprovecha. La postura que anima las respuestas dadas en este documento a las preguntas formuladas por el Consejo de Estado, es un llamado perentorio al uso de todos los instrumentos que garanticen la seguridad integral frente a la aplicación del fracturamiento hidráulico. Se debe garantizar la aplicación de las herramientas tecnológicas que certifiquen la integridad de la operación, aun si ésta ya ha cumplido su vida útil. Las unidades geológicas se deben conocer ampliamente en sus características intrínsecas, con la participación directa de investigadores con propósitos académicos, y el conocimiento generado, debe ser comunicado y apropiado por la sociedad.

De esta forma, las respuestas dadas están inspiradas en el sueño de avanzar en curvas de conocimiento que le permitan al país mayor competitividad en el ámbito de los hidrocarburos a escala mundial. Es necesario armonizar y rediseñar nuestra política petrolera con la energética en un contexto mundial de cambio climático y agotamiento de recursos, en el que está en cuestión el uso de los hidrocarburos como fuente predominante de energía.

Se tratará entonces de plantear cuál debe ser la trayectoria a seguir para el logro de una transición energética sustentable, que garantice recursos futuros y una sociedad más armónica con la naturaleza (Lopera S. H., 2005a).

Es importante anotar que, en la actualidad, Colombia tiene una matriz energética a la que aspiran muchos países del mundo, en la cual la generación hidráulica juega un papel fundamental. A finales de 2018, el 68% de la electricidad fue de fuente hidráulica y el 32 % de térmica. Es necesario diseñar una política energética en la cual los recursos fósiles vayan perdiendo protagonismo y se evolucione hacia fuentes renovables; pero de otro lado, es esencial qué, en dicha política, el consumo energético sea más racional, eficiente e involucre a las personas y a la sociedad en su conjunto.

De igual forma, es impostergable, concebir una política de movilidad más sostenible que garantice la calidad del aire y una generación energética basada en una matriz más limpia; y, claramente, el uso de los hidrocarburos se debe pensar en el marco de esa política.

La explotación de hidrocarburos de roca generadora, es una fuente más, que, bajo condiciones de regulación y control adecuados es realizable, con miras a garantizar un escenario de transición energética del orden de 30 años. Lo que deberíamos discutir como nación es, cómo cambiar la lógica de explotación de hidrocarburos basada única y exclusivamente en la dinámica del mercado y considerar elementos sociales, ambientales, políticos y éticos como parte integral de esta política.

Hoy más que nunca, en el ámbito mundial, la discusión sobre el agotamiento de recursos y el cambio climático son asuntos determinantes para el diseño de políticas. En consecuencia, el Estado colombiano debe dejar de pensar los hidrocarburos solo como fuente de ingresos para el gobierno central y cuya dinámica es determinada solo por fuerzas del mercado e introducir los conceptos de soberanía y seguridad energética como parte de su estructura legislativa.

Es prioritario enfatizar en la necesidad de fortalecer las instituciones encargadas de hacer este trabajo, de suerte que se puedan beneficiarse del acervo de conocimientos que, en esta materia, han generado universidades y centros de investigación del país en los últimos años. Una buena parte de estas investigaciones se han sido realizado gracias al apoyo de Colciencias, desde donde el Estado ha hecho una decidida apuesta desde los años 90. De igual forma, los resultados de estas investigaciones y los conocimientos generados, se deben integrar a la Estrategia Nacional de Apropiación Social de la Ciencia, la Tecnología y la Innovación[1], diseñada por Colciencias con el fin de mantener informados a los ciudadanos en temas que les conciernen de manera directa.

De igual modo, las instituciones del sector minero energético, deben contar con un equipo técnico de alto perfil, para la toma de decisiones, y con el presupuesto necesario que les permita ejercer el debido control, vigilancia y diseño de normas y políticas para enfrentar los retos de una economía en transición, del modelo

[1] COLCIENCIAS (2010): La Estrategia Nacional de Apropiación Social de la Ciencia, la Tecnología y la Innovación

extractivo a uno más industrial, teniendo en cuenta que habitamos un país diverso y en un mundo donde el cambio climático es una urgencia.

Finalmente, los abajo firmantes del presente documento actuamos en calidad de peritos técnicos en Ingeniería de Petróleos y Geología, según lo establece la Ley 842 de 2003 en el Artículo 19. Dictámenes Periciales. El cargo o la función de perito cuando el dictamen comprenda cuestiones técnicas de la Ingeniería, de sus profesiones afines o de sus profesiones auxiliares, se encomendará al profesional cuya especialidad corresponda a la materia objeto del dictamen.

Entendemos que este es un peritaje eminentemente técnico, por lo cual anexamos nuestro número de matrícula profesional al final del documento.

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

1.1. ¿En el actual desarrollo del conocimiento científico y técnico en el mundo, cuál es el debate que se presenta sobre la exploración y explotación de yacimientos no convencionales de hidrocarburos mediante la técnica del fracturamiento hidráulico (*Fracking*)?

El desarrollo de la cadena productiva de los hidrocarburos obtenidos a partir de la explotación de yacimientos no convencionales en roca generadora (YNC-RG) mediante la técnica de fracturamiento hidráulico multietapa en pozos horizontales (*fracking*) ha generado un debate amplio en el ámbito global. Tal situación, está asociada no solo a la diversidad y complejidad de los temas de controversia, sino también a la variedad de públicos interesados. Además de las consideraciones meramente tecnológicas y económicas, el debate abarca aspectos políticos, sociales, energéticos, ambientales, geopolíticos, territoriales y de salud pública, que requieren ser tenidos en cuenta y que pueden ser determinantes en la viabilidad de los proyectos de explotación de este tipo de recursos. En consecuencia, el debate exige una aproximación holística y multidisciplinaria, que dé cuenta de las múltiples dimensiones involucradas.

En aras de contribuir a la caracterización del referido debate, a continuación, se exponen elementos de contexto y se identifican los principales temas de controversia.

Elementos de contextualización del debate

1) La historia de la explotación de hidrocarburos contenidos en YNC-RG mediante la técnica del *fracking* es relativamente corta y se remonta a finales del siglo XX, siendo un desarrollo esencialmente del siglo XXI. Estados Unidos ha sido el país pionero en el desarrollo y aplicación a escala comercial de la técnica. Otros países que reportan producciones comerciales de hidrocarburos a partir del *fracking* son Canadá, China y Argentina.

2) El desarrollo del *fracking* ocurre en un escenario marcado por la influencia de grandes debates globales como: cambio climático, transición energética, descarbonización de la economía, empoderamiento ciudadano, gobernanza y geopolítica global, globalización económica, convergencia tecnológica,

transhumanismo y optimismo tecnológico, seguridad alimentaria, sostenibilidad de los recursos del planeta, crisis ecológica global, entre otros.

3) El debate trasciende las etapas aguas arriba de la cadena productiva de esta fuente de hidrocarburos: exploración y explotación. Varios temas de controversia requieren un análisis integrado de la cadena productiva en su conjunto (*up*, *mid* y *downstream*) y del uso de metodologías robustas como análisis de ciclo de vida, análisis exergético y análisis emergético.

Identificación de los temas de debate

El estado del arte del debate mundial sobre el *fracking* se puede construir a partir de la revisión y análisis de las publicaciones de contenido científico-técnico (revistas, libros, tesis, ponencias en congresos, etc.) recopiladas en las principales bases de datos bibliográficas especializadas. Adicionalmente, existen contribuciones valiosas en forma de reportes o informes de estudios o investigaciones llevadas a cabo por entes públicos, comisiones de expertos, gremios privados y organizaciones no gubernamentales.

Con fines metodológicos, los temas de debate se pueden agrupar en ocho categorías o dimensiones, como se ilustra en la figura 1-1. Sin embargo, hay que tener presente que varios temas son comunes a diferentes dimensiones.

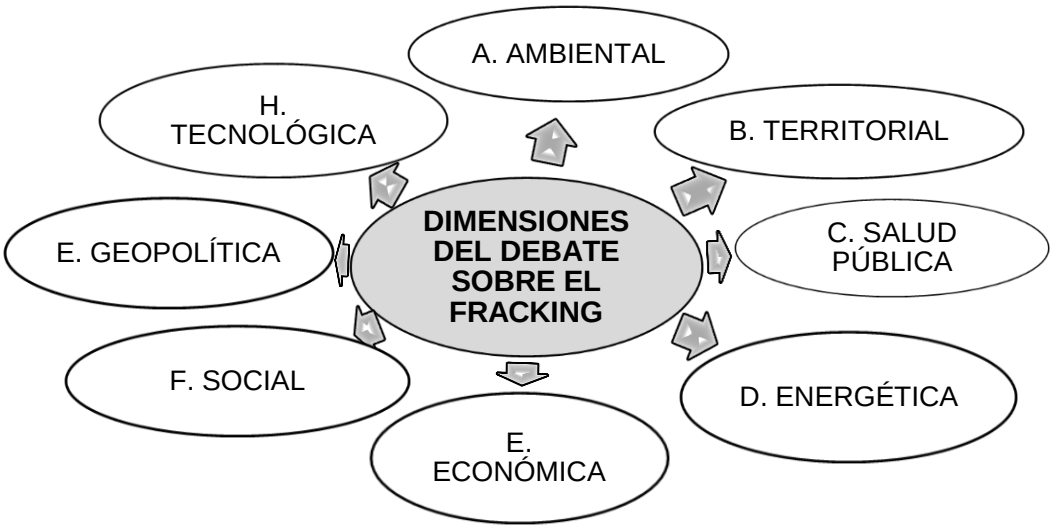

Figura 1-1 Dimensiones del debate sobre el *fracking*. Fuente: Elaboración propia.

A. Dimensión ambiental

La figura 1-2 muestra las temáticas de mayor controversia en relación con la dimensión ambiental del debate.

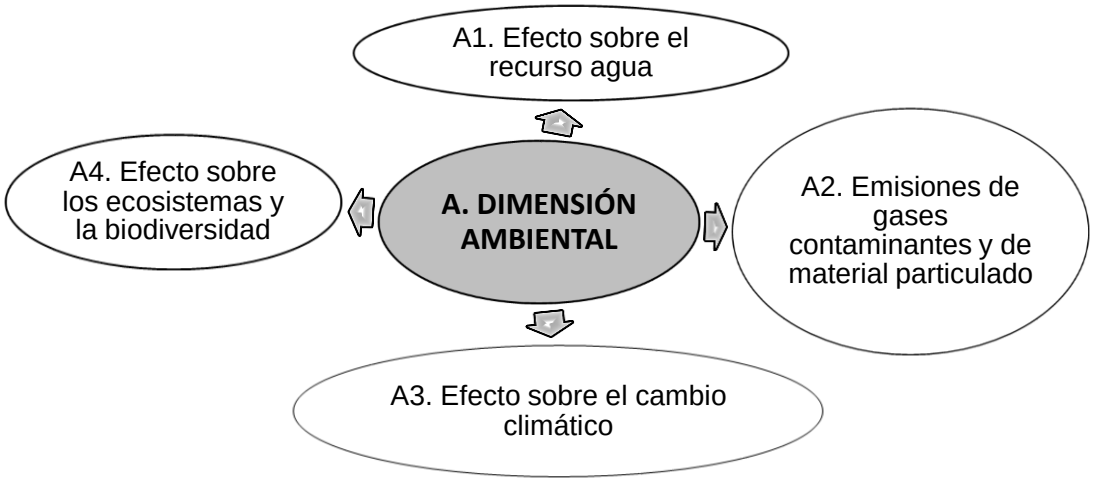

Figura 1-2 Temáticas relacionadas con la dimensión ambiental del debate. Fuente: Elaboración propia.

A1. Efecto sobre el recurso agua

El impacto del *fracking* sobre el recurso agua es el tema ambiental que mayor preocupación ha despertado en la comunidad científica y en la sociedad civil, especialmente en las comunidades asentadas en los territorios donde se planea llevar a cabo la explotación de los YNC-RG. Consecuentemente, este aspecto ha sido el más ampliamente discutido, tanto en la literatura especializada, como en eventos públicos y medios de comunicación. En la figura 1-3 se presentan los temas de discusión más recurrentes relacionados con el ciclo del agua en el *fracking*. Cada uno de estos temas será desarrollado con mayor profundidad a lo largo de este documento.

A2. Emisiones de gases contaminantes y de material particulado

Los fluidos que se encuentran en los yacimientos convencionales y no convencionales de hidrocarburos son mezclas de las tres series o familias de este tipo de compuestos que presentan una mayor estabilidad química (alcanos, cicloalcanos y aromáticos). Dependiendo de la composición química específica y de las condiciones de presión y temperatura existentes en el subsuelo, los fluidos en

los yacimientos se pueden encontrar en fase líquida (yacimientos de petróleo), en fase gaseosa (yacimientos de gas seco, húmedo o retrogrado o condensado) o en ambas fases (yacimientos de petróleo con capa de gas). En cualquiera de los casos, a las condiciones de superficie siempre se tendrá producción de gas, cuya cantidad y composición dependerá fundamentalmente de la naturaleza química del fluido del yacimiento. En el caso de los gases secos, en superficie solo se tendrá una fase gaseosa compuesta fundamentalmente por metano.

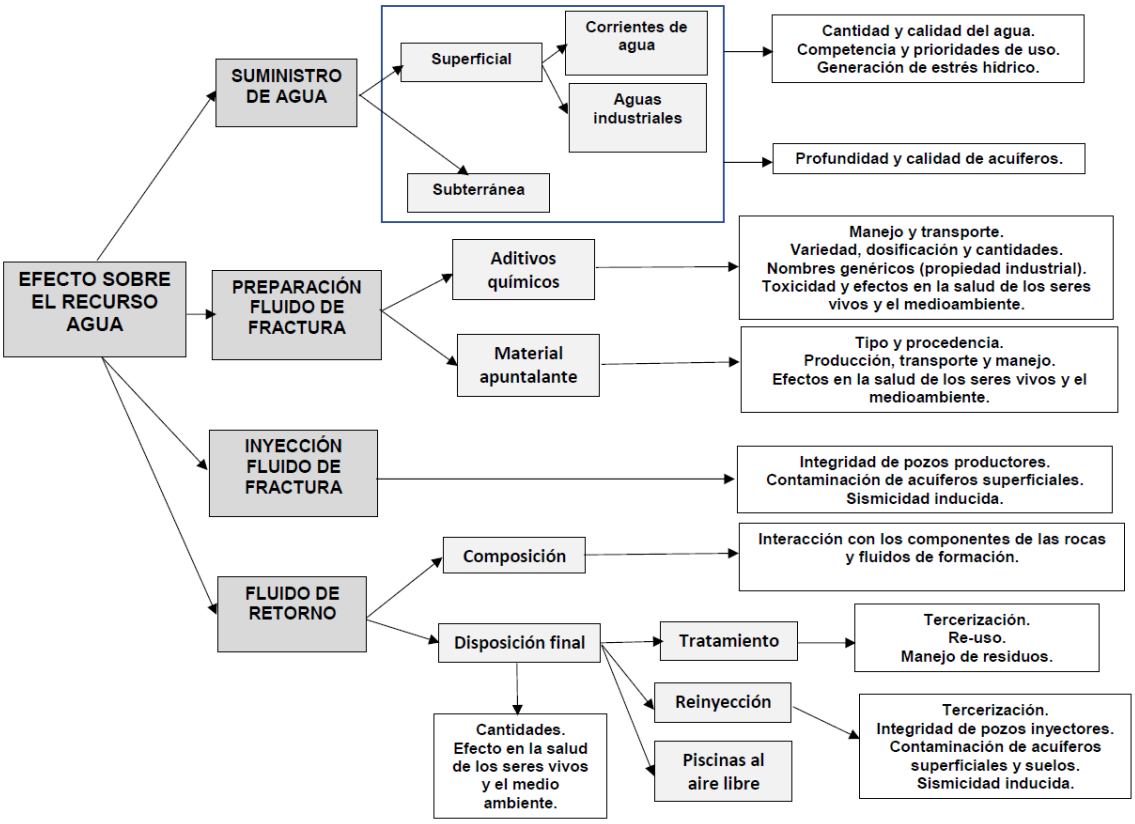

Figura 1-3 Temas de discusión relacionados con el efecto del *fracking* sobre el recurso agua. Fuente: Elaboración propia.

Como consecuencia del comportamiento de fases de los fluidos de yacimientos descrito en el párrafo precedente, en las diferentes etapas de la cadena productiva del petróleo y del gas natural inevitablemente se generarán emisiones gaseosas, especialmente de metano, las cuales tienen asociados impactos ambientales, operativos, económicos y de seguridad industrial. Lo anterior ha llevado a que la industria petrolera a nivel global, en coordinación con agencias ambientales como la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (US EPA), este

desarrollando programas y proyectos con el fin de identificar, cuantificar, mitigar y valorizar dichas corrientes gaseosas (Yánez, Gualdrón, & Bylin, 2014).

En la figura 1-4 se presentan los temas de discusión relacionados con los efectos de las emisiones de gases contaminantes y de material particulado que se generan en la cadena productiva del petróleo y del gas natural. Aunque la mayoría de estos temas son comunes a la explotación de yacimientos convencionales, se han identificado aspectos específicos asociados a la técnica del *fracking*.

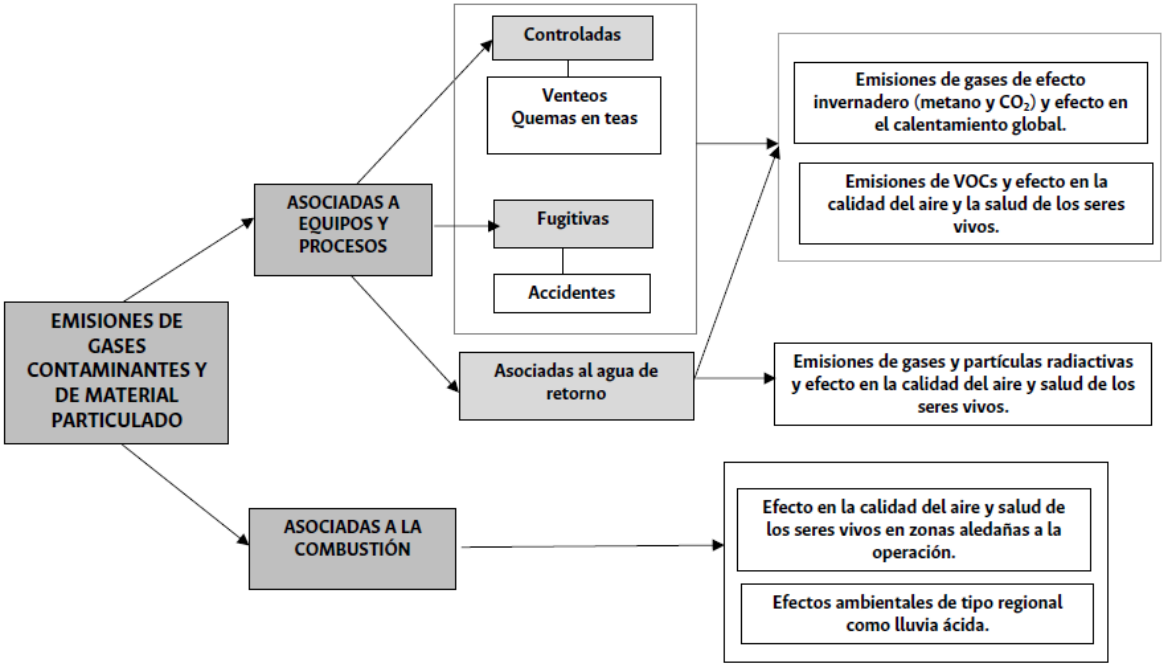

Figura 1-4 Temas de discusión relacionados con las emisiones de gases contaminantes y de material particulado. Fuente: Elaboración propia.

Las emisiones o fugas de gases a la atmosfera asociadas a la cadena productiva del petróleo y del gas natural se suelen clasificar en dos categorías amplias: controladas o de diseño y fugitivas o no controladas. Entre las controladas se encuentran las operaciones de venteo en equipos y procesos y las quemas en teas. El venteo de gas ocurre durante diferentes operaciones y puntos del sistema como: completamiento de pozos, liberación de gas contenido en anulares de pozos, facilidades de tratamiento de petróleo y gas, mantenimiento de compresores, estaciones de regulación, entre otros. Las no controladas se deben fundamentalmente al mal funcionamiento de equipos y accesorios (válvulas con mal

sello, conexiones sueltas, entre otros) y a accidentes (fallas en la integridad de pozos, roturas de gasoductos, entre otros). Aunque la mayoría de las emisiones mencionadas corresponden a metano, también se pueden presentar fugas de etano, propano, butano y de otros hidrocarburos de mayor peso molecular, todos ellos considerados como compuestos orgánicos volátiles (VOCs por las iniciales en inglés de *Volatile Organic Compounds*). En algunos casos también se pueden presentar emisiones de compuestos de azufre como sulfuro de hidrógeno y mercaptanos.

Cuando se usa la técnica del *fracking* se pueden presentar emisiones de diferentes gases contaminantes asociados al manejo del fluido de retorno, por ejemplo: metano proveniente de los fluidos del yacimiento, vapores asociados a destilados medios del petróleo utilizados en algunas formulaciones de fluidos de fractura y partículas y gases radiactivos como el radón presente en algunas formaciones del subsuelo.

Otra fuente de emisiones de gases contaminantes a la atmósfera es la combustión de gas y de combustible diésel en diferentes tipos de quemadores y motores estacionarios y móviles. En particular, los vehículos de carga pesada que se utilizan en las operaciones de *fracking* son propulsados por motores de encendido por compresión o motores diésel. Dada la naturaleza de la combustión diésel, las principales emisiones de este tipo de motores son material particulado (PM10 y PM2.5, partículas con diámetros menores o iguales a 10 y a 2,5 micrómetros, respectivamente), hidrocarburos sin quemar, óxidos de nitrógeno (NOx), monóxido de carbono (CO) y dióxido de carbono (CO_2). Los óxidos de nitrógeno, al igual que los compuestos orgánicos volátiles son precursores del ozono troposférico y del denominado *smog* fotoquímico. La concentración de material particulado en el aire también se puede incrementar durante las operaciones de manejo del material apuntalante (transporte, descarga y mezclado con el fluido de fractura) y debido al polvo generado por la circulación de vehículos, especialmente en carreteras no pavimentadas.

A3. Efecto sobre el cambio climático

Las emisiones a la atmósfera de gases de efecto invernadero (GEI o GHG por las iniciales en inglés de *Greenhouse Gases*) de origen antropogénico, especialmente dióxido de carbono y metano, son reconocidas por la mayor parte de la comunidad científica mundial como la principal causa de la aceleración del calentamiento

global y por ende del cambio climático. Un porcentaje considerable de dichas emisiones proviene de la cadena productiva de los combustibles fósiles.

En los estudios sobre calentamiento global y cambio climático se utilizan dos conceptos clave: el potencial de calentamiento global (PCG o GWP por las iniciales en inglés de *Global Warming Potential*) y el presupuesto de carbón remanente (PCR o RCB por las iniciales en inglés de *Remaining Carbon Budget*).

Cada uno de los GEI contribuye al calentamiento global en distinto grado. Las mayores diferencias se presentan en su habilidad para absorber energía y en el tiempo que permanecen en la atmósfera. El PCG se desarrolló para comparar el impacto en el calentamiento global de diferentes gases. Específicamente, este parámetro mide la cantidad de energía que absorberá una unidad de masa de un GEI en un período de tiempo dado, en relación con el desempeño de una unidad de masa de dióxido de carbono, por lo tanto, el PCG del CO_2 es siempre igual a la unidad (Stocker, y otros, 2013). El PCG se puede calcular para periodos de 20, 100 o 500 años, siendo 100 años el valor más frecuente. Por ejemplo, el PCG del metano para 100 años es 25, indicando que la emisión de 1 millón de toneladas de metano es equivalente a emitir 25 millones de toneladas de CO_2. El panel intergubernamental sobre cambio climático (IPCC por las siglas en inglés de *Intergovernmental Panel on Climate Change*) mantiene actualizados los factores de emisión del PCG, y por consiguiente el valor de la unidad de dióxido de carbono equivalente (Stocker, y otros, 2013).

Es de esperar que la magnitud del calentamiento global sea proporcional a la cantidad total de GEI emitidos a la atmósfera en un período de tiempo dado. Consecuentemente, el aumento de temperatura en las próximas décadas dependerá en forma directa de la concentración futura de los GEI en la atmósfera, la cual se puede estimar como la suma de los GEI ya existentes y de aquellos que serán emitidos en el período de tiempo considerado. El razonamiento anterior conduce al concepto de presupuesto de carbón remanente (PCR), el cual se define como la cantidad máxima de CO_2 antropogénico que podrá ser emitida a la atmósfera si se quiere mantener un incremento en la temperatura promedia global por debajo de un límite especificado, en particular el límite establecido por el Acuerdo de Paris sobre cambio climático (UNFCCC, 2015).

A partir del quinto informe de evaluación del IPCC, el concepto de PCR se ha posicionado como un referente para la definición de políticas sobre cambio

climático (Pachauri & Meyer, 2014). A diferencia de la metodología de línea base, el PCR establece un límite máximo de emisiones acumuladas de dióxido de carbono equivalente (CO_2-eq) y permite definir metas cuantitativas de reducción de emisiones en los niveles nacional, regional y sectorial en línea con el presupuesto de carbono global (Rogelj, Foster, & Kriegler, 2019).

En la figura 1-5 se presentan los temas de discusión más álgidos relacionados con el efecto del desarrollo de la técnica del *fracking* sobre las emisiones de GEI y el calentamiento global. Gran parte de la discusión gira en torno a los posibles beneficios ambientales de incrementar la participación del gas natural en la matriz energética global a expensas de otros combustibles fósiles, especialmente del carbón. Teniendo en cuenta únicamente la etapa final de su ciclo de vida (uso como combustible), el gas natural, dada la alta relación hidrógeno/carbono del metano (CH_4), es el combustible fósil que produce menos emisiones de CO_2 por unidad de energía liberada. Sin embargo, este balance de emisiones de GEI favorable al gas natural puede cambiar adversamente, dependiendo de la magnitud de las fugas de metano y emisiones de CO_2 que se presenten en las demás etapas de su cadena productiva. Como se mencionó anteriormente, el metano tiene un potencial de calentamiento global mucho mayor que el del dióxido de carbono.

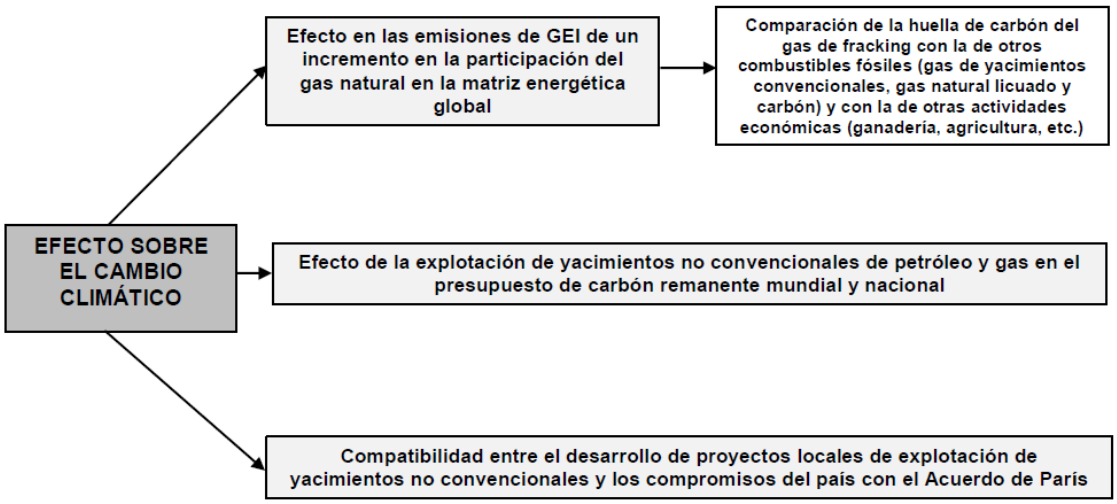

Figura 1-5 Temas de discusión relacionados con el efecto del *fracking* en el calentamiento global y el cambio climático. Fuente: Elaboración propia.

A4. Efecto sobre los ecosistemas y la biodiversidad

La destrucción o degradación de ecosistemas afecta servicios esenciales que ellos proveen y que sustentan la vida humana y la de las demás especies (alimento, agua, energía, salud y protección contra el cambio climático). Por tal motivo, es fundamental que exista una estrecha integración de la gestión de la biodiversidad y los ecosistemas con la planificación del desarrollo territorial en las diversas escalas y las actividades de los sectores productivos.

En la figura 1-6 se presentan varios temas de discusión relacionados con el efecto del *fracking* y sus actividades asociadas en los ecosistemas y la biodiversidad.

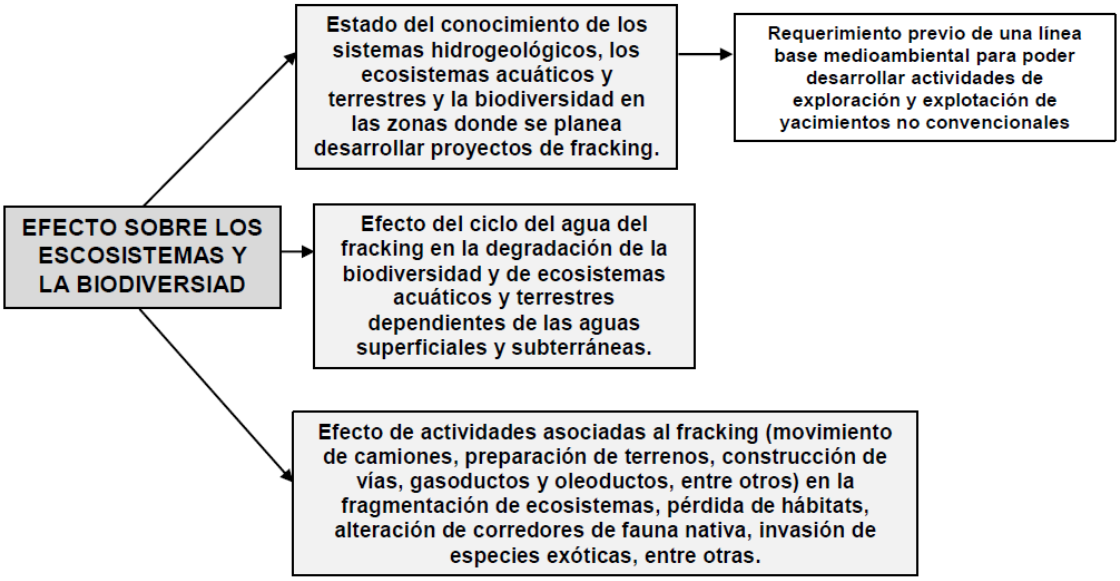

Figura 1-6 Temas de discusión relacionados con el efecto del *fracking* en los ecosistemas y la biodiversidad. Fuente: Elaboración propia.

B. Dimensión Territorial

El concepto de territorio ha evolucionado constantemente, dejando de ser un concepto meramente geográfico, para adquirir una mayor relevancia al interior de otras disciplinas de las ciencias sociales, tales como la sociología, la antropología o la economía; y de otras ciencias aplicadas que intervienen en el mismo, como la arquitectura y el urbanismo, la ingeniería y la agronomía. Actualmente se reconocen

como planes de ordenamiento territorial sustentables a aquellos que tienen en cuenta tanto las variables económicas, como las sociales y ambientales.

En consecuencia con el concepto moderno de territorio, muchos de los temas de discusión relacionados con la dimensión territorial del *fracking* tienen que ver con la dimensión ambiental (contaminación de aguas superficiales y subterráneas, de suelos y de ecosistemas dependientes de esos recursos hídricos y edafológicos), la dimensión económica (cambios en la vocación económica del territorio, conflictos de uso del suelo, etc.) y de la dimensión social (inmigraciones masivas no controladas, ruptura de la cohesión social, aumento de tráfico vehicular, entre otros).

Un tema de amplia controversia asociado a la dimensión territorial del *fracking* ha sido el grado de ocupación del territorio debido a la logística involucrada y al elevado número de pozos que se tendrían que perforar.

También ha sido un tema álgido, la incorporación de los proyectos de explotación de YNC-RG en los Planes de Ordenamiento Territorial. Se discute si los instrumentos de ordenamiento territorial, el marco normativo y la fortaleza institucional de las autoridades ambientales locales y regionales son suficientes para garantizar la no afectación de ecosistemas estratégicos y áreas protegidas. También es tema de discusión la rapidez o demora, así como la rigurosidad de las autoridades competentes para otorgar las licencias ambientales. Este instrumento es finalmente el mecanismo mediante el cual se puede autorizar o restringir la ubicación de la infraestructura a usar en cada proyecto específico.

C. Dimensión salud pública

La salud pública se preocupa por los riesgos para la salud humana desde una perspectiva colectiva. Dichos riesgos no actúan en forma aislada y por lo tanto su análisis y evaluación exigen tener en cuenta toda la cadena causal, o sea, la serie de acontecimientos que pueden conducir a resultados sanitarios adversos como enfermedades de diferente tipo.

Teniendo en cuenta la cadena causal, los riesgos para la salud asociados al *fracking* tienen su origen en el número elevado de sustancias peligrosas involucradas, las cuales se pueden clasificar en usadas (aditivos químicos utilizados en las operaciones de perforación y fracturamiento de pozos), generadas (sustancias que

se pueden crear por las interacciones entre los fluidos inyectados y los fluidos y minerales presentes en las formaciones productoras), producidas (fluido de retorno, materiales radiactivos naturales, aguas de formación e hidrocarburos) y emitidas (fundamentalmente hidrocarburos gaseosos) (CHPNY & PSR, 2019). Sin embargo, la sola existencia de sustancias peligrosas no es suficiente para que los riesgos para la salud se materialicen. El acontecimiento que a continuación tiene que seguir es la liberación de dichas sustancias en las cantidades suficientes para que contaminen aguas superficiales y subterráneas, el suelo y el aire. Finalmente, los seres vivos con la mayor probabilidad de sufrir daños en su salud serán aquellos que experimenten exposiciones a dichas sustancias en la magnitud y duración suficiente. En otras palabras, la exposición al riesgo debe ser previa a cualquier desenlace de salud. En la figura 1-7 se presentan los principales temas de discusión relacionados con los posibles efectos del *fracking* en la salud pública.

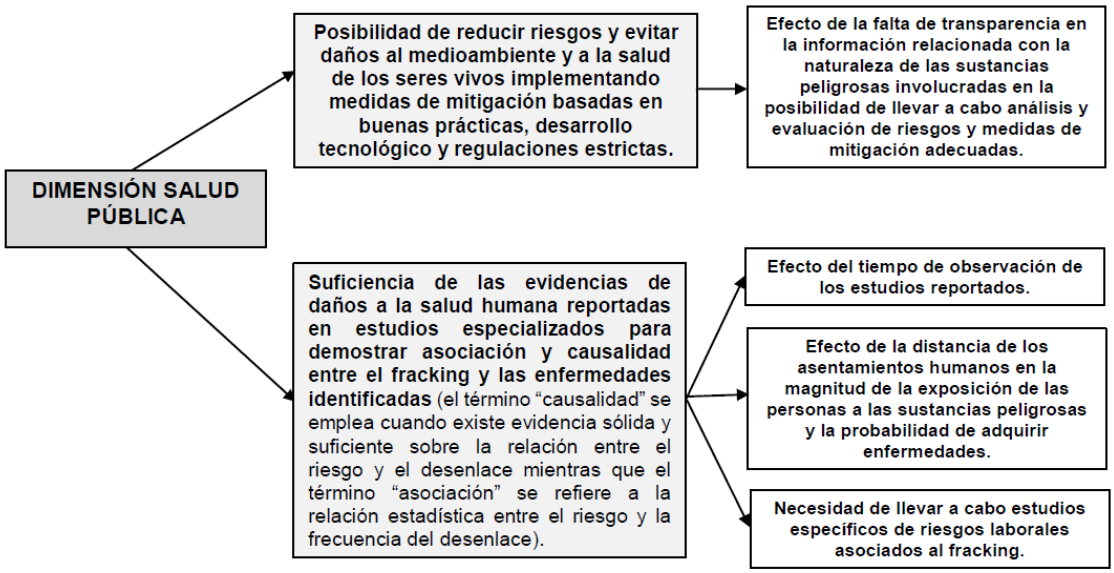

Figura 1-7 Temas de discusión relacionados con el efecto del *fracking* en la salud de los seres vivos. Fuente: Elaboración propia.

D. Dimensión energética

La energía es una variable determinante en el logro de la gran mayoría de los objetivos de desarrollo sostenible contemplados en la agenda 2030 de las Naciones Unidas. En particular, el objetivo No. 7 plantea la necesidad de garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos (Naciones Unidas,

2018). Es en este contexto de búsqueda de modelos energéticos sostenibles que cobran importancia los conceptos de seguridad y transición energética.

A pesar de que la interconexión entre los conceptos de energía y seguridad ha sido ampliamente discutida en la literatura científica (Johansson, 2013), no existe en la actualidad un concepto unificado de seguridad energética. Una aproximación a su análisis es usar modelos que tengan en cuenta su carácter de concepto multidimensional.

En la Tabla 1-1 se presentan cinco dimensiones de la seguridad energética consideradas por investigadores de la Universidad de Singapur (Sovacool & Mukherjee, 2011).

Tabla 1-1 Dimensiones de la seguridad energética (Sovacool & Mukherjee, 2011).

Dimensión	Descripción
Disponibilidad	Considera componentes como el autoabastecimiento, la independencia energética, la seguridad de suministro y la diversidad de fuentes y proveedores.
Asequibilidad	Considera mecanismos de suministro de energía que permitan minimizar costos y garantizar precios justos y razonables. Tiene en cuenta el acceso equitativo a los servicios energéticos, acuñando el concepto de pobreza energética. Entre sus componentes esta la volatilidad de los precios.
Desarrollo tecnológico y Eficiencia	Considera la capacidad de los sistemas, la innovación en tecnologías energéticas y las inversiones en infraestructura para garantizar energía segura y de calidad. Sus componentes son investigación e innovación, seguridad y confiabilidad, resiliencia, eficiencia e intensidad energética.
Sostenibilidad ambiental y social	Tienen en cuenta la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la mitigación y adaptación al cambio climático. Sus componentes son uso del suelo y del agua, cambio climático y polución.
Regulación y gobernanza	Considera las políticas energéticas y su estabilidad, la transparencia de las instituciones y la existencia de mercados competitivos. Se incluyen en esta dimensión todos los asuntos geopolíticos y la seguridad de la demanda. Sus componentes son gobernanza, comercio e interconexiones regionales, competitividad de mercados y conocimiento y acceso a información.

Por su parte, el concepto de transición energética se puede entender como un grupo significativo de cambios en el patrón de uso de la energía en una sociedad (O'Connor, 2010). Tales cambios pueden afectar a uno, o a menudo, a varios de los componentes de un sistema energético: 1) fuentes de energía primaria; 2) formas de energía secundaria o portadores de energía (electricidad, combustibles para motor, etc.); 3) dispositivos de conversión de energía (tecnologías que hacen uso de la energía: máquinas térmicas, máquinas eléctricas, lámparas, etc.) y 4) servicios energéticos (transporte, alumbrado, calefacción, etc.). Según (O'Connor, 2010), a lo largo de la historia de la humanidad han ocurrido numerosas transiciones energéticas que proporcionan lecciones aprendidas de gran utilidad para las transiciones que están ocurriendo y que ocurrirán en el futuro.

En la figura 1-8 se presentan varios temas de discusión relacionados con la dimensión energética de la discusión sobre el *fracking*.

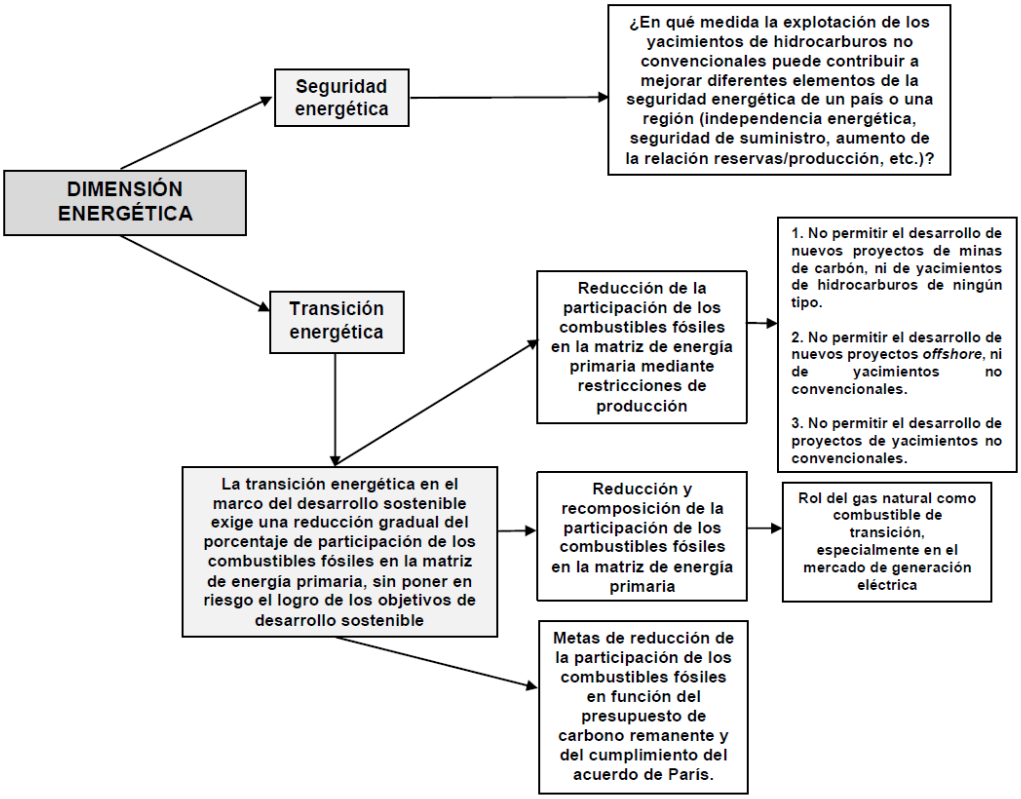

Figura 1-8 Temas de discusión relacionados con la dimensión energética de la discusión sobre el *fracking*. Fuente: Elaboración propia.

E. Dimensión económica

Desde los inicios de la industria del petróleo y el gas natural a finales del siglo XIX, su estrecha interrelación con el funcionamiento de la economía mundial y sus ciclos, así como su impacto en la economía de países productores y consumidores, ha sido tema de amplia discusión política y académica. En la figura 1-9 se presentan los principales temas relacionados con la dimensión económica de la discusión sobre el *fracking* divididos en dos categorías amplias: temas generales asociados al sector hidrocarburos y temas específicos asociados a los proyectos de *fracking*.

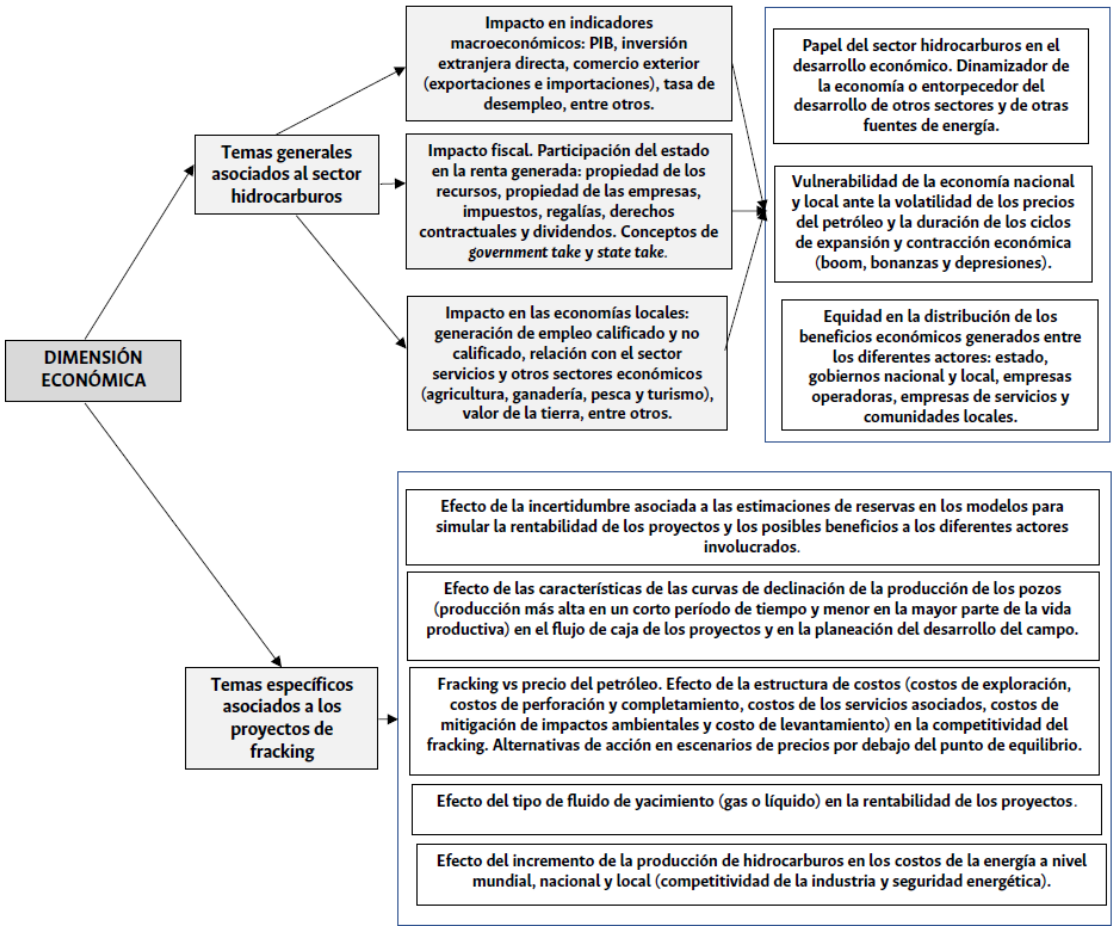

Figura 1-9 Temas de discusión relacionados con la dimensión económica de la discusión sobre el *fracking*. Fuente: Elaboración propia.

F. Dimensión social

Los temas de discusión relacionados con la dimensión social del *fracking* son en gran medida comunes a los que se presentan en la ejecución de proyectos de infraestructura y desarrollo de diversa índole como: construcción de presas, desarrollos turísticos, proyectos agroindustriales, construcción de autopistas, desarrollo de parques de energías renovables tipo solar o eólica, industrias extractivas, entre otros. Este tipo de proyectos presenta características como las siguientes: 1) implica la ocupación de espacios territoriales, afectando la vida de las personas o comunidades que en ellos habitan; 2) pueden desatar profundas reconfiguraciones de las relaciones sociales y espaciales; 3) suelen plantearse a gran escala, y por lo tanto requieren de una gran cantidad de recursos económicos y financieros para ponerlos en marcha; 4) se presentan como proyectos prioritarios de interés público; 5) existe el riesgo de que se conviertan en economías de enclave en las cuales poco se irradie el beneficio económico y social en lo local; 5) las dinámicas que los animan casi siempre son exógenas a las comunidades que afectan, y en la mayoría de las ocasiones la toma de decisiones relativas a su planeación, construcción y operación se lleva a cabo en esferas desconocidas por los habitantes y 6) se suelen presentar como "realidades técnicas" que solo pueden ser discutidas por expertos (Corte Suprema de la Nación Mexicana, 2014).

En la figura 1-10 se presentan los principales temas relacionados con la dimensión social de la discusión sobre el *fracking*.

F. Dimensión geopolítica

El desarrollo de la explotación de los YNC-RG mediante la técnica del *fracking* no se puede ver fuera del contexto del mercado internacional de los hidrocarburos y la energía, y de la posición de los diferentes países o bloques económicos frente al cambio climático y la agenda 2030 de la ONU. Hay dos aspectos a tener en cuenta: uno referente a la energía y su uso (geopolítica de la energía), y otro correspondiente al medioambiente como recurso (geopolítica del medioambiente).

En el ámbito global hay países con intereses muy definidos con respecto al desarrollo de la industria de los hidrocarburos y de las fuentes alternas de energía. Existen grandes consumidores de petróleo y gas como los Estados Unidos y China, grandes productores como Estados Unidos, Arabia Saudita y la Federación de Rusia,

y desarrolladores y proveedores de tecnologías para energías renovables (solar y eólica) como Alemania y China.

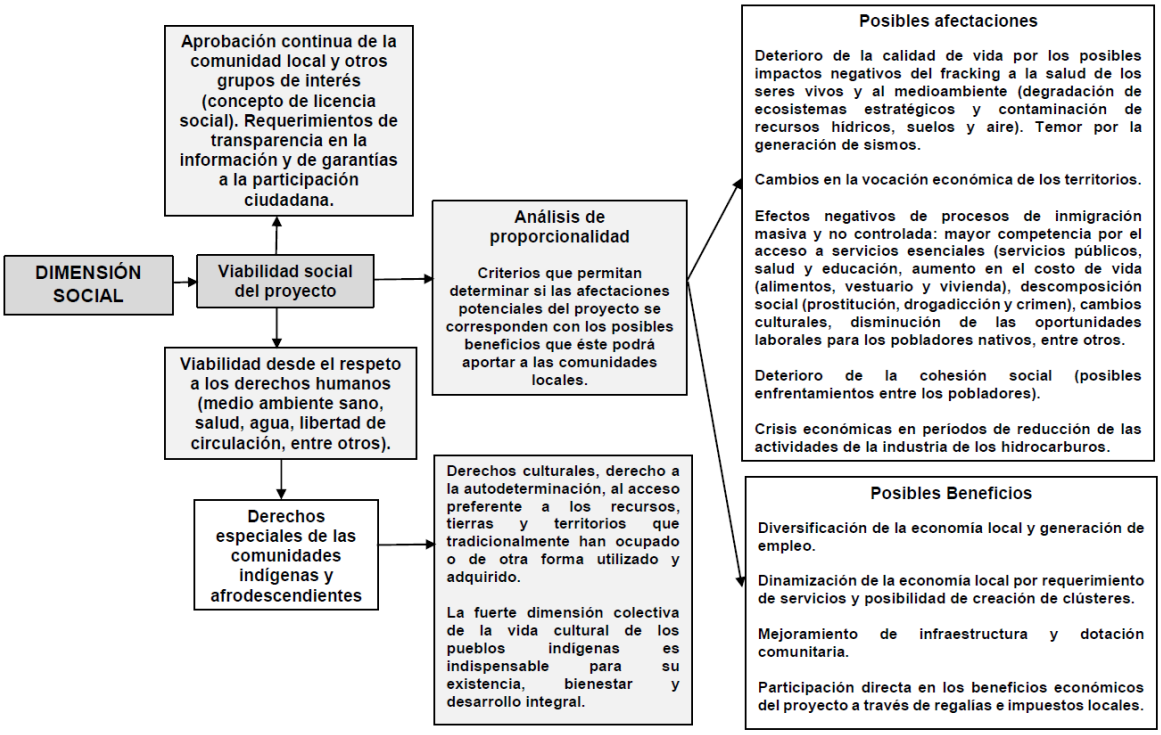

Figura 1-10. Temas de discusión relacionados con la dimensión social de la discusión sobre el *fracking.* Fuente: Elaboración propia.

La Federación de Rusia tiene reservas enormes de gas y un mercado cautivo para este recurso en Europa Occidental, por lo que no le interesa que países de su órbita de influencia desarrollen proyectos de no convencionales que minarían su mayor fuente de divisas y su poder geopolítico. Estados Unidos hizo su apuesta por los no convencionales, fundamentalmente por razones de seguridad energética. Puede afirmarse sin incurrir en exageraciones, que el desarrollo acelerado y masivo del *fracking* en Estados Unidos logró cambiar la geopolítica mundial de los hidrocarburos y de la energía en un período de tiempo relativamente corto. A Arabia Saudita y a la OPEP como organización de los países exportadores, les interesa que el precio del petróleo sea lo suficientemente alto para capturar una renta de acuerdo con sus aspiraciones, pero no tan alto que envíe señales de mercado favorables al desarrollo de los YNC-RG y de las fuentes alternativas de energía, especialmente las de naturaleza renovable. Alemania tiene un interés manifiesto en ser un protagonista global en el mercado de las tecnologías de generación de energía a

partir de fuentes renovables (solar y eólica). Sin embargo, los logros del programa alemán de transición energética han sido marginales en otros mercados como el transporte y la calefacción, de tal modo que los pronósticos indican que su matriz energética global seguirá dominada por los combustibles fósiles y que incumplirá sus metas de reducción de emisiones de GEI en un 40% para 2020 (Hedberg, 2017).

Un tema de discusión asociado a la dimensión geopolítica del *fracking* es el rol que pueden jugar países con reservas y consumos marginales, en comparación con los grandes actores del mercado, en el contexto de la geopolítica de la energía y del medioambiente. La figura 1-11 muestra ejemplos de alternativas que tienen países de esta categoría para diseñar sus políticas energéticas y ambientales.

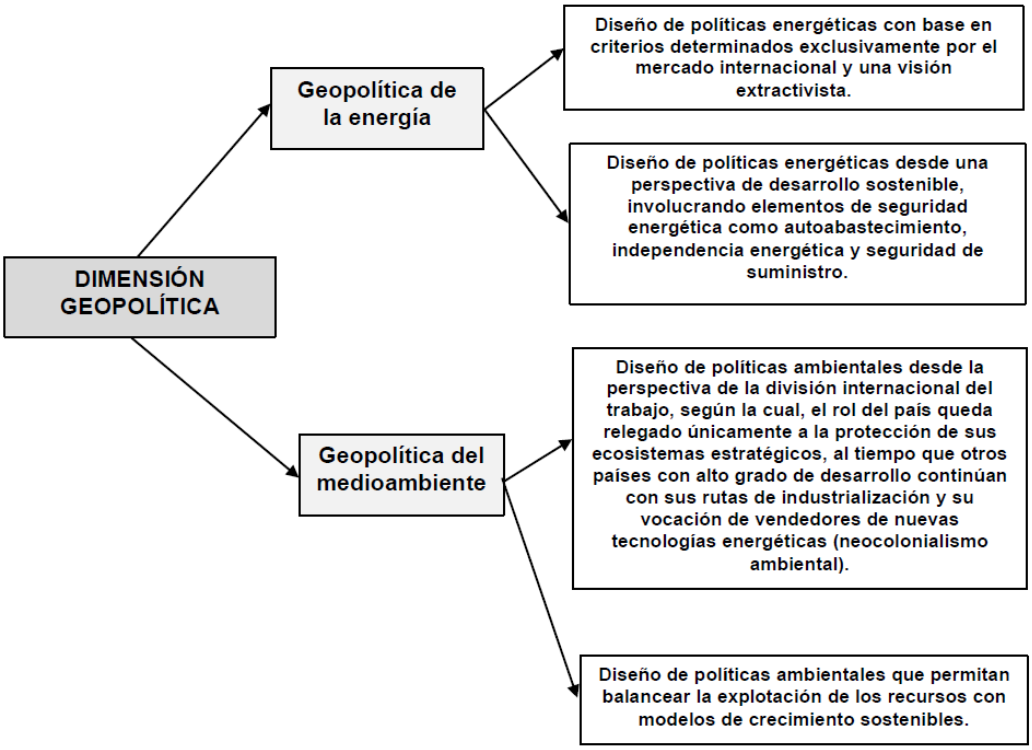

Figura 1-11 Temas de discusión relacionados con la dimensión geopolítica de la discusión sobre el *fracking*. Fuente: Elaboración propia.

G. Dimensión tecnológica

En sus primeros años la industria petrolera se basó en la explotación de yacimientos someros relativamente fáciles de encontrar, especialmente aquellos ubicados

geológicamente en trampas estructurales tipo anticlinal. Con el tiempo, la prospección se volvió más compleja y se llegó a afirmar que el petróleo "fácil" ya se había acabado. Uno de los grandes retos tecnológicos que tuvo la industria desde la década de los sesentas del siglo pasado fue el desarrollo de los yacimientos *offshore*, sobre todo aquellos ubicados en aguas profundas.

A lo largo de su historia, la industria petrolera, en mucho mayor grado que otras, debe su supervivencia y evolución a un fuerte componente de investigación, desarrollo e innovación. Un ejemplo de este hecho es el desarrollo de las capacidades tecnológicas para poder explotar los yacimientos no convencionales, especialmente los de roca generadora, lo cual fue posible por los avances en la perforación horizontal (poder navegar varios kilómetros de forma paralela a las formaciones productoras), en la geomecánica (acople de la mecánica de rocas con el flujo en medios porosos) y en las tecnologías de evaluación de formaciones. Teniendo en cuenta las inquietudes más relevantes que ha suscitado el desarrollo de la explotación de los YNC-RG mediante la técnica del *fracking*, los siguientes son algunos de los retos tecnológicos que la industria debe superar con el objetivo de mitigar los riesgos inherentes a dicha actividad: 1) Desarrollo y mejoramiento de materiales avanzados y herramientas de gestión para garantizar la integridad de los pozos a lo largo de su ciclo de vida. 2) Desarrollo de tecnologías que permitan reducir significativamente las emisiones gaseosas (fugitivas y controladas). 3) Desarrollo de aplicaciones basadas en el uso de tecnologías de la información y la comunicación avanzadas (*big data*, inteligencia artificial, sensórica, internet de las cosas, *blockchain*, entre otras) para llevar a cabo un monitoreo en tiempo real de las variables críticas de la técnica del *fracking*. 4) Desarrollo y mejoramiento de tecnologías de caracterización fisicoquímica de los fluidos de fractura y de retorno. 5) Desarrollo de fluidos de fractura más amigables con el medioambiente (reducción de consumo de agua y uso de aditivos basados en la química verde). 6) Desarrollo de procesos de tratamiento del fluido de retorno más eficientes y diseñados a la medida.

Parte importante del debate sobre la técnica del *fracking* es la aceptación o negación de las posibilidades de la ciencia y la tecnología para encontrar soluciones costo eficientes a los desafíos planteados en el párrafo anterior.

1.2. ¿La comunidad científica nacional e internacional acepta la existencia de riesgos asociados a la utilización de la técnica de *fracking*? En caso de existir, ¿en qué consisten?

En la actualidad no existe un concepto unificado de riesgo, ni una metodología estándar para su evaluación que sea aceptada por la comunidad científica y por los organismos internacionales de cooperación (Cháves, 2018). La percepción y conceptualización del riesgo y otros términos asociados como peligro, amenaza y vulnerabilidad han sido comúnmente matizadas desde la perspectiva de las diferentes disciplinas involucradas; lo que ha llevado a múltiples interpretaciones y acepciones. Por ejemplo, mientras desde una perspectiva positivista se piensa que es posible conseguir valoraciones totalmente objetivas del riesgo, desde otras visiones, los enunciados de riesgos se refieren a probabilidades.

Comúnmente, la valoración del riesgo en el caso de proyectos de infraestructura y minero energéticos queda supeditada a los lineamientos y normatividad de las instituciones gubernamentales encargadas de la gestión del riesgo de desastres. En Colombia se cuenta con el Decreto 2157 del 20 de diciembre de 2017, por medio del cual se adoptan directrices generales para la elaboración del plan de gestión del riesgo de desastres de las entidades públicas y privadas en el marco del artículo 42 de la Ley 1523 de 2012. Si bien, la orientación de la normativa mencionada es hacia el riesgo de desastres, está en consonancia con los principios y directrices genéricas contempladas en la norma ISO 31000 "*Risk Management. Principles and Guidelines*". De acuerdo con el Decreto 2157 de 2017, la valoración del riesgo incluye su identificación, análisis y evaluación. La identificación del riesgo incluye aspectos como: 1) La metodología para la identificación; 2) La identificación de las causas y fuentes, teniendo en cuenta la descripción, ubicación y frecuencia de ocurrencia, tanto para las actividades o procesos existentes como futuros; y 3) La caracterización de controles preventivos y correctivos. Por su parte, el análisis del riesgo consiste en la determinación de sus consecuencias y probabilidades, permitiendo su reconocimiento y comprensión y el detalle de las amenazas y los elementos expuestos. Para realizar el análisis del riesgo se pueden utilizar métodos cualitativos, cuantitativos o semicuantitativos. Finalmente, la evaluación del riesgo permite determinar el nivel de riesgo asociado al nivel de probabilidad de que dicho riesgo se concrete y al nivel de severidad de las consecuencias de esa concreción. Otro aspecto importante en la gestión del riesgo es su monitoreo, el cual debe permitir conocer el comportamiento en el tiempo de los riesgos, sus

amenazas y vulnerabilidades; las cuales pueden cambiar la valoración del riesgo y realimentar el proceso de conocimiento.

En lo que respecta a la experiencia estadounidense relacionada con la valoración de riesgos e impactos asociados a la técnica del *fracking* se resaltan los trabajos pioneros de la EPA "*Potential impacts of hydraulic fracturing on drinking water resources*" (EPA, 2012) y del Departamento de Energía (USDOE) "*Environmental impacts of unconventional natural gas development and production*" (USDOE, 2014).

El objetivo del estudio de la EPA fue evaluar los impactos potenciales de la técnica del *fracking* sobre los recursos de agua potable, con base en la identificación de los factores determinantes de la severidad y la frecuencia de tales impactos. El reporte publicado en 2012 presentó avances de 18 proyectos de investigación enfocados a resolver interrogantes sobre el detrimento de la calidad de los recursos de agua potable en las diferentes etapas del ciclo del agua del *fracking* (adquisición, preparación fluido de fractura, inyección del fluido de fractura y fracturamiento de la roca, fluido de retorno, tratamiento y disposición final del fluido de retorno). Los proyectos de investigación utilizaron diferentes aproximaciones metodológicas: análisis de bases de datos, evaluaciones de escenarios, estudios de laboratorio, evaluaciones de toxicidad y estudios de caso (EPA, 2012).

El reporte del DOE publicado en mayo de 2014 presenta un estado del arte sobre los impactos potenciales de las operaciones "*upstream*" de la cadena productiva de los YNC-RG de gas (*shale gas*) sobre el medioambiente. El estudio se circunscribe a los llamados 48 estados contiguos (*lower 48 states*) e identifica cinco (5) tipos de impactos ambientales: emisiones de gases de efecto invernadero y cambio climático, calidad del aire, uso y calidad del agua, sismicidad inducida, uso de la tierra y fragmentación de hábitats (USDOE, 2014).

Investigadores de *North Dakota State University* realizaron en 2016 una revisión de las técnicas de valoración de riesgos asociados al ciclo del agua del *fracking* utilizadas en varios campos productores de petróleo y gas de los Estados Unidos (Torres, Prakash, & Khana, 2016). Según los investigadores, las primeras técnicas de valoración de riesgos utilizadas se enfocaron principalmente en proveer resultados numéricos, resultando en visiones muy estrechas de la problemática. Dichas técnicas, desarrolladas desde una perspectiva predominantemente ingenieril, suelen dejar de lado factores sociales que pueden ser cruciales en los

procesos de toma de decisiones. Consecuentemente, los investigadores recomiendan el desarrollo de técnicas de carácter holístico que permitan llevar a cabo valoraciones integrales del riesgo asociado a cada una de las etapas del ciclo del agua del *fracking*. Este tipo de técnicas de valoración del riesgo pueden incluir resultados de valoraciones previas, estudios de percepción social y opiniones de los diferentes actores involucrados (Torres, Prakash, & Khana, 2016).

Una aproximación a una valoración sistemática de los riesgos asociados al *fracking* es la que adoptó el panel independiente de expertos encargado por el Gobierno del Territorio del Norte de Australia para llevar a cabo una investigación científica sobre el fracturamiento hidráulico en dicho territorio (Fracking Inquiry, 2018). Dado el carácter multidimensional de los riesgos asociados al *fracking*, los expertos optaron por llevar a cabo dos tipos de valoración dependiendo de la temática abordada. En el caso de los riesgos relacionados con los componentes biofísicos (agua, tierra y aire) y con la salud pública, el panel adoptó un método de análisis de riesgos cualitativo, combinando la probabilidad estimada de la ocurrencia de un impacto, y las consecuencias de su materialización, para evaluar el nivel de riesgo resultante. De otro lado, para los riesgos asociados con los temas económicos y sociales, y con los pueblos aborígenes y su cultura, propusieron usar aproximaciones diferentes basadas en el dialogo intercultural y el concepto de licencia social

Para la valoración de los riesgos relacionados con los componentes biofísicos, el panel de expertos australiano propuso un proceso de siete (7) etapas que conduce a la construcción de una matriz de riesgos. Como se muestra en la tabla 1-2, el proceso se basa en la definición de valores ambientales, cada uno de los cuales puede tener asociados varios objetivos ambientales. Posteriormente, para cada objetivo ambiental se procede a identificar y evaluar los riesgos más relevantes. Es de resaltar que en la metodología propuesta la evaluación de cada riesgo se hizo con información específica de las subcuencas hidrográficas del territorio donde se tenía planeado desarrollar los proyectos de *fracking*.

De acuerdo con las experiencias internacionales referenciadas en los párrafos precedentes, es evidente que, aunque los riesgos asociados al *fracking* y a sus actividades conexas se pueden presentar en cualquier proyecto de este tipo, independientemente de la zona geográfica donde esté localizado, la valoración de tales riesgos se debe hacer para cada proyecto teniendo en cuenta las especificidades de los territorios involucrados. En otras palabras, el *fracking* no se debe considerar como una técnica inmutable que inexorablemente causará los

mismos impactos, independiente del territorio donde se lleve a cabo y de la escala de intervención que se planee.

Tabla 1-2 Proceso para valoración del riesgo asociado al *fracking*. Fuente: Elaboración propia con base en la experiencia australiana (Fracking Inquiry, 2018).

Etapa	Descripción de la etapa	Ejemplo
1	**Definición de un valor ambiental (VA)** *¿Qué se desea proteger?*	Calidad del agua superficial y subterránea.
2	**Definición de un objetivo ambiental (OA)** *¿Qué se debe lograr para proteger el VA en un nivel aceptable?*	Mantener una calidad del recurso hídrico dentro de los estándares establecidos por las autoridades competentes.
3	**Definición del riesgo(s)** *¿Cuál riesgo o amenaza afecta el alcance del OA?*	Contaminación inaceptable debida a fallas en integridad de pozos.
4	**Valoración del riesgo** *¿Cuál es la consecuencia y la probabilidad de que ocurra el riesgo o la amenaza?*	• Probabilidad: puede ser baja, media, alta, etc. • Consecuencia: baja, media, alta, etc., • Riesgo: puede ser bajo, medio, alto, etc.
5	**Medidas de mitigación** *¿Cómo se puede gestionar el riesgo para alcanzar el OA?*	• La composición y propiedades de los fluidos de fractura y de retorno, así como del agua de producción deben ser de conocimiento público. • Todos los pozos productores se deben probar para asegurar integridad antes y después del fracturamiento. Los resultados deben ser certificados por el ente regulador. • Debe haber una separación de 1 km entre las plataformas de los pozos y los pozos de suministro de agua para consumo de las comunidades. • Debe haber un monitoreo en tiempo real de la calidad del agua subterránea alrededor de cada plataforma de pozos. Se requieren puntos de observación a varios niveles de profundidad.
6	**Valoración del riesgo residual** *¿Si se implementan las medidas de mitigación, cual es riesgo o amenaza residual?*	Riesgo residual: puede ser bajo, medio, alto, etc.
7	**Recomendación** *¿Qué puede hacer el gobierno para alcanzar el OA?*	Una opción es aprobar regulación complementaria.

1.2.1. ¿cuál es su nivel de conocimiento y si se encuentran plenamente identificados?

Con respecto a las preguntas formuladas en esta sección (numeral 1.2), se puede afirmar categóricamente que la comunidad científica nacional e internacional acepta la existencia de riesgos asociados a la utilización de la técnica del *fracking* y que el nivel de conocimiento de dichos riesgos ha venido creciendo. Lo anterior tiene que ver con el desarrollo de la explotación de los YNC-RG en diferentes cuencas sedimentarias del mundo, el desarrollo de pilotos de campo, el incremento continuo de estudios científicos sobre los posibles impactos del *fracking*, las evidencias de impactos causados, las metodologías de valoración utilizadas y la cualificación del debate global y nacional sobre el tema.

Hasta donde llega el conocimiento de los autores de este documento, se puede afirmar que a nivel nacional no se han llevado a cabo ejercicios sistemáticos de valoración de los riesgos asociados al *fracking* siguiendo una metodología formal. En ese orden de ideas, y con la connotación del término "identificación" que se considera en la normatividad colombiana, se puede argumentar que tales riesgos no están plenamente identificados para ninguno de los proyectos de explotación de YNC-RG que potencialmente se podrían desarrollar en el país. Aunque existe una identificación general de los riesgos, hacen falta estudios específicos para poder hacer valoraciones adecuadas de ellos. Estudios como los mencionados se pueden hacer en el marco de la ejecución de proyectos piloto como los propuestos por la comisión interdisciplinaria independiente creada por el gobierno nacional (PPII-Proyectos Piloto de Investigación Integral). Por consideraciones metodológicas, la respuesta a la pregunta ¿en qué consisten los riesgos? será desarrollada en la sección siguiente (numeral 1.3).

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?

Los riesgos asociados a la utilización del *fracking* aceptados por la comunidad científica nacional e internacional tienen relación con las diferentes dimensiones del debate global sobre esta técnica identificadas en la sección 1.1., y en gran medida fueron mencionados en los temas de debate asociados a cada dimensión.

Como se puede inferir de la información contenida en las tablas 1-3 a 1-10, tales riesgos y sus impactos, en muchos casos se solapan e interrelacionan. Además, se encuentran encadenados, es decir, los impactos de un riesgo dado se pueden convertir en nuevos riesgos que a su vez pueden generar nuevos impactos. A continuación, se hace una relación de los riesgos más relevantes reportados en la literatura especializada, identificando sus principales causas y posibles impactos.

A. Riesgos relacionados con las dimensiones ambiental y territorial

En las tablas 1-3 hasta 1-5 se presentan los riesgos más relevantes relacionados con el recurso hídrico.

Tabla 1-3 Riesgos relacionados con el recurso hídrico. Sobrexplotación del recurso. Fuente: Elaboración propia.

Riesgo	Posibles causas	Posibles impactos
Sobreexplotación del recurso hídrico (aguas superficiales y subterráneas)	La técnica actual del *fracking* requiere volúmenes considerables de agua, cuya cantidad depende principalmente de la intensidad de la explotación, o sea del número de pozos y de etapas de fractura por pozo que se planeen, de acuerdo con el plan de desarrollo y las metas de producción del campo o los campos existentes en un bloque dado. Los volúmenes de agua requeridos se sumarían a la dinámica de consumo preexistente en una cuenca hidrográfica dada, lo que aumentaría la demanda del recurso hídrico sobre las unidades hidrológicas e hidrogeológicas abastecedoras, pudiendo afectar su oferta neta presente o futura.	Generación de estrés hídrico, es decir, una demanda de agua mayor a la que las unidades abastecedoras pueden proveer. Escases de agua en la cuenca hidrográfica, especialmente en zonas áridas y semiáridas. Incremento en los costos de abastecimiento de agua para los diferentes sectores que la demandan. Desabastecimiento de agua para consumo de los seres vivos y para otras actividades económicas (usos agropecuario, comercial, industrial y recreativo). También se pueden ver afectados los ecosistemas acuáticos que dependen de este recurso. Variación de los caudales de ríos y quebradas, especialmente en temporadas secas, con posibilidad de no garantizar el caudal ecológico.

Tabla 1-4 Riesgos relacionados con el recurso hídrico. Contaminación de acuíferos. Fuente: Elaboración propia.

Riesgo	Posibles causas	Posibles impactos
Contaminación de aguas subterráneas	Infiltración de fluidos derramados en superficie o de residuos líquidos de diferentes procesos mal manejados. La magnitud de la infiltración depende de las características del suelo, especialmente de su permeabilidad. Fugas de fluidos (hidrocarburos líquidos y gaseosos, agua de producción, fluidos de perforación, fluido de fractura o fluido de retorno) por fallas en la integridad de pozos (contención y manejo de fluidos en el pozo). Las fallas en el cemento o en las tuberías de revestimiento pueden ocurrir por diseños deficientes de completamiento de pozos, movimientos sísmicos naturales o inducidos o por degradación con el tiempo por corrosión y desgaste de los materiales. Dado que el riesgo de estas fugas aumenta con la vida de los pozos es fundamental garantizar buenas prácticas de abandono de pozos. Conectividad inducida entre formaciones productoras y acuíferos más superficiales por el fracturamiento hidráulico. Esto podría ocurrir si se explotan rocas generadoras poco profundas. Conectividad inducida entre acuíferos a diferentes profundidades y entre acuíferos y formaciones productoras por sismicidad natural o inducida. Reinyección de fluidos de retorno en pozos que no cumplen con las exigencias de integridad de los pozos productores. Esta causa del riesgo de contaminación del recurso hídrico se potencia cuando la disposición del fluido de retorno se delega en terceros.	Pérdida de la calidad del agua para los diferentes tipos de consumidores, especialmente para los seres vivos. Esta pérdida de calidad puede conducir a que el agua no cumpla con las especificaciones establecidas en los diferentes estándares. Los compuestos tóxicos contenidos en el agua pueden afectar la salud de los seres vivos que la consumen directamente para alimentación y aseo. Los compuestos tóxicos presentes en el agua contaminada pueden amenazar la biodiversidad y la supervivencia de los ecosistemas acuáticos y terrestres que dependen de ese recurso hídrico. El agua contaminada puede ser transportada hasta lugares distantes dependiendo de la magnitud de las fugas o derrames y la conectividad de los acuíferos.

Tabla 1-5 Riesgos relacionados con el recurso hídrico. Contaminación de aguas superficiales. Fuente: Elaboración propia.

Riesgo	Posibles causas	Posibles impactos
Contaminación de aguas superficiales	Derrames o fugas de fluidos (aditivos para el fluido de fractura, hidrocarburos líquidos y gaseosos, agua de producción, fluidos de perforación, fluido de fractura o fluido de retorno). Estos derrames pueden ocurrir en plataformas de pozos, en redes de tuberías de recolección de producción y de transporte, en facilidades de producción o en vías de acceso a campos y plataformas. Los derrames pueden ocurrir por rupturas accidentales de cabezales de pozos o tuberías, por accidentes de tránsito o por derrames intencionales ilegales. Derrames por fallas de integridad de pozos abandonados. Esto puede ocurrir cuando los fluidos no pueden ser contenidos en el pozo y escapan a superficie. Derrames de hidrocarburos por atentados terroristas a la infraestructura asociada, especialmente oleoductos. Normalmente estos derrames ocurren en sitios alejados de los campos y de difícil acceso.	Similares a los reportados en el caso de aguas subterráneas. La contaminación de las aguas superficiales pude impactar dramáticamente la riqueza paisajística de una región.

Otro riesgo asociado a la técnica del fracturamiento hidráulico como tal y al ciclo del agua del *fracking* es el posible incremento en la sismicidad de las zonas aledañas a los campos productores y a pozos en los que se reinyecten fluidos de retorno (ver tabla 1-6).

Tabla 1-6 Riesgo de aumento de la actividad sísmica. Fuente: Elaboración propia.

Riesgo	Posibles causas	Posibles impactos
Aumento de la actividad sísmica	La actividad sísmica en zonas de sismicidad baja, intermedia o alta se puede incrementar debido a la activación de fallas geológicas por la inyección de fluidos a alta presión en las formaciones del subsuelo. Es ampliamente conocido que el fracturamiento hidráulico induce microsismos en el subsuelo que por su magnitud (eventos de baja energía) normalmente son imperceptibles en la superficie. Sin embargo, el riesgo de inducir sismos de mayor magnitud se incrementa cuando se utiliza la reinyección en el subsuelo como método de confinamiento y disposición final de fluidos de retorno. La inyección de fluidos en los medios porosos incrementa la presión de poro y puede modificar el estado de esfuerzos al que se encuentra sometida la roca.	liberación súbita de energía acumulada en fallas geológicas, ya sea natural o inducida, causa vibraciones en la superficie terrestre (sismos), que dependiendo de su magnitud pueden ocasionar daños en el entorno y pérdidas de vidas humanas. En el entorno de los pozos y los yacimientos, los sismos pueden ocasionar fallas en la integridad de los pozos e inducir conectividad entre acuíferos a diferentes profundidades y entre acuíferos y formaciones productoras.

En la tabla 1-7 se relacionan los riesgos asociados con la contaminación atmosférica y el calentamiento global.

En la tabla 1-8 se relacionan los riesgos asociados con la degradación de los ecosistemas y la biodiversidad.

En la tabla 1-9 se relacionan los riesgos relacionados con la ocupación del territorio.

Tabla 1-7 Riesgos relacionados con la contaminación atmosférica y el calentamiento global. Fuente: Elaboración propia.

Riesgo	Posibles causas	Posibles impactos
Contaminación del aire	Incremento excesivo de las emisiones o fugas controladas y fugitivas de hidrocarburos (metano e hidrocarburos más pesados) debido a la escala de explotación (alto número de pozos). Incremento excesivo de emisiones asociadas a la combustión de gas natural y diésel en fuentes fijas (quemadores de hornos, calderas y otras máquinas térmicas) y móviles (camiones). Las principales emisiones de estas fuentes son: material particulado, óxidos de nitrógeno y azufre, y óxidos de carbono (monóxido y dióxido). Emisiones de partículas y gases radiactivos por fugas o derrames del fluido de retorno. Se han identificado fugas de radón que en concentraciones elevadas puede causar daño a los seres vivos. Altas concentraciones de material particulado en el aire debido a la suma de varias fuentes: producto de la combustión diésel, dispersión del material apuntalante y polvo generado por el tráfico vehicular.	Deterioro de la calidad del aire. La alta concentración de contaminantes atmosféricos puede conducir a enfermedades respiratorias de los seres vivos que habitan en zonas aledañas a los campos de producción. Las personas directamente involucradas con la operación están mucho más expuestas a contraer este tipo de enfermedades. En particular, la exposición a altas concentraciones de radón se ha identificado como una de las principales causas de cáncer de pulmón. Altas concentraciones de partículas de cuarzo en la atmosfera pueden ocasionar gradualmente severas cicatrizaciones en los pulmones (silicosis). Gases contaminantes como los óxidos de azufre y de nitrógeno en contacto con la humedad del aire forman compuestos responsables del fenómeno de lluvia ácida, el cual puede tener alcances regionales.
Aceleración del calentamiento global y el cambio climático	Incremento excesivo de las emisiones de GEI asociadas al ciclo de vida del gas y del petróleo producidos mediante la técnica del *fracking.*	Impactos asociados al cambio climático (deshielo y aumento del nivel del mar, fenómenos meteorológicos extremos, sequias, extinción de especies, destrucción de ecosistemas, etc.). Incumplimiento de metas nacionales de emisión de GEI y de compromisos adquiridos en acuerdos internacionales.

Tabla 1-8 Riesgos relacionados con la degradación de los ecosistemas y la biodiversidad. Fuente: Elaboración propia.

Riesgo	Posibles causas	Posibles impactos
Degradación de ecosistemas estratégicos y destrucción de la biodiversidad asociada	Cambios en la cantidad de los recursos hídricos disponibles, ya sea de forma permanente o estacional. Contaminación de las fuentes de agua superficial y subterránea (pérdida de calidad del agua). Contaminación del aire y del suelo. Localización de proyectos de *fracking* en lugares inadecuados (solape territorial con ecosistemas estratégicos y zonas protegidas). Excesiva intervención y ocupación del territorio para la construcción de las vías de acceso, gasoductos u oleoductos, plataformas de pozos facilidades de producción y de transporte e infraestructura asociada.	Degradación de ecosistemas estratégicos dependientes de los recursos hídricos en particular los humedales, los cuales además de su importancia en la regulación de los ciclos hídricos, son claves en la conservación de numerosas especies de aves acuáticas. Deforestación conducente a la pérdida del hábitat de numerosas especies vegetales y animales (pérdida de vida silvestre). Fragmentación de hábitats. Las intervenciones del terreno pueden conducir a su parcelación excesiva. Efectos negativos en la salud de los seres vivos, dado que la desaparición de especies favorece la expansión de enfermedades. Incumplimiento de acuerdos internacionales para la protección de ecosistemas estratégicos.

Tabla 1-9 Riesgos relacionados con la ocupación del territorio. Fuente: Elaboración propia.

Riesgo	Posibles causas	Posibles impactos
Ocupación inadecuada del territorio	Excesiva intervención y ocupación del territorio, dada la logística requerida para perforar, fracturar y poner en producción un número elevado de pozos. Desarrollo de proyectos de *fracking* en bloques con alto grado de traslape con ecosistemas estratégicos, áreas protegidas, reservas forestales, parques nacionales, etc. Desarrollo de proyectos de *fracking* en terrenos con vocación agrícola o ganadera. Desarrollo de proyectos de *fracking* en tierras con solicitudes de adjudicación pendientes (por ejemplo, solicitudes de creación de zonas de reserva campesina).	Deforestación y fragmentación de hábitats (similar a lo descrito en la tabla 1-7). Conflictos de uso de la tierra. Discrepancias entre el uso que se le da o se le quiere dar a la tierra y aquel que debería tener de acuerdo con la oferta ambiental. Los terrenos a intervenir pueden tener vocaciones distintas a la explotación de recursos minero energéticos. Conflictos por los derechos de propiedad de la tierra.

B. Riesgos relacionados con la dimensión salud pública

En la tabla 1-10 se relacionan los riesgos relacionados con la dimensión salud pública.

Tabla 1-10 Riesgos relacionados con la dimensión salud pública. Fuente: Elaboración propia.

Riesgo	Posibles causas	Posibles impactos
Incremento de la probabilidad de la exposición de los seres humanos y otros organismos vivos a múltiples sustancias tóxicas o mezclas de ellas a través de diferentes rutas (agua, aire y suelo) y vías de exposición (ingestión, inhalación y contacto cutáneo)	Los riesgos para la salud asociados al *fracking* se originan principalmente a partir de las sustancias peligrosas involucradas en la técnica (aditivos para los fluidos de perforación y de fractura, componentes de los fluidos de retorno, sustancias radiactivas, agua de producción, hidrocarburos líquidos y gaseosos, y gases y material particulado provenientes de la combustión). Varias sustancias tóxicas pueden llegar a contaminar aguas superficiales y subterráneas, el suelo y el aire, de tal forma que sus concentraciones pueden exceder los límites que puede tolerar la población expuesta. Una exposición efectiva ocurre cuando el tóxico además de llegar a hacer contacto con un individuo encuentra la forma de ingresar al interior del organismo. El contacto del tóxico con el organismo puede provocar una respuesta perjudicial, daños serios o incluso la muerte.	Enfermedades de los seres humanos y otros seres vivos que experimentan exposiciones efectivas a sustancias tóxicas asociadas al fracking. Algunas de las enfermedades más comunes asociadas a sustancias tóxicas incluyen desde intoxicaciones e irritaciones de la piel, los ojos y las mucosas, hasta enfermedades crónicas como cáncer de diferentes tipos y enfermedades de los sistemas nervioso central, endocrino y respiratorio. Los impactos pueden ser agudos o a largo plazo, y algunas sustancias pueden tener un efecto acumulativo. Incremento de las enfermedades del personal que labora directamente en las operaciones.

C. Riesgos relacionados con la dimensión económica

En la tabla 1-11 se relacionan los riesgos relacionados con la dimensión económica.

Tabla 1-11 Riesgos relacionados con la dimensión económica. Fuente: Elaboración propia.

Riesgo	Posibles causas	Posibles impactos
Incremento en la vulnerabilidad de la economía nacional y local	La estructura productiva se puede concentrar en un número reducido de actividades económicas (bajo grado de diversificación económica). Creación de burbujas económicas. La volatilidad de los precios del petróleo puede conducir a ciclos de auge y depresión económica. Los precios del petróleo pueden caer por debajo del punto de equilibrio llevando a que la industria se paralice.	Empresas operadoras y de servicios pueden entrar en quiebra por el deterioro de sus condiciones financieras (baja rentabilidad, poca liquidez y excesivos niveles de deuda). A nivel local se pueden generar altas tasas de desempleo y quiebra de negocios creados con la expectativa del auge económico asociado al desarrollo de los proyectos de *fracking*. Incremento en la vulnerabilidad fiscal de los gobiernos nacional y local.
Inequidad en la distribución de los posibles beneficios económicos	Cambios no favorables para las regiones y comunidades locales en la legislación relacionada con la distribución de regalías. Malversación de fondos por corrupción político-administrativa. Beneficios tributarios exagerados para las empresas operadoras.	La comunidad no recibe directamente los beneficios. No se solucionan sus problemas prioritarios. No hay compensación económica para los perjuicios recibidos.

D. Riesgos relacionados con la dimensión social

En la tabla 1-12 se relacionan los riesgos relacionados con la dimensión social.

Tabla 1-12 Riesgos relacionados con la dimensión social. Fuente: Elaboración propia.

Riesgo	Posibles causas	Posibles impactos
Deterioro de la calidad de vida de la población local	La población local está expuesta directamente a los impactos de los demás riesgos asociados al *fracking* (escases y contaminación de los recursos hídricos, deterioro de los ecosistemas y la biodiversidad, contaminación del aire y del suelo, afectaciones a la salud de los seres vivos, sismicidad inducida, vulnerabilidad económica, etc.). La población local es la que sufre directamente los impactos negativos de procesos de inmigración masiva y no controlada, y de rupturas en la cohesión social.	Todos los impactos asociados a los diferentes riesgos descritos en esta sección. Mayor competencia por el acceso a servicios esenciales (servicios públicos, salud y educación), aumento en el costo de vida (alimentos, vestuario y vivienda), descomposición social (prostitución, drogadicción y crimen), cambios culturales, entre otros.
Rechazo social del proyecto	Percepción de que las afectaciones potenciales del proyecto no se corresponden con los posibles beneficios que éste podrá aportar a las comunidades locales.	Proyecto sin licencia social. No realización del proyecto.

1.4. ¿Los riesgos potenciales son predecibles? ¿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 cuales han sido sus resultados?

En las secciones anteriores de este apartado (numeral 1) se llevó a cabo un ejercicio sistemático para contribuir a la caracterización del debate global sobre el *fracking*. En la sección 1.1 se identificaron los principales temas de debate, agrupándolos en ochos categorías o dimensiones. En las secciones 1.2 y 1.3 se realizó una descripción de los principales riesgos potenciales asociados al *fracking* haciendo énfasis en sus causas y posibles impactos. Es de resaltar que los riesgos descritos son aceptados no solo por la comunidad científica, sino también por los diferentes actores involucrados en el debate. Como es de esperar, las discrepancias no están en la aceptación de los riesgos, sino en su valoración (probabilidad de ocurrencia y gravedad de sus consecuencias), lo cual se relaciona directamente con su

caracterización como predecibles, mitigables o reversibles. En la figura 1-12 se muestran las posiciones que han asumido diferentes actores del debate frente a la posibilidad de reducir la probabilidad de ocurrencia de los principales riesgos asociados al *fracking* y/o reducir sus impactos a niveles aceptables.

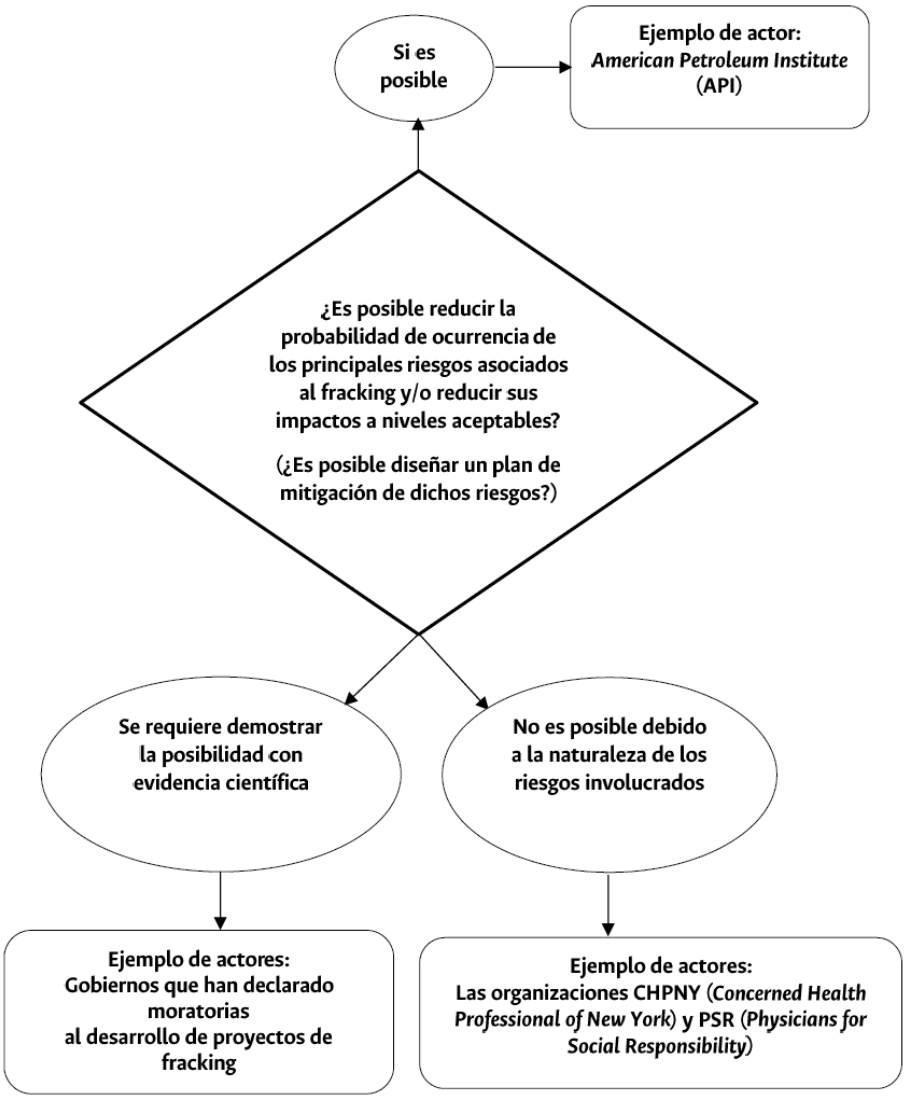

Figura 1-12 Posiciones de diferentes actores frente a la mitigación de los riesgos del *fracking*. Fuente: Elaboración propia.

Para efectos de este documento, los términos predecible, mitigable y reversible tienen las siguientes connotaciones:

- Riesgo predecible: se puede intuir o extrapolar a partir de la experiencia en otros proyectos, pero no se puede estimar su probabilidad de ocurrencia, ni la gravedad de sus consecuencias. Algunos pueden ser inherentes a los procesos y por lo tanto no pueden evitarse, pero si gestionarse.
- Riesgo mitigable: se puede reducir la probabilidad de su ocurrencia y/o la gravedad del impacto que puede causar. El objetivo de un plan de mitigación es reducir la exposición a los impactos con la intención de llevarlos a los límites de los umbrales aceptables para cada proceso.
- Riesgo reversible: el impacto o efecto que supone este tipo de riesgo puede ser asimilado por el entorno, de tal modo que el medio puede retornar, por medios naturales, al estado original en un lapso de tiempo dado.

Con respecto a la primera pregunta formulada en esta sección, se puede afirmar que los riesgos asociados al *fracking* son predecibles, ya que su conocimiento ha sido posible gracias a las experiencias de los países pioneros en la aplicación de esta técnica. En opinión de los autores de este documento, los riesgos asociados al *fracking* son mitigables para un proyecto específico, siempre y cuando se tengan plenamente identificados y valorados. La posibilidad de su reversibilidad está asociada a la naturaleza y magnitud del impacto. Por ejemplo, en caso de una falla en la integridad de un pozo que conduzca a la contaminación de un acuífero o un cuerpo de agua superficial, el daño ocasionado no sería reversible, aunque podría ser mitigado.

La respuesta a las demás preguntas formuladas en esta sección implica analizar aspectos relacionados con la gestión de riesgos. La referencia mundial en sistemas de gestión de riesgos es la Norma ISO 31000 "*Risk Management. Principles and Guidelines*". Esta norma no es específica de ninguna industria o sector y la puede utilizar cualquier organización pública o privada y aplicarla a cualquier tipo de riesgo en una amplia serie de actividades y operaciones. De acuerdo con la ISO 31000/2018, el proceso para la gestión del riesgo comprende las siguientes actividades: 1) Comunicación y consulta; 2) Establecimiento del contexto; 3) Valoración del riesgo (identificación, análisis y evaluación); 4) Tratamiento del riesgo; y 5) Monitoreo y revisión.

Existen varias estrategias para el tratamiento del riesgo, las cuales no necesariamente son mutuamente excluyentes, ni adecuadas en todas las circunstancias. Entre ellas se tienen:

- Evasión del riesgo. Consiste en eliminar las causas del riesgo o en llevar a cabo los procesos de manera que no se produzca. Esta opción puede implicar la decisión de no iniciar o continuar la actividad que lo originó.
- Reducción o mitigación del riesgo. Consiste en realizar los ajustes necesarios para que se reduzca el nivel de riesgo, es decir, reducir su probabilidad y/o su impacto. Bajo estas circunstancias, si el riesgo se llega a materializar, sus efectos serán mucho menores que si no se hubiesen adoptado medidas al respecto. Esta opción se usa sobre todo en aquellos casos en que los riesgos son inevitables. Para mitigar el riesgo se pueden implementar acciones de tipo estructural (intervención directa en los procesos) y/o de carácter no-estructural (normas legales, normas técnicas, adopción de buenas prácticas, etc.).
- Transferencia del riesgo. La responsabilidad de las consecuencias del riesgo se transfiere a otro sitio o a otra parte involucrada. El riesgo no se anula; sólo se redirecciona.

El tratamiento del riesgo involucra la selección de una o más opciones para modificar su nivel y la implementación de tales opciones. Se trata de un proceso cíclico con los siguientes pasos: 1) Valoración del tratamiento; 2) Toma de decisiones acerca del nivel de tolerancia de los riesgos residuales; 3) Definición de un nuevo tratamiento si los riesgos residuales no son tolerables; y 4) Valoración de la eficacia del nuevo tratamiento. El tratamiento del riesgo, en sí mismo puede introducir nuevos riesgos. Un riesgo significativo puede ser la falla o la ineficiencia de las medidas de tratamiento. Por lo tanto, es necesario que el monitoreo de las medidas sea parte integral del plan de tratamiento, y así garantizar que los controles sigan siendo eficaces y eficientes, tanto en el diseño como en la operación. A continuación, se llevará a cabo un análisis sobre estrategias de tratamiento de los riesgos relacionados con el recurso hídrico, debido a que en gran medida son los detonantes de varios de los otros riesgos.

El riesgo de contaminación de fuentes de agua superficiales y/o subterráneas se origina fundamentalmente en la probabilidad de su contacto directo con fluidos de alto potencial contaminante, tales como: fluidos de fractura, fluidos de retorno y fluidos de producción (aguas de formación e hidrocarburos), los cuales, en principio, se deben manejar de forma estanca (circuitos cerrados) durante todos los procesos involucrados en las operaciones de campo. Por lo tanto, para que el contacto cuerpo de agua/fluido contaminante se materialice es indispensable que falle el sistema de contención de los fluidos. Las mayores causas potenciales de la

pérdida de contención de fluidos son los derrames en superficie y las fallas en la integridad de pozos. Consecuentemente, las estrategias para la reducción o mitigación del riesgo de contaminación del recurso hídrico se deben enfocar en la implementación de acciones que ataquen sus causas primeras. Ejemplos de tales acciones son: 1) Garantizar el conocimiento público de información detallada de la composición química de los fluidos de fractura; 2) Formulación de fluidos de fractura con menor potencial contaminante (reducción del número de sistemas de aditivos y uso de compuestos químicos de baja o nula toxicidad); 3) Manejo adecuado (caracterización, tratamiento y disposición final) de los fluidos de retorno y de las aguas de producción; y 4) Minimización de derrames y de fallas de integridad de pozos.

A. Acciones de mitigación enfocadas al fluido de fractura

Previo al análisis de las acciones de mitigación del riesgo de contaminación de los recursos hídricos enfocadas al fluido de fractura, se presenta, a manera de contexto, una explicación resumida sobre el proceso de fracturamiento hidráulico y las características básicas de los fluidos de fractura (funciones, clasificación y composición global).

Proceso de fracturamiento hidráulico

El objetivo del fracturamiento hidráulico en yacimientos de roca generadora es crear una red de fracturas en la formación, de tal forma que los fluidos contenidos en la microporosidad de la roca generadora, puedan moverse y ser conducidos hasta el pozo que comunica el subsuelo con la superficie. El proceso de fracturamiento se puede dividir en cuatro pasos o etapas: 1) Creación de las fracturas en la formación objetivo o roca generadora, mediante la inyección desde superficie de un fluido a alta presión (colchón de fluido constituido por un fluido base y un paquete de aditivos), de tal modo que se logre vencer la presión de fractura de la formación. 2) Extensión y propagación de las fracturas hasta lograr la longitud y geometría de diseño (este paso requiere un aumento de la presión proporcionada por el sistema de bombeo). A las profundidades normales de las rocas generadoras, las fracturas tienden a desarrollarse en un plano vertical. 3) Colocación al interior de las fracturas de un material de soporte (material apuntalante o propante) para mantenerlas abiertas. Este material es transportado desde superficie por el fluido bombeado. Al final del proceso, el apuntalante deberá resistir la presión que ejerce la formación para mantener la fractura abierta, de tal modo que el canal de flujo para los

hidrocarburos sea efectivo. 4) Liberación de la presión impuesta desde superficie para permitir el retorno de los fluidos inyectados y la posterior producción de los fluidos contenidos en la roca.

Funciones del fluido de fractura

Teniendo en cuenta aspectos inherentes al proceso de fracturamiento hidráulico, los materiales expuestos durante la operación y las interacciones con las formaciones productoras, se pueden identificar las siguientes funciones del fluido de fractura: 1) Crear y extender las fracturas con la ayuda del sistema de bombeo. 2) Transportar el material apuntalante desde la superficie hasta el interior de las fracturas creadas y permitir que se quede allí. 3) Facilitar el desarrollo óptimo del fracturamiento (propiedades reológicas adecuadas, baja fricción, bajas pérdidas por filtrado, entre otras). 4) Evitar el daño de la formación, o sea, la pérdida total o reducción de la capacidad de flujo creada (permeabilidad), lo cual puede ocurrir por hinchamiento de arcillas y/o formación de escamas inorgánicas (precipitados sólidos como carbonatos o sulfatos). 5) Protección de la integridad de las tuberías y equipos de fondo de sustancias corrosivas.

Tipos de fluidos de fractura

El fluido de fractura es el elemento clave en la técnica del fracturamiento hidráulico. Está constituido por un fluido base, el material apuntalante y un paquete de aditivos. De acuerdo con el fluido base que se utilice, los fluidos de fractura se clasifican en dos grandes grupos: base acuosa y base no acuosa (espumas, emulsiones, aceite, alcohol y ácido). Los fluidos base agua se diferencian entre sí, fundamentalmente por su viscosidad y propiedades reológicas.

En las aplicaciones del fracturamiento hidráulico en yacimientos convencionales los fluidos base agua más comúnmente utilizados han sido denominados geles lineales y geles reticulados. Estos fluidos con viscosidades medias a altas permiten un transporte eficiente y una distribución adecuada del material apuntalante en el interior de las fracturas. Adicionalmente, tienen la capacidad de construir una capa de material sobre la superficie de las fracturas (*filter cake*), de tal modo que previenen filtración adicional del fluido de fractura hacia las formaciones adyacentes. Sin embargo, al final del proceso de fracturamiento los compuestos viscosos presentes en el interior y en la superficie de las fracturas se deben degradar para evitar que la conductividad del canal de flujo se reduzca. Dado que

en formaciones de muy baja permeabilidad la probabilidad de daño de formación por fluidos viscosos se incrementa, se planteó, como alternativa para los yacimientos no convencionales, la utilización de un fluido de fractura de menor viscosidad denominado *slick water* (fluido constituido principalmente por agua con una baja concentración de un polímero lineal que ayuda a reducir las pérdidas por fricción). El uso de *slick water* permite diseñar un fluido de fractura menos complejo en composición (número más reducido de aditivos) a costa de un mayor requerimiento logístico (tasas de inyección más altas) para compensar la pérdida en la capacidad de transporte de material apuntalante. Una alternativa intermedia es el uso de sistemas de fluidos de fractura híbridos, los cuales se caracterizan por usar *slick water* en las primeras etapas del fracturamiento y luego combinar con fluidos más viscosos (geles lineales y reticulados).

Composición global

La composición global de los fluidos de fractura base agua en porcentaje volumétrico se mueve en los siguientes rangos: agua >90%, material apuntalante < 10% y aditivos entre 0.5 y 2% (Torres, Prakash, & Khana, 2016). El número de sistemas de aditivos (productos comerciales que cumplen una función específica en el diseño del fluido de fractura) típicamente varía entre 3 y 12, dependiendo de las características del agua disponible y de la formación productora (mineralogía, presión y temperatura). Cada sistema de aditivos puede ser a su vez una mezcla de diferentes compuestos químicos, teniendo un componente principal que cumple con un propósito específico en el proceso de fracturamiento.

Las figuras 1-13 y 1-14 muestran los principales tipos de sistemas de aditivos que puede contener un fluido de fractura de acuerdo con la función o propósito que deben cumplir. Adicionalmente, se muestran ejemplos de compuestos genéricos o clases de compuestos que pueden hacer parte de esos sistemas de aditivos.

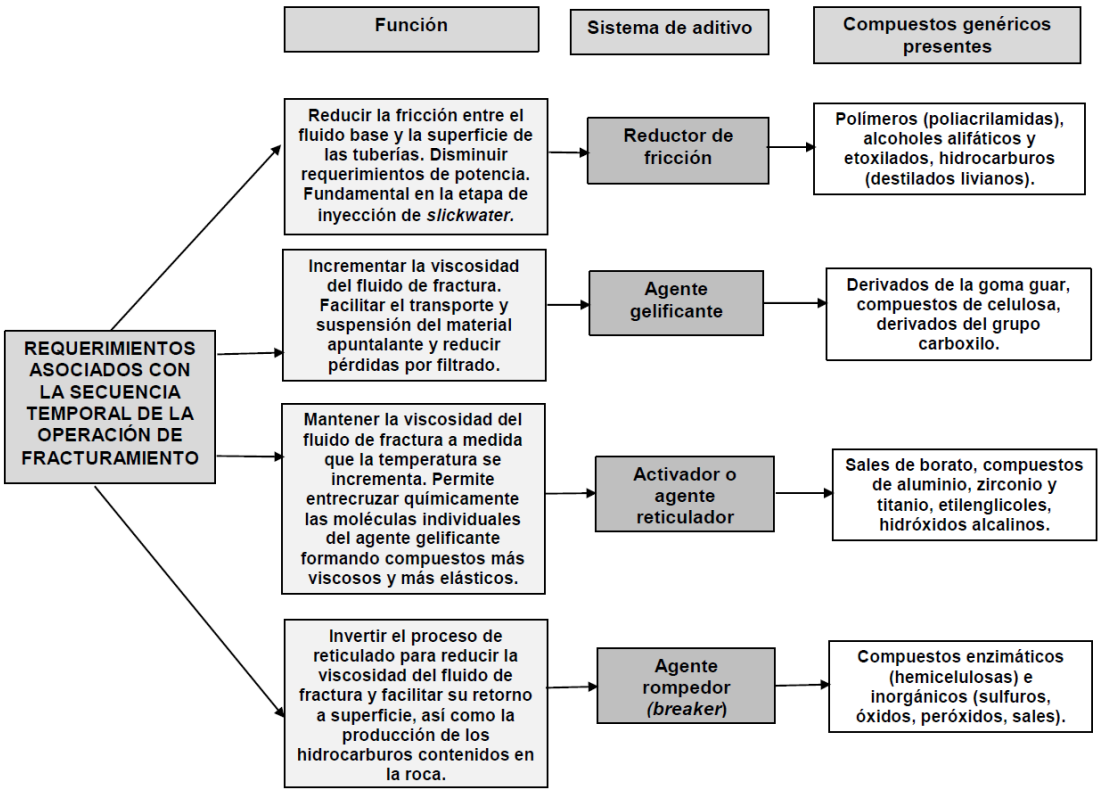

Figura 1-13 Tipos de sistemas de aditivos utilizados en los fluidos de fractura de acuerdo con los requerimientos asociados a la secuencia temporal del proceso de fracturamiento. Fuente: Elaboración propia basada en (Elsner & Hoelzer, 2016).

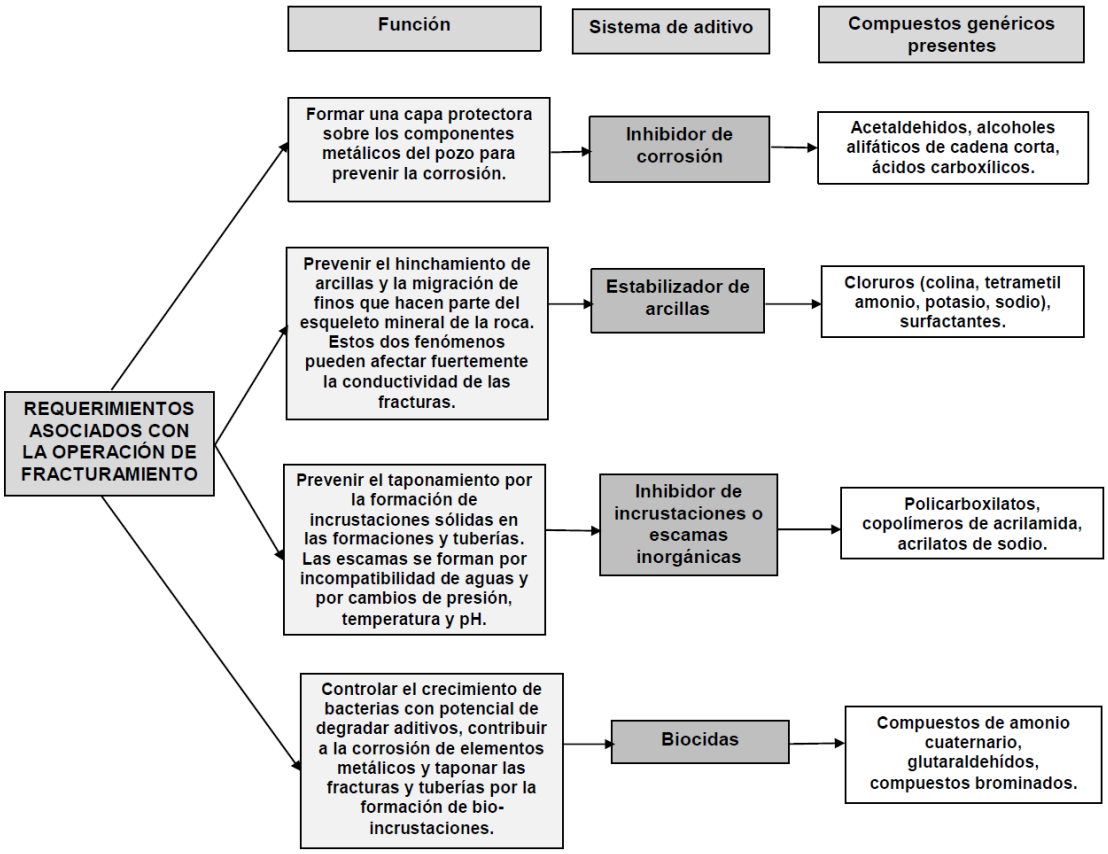

Figura 1-14. Tipos de sistemas de aditivos utilizados en los fluidos de fractura de acuerdo con los requerimientos de la operación del fracturamiento. Fuente: Elaboración propia basada en (Elsner & Hoelzer, 2016).

A.1 Garantizar el conocimiento público de información detallada de la composición química de los fluidos de fractura

La identificación detallada de la cantidad y naturaleza química de los compuestos individuales que hacen parte de los fluidos de fractura se ha dificultado por razones, como las siguientes: 1) No existe una formulación única del fluido de fractura que sirva para todos los pozos, incluso en una misma formación por las variaciones litogeoquímicas derivadas de los medios de depósito y los procesos diagenéticos. 2) La selección del fluido de fractura, además de los aspectos meramente técnicos, depende también de otras variables como: disponibilidad, costo y acuerdos técnicos y comerciales entre la compañía operadora y la compañía de servicios que ejecuta el trabajo de fracturamiento. 3) No hay una relación de unicidad entre la estructura química de un compuesto y la función que desempeña. Una misma estructura química puede servir para diferentes propósitos. Además, las

compañías de servicios normalmente desarrollan varios sistemas de aditivos que se pueden usar con el mismo propósito en diferentes ambientes. 4) Cada sistema de aditivos puede contener un número variable de compuestos individuales. Algunos de estos sistemas usan compuestos como solventes, ajustadores de pH o surfactantes, los cuales pueden ser de muy diversa naturaleza química. 5) Las compañías de servicios que proveen los aditivos normalmente utilizan nombres comerciales para identificar sus productos y en muchos casos los consideran como secreto industrial. 6) La divulgación pública (*disclosure*) de la composición detallada de los aditivos en la mayoría de los casos ha sido voluntaria.

A la par con la masificación de la técnica del *fracking* en los Estados Unidos, empezaron las preocupaciones de los diferentes actores involucrados por los posibles impactos de los fluidos de fractura y los fluidos de retorno sobre el medioambiente y la salud humana. En la tabla 1-13 se presentan varias de las principales acciones promovidas por entidades públicas para proveer información detallada de libre acceso relacionada con los compuestos químicos usados en los fluidos de fractura. Un hito importante en esta dirección fue la creación en 2011 del sitio web *FracFocus.org*, en el cual al día 25 de noviembre de 2019 existía información registrada de los fluidos de fractura utilizados en 156.870 pozos.

A partir de la información disponible en la plataforma de *FrackFocus* se han construido varias bases de datos de carácter independiente, como las provistas por la organización sin ánimo de lucro *SkyTruth* y por Roger y colaboradores, quienes propusieron una metodología para identificar compuestos orgánicos con potencial de contaminar aguas subterráneas (Rogers, Burke, Osborn, & Ryan, 2015). Otros trabajos investigativos orientados a la identificación de compuestos orgánicos en los fluidos de fractura fueron realizados por Carter y colaboradores (Carter, Hakala, & Hammack, 2013) y por (Luek & Gonsior, 2017). Una línea de investigación que se ha venido desarrollando es la evaluación de la toxicidad de los compuestos identificados y su efecto en la calidad de los recursos hídricos y la salud humana (Colborn, Kwiatkowski, Schultz, & Bachran, 2011). Por su parte, Elsner y Hoelzeren (2016), realizaron una investigación orientada a identificar las propiedades estructurales de los principales compuestos reportados en las bases de datos más representativas de fluidos de fracturamiento (*FrackFocus*, U.S. EPA, *SkyTruth* y Rogers *et al.*). Según estos investigadores, el conocimiento de las propiedades estructurales de los compuestos se requiere para poder determinar su toxicidad y amenaza al medioambiente (Elsner & Hoelzer, 2016). Otro trabajo ampliamente reportado es el de Stringfellow y colaboradores, quienes evaluaron aditivos

químicos de campos productores de petróleo del Estado de California, teniendo en cuenta su cantidad y frecuencia de uso, así como su toxicidad (Stringfellow, Domen, Camarillo, Sandelin, & Borglin, 2014).

Tabla 1-13 Fuentes de información pública sobre compuestos químicos utilizados en fluidos de fractura. Fuente: Elaboración propia.

Entidad	Acción
Casa de representantes de los Estados Unidos. Comité de energía y comercio (Waxman, Markey, & DeGette, 2011).	Se le solicito a las 14 compañías operadoras líderes del sector petróleo y gas que revelarán los tipos y volúmenes de los productos químicos utilizados por ellas en los fluidos de fractura entre 2005 y 2009. A la relación de dichos compuestos se le conoce como la lista de Waxman.
Consejo de Protección del Agua Subterránea y la Comisión Compacta Interestatal de Petróleo y Gas	Con el objetivo de proveer información al público acerca de las sustancias químicas utilizadas en el *fracking*, se creó en 2011 el sitio web *FracFocus.org.* En la base de datos provista solo se incluyen sustancias con un número CAS (*Chemical Abstract Service*) válido. La información liberada ha servido como base para numerosos estudios y proyectos de investigación.
Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (U.S. EPA)	Esta entidad llevó a cabo una evaluación detallada de datos extractados de *FracFocus* (39.000 casos provistos en el período 2011-2013). El reporte identificó 692 compuestos químicos diferentes haciendo parte de los sistemas de aditivos, fluidos base y material apuntalante (U.S. EPA, 2015a). Los compuestos más comúnmente reportados fueron: ácido hidroclórico, metanol y destilados livianos hidrotratados de petróleo.

De acuerdo con lo expuesto en los párrafos precedentes, una adecuada caracterización de un fluido de fractura debería permitir conocer, no solo el número y concentración volumétrica o másica de los sistemas de aditivos utilizados en la formulación, sino también el número, naturaleza química (fórmula y propiedades estructurales) y concentración de cada uno de los componentes que conforman cada sistema de aditivos.

La identificación detallada de la cantidad y naturaleza química de los componentes individuales que hacen parte de los fluidos de fractura es importante por las siguientes razones: 1) Poder llevar a cabo una evaluación de los riesgos asociados al recurso agua con información adecuada. 2) Evaluar las posibles reacciones que se puedan presentar en el subsuelo entre el fluido de fractura, las aguas de

formación y componentes litogeoquímicos de las rocas. Dichas reacciones pueden generar nuevas especies químicas que llegarían a superficie con el fluido de retorno. 3) Diseñar y optimizar tecnologías para el tratamiento en superficie del fluido de retorno. 4) Aportar información valiosa para cualificar los estudios y debates científicos sobre el impacto del *fracking* en la calidad de los recursos hídricos y en la salud de los seres vivos, así como para orientar el desarrollo de nuevas tecnologías que permitan mitigar dichos impactos.

La presión de una sociedad cada vez más deliberante y empoderada ha llevado a que los gobiernos a través de sus entes reguladores emitan normativas que promuevan la divulgación de información de interés público relacionada con diferentes actividades económicas que tienen el potencial de afectar el medioambiente y la salud de los seres vivos. La mayor experiencia en ese sentido se tiene en sectores económicos que tienen una relación directa con el consumidor como restaurantes, servicio de agua potable, productos farmacéuticos, transporte público, etc.). En el caso del *fracking*, en 2010, el Estado de Wyoming se convirtió en el primer ente territorial de los Estados Unidos en solicitar a las empresas petroleras la divulgación pública de al menos varios de los compuestos químicos usados en la formulación de los fluidos de fractura. De ahí en adelante se han promulgado regulaciones que requieren divulgación pública de tales compuestos en al menos otros veintiocho (28) Estados, incluyendo Pensilvania que inició en 2011 (Dusty, 2018).

En lo referente a las regulaciones sobre divulgación pública (*disclosure regulations*) de la formulación de los fluidos de fractura existen varios puntos de discusión: 1) Carácter (obligatorio o voluntario); 2) Canal de comunicación (compañía operadora-regulador, comercializador de productos químicos-regulador, compañía operadora-público, regulador-público, etc.); 3) Nivel de detalle (identificación de cada sistema de aditivos, identificación de cada compuesto químico y/o identificación por familia de compuestos químicos), 4) Contenido (lenguaje técnico o accesible al público general); 5) Oportunidad en el tiempo (antes o después de las operaciones en campo); entre otros.

En el caso del Estado de Pensilvania, la regulación de divulgación de la información de la formulación de los fluidos de fractura posee características, como las siguientes: 1) Las compañías operadoras deben proveer información sobre cada uno de los compuestos químicos utilizados con excepción de los que se designen como secreto industrial. 2) Para los sistemas de aditivos que se designen como

secreto industrial, las compañías deben proveer información general sobre la familia de compuestos químicos a la cual pertenece. 3) Los operadores deben diligenciar la información en la base de datos *FracFocus* en un formato especial que no establece una relación directa entre los diferentes compuestos químicos y los sistemas de aditivos. De este modo, el regulador garantiza el secreto industrial a la empresa que ostente la propiedad intelectual sobre un sistema de aditivos que se vaya a utilizar. Una lista de este tipo, dificulta que por ingeniería inversa se logre determinar la proporción y el tipo de compuestos químicos que se deben mezclar para obtener un sistema de aditivos dado. 4) Para cada compuesto químico, los operadores deben incluir en la información suministrada a *FracFocus* su número CAS (*Chemical Abstracts Service*). Esta información es clave debido a que los compuestos químicos pueden tener varios nombres o denominaciones comerciales, pero únicamente un número CAS (Dusty, 2018). Sin embargo, la divulgación completa de la composición química debería contemplar además del número CAS, el nombre del compuesto de acuerdo con la nomenclatura IUPAC (siglas en inglés de *International Union of Pure and Applied Chemistry*), el cual es esencial para caracterizar adecuadamente los impactos potenciales al medioambiente y a la salud de los seres vivos (Elsner & Hoelzer, 2016).

En 2014, el Estado de California promulgó una regulación que obliga la divulgación de la composición química, tanto de los fluidos de fractura, como de los fluidos producidos a diferentes tiempos de producción (Stringfellow, Domen, Camarillo, Sandelin, & Borglin, 2014).

Con respecto a la efectividad de las acciones y regulaciones en pro de la divulgación de la información de la formulación de los fluidos de fractura existen diferentes posiciones.

De acuerdo con el "Compendio de Hallazgos Científicos, Médicos y Mediáticos Demostrando los Riesgos y Daños del Fracking" (CHPNY & PSR, 2019), la identificación de los productos químicos utilizados en los fluidos de fractura continúa siendo una problemática sin signos de solución y por fuera de los alcances de la legislación federal estadounidense, dado el carácter de secreto industrial que se sigue manteniendo. En el mencionado documento también se argumenta que la base de datos de *FracFocus* con el tiempo se ha vuelto menos comprehensiva y transparente, y que la cantidad de información retenida y de solicitudes de secreto industrial se han venido incrementando desde el lanzamiento de dicha plataforma *web* en 2011. Los editores del compendio afirman que la falta de transparencia en

lo relacionado con la información sobre los compuestos químicos usados, producidos, emitidos o creados durante los procesos de perforación y fracturamiento, dificulta la tarea de identificar los peligros potenciales y las vías de exposición asociadas a ellos (CHPNY & PSR, 2019).

De otro lado, el investigador T. Robert Fetter de la Universidad de Duke (*Duke University Energy Initiative*) llevó a cabo una investigación con el objetivo de analizar como las regulaciones de divulgación (obligatorias o voluntarias) han afectado la forma en que las compañías operadoras utilizan compuestos tóxicos en los sistemas de aditivos de los fluidos de fractura. De acuerdo con información recolectada en alrededor de 70.000 pozos y mediante el uso de herramientas estadísticas, el investigador concluyó que las empresas redujeron de manera persistente y estadísticamente significativa el uso de compuestos químicos tóxicos en respuesta a las regulaciones de divulgación obligatoria. De acuerdo con los resultados de la investigación, la magnitud del efecto fue relativamente grande al obtenerse reducciones entre un 37% y un 59% en la toxicidad relativa y entre un 68% y un 84% en el uso de tóxicos prioritarios y químicos regulados (Fetter, 2018).

A.2 Formulación de fluidos de fractura con menor potencial contaminante

La formulación de fluidos de fractura ha sido un área estratégica de investigación y desarrollo para las industrias química y petrolera. Aunque los principales incentivos para la innovación en este tipo de fluidos han sido fundamentalmente técnicos (mejoramiento de su desempeño) y económicos (reducción de costos), en los últimos años las consideraciones ambientales han venido ganando relevancia y las compañías de servicios se han visto en la obligación de competir en un mercado que reclama productos más amigables con el medioambiente. En esta sección, inicialmente, se plantea como ha evolucionado la discusión en torno al uso de los denominados BTEX en los fluidos de fractura, dada la amenaza de este tipo de compuestos sobre la calidad de los recursos hídricos. Posteriormente, se presenta brevemente un estado del arte de las tendencias en el desarrollo de los fluidos de fractura.

A.2.1 Uso de los BTEX en fluidos de fractura

BTEX es la abreviatura que se usa para denominar colectivamente a los hidrocarburos aromáticos monocíclicos de mayor uso industrial: benceno, tolueno (metilbenceno), etilbenceno y xileno o dimetilbenceno (el xileno es una mezcla de

tres isómeros que se denominan de acuerdo con la posición de los dos grupos metil en el anillo bencénico como orto, para y meta). La fuente natural principal de BTEX es el petróleo crudo y algunos gases naturales (los BTEX se encuentran en gases condensados, pero son prácticamente indetectables en gases secos). Consecuentemente, es común encontrar BTEX de forma natural, en muy bajas concentraciones (0.8 partes por billón, ppb), en agua de mar y en acuíferos contiguos a yacimientos de hidrocarburos y depósitos de carbón (Leusch & Bartkow, 2010). Otras fuentes naturales de BTEX son las emisiones gaseosas de volcanes e incendios forestales. Las principales descargas de BTEX a la atmosfera de origen antropogénico están asociadas a las emisiones de motores de combustión interna (diésel y gasolina) y turborreactores para aviación. También se emiten vapores de estos compuestos en las operaciones de trasvase de combustibles derivados del petróleo (gasolina, diésel y queroseno) y por derrames o fugas de dichos combustibles, petróleo crudo, gas natural u otros productos industriales líquidos que los contengan (solventes industriales, pinturas, tintas, etc.).

Los BTEX son potenciales contaminantes del aire, al vaporizarse fácilmente por su alta volatilidad, y también del agua y los suelos. Estos compuestos han sido objeto de estricto control y regulación, dada su toxicidad y reconocida carcinogenicidad. Por tal motivo, la EPA, históricamente, los ha identificado como compuestos objeto de control para evitar la contaminación de los recursos hídricos asociada a la explotación de hidrocarburos a partir de yacimientos convencionales y no convencionales. Previo al *boom* de la explotación de los yacimientos no convencionales (*shale gas y shale oil*), en 2004, la EPA publicó un estudio enfocado a evaluar los impactos del fracturamiento hidráulico en pozos de gas asociado a mantos de carbón (*coalbed methane*) sobre las fuentes subterráneas de agua potable (US EPA, 2004). La principal conclusión del mencionado estudio fue que el uso de combustible diésel en los fluidos de fractura, dado su contenido de BTEX, era la mayor amenaza potencial para la calidad del agua potable en las zonas cercanas a la explotación de mantos de carbón. Lo anterior condujo a la firma de acuerdos para eliminar el uso del diésel en los fluidos de fractura, entre la EPA y tres de las compañías de servicios que para la época tenían a cargo cerca del 95% de los proyectos de fracturamiento hidráulico de mantos de carbón en los Estados Unidos (US EPA, 2004).

Es conveniente aclarar que los contenidos de BTEX que normalmente tiene un combustible diésel típico (benceno=67 ppm, tolueno=238 ppm, etilbenceno=124 ppm y Xilenos=605 ppm, para un diésel de ultra bajo azufre típico de los Estados

Unidos), a pesar de ser bajos, están por encima de las concentraciones de estos compuestos en el agua potable que son permitidas en la mayoría de los estándares internacionales de calidad de agua (Leusch & Bartkow, 2010) y (Chin & Batterman, 2012).

Posteriormente, con la masificación del uso de la técnica del *fracking* en la explotación de yacimientos en roca generadora varias compañías continuaron incorporando diésel en las formulaciones de sus fluidos de fractura, tal como lo demostró el estudio de la Casa de representantes de los Estados Unidos llevado a cabo en 2011 (Waxman, Markey, & DeGette, 2011). Esta situación se continuó presentando a pesar de que organismos consultivos del Departamento de Energía de los Estados Unidos habían recomendado la eliminación del diésel en la formulación de los fluidos de fractura argumentando la no existencia de razones técnicas, ni económicas para su uso (*Department of Energy Secretary of Energy Advisory Board (SEAB) Shale Gas Subcommittee*, 2011). En 2012, la EPA realizó un análisis de los fluidos de fractura reportados para la época en la base de datos de *FracFocus*, encontrando que alrededor del 2% de ellos contenía diésel en su formulación. Lo anterior llevó a que este organismo expidiera en 2014 una guía estableciendo restricciones específicas para el uso del diésel en fluidos de fractura "*Permitting Guidance for Oil and Gas Hydraulic Fracturing Activities Using Diesel Fuels: Underground Injection Control Program Guidance #84*" (US EPA, 2014).

La eliminación del diésel en la formulación de los fluidos de fractura no afecta directamente su desempeño, dado que este derivado del petróleo no cumple un propósito específico en el proceso de fracturamiento propiamente dicho. El diésel se usa principalmente como solvente para facilitar el transporte del agente gelificante. Los sistemas de gel lineal se preparan normalmente disolviendo derivados de la goma guar, en forma de polvos o concentrados, en un agente de acarreo como el agua o un compuesto tipo hidrocarburo con la polaridad indicada. Se ha preferido el uso de aceites minerales en lugar del agua por su mayor capacidad de acarreo por unidad de volumen. De este modo, se logra minimizar el número de vehículos requeridos para llevar el gel lineal hasta el sitio indicado. Existen aceites minerales de baja o nula toxicidad, entre ellos los de grado alimenticio.

La eliminación del uso del diésel en los fluidos de fractura es una medida que puede contribuir significativamente a reducir el impacto del *fracking* en la calidad de los recursos hídricos. Sin embargo, existen otras fuentes de BTEX en el campo que

pueden llegar a contaminar las aguas superficiales y subterráneas. Gross y colaboradores llevaron a cabo una investigación de campo (Weld County, Colorado) en la que demostraron que los derrames en superficie de fluidos manejados en facilidades de producción constituían una amenaza potencial para la calidad del agua y por lo tanto deberían implementarse planes estratégicos para minimizar dichos eventos (Gross, y otros, 2013).

A.2.2 Tendencias en el desarrollo de fluidos de fractura

Entre las tendencias en el desarrollo de los fluidos de fractura se pueden identificar: 1) Reducción del uso de polímeros; 2) Utilización de fuentes de agua alternativas (aguas de producción y agua de mar); 2) Uso de fluidos de fractura de base no acuosa; y 3) Mejoramiento del desempeño técnico y ambiental a partir de la nanotecnología.

Como se mencionó previamente en la descripción de los tipos de fluidos de fractura, la explotación de los yacimientos de ultra baja permeabilidad condujo a un incremento en la utilización de sistemas de baja y media viscosidad, como *slick water*, geles lineales o sistemas híbridos. Con el uso de este tipo de sistemas se busca fundamentalmente mitigar el daño de formación (pérdida de la capacidad de conducir fluidos) asociado al uso de fluidos de fractura de alta viscosidad basados en polímeros, activadores (agentes reticuladores o entrecruzantes) y rompedores. Los sistemas de *slick water* utilizan bajas concentraciones de gel lineal, comúnmente poliacrilamida, como reductor de fricción. Una formulación típica de *slick water* puede contener entre 5 y 10 libras de polímero por cada mil galones de tratamiento, mientras que para un fluido de fractura típico con agente reticulador, dichos valores están entre 20 y 40 (Barati & Liang, 2014). Como consecuencia de su formulación, los sistemas de *slick water* poseen baja capacidad de transporte de material apuntalante, lo cual se suele compensar con mayores tasas de inyección. Lo anterior ha hecho que las empresas de servicios que utilizan este tipo de fluido de fractura rediseñen sus operaciones de logística relacionadas con el suministro y mantenimiento de los sistemas de bombeo *in situ*. Desde el punto de vista operativo, se puede volver más importante la logística de la inyección que el mismo diseño del fluido de fractura.

En los años 1990s se propuso la utilización de fluidos de fractura basados en surfactantes viscoelásticos (VES, por las iniciales en inglés de *viscoelastic surfactant*) como una alternativa a los sistemas de fluidos aditivados con polímeros.

Los VES exhiben un comportamiento particular en medio salino, de tal modo que, bajo ciertas condiciones de flujo, sus micelas se entrelazan y adquieren una estructura en forma de barras (*rod-shaped*), incrementando la viscosidad del fluido acuoso sin necesidad de un agente reticulador (Kefi, y otros, 2005). Adicionalmente, en presencia de fluidos orgánicos hidrofóbicos como los hidrocarburos, la estructura de barras de los VES se hincha (*swelling*) y finalmente se rompe en micelas esféricas más pequeñas, resultando en una disminución de la viscosidad del medio, sin necesidad de utilizar un agente rompedor. Como se puede inferir, el uso de VES permite disminuir significativamente el número de sistemas de aditivos utilizados en los fluidos de fractura. Sin embargo, la implementación de los fluidos de fractura basados en VES introduce dificultades inherentes a su naturaleza, como altas tasas de filtrado de fluido hacia la matriz de las rocas yacimiento (no se forma *filter cake*) y desempeño deficiente a altas temperaturas (Omeiza & Samsuri, 2014). Adicionalmente, los VES suelen ser más costosos que los polímeros comúnmente utilizados en la formulación de los fluidos de fractura.

Un desarrollo más reciente en la búsqueda de optimizar el desempeño técnico y ambiental de los fluidos de fractura base agua, ha sido la utilización de los denominados reductores de fricción de alta viscosidad (HVFRs, por las iniciales en inglés de *high viscosity friction reducers*). Aunque existen varias marcas comerciales de HVFRs, su formulación se basa en el uso de poliacrilamidas sintéticas de alto peso molecular que se manejan como emulsiones, cuya fase externa es oleosa y que son fáciles de invertir y dispersar en fluidos acuosos. Ba Geri y colaboradores analizaron el uso de HVFRs en fluidos de fractura en 26 casos de campo de varios YNC-RG de los Estados Unidos. En comparación con fluidos de fractura tradicionales, estos investigadores resaltan las siguientes ventajas potenciales de los fluidos basados en HVFRs: 1) Mayor capacidad de transporte de material apuntalante (mayor viscosidad que los reductores de fricción convencionales); 2) Daño de formación mucho más bajo; 3) Reducción del uso de otros productos químicos cercana al 50%; 3) Reducción de equipos y de costos de bombeo; 4) Reducción cercana al 30% en consumo de agua; 5) Aplicación en un rango amplio de temperaturas (120°F – 340°F); 5) Tolerancia a altas salinidades y a la presencia de una amplia variedad de iones en el agua; y 6) Menores costos (Ba Geri, Imgam, & Flori, 2019).

Con el objetivo de disminuir el consumo de agua fresca en la formulación de los fluidos de fractura se han contemplado diferentes alternativas como el uso de agua

de producción, agua de mar, y opciones más radicales como el uso de fluidos de fractura no acuosos.

El agua de producción es aquella que llega a superficie con los hidrocarburos, ya sea como agua libre o formando emulsiones con el petróleo. El agua de producción puede provenir de varias fuentes: 1) Connata o intersticial, así se conoce al agua existente desde la génesis de la roca yacimiento; 2) Agua proveniente de acuíferos activos conectados hidráulicamente con la roca yacimiento; y 3) Introducida al yacimiento en los procesos de recuperación de petróleo por inyección de agua. Las aguas de producción contienen sólidos disueltos en concentraciones variables, tan pequeñas como 200 ppm, hasta valores cercanos a la concentración de saturación, la cual puede llegar hasta 300.000 ppm. En comparación, el agua de mar puede alcanzar una concentración de sólidos disueltos totales (TDS por las iniciales en inglés de *total dissolved solids*) de aproximadamente 35.000 ppm. En los TDS se incluyen sales inorgánicas, principalmente cloruros y sulfatos de sodio, calcio, potasio y magnesio, y algunos compuestos orgánicos solubles en agua. Adicionalmente, en las aguas de producción es común encontrar microorganismos de diferentes especies. A medida que avanza la vida productiva de los yacimientos, normalmente se incrementa el corte de agua en las facilidades de producción, es decir el porcentaje de agua con respecto a la cantidad total de fluidos producidos. Existen muchos yacimientos convencionales en los que la cantidad de agua producida es mucho mayor que la cantidad de hidrocarburos, de tal modo que el tratamiento y disposición final de dichas salmueras se convierten en variables críticas para la viabilidad ambiental y económica del proceso.

Debido a sus características fisicoquímicas (valores altos de salinidad, dureza y pH), las aguas de producción y las aguas marinas no son aptas para preparar fluidos de fractura utilizando aditivos convencionales. En presencia de sales, los polímeros iónicos comúnmente utilizados en la formulación de fluidos de fractura tienden a disminuir su viscosidad. Adicionalmente, se puede presentar un entrecruzamiento temprano del polímero debido al efecto de cationes divalente presentes en el agua que compiten con los agentes reticuladores metálicos (Li, Al-Muntasheri, & Liang, 2016). Sin embargo, un tratamiento completo del agua, incluyendo la remoción de los cationes divalentes, resultaría prohibitivo desde el punto de vista económico. Por tal motivo, las aplicaciones exitosas de agua de producción y de aguas marinas en la formulación de fluidos de fractura se han logrado utilizando tratamientos convencionales como filtración, coagulación y filtrado, y aditivos especialmente diseñados para cada aplicación específica (Li, Al-Muntasheri, & Liang, 2016) y

(Cacho, Arguero, & Cavallero, 2019). De acuerdo con Ba Geri y colaboradores, los HVFRs son mucho más tolerantes a las altas salinidades que los sistemas de polímeros, lo que hace que este tipo de compuestos sean una alternativa a considerar en el diseño de fluidos de fractura con aguas de producción o aguas marinas (Ba Geri, Imgam, & Flori, 2019).

En lo referente al desarrollo de tecnologías que prescindan total o parcialmente del agua en la formulación de los fluidos de fractura se han considerado alternativas utilizando diferentes productos como: gas licuado del petróleo (GLP), espumas de dióxido de carbono y nitrógeno, dióxido de carbono líquido supercrítico, nitrógeno líquido criogénico, entre otros (Fu & Liu, 2019). Dichas tecnologías ofrecen varias ventajas con respecto a los fluidos convencionales base agua, pero todavía requieren de mayor maduración para que su aplicación se pueda diseminar ampliamente a nivel de campo. Por ejemplo, el uso de fluidos de fractura basados en espumas ofrece ventajas como: mejoramiento en el transporte y localización del material apuntalante, reducción del daño de formación, mejor control de pérdidas por filtrado y más fácil recuperación del fluido de retorno. Sin embargo, las espumas son sistemas bifásicos termodinámica y cinéticamente inestables debido a su alta área superficial, por lo cual requieren del uso de agentes espumantes que disminuyan la tensión interfacial e incrementen la estabilidad del sistema. Los agentes espumantes más comunes son surfactantes, los cuales pueden sufrir degradación térmica, perdiendo su funcionalidad bajo condiciones de alta temperatura y/o alta salinidad (Fu & Liu, 2019).

La nanotecnología es una de las llamadas tecnologías convergentes con el potencial de asistir y mejorar diferentes tipos de procesos. De acuerdo con la literatura especializada, varios nanomateriales se han ensayado exitosamente para mejorar el desempeño de los fluidos de fractura en aspectos como: 1) Mejorar el comportamiento reológico mediante interacciones intermoleculares (optimización del proceso de reticulado en fluidos basados en polímeros e introducción de cambios en el patrón de agregación en fluidos basados en VES); 2) Incrementar la estabilidad de los fluidos mejorando las fuerzas interfaciales y la tenacidad, especialmente en fluidos basados en espumas y emulsiones; 3) Disminuir las pérdidas por filtrado mediante la formación de una seudo torta de baja permeabilidad (*filter cake*); 4) Incrementar el efecto viscosificante de los polímeros, reduciendo significativamente la carga requerida de polímero en el fluido; 5) mejorar la estabilidad térmica de los fluidos; 6) Mejorar el arrastre friccional de los

fluidos; y 7) Evitar el daño de formación (Yekeen, Padmanabhan, Idris, & Chauhan, 2019) y (Li, y otros, 2019).

B. Acciones de mitigación enfocadas al fluido de retorno

Durante la vida productiva de un pozo en un YNC-RG se tienen que manejar diferentes fluidos o "aguas" de desecho o residuales que por su potencial contaminante son considerados por la EPA como desechos especiales. En dicha categoría se incluyen residuos acuosos de perforación, el fluido de retorno de la operación de fracturamiento hidráulico y aguas de producción.

Como fluido de retorno se considera a la corriente que se produce en superficie después de que termina el proceso de fracturamiento y antes de que empiece la producción de hidrocarburos propiamente dicha (petróleo y/o gas). No todo el fluido de fractura inyectado retorna a superficie, una parte se filtra hacia la formación a través del sistema de fracturas creado y puede quedar atrapado por fuerzas osmóticas y capilares. Se estima que entre un 10 y un 40% del fluido de fractura inyectado regresa a superficie como fluido de retorno (Jackson, y otros, 2014). Otros autores reportan valores tan bajos como 5% y tan altos como 85% y sugieren que valores entre 30% y 50% son más representativos (Stringfellow, Domen, Camarillo, Sandelin, & Borglin, 2014). La producción en superficie del fluido de retorno ocurre entre los primeros 7 a 10 días después del fracturamiento hidráulico, aunque este periodo puede llegar hasta 4 semanas (Costa, Jesus, Branco, Danko, & Fiúza, 2017).

En sentido estricto, no existe una diferenciación excluyente entre el fluido de retorno y el agua de producción. De acuerdo con la secuencia de producción en campo, el fluido de retorno es una corriente de producción transitoria que se distingue temporalmente del agua de producción por variaciones en la tasa de flujo y en la composición química de la fase acuosa que se recupera en superficie. Dado que el fluido de retorno se recupera en cuestión de días o semanas, la tasa de flujo en ese período de tiempo, en un pozo típico, puede llegar hasta 1.000 metros cúbicos por día (m^3/d). Posteriormente, cuando la producción de fluidos se estabiliza, la tasa de flujo de la fase acuosa disminuye drásticamente y permanece estable entre 2 y 8 m^3/d (Estrada & Bhamidimarri, 2016).

Con relación al fluido de retorno y sus impactos al medioambiente hay dos aspectos claves: 1) Garantizar una caracterización adecuada que permita identificar el tipo y

concentración de los compuestos químicos presentes; y 2) Evaluar alternativas de manejo que minimicen los riesgos de contaminación del agua.

B.1 Caracterización de los fluidos de retorno

Una caracterización detallada de la composición química de fluidos de retorno y de aguas de producción es fundamental para poder llevar a cabo valoraciones adecuadas de los riesgos asociados a la contaminación de los recursos hídricos, así como para seleccionar o diseñar tecnologías de tratamiento de esos desechos peligrosos que permitan mitigar su impacto.

La composición química del fluido de retorno se caracteriza por su alta complejidad, dada la diversidad de factores que influyen en ella y de tipos de compuestos que puede contener.

B.1.1 Factores que influyen la composición del fluido de retorno

Composición del fluido de fractura. Es de esperar que, en las etapas iniciales de producción, el fluido de retorno sea muy similar al fluido de fractura y que con el tiempo se vaya asemejando cada vez al agua de formación. Sin embargo, se ha comprobado que el fluido de retorno no necesariamente contiene todos los compuestos inicialmente presentes en el fluido de fractura y que puede contener compuestos orgánicos e inorgánicos que no hacían parte de los sistemas de aditivos del fluido de fractura. Lo evidente es que no se puede tener una caracterización adecuada del fluido de retorno sin un conocimiento detallado de la composición del fluido de fractura (Vieth-Hillebrand & Schmid, 2015).

Composición química del agua de formación. A medida que el fluido de fractura interactúa con el agua de formación a las condiciones del yacimiento, la tendencia típica es que el fluido de retorno se vaya volviendo cada vez más rico en sales, compuestos inorgánicos y dependiente de las características litogeoquímicas de la formación o roca generadora de NORMs (Naturally Occurring Radiactive Material, por sus siglas en inglés).

Composición mineralógica de la roca yacimiento. A las condiciones iniciales del yacimiento, el agua de formación se encuentra en equilibrio con los minerales de la roca. Al introducirse una fase acuosa exógena, como es el fluido de fractura, dicho equilibrio se puede alterar, presentándose diferentes interacciones roca/fluido

como intercambio iónico, hinchamiento de arcillas, fenómenos de adsorción/desorción, movilización de finos, disolución de minerales de la matriz de la roca, entre otras dependientes de las características litogeoquímicas de la formación.

Posibles interacciones fluido/fluido y roca/fluido a las condiciones del yacimiento. Además de las interacciones roca/fluido se pueden presentar diversas interacciones entre los fluidos que se mezclan en el yacimiento (diferentes sistemas de aditivos, agua de formación e hidrocarburos líquidos y gaseosos). Un área en la que se requiere mucho esfuerzo investigativo adicional, es el estudio de las posibles transformaciones químicas, físicas y biológicas que pueden ocurrir a las condiciones del subsuelo. Por ejemplo, algunos biopolímeros utilizados en los fluidos de fractura, considerados como compuestos biodegradables de baja toxicidad, pueden degradarse a las condiciones del subsuelo, de forma planeada o no, en sus correspondientes monómeros, los cuales pueden tener mayor toxicidad y movilidad, además de ser más recalcitrantes a los procesos convencionales de tratamiento de aguas residuales (Elsner & Hoelzer, 2016) (Sun, y otros, 2019). Contrariamente, también se ha reportado el caso de compuestos altamente reactivos y tóxicos (alcohol propargílico, acrilato y epiclorhidrina) cuyas transformaciones resultan en productos de menor toxicidad (Elsner & Hoelzer, 2016). Otro aspecto a resaltar ha sido la detección de compuestos halogenados en los fluidos de retorno. Una posible causa para la formación de este tipo de compuestos en el subsuelo es la utilización de bactericidas en el fluido de fractura conteniendo oxidantes basados en cloro (Maguire-Boyle & Barron, 2014). Varios de los compuestos orgánicos detectados en la formación de Fayetteville en Arkansas fueron resultado de reacciones en el subsuelo (19% de 404 compuestos orgánicos identificados). Entre ellos se tienen compuestos provenientes de la hidrólisis de ácidos de liberación retardada, usados como agentes rompedores, y compuestos del grupo carbonilo que indican la degradación de geopolímeros (Hoelzer, y otros, 2016). Recientemente, se ha demostrado que existen compuestos químicos en el fluido de fractura que pueden experimentar biodegradación a condiciones de yacimiento. Un caso estudiado fue la biotransformación de surfactantes (glicoles poliméricos propoxilados y alquil polietoxilados), los cuales sirvieron como sustrato para el crecimiento de cepas bacterianas del género *Halanaerobium* (Evans, y otros, 2019).

B.1.2 Tipos de compuestos presentes en el fluido de retorno

La mayor parte de la información relacionada con la composición química de fluidos de retorno proviene de campos de los Estados Unidos. De acuerdo con Luek y Gonsior, en la literatura especializada se han publicado análisis cuantitativos y cualitativos de la composición química de al menos 238 muestras de fluidos de retorno obtenidos a diferentes tiempos después de concluida la operación de fracturamiento hidráulico. Del total de análisis, alrededor del 70% han sido de muestras de la cuenca Marcellus, la cual produce fundamentalmente gas natural (Luek & Gonsior, 2017).

Los compuestos químicos presentes en los fluidos de retorno se pueden clasificar en tres grupos amplios: orgánicos, inorgánicos y NORMs.

Compuestos orgánicos

La identificación de compuestos orgánicos en los fluidos de retorno se ha centrado en aquellos más fácilmente detectables por cromatografía de gases, como: gases, compuestos volátiles (VOCs) y semi volátiles (SVOCs). En particular, se han identificado BTEX, bencenos metilados, naftaleno, ácidos nafténicos, ácidos volátiles, alcanos simples, acetatos, acetonas, entre otros. Tales compuestos también se encuentran comúnmente en aguas de producción de yacimientos convencionales y normalmente provienen de los fluidos de la formación (Vieth-Hillebrand & Schmid, 2015). La identificación de compuestos más polares y no volátiles ha sido limitada por la falta de conocimiento exacto de cuales compuestos pueden estar presentes, así como por la falta de métodos cuantitativos y estándares para analizar mezclas de tal complejidad (Luek & Gonsior, 2017).

Como se mencionó en el numeral anterior (B.1.1), es posible encontrar en el fluido de retorno una gran variedad de compuestos orgánicos que se forman en el subsuelo por causas físicas y por reacciones químicas y biológicas.

Compuestos inorgánicos

El principal problema asociado a los fluidos de retorno y a aguas de producción es su alta salinidad, la cual se puede originar por la presencia de aguas de formación con altos contenidos de sólidos disueltos o por la disolución de sales presentes en la microporosidad de la roca. Los iones más abundantes son el cloruro y el sodio,

los cuales pueden representar hasta un 50% de los TDS. Otros iones como calcio, magnesio, bario, estroncio, potasio y bromuro suelen estar en concentraciones del orden de miles de miligramos por litro (mg/L). Entre los iones metálicos, el hierro es el más común con concentraciones por encima de 1.000 mg/L. Otros metales y metaloides como arsénico, antimonio, berilio, cadmio, cobalto, plomo, mercurio, molibdeno y níquel se pueden encontrar en concentraciones del orden de microgramos por litro (μg/L). Tales concentraciones son dos o tres órdenes de magnitud menores que las reportadas para biosólidos provenientes de plantas de tratamiento municipales de aguas residuales (Estrada & Bhamidimarri, 2016).

Materiales radiactivos de origen natural

Los NORMs son sustancias que están compuestas o presentan cualquiera de los principales radionúclidos o materiales radiactivos que se encuentran en la naturaleza tales como el torio, uranio, potasio y sus productos de desintegración radiactiva. El Radio 226 y el 228 (Ra-226 y R-228) son los NORMs más abundantes en los fluidos de retorno y se originan a partir de la desintegración radiactiva del Uranio 238 (U-238) y del torio-232 (Th-232), lo cual ocurre comúnmente en rocas sedimentarias de grano muy fino o fosfáticas. La radiactividad tiende a incrementarse con el tiempo y parece ser función de la cantidad de fluido de retorno que entra en contacto con la formación (Ziemkiewicz & He, 2015). La concentración de Ra-226 depende de varios factores como el contenido de ciertos cationes (por ejemplo: bario, calcio y estroncio) y las características mineralógicas de las formaciones (Torres, Prakash, & Khana, 2016). Otros radionúclidos que se pueden encontrar en los fluidos de retorno son: partículas alfa/beta, cesio (Cs-37), plomo (Pb-212 y Pb-214), estroncio (Sr-90), torio (Th-228, Th230 y Th232) y uranio (U-234, U-235 y U-238).

B.2 Manejo de los fluidos de retorno

La gestión o gerenciamiento del agua es un asunto fundamental en la viabilidad económica y ambiental de la industria petrolera, que se ha hecho mucho más relevante con el advenimiento de la explotación de los YNC-RG. La gestión integral de las aguas asociadas a la producción de petróleo y gas debe partir de una visión territorial, adaptándose a las condiciones específicas de cada proyecto. En cada desarrollo particular, pueden variar las condiciones geológicas (profundidad de acuíferos superficiales, pozos productores y posibles pozos inyectores para disposición final de aguas de desecho), cantidad y calidad del agua disponible para

las diferentes operaciones, cantidad y calidad de las aguas de retorno y de producción, opciones para la disposición final de las aguas de desecho, entre otras.

Para el manejo de los fluidos de retorno y de las aguas de producción se han empleado diferentes alternativas: 1) Disposición directa en suelos; 2) Disposición en estanques o piscinas de evaporación; 3) Rociado en carreteras para control de polvo; 4) Inyección en pozos profundos; 5) Tratamiento y reúso interno (especialmente, para preparar fluidos de fractura); 6) Tratamiento y reúso externo (aplicaciones por fuera de la industria petrolera) y 7) Tratamiento y disposición final en corrientes de aguas superficiales.

Las tres primeras alternativas son inapropiadas desde el punto de vista ambiental, especialmente, en el caso de fluidos de retorno, y aunque fueron utilizadas con frecuencia al inicio del desarrollo de la explotación de los YNC-RG, paulatinamente vienen siendo abandonadas de forma voluntaria o vía regulación.

La viabilidad técnica de la inyección en pozos profundos depende de los atributos geológicos de las formaciones involucradas (estratigrafía del área prospectiva, propiedades petrofísicas y geomecánicas, existencia de sellos apropiados, etc.). El agua de desecho tiene que ser transportada desde campos productores hasta tanques de almacenamiento que estén ubicados cerca de pozos inyectores. Dicho transporte se hace normalmente por carrotanques y puede implicar largas distancias, a medida que disminuye la disponibilidad de pozos inyectores en formaciones de cuencas cercanas a campos de producción. En Estados Unidos, la inyección en pozos profundos es común en Texas y Oklahoma. De hecho, para 2015, cerca del 95% del agua de desecho producida por la industria petrolera en Estados Unidos era dispuesta vía inyección en pozos profundos. De ese porcentaje, un 55% se reinyectaba en pozos perforados y completados para proyectos de recobro mejorado de petróleo y el resto se reinyectaba en pozos especialmente diseñados para disponer aguas consideradas como demasiado contaminadas para ser reutilizadas (pozos IUC, por las iniciales en inglés de *underground injection disposal wells*) (Rodriguez & Soeder, 2015). En el caso europeo no se permite la reinyección en pozos profundos, al menos que sea para aplicaciones de recobro mejorado de petróleo. Cuando no se siguen los protocolos y códigos de buenas prácticas recomendados, la inyección en pozos profundos puede ser fuente de contaminación de acuíferos someros y de sismicidad inducida. La definición de los protocolos para la toma de la decisión del manejo de los fluidos de retorno se constituye en uno de los aspectos cruciales en la regulación de los YNC- RG, porque

requiere de un monitoreo sistemático para prevenir y detectar posibles impactos de largo plazo.

Por definición, el objetivo de una facilidad de producción en la industria petrolera es entregar las corrientes de petróleo, gas y agua cumpliendo con las especificaciones de calidad exigidas según su uso final. En el caso de yacimientos convencionales, el agua de producción se somete a procesos de tratamiento en campo (*on-site treatment*) que permitan entregarla con la salinidad (desalinización, principalmente por dilución en agua fresca), la temperatura (enfriamiento) y el contenido de aceite (típicamente menos de 10 ppm para disposición en corrientes de agua superficiales) adecuados. El agua libre se separa del aceite por gravedad y la emulsionada con ayuda de agentes químicos y mediante el uso de tratadores electrostáticos. El agua una vez tratada y certificada se dispone en corrientes de agua superficiales, o se define su reusó y se reinyecta en yacimientos en procesos de recuperación de petróleo o se utiliza en aplicaciones diferentes a la industria petrolera como irrigación de suelos.

Por razones previamente expuestas (alta salinidad y altas variaciones en cantidad y calidad), el tratamiento de fluidos de retorno y de aguas de producción en el caso de YNC-RG implica un grado de complejidad mucho mayor al de yacimientos convencionales. El caso de la cuenca Marcellus es ilustrativo de la forma como han evolucionado en el tiempo las alternativas de manejo de las aguas de desecho de YNC-RG. En los primeros años de explotación de esa cuenca se optó por enviar las aguas de desecho a plantas de tratamiento de aguas municipales, posteriormente se cambió a inyección en pozos profundos (transportando el agua a otras cuencas), luego se presentó una transición hacia el uso de plantas de tratamiento de aguas industriales ubicadas fuera del campo (*off-site treatment*), para finalmente, llegar a la actual situación en la que se privilegia un tratamiento orientado a garantizar altas tasas de reusó en el mismo campo (Lutz, Aurana, & Martin, 2013) (Sun, y otros, 2019).

Las plantas de tratamiento de aguas municipales no están diseñadas para manejar corrientes con alto contenido de sólidos disueltos totales, en particular bromuros, los cuales no son peligrosos como sales diluidas, pero en el proceso de tratamiento pueden reaccionar con cloruros para formar trihalometanos que son reconocidos carcinógenos (Rodriguez & Soeder, 2015). Adicionalmente, estas plantas, concebidas fundamentalmente para tratar aguas domésticas, no están en capacidad de manejar las cantidades y composiciones de aguas de desecho propias de la

explotación de los YNC-RG. Por su parte, las plantas de tratamiento de aguas industriales, normalmente están dotadas con tecnologías para tratar varios compuestos orgánicos e inorgánicos, pero a menudo muchas de ellas tampoco están equipadas para manejar exitosamente fluidos acuosos de altas salinidades. Por tal motivo, el manejo de aguas de desecho en plantas como las mencionadas genera el riesgo de un tratamiento inadecuado, lo cual puede causar impactos significativos en la calidad de los recursos hídricos, especialmente cuando seguido al tratamiento, las aguas se disponen directamente en corrientes superficiales de agua.

Dadas las limitaciones de las plantas de tratamiento de aguas domésticas y de aguas industriales convencionales, el manejo de fluidos de retorno y de aguas de producción provenientes de la explotación de YNC-RG se debe llevar a cabo en plantas especialmente diseñadas, que integren diferentes tecnologías avanzadas de tratamiento, de tal modo que se entregue un producto final con las especificaciones exigidas según su aplicación o disposición final. Buscando contribuir con el diseño conceptual de tales facilidades, investigadores del *Lawrence Berkeley National Laboratory* caracterizaron detalladamente fluidos de fractura usados en California con el objetivo de determinar posibilidades de tratamiento (físico, químico o biológico) de los diferentes sistemas de aditivos utilizados, y de ese modo definir criterios para la selección de tecnologías adecuadas para el manejo de fluidos de retorno (Camarillo, Domen, & Stringfellow, 2016). De acuerdo con los investigadores, los compuestos químicos utilizados en los fluidos de fractura analizados resultaron en gran medida tratables (de 193 aditivos químicos identificados se contó con información completa de 169). Para alrededor de un tercio del total de compuestos analizados se encontró efectividad en tratamientos basados en adsorción y en partición en aceite para posterior separación. Métodos de tratamiento basados en volatilización (arrastre con aire) solo fueron efectivos para alrededor del 10% de los químicos. En el caso específico de compuestos orgánicos, para más de un tercio de ellos los tratamientos biológicos resultaron efectivos, mientras que la osmosis inversa mostró potencial para remover alrededor del 70%. Otras técnicas como la electrocoagulación y la oxidación avanzada mostraron ser promisorias, aunque deben ser investigadas a mayor profundidad (Camarillo, Domen, & Stringfellow, 2016).

Entre las diferentes alternativas de manejo de fluidos de retorno y de aguas de producción contempladas, la que permite una mayor mitigación de los riesgos asociados al recurso hídrico es el tratamiento y reusó para preparar fluidos de

fractura (Estrada & Bhamidimarri, 2016) (Lutz, Aurana, & Martin, 2013). Esta vía no exige un tratamiento tan riguroso como el requerido para uso externo y para disposición final en corrientes de agua superficiales. Además de disminuir los costos de tratamiento, el reusó reduce los requerimientos de agua fresca, lo cual es muy favorable en zonas con alto estrés hídrico. Una ventaja adicional, cuando el tratamiento y el reusó se hacen *on-site*, es la reducción de las necesidades de transporte en flotas de camiones, lo que reduce costos y la probabilidad de derrames. Sin embargo, este tipo de reusó solo es posible si en el campo se siguen requiriendo fluidos de fractura, lo cual ocurre hasta cierto momento en la vida productiva de los yacimientos. Otro aspecto a considerar es que, con el tiempo, a medida que se ejecuten varias etapas de reusó, inevitablemente se presentará un aumento en la salinidad del fluido de retorno, lo que además de hacer más difícil la preparación del fluido de fractura, exigirá tecnologías de tratamiento más avanzadas (Estrada & Bhamidimarri, 2016).

El tratamiento *on site* del fluido de retorno debe tener al menos tres etapas básicas: 1) Inicialmente se ajusta el pH del fluido y posteriormente se somete a procesos de coagulación/floculación para promover la precipitación de sólidos suspendidos, partículas coloidales y NORMs. Finalmente, en esta etapa se procede a la reducción del contenido de aceite y grasa. 2) Filtración simple de los sólidos suspendidos remanentes. 3) Precipitación de sales de magnesio y calcio (Estrada & Bhamidimarri, 2016).

En las diferentes etapas del proceso de tratamiento descrito en el párrafo anterior se generan sólidos, los cuales se deben manejar y disponer adecuadamente de acuerdo con sus propiedades toxicológicas, especialmente si hay presencia significativa de NORMs. Al finalizar el proceso de tratamiento se analiza el contenido de TDS y de cloruros del efluente para evaluar si se puede usar directamente en la preparación de fluidos de fractura o si se debe diluir con agua fresca. Si la salinidad es demasiado alta o si el efluente se va a reusar en aplicaciones externas o se va a disponer en corrientes superficiales, se requiere usar tecnologías avanzadas de desalinización.

Recientemente, varios investigadores han publicado revisiones del estado del arte de la aplicación de tecnologías avanzadas para el tratamiento de fluidos de retorno y aguas de producción provenientes de la explotación de YNC-RG. Entre las tecnologías evaluadas están: 1) Evaporación con compresión mecánica de vapor; 2) Ósmosis inversa; 3) Ósmosis forzada; 4) Destilación con membranas; 5)

Electrocoagulación, 6) Procesos de oxidación avanzada, 7) Procesos de adsorción con diferentes materiales; y 8) Procesos biológicos (Camarillo, Domen, & Stringfellow, 2016) (Estrada & Bhamidimarri, 2016) (Sun, y otros, 2019). En particular, Sun y colaboradores presentan un análisis de las diferentes tecnologías enfatizando en su eficiencia, ejemplos de aplicación en campo, costos, ventajas y desventajas (Sun, y otros, 2019).

En síntesis, el manejo de los fluidos de retorno para el caso de los YNV – RG deberán obedecer a un estricto protocolo, aun no considerado por la legislación colombiana, que evalúe la litogeoquímica de roca generadora *in – situ* y los fluidos de retorno a lo largo del proceso de fracturamiento hasta su estabilización como fluidos o aguas de la formación. Almacenar, definir y efectuar los tratamientos que se requieran en superficie de acuerdo a los estándares que se establezcan y progresivamente efectuar los pasos que podrían involucrar reinyección, reusó en procesos propios asociados a la producción del hidrocarburo o a su uso industrial e incluso a ser destinado como recurso disponible al sistema natural.

2. Temas relacionados con la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales en Colombia.

2.1. En las técnicas convencionales de exploración y explotación de hidrocarburos realizadas en Colombia los riesgos asociados a estas técnicas se consideran previsibles, mitigados y reversibles.

De acuerdo con lo considerado en la sección 1.4, estos riegos son previsibles, mitigables y parcialmente reversibles. La posibilidad de éxito de los planes de mitigación dependerá de la fortaleza institucional que permita garantizar el cumplimiento de la normatividad establecida (Minenergía, 2019), del compromiso de las empresas involucradas en las diferentes operaciones con el cumplimiento de los estándares de calidad establecidos (API, 2019) y del control de las operaciones que permitan evitar y/o minimizar cualquier afectación sobre las comunidades y el medio ambiente.

Es de resaltar que la industria del petróleo es una de las que tiene mayor número de controles y seguimientos ambientales en el país, así como un gran número de proyectos activos con licencia ambiental. En las figuras 2-1 y 2-2 se presentan tanto las visitas técnicas realizadas por la Agencia Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) como los seguimientos realizados al sector petrolero entre los años 2008 y 2015.

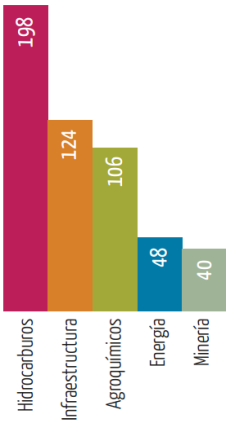

Figura 2-1 Visitas técnicas realizadas por la ANLA. Fuente (ACP, 2015).

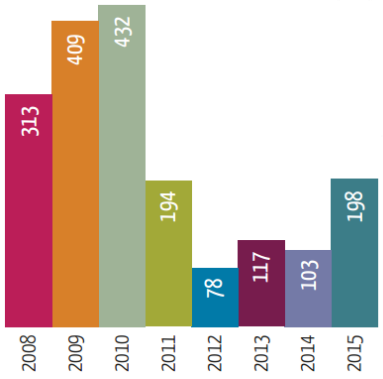

Figura 2-2 Seguimientos al sector petrolero. Fuente (ACP, 2015).

Sin embargo, hay necesidad de reforzar la capacidad institucional de las agencias del Estado, los ministerios y entidades de control para garantizar que la actividad petrolera se realice con los más altos estándares técnicos al tiempo que se protege el medio ambiente y las comunidades. Además, es necesario implementar mecanismos de coordinación entre diferentes entidades del Estado para realizar reportes periódicos de las condiciones ambientales, sociales y económicas de las zonas en la que se explotan hidrocarburos. Estos reportes permitirían reorientar las políticas y buscar mecanismos concretos para garantizar que las condiciones socioeconómicas y ambientales de dichas zonas no se deterioren como ha sucedido en el pasado, debido, en gran medida a la falta de compromiso del gobierno central con las regiones.

Otro de los temas que cobra importancia para la presente discusión es la integridad de pozos petroleros, pues estos deberían ser monitoreados permanentemente por parte de las entidades de control y no únicamente por las empresas encargadas de la explotación de hidrocarburos. La Contraloría General de la Republica debería tener personal técnico capacitado y los recursos para realizar este control de forma adecuada. Estas medidas permitirían prevenir accidentes como el ocurrido en el pozo Lisama 158.

2.1.1. ¿Se han presentado episodios de materialización de estos riesgos?

En diferentes regiones y campos petroleros se han presentado incidentes inherentes a la actividad misma, como derrames de fluidos, fugas y quemas de gas natural, contaminación de fuentes de agua con fenoles, entre otros. Existen informes sobre derrames como consecuencia de las operaciones en campo, los cuales representan un porcentaje relativamente bajo si se considera el número de pozos que están en operación (ACP, 2015). El caso más reciente y emblemático ha sido el derrame presentado en el pozo Lisama 158, en el cual no se siguieron los protocolos de abandono exigidos, y debido a un aumento de presión de la formación productora en el subsuelo se generó la ruptura de la tubería de revestimiento del pozo, lo que ocasionó una fuga de un volumen importante de petróleo que contaminó las fuentes de agua y el suelo cercano. Estos incidentes se deben analizar a partir de seguimientos sobre las afectaciones al recurso hídrico y al suelo, el inadecuado manejo de residuos líquidos debido al inicio de actividades sin pronunciamiento de autoridades ambientales y/o el incumplimiento de la inversión del 1% para la compensación forestal (ACP, 2015).

Dadas las condiciones de seguridad del país, se han presentado diferentes atentados desde los años 80 que representan alrededor del 90% del volumen de hidrocarburos derramados con episodios trágicos de pérdidas humanas, como el atentado de Machuca en la zona del Bajo Cauca Antioqueño que costó la vida de al menos 80 personas de la comunidad tras un atentado del ELN (El Colombiano, 2018). Los derrames de petróleo más importantes se deben principalmente a los atentados de grupos al margen de la ley.

Las figuras 2-3 y 2-4 presentan los eventos reportados y la cantidad de crudo derramado en los últimos años. En la figura 2-5 se puede verificar el porcentaje de crudo derramado por fallas operativas y acciones de terceros, 6 y 92%, respectivamente, y en la figura 2-6 se presentan los volúmenes de derrames y sus causas.

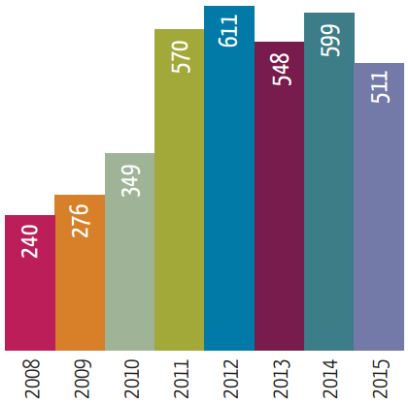

Figura 2-3 Eventos reportados por derrames por año. Fuente (ACP, 2015).

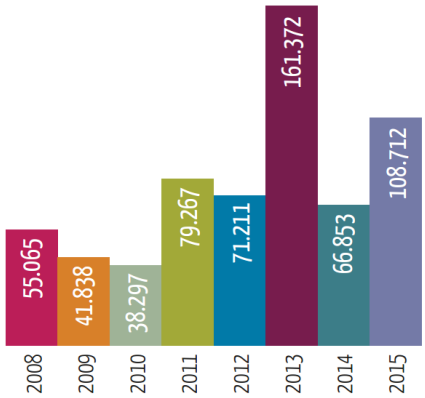

Figura 2-4 Cantidad de crudo derramado en barriles. Fuente (ACP, 2015).

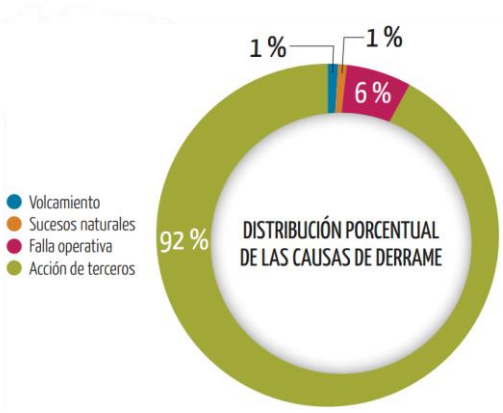

Figura 2-5 Distribución porcentual de las causas de derrame. Fuente (ACP, 2015).

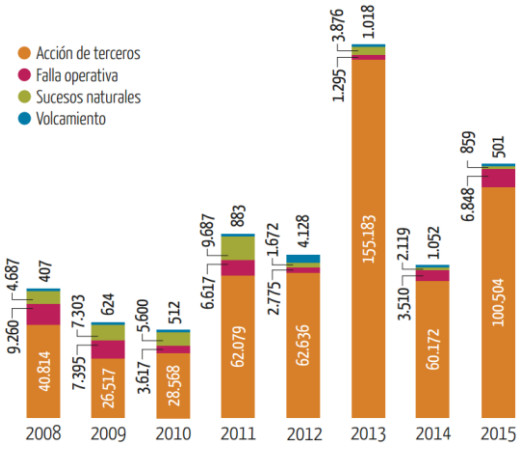

Figura 2-6 Causas y volumen de crudo derramado. Fuente (ACP, 2015).

Los departamentos donde se registraron la mayor cantidad de volúmenes de crudo derramado han sido Putumayo, Norte de Santander y Arauca (ver figura 2-7). En estos casos, la causa principal fueron los atentados a los oleoductos. Los derrames por causa de las empresas son bajos, menos del 10% en los últimos seis años, con respecto al total de barriles derramados.

Las fallas denominadas "operativas" se deben principalmente al volcamiento de vehículos que transportaban crudo y a fallas mecánicas, causadas en mayor medida por corrosión en las líneas y desgaste en la tubería (ver figuras 2-8 a 2-10).

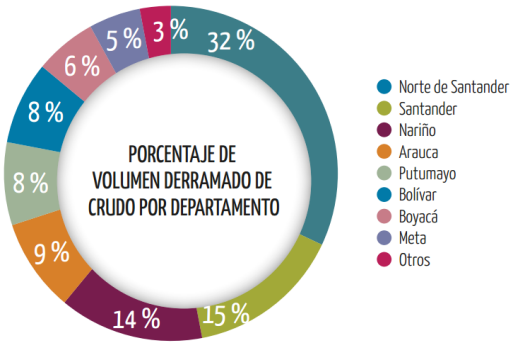

Figura 2-7 Porcentaje de volumen derramado de crudo por departamento. Fuente (ACP, 2015).

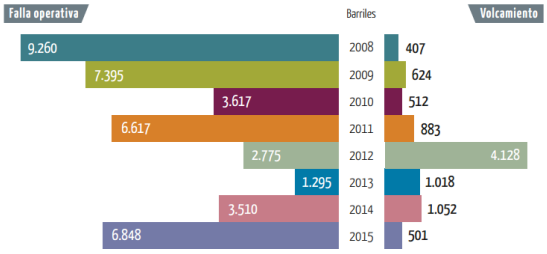

Figura 2-8 Volumen de crudo derramado por fallas y volcamientos. Fuente (ACP, 2015).

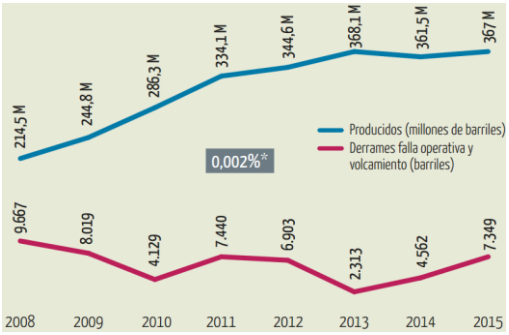

Figura 2-9 Barriles producidos versus derramados por falla operativa. Fuente (ACP, 2015).

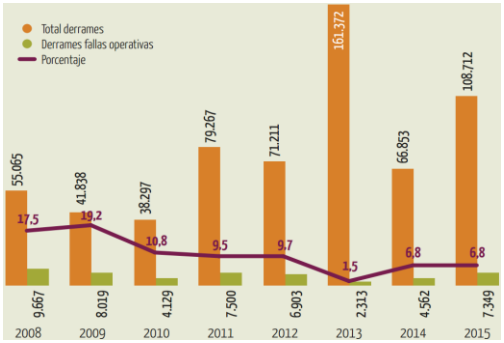

Figura 2-10 Porcentaje de barriles derramados por fallas operativas versus total de barriles derramados. Fuente (ACP, 2015).

La figura 2-11 muestra el número anual de atentados al oleoducto Caño Limón – Coveñas y la cantidad de barriles derramados entre los 2014-2019.

Figura 2-11 Datos y cifras de atentados contra el oleoducto Caño Limón Coveñas. Fuente (El Tiempo, 2019).

Según un informe de la revista Semana, desde la entrada en operación del oleoducto Caño Limón-Coveñas hace 33 años se han presentado alrededor de 1500 atentados, que han ocasionado el derrame de aproximadamente 3,7 millones de barriles de petróleo en suelos, quebradas y ríos de los siete departamentos que atraviesa esta estructura en Arauca, Boyacá, Norte de Santander, Cesar, Magdalena,

Bolívar y Sucre. En los últimos 10 años, los cinco oleoductos para el transporte de petróleo con los que cuenta Ecopetrol han sido dinamitados en 1019 ocasiones, siendo Norte de Santander, Arauca, Nariño y Putumayo las regiones más afectadas. La Asociación Colombiana de Petróleo ACP ha señalado que se han derramado 4,1 millones de barriles de crudo por ataques a la infraestructura petrolera en las últimas décadas. Entre 2002 y 2015, 9,3 millones de barriles fueron robados de los oleoductos del país, de los cuales 6,5 millones terminaron vertidos sobre ecosistemas naturales (Semana, 2019).

Estas cifras muestran el efecto del conflicto armado sobre la infraestructura energética del país, hecho que no se presenta en ningún otro lugar del mundo, donde de forma sistemática se ataca el sistema petrolero, trayendo consigo derrames e impactos sobre el medioambiente y la población. Adicionalmente, un elemento que complejiza este escenario, es que el gobierno colombiano interrumpió el proceso de dialogo con el ELN, grupo armado que más ha atacado la infraestructura petrolera, por lo cual se prevé que esta situación persista.

2.1.2 En caso positivo, ¿cuál es la información existente sobre su manejo y cuáles fueron sus resultados?

El sector de los hidrocarburos es uno de los más vigilados en Colombia y sus proyectos reciben periódicamente visitas técnicas de la ANLA. Las figuras 2-12 y 2-13 presentan estadísticas sobre las investigaciones y sanciones para este sector entre los años 2007 y 2015. Lo anterior, ha derivado en mayor control, pues al tiempo que se han aumentado el número de investigaciones realizadas, se han reducido los problemas encontrados y las respectivas sanciones.

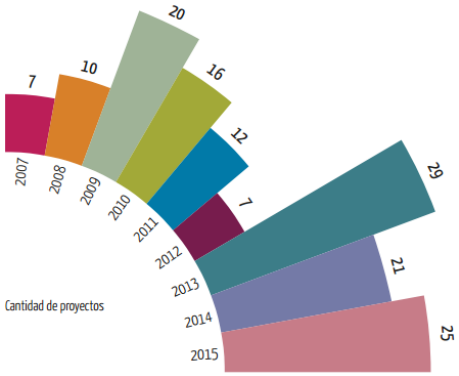

Figura 2-12 Investigaciones a proyectos de hidrocarburos. Fuente (ACP, 2015).

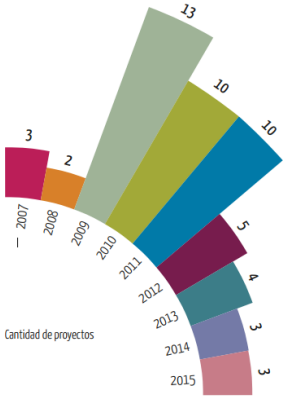

Figura 2-13 Sanciones para el sector hidrocarburos. Fuente (ACP, 2015).

El caso emblemático del Pozo Lisama 158 ocurrió el día 2 de marzo de 2018 en el corregimiento de La Fortuna, zona rural que limita con los municipios de Barrancabermeja y San Vicente de Chucurí, en Santander. El desastre ambiental terminó con el derramamiento de 550 barriles de petróleo, gas y lodo, en 49 cuerpos hídricos que llegan al Magdalena Medio, dejando detrás una mancha de crudo de casi 30 kilómetros (El espectador, 2019). Aunque el derrame empezó el 2 de marzo, Ecopetrol S.A., empresa petrolera encargada del pozo dio a conocer la emergencia una semana después.

Para el manejo del desastre, Ecopetrol S.A., definió un plan de entorno alrededor de cuatro focos, durante tres fases de intervención, como se detalla en la figura 2-14.

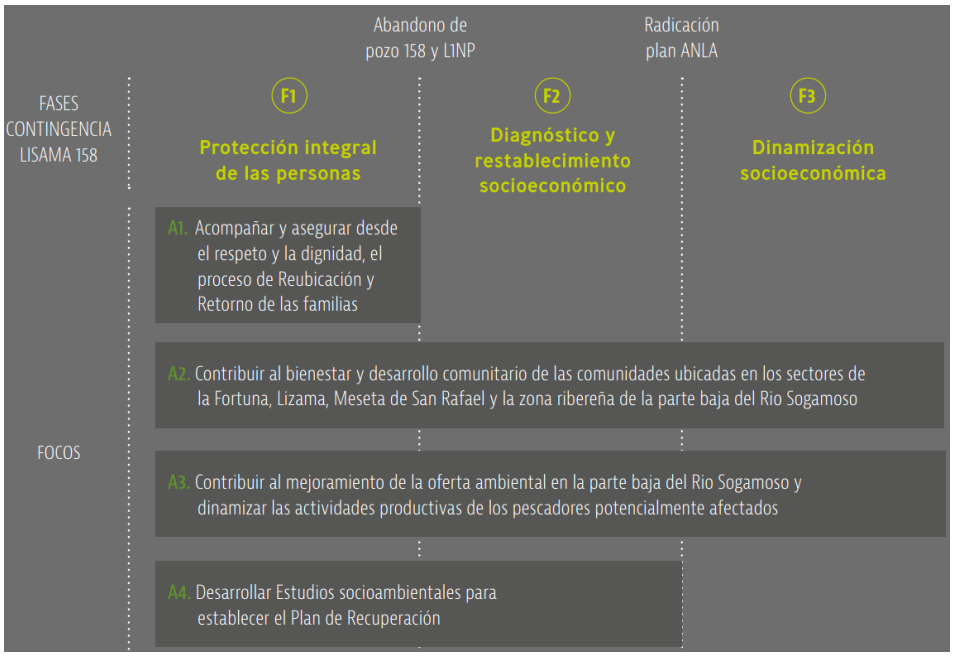

Figura 2-14 Fases y focos del plan de entorno Pozo Lisama 158. Fuente (Ecopetrol S.A., 2019).

La realización de un diagnóstico de las condiciones de los campos en operación de yacimientos convencionales, del estado mecánico de los pozos y del posible riesgo de derrames, permitiría al país tener una visión del grado de vulnerabilidad de los ecosistemas y de las comunidades después de 100 años de operación de la industria petrolera. Este estudio debería ser realizado por entidades del Estado como la Contraloría General de la Republica, con el objetivo de contar con información objetiva, que se pueda contrastar con los reportes suministrados por las empresas que explotan hidrocarburos.

2.1.3 ¿Cuál ha sido el balance socioeconómico de costo beneficio?

En esta sección se llevará a cabo un análisis del balance socioeconómico de costo beneficio de la explotación de yacimientos convencionales en Colombia. Un análisis de este tipo es complejo y requiere considerar diferentes variables en el tiempo. Algunas regiones con economías pequeñas tuvieron crecimientos económicos y demográficos considerables una vez empezaron las actividades petroleras; los cuales se desarrollaron de forma desordenada, ocasionando una serie de problemas locales como aumento de violencia y prostitución, entre otros (Lopera S. H., 2005a) (Lopera & Vera, 2013). Estas regiones contaron con importantes recursos de

regalías y renta petrolera, pero debido a la debilidad institucional, las economías locales no presentaron índices de crecimiento positivos. Muchas ciudades crecieron de forma desordenada, convirtiéndose en campamentos, lo cual demandó el crecimiento de servicios públicos, vías e infraestructura.

Sin embargo, hay que subrayar que sí ha habido un beneficio económico y social importante en las zonas donde ha estado presente la industria petrolera y en el país en general. Las ventas externas de petróleo y sus derivados representaron aproximadamente el 30% del total de exportaciones del país entre 2010 y 2013 (figura 2-15), mientras que el 37% del total de flujos de inversión extranjera directa (IED) se destinaron al sector petrolero, porcentaje que se mantuvo hasta el 2018 (figura 2-16).

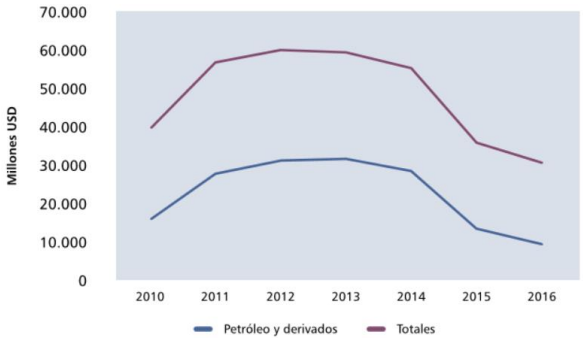

Figura 2-15 Exportaciones de Colombia. Fuente: (Contraloría, 2017).

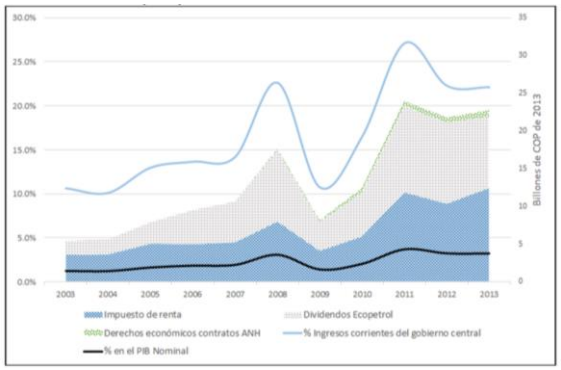

Figura 2-16 Principales aportes del sector de hidrocarburos al Gobierno Nacional. Fuente: (Contraloría, 2017).

Cabe mencionar que la actividad petrolera aportó en promedio el 15,6% de los ingresos del país entre 2011 y 2014, al tiempo que las regalías petroleras aumentaron su participación en los ingresos de las entidades territoriales desde un nivel de 7,5% en 2005 a 18,7% en 2012 (Banco de la República, 2016). La participación del sector petrolero dentro del PIB total aumentó de 3,9% a 5,2% entre 2005 y 2014. Sin embargo, a partir de la segunda mitad de 2014, la economía colombiana comenzó a ser afectada por la fuerte caída del precio del petróleo. Este descenso ocasionó una reducción del ingreso nacional, menor inversión, deterioro de las cuentas fiscales, así como menor dinámica de las entradas de capital

extranjero por inversiones directas. El Gobierno proyectó para la siguiente década recursos por renta petrolera en promedio de 0,35% del PIB.

Por su parte, Ecopetrol aportó $23,1 billones en 2018 al país, representados en $8,2 billones en dividendos, $8,8 billones en impuestos y $6,1 billones en regalías y compras de crudo a la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH (Ecopetrol, 2019). Si se tiene en cuenta que el presupuesto del país fue $256 billones, Ecopetrol aportó el 9% de dicho presupuesto.

Durante los últimos años, esta industria ha vinculado en promedio 115 mil empleados al año, ha destinado $2,6 billones en inversión social para el desarrollo de proyectos que fomentan la competitividad regional y una mejor calidad de vida para las comunidades, ha realizado inversiones por más de $1,3 billones para la construcción y adecuación de vías y ha comprado más de $100 billones en bienes y servicios (ACP, 2016). Algunos de estos datos se muestran a continuación:

- El 80% de la contratación se ha concentrado en los departamentos con mayor operación: Casanare, Meta, Santander, Cundinamarca, Boyacá, Tolima, Putumayo, Huila, Bolívar y Arauca. Las empresas se han enfocado en vincular en mayor proporción mano de obra local calificada y no calificada, dando cumplimiento a los lineamientos normativos y promoviendo la formalización laboral.
- $147 mil millones de inversión social ejecutados en 2016, de los cuales $99 mil millones fueron destinados de manera voluntaria por las compañías o apalancada con terceros para fortalecer el progreso social de las comunidades y $48 mil millones hicieron parte del compromiso contractual de las empresas.
- 734.182 personas fueron beneficiadas por los proyectos de inversión social ejecutados en 2016.
- Relacionamiento con grupos de interés. Reuniones de socialización: 3.285 Reuniones voluntarias: 5.844.
- Uno de los principales aportes de la industria a las regiones es el fortalecimiento de proveedores locales en las zonas de operaciones. $100 billones en compras de bienes y servicios a nivel nacional y local entre 2013 y 2016. Más de $54 billones de estas compras se hicieron en las zonas de operación. A partir de la compra de bienes y servicios locales, la industria ha ido incrementando la competitividad regional de las zonas con presencia del sector de hidrocarburos.
- Más de $50 mil millones invertidos para el fortalecimiento de proveedores a nivel local, permitiendo que las empresas locales cuenten con la capacidad técnica y la experiencia necesaria para garantizar el desarrollo de las

operaciones. A nivel regional, al igual que en años anteriores, en 2016 los departamentos en donde se realizó el mayor número de compras fueron Santander y Cundinamarca en donde se invirtieron $765 y $625 mil millones de compras a proveedores locales, respectivamente.

- Más de $1,3 billones invertidos en la construcción y adecuación de vías en las zonas de operación entre 2012 y 2016. En 2016, la mayor parte de la inversión se focalizó en adecuación de vías terciarias que son aquellas que unen las cabeceras municipales con sus veredas, o conectan las veredas entre sí. En Casanare, Meta, Putumayo, Córdoba y Boyacá se realizó el 97% de las inversiones.

Finalmente, un estudio de Fedesarrollo sobre el impacto de la industria petrolera en departamentos y municipios muestra el mejoramiento de las economías locales, servicios públicos, tasa de empleo formal, entre otros (Fedesarrollo, 2018). La figura 2-17 muestra las regalías por regiones entre 2012 y 2016, la figura 2-18 compara la tasa de empleo entre municipios productores y no productores de hidrocarburos y la figura 2-19 compara el comportamiento de economías regionales en departamentos con actividad petrolera.

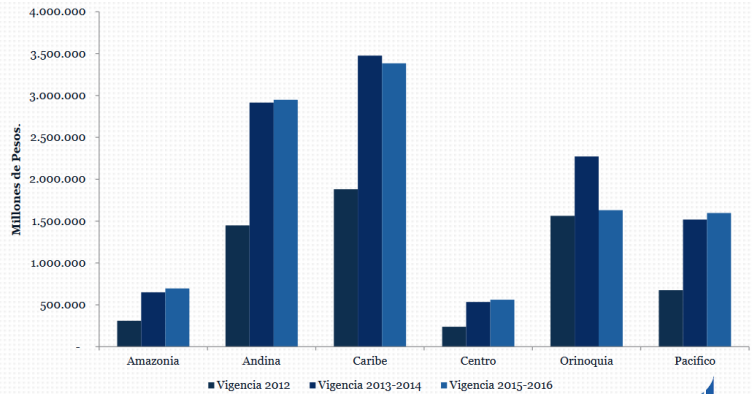

Figura 2-17 Regalías por regiones 2012-2016. Fuente: (Fedesarrollo, 2018).

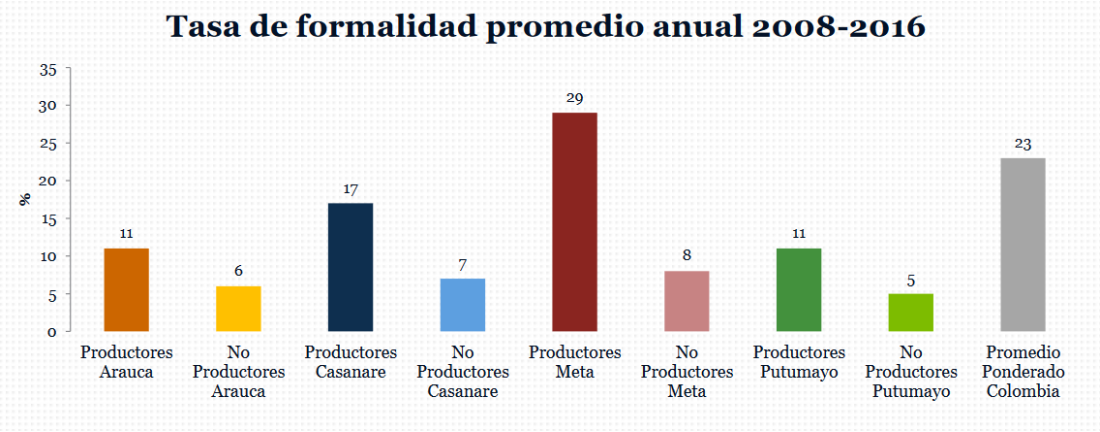

Figura 2-18 Comparación de tasa de formalidad de empleo entre municipios productores y no productores de hidrocarburos. Fuente: (Fedesarrollo, 2018).

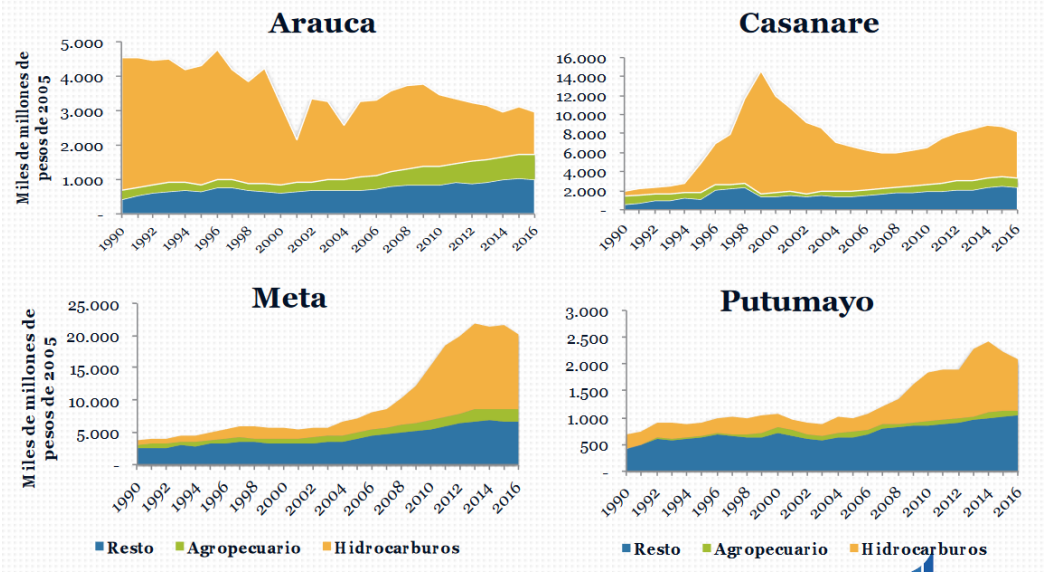

Figura 2-19 Comparación del comportamiento de economías regionales en departamentos con actividad petrolera. Fuente: *(Fedesarrollo, 2018)*.

Podría afirmarse que, desde los años 90, la política petrolera del país se ha centrado en la búsqueda de inversión extranjera, para el financiamiento del gobierno central y del presupuesto, y no en desarrollar e implementar una política energética de cara a las necesidades propias (Lopera S. H., 2005c) (Lopera S. H., 2005b).

Para atraer dicha inversión, el gobierno ha flexibilizado los tramites ambientales y ha rebajado las regalías, manteniendo las tarifas de impuestos, dando prioridad al

mercado, en detrimento de las comunidades, a las cuales no se les ha prestado la atención necesaria y han visto reducidos sus ingresos por la última ley de regalías implementada desde el año 2012. En los últimos 20 años Ecopetrol ha transferido vía dividendos, impuestos y regalías del orden de $250 billones (ACP 2019).

Lo anterior, ha generado un clima muy negativo en las zonas de explotación de hidrocarburos que ha llevado a conflictos con las comunidades, las cuales se sienten abandonadas y marginadas, pues los requisitos para el desembolso de recursos son muy dispendiosos, de tal forma que no llegan en la misma cantidad y con la facilidad con que se tramitaban anteriormente.

De otro lado, los congresistas Jorge Enrique Robledo, Alexander López, Maritza Martínez y Germán Navas Talero y los académicos Álvaro Pardo y Guillermo Rudas, presentaron una demanda ante el Consejo de Estado, en contra del concepto de la Dian, que le permitía a las petroleras descontar el pago de regalías para el pago de impuestos. Las exenciones del sector petrolero fueron del orden de 22 billones entre 2005 y 2017.

Todas estas situaciones han llevado a que muchas comunidades se manifiesten en contra de la actividad petrolera en sus regiones. El gobierno debe prestar atención a esta situación y desarrollar una política que garantice que las actividades productivas reviertan, de forma real, los beneficios que prometen y que los fallos proferidos por el Consejo de Estado sean cumplidos. Al respecto, la Comisión de Expertos conformada por el gobierno nacional, propuso el concepto de licencia social para atender estas inquietudes. Dicho concepto podría extenderse a acuerdo social local.

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

La exploración y explotación de yacimientos no convencionales (YNC) de hidrocarburos mediante la técnica del fracturamiento hidráulico (*fracking*), si es beneficiosa para los intereses del país, pues se trata del aprovechamiento del gran potencial geológico representado en gruesos paquetes de rocas sedimentarias,

hasta hace poco tiempo, solo considerados como rocas generadoras de hidrocarburos. Actualmente, mediante el desarrollo de nuevas tecnologías es posible recuperar parte del petróleo y el gas atrapado en rocas de baja permeabilidad, donde los contenidos de gas y petróleo podrían ser mayores que los que migraron y se acumularon en rocas porosas (Jarvie, 2012) (Zhao, y otros, 2019). Estos materiales están conformados por lutitas o *shales* carbonosos presentes en afloramientos superficiales y en el subsuelo de la Cordillera Oriental, calizas de grano fino con alto contenido de kerógeno (biomicritas apretadas, biomicritas arcillosas o margas), localizadas en superficie y subsuelo a lo largo del Valle Superior, Medio e Inferior del Río Magdalena y cuenca de los ríos Cesar - Ranchería). Ejemplos de estas unidades geológicas ampliamente descritas en la literatura geológica colombiana son los denominados Grupo Villeta, Formación Chipaque, parte media del Grupo Guadalupe, parte media de la Formación Caballos, Formación Tetuán, Formación Hondita, Formación Loma Gorda, Grupo Olini, Formación Rosa Blanca, Formación Tablazo, Formación Simití, Formación La Luna, Formación Capacho y muchas más unidades estratigráficas aún no evaluadas en su verdadero potencial, distribuidas también hacia el Valle Cesar – Ranchería e incluso hacia la baja y media Guajira y en otras regiones del país (para su distribución como roca aflorante en superficie ver Mapa Geológico del Servicio Geológico Colombiano, SGC 2019, en sus diferentes versiones de escala 1:2.000.000, hasta la cartografía geológica escala 1:100.000 y la inmensa base de datos de estudios agrupados en el sistema de información geológica del SGC y del Banco de Información Petrolera).

Estas unidades geológicas están siendo estudiadas como YNC-RG potenciales e involucradas en el sistema petrolífero de las rocas cretácicas de Colombia, aumentando en gran volumen las nuevas reservas de petróleo y gas. Por lo anterior, se constituyen en una oferta importante para la canasta energética a corto y mediano plazo, mientras se definen políticas claras de transición energética. Son recursos naturales que se podrían utilizar de manera eficiente porque al ser subterráneos no afectan de manera significativa el entorno natural en superficie, si se minimizan los riesgos planteados en extenso en la pregunta 1.

Las formaciones geológicas consideradas en Colombia como YNC-RG presentan una amplia distribución a lo largo del Valle del Magdalena (VM) especialmente en el Valle Medio (VMM) y hacia el Valle Superior (VSM), Cuenca Cesar – Ranchería y Cordillera Oriental, entre otras áreas (Vargas, 2012). La columna sedimentaria

viable es muy espesa y aunque, hasta ahora se refiere preferentemente a la Formación la Luna del Valle Medio del Magdalena, podría incluir otras unidades igualmente interesantes por sus características geológicas semejantes. El espesor de columna aprovechable en calizas apretadas (biomicritas), puede variar entre 300 y 1.500 metros de espesor en las formaciones la Luna, Simití y Tablazo y existe igualmente potencial en unidades inferiores que, aunque poseen mayor contenido de minerales de arcilla (*shale*), sus contenidos de materia orgánica son altos (Sarmiento, Puentes, & Sierra, Estratigrafía y petrofacies de la formación La Luna en el sinclinal del Nuevo Mundo, Valle Medio del Magdalena, 2015a) (Sarmiento, Puentes, & Sierra, 2015b). La configuración desde el punto de vista de la estructura geológica llega a presentar una complejidad variable a lo largo del VM, lo que permite definir objetivos exploratorios diversos y podrían potencialmente abarcar reservas adicionales a las hasta ahora señaladas.

El progresivo agotamiento de las reservas en YC hace que el país deba considerar a los YNC como la opción más prolífica para asegurar reservas con los consecuentes beneficios a corto y mediano plazo. Lo que sí es claro es que se requiere de un decidido plan desde el Estado colombiano de caracterización integral de estas unidades, respaldando programas de investigación científica liderados por el Servicio Geológico Colombiano, las universidades colombianas y el apoyo internacional, para asegurar nuevo conocimiento que establezca el verdadero potencial en YNC – RG y los riesgos asociados desde el punto de vista de sus componentes litogeoquímicos. Es misión de país el conceptualizar el mediano y largo plazo exploratorio invirtiendo dineros frescos desde el Sistema Nacional de Regalías, para evaluar el potencial real del recurso. Paralelo a esto se debe evaluar y establecer cómo proyectar la inversión social, involucrando las regiones en los planes de transformación social para que, de manera acorde con el entorno natural, se desarrollen las comunidades que se deben beneficiar del recurso.

Para responder la pregunta formulada en esta sección, es necesario asumir un estimativo de reservas recuperables. Los cálculos más conservadores estiman reservas alrededor de 3.000 millones de barriles. Si este volumen de hidrocarburos es explotado en un periodo de 10 años, a un precio de 60 USD/barril y con una participación para el Estado colombiano del 50% del total vía impuestos, regalías y transferencias, los recursos para el país serían del orden de 9.000 millones

USD/año, cifra que representaría el 10% del presupuesto total del Estado o 3% del PIB anual. En un escenario más optimista estas cifras se incrementarían.

Según la ACP, el desarrollo de los YNC le daría la oportunidad al país de realizar megaproyectos cuya inversión anual equivaldría al 2% del PIB (en total 120.000 millones de dólares), aportaría el petróleo y el gas requeridos para más de 25 años para la autosuficiencia energética de Colombia a largo plazo (en riesgo actualmente y con costosas importaciones en aumento a futuro), generaría recursos fiscales por 35.000 millones de dólares, se crearían 68.000 nuevos empleos, sumado al desarrollo regional de cadenas de bienes, servicios e infraestructura que ayudarían a consolidar la transformación productiva y el crecimiento económico del país (ACP, 2018). Aún en el corto plazo, se generarían beneficios económicos significativos. Durante el periodo 2019 – 2022 se llevarían a cabo el alistamiento y perforación de los primeros pozos exploratorios, los cuales, además de demostrar la efectividad del marco regulatorio técnico y ambiental vigente en Colombia, permitirían al país recibir nuevas inversiones por 650 millones de dólares, percibir ingresos fiscales equivalentes al impuesto a la renta que pagarían mil nuevas PYMES y generar alrededor de 370 empleos, equivalentes al 5% de nuevas plazas laborales, qué, en promedio, se ocupan anualmente en un departamento como Santander.

Desde el punto de vista social, el impacto dependerá de la capacidad del gobierno de aprender de las lecciones del pasado para garantizar los mecanismos concretos que permitan un impacto positivo a nivel local y un control efectivo de los impactos negativos (Lopera & Vera, 2013). La propuesta de la Comisión de Expertos de crear una superintendencia de hidrocarburos podría ser un buen mecanismo para garantizar que esta actividad se organice de una forma eficiente. Sin embargo, esta superintendencia debería ser de hidrocarburos y cambio climático.

2.3 ¿Cómo es posible calcular los beneficios económicos que puede generar esta técnica del *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?

Para realizar un estimativo de cálculo económico es necesario considerar inicialmente la metodología existente para estimación de reservas y asumir un precio de venta para los hidrocarburos extraídos.

Conocer de forma precisa las reservas es un asunto complejo, dado que solo se puede saber cuánto petróleo había en un yacimiento una vez se ha extraído. Sin embargo, existen técnicas que permiten hacer estimaciones mediante la medición de ciertas propiedades de las rocas que contienen hidrocarburos y la construcción de 3 escenarios posibles: uno con una probabilidad del 10%, otro con una probabilidad del 50% y uno final con una probabilidad del 90 % de ocurrencia.

La evaluación inicial de posibles reservas de YNC se puede realizar mediante la estimación del contenido de carbono orgánico total (TOC, por las iniciales en inglés de *Total Organic Carbon*) y el nivel de madurez, la mineralogía, el espesor de la formación y el tipo de materia orgánica presente. Estos parámetros se derivan de las condiciones iniciales del depósito sedimentario y definen su calidad (Passey, Bohacs, Esch, Klimentidis, & Sinha, 2010). Conocer la proporción entre carbono e hidrógeno permite clasificar la materia orgánica que varía desde material algáceo propenso a generar petróleo, hasta material herbáceo a leñoso/carbonoso que produce gas.

Las unidades estratigráficas ricas en materia orgánica pueden tener cientos de metros de espesor y una alta variabilidad vertical en el TOC, dependiendo de los factores abióticos y bióticos de la cuenca sedimentaria. Para caracterizar la roca generadora de no convencionales (*shale* y calizas biomicritas) se utilizan técnicas que incluyen: contenido de TOC, difracción de rayos X, reflectancia de la vitrinita, análisis sedimentológicos detallados de núcleos, petrografía de secciones delgadas y la microscopía electrónica. Lo anterior para establecer la composición textural y composicional, al igual que la porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos, de la roca generadora. Estos resultados basados en muestras de superficie, núcleos o ripios de perforación se combinan con datos de registro de pozos, que incluyen densidad de alta resolución y resistividad, registros e imágenes de pozo que permiten caracterizar completamente estas formaciones. A partir de estas mediciones se puede llegar a estimar el volumen de hidrocarburos presentes en las rocas. La incógnita sería, cuánto petróleo y gas podrían fluir una vez se fracture la roca. Por esta razón, la prueba más importante es la que se realizaría en el pozo una vez perforado y fracturado.

Son pocos los datos de mediciones de este tipo que se tienen en Colombia, no obstante, la ANH ha presentado un estimado de reservas por cuenca para gas y petróleo (Tablas 2-1 y 2-2), a partir de la evaluación aproximada de la roca generadora (Vargas, 2012).

Tabla 2-1 Gas de lutita (*shale gas*) en tera pies cúbicos. Fuente: (Vargas, 2012).

Cuenca	P10 (Tcf)	P50 (Tcf)	P90 (Tcf)
Amagá	1,37	0,41	0,06
Caguán-Putumayo	2.687,60	127,56	13,81
Catatumbo	185,43	38,98	4,89
Cauca-Patía	28,57	8,55	1,34
Cesar-Ranchería	107,13	28,46	4,18
Chocó	22,73	6,89	1,08
Cordillera Oriental	729,26	206,65	31,61
Guajira	132,77	35,34	5,22
Llanos Orientales	6.619,59	1.042,44	125,40
Sinú - San Jacinto	441,33	113,24	16,37
Tumaco	56,72	16,97	2,66
Urabá	91,22	23,37	3,36
Valle Inferior del Magdalena	121,31	35,05	5,39
Valle Medio del Magdalena	148,80	43,50	6,71
Valle Superior del Magdalena	45,38	13,47	2,09
Vaupés-Amazonas	3.228,09	154,55	16,61
TOTAL	14.647,29	1,895.44	240,78

El P90 (el escenario con mayor probabilidad de ocurrencia) para toda la cuenca del Valle del Magdalena, muestra que solo en petróleo de lutita, el volumen estimado sería del orden de 20.000 millones de barriles. Como criterio para estimar los posibles beneficios económicos se toma el volumen de 3.000 millones de barriles, dado que es un valor conservador y permite hacer un ejercicio relativamente realista. Un valor más acertado, podría obtenerse de los resultados de pruebas piloto, valores que se ajustarían a medida que avance la explotación.

Otro criterio, necesario para estimar los ingresos económicos de la explotación de los YNC-RG, es el precio base del petróleo. Para esta estimación se propone el precio base del Brent y usar su promedio de los últimos 20 años para los cálculos de los próximos años, aproximadamente 60 dólares por barril.

Las cifras presentadas son muy conservadoras, los cálculos realizados por el gobierno, usan un mayor volumen de reservas, dado que los beneficios que presentan son un poco mayores de los que se obtendrían con las cifras de reservas y precios propuestos.

Tabla 2-2 Petróleo de lutita (*shale oil)* en miles de millones de barriles. Fuente: (Vargas, 2012).

Cuenca	P10	P50	P90
Amagá	3,48	0,06	0,01
Áreas no Prospectivas	5,52	0,29	0,01
Caguán-Putumayo	259,06	4,95	0,03
Catatumbo	85,03	3,57	0,13
Cauca-Patía	240,15	7,77	0,23
Cesar Ranchería	622,91	13,94	0,28
Choco	412,19	10,91	0,27
Cordillera Oriental	294,64	9,54	0,28
Guajira	10.443,25	198,65	1,16
Llanos Orientales	798,88	33,31	1,24
Sinú - San Jacinto	1.135,06	47,48	1,88
Tumaco	2.678,01	99,34	2,96
Urabá	1.950,33	97,09	4,13
Valle Inferior del Magdalena	12.165,96	220,42	3,75
Valle Medio del Magdalena	39.432,19	549,61	7,34
Valle Superior del Magdalena	5.986,40	240,93	8,45
Vaupés-Amazonas	14.564,94	682,19	28,32
TOTAL	91.077,98	2.220,05	60,47

3. Temas sobre el punto de vista del nivel local:

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 aprovechamiento de los recursos naturales en una zona específica de aplicación.

Los proyectos de explotación de YNC-RG son altamente demandantes en mano de obra y logística, por lo que la realización de este tipo de proyectos requiere una estrategia de capacitación técnica y tecnológica que permita generar empleo con personal de la región. Según la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP, 2018), un proyecto conservador con inversiones entre 10.000 y 15.000 millones de dólares con perforaciones de 800 a 1.400 pozos, se podría desarrollar durante un periodo de hasta 30 años, generando entre otros:

- 5.000 empleos, entre directos, indirectos e inducidos, los cuales cubrirían el 10% del desempleo en los departamentos donde se lleven a cabo los proyectos, o 1.500 empleos directos cuando tales proyectos se encuentren en operación. Por cada empleo directo, se estima el apalancamiento de 2,5 a 3 empleos indirectos e inducidos. Además, el empleo de mano de obra local implica el entrenamiento de mano de obra no calificada. En experiencias internacionales se ha evidenciado que más del 50% de los trabajos del desarrollo de YNC-RG requirió mano de obra semi calificada.
- Entre 100 y 150 millones de dólares en inversión social obligatoria para la comunidad vecina al proyecto, y 2.500 millones de dólares por concepto de regalías.
- Un efecto multiplicador en impuestos locales asociados a la cadena de bienes y servicios.

Teniendo en cuenta que la región con más probabilidad para el desarrollo de estos proyectos es el Valle Medio del Magdalena, la cual está altamente intervenida por cultivo de palma africana, ganadería e industria petrolera, la dinámica de empleo que se generaría por la industria de los YNC-RG competiría con el empleo de otras actividades y posiblemente generaría una migración interna masiva. Poblaciones como Aguachica, San Alberto, Sabana de Torres, San Marcos, Canta Gallo, Barrancabermeja y otros centros urbanos, podrían experimentar crecimientos considerables como los que en su momento se dieron en las poblaciones del Casanare con el auge de la industria petrolera. Lo anterior traería consigo un crecimiento de la demanda de servicios públicos y una presión sobre los

ecosistemas locales. La explotación de YNC-RG debe ir de la mano con la compra de tierras para restaurar ecosistemas y realizar proyectos agroecológicos que permitan recuperar y mejorar los ecosistemas actuales.

Los ecosistemas de las cuencas Vaupés-Amazonas y Choco están conservados y son muy vulnerables, por lo que se recomienda que estas cuencas no sean explotadas.

3.2 ¿Qué tipos de líquidos o aditivos químicos se utilizan usualmente en la aplicación de la técnica del *fracking* y cuál es el grado de toxicidad? ¿Cuáles son sus riesgos para la salud humana y la biodiversidad?

De acuerdo con lo expuesto en la sección 1.4 (parte A. Acciones de mitigación enfocadas al fluido de fractura), una adecuada caracterización de un fluido de fractura debería permitir conocer, no solo el número y concentración volumétrica o másica de los sistemas de aditivos utilizados en la formulación, sino también el número, naturaleza química y concentración de cada uno de los componentes que conforman cada sistema de aditivos.

Las listas más referenciadas de compuestos químicos que se utilizan usualmente en la aplicación de la técnica del *fracking* son las mencionadas en la tabla 1-13. En la tabla 3-1 se muestran los siete compuestos con mayor frecuencia de aparición en los fluidos de fractura en Estados Unidos entre los años 2005 y 2009, de acuerdo con la lista de Waxman (Waxman, Markey, & DeGette, 2011).

Una lista más reciente de compuestos químicos utilizados en estimulaciones de pozos fue presentada por Stringfellow y Camarillo en 2019. En dicha lista aparecen identificados 178 compuestos químicos utilizados en las formulaciones de fluidos de fractura y estimulaciones ácidas en campos de California entre mayo de 2015 y junio de 2016 (618 estimulaciones realizadas en 596 pozos) (Stringfellow & Camarillo, 2019). El compuesto de mayor demanda fue la goma guar (617 veces) y el persulfato de amonio (577 veces). Por su parte el metanol y el isopropanol, se registran preferencialmente en 84 y 53 veces, respectivamente en la lista de Waxman entre 2005 y 2009.

Tabla 3-1 Compuestos con mayor frecuencia de aparición en los fluidos de fractura en Estados Unidos entre los años 2005 y 2009 (Waxman, Markey, & DeGette, 2011).

Compuesto químico	Número de productos en los que aparece
Metanol	342
Isopropanol	274
Sílice cristalina (SiO_2)	207
Etilenglicol (2-butoxietanol)	126
Etilenglicol (1,2-etanodiol)	119
Destilados ligeros del petróleo hidratados	89
Hidróxido de sodio	80

Una lista mucho más útil de compuestos químicos usados en los fluidos de *fracking* es la presentada por Elsner y Hoelzer. En dicha lista se muestra la estructura química de los compuestos identificados, la cual es fundamental para determinar las propiedades fisicoquímicas que gobiernan su comportamiento ambiental (Elsner y Hoelzer, 2016). Con respecto a la evaluación de la toxicidad de los componentes de los fluidos de *fracking*, los investigadores consideran dos escenarios relevantes: la exposición ocupacional del personal que labora directamente en la operación (toxicidad aguda) y la exposición de largo alcance en el medioambiente.

Según Elsner y Hoelzer, para el caso de salud ocupacional, la más alta toxicidad y carcinogenicidad la tienen los monómeros electrofílicos que se usan para polimerización, tales como el alcohol propargílico. También los componentes de los biocidas muestran efectos similares, aún a bajas concentraciones. La sílice microcristalina es carcinógena por inhalación. Los hidrocarburos, terpenos, alcoholes (metanol, isopropanol, etc.) y las alquilaminas son tóxicas y volátiles, de tal modo que la exposición a estos compuestos se vuelve relevante para personas que residen cerca a los campos. En lo referente a la exposición al medioambiente, los compuestos que sobresalen por su ecotoxicidad y persistencia son los biocidas, los inhibidores de corrosión tipo N-heterocíclicos y otros compuestos nitrogenados como las alquilaminas y el cloruro de tetrametilamonio. Los BTEX son reconocidos contaminantes del agua superficial, mientras que los nonilfenoles son reconocidos disruptores endocrinos (Elsner & Hoelzer, 2016).

3.2.1 ¿Se conocen los que se inyectan en la utilización del *fracking* como experiencia que se plantea en Colombia?

Las compañías operadoras que tienen asignados bloques en los cuales se planea explotar YNC-RG en Colombia tienen amplia experiencia en la aplicación del fracturamiento hidráulico como técnica de estimulación de pozos en yacimientos convencionales (Restrepo & Lopera, 2016) (Gutiérrez & Lopera, 2015) (Duván & Lopera, 2015). Asimismo, varias de ellas tienen experiencia con la aplicación de la técnica del *fracking* en Estados Unidos. En varias reuniones con el GIE (Grupo Interdisciplinario de Expertos de la Universidad Nacional de Colombia), representantes de dos de esas compañías (Conoco Phillips Colombia y Ecopetrol S.A.) dieron a conocer su visión general sobre los tipos de fluidos de fractura y sistemas de aditivos que planean utilizar, de acuerdo con el conocimiento que tienen de las formaciones presentes en los bloques asignados (Formación la Luna). Tal información proviene de la perforación de pozos estratigráficos y pozos exploratorios verticales. En el caso de Ecopetrol S.A., sus representantes informaron acerca de los estudios que vienen adelantando para evaluar la viabilidad de utilizar aguas de producción de sus campos en la formulación de los fluidos de fractura. Las compañías coinciden en el objetivo de diseñar fluidos de fractura con el menor número de sistemas de aditivos posible.

Sin embargo, es posible afirmar que a la fecha no se tienen definidos con exactitud los fluidos de fractura que se utilizarán en Colombia, ya sea a nivel de pozo piloto o a nivel de explotación. Esto se debe fundamentalmente a que el tipo de fluido de fractura que al final se use dependerá de las negociaciones comerciales y técnicas entre la compañía operadora y la compañía de servicios, que en últimas se encargará de llevar a cabo al trabajo. Lo importante en este tipo de negociaciones es que es la empresa operadora es la que establece los términos de referencia del servicio solicitado.

3.2.2 ¿Es posible determinar los riesgos y las medidas de mitigación por la utilización de estos líquidos si se desconocen qué clase de sustancias se emplearán?

Los riesgos directamente relacionados con la utilización de los fluidos de fractura son aquellos relacionados con los componentes biofísicos (agua, tierra y aire) y con la salud pública. Los métodos de valoración de riesgos más utilizados combinan la

probabilidad estimada de la ocurrencia de un impacto, y las consecuencias de su materialización, para evaluar el nivel de riesgo resultante. En consecuencia, la ejecución de las diferentes etapas del proceso de valoración de los riesgos asociados al fluido de fractura (identificación, análisis y evaluación) requiere el conocimiento de las sustancias que se emplearan.

De acuerdo con la discusión presentada en la sección 1.4 (numeral: A.1 Garantizar el conocimiento público de información detallada de la composición química de los fluidos de fractura), se recomienda que en el país se exija un control y divulgación completa de los diferentes compuestos químicos que hacen parte de los fluidos de fractura.

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?

Una de las preocupaciones más persistentes con la práctica del *fracking* son los posibles efectos sobre las fuentes hídricas, relacionadas tanto con la demanda de agua necesaria para su implementación como con las afectaciones sobre la calidad del agua para consumo de comunidades. Para entender mejor esta problemática se presentarán los resultados más relevantes obtenidos por la Academia de Medicina, Ingeniería y Ciencias de Texas en el informe "Impactos medioambientales y sociales en el desarrollo de la industria del *shale gas* en el Estado de Texas" (The Academy of Medicine, Engineering and Science of Texas, 2017). Este reporte se publicó en el año 2017, año en el que el Estado de Texas mantenía el liderazgo de producción de gas y crudo de los Estados Unidos. El Estado de Texas tiene más del 25% de las reservas probadas de gas natural y casi un tercio de las reservas nacionales de crudo.

La producción de agua y crudo en los Estados Unidos, y en particular en el Estado de Texas, se ha incrementado considerablemente desde mediados de los 2000 como resultado del fracturamiento hidráulico de formaciones tipo *shale* y *tight sands* (lutitas y arenas apretadas). Se estima que entre 25.000 y 30.000 pozos fueron fracturados hidráulicamente con el fin de aumentar la producción estatal. El Estado de Texas es el mayor productor de crudo en Estados Unidos y estas cifras de producción implican grandes demandas de agua para las actividades de

perforación y fracturamiento. El promedio de uso anual de agua para actividades de fracturamiento hidráulico en el año 2011 y 2012 en el Estado de Texas fue cerca de 20 billones de galones de agua. Este volumen representa sólo el 0,7% del consumo total del Estado, por lo que el consumo de agua para la actividad del *fracking* se considera bajo. Sin embargo, estos pozos están localizados en algunas de las zonas más áridas del Estado y en áreas rurales donde la fracción de agua usada resulta ser significativa (EPA, 2012).

Muchos factores influyen en el volumen de agua usado para el fracturamiento hidráulico, como el tipo de pozo (vertical y horizontal), extensión horizontal y el tipo de fluido de fractura (*slick water*, geles o híbridos). Cabe destacar que la extensión horizontal de estos pozos ha aumentado en los últimos años, por lo que las demandas de agua son cada vez más grandes (EPA, 2012).

En la tabla 3-2 se detalla el consumo promedio de agua por pozo para las diferentes cuencas explotadas en el Estado de Texas.

Tabla 3-2 Consumo promedio de agua por pozo para las diferentes cuencas explotadas en el Estado de Texas. Fuente: **(The Academy of Medicine, Engineering and Science of Texas, 2017)**.

Cuenca	Área total cuenca, km^2	Consumo Promedio (gal)	Consumo Promedio (m^3)	Estimaciones a partir de estudios
Pérmica	130	1.068.511	4.044,752	Muchas formaciones reportadas
Western Gulf	13.000	3.915.540	14.821,924	4,5 – 4,7 millones de galones (Eagle ford play)
Fort Worth	--	3.880.724	14.690,131	4,5 millones de galones (Barnett play)
TX-LA-MS-Salt	--	4.261.363	16.131,006	6-7,5 millones de galones (Texas-Haynesvill play) y 0,5-1 millones de galones (Cotton Valley play)
Anadarko	--	4.128.702	15.628,830	Muchas formaciones reportadas
Otros	--	1.601.897	6.063,837	NA

En general, puede decirse que el consumo de agua promedio por pozo para las diferentes cuencas dentro del Estado de Texas es alrededor de 1 a 5 millones de galones anuales.

Dentro de las prácticas del *fracking*, otro dato importante a tener en cuenta, es el reúso de las aguas de desecho (fluidos de retorno y aguas de producción), las cuales se pueden aprovechar nuevamente hasta en un 90%, como se muestra en la figura 3.1, donde se comparan los consumos por pozo y los porcentajes de reutilización de las aguas de desecho entre la cuenca del Rio Susquehanna y la cuenca Barnett. En la región del Barnett *Shale* en Texas menos de la mitad del agua usada para el fracturamiento hidráulico proviene de fuentes superficiales. La gran mayoría de los pozos ubicados en el Estado de Texas se abastecen de aguas subterráneas (EPA, 2012).

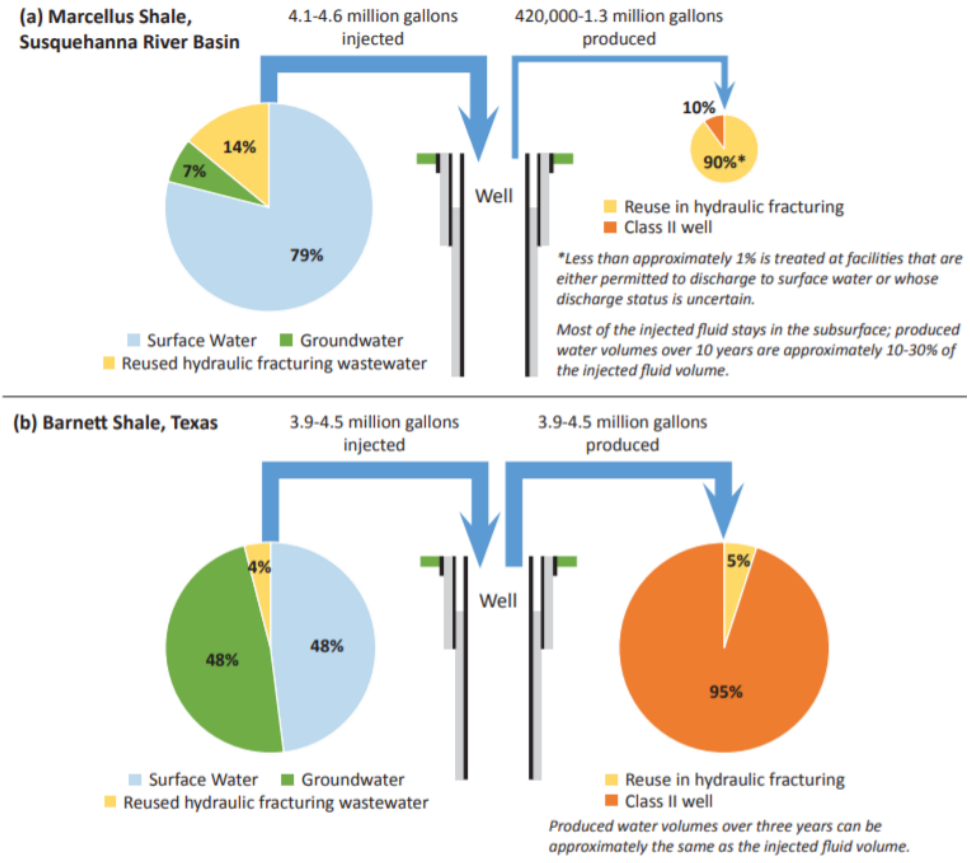

Figura 3-1 Ilustración de las diferentes fuentes de abastecimiento de agua para pozos tipo II de fracturamiento hidráulico para (a) la formación de *Shale* Marcellus en la Cuenca del río Susquehanna entre los años 2008 y 2013 y (b) el *shale* de Barnett en Texas para los años 2011 y 2013. Fuente: (EPA, 2012).

Otras estadísticas importantes dentro de Estados Unidos analizan el consumo de agua multisectorial, en donde para algunos condados el consumo relacionado con el *fracking* representa menos del 10% de la demanda hídrica del territorio, mientras que, en casos como el del condado de Mountrail, alcanza un 50%.

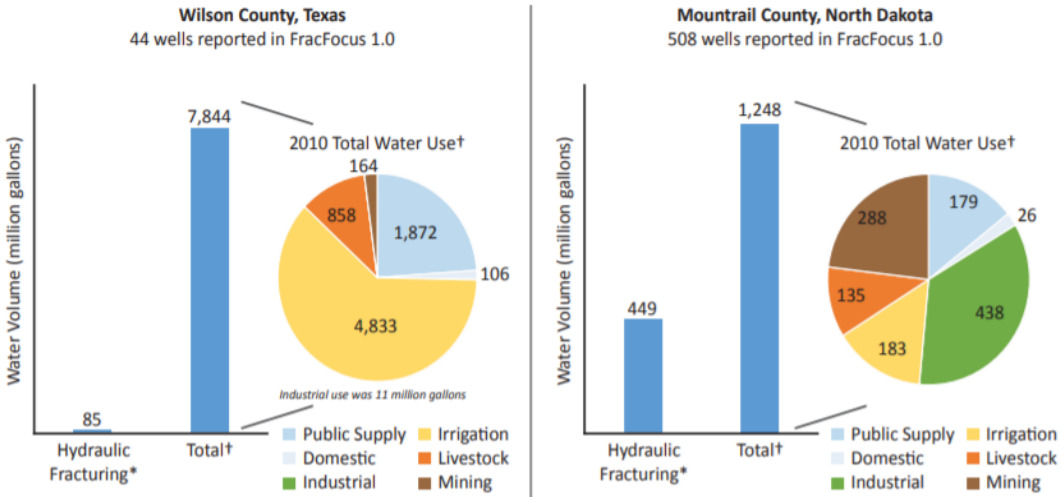

Figura 3-2 Ejemplo distribución del uso de agua para los condados Wilson, Texas y Montrail, Dakota del norte. Fuente: (EPA, 2012).

Según la base de datos disponible en la página *FracFocus*, en Estados Unidos hay registrados 127.781 pozos de fracturamiento hidráulico. Considerando que cada pozo consume 5 millones de galones para la operación (el consumo de agua depende del tipo de pozo, de la litología de la formación, el diseño de la fractura y el fluido de fracturamiento usado), la demanda de agua para este tipo de actividad sería de aproximadamente 638,9 mil millones de galones (2.418 millones de metros cúbicos). Extrapolando burdamente estos datos para Colombia, y considerando que el área de Estados Unidos es 8 veces mayor que la de nuestro país, el promedio de número de pozos que podrían ser usados para *fracking* sería de aproximadamente 15.000 (un cálculo exagerado). Por lo tanto, en el caso hipotético que en Colombia se legalice la actividad del *fracking*, el posible consumo de agua que demandaría durante el tiempo que demoren las operaciones de fracturamiento hidráulico sería, aproximadamente, de 302 millones de metros cúbicos (ver tabla 3-3).

Tabla 3-3 Estimación consumo de agua para pozos de *fracking* en Estados Unidos y Colombia. Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de *FracFocus*

País	Área (km^2)	Pozos *Fracking*	Consumo Agua galones	Consumo Agua (m^3)
Estados Unidos	9.147.593,0	127.781,0	638.905.000.000,0	2.418.518.515,9
Colombia	1.141.748,0	15.972,6	79.863.125.000,0	302.314.814,5

Con el ánimo de contextualizar estas cifras en la economía colombiana se utilizarán las estadísticas obtenidas por el Estudio Nacional de Aguas ENA de 2018, para ello, inicialmente, se definirán algunos conceptos usados dentro de la metodología de trabajo del estudio (IDEAM, 2018).

La demanda hídrica en el contexto de hidrología se entiende como la estimación de la extracción de agua del sistema, para ser usado como parte de las actividades productivas, considerando el aspecto económico y el uso doméstico. La huella hídrica permite determinar los impactos de un proceso antrópico sobre el agua, respecto a la cantidad o la calidad, para lo cual se definen tres componentes del concepto: las huellas hídricas verde, azul y gris. Los dos primeros conceptos se relacionan con el impacto en la cantidad de agua y la huella hídrica gris se relaciona con el impacto sobre la calidad del agua. La huella hídrica se basa en el desarrollo integrado de tres conceptos: agua verde (agua de la humedad del suelo o agua ecosistémica), agua azul (agua de ríos, lagos o acuíferos) y agua virtual (agua usada, directa o indirectamente para la producción de un bien o servicio en su proceso productivo y cadena de suministro). Esta clasificación, provee la base conceptual y metodológica, de la aplicación en el marco de los estudios nacionales del agua. La huella hídrica en el ENA 2018 sólo estima las componentes relacionadas con la cantidad del agua (huella hídrica verde y azul). La huella hídrica verde (HHV) hace referencia al agua almacenada en el suelo, y se cuantifica mediante la estimación del agua evapotranspirada por la vegetación, asociada a un proceso antrópico (cultivos) que no tiene como origen el agua de riego (agricultura en secano). La huella hídrica azul (HHA) se cuantifica mediante la estimación del volumen del agua asociada a una extracción o retención de fuente superficial y/o subterránea para satisfacer el requerimiento hídrico de un proceso antrópico y que no retorna a la cuenca de origen. La huella hídrica azul está presente en el sector agrícola como

riego, y en todos los otros sectores, como la parte del agua usada que no retorna a la cuenca.

De acuerdo al ENA 2018, la demanda total del agua en Colombia para el año 2016 ascendió a 37.308 millones de metros cúbicos. La demanda hídrica sectorial, muestra que los sectores con mayor participación son el agrícola con el 43,1%, energía con el 24,3% y pecuario con el 8,2%, concentrando estos tres, el 76% de la demanda hídrica nacional (IDEAM, 2019). Por otro lado, los sectores de la minería con el 1,8% y el de hidrocarburos 1,6% no superan el 4%.

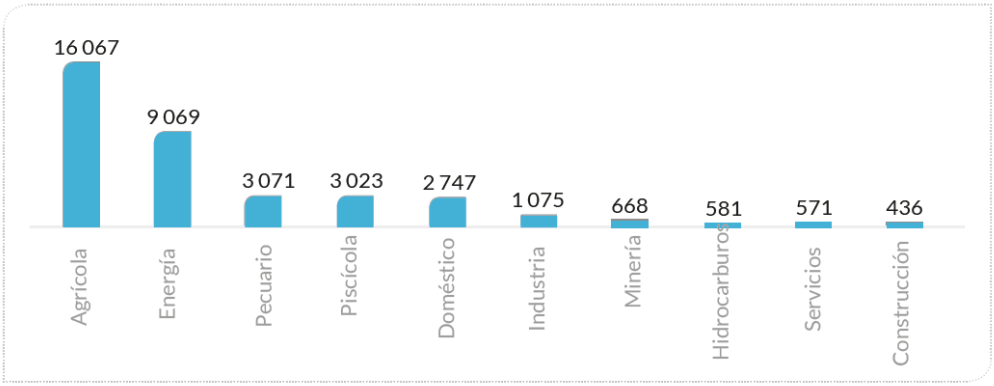

Figura 3-3 Demanda hídrica sectorial ENA 2018 (millones de m3/año).
Fuente: (IDEAM, 2018).

El sector agropecuario se presenta como el principal sector usuario de agua en el mundo, y según las estadísticas presentadas anteriormente, Colombia no es la excepción. El análisis de la huella hídrica del sector agrícola y pecuario en Colombia implica estudiar el requerimiento de agua de los cultivos, producto de su interrelación con las variables climáticas y de los suelos.

Dentro del sector agrícola, la palma de aceite es el cultivo con mayor huella azul, con un consumo anual de 1.768 millones de metros cúbicos para abastecer 356.455 Ha en el territorio nacional. El segundo cultivo con mayor huella azul es el de plátano con 1.279,6 millones de metros cúbicos anuales para el doble de área cultivada respecto a la palma de aceite con 840.765 Ha.

Las anteriores cifras de demanda hídrica y huella azul son muy superiores a las relacionadas con las estimaciones que se tienen de consumo de agua en la eventualidad que se realice fracturamiento hidráulico en 15.000 pozos en el territorio nacional, pues el consumo necesario para el desarrollo de esta actividad

representa aproximadamente la quinta parte del consumo anual de los cultivos de palma y aproximadamente la cuarta parte del consumo anual de los cultivos de plátano en el país.

Existe mucha agua disponible de procesos de extracción de hidrocarburos, trabajos industriales y mineros. Por ejemplo, en el Medio y Bajo Magdalena, Ecopetrol S.A. dispone de un volumen importante de agua extraída de campos de hidrocarburos convencionales, del orden de 500.000 barriles diarios. Adicionalmente, en la cuenca Cesar Ranchería la empresa Drummond dispone del orden de 2 millones de metros cúbicos de agua de desechos de la actividad minera, los cuales serían suficientes para perforar del orden de 100 pozos anuales si se recicla, aproximadamente, el 30% del agua.

La determinación de la oferta hídrica de un hidrosistema se establece mediante el cálculo del balance hídrico integral de una región determinada. Usualmente, los sistemas están compuestos por agua superficial y agua subterránea, las cuales poseen dinámicas diferentes pero interconectadas. Es importante determinar que los modelos hidrológicos e hidrogeológicos ampliamente utilizados dependen de la medición continua y estadísticamente representativa de las variables hidrometeorológicas involucradas en los balances hídricos. Con base en la información disponible, se pueden implementar diversos tipos de modelos que logren representar la dinámica de los hidrosistemas.

El IDEAM, responsable de elaborar el ENA, ha implementado modelos más confiables para calcular la oferta hídrica de Colombia, sin embargo, al no tener estudios hidrogeológicos regionales, la oferta es sólo estimada a partir del agua superficial (IDEAM, 2019). Una de las zonas consideradas de interés para determinar la oferta hídrica es el Valle Medio del Magdalena Colombiano (VMM) por su posibilidad de ser objeto del desarrollo de programas de YNC-RG. El VMM es una zona con una oferta alta de agua superficial, en términos promedios multianuales, pero con posibilidad de déficit en épocas de sequía. Sin embargo, durante estas temporadas, el agua subterránea satisface las demandas requeridas. Se resalta que en la actualidad el VMM no entra en déficit hídrico, en gran medida, debido la gran cantidad de agua subterránea (Cañas, Pérez, Ruíz, & Herrera, 2019), solo parcialmente cuantificada (Proyecto MEGIA, 2019). El Grupo Real es la unidad geológica neógena del VMM, que infrayace los depósitos aluviales del Cuaternario y que se constituye en la unidad acuífera de mayor aprovechamiento potencial por los gruesos paquetes de arenas y conglomerados que la componen. Los espesores en algunos sectores sobrepasan los 1.000 metros, los cuales son variables por la configuración de la cuenca (Caballero, y otros, 2013) y de acuerdo a la información

que a través de la evaluación geofísica se deduce del estudio desde el Proyecto MEGIA. Su cobertura abarca la mayor parte del VMM con grandes espesores de acumulaciones de sedimentos arenosos y arcillosos. Haciendo un ejercicio simple, si se tiene en cuenta un área de 35.000 km^2 de extensión del Grupo Real (a partir de la cartografía del SGC escala 1:100.000, simplificada en el Mapa Geológico de Colombia escala 1:2.000.000) (Servicio Geológico Colombiano, 2019), por un espesor promedio efectivo aprovechable de arenas de 300 metros y una porosidad conservadora del 10%, se tienen reservas potenciales de 1.050.000 millones m^3 de agua subterránea, que superan ampliamente los 15.044 millones de m^3 de agua superficial calculados en el ENA (IDEAM, 2019).

Es importante recalcar que las concesiones se otorgan en términos de caudales y no de volúmenes de agua. Por ejemplo, un cultivo de palma puede tener una concesión de 1 L/s, lo que significa que al mes podría consumir 2.592.000 L (~2,6 millones de Litros). El fracturamiento hidráulico realizado en Arkansas (Estado con el consumo de agua por pozo más alto en YNC en Estados Unidos) consumió por pozo en promedio 5.259.965 galones (~19,9 millones de Litros) de agua en un periodo de 2 años, es decir, el uso de una concesión de 0,32 L/s (EPA, 2016).

En Colombia, el establecimiento de la demanda de agua por los diferentes actores en el territorio se gestiona de diversas formas. Las cifras son mucho más claras en actividades licenciadas y controladas por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) como lo son la minería legal, la generación hidráulica de energía eléctrica, la industria de hidrocarburos y la infraestructura. Sin embargo, el uso de agua doméstica (rural) y para las actividades agropecuarias no es vigilado, y por tanto sus cuentas de demanda se estiman a partir de dotaciones de consumo para los habitantes y usos consuntivos de los productos agropecuarios.

Con el objetivo de reglar las acciones y esfuerzos conjuntos de las autoridades ambientales, se debería mejorar el marco institucional, que incluye temas clave como: 1) Implementación de acuerdos coordinados para la asignación y el uso del agua, 2) Revisión de las bases legales e institucionales con respecto al tema del agua, y 3) Promoción en el concepto del valor económico del agua. Por lo tanto, el mundo está viviendo un nuevo período de desarrollo legal hacia la regulación regional de tierras bajas, la gestión integral del recurso hídrico, y la sostenibilidad del mercado y uso basado en una asignación eficiente, la optimización en la obtención de ganancias y la satisfacción de la demanda requerida. Esto presenta una oportunidad para constituir institucionalidad para el uso regional del agua, considerando las sinergias locales, regionales y nacionales.

Así, la gestión de los recursos hídricos para establecer la demanda de agua para diversos usos debería ser, en todos los casos, efectiva, eficiente y sostenible, especialmente cuando se consideran los efectos del cambio climático. Lograr esto es un desafío que se aborda con la implementación de un modelo de optimización hidroeconómica, que se puede utilizar como una herramienta de toma de decisiones para la asignación de agua entre varios usuarios.

La gestión de los recursos hídricos a menudo se limita al estudio de la cantidad de agua, aunque también se debe considerar la calidad del agua para mejorar la toma de decisiones. La incorporación en el modelo de un parámetro de calidad del agua en la optimización hidroeconómica aumenta su complejidad e incertidumbre, pero permite identificar las fluctuaciones en la demanda y el suministro de agua en función del aumento de la población y los diversos usos presentados en el área.

Respecto al impacto de este consumo para el mantenimiento de los caudales hídricos y en general para los ecosistemas, varios autores han propuesto diferentes estrategias de gestión y planificación basadas en los resultados de índices que permiten condensar el impacto del modelado en la gestión del sistema de recursos hídricos. Por ejemplo, ya hay autores que definen el índice para describir la confiabilidad, resistencia y vulnerabilidad del sistema de agua. (Hashimoto, Loucks, & Stedinger, 1982). Investigaciones más recientes proponen métodos para calcular una serie de índices que permiten estudiar la escasez de agua en los sistemas de recursos hídricos, utilizando los resultados de un modelo de optimización (Pulido-Velazquez, Garrote, Andreu, Martin-Carrasco, & Iglesias, 2011). De estos métodos también se han derivado investigaciones centradas en identificar el manejo, la planificación y la adaptación de los sistemas de agua que permiten reducir los impactos (Peña-Haro, Pulido-Velazquez, & Llopis-Albert, 2011). Algunos de estos índices también pueden ser útiles para analizar los efectos del aumento de la demanda, la variabilidad de la calidad del agua y la disponibilidad de agua en el sistema.

De acuerdo con lo anterior, se concluye que una preocupación primordial en la gestión de los recursos hídricos es la incertidumbre sobre el agua futura. El control de la asignación y el cumplimiento de la demanda de agua asociados con fenómenos como sequías e inundaciones son a menudo los objetivos principales de la gestión del agua. Los resultados mostrados en (Arenas-Bautista, 2019), permiten evidenciar que de los modelos de optimización hidroeconómica han encontrado que el clima futuro de la cuenca del VMM estará influenciado por cambios en la evapotranspiración, temperatura y algunas alteraciones en los patrones de precipitación. Estas variaciones conducen a una alerta en las

perspectivas de uso del agua y ajustes de las condiciones de vida en las comunidades con respecto a la calidad y el costo del agua.

El análisis general del establecimiento de escenarios actuales y futuros, puede generar una serie de ideas importantes sobre los efectos globales de las actividades económicas que deben priorizarse en esta región y los proyectos de diseño de infraestructura necesarios para garantizar la asignación del agua, basados en la dinámica hidroeconómica de la cuenca (aspectos en consideración en el Proyecto MEGIA, 2019, en ejecución). Con respecto a los impactos específicos, escenarios con mayor demanda poblacional y menor calidad pueden alterar drásticamente la distribución de las ganancias en la gestión de los recursos hídricos de la cuenca, lo que afecta significativamente el consumo doméstico y la producción agrícola. A través de este análisis y asumiendo el comportamiento bajo un año hidrológico medio, los resultados mostrados por (Arenas-Bautista, 2019), evidencian que una reducción del 11% en los sectores agrícola, doméstico, ganadero e industrial, permitiría alcanzar un 8% en las ganancias del sistema. De esta manera, las preocupaciones asociadas con la demanda total, la asignación y el cumplimiento a medio y largo plazo no parecen excesivas. Sin embargo, es evidente que algunas áreas de la zona oriental tienen valores altos de ganancias principalmente debido a la calidad del agua. El beneficio promedio máximo es de 52.000 USD/año, y mensualmente, el beneficio más alto se presenta en marzo. Esto permite determinar que el beneficio máximo asociado con el uso del agua se obtiene cuando el 53,8 % de agua superficial y el 57,6 % de agua subterránea se asignan al sector agrícola.

Todos los escenarios analizados por Arenas-Bautista presentan un déficit en algún sector económico, que se traduce en una penalización en el sistema que conduce a meses con rendimientos negativos. Una conclusión generalizada de este panorama evidencia que no existen diferencias significativas entre los regímenes de asignación de los usuarios. Esto se ha identificado entre los sectores doméstico y agrícola, pero no entre las actividades comerciales, por lo que sería importante un análisis general que contemple tasas variables para cada sector de acuerdo con su productividad. Todo el sistema debe optimizarse bajo una distribución equitativa en la asignación y los costos, y, por lo tanto, las ganancias resultantes mejorarían los resultados para satisfacer a todos los sectores económicos.

Las conclusiones generales presentadas por Arenas-Bautista establecen una serie de ideas importantes sobre los efectos globales de las actividades económicas que deben priorizarse en el área del VMM y los proyectos de diseño de infraestructura necesarios para garantizar la asignación del agua, basados en la dinámica hidroeconómica de la cuenca. Adicionalmente, un descubrimiento notable del

análisis presentado es que existen diferencias significativas entre los regímenes de asignación del usuario, ejemplo entre los sectores doméstico y agrícola, pero no entre las actividades comerciales por lo que sería importante un análisis general que contemple tasas variables para cada sector de acuerdo con su productividad. Es importante destacar que todo el sistema se optimizó bajo una distribución equitativa en la asignación y los costos, por lo tanto, las ganancias resultantes mejorarían los resultados para satisfacer a todos los sectores económicos.

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 diversos usos sin afectaciones a la salud humana y a la biodiversidad?, ¿cuáles son los requerimientos para un óptimo resultado?

De acuerdo con lo expuesto en la sección 1.4 (numeral B.2 Manejo de los fluidos de retorno), es posible tratar las aguas residuales del proceso de *fracking* y así garantizar su calidad dependiendo del uso final que se le quiera dar. Sin embargo, hay que tener en cuenta que dicho tratamiento no se puede llevar a cabo en plantas de tratamientos de aguas domésticas, así como tampoco en plantas de tratamiento de aguas industriales convencionales. Por lo tanto, el manejo de fluidos de retorno y de aguas de producción provenientes de la explotación de YNC-RG se debe llevar a cabo en plantas especialmente diseñadas, que integren diferentes tecnologías avanzadas de tratamiento, de tal modo que se entregue un producto final con las especificaciones exigidas según su aplicación o disposición final. Entre dichas tecnologías se tienen: 1) Evaporación con compresión mecánica de vapor; 2) Ósmosis inversa; 3) Ósmosis forzada; Destilación con membranas; 5) Electrocoagulación, 6) Procesos de oxidación avanzada, 7) Procesos de adsorción con diferentes materiales y 8) Procesos biológicos (Camarillo, Domen, & Stringfellow, 2016), (Estrada & Bhamidimarri, 2016) y (Sun, y otros, 2019). En particular, Sun y colaboradores presentan un análisis de las diferentes tecnologías enfatizando en su eficiencia, ejemplos de aplicación en campo, costos, ventajas y desventajas.

Para citar casos puntuales, los métodos de adsorción para la remoción de aditivos de las aguas de producción se han destacado por su alta efectividad y una relación costo-beneficio positiva para la aplicación en campo. Para ello se han usado lechos de filtrado granulares a base de matrices orgánicas como carbones activados,

nanomateriales de celulosa, gomas y biopolímeros, y matrices inorgánicas como arcillas, resinas, polímeros sintéticos y nanomateriales de base metálica. No obstante, hay un gran debate con respeto a la disposición final del contaminante una vez adsorbido, por lo que se han desarrollado múltiples trabajos en los últimos años en biotecnología para la eliminación definitiva de estos aditivos. También existen microorganismos capaces de usar los ácidos, polímeros y alcoholes como fuentes de carbono y energía, y transformarlos en sustancias más oxidadas y menos tóxicas. Por lo tanto, el uso combinado de las metodologías previamente descritas permite remediar las aguas provenientes del *fracking*, siendo posible a nivel técnico lograr que las aguas alcancen condiciones de calidad para su posterior uso como se especifica en la Resolución 631 de 2015 Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (Nuñez, 2018).

Es necesario resaltar, que a pesar del avance en las aplicaciones de las tecnologías de tratamiento de las aguas residuales del fracking, todavía hay mucho campo de investigación, ya que los avances están supeditados a un conocimiento detallado de la composición química, tanto de los fluidos de fractura, como de los fluidos de retorno y de las aguas de producción. Adicionalmente, se requiere diseñar procesos de tratamiento a la medida, que tengan en cuenta las especificidades de cada proyecto y de las unidades geológicas objetivo. Lo anterior refuerza la necesidad de llevar cabo proyectos piloto de investigación que permitan reducir las incertidumbres existentes.

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 de los municipios en donde se realizará? En caso positivo en que consiste y cuáles podrían ser sus efectos.

En el supuesto que se diera curso a Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII) como fue recomendado por la Comisión Interdisciplinaria (2019), el área de mayores posibilidades para su ejecución sería el sector del Valle Medio del Magdalena (VMM). La puesta en marcha de un proyecto de este tipo sí impactaría los planes de ordenamiento territorial POT de los municipios en el Medio Magdalena establecidos para dicha operación. Sin embargo, gran parte del nuevo impacto estaría incluido dentro del que ya se ha presentado por la actividad petrolera vigente.

Como se mencionó en el punto 3.1, esta región está altamente intervenida por agricultura, ganadería, hidrocarburos y minería, y los POT de municipios como Barrancabermeja en Santander o San Marcos en Sucre tienen en cuenta estas intervenciones. Por ejemplo, el POT de Barrancabermeja de 2001 contempló la implantación y desarrollo del complejo industrial de Ecopetrol, así como las áreas para una posible exploración y explotación de hidrocarburos, como un determinante de índole económico, social y urbanístico, y consideró su localización en relación con los elementos biofísicos que la circundan como el río y la ciénaga Miramar, y el resto de la trama urbana. Uno de los objetivos a largo plazo del plan es aprovechar las ventajas de este complejo y el personal humano experimentado para crear organizaciones productivas y servicios de calidad con alta competitividad a nivel nacional e internacional. De igual forma, el POT llamó la atención sobre la localización de las áreas de llenado de los carrotanques que cargan productos en la refinería de Ecopetrol (combustible y asfalto, principalmente), pues se han presentado conflictos urbanísticos en la malla vial urbana debido al desplazamiento y permanencia de los vehículos por lugares no aptos, lo que no ha permitido la fácil conectividad con las vías arterias de interconexión regional y nacional. Por su parte, los POT de San Marcos y Simití definieron importantes áreas de suelos y cuerpos de agua como ciénagas, caños, arroyos y ríos para su preservación y conservación, dado el impacto negativo que han tenido las actividades intensivas de agroindustria, ganadería y minería allí presentes. Incluso en San Marcos, esta protección se hace debido a vestigios de la cultura Zenú y el asentamiento indígena de Santo Domingo Vidal. Estos municipios han propuesto el establecimiento de convenios con el Ministerio de Minas y las corporaciones autónomas regionales para el proceso de otorgamiento de licencias de estudio, exploración y explotación, lo cual facilitaría el seguimiento y evaluación de futuras actividades.

A nivel urbano, el principal impacto sería el crecimiento poblacional que generaría el desarrollo de nuevos proyectos petroleros, lo que puede ocasionar una reactivación temporal de la economía local y regional, el asentamiento de campamentos o la construcción de nuevos barrios residenciales; un incremento en el uso de servicios públicos, así como del tráfico vehicular. A nivel rural, habría un impacto paisajístico y ambiental debido a la construcción de las nuevas plataformas de perforación, vías de acceso y tráfico de vehículos. Las locaciones de las plataformas y vías pueden ser desmontadas y reforestadas cuando terminen las operaciones de fracturamiento, y el tráfico de vehículos podría disminuirse o suspenderse dependiendo del transporte que se implemente para los hidrocarburos, sea carrotanque u oleoducto.

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

El Estado colombiano debe promover que las empresas petroleras busquen los mecanismos efectivos de participación comunitaria en las zonas donde desarrollan sus actividades. Estos mecanismos deben garantizar el fortalecimiento del tejido social local y la transferencia de recursos económicos con un impacto efectivo y una proyección al futuro. Al tiempo que se cumple la normatividad, se debe contar con un programa que integre mecanismos de verificación y control a partir de las metas trazadas (Lopera S. H., 2011) (Lopera S. , El capital natural crítico y la deuda ecológica, 2007).

En Colombia, el marco legal para la participación ciudadana está consignado en la Constitución Política de 1991. El artículo 270 faculta a la ciudadanía para que intervenga activamente en el control de la gestión pública al establecer que la ley organizará las formas y los sistemas de participación ciudadana que permitan vigilar la gestión pública que se cumpla en los diversos niveles administrativos y sus resultados. Además, existen una serie de normas que facultan a los ciudadanos para que hagan uso de los derechos y deberes y ejerzan participación en los diversos niveles del Estado (Minambiente, 2014). Un ente externo como el propuesto por la Comisión Interdisciplinaria (2019) a nivel de Superintendencia complementaría la veeduría ciudadana.

La ANH cuenta con una guía técnica de buenas prácticas sociales para la exploración y explotación de hidrocarburos (Icontec, 2014). Esta guía fue elaborada con una amplia participación de organizaciones, empresas y diferentes entidades. En ella se reconoce que Colombia es un país megadiverso y multicultural y permite a los inversionistas nacionales y extranjeros contar con los elementos mínimos para facilitar el ingreso a los territorios, el relacionamiento con las comunidades, la protección de las mismas y su interrelación con las autoridades locales y regionales (la figura 3-4 presenta la estructura de la norma).

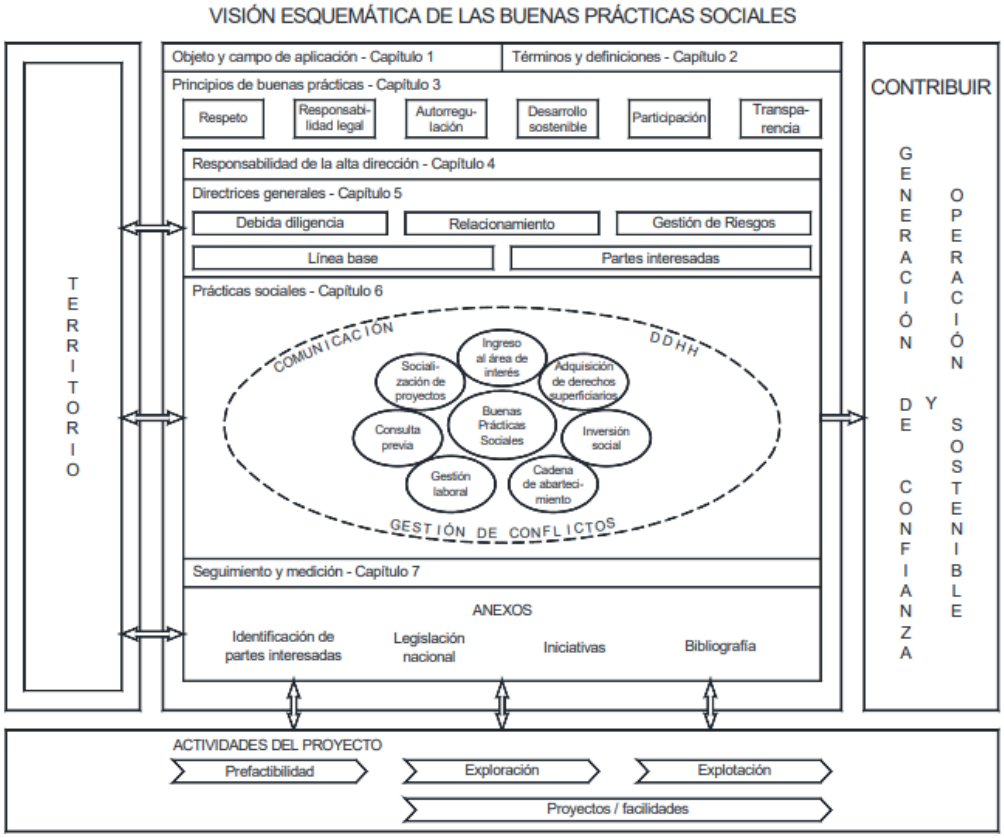

Figura 3-4 Visión esquemática de las buenas prácticas sociales. Fuente: (Minambiente, 2014).

3.7 ¿Cómo se evaluarán el potencial efecto del *fracking* sobre la sismicidad de la zona?

En el informe presentado por la Comisión de Expertos (Comisión Interdisciplinaria Independiente, 2019) se hace un esbozo sobre los conceptos de sismicidad, sismicidad inducida, fracturamiento hidráulico y fluidos de reinyección a partir de la literatura científica disponible. La inyección de grandes cantidades de fluidos con frecuencias permanentes en el subsuelo es la principal causa de aumento de la actividad sísmica en las regiones donde en la actualidad se utiliza la técnica del fracturamiento hidráulico (Comisión Interdisciplinaria Independiente, 2019).

En Colombia, el Valle Medio del Magdalena VMM si se mira desde la óptica de la prospectividad de los YNC-RG, es una región que podría ofrecer condiciones favorables desde la respuesta a la sismicidad, a pesar de estar localizada en una región con tectónica activa, derivada principalmente del levantamiento de la

Cordillera Oriental y el desplazamiento de la región montañosa andina hacia el noreste. 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. Para dar una idea de dicha actividad, se puede tomar como referencia una falla de alta actividad sísmica, como la de San Andrés en California, con tramos en el rango 5-7 mm/año y expectativas de sismos de magnitud mayor o igual a 7 (Mw≥7). La distribución de epicentros ubicados en los primeros 50 km de profundidad (espesor aproximado de la corteza terrestre en el VMM) y reportados por el Servicio Geológico Colombiano SGC entre 1993 y 2018, permite detectar una importante actividad sísmica, principalmente hacia la región sur de la cuenca y a lo largo de los piedemontes de las cordilleras Oriental y Central.

En las áreas donde se proyecta realizar la actividad de pozos pilotos de investigación integral de YNC-RG entre Barrancabermeja y Aguachica, la sismicidad es relativamente baja comparada con el sur del VMM y el área cordillerana, en particular en la zona del piedemonte occidental de la Cordillera Oriental. En la zona norte donde estarían ubicados los yacimientos de interés, históricamente la Red Sismológica del Servicio Geológico ha reportado sismos de menor magnitud. Es por esto que el levantamiento de una línea base de la actividad sísmica de la zona de interés debe ser evaluada, de tal modo que permita comparar la respuesta sísmica. El despliegue instrumental del Servicio Geológico Colombiano y arreglos sísmicos específicos, se deberán mantener a largo plazo para garantizar la información en este tipo de ejercicios comparativos.

El proceso de fracturamiento hidráulico con la técnica del *fracking*, tal y como se ha documentado ampliamente, no produce mayor sismicidad. la actividad sísmica (sismicidad inducida) permite concluir que la estimulación hidráulica en pozos horizontales multietapa genera eventos de baja magnitud (Wessels, De la Peña, Kratz, Williams-Stroud, & Jbeili, 2011). Investigaciones realizadas muestran que, durante dicha operación, los niveles de sismicidad registrados no pasan de 0,5 en la escala Richter. La literatura reciente evidencia que la ocurrencia de eventos de magnitudes de gran energía parece estar relacionados con operaciones industriales de disposición de aguas de formación o residuales (*flowback*) que acompañan los procesos de producción en campos con yacimientos convencionales y no-convencionales (Lei, Wang, & Su, 2019). El trabajo que se debe monitorear rigurosamente, es la inyección de agua de desecho, ya que se han documentado procesos de activación de fallas por efecto de aumento de la presión de poro.

De acuerdo con la Comisión de Expertos, en el caso de Colombia “en una operación de estimulación convencional se detectaron 829 eventos entre 11 días antes y 10

días después a la estimulación. En dicho período se registraron eventos en el rango negativo de magnitud-duración (Md) entre -2.5 y -0.9, y distancias entre el sitio de estimulación y las soluciones hipocentrales menores a 100 m, confirmando las expectativas teóricas respecto a las magnitudes y distancias máximas esperadas". Este tipo de operaciones se ha venido realizando en el Municipio de Puerto Gaitán en campos de producción convencional, donde eventos con MW 4.7 han sido reportados por la Red Sismológica Nacional de Colombia, evidenciando su ocurrencia en zonas donde el *fracking* no es operacional, pero donde se realiza la inyección de grandes volúmenes de agua residual.

La conclusión extendida y claramente planteada en el documento de la Comisión de Expertos es que la ocurrencia de eventos con magnitudes tan altas como ML 5.7 y ML 5.3 parecen estar relacionados a sitios de inyección de aguas residuales, relativamente cercanos a los sitios donde se desarrolla extensivamente operaciones de *fracking* (Comisión Interdisciplinaria de Expertos 2019).

El presente documento coincide con la Comisión en que las estrategias de seguimiento, inspección, vigilancia y acompañamiento a los operadores pueden ser garantía para el manejo de volúmenes de agua de gran magnitud, y que este trabajo debe ser acompañado por la investigación e innovación que permitan el tratamiento y reutilización de estas aguas (ver pregunta 1.4, sub. Ítem B.2 Manejo de fluidos de retorno). También, se coincide en la necesidad de mejorar la reglamentación, ya que los principales parámetros que gobiernan la generación de sismos no han sido contemplados y toda costa se debe evitar la práctica de la reinyección de los fluidos de retorno, pero de hacerlo se deben tener en cuenta las siguientes recomendaciones: 1) estimación al detalle del basamento cristalino e identificación de sitios adecuados para inyección a nivel de cuenca; y 2) mecanismos de control efectivos para el monitoreo permanente de la tasa de disposición de fluidos de retorno y aguas de producción, el volumen acumulado de dichos fluidos y su asociación con la sismicidad inducida en la región. Por tanto, al inicio de futuras operaciones, se deberá ajustar la regulación en este sentido. Se pone en evidencia que sismos de gran energía generados por la inyección de aguas residuales, independientemente que se realicen en campos con yacimientos convencionales y no-convencionales, ilustra la ausencia de una regulación específica para procesos de inyección de aguas residuales. La esencia de la aclaración es que, tanto en operaciones de convencionales, y también en no-convencionales, si se realiza reinyección de aguas (*flowback*) habrá sismicidad.

Las recomendaciones dadas por la comisión de expertos (Comisión Interdisciplinaria Independiente, 2019), son pertinentes para evitar impacto en

comunidades, infraestructura de valor social y daño permanente a las formaciones productoras. Si al agotar las otras posibilidades se requiere, Lo mejor sería hacer la reinyección en zonas alejadas de las operaciones de *fracking*, campos, comunidades, etc. De acuerdo a estas apreciaciones, el MME deberá coordinar esfuerzos para implementar una reglamentación para operaciones de inyección de aguas residuales que se ubiquen en áreas relativamente alejadas de zonas urbanas, infraestructura estratégica y de operación de *fracking*; por ejemplo, >40km (Pollyea, 2019), donde los volúmenes y velocidades de inyección eviten las sobrepresión de las formaciones donde se realiza la inyección (Brown & Ge, 2018) (Scanlon, Weingarten, Murrey, & Reedy, 2018), y donde se garantice un adecuado monitoreo sísmico, de presiones de poro y deformación del terreno, en busca de evitar eventos sísmicos destructores.

4 Preguntas sobre el impacto regional:

4.1 ¿Cuáles son los impactos socio ambientales derivados de la construcción de la infraestructura como vías carreteables campamentos diques lagunas de tratamiento etc.?

La ocupación territorial de los campos de YNC-RG comprende entre un 2 y 3% del área total superficial, siempre y cuando se realicen arreglos que incluyan hasta 18 pozos en profundidad, perforados desde una única plataforma en superficie. Este cálculo puede hacerse de la siguiente forma: se realizan 3 líneas de pozos cada una de 6 pozos, separadas entre sí, 50 m. La separación de pozos en cada línea es de 50 m aproximadamente, lo que genera un área total de ocupación de suelo por arreglo de pozos de 250x100, equivalente a 25.000 m^2 o 2,5 hectáreas. Si cada pozo se diseña para navegar 1.700 m en el plano horizontal y está separado de otros pozos 400 m (como es el caso de los pozos en YNC), el área total aproximada y ocupada en el subsuelo sería de 3,4 km por 1 km, 3,4 km^2 o 340 hectáreas (figura 4-1). Asumiendo que solo el 3% del área total de subsuelo se ocupará en superficie, la ocupación total de suelo podría llegar hasta 3,4x3 = 10,2 hectáreas. Si se tiene en cuenta que el arreglo de pozos que más espacio ocupa es de 2,5 hectáreas, se puede asumir 3% del área ocupada como un buen indicador. Así, con un buen sistema de monitoreo y un sistema de contingencia podría garantizarse que se minimicen los efectos sobre el suelo, los ecosistemas y la población. Al final, todo dependerá de la capacidad del Estado para garantizar el cumplimento de la reglamentación y la adecuada respuesta a las contingencias que se presenten sobre el aire, el agua y el suelo.

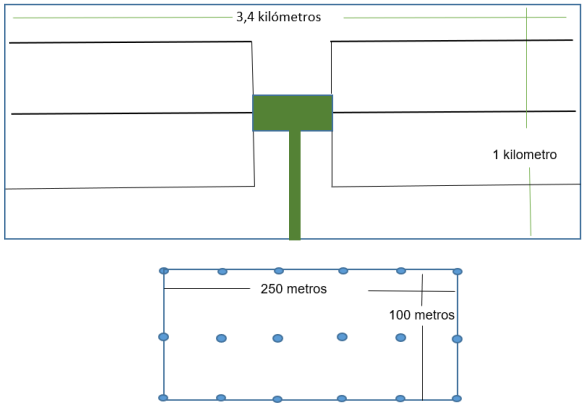

Figura 4-1 Vista de planta del arreglo de una plataforma de perforación de pozos horizontales. Fuente: Elaboración propia.

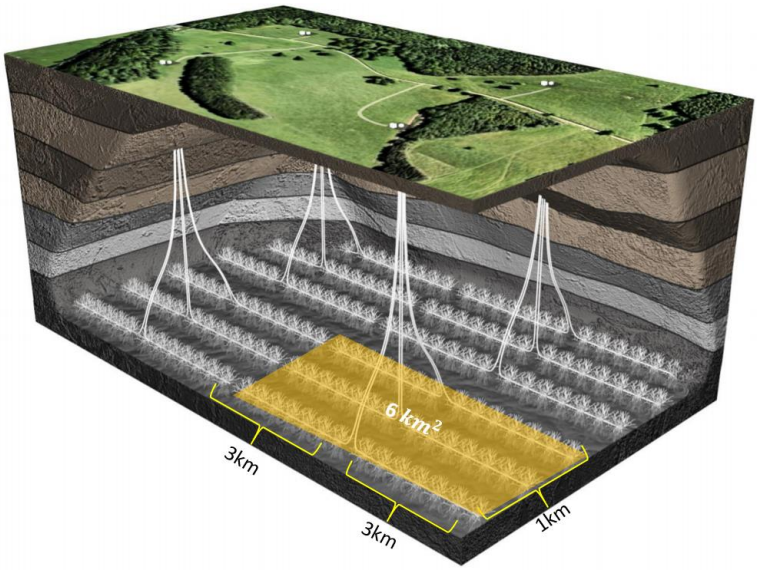

Figura 4-2 Configuración asumida para el desarrollo de YNC. Fuente: Comisión interdisciplinaria de expertos 2019.

El Bajo y Medio Magdalena, así como la cuenca Cesar Ranchería, zonas en las cuales se han asignado bloques para la explotación de YNC, están altamente intervenidas como se puede ver en el mapa presentado en las figuras 4-3 y 4-4. Allí se tienen del orden de 200.000 hectáreas en palma, 150.000 hectáreas en ganadería y alrededor de 40 campos petroleros. En las figuras 4-3, 4-4 y 4-5 puede observarse que la zona está muy intervenida por infraestructura, no solo de oleoductos sino también de carreteras, y en el futuro la Ruta del Sol, lo que hace que la explotación de hidrocarburos no convencionales sea bastante competitiva debido a toda la

infraestructura existente. Igualmente, los costos de transporte de materiales necesarios para tal actividad son muy competitivos, dado que se podrían importar y transportar a lo largo del río Magdalena para luego ser transportados por las vías existentes, sin mayor impacto en la construcción de nuevas vías e infraestructuras.

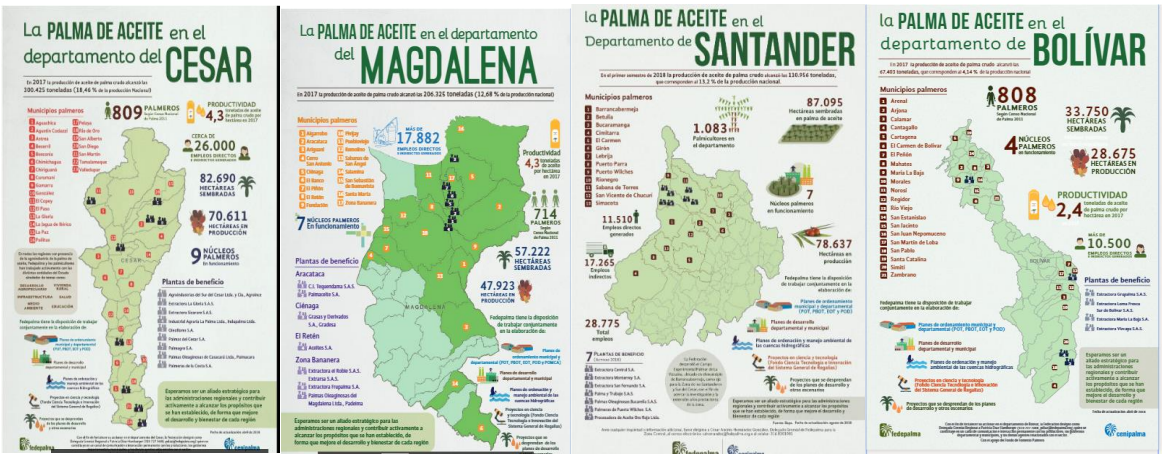

Figura 4-3 Cifras de la palma de aceite por departamento. Fuente: FedePalma.

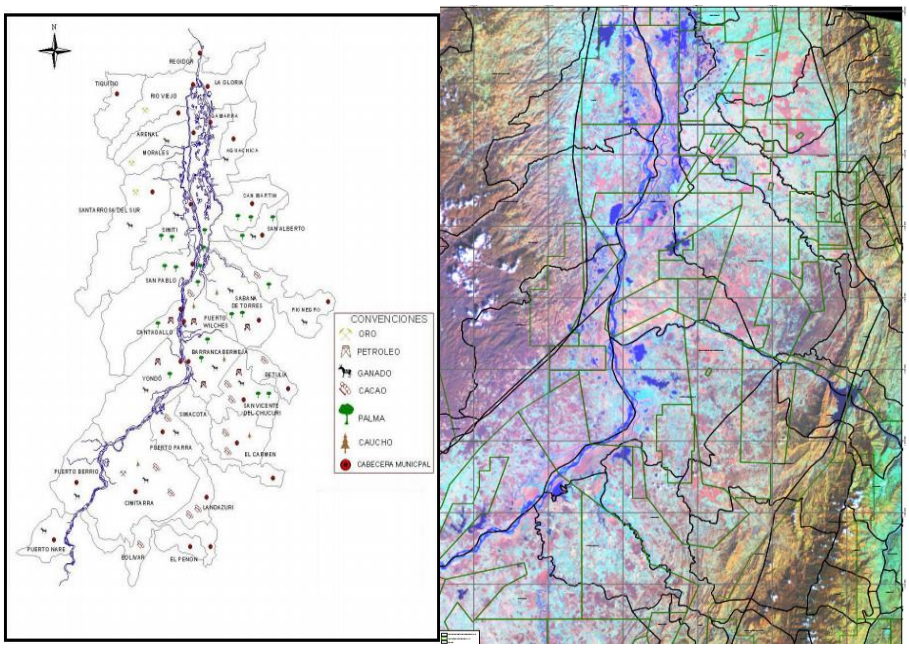

Figura 4-4 intervención de la zona de Magdalena Medio y Bajo. Fuente: FIAN Internacional, Resultados de la Misión Internacional de Verificación sobre los Impactos de los Agrocombustibles en Colombia.

Figura 4-5 Infraestructura de transporte del Magdalena Medio Colombia. Fuente: Dinagas.

Por estas razones, el impacto que puede ocasionar la explotación de YNC mediante la técnica del fracturamiento hidráulico en la zona del Bajo y Medio Magdalena y la cuenca Cesar Ranchería, no es substancialmente mayor del generado por estas otras actividades. El Estado podría aprovechar esta nueva actividad para diseñar estrategias que permitan proteger los ecosistemas residuales existentes y buscar que actividades como el cultivo de palma y ganadería, que son grandes depredadores de dichos ecosistemas, puedan transformarse, tecnificarse y avanzar hacia modelos de producción agroecológicos, financiados por los recursos obtenidos de la industria petrolera.

Existen otras zonas del país con bajo potencial para la extracción de hidrocarburos de YNC-RG como las cuencas del Choco y la Vaupés-Amazonas, que tienen ecosistemas muy vulnerables y que cuentan con muy poca infraestructura, además

de poca intervención humana. Estas zonas deben mantenerse al margen de este tipo de actividades y buscar garantizar mecanismos de protección y preservación. La discusión sobre la explotación de hidrocarburos de YNC-RG debe contextualizarse y enmarcarse en una política energética que incluya a los hidrocarburos en el marco de un proceso de transición energética del orden de 30 años.

4.2 ¿cuáles son los impactos generados por los movimientos de población atraída por los proyectos y sus implicaciones?

Los flujos de población podrían ser similares a los que se han generado en la explotación de hidrocarburos convencionales. Si tomamos como ejemplo el VMM, poblaciones cercanas a las zonas de los posibles proyectos, como Aguachica y San Martin en Cesar, El Centro en Santander o Cantagallo en Bolívar, podrían experimentar crecimientos como los presentados durante los últimos 30 años en Tauramena, Agua Azul y Yopal. Los centros urbanos sufrieron cambios que oscilaron entre 600 y 900% (se pasó de 18 mil habitantes en 1989 a 180 mil en 2019). Este fenómeno podría ser controlado si el Estado colombiano reglamenta la operación, para que las empresas que explotan los recursos estén obligadas a construir campamentos, infraestructura y servicios públicos de forma organizada. La experiencia de Casanare no es muy alentadora, para ilustrar, solo un ejemplo: Yopal no cuenta hoy con acueducto municipal. Igualmente, la capacidad institucional sigue siendo precaria. Así, 30 años de presencia de la industria petrolera, no ha dejado el tan anhelado desarrollo local prometido.

No obstante, si se miran en su conjunto y se comparan con zonas donde no se ha desarrollado la actividad petrolera, se puede observar que la tasa de formalidad laboral es mayor que en zonas sin dicha actividad. Pero la cantidad de recursos que las zonas petroleras han recibido vía regalías deberían haber logrado que estas regiones estuvieran bastante mejor de cómo se encuentran en la actualidad. El responsable de esto ha sido fundamentalmente el Estado, ya que las compañías están principalmente enfocadas en su actividad económica, y su relación con las comunidades y con la sociedad, buscando el desarrollo de una operación sin contratiempos.

Es posible prever, que la actividad económica generada por la explotación de YNC, puede generar crecimientos desmedidos de poblaciones de zonas del Magdalena Medio y del Cesar. Sin embargo y dada la discusión sobre la implementación de

esta industria en el país, podrían tomarse medidas que obliguen al gobierno y a las instituciones estatales a fortalecerse para garantizar que la industria petrolera no genere las dificultades presentadas anteriormente.

4.3 ¿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?

Las zonas con bloques actualmente asignados para la explotación de YNC tienen grandes facilidades y accesos a la infraestructura de transporte por oleoductos y carreteras. Desde 2013 el negocio de transporte de Ecopetrol es liderado por Cenit, filial cuyo mayor accionista es el mismo Ecopetrol, que cuenta con una red de 8.500 kilómetros de poliductos y oleoductos, que van desde los centros de producción hasta las refinerías y puertos en los océanos Atlántico y Pacífico, así como con 53 estaciones desde las que se bombea crudo y productos por la geografía colombiana, además de sus centros de almacenamiento. La tabla 4-1 muestra los volúmenes de petróleo transportados de 2015 a 2018.

Tabla 4-1 Volúmenes transportados (Kbpd). Fuente: (Ecopetrol, 2019).

	2015	2016	2017	2018
Oleoductos	978	867	823	836
Poliductos	267	263	268	273
Total	**1.245**	**1.130**	**1.091**	**1.109**

El sistema de transporte de hidrocarburos en el país (figura 4-6) cuenta con 8.500 km de redes principales de oleoductos y poliductos que convergen en los terminales de Coveñas en el Atlántico, y Tumaco en el Pacífico. De los sistemas existentes de oleoductos cabe destacar los siguientes:

- Oleoducto Caño Limón-Coveñas: Tiene 770 km de longitud y a través de él se transportan los crudos producidos en el campo Caño Limón (Arauca).
- Oleoducto del Alto Magdalena: Transporta los crudos que se obtienen en el Valle Superior del Magdalena y en el cual Ecopetrol participa con el 49%.

- Oleoducto Colombia: Tiene 481 km y conecta la estación de Vasconia con el puerto de Coveñas. Ecopetrol tiene el 42,5% de participación.
- Oleoducto Central S.A. (Ocensa): Con 790 km de longitud, transporta fundamentalmente los crudos del piedemonte llanero (Cusiana- Cupiagua) hasta el terminal marítimo de Coveñas.
- Oleoducto Trasandino: Con 306 km, transporta petróleo desde Ecuador hasta el puerto de Tumaco, sobre el océano Pacífico.

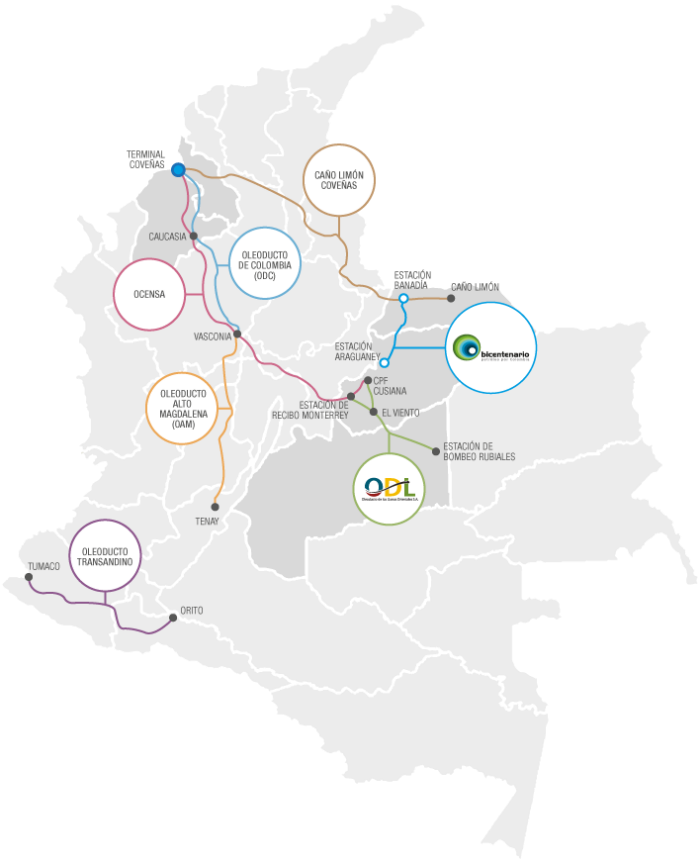

Figura 4-6 Oleoductos de Colombia. Fuente: Página web Oleoducto Bicentenario.

Con respecto al transporte por carreteras, un carrotanque de 35 toneladas puede transportar alrededor de 250 bl de crudo, por lo que se necesitan 400 vehículos para transportar 100.000 bl/día. Si en el país se masifica la explotación de hidrocarburos de YNC podría esperarse que en el pico de explotación se extraigan 600.000 bl/día, y si de este volumen el 30% se transporta por carreteras, el flujo vehicular adicional sería de 720 carrotanques. Otras alternativas de transporte es el ferrocarril y el transporte fluvial por el río Magdalena. En este caso, es necesario

que el Estado planifique de forma adecuada, con base en criterios técnicos, económicos, sociales y ambientales la mejor alternativa para el país. En caso de que los hidrocarburos se transporten solo por carretera, lo cual no sería muy recomendable, pues, si viajan 720 carrotanques y el viaje toma aproximadamente 10 horas, se esperaría una tractomula por minuto, causando un tráfico considerable en las vías. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que, buena parte de la infraestructura vial tiene entre dos y tres carriles por calzada en gran parte del trayecto, por lo que, el transporte de los nuevos hidrocarburos extraídos no sería un asunto crítico.

4.4 ¿Es posible evaluar los riesgos de derrame y accidentes mediante el transporte?

Sí es posible evaluar los riesgos de derrame y accidentes por transporte de crudo y los 100 años de industria petrolera en Colombia han dejado muy buenas enseñanzas, como se presenta a continuación.

Gran parte del petróleo de los yacimientos de crudo pesado de los Llanos orientales se transportó por carretera, donde se movilizaron hasta 1.000 carrotanques por día. Este tipo de transporte es seguro y los problemas presentados han estado relacionados con accidentes viales.

En 2018, Ecopetrol registró un aumento considerable en el indicador de barriles derramados por incidentes ambientales por causa operacional, principalmente por el incidente ambiental de Lisama 158. Las tablas 4-2 y 4-3 muestran la información detallada de derrames de Ecopetrol en los últimos años. En las respuestas de las preguntas 2.1.1, 2.1.2 y 2.1.3 se presentan estadísticas y causas de derrames en la industria petrolera en el país.

Tabla 4-2 Derrames significativos de Ecopetrol. Fuente: *(Ecopetrol, 2019)*.

	2015	2016	2017	2018
Número de derrames	11	8	14	11
Volumen total en barriles	208	202	50	715

Tabla 4-3 Información sobre derrames significativos de Ecopetrol en 2018. Fuente: (Ecopetrol, 2019).

Derrame	Ubicación	Vol. (Barriles)	Material	Impacto
Fuga de hidrocarburo sobre línea del oleoducto El Centro a GRB	Línea del oleoducto El Centro a GRB -sector del Km 2+90 de la vía.	7,2	Hidrocarburo	Medio
Afloramiento de hidrocarburo en Pozo 158 Lisama	Área aledaña al pozo Lisama 158.	530	Hidrocarburo	Medio
Pérdida de contención de gasolina en línea de transferencia debido a rotura del medidor de fluido, durante bombeo desde Planta de Gas Provincia hacia Estación II Suerte	Línea de transferencia de gasolina planta de gas provincia.	4	Gasolina	Medio
En actividad de excavación para inspección se impacta válvula de 3/4 en la línea ocasionando fuga de hidrocarburo	Oleoducto El Centro a refinería, Barrancabermeja.	15	Hidrocarburo	Medio
Fuga de fluido por unión en línea de producción roscada de pozo	Vía de acceso bateria terciarios, Huila.	5	Hidrocarburo	Bajo
Presencia de hidrocarburo en río Magdalena, asociada a rotura en línea de transferencia de 10in que va desde Isla IV a isla VI	Cantagallo.	131	Hidrocarburo	Medio
Fuga de fluido a través del tapón de la válvula del anular en el pozo Momposina 1, del campo Cicuco	Campo Cicuco Momposina.	3	Hidrocarburo	Medio
Se presenta desacople de la bomba de trasferencia, generando escape de fluido	Campo Terciarios. Huila.	4,6	Hidrocarburo	Medio
Pérdida de contención de fluido pozo por rotura en la línea enterrada en cola de pozo	Campo San Francisco, Huila.	2,8	Hidrocarburo	Bajo
Rotura Línea Polyflow 3 pulgadas, afectando uárea prox. De 3860 metros cuadrados	Área Infantas.	2,9	Hidrocarburo	Medio
Se evidencia fuga de Fuel Oil N°4 de la UGEM del pozo Orito-36	Coordinación de Producción Orito.	9,1	Fuel Oil N°4	Medio

5 Preguntas sobre el impacto nacional.

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?

Los estimativos económicos pueden variar dependiendo del volumen real extraído y de la evolución de precios y otras incertidumbres propias del negocio petrolero. Probablemente, la estimación de beneficios económicos tomó como base un volumen de reservas extraídas y el precio del petróleo a la fecha del cálculo. Si se mira la figura 5-1 se pueden observar los datos que se asumen, como reservas, inversiones e ingresos para el Estado por diferentes fuentes.

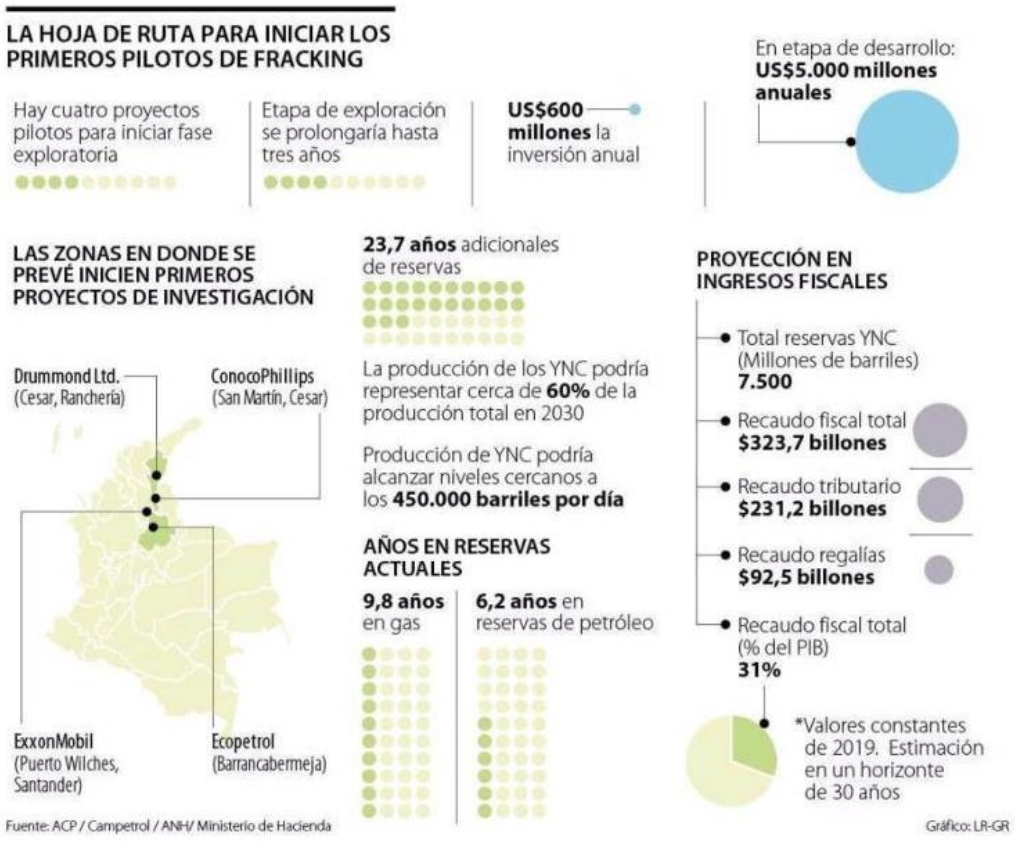

Figura 5-1 Expectativas globales de la explotación de YNC-RG. Fuente: (ACP, 2018).

De acuerdo a la anterior figura, y si se asumen las siguientes variables: Precio internacional de petróleo igual a 60 dólares por bl, costo de extracción y transporte igual a 27 USD/bl, tasa de cambio de 3.300 COP, y reservas extraíbles iguales a 7.500 millones de barriles, se obtendrían los siguientes resultados: volumen total del negocio 7.500x60 igual a 450.000 millones USD, ingreso total del Estado de 649 billones/3300= 196 mil millones USD, costo total incluyendo transporte igual a 7.500x27= 202.000 millones USD, e ingreso de las compañías: Ingreso total – costos – ingresos del Estado igual a 52.000 millones USD.

Estos resultados muestran un mayor beneficio para el Estado que para las mismas compañías petroleras. Los volúmenes de producción son del orden de 450.000 barriles diarios. La certeza de estos estimativos es alta. Sin embargo, como todo en la industria petrolera, no se puede confirmar hasta que no se haga la exploración y explotación.

En la industria petrolera, el nivel de incertidumbre es muy alto porque este depende de las características de la unidad geológica objetivo, la estimación de costos de extracción y los escenarios de precios que se pueden esperar. Para responder esta pregunta se toman en cuenta los criterios prospectivos y los precios.

a) Prospectividad

Desde los años 70, la industria petrolera convencional se ha enfocado principalmente en compra de reservas conocidas. El descubrimiento más importante para la industria petrolera internacional en las últimas décadas, lo constituye el Presal Brasilero, donde se descubrieron alrededor de 8.000 millones de barriles recuperables. Como consecuencia de esto, y dada la necesidad de abastecimiento en los Estados Unidos, se empezó un trabajo de exploración de nuevas fuentes de hidrocarburos, entre ellos, los YNC-RG, para tratar de extraer de ella los hidrocarburos aun presentes. La prospectividad de yacimientos no convencionales, podría ser bastante mayor que la de yacimientos convencionales (Lopera S. H., 2005a).

Los YNC-RG tienen baja calidad como reservorio (baja porosidad y permeabilidad) y por ello, los hidrocarburos deben ser extraídos con métodos no convencionales (Lopera S. , 2013). Las facilidades y costos asociados con la tecnología de extracción y producción difiere de los convencionales (EIA, 2013) (Khan, 2013), pues en estas se requiere mejorar las propiedades petrofísicas de la roca generadora como la permeabilidad o la viscosidad del fluido que contienen (Cander, 2012) (Shanley, Cluff, & Robinson, 2004), para que el proceso productivo pueda ser viable y rentable económicamente (Johnson & Doré, 2001). La permeabilidad de un *shale* o de una

caliza fina (biomicrita) depende del tamaño de los poros, el grado de cementación y el grado y los patrones de fracturamiento. En el caso del *shale gas* la permeabilidad y la porosidad son dependientes de la composición mineralógica, la distribución de la materia orgánica, su cantidad y madurez termal (Labani & Rezaee, 2015).

Las principales técnicas utilizadas para la determinación de la producción, desde la etapa inicial hasta los campos maduros son analogía, análisis volumétrico, análisis del balance de masas, análisis de la curva de decrecimiento (DCA siglas en ingles) y simulación numérica.

Tabla 5-1. Técnicas para determinación de producción. Fuente: (Rezaee, 2015).

Método	Ventaja	Desventaja	Reservorio Convencional	Reservorio No Convencional
Analogía	Mejor en arenas limpias, mejor antes de producción	La gran cantidad de variables y parámetros requeridos por alto grado de incertidumbre	Aplicable	Aplicable
Volumétrico	Cualquier etapa de depletamiento, mejor antes de producción	Tiene incertidumbres en el factor de recuperación y área de drenaje real	Precisión de la capa de gas en el yacimiento	Usado únicamente cuando los pozos no han sido perforados
Balance de Material	Mejor entre el 10 y el 70% de depletamiento	Requiere dato preciso de la presión promedio y conocer las propiedades de los fluidos de yacimiento	Precisión en el manejo del depletamiento del yacimiento	No debería ser usado ya que la presión promedio no pude ser medida con precisión
Análisis de curva de decrecimiento	Simple, de fácil aplicación. Menos datos requeridos (únicamente razón-tiempo). Mejor con historia de producción larga.	Requerimientos difíciles de conocer. Flujo dominado por límites. Área de drenaje invariable. Factor de "skin" fijo. Valor de b constante y debería localizarse entre 0 y 1. Puede sobreestimar las reservas.	Hiperbólica (b pequeño) o exponencial declinando usualmente la precisión	Debería usar una declinación Hiperbólica: CBM: b = 0-0.5 *Shale gas* and *tight gas:* b debería ser mayor que 1 Usar el mejor ajuste "b" hasta que se alcance un aumento mínimo en la tasa de declinación. Entonces imponer una declinación exponencial. Poner el "b" adecuado para el "valor terminal"
Simulación de Reservorio	Mejor con pozos ricos en datos. Mejor en conjunto con alguno de los otros métodos simultáneamente.	Necesita un buen historial de datos. Requiere mucho tiempo y es costoso.	Usado para simular campos	Usado para simular pozos individuales

Como se puede observar, la determinación de reservas es un asunto complejo y la aproximación a su valor solo se logra una vez se ha terminado de extraer el recurso. Por esta razón es que se utiliza la metodología de asumir escenarios probabilísticos de 10%, 50% y 90%; lo más recomendable es realizar los cálculos con el escenario más conservador, que en este caso es del 10%.

b) El asunto del precio

Existen muchos teóricos que han trabajado en el estudio del precio del petróleo. Harold Hotelling en 1921 propuso una forma para estimar los precios futuros de recursos agotables. Su modelo no pudo explicar la tendencia de los precios dado que asumió funciones de demanda que no correspondieron a las demandas reales en la industria. En general los autores que estudian los precios de recursos agotables (Yergin, 1991) coinciden en que deben tenerse en cuenta las siguientes variables:

- Comportamiento de países OPEP.
- Comportamiento de países productores No OPEP.
- Comportamiento de Consumidores.
- Comportamiento de empresas productoras de talla mundial.
- Aspectos geopolíticos globales.
- Contratos de futuros en bolsa.

Todos estos aspectos hacen que el precio del petróleo sea altamente volátil, tal como se observa en la figura 5-2. Una forma práctica para realizar un estudio prospectivo, es tomar al menos tres escenarios de precios basados en la dinámica de precios que se presentan en una ventana temporal establecida. Si se analiza la evolución de los precios desde 1980 hasta el 2019, puede observarse que, entre 1983 y el año 2000, la media del precio osciló alrededor de 20 dólares por barril. A partir de ese año, y como consecuencia de la creciente demanda de China e India, el precio incrementó hasta 107 y 100 USD el Brent y WTI en 2011, respectivamente. Luego, el precio empezó a caer como consecuencia del aumento de la oferta, con ocurrencia de la masiva entrada de petróleo extraído a partir de la técnica del fracturamiento hidráulico de rocas madre en los Estados Unidos (Lopera S. H., 2005a).

En el futuro se espera que el precio estará determinado por las políticas que buscan restringir el consumo de recursos fósiles para mitigar el cambio climático, la dinámica de sustitución de consumo por fuentes renovables, la entrada de nuevas áreas productoras y la búsqueda de nuevas fuentes de hidrocarburos. En este

contexto, la demanda de China e India va a ser determinante. Tres posibles estimativos de escenarios de precios podrían ser: uno pesimista con precios de 45 dólares/barril, un escenario medio de 60 dólares/barril y un escenario optimista de 80 dólares/Barril. Los cálculos presentados anteriormente usan un precio medio.

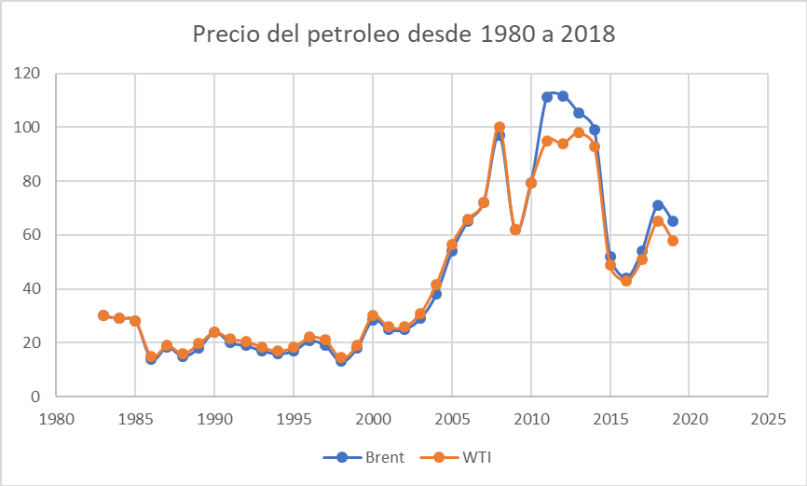

Figura 5-2 Precio del petróleo entre 1980 y 2018. Fuente: *(EIA, 2016)*.

Tanto Ecopetrol como la ANH han perforado un número significativo de pozos estratigráficos, de los cuales se han extraído muestras de roca para medición de su contenido de materia orgánica, espesor de la formación productora, las posibles zonas factibles de explotación, porosidad y permeabilidad, y se han realizado pruebas de producción en intervalos definidos (Sarmiento, Puentes, & Sierra, 2015a). Gracias a estos trabajos, se definieron y ofrecieron bloques en el mercado para diferentes oferentes. Ecopetrol ha solicitado el mayor número de bloques debido a la amplia actividad en la región y al conocimiento generalizado de la geología. No obstante, el conocimiento de las unidades objetivo sigue siendo un propósito tanto académico como de la industria.

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 a los medios públicos?

El aumento de la autonomía petrolera puede determinarse a partir de estudios sobre los procesos de extracción y prospectividad de petróleo y gas natural actuales. La

UPME en el 2012 presentó un estudio para evaluar y actualizar los escenarios de oferta y demanda de hidrocarburos convencionales y no convencionales en el país, en el corto, mediano y largo plazo. Este estudio toma en cuenta la infraestructura disponible y necesaria para asegurar el abastecimiento energético del país. Adicionalmente, varios autores recogieron los resultados del estudio de la UPME y propusieron una actualización de escenarios de oferta y demanda de hidrocarburos en Colombia, en la cual se presentan los pronósticos de incorporación de reservas y de producción de hidrocarburos para el periodo 2013-2035 (Leyva, Herrera, & Cadena, 2014). El estudio se soporta en una metodología de construcción de escenarios que tiene en cuenta factores y variables críticas internas y externas, con diverso grado de incertidumbre, las cuales repercuten en el desarrollo futuro. Como resultado, se dispone de tres escenarios de incorporación de crudo y gas natural: escasez, base y abundancia. En el escenario base, se pronostica la incorporación de aproximadamente 9.100 millones de barriles de crudo y 6 TPC de gas en los próximos 20 años. Se espera que esta información permita a las entidades y agentes del sector identificar las opciones de oferta futura de hidrocarburos, mediante el análisis de aspectos como cuencas maduras, crudos pesados, desarrollo de los recursos convencionales, recursos costa afuera, fuentes no convencionales y exploración de frontera. Las variables que se proponen para la construcción de escenarios se resumen en la figura 5-3:

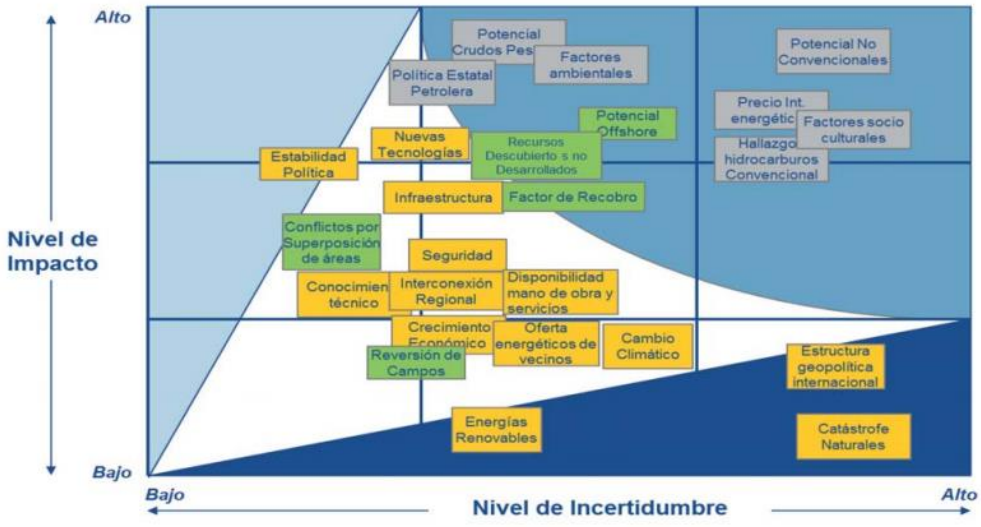

Figura 5-3 Variables para la construcción de escenarios de oferta y demanda de hidrocarburos. Fuente: *(Leyva, Herrera, & Cadena, 2014)*.

Este estudio considera los siguientes factores de éxito del sector de hidrocarburos y las variables criticas actuales futuras.

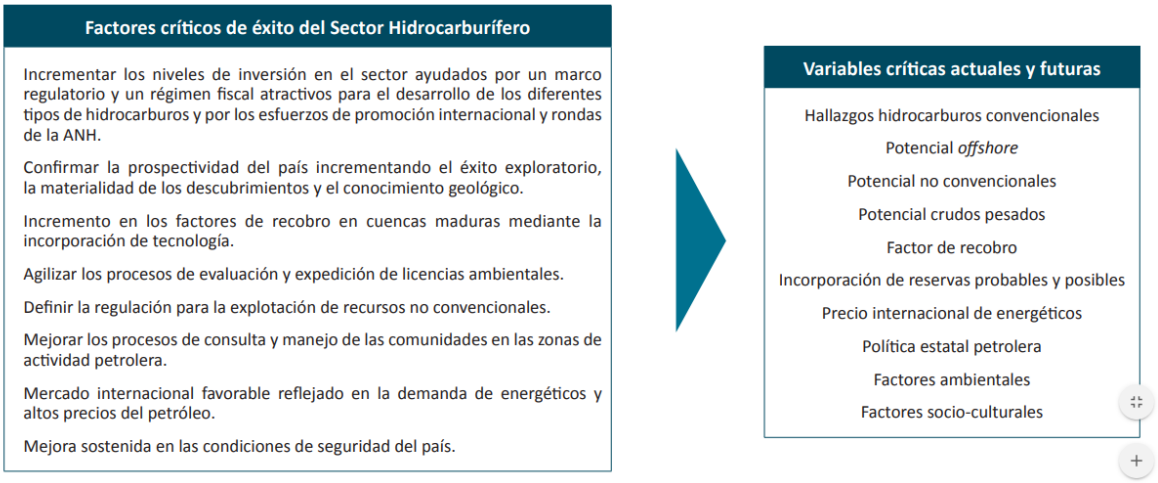

Figura 5-4 Variables críticas y factores de éxito del sector hidrocarburos. Fuente *(Leyva, Herrera, & Cadena, 2014)*.

El estudio toma cinco fuentes de posibles recursos para la proyección de incorporación de reservas y desarrollo de perfiles de producción:

- Reservas probadas en producción: producción en campos existentes de fuentes convencionales de crudo y gas.
- Reservas a adicionar por recuperación mejorada: adición de reservas y producción por recuperación mejorada o producción incremental derivada de mejoras en el factor de recobro a partir de aplicación de nuevas tecnologías.
- Reservas no desarrolladas: descubrimientos existentes y reestimaciones en campos específicos y producción de reservas probables y posibles en el resto de los campos.
- Incorporación de otros recursos convencionales potenciales, incluyendo gas offshore, y crudos pesados no descubiertos.
- Recursos no convencionales: incorporación de recursos no convencionales.

El estudio de Leyva de la Universidad de los Andes propone además de estas variables considerar:

- Política Petrolera Estatal.

- Factores socio-culturales, nivel de conflicto social.
- Factores Ambientales.

El estudio se realiza partiendo del siguiente escenario base presentado en la figura 5-5.

Variables cuantitativas						Variables cualitativas			
Hallazgos hidrocarburos convencional	Potencial *Offshore*	Potencial no convencionales	Potencial crudos pesados	Factor de recobro	Incorporación de Reservas Prb y Ps	Precio internacional energéticos	Política estatal petrolera	Factores ambientales	Factores socio culturales
Marginal 0 TCF 1.000 MMB	Nulo 0,5 TCF 0 MMB	Nulo 0 TCF 0 MMB	Bajo 200 MMB	Bajo 25% (*in situ*) 50% (otros)	Probables 50% Posibles 25%	50 - 75 USD/ barril P10%	Favorable a inversión (*Status Quo*) P60%	Parálisis P10%	Equilibrio P5%
Base 1 TCF 1.500 MMB	Base 2 TCF 200 MMB	Shales/CBM 3 TCF 500 MMB	Medio 1.125 MMB	Medio 50% (*in situ*) 75% (otros)	Probables 90% Posibles 75%	75 - 125 USD/ barril P60%	Incremento *Government Take* P30%	*Status Quo* P45%	Oposición aisladas a proyectos P40%
Alto 1,5 TCF 3.500 MMB	Alto 3,5 TCF 1.000 MMB	Shales/ CBM/ arenas 6,5 TCF 3.000 MMB	Alto 2.000 MMB	Alto 75% (*in situ*) 100% (otros)	Probables 100% Posibles 100%	>125 USD/ barril P30%	Intervención leve P10%	Transformación P45%	Limitada concertación P55%

1 Éxito exploratorio. Recursos por descubrir.
2 Gas asociado a carbón.
3 Esquistos.

Figura 5-5 Escenario base. Fuente: *(Leyva, Herrera, & Cadena, 2014)*.

Con base en estos criterios, los resultados que se obtienen para el caso de hidrocarburos líquidos son los siguientes:

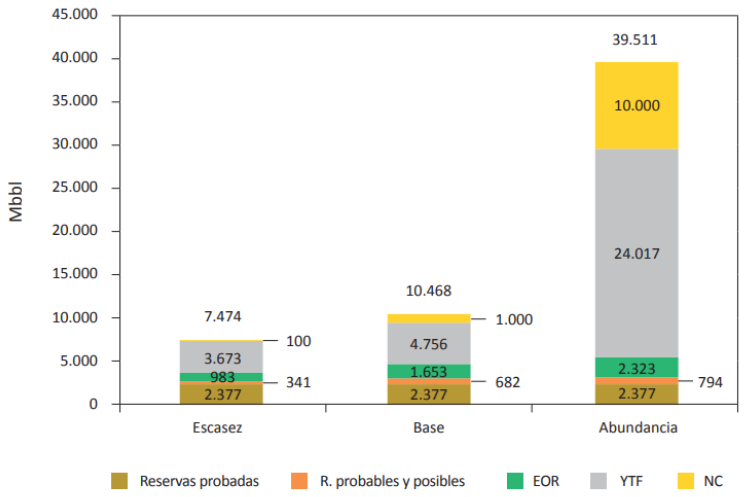

Figura 5-6 Estimación de reservas de petróleo en Colombia. Fuente: *(Leyva, Herrera, & Cadena, 2014)*.

Para los hidrocarburos gaseosos se obtiene lo siguiente:

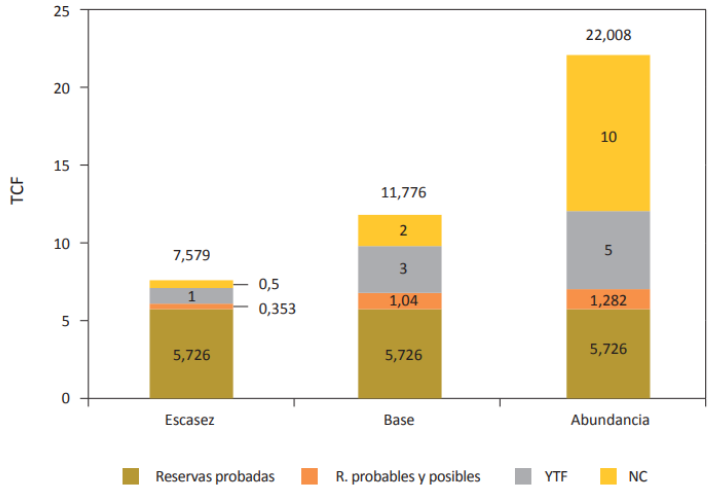

Figura 5-7 Estimación de reservas de gas en Colombia. Fuente: *(Leyva, Herrera, & Cadena, 2014)*.

Según estos resultados, el país cuenta hoy con unas reservas probadas de hidrocarburos del orden 1.900 millones de barriles y con una tasa de extracción de 310.000 barriles/día, la relación reservas/producción es de 6,2 años. Por lo tanto, si se adicionan reservas de hidrocarburos, según el escenario pesimista del estudio, las reservas pasarían a ser unos 7.000 millones de barriles, de los cuales 2.856 millones son aportados por los yacimientos de roca madre. La relación reservas/producción podría ser del orden de 15 años incluso considerando que el volumen extraído anualmente incrementaría hasta 465 millones, volumen 50% mayor que la tasa de extracción actual.

En el caso del gas natural, las reservas serían del orden de 4 tera pies cúbicos, y el consumo del orden de 500 mega pies cúbicos de gas, lo cual arroja una relación reservas/producción de 8 años. En el escenario medio con gas de roca madre, inclusive aumentando el 50% la extracción de gas, se tendría una relación reservas/producción de 16 años.

Estos estudios muestran un aporte importante de los yacimientos no convencionales. Las expectativas recaen sobre la posibilidad de adicionar nuevas reservas, incluso por encima de los hidrocarburos provenientes de recobro mejorado y de las reservas por descubrir.

5.3 ¿Cómo se ha evaluado la capacidad institucional efectiva de las autoridades ambientales para licenciar los proyectos de *fracking* y para control y monitoreo de sus riesgos?

No se ha realizado un estudio de la capacidad institucional del país en estos asuntos. Es evidente que tanto la ANLA como las corporaciones autónomas regionales adolecen de personal capacitado para enfrentar todos los desafíos y retos que demandan la industria petrolera, por lo que es urgente diseñar e implementar una política institucional de fortalecimiento técnico y presupuesto adecuado para atender los estudios requeridos, que permitan hacer un control efectivo de los impactos de la técnica de fracturamiento hidráulico. Las entidades del Estado deben tener experticia en temas que son fuente de preguntas como las siguientes:

¿Puede el fracturamiento hidráulico contaminar acuíferos?: Este es un problema complejo que requiere el trabajo de geólogos, hidrogeólogos, ingenieros de petróleos, ingenieros de yacimientos, ingenieros de producción, especialistas en geomecánica, especialistas en simulación y modelamiento. No es posible una respuesta única de una sola persona que tenga el conocimiento de todas estas disciplinas, es necesario que se miren contextos como características de rocas, profundidad de estas, estados de esfuerzos, tipos de acuíferos propiedades petrofísicas de los mismos etc.

¿Pueden generarse fugas de gas?: Esta es otra pregunta compleja que exige el análisis de la integridad y calidad de la cementación del pozo, las características de la roca sello, sus propiedades petrofísicas su resistencia a la deformación etc. Para poder dar respuesta a casos específicos se necesita del trabajo de las siguientes disciplinas: ingenieros mecánicos, especialistas en ingeniería de gas, ingenieros de yacimientos, ingeniería química, ingenieros de materiales. No es posible afirmar que se presentarán fugas, la tarea de la ingeniería es garantizar un diseño y una operación que eviten este tipo de eventos. Para realizar estas operaciones se realizan estudios geomecánicos con el propósito de evaluar la calidad de la cementación del pozo y verificar que la fractura solo se haya propagado en la formación de interés y que a través del cemento no haya comunicación hidráulica con otras formaciones.

¿Puede generarse actividad sísmica?: Este es un ejercicio de alta ingeniería que exige el diseño de operaciones a distancia suficiente de las fallas geológicas para prevenir su reactivación. La reglamentación colombiana exige al menos un kilómetro de distancia, lo cual garantiza que esto no se presente. Sin embargo, es

necesario un monitoreo permanente mediante sistemas de medición de la actividad sísmica por debajo de 4 grados en la escala Richter, que son movimientos imperceptibles para los humanos. El país ha venido implementado mallas de medición y control y se tiene la experticia para que estas actividades se realicen de forma responsable. Estos trabajos requieren de geólogos, geofísicos, sismólogos, especialistas en geomecánica, entre otros.

¿Se presenta un alto consumo de agua?: Sobre este aspecto ha habido mucha especulación. Para citar algunos datos al respecto, se plantea que en Estados Unidos se pueden usar 55 millones de metros cúbicos de agua al año en las formaciones Marcellus y Barnett para 1.500 pozos, lo cual equivale a un flujo constante 1,74 metros cúbicos por segundo. En Colombia, solo del yacimiento de Caño Limón se extraen 3,3 metros cúbicos por segundo. Podría usarse el volumen de agua extraído de los yacimientos convencionales en procesos de fracturamiento hidráulico. Este es un trabajo que puede analizarse con hidrólogos, ingenieros ambientales, ingenieros de petróleos, hidrogeólogos, geólogos, entre otros.

¿La actividad petrolera tiene efectos sobre el cambio climático?: El asunto no es si existe, sino cuál es el aporte del país y cuál podría ser a futuro y cómo mitigarlo. Un país cuyo aporte es el 0,3 % de las emisiones no va a impactar significativamente el cambio climático. Esta discusión es compleja y requiere el trabajo de disciplinas tales como politólogos especialistas en geopolítica de la energía, físicos, químicos, especialistas en energía solar, especialistas en energía eólica, ingenieros ambientales, sociólogos, antropólogos, entre otros.

¿Cuál es el efecto económico de la actividad petrolera? Se ha afirmado que las ganancias de la actividad petrolera quedarían en manos de las multinacionales, y que, si no se extraen más hidrocarburos, el país entraría en crisis. Estas afirmaciones deben analizarse en contextos económicos, sociales, ambientales, políticos y tecnológicos específicos. Es importante saber que los países con alta prospectividad tienen mayor capacidad de atraer inversión que aquellos que no la tienen. Además, el diseño de una política de hidrocarburos debe ajustarse a estrategias de seguridad y soberanía energética, competitividad internacional e impacto de la actividad de hidrocarburos en la economía nacional. Este no es un problema simple que puede resolverse de forma ligera. Un país como Colombia, multiétnico, pluricultural y biodiverso debe tener en cuenta estos elementos en el diseño de su política petrolera. En este sentido, es importante anotar, que el país tiene un largo camino en el diseño de esta política, en la que ha buscado, de un lado impulsar a Ecopetrol S.A. como empresa nacional y de otro, atraer inversión

extranjera e impulsar la competitividad de las empresas nacionales. Seguramente falta trabajo por hacer y hace falta incorporar nuevos conocimientos en el diseño de estas políticas. Este análisis requiere de diversas disciplinas y profesionales en geología económica, economistas, competitividad económica, economía internacional, geopolítica, especialistas en fiscalidad, biólogos, entre otros.

Existen varios caminos para realizar estas curvas de aprendizaje. El primero, sería crear cargos y buscar personal capacitado en los temas antes mencionados. El segundo, puede realizarse mediante tercerización a través de grupos de investigación nacionales y extranjeros. Una tercera opción, más apropiada, sería la contratación de personal capacitado con presupuesto disponible para capacitación, investigación y evaluaciones, que permitan crear y fortalecer las curvas de conocimiento en entidades del Estado como la ANLA, ANH, UPME, Ministerio de Minas y Energía y Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible entre otras.

De la mano de esto, es necesario estructurar sistemas de monitoreo y control que permitan conocer en tiempo real la calidad del aire, calidad del suelo, calidad del agua, niveles de sismicidad, entre otros. Para avanzar en este sentido, se enumeran algunos grupos de investigación que pueden servir de base para el estudio y análisis de todos estos temas. También se debe proveer personal para tales instituciones y organizar especializaciones, maestrías y doctorados en temas estratégicos que permitan la toma decisiones de fondo.

Tabla 5-2 Grupos de investigación propuestos para control y monitoreo de riesgos. Fuente: Elaboración propia.

Grupo	Institución
YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS	Universidad Nacional de Colombia sede Medellín
FENÓMENOS DE SUPERFICIE MICHAEL POLANYI	Universidad Nacional de Colombia sede Medellín
GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN GEOMECÁNICA APLICADA	Universidad Nacional de Colombia sede Medellín
GRUPO DE INVESTIGACIÓN DE TECNICAS APLICADAS A TECTONICA Y ANALISIS DE CUENCAS	Universidad Nacional de Colombia sede Bogotá
GRUPO DE GEOFISICA	Universidad Nacional de Colombia sede Bogotá

GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN GEOLOGÍA DE HIDROCARBUROS Y CARBONES	Universidad Industrial de Santander – UIS
MODELAMIENTO DE PROCESOS DE HIDROCARBUROS	Universidad Industrial de Santander – UIS
GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN TECNOLOGÍAS DE ASEGURAMIENTO DE FLUJO Y TRANSPORTE DEHIDROCARBUROS	INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO
MODELAMIENTO DE ÁREAS GEOLÓGICAS COMPLEJAS	INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO
BIODIVERSIDAD Y ECOEFICIENCIA EN LA INDUSTRIA DE HIDROCARBUROS	INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO
GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN ESTABILIDAD DE POZO	Universidad Industrial de Santander – UIS
REFINACIÓN Y PETROQUÍ-MICA	INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO
GRUPO DE INVESTIGACIÓN RECOBRO MEJORADO	Universidad Industrial de Santander – UIS/ INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO
SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS Y RECOBRO MEJORADO DEL PETRÓLEO	Fundación Universidad de América
INVERSIÓN Y MODELADO GEOFÍSICO (IMGEO)	INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO
GRUPO DE INVESTIGACION DIVERSIFICACIÓN ENERGÉTICA	INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO ICP-ECOPETROL
GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN TECNOLOGÍAS DE ASEGURAMIENTO DE FLUJO Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS	INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO
GEOLOGÍA AMBIENTAL E INGENIERÍA SÍSMICA	UNIVERSIDAD EAFIT
GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN GEOLOGÍA BÁSICA Y APLICADA	UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER - UIS
INVESTIGACIÓN EN GEOLOGÍA AMBIENTAL GEA	UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA sede Medellín
GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN GEOFÍSICA Y GEOLOGÍA PANGEA	UNIVERSIDAD DE PAMPLONA - UDP
GRUPO DE ESTUDIOS EN GEOLOGÍA ECONÓMICA Y MINERALOGÍA APLICADA GEGEMA	UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

GRUPO DE ESTUDIO EN GEOLOGÍA, ECOLOGÍA Y CONSERVACIÓN GECO	UNIVERSIDAD DEL CAUCA – UNICAUCA
GEOLOGÍA, GEOFÍSICA Y PROCESOS MARINOCOSTEROS	UNIVERSIDAD DEL ATLÁNTICO
BIOPROCESOS Y FLUJOS REACTIVOS	UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA sede Medellín
TERMODINÁMICA APLICADA Y ENERGÍAS ALTERNATIVAS	UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA sede Medellín
GRUPO DE INVESTIGACIÓN E INNOVACIÓN EN ENERGÍA GIIEN	INSTITUCIÓN UNIVERSITARIA PASCUAL BRAVO
CIENCIA E INGENIERÍA DEL AGUA Y EL AMBIENTE	PONTIFICIA UNIVERSIDAD JAVERIANA
GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN NUEVOS MATERIALES Y ENERGÍAS ALTERNATIVAS- GINMEA	UNIVERSIDAD SANTO TOMÁS SECCIONAL BUCARAMANGA
GIMA. GRUPO DE INVESTIGACIÓN MINERO Y AMBIENTAL	FUNDACIÓN UNIVERSITARIA DEL ÁREA ANDINA
GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN GESTIÓN Y MODELACIÓN AMBIENTAL (GAIA).	UNIVERSIDAD DE ANTIOQUIA – UDEA
GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE-GIEMA	UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER – UIS
GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN CORROSIÓN, TRIBOLOGIA Y ENERGÍA	UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA
GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN USO Y MANEJO DE SUELOS Y AGUAS CON ÉNFASIS EN DEGRADACIÓN DE SUELOS	UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA
AGUA Y DESARROLLO SOSTENIBLE	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD CENTRAL
GRUPO DE ECONOMIA Y MEDIO AMBIENTE	UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA
ECONOMÍA REGIONAL Y AMBIENTAL – GERA	UNIVERSIDAD DEL VALLE – UNIVALLE
MODELAMIENTO Y ANÁLISIS ENERGÍA AMBIENTE ECONOMÍA	UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA; UNIVERSIDAD DE LOS ANDES – UNIANDES
ECONOMÍA Y DESARROLLO	UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE OCCIDENTE – UAO

La explotación de YNC-RG no es un asunto simple y requiere del concurso de toda una serie de disciplinas con las que el país ya cuenta. Se requiere de voluntad política y reconocer las capacidades propias para hacer un país más justo, democrático y competitivo en el ámbito mundial.

5.4 ¿El eventual incremento de hidrocarburos derivado del *fracking* se exportaría sin agregarle valor mediante la refinación? ¿Los seguiríamos exportando como petróleo crudo?

Actualmente, toda la capacidad de refinación que tiene Colombia está en manos de Ecopetrol S.A., empresa que cuenta con dos complejos cuya capacidad total es de 400.000 barriles diarios.

La refinería Reficar en Cartagena es la más moderna de Latinoamérica, cuya inversión fue de 8.000 millones de dólares, entró en operación en 2017. Cuenta con cinco unidades industriales: de crudo, de coque, de butamer, de alquilación y de craqueo catalítico. Produce combustibles de alta calidad y bajo impacto ambiental, así como materias primas para la industria petroquímica. La capacidad es de 150.000 barriles diarios.

La refinería de Barrancabermeja cuenta con 49 plantas, 9 unidades de servicios industriales y 290 tanques de almacenamiento en 300 hectáreas, y se ha adaptado en los últimos 16 años para procesar crudos pesados y extrapesados. Tiene una capacidad de 250.000 barriles diarios con una inversión de 4.000 millones de dólares. Además, se construyó una planta moderna de hidrotratamiento de gasolina y diésel.

Ecopetrol S.A. también cuenta dentro del segmento downstream con una empresa petroquímica llamada Esenttia y las empresas de biocombustibles Bioenergy (con un 99,1% de participación) y Ecodiesel (con un 50% de participación).

Ecopetrol S.A. ha modernizado sus dos refinerías con una inversión total del orden 12.000 millones de dólares y desde 2004 se ha consolidado como un grupo empresarial integrado verticalmente. Los aumentos en volúmenes de refinación y

petroquímica estarán determinados fundamentalmente por oportunidades de mercado.

El aumento de producción en Colombia por la técnica del fracturamiento hidráulico podría aportar 500.000 barriles de petróleo en su pico más alto y la posibilidad de refinarlos en el país va a estar determinada por los precios internacionales del petróleo y los derivados, así como por la autonomía que mantenga Ecopetrol S.A., de suerte que pueda crecer su capacidad de refinación según las señales que le envié el mercado y las políticas energéticas del país.

6 Preguntas sobre el punto de vista global:

6.1 ¿Cómo afectará un eventual aumento de la producción petrolera y gasífera resultante del *fracking*, los compromisos adquiridos por Colombia para reducir las emisiones GEI en un 20% para el 2030, señaladas en el acuerdo de Paris y aceptadas por Colombia?

La participación de Colombia en las emisiones globales es del orden de 0.32% (Grupo Banco Mundial, 2019), y para el año 2012 el país emitió un valor de 173.412 toneladas de un total de 53.526.302 a nivel mundial. Lo anterior permite verificar que el país no es responsable en mayor medida del cambio climático y cualquier esfuerzo que hagamos como país para bajar emisiones no puede ir en contravía de las posibilidades de desarrollo del país.

De otro lado, analizando la composición de las emisiones de gases de efecto invernadero del país tal como se muestra en las figuras 6.1 y 6.2

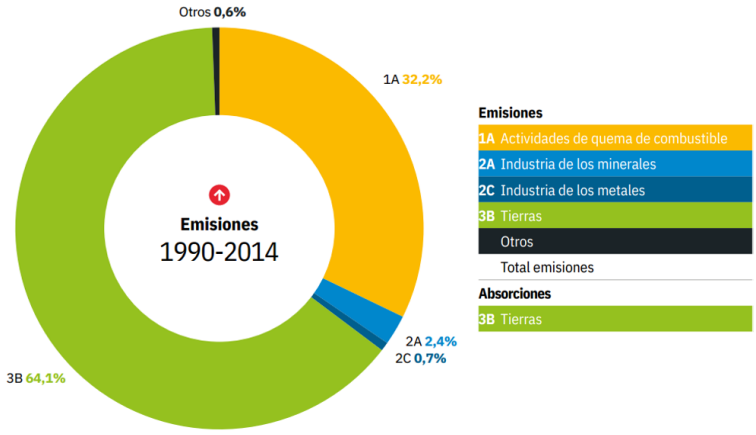

Figura 6-1 Emisiones de CO2. Fuente: *(IDEAM, PNUD, MADS, DNP, CANCILLERÍA, 2018)*.

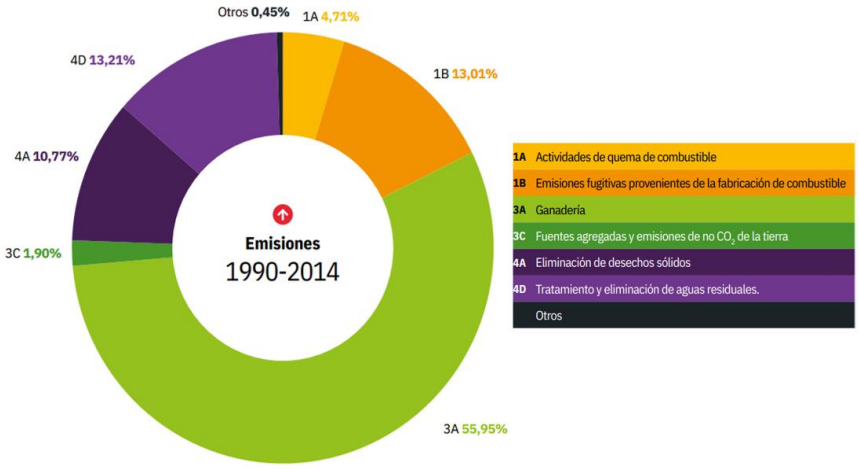

Figura 6-2-Emisiones de CH4. Fuente: *(IDEAM, PNUD, MADS, DNP, CANCILLERÍA, 2018)*.

Se observa que la participación de los hidrocarburos en las emisiones de CO2 es de 32% y CH_4 es de 17%, respectivamente. La explotación de hidrocarburos de YNC-RG no incrementaría drásticamente estas emisiones ya que el consumo del país no va a aumentar de forma significativa y los recursos que se extraigan serán exportados prácticamente en su totalidad.

Sin embargo, Colombia puede hacer un esfuerzo para reducir las emisiones hasta en un 20%, diseñando políticas que permitan reducir de forma significativa las emisiones de las actividades que más contribuyen al total. Obsérvese que en las figuras 6.1 y 6.2 el mayor aporte lo hacen la ganadería y la desforestación, las cuales representan del orden del 64% del CO2 y 56% del Metano; allí debe actuarse con políticas que busquen cambiar las prácticas de explotación bovina y hacer esfuerzos por reducir la deforestación. También se debe actuar en la quema de combustibles la cual representa del orden del 32% de las emisiones de CO2. Otra área en la cual se debe actuar son las emisiones fugitivas producto de la fabricación de combustible que representan el 32% del CO2 y el 13% del Metano. Finalmente, se debe actuar en el tratamiento de aguas residuales y desechos sólidos; los cuales en conjunto representan el 24% del Metano. Realizando políticas estructuradas y coherentes en estos sectores se estará actuando sobre el 96% de las emisiones de CO2 y 83% de las emisiones de Metano.

Pero en el 4% de CO2 17% de Metano restantes también se debe actuar, aunque los prioritarios son los anteriores.

Las iniciativas gubernamentales para reducción de emisiones deben enfocarse según lo antes expuesto en:

- **Reducción de la deforestación y cambio en el modelo de ganadería**, Buscando pasar de una ganadería extensiva a una intensiva estabulada y semi estabulada realizada de forma sustentable y de suerte que se aprovechen las excretas de los animales para generación de biogás que puede ser utilizado en cocción doméstica.
- **Reducción de emisiones fugitivas**, para esto, el Estado debe fortalecer su capacidad de monitoreo y control sobre las actividades de la industria petrolera y en caso de explotación de hidrocarburos de roca generadora se debe tener especial monitoreo y control sobre esta fuente de gases.
- **Reducción de la quema de combustibles fósiles**: Implementar otras políticas que busquen reducir emisiones por quema de combustibles fósiles buscando impulsar la movilidad eléctrica e hibrida.
- **Incrementar, al menos en 2500 MW, a partir de fuentes de generación Eólica y Solar en el sistema de generación colombiano**: Esta es tal vez la política más avanzada de todas las propuestas, pues el Gobierno Colombiano logró asignar 2250 MW del orden del 10%, de la capacidad instalada (Ver Dinero enero 14 de 2020).
- **Diseñar y establecer controles más ambiciosos de manejo de residuos sólidos y de aguas residuales**: Algunas ciudades están avanzando en este asunto y el próximo paso debería ser la adecuación de la reglamentación para que los residuos sólidos puedan ser utilizados como generadores de energía con tecnologías limpias de bajos niveles de emisiones.

Si se aplican de forma decidida estas políticas se estará actuando de forma sistemática y consciente sobre las actividades que generan las emisiones de gases de efecto invernadero y paralelamente se avanza en la creación de empleo y la generación de valor lo cual podrá actuar incluso, sobre el primer y más importante objetivo del acuerdo de Paris, que es la reducción de la pobreza.

Por lo tanto, la prohibición de la actividad de explotación de hidrocarburos en roca generadora no es determinante en la búsqueda de la meta adquirida en Paris 2015, porque como pudo verse, el consumo energético en Colombia no va a crecer de forma substancial y el aporte que hace el sector hidrocarburos no es determinante en las emisiones del país. Sin embargo, los hidrocarburos que se exportan van a generar emisiones en los países que lo consuman, en ese caso, dichos países consecuentes con la necesidad de alcanzar los objetivos de Paris 2015, deben implementar políticas que les garanticen la reducción de sus emisiones.

En definitiva, el país precisa formas de vida más sustentables impulsando políticas de rediseño de ciudades para las personas y no para los carros con acciones como:

- Incentivar políticas de movilidad más sustentables como el uso de bicicletas y patinetas eléctricas etc.
- Impulsar la arquitectura bioclimática y construcción sostenible.
- Incentivar el uso racional y eficiente de la energía.
- Impulsar políticas de generación de energía descentralizada.

En síntesis, el país debe armonizar sus objetivos de desarrollo sustentable con la búsqueda de la protección del planeta y la reducción del cambio climático; pero con un modelo propio que le permita el uso de sus recursos y entendiendo el peso que tiene en la economía, la política y la geopolítica global.

6.2 ¿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 descarbonizadas?

El país debe pensar sobre su política de desarrollo de forma autónoma, pues carece de sentido que Colombia pretenda salvar el planeta del cambio climático cuando su aporte es aproximadamente el 0,3% de las emisiones globales (Grupo Banco Mundial, 2019). La política del país debe estar encaminada a buscar cómo planea su futuro con los recursos de que dispone. Un objetivo prioritario debe centrarse en el fortalecimiento institucional, que le permita explotar de forma racional y sustentable los recursos disponibles, teniendo en cuenta la necesidad de reducir al mínimo los impactos sobre los ecosistemas y la biodiversidad, que son un activo esencial del país.

El Acuerdo de París o COP-21 firmado por 190 países con el fin de controlar el acelerado efecto del calentamiento global se constituyó en la confirmación de una alarma a los pueblos del mundo. No obstante, las emisiones globales de gases de efecto invernadero (GEI), han continuado creciendo desde la firma del Acuerdo de París en 2015. El país que se constituye en el mayor emisor acumulativo de GEI, es Estados Unidos (con el 29,3 % de las emisiones entre 1850 y 2002), se retira de dicho acuerdo (Tollefson, 2017), dando una preocupante señal.

(Montes, 2018) afirma que "Colombia es, y lo ha sido siempre, un contribuidor apenas marginal de las emisiones globales de gases de efecto invernadero con apenas un 0,46 % de las emisiones globales". Afirma además "recursos que tenemos en abundancia, como el carbón, sobre aquellos más escasos, como el petróleo y el gas, y sobre los que podrían escasear en un escenario de cambio climático…",

refiriéndose al recurso hidroeléctrico, acentuarían de manejo de la demanda energética. El efecto del cambio climático sobre el entorno natural en Colombia, parece afectar la demanda del recurso hídrico y es un riesgo el considerarlo como una alternativa efectiva. Los procesos de deforestación incontrolados por el Estado colombiano, acentúan además los parámetros detectados en el Acuerdo de París, como medidas paliativas de cuota global al deterioro del clima. No obstante, a partir de la escasa contribución histórica de Colombia en el cambio climático, que debe ser compensada con la mitigación efectiva de la destrucción de la selva tropical y los bosques andinos en general, se debe apuntar hacia como suplir la demanda energética en el corto y mediano plazo. La producción de energía descarbonizada aún está lejos del alcance y del desarrollo de Colombia, más aún, si continuamos vinculados al grupo de los países en desarrollo. Montes hace un análisis alternativo del uso del carbón y lo presenta como recurso natural alternativo, a pesar de la controversia de su uso a nivel mundial, soportado en las apreciables reservas que el país posee y el avance tecnológico mediante el cual se podría transformar en energía.

Se deben observar los impactos que la explotación de recursos tiene sobre la economía nacional y buscar mecanismos efectivos para reducir la pobreza. Pero este objetivo debe ir de la mano de la configuración de una economía más sustentable, más industrial y menos extractiva, basada en lo que hoy llamamos una economía circular[2]. En este sentido, la prioridad en el fortalecimiento institucional basado en el conocimiento y la capacidad técnica, le dará una mayor capacidad de negociación en el mercado mundial y la definición de límites infranqueables en aspectos ambientales y sociales. Al respecto, es fundamental el impulso de una política de ciencia y tecnología que se focalice en sectores productivos, basada en economía circular y conocimiento y en el aprovechamiento de la biodiversidad con miras a una economía más sustentable y descarbonizada.

El sector hidrocarburos representa entre 3 y 5% del PIB y entre 10 y 15% del presupuesto nacional. Estos recursos deben pensarse como mecanismo para apalancar estrategias económicas circulares y como impulsores de la agenda de innovación, así como el mecanismo para dar paso a la transición energética e industrial que el país requiere. No tiene ningún sentido renunciar a estos recursos ya que, en el ámbito internacional, los hidrocarburos serán una fuente importante de la demanda energética y el motor para avanzar hacia la transición energética.

[2] La economía circular plantea un modelo económico y productivo caracterizado por la sostenibilidad y el ahorro de recursos y fuentes de energía. Los bienes se producen, se consumen, se reciclan, se producen y se vuelven a consumir, entrando en un ciclo de vida circular. Es un concepto reciente y cada vez más extendido basado en los principios económicos y otros aspectos como el medio ambiente. (Economipedia, 2019).

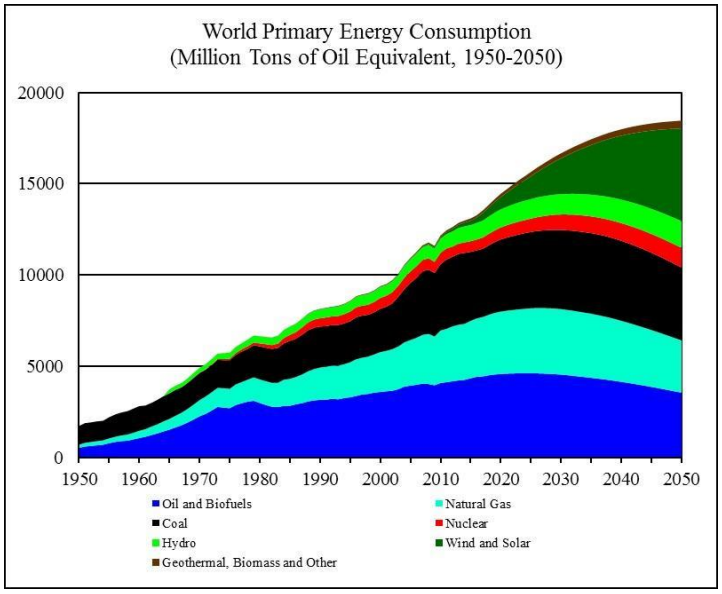

Figura 6-3 Consumo y fuentes de energía en el mundo. Fuente: *(EIA, 2016)*.

El haber descubierto la opción de extraer hidrocarburos (petróleo y gas) a partir de la roca generadora ha permitido en poco tiempo responder a la gran duda sobre como suplir la fuente de energía a partir de los hidrocarburos fósiles. El desbordado efecto de su utilización incontrolada, sin duda, también ha afectado principalmente en los países desarrollados como Estados Unidos la producción de GEI y otros efectos adversos claramente enunciados en diferentes respuestas de este documento. Dicho efecto negativo ha hecho que tecnologías, como el fracturamiento hidráulico en sus diferentes modalidades, estén siendo cuestionadas, a pesar de los efectivos adelantos que se han logrado a partir de los avances tecnológicos y garantizando estrictos controles por parte del Estado (discusión ampliamente abordada en varias de las respuestas).

La escasez progresiva de las reservas en YC implican que el país considere en los años venideros los YNC -RG como la opción más prolífica, para asegurar reservas con los consecuentes beneficios a corto plazo. Lo que sí es claro es que, con anticipación, se requiere un decidido plan desde el Estado colombiano de caracterización integral de las unidades geológicas consideradas como roca generadora dentro de los sistemas petrolíferos. Una de las prioridades del Estado es adelantar programas de investigación científica liderados por el Servicio Geológico Colombiano, las universidades colombianas y el apoyo internacional deben enfocarse en la generación de conocimiento, que permita establecer el

verdadero potencial en YNC, adicional al Plan Piloto de Investigación Integral, propuesto por la Comisión Interdisciplinaria (2019). Es misión de país, conceptualizar el mediano y largo plazo exploratorio invirtiendo dineros frescos desde el Sistema Nacional de Regalías, para evaluar el potencial real del recurso. Paralelo a esto, se debe evaluar y establecer cómo proyectar la inversión social, involucrando las regiones en los planes de transformación social para que, de manera acorde con el entorno natural, se desarrollen las comunidades que se deben beneficiar del recurso. El momento actual requiere un fuerte trabajo experimental que permita conocer el verdadero potencial de los YNC, para que su uso tecnológico sea más amigable con el medio ambiente y sea posible avanzar de manera segura hacia la transición energética.

6.3 ¿Las pruebas piloto del gobierno nacional que plantea llevar a cabo a través de 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?

En principio la respuesta es no, dado que cada zona es muy particular y la realización de este tipo de proyectos exige unas condiciones de infraestructura, de logística y de transporte que no son iguales en todo el territorio colombiano. El potencial de explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales, que hasta el momento se tiene definido, está ubicado en la zona del Medio y Bajo Magdalena y la cuenca Cesar Ranchería. En estas regiones se tiene una infraestructura ampliamente desarrollada y unas condiciones muy particulares que garantizan que la actividad no va a deteriorar las condiciones actuales, siempre y cuando el gobierno tome las medidas adecuadas de monitoreo y control.

Existen otras regiones con bajo potencial de hidrocarburos de roca generadora como las cuencas del Vaupés-Amazonas y el Chocó. Estas regiones tienen mayores riegos ambientales y sociales, dado que el desarrollo de la actividad petrolera exigiría la apertura de vías, desarrollo de infraestructura energética y civil, migración masiva y altos niveles de desforestación. Todos estos efectos podrían ser contenidos por el Estado si se tuviera la fortaleza suficiente para el control y monitoreo. Por estas razones, los resultados de los pilotos no podrían ser extrapolados a estas regiones y no podrían generalizarse.

Las curvas de aprendizaje técnico de las empresas podrían extrapolarse, pero no las características sociales y medioambientales, ya que estas exigen al Estado la

actualización de líneas de base ambiental y social, así como las vocaciones productivas de las diferentes regiones, a fin de proyectar el futuro en medio de la discusión sobre modelo económico en el contexto del cambio climático.

6.4 ¿Qué condiciones deben cumplir las pruebas piloto para asegurar que sus resultados se reproducirán fielmente en otras regiones en donde se lleve a cabo esta técnica?

En principio los bloques exploratorios asignados están en los Valles Bajo y Medio del Magdalena y la cuenca Cesar Ranchería, que como ya se ha mencionado son zonas muy intervenidas por agroindustria, ganadería, actividad petrolera y minería. Estas zonas tienen una infraestructura de transporte desarrollada. Estas condiciones no las cumplen otras zonas con alto potencial como la cuenca Vaupés-Amazonas o la cuenca del Chocó. En estas zonas el desarrollo de la infraestructura y los impactos sobre ecosistemas serían mayores debido a la migración masiva, desforestación y otros efectos secundarios que conlleva la realización de este tipo de proyectos.

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

Por lo tanto, se recomienda limitar en una primera fase a la exploración y explotación de hidrocarburos de roca generadora a las cuencas del Magdalena y Cesar Ranchería, condicionando esta actividad a la realización de pilotos integrales de investigación según lo establecido por la Comisión de Expertos. Otras áreas de gran extensión abarcan las rocas Cretácicas de la Cordillera Oriental y el Piedemonte Llanero, extensamente exploradas en fase preliminar sin que se conozcan las posibilidades pero que abarcan las más grandes acumulaciones de lutitas carbonosas (shale carbonoso) del Grupo Villeta y unidades correlativas de la Cuenca Cretácica Colombiana (Guerrero & Sarmiento, 1996). Adicionalmente, es necesario implementar un programa de restauración de los ecosistemas intervenidos a la fecha por las diferentes industrias, que permita mejorar

substancialmente los ecosistemas actuales hacia el futuro cercano cuando terminen las actividades del sector petrolero.

Finalmente, hay que aclarar que los proyectos piloto deben involucrar tanto mediciones técnicas sobre los impactos y riesgos que se esperan, como mediciones y verificaciones de impactos sociales y económicos en las comunidades y poblaciones locales. El Estado colombiano debe tener un papel activo en el establecimiento de una línea base para verificar los cambios que se generen.

7 Preguntas sobre la normatividad demandada:

Antes de responder las preguntas de esta sección es importante tener en cuenta aspectos de la experiencia estadounidense y del contexto de la industria petrolera en el cual las normas demandadas fueron expedidas.

Las normas demandadas se establecieron coincidentes con el florecimiento de los YNC-RG que posteriormente dieron a los Estados Unidos autonomía petrolera y que convirtieron a ese país en el primer productor mundial de petróleo y gas. La posibilidad de desarrollar este tipo de yacimientos permitió visualizar para Colombia nuevos blancos exploratorios en las unidades geológicas, antes consideradas solo como rocas generadoras. Desde el descubrimiento de los yacimientos de Cusiana y Cupiagua en la década de los 90s, en el país no se había descubierto ningún yacimiento convencional de magnitud similar (situación que persiste en la actualidad). Teniendo en cuenta las evaluaciones preliminares de reservas se tendría la oportunidad de equilibrar la producción nacional de gas y petróleo liviano a partir del fracturamiento hidráulico de rocas con altos contenidos orgánicos. Los precios de los hidrocarburos se encontraban al alza y esto contribuyó al interés de las compañías petroleras en este tipo de recurso. El gobierno nacional para darle salida a la posibilidad de aprovechamiento del recurso, emitió el decreto 3004 en diciembre de 2013 y luego la resolución 90321 en marzo de 2014. Los precios se mantuvieron en aumento hasta finales de 2014, pero poco tiempo después se derrumbaron y se iniciaron las tendencias fluctuantes que hasta el momento se mantienen. Lo cierto, es que la viabilidad económica del desarrollo de los YNC-RG depende del precio del petróleo, para varios expertos un valor de al menos 60 dólares por barril. Si para los años 2013 y 2014 el precio del petróleo hubiera estado por debajo de los 40 dólares, como ocurrió a partir de 2015, lo más probable es que las normas demandadas no hubieran sido expedidas en esa época.

Otro aspecto importante poco tenido en cuenta en las discusiones sobre el *fracking* es la escala de la intervención. El *fracking* no se debe considerar como una técnica inmutable que inexorablemente causará los mismos impactos, independientemente del territorio donde se lleve a cabo y de la escala de intervención que se planee. En términos numéricos, no es lo mismo aplicar la técnica en 300.000, 30.000 o 3.000 pozos. Indudablemente, la escala afecta los diferentes componentes de la valoración del riesgo, especialmente la probabilidad de ocurrencia. No es lo mismo que un país decida emprender la aplicación de la técnica del *fracking* con el objetivo de cambiar la geopolítica mundial, a que un país decida promoverla con un objetivo más modesto, como es no perder su autonomía energética y evitar la importación

de hidrocarburos. La aplicación masiva del *fracking* en los Estados Unidos le ha proporcionado a ese país logros en materia energética a costa de la materialización de riesgos ambientales inaceptables, especialmente en los primeros años del desarrollo de la técnica. No parecen exageradas las afirmaciones de que el afán por incrementar la producción llevó a que se perforarán pozos prácticamente en el solar de las casas.

La experiencia estadounidense ha sido muy útil, en la medida en que ha proporcionado múltiples lecciones aprendidas, las cuales se deben tener en cuenta si se quiere desarrollar la explotación de los YNC-RG con mejores estándares ambientales. En este momento histórico de la humanidad, resulta paradójico que fue un país desarrollado el que sirvió de conejillo de indias para ensayar una nueva tecnología con potencial de aplicarse en la periferia.

Finalmente, es necesario resaltar que el proceso de aprendizaje sobre la materia aún continúa y que, por lo tanto, en los años transcurridos entre la expedición de las normas demandadas y el momento actual han surgido nuevas lecciones y desarrollos que deben ser incorporados en la legislación con miras a suplir las deficiencias de las medidas adoptadas para mitigar los riesgos identificados.

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?

Las normas demandadas, en especial la resolución No. 90341 del 27 de marzo de 2104, tienen en cuenta varios de los riesgos relacionados en la sección 1.3 de este documento. Por tratarse de la reglamentación de requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en YNC-RG, es lógico que dicha resolución se concentre en los riesgos asociados con la dimensión ambiental y más específicamente con el ciclo del agua del *fracking*.

Las normas demandas tuvieron en cuenta los siguientes riesgos:

- **Contaminación de recursos hídricos**. En aras de proteger los recursos hídricos, la Resolución No. 90341 del 27 de marzo de 2104 contempla aspectos relacionados con: 1) La construcción de los pozos. El artículo 11 se refiere a los

requerimientos de cementación para pozos exploratorios y de desarrollo: tipos de revestimientos (conductor y superficial, intermedio y productor), especificaciones del cemento, pruebas de presión, registros de calidad del cemento, entre otros. 2) Requerimientos para operaciones de estimulación hidráulica. En el artículo 12 se especifican acciones antes y después de la operación y variables que se deben monitorear, por si se presentan eventualidades, obligar a detener la operación si se superan determinados límites. También se especifican distancias entre la estimulación hidráulica y acuíferos aprovechables y fallas activas. Además, obliga a diseñar un plan de mitigación de los riesgos que se identifiquen. 3) Monitoreo de variables clave (Artículo13): presión anular y material radiactivo de origen natural (NORM) que pueda estar presente en los lodos de perforación, fluido de retorno, sólidos del fluido de retorno y agua de producción. 4) Requerimientos para pozos inyectores de fluido de retorno y agua de producción (Artículo 15). 5) Inspecciones para pozos de exploración y producción, así como para pozos inyectores (Artículo 17).

- **Aumento de la actividad sísmica.** La resolución establece límites claros para interrumpir las operaciones en circunstancias críticas. En el caso de los pozos para inyección de fluidos de retorno, la solicitud del permiso para perforar debe incluir: identificación de fallas geológicas, evidencias de sismicidad, línea base de sismicidad, ubicación de pozos de agua e hidrocarburos en un área de revisión y análisis de riesgos. La norma en cuestión establece la necesidad de contar con una red de monitoreo sísmico. Sin embargo, contempla que en caso de que el Servicio Geológico Colombiano (SGC) no cuente con una red lo suficientemente adecuada (a criterio de dicha entidad), se delegue la responsabilidad en un operador que de todas formas deberá llevar a cabo la actividad con las especificaciones que establezca la entidad estatal. Posteriormente, el SGC emitió la Resolución D-149 de marzo 23 de 2017 por la cual se determinan las especificaciones del monitoreo de sismicidad cerca de los pozos de exploración y/o producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. En uno de los considerandos de dicha resolución se reconoce que la cobertura de las redes existentes resulta insuficiente para satisfacer las necesidades de dicho monitoreo y que por lo tanto se deben definir las especificaciones técnicas que garanticen que se haga de forma adecuada teniendo en cuenta las normas técnicas aplicables y las mejores prácticas del sector. No obstante, como queda expreso en el desarrollo del punto 1.4 y

concretamente en el subitem B-2, el manejo de los fluidos de retorno son críticos para evitar el escalamiento de la sismicidad inducida.

7.2 Las referidas normas disponen como mitigar y controlar dichos riesgos desde el punto de vista científico y técnico. ¿La regulación es suficiente?

Esta pregunta se entiende referida a los riesgos contemplados en las normas demandadas. La resolución No. 90341 del 27 de marzo de 2104 busca mitigar los riesgos de contaminación del recurso hídrico mediante medidas enfocadas fundamentalmente a garantizar la contención de los fluidos involucrados (garantizar la integridad de pozos). El articulado de la resolución está construido con base en prácticas recomendadas por estándares de la industria internacional, los cuales tienen una fundamentación científica y técnica. Sin embargo, la norma deja por fuera varios aspectos fundamentales relacionados con el ciclo del agua del *fracking* como: posibles fuentes de suministro de agua, divulgación de la composición de los fluidos de fractura, divulgación de la composición del fluido de retorno y diferentes posibilidades de manejo de los fluidos de retorno y del agua de producción adicionales a la inyección en pozos profundos. Tampoco se tienen en cuenta acciones para mitigar la ocurrencia de derrames en superficie. La única mención que se hace sobre los fluidos de fractura es en el Artículo 12 (numeral 6, literal a), en el cual se pide una discusión completa del diseño con el cronograma anticipado de la estimulación hidráulica incluyendo volúmenes de cada etapa, aditivos químicos, concentración de propante y presiones anticipadas de fractura. De acuerdo con lo anterior, se puede afirmar que la regulación en cuestión no es suficiente para controlar todos los riesgos asociados al ciclo del agua del *fracking*, en particular la contaminación de aguas superficiales y subterráneas y la sobreexplotación del recurso.

En lo referente a la disposición final de los fluidos de retorno y las aguas de producción, las normas deberían promover el tratamiento y reúso, dado que según varios investigadores es la opción que permite una mayor mitigación de los riesgos asociados al recurso hídrico, a la vez que está en línea con las políticas de impulsar iniciativas de economía circular. Además de disminuir los costos de tratamiento, el reúso reduce los requerimientos de agua fresca, lo cual es muy favorable en zonas con alto estrés hídrico. Una ventaja adicional, cuando el tratamiento y el reúso se hacen *on-site*, es la reducción de las necesidades de transporte en flotas de camiones, lo que disminuye costos y la probabilidad de derrames

La normativa en mención también enfatiza en el control y mitigación de los riesgos asociados con la sismicidad inducida. Un aspecto no contemplado en la norma, y que según la Comisión de Expertos nombrada por el gobierno nacional preocupa a las comunidades, es la distancia mínima de las operaciones de inyección con respecto a la ubicación de cabeceras municipales o infraestructura vital. La preocupación se fundamenta en que existen modelos numéricos recientes que sugieren que la presión de poro se extiende hasta distancias del orden de kilómetros. Para uno de los miembros de la comisión de expertos esta distancia debería ser del orden de 30 kilómetros. La Comisión de Expertos también recomienda mejorar la reglamentación, ya que los principales parámetros que gobiernan la generación de sismos no han sido contemplados en las normas demandadas: 1) estimación al detalle del basamento cristalino e identificación de sitios adecuados para inyección a nivel de cuenca; y 2) mecanismos de control efectivos para el monitoreo permanente de la tasa de disposición de fluidos de retorno y aguas de producción, el volumen acumulado de dichos fluidos y su asociación con la sismicidad inducida en la región. Por tanto, al inicio de futuras operaciones, se deberá ajustar la regulación en este sentido.

7.3 ¿Están incluidos en estas normas todos los riesgos asociados a la exploración y explotación del *fracking*?

En las normas demandadas no están incluidos todos los riesgos asociados a la exploración y explotación de los YNC-RG mediante la técnica del *fracking*. Como se ilustró en las respuestas a la Pregunta No.1 de este documento, los riesgos del *fracking* son muy variados y tienen relación con las diferentes dimensiones del debate global sobre esta técnica.

Para incluir todos los riesgos asociados al *fracking* en la regulación nacional, se requiere un trabajo mancomunado y coordinado entre las diferentes dependencias del Estado involucradas en la problemática, entre ellas, el recientemente creado Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación. Se debe tener en cuenta que actualmente hay normativas de ministerios diferentes al de Minas y Energía y dependencias del Estado que de alguna forma complementan las normas demandadas, dando cuenta de aspectos relacionados con varios de los riesgos no incluidos. Entre tales normas se tienen:

- Resolución 181495 de 2009 del MME, “Por la cual se establecen medidas en materia de Exploración y Explotación de Hidrocarburos”.

- Resolución 180005 de 2010 del MME, “Por la cual se adopta el Reglamento para la gestión de los desechos radiactivos en Colombia.”
- Resolución 41226 de 2016 del MME, “Por medio de la cual se modifica la resolución 90874 de 2014. Por la cual se establecen los requisitos y procedimientos para la expedición de autorizaciones para el empleo de fuentes radioactivas y de las inspecciones de las instalaciones radiactivas”.
- Resolución D-149 de 2017 del SGC, “Por la cual se determinan las especificaciones del monitoreo de sismicidad cerca de los pozos de exploración y/o producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.”
- Resolución D-277 de 2017 del SGC, “Por la cual se determinan las especificaciones del monitoreo de sismicidad cerca de los pozos de exploración y/o producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.”
- Resolución 0421 de 2014 de MADS, “Por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del estudio de impacto ambiental de proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos y se toman otras determinaciones”.
- Resolución 760 de 2010 del MAVDT, “Por la cual se adopta el Protocolo para el Control y Vigilancia de la Contaminación Atmosférica Generada por Fuentes Fijas”.
- Resolución 0631 de 2015 del MADS, “Por la cual se establecen los parámetros y los valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales a cuerpos de aguas superficiales y a los sistemas de alcantarillado público y se dictan otras disposiciones.”
- Decreto 050 de 2018 del MADS, “Por el cual se modifica parcialmente el Decreto 1076 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible en relación con los Consejos Ambientales Regionales de las Macrocuencas (CARMAC), el Ordenamiento del Recurso Hídrico y Vertimientos y se dictan otras disposiciones”.
- Decreto 1496 de 2018 del MT, “Por medio del cual se adopta el Sistema Global Armonizado de Clasificación y Etiquetado de Productos Químicos y se dictan otras disposiciones en materia de Seguridad Química”.
- Decreto 1668 de 2016 del MT, “Por el cual se modifica la sección 2 del capítulo 6 del título 1 de la parte 2 del libro 2 del Decreto 1072 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Trabajo, referente a la contratación de mano de obra local en municipios donde se desarrollen proyectos de

exploración y producción de hidrocarburos, y el artículo 2.2.6.1.2.26. del mismo decreto".

- Acuerdo 3 de 2014 de la ANH, "Por el cual se adiciona el Acuerdo 4 de 2012, con el objeto de incorporar el Reglamento de Contratación para Exploración y Explotación de Hidrocarburos parámetros y normas aplicables al desarrollo de Yacimientos No Convencionales, y se dictan disposiciones complementarias".
- Circular 4 de 2010 de la ANH, "Mecanismos de participación ciudadana en el desarrollo de proyectos hidrocarburíferos".

7.4 ¿Las normas demandadas en el evento de identificar o incluir en su regulación riesgos asociados al *fracking* los minimizan hasta el punto de considerarlo técnicamente manejables? 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 si impide determinar con toda su eficiencia esta respuesta.

De acuerdo con la intencionalidad de las normas demandadas, los riesgos incluidos y relacionados en la sección 7.1 son considerados como técnicamente manejables. En opinión de los autores de este documento eso no significa que, deliberadamente, se estén minimizando. Las normas se basan en los estándares y practicas recomendadas por la industria para garantizar la contención de fluidos, lo cual mitiga la posibilidad de que los cuerpos de agua a proteger entren en contacto con fluidos contaminantes. Precisamente, el rol de la ingeniería es garantizar que los riesgos sean técnicamente manejables. Otra cosa es que las normas necesiten ser complementadas para cubrir aspectos no incluidos, como los mencionados en la sección 7.2. Temas como las distancias críticas entre pozos, fallas activas, acuíferos aprovechables, sitios poblados, ecosistemas vulnerables, etc., pueden ser revisados por paneles de expertos de acuerdo con las condiciones particulares de cada proyecto.

Una exigencia técnica que facilita la mitigación de los riesgos es garantizar que se definan en las normas los alcances de las diferentes actividades para la gestión integral de riesgos contempladas en la norma ISO 31000/2018: 1) Comunicación y consulta; 2) Establecimiento del contexto; 3) Valoración del riesgo (identificación, análisis y evaluación); 4) Tratamiento del riesgo; y 5) Monitoreo y revisión.

En particular, cobra especial importancia la reglamentación de la construcción de diferentes líneas base (ambiental: aguas superficiales, hidrogeología, ecosistemas y biodiversidad; sismicidad; salud y social) y de las variables a monitorear, asignando las respectivas responsabilidades.

7.5 ¿Las normas demandadas cumplen con las exigencias técnicas para considerar manejables los riesgos derivados del *fracking*?

Las normas demandadas se deben complementar para cumplir con las exigencias técnicas que conduzcan a considerar manejables los riesgos derivados del *fracking* (ver secciones 7.1 y 7.2).

Para tener en cuenta riesgos asociados a la técnica del *fracking* se requiere armonizar toda la normatividad complementaria esbozada en la sección 7.3. Lo anterior requiere el fortalecimiento institucional de las diferentes entidades estatales involucradas, como ministerios, agencias, corporaciones autónomas regionales, entre otras. La recomendación de la Comisión de Expertos, que rindió el informe para el gobierno, en el sentido de crear una superintendencia de hidrocarburos podría ser una buena fórmula para afrontar y canalizar toda la problemática de la industria de una forma más efectiva. En otras palabras, sería importante pensar este organismo como una superintendencia de hidrocarburos y transición energética, de suerte que tenga bajo su responsabilidad no solo los aspectos de los hidrocarburos; sino que piense estos recursos en el contexto del cambio climático.

7.6 ¿Desde el punto de vista técnico y científico las normas demandadas determinan los líquidos que se inyectarán 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?

Es de resaltar que desde los mismos inicios de la explotación de los YNC-RG el tema de los fluidos de fractura, que está indisolublemente ligado al de los fluidos de retorno, ha sido fuente de gran preocupación, no solo para las comunidades, sino también para la comunidad científica y los entes reguladores.

Como se mencionó en la sección 1.4 de este documento, la identificación detallada de la cantidad y naturaleza química de los componentes individuales que hacen

parte de los fluidos de fractura es importante por las siguientes razones: 1) Poder llevar a cabo una evaluación de los riesgos asociados al recurso agua con información adecuada. 2) Evaluar las posibles reacciones que se puedan presentar en el subsuelo entre el fluido de fractura, las aguas de formación y componentes de las rocas. Dichas reacciones pueden generar nuevas sustancias químicas que llegarían a superficie con el fluido de retorno. 3) Diseñar y optimizar tecnologías para el tratamiento en superficie del fluido de retorno. 4) Aportar información valiosa para cualificar los estudios y debates científicos sobre el impacto del *fracking* en la calidad de los recursos hídricos y en la salud de los seres vivos, así como para orientar el desarrollo de nuevas tecnologías que permitan mitigar dichos impactos.

Las normas demandas no se refieren de forma específica a la formulación, manejo y medidas para mitigar los riesgos asociados a los fluidos de fractura.

Entre las normas existentes en la regulación colombiana que pueden complementar a las normas demandadas en lo referente a fluidos de fractura se tiene el Decreto 1496 de 2018 del Ministerio del Trabajo, "Por medio del cual se adopta el Sistema Global Armonizado de Clasificación y Etiquetado de Productos Químicos y se dictan otras disposiciones en materia de Seguridad Química". Los artículos primero, segundo, octavo y decimo del mencionado decreto contemplan lo siguiente:

Artículo 1. Objeto. El presente Decreto tiene por objeto adoptar el Sistema Globalmente Armonizado de Clasificación y Etiquetado de Productos Químicos – SGA de la Organización de las Naciones Unidas, sexta edición revisada (2015), con aplicación en el territorio nacional, para la clasificación y la comunicación de peligros de los productos químicos y establecer las disposiciones para tal fin.

Artículo 2. Ámbito de aplicación. El presente Decreto aplica en todo el territorio nacional a todas las personas naturales y jurídicas, públicas o privadas en todas las actividades económicas en las que se desarrollen la extracción, producción, importación, almacenamiento, transporte, distribución, comercialización y los diferentes usos de productos químicos que tengan al menos una de las características de peligro de acuerdo con los criterios del SGA, ya sean sustancias químicas puras, soluciones diluidas o mezclas de estas.

Artículo 8. Fichas de Datos de Seguridad - FDS. El fabricante y/o importador deberá elaborar la Ficha de Datos de Seguridad de acuerdo a lo definido en el Sistema

Globalmente Armonizado de Clasificación y Etiquetado de Productos Químicos - SGA; así mismo, deben garantizar a la autoridad competente el acceso al soporte técnico y científico utilizado para su elaboración.

Artículo 10. Información para la atención de emergencias. En caso de que se determine una situación de urgencia o emergencia que requiera conocer información confidencial de un producto químico, los organismos de atención de emergencias que estén a cargo de la situación podrán solicitar esta información y será responsabilidad del fabricante, importador y/o comercializador, entregarla en forma inmediata y específica para el tratamiento de la emergencia. las entidades competentes que den manejo a la urgencia o emergencia deberán mantener la confidencialidad de la información.

Dado que los fluidos de fractura son productos químicos, su uso está regido por el Decreto 1496 de 2018 del Ministerio del Trabajo. Sin embargo, esta norma no es suficiente para mitigar los riesgos asociados a ellos y a los fluidos de retorno, pues la divulgación previa de la composición química de tales fluidos es condición *Sine qua non* para la elaboración de cualquier plan de mitigación. En el artículo 10 solo se contempla la solicitud de información confidencial de un producto químico en caso de que se determine una situación de emergencia.

Dado que los diferentes aspectos relacionados con los fluidos de fractura y retorno son determinantes en la probabilidad de materialización de los riesgos relacionados con la contaminación del recurso hídrico y las posibles afectaciones a la salud pública, es fundamental que queden explícitos en la regulación colombiana. Temas como la prohibición del uso de los BTEX en los fluidos de fractura y la obligación de la divulgación pública de la composición química de dichos fluidos deberían ser abordados.

Recomendaciones

De acuerdo con la discusión desarrollada a lo largo del presente documento, a continuación, se presentan, a manera de síntesis las siguientes recomendaciones:

1. **De la técnica de fracturamiento hidráulico a la política energética e Industrial**: La política energética e industrial del país debe ser la prioridad y cualquier tecnología que se quiera implementar se debe pensar desde esa perspectiva. La implementación de la técnica del *fracking*, se debe estudiar en el contexto de una economía en crecimiento que va a demandar cada día más energía en un país mega diverso dotado de recursos naturales y en la búsqueda de una vocación de desarrollo y altamente influenciado por el cambio climático.
2. **Fortalecimiento Institucional**: Las condiciones actuales del país demandan un fortalecimiento institucional que garantice que el Estado colombiano pueda contar con los instrumentos de regulación y control sobre las diversas actividades de la industria petrolera y buscar la concordancia con las políticas y compromisos que demanda el cambio climático. En ese sentido se hace urgente la implementación de una **superintendencia de recursos energéticos y cambio climático** que se trace como meta la estructuración de sistemas de monitoreo y control de las tecnologías que se requieran. Es perentorio ordenar el proceso de transición del uso de combustibles fósiles y recursos agotables a fuentes limpias y sostenibles que minimicen, mitiguen y definan políticas de adaptación al cambio climático.
3. **Un país que aprende**: La explotación de los YNC-RG exige para su desarrollo, la realización de proyectos pilotos de investigación, como los propuestos por la comisión de expertos, que permitan conocer en detalle los impactos posibles del uso de la técnica para las diferentes zonas del país en que el recurso potencial se presenta en condiciones geológicas favorables por lo que se ha definido explorar este tipo de recursos. Es esencial que los proyectos piloto involucren las empresas, las entidades del Estado, las universidades y las comunidades con el propósito de garantizar una adecuada estrategia de apropiación social del conocimiento, es decir, que sea el país en su conjunto el que aprenda de esta actividad.
4. **El secreto del fortalecimiento económico es el conocimiento:** Colombia es un país megadiverso con una gran cantidad de recursos minero energéticos que, extraídos y transformados de forma responsable y sostenible, podrían ser la

base de una economía industrializada. Para lograrlo, se debe fortalecer el sistema de ciencia, tecnología e innovación, de suerte que se pueda tener un inventario detallado de los recursos existentes que, combinados con una institucionalidad fuerte y una política de promoción de pequeñas y medianas empresas podría impulsar la economía del país y mejorar las condiciones de vida de sus habitantes.

5. **Dimensionar riesgos para tener criterios de decisión:** En el caso particular de la explotación de hidrocarburos de roca generadora se deben conocer en forma detallada los parámetros relacionados con la ubicación geológica y geográfica y la factibilidad de su aprovechamiento. Además de su utilidad como recurso, se deben evaluar los riesgos generados a partir de los procesos extractivos tales como: fugas de gas, extracción de elementos de origen natural NORMs en aguas de retorno, integridad de pozos, sismicidad inducida etc. Es necesario tener un conocimiento detallado de la hidrodinámica de la cuenca particular de manera que se conozcan los sistemas fluviales y los cuerpos de agua en cada cuenca y el impacto que se puede tener en superficie cuando se realiza una explotación. A partir del conocimiento detallado de cada uno de estos riesgos, se puede implementar una política de regulación y control de la actividad petrolera que garantice una explotación sostenible de estos recursos con criterios sociales, ambientales, técnicos y económicos. Dicha política debe ser producto del concurso de diversas instituciones que trabajen de forma coordinada en un ambiente colaborativo de suerte que se avance hacia un fortalecimiento institucional que le de tranquilidad a la población colombiana sobre la pertinencia de las decisiones que se están tomando.
6. **Cuencas factibles y criterios a considerar:** Las cuencas de Magdalena Alto, Medio y Bajo; así como la de Cesar Ranchería tienen unas condiciones geológicas, geográficas, de infraestructura y de uso del suelo muy particulares que permitirían inicialmente la implementación de pilotos de investigación bajo las condiciones propuestas por la comisión de expertos convocada por el gobierno nacional. Si de los resultados obtenidos se considera pertinente masificar la técnica, debe prestarse atención a los siguientes aspectos: a) **El transporte de materiales**: deben estudiarse diversas alternativas a fin de reducir los impactos, por lo que se propone analizar el transporte multimodal a fin de aprovechar la infraestructura y posibilidades de esta región. b) **Restauración de ecosistemas**: Como esta es una región altamente intervenida por diversas actividades e industrias, se debe implementar una política de restauración de ecosistemas que estén altamente intervenidos y realizar la explotación de hidrocarburos de roca generadora a partir de locaciones desde las cuales se perforen 6, 12 o 18

pozos, que no ocupen más de 5 hectáreas en total, esto, para reducir el impacto sobre el suelo; la restauración de ecosistemas va a permitir dar orden a actividades del suelo que en la actualidad generan gran impacto ambiental, tales como la ganadería y los monocultivos, especialmente de palma africana. Los recursos para esta restauración se podrían obtener de las compensaciones ambientales y podría ser coordinada por la superintendencia que se propuso en el segundo punto. c) **Acuerdo social local**: La relación con las comunidades debe conducir a la construcción de un ambiente armónico entre las actividades de las empresas y la vida de las comunidades, para ello se deben considerar mecanismos de comunicación y decisión de desarrollo local que permitan fortalecer el tejido social y garantizar economías locales que se armonicen de forma adecuada con la actividad de explotación de hidrocarburos y con las políticas de Estado para estas regiones. d) **Sistemas de monitoreo de aire, agua, suelo y sismicidad**: debe contarse con sistemas de monitoreo de aire, suelo, y agua de suerte que verifiquen continuamente que la calidad de estos se mantiene de acuerdo con las normas que garanticen la salud humana y de los ecosistemas en el largo plazo. Se debe contar además con un sistema de monitoreo de la actividad sísmica con énfasis especial en los pozos inyectores de agua. Igualmente, se deben monitorear los acuíferos superficiales a fin de garantizar que la actividad de extracción de hidrocarburos no genere contaminación de los mismos; se debe analizar la factibilidad de tener un pozo de monitoreo por locación de pozos, que permita hacer seguimiento en tiempo real a la presión y que se pueda tomar muestras para verificar mensualmente que su composición se mantiene en los rangos establecidos.

7. **Cuencas que se deben excluir**: Cuencas como Vaupés-Amazonas y Choco deben ser excluidas y no permitir la explotación de hidrocarburos de ningún tipo en dichas zonas dada su riqueza ecosistémica y su vulnerabilidad.
8. **Regalías para generación de conocimiento**: Se deben garantizar recursos mínimos para impulsar la política de ciencia y tecnología del sector que genera recursos de regalías. Se recomienda destinar mínimo el 50% de los recursos de investigación de regalías a fin de realizar investigaciones que permitan generar conocimiento, que se traduzcan en la elaboración de mejores políticas sectoriales, desarrollar tecnologías que garanticen soluciones energéticas futuras
9. **Conocimiento al servicio del Estado para la toma de decisiones**: Implementar una política de incorporación de personal de alto nivel de conocimiento en áreas técnicas, sociales, ambientales y económicas en diferentes entidades del Estado como ministerios, agencias y corporaciones. Estas personas deben además

contar con un presupuesto para realizar estudios y monitoreos cuando requieran tomar decisiones que exijan el levantamiento de información no disponible. El fortalecimiento institucional es una tarea urgente que debe hacerse en el país si se aspira a logar la competitividad que el mundo de hoy exige. A manera de ejemplo, constituir un equipo de 200 profesionales en diferentes áreas con nivel de doctorado con un presupuesto de 1 millón de dólares cada uno para estudios anuales y con un salario de 20 millones de pesos mensual con 15 salarios al año, cuesta 740 mil millones de pesos que son del orden de 218 millones de dólares, que equivale alrededor de un 2% de lo que percibe el país en impuestos, regalías y transferencias.

Referencias

American Petroleum Institute. (2019). *Hydraulic fracturing best practices*. Obtenido de https://www.api.org/oil-and-natural-gas/wells-to-consumer/exploration-and-production/hydraulic-fracturing/hydraulic-fracturing-best-practices

Arenas-Bautista, M. C. (2019). *Integration of hydrological and economical aspects for water management in tropical regions - Case study Middle Magdalena Valley, Colombia.* Universidad Nacional de Colombia.

Asociación Colombiana del Petróleo. (2014). *Guías de buenas prácticas*. Obtenido de https://acp.com.co/web2017/es/guias-de-buenas-practicas

Asociación Colombiana del Petróleo. (2015). *Informe de desempeño ambiental 2015*. Obtenido de https://acp.com.co/web2017/es/publicaciones-e-informes/informe-ambiental

Asociación Colombiana del Petróleo. (2016). *Informe de gestión social*. Obtenido de https://acp.com.co/web2017/es/publicaciones-e-informes/informe-social

Asociación Colombiana del Petróleo. (2018). *Costos de operación del sector petrolero en Colombia en 2017*. Obtenido de https://acp.com.co/web2017/es/asustos/economicos/199-costos-de-operacion-del-sector-petrolero-en-colombia-en-2017

Asociación Colombiana del Petróleo. (2018). *Todo sobre el fracking.* Retrieved from https://acp.com.co/web2017/es/todo-sobre-el-fracking/824-realmente-sabe-que-es-el-fracking

Asociación Colombiana del Petróleo. (2018). *Yacimientos no convencionales: una oportunidad para Colombia.* Retrieved from https://acp.com.co/web2017/es/asustos/economicos/453-informe-economico-yacimientos-no-convencionales-noviembre-2018/file

Asociación Colombiana del Petróleo. (2019). *Informe estadístico petrolero*. Obtenido de https://acp.com.co/web2017/es/publicaciones-e-informes/informe-estadistico-petrolero

Ba Geri, M., Imgam, A., & Flori, R. (2019). A critical review of using high viscosity friction reducers as fracturing fluids for hydraulic fracturing applications. *Society of Petroleum Engineers*. doi:https://doi.org/10.2118/195191-MS

Banco de la República de Colombia. (2016). *Reportes del emisor - El choque petrolero y sus implicaciones en la economía colombiana.* Obtenido de https://publicaciones.banrepcultural.org/index.php/emisor/article/view/7910

Banco de la República de Colombia. (2019). *Flujos de inversión directa - balanza de pagos.* Obtenido de http://www.banrep.gov.co/es/info-temas-a/2297

Barati, R., & Liang, J. T. (2014). A review of fracturing fluid systems used for hydraulic fracturing of oil and gas wells. *J. Appl. Polym. Sci., 131*(40735). doi:10.1002/app.40735

Brown, M. R., & Ge, S. (2018). Distinguishing fluid flow path from pore pressure diffusion for induced seismicity. *Bulletin of the seismological society of America, 108*(6), 3684-3686. doi:10.1785/0120180149

Caballero, V., Mora, A., Quintero, I., Blanco, V., Parra, M., Rojas, L. E., & López, C. (2013). Tectonic controls on sedimentation in an intermontane hinterland basin adjacent to inversion structures: The nuevo mundo syncline, Middle Magdalena Valley, Colombia. *377*, 315-342. doi:doi.org/10.1144/SP377.12

Cacho, J., Arguero, F., & Cavallero, C. (2019). *Fluidos de fracking para aguas de flowback en operaciones no convencionales.* ACIPET.

Camarillo, M. K., Domen, J. K., & Stringfellow, W. T. (2016). Physical-chemical evaluation of hydraulic fracturing chemicals in the context of produced water treatment. *Journal of Environmental Management*(183), 164-174.

Cander, H. (2012). *Sweet spots in shale gas and liquids plays: prediction of fluid composition and reservoir pressure.* AAPG Annual Convention and Exhibition, Long Beach, California.

Cañas, H., Pérez, O., Ruíz, D., & Herrera, W. (2019). *Modelo hidrogeológico conceptual del Valle Medio del Magdalena, Planchas 108 y 119, Puerto Wilches, Barrancabermeja, Sabana de Torres y San Vicente del Chucurí.* Servicio Geológico Colombiano.

Carter, K. E., Hakala, A. J., & Hammack, R. W. (2013). Hydraulic fracturing and organic compounds uses, disposal and challenges. *Society of Petroleum Engineers*(SPE 165692).

Cháves, S. (2018). Recursos naturales y sociedad. *Vol 4*(1), 32-52. Retrieved from https://doi.org/10.18846 renaysoc.2018.04.04.01.0003

Chin, J. Y., & Batterman, S. A. (2012). VOC composition of current motor vehicle fuels and vapors, and collinearity analyses for receptor modeling. *Chemosphere, 86*(9), 951-958. doi:10.1016/j.chemosphere.2011.11.017

Colborn, T., Kwiatkowski, C., Schultz, K., & Bachran, M. (2011). Natural gas operations from a public health perspective. *Hum. Ecol. Risk Assess., 17*(5), 1039-1056.

Colciencias. (2017). *Los Objetivos de Desarrollo Sostenible en Colombia y el aporte de la ciencia, la tecnología y la innovación.* Obtenido de https://www.colciencias.gov.co/sites/default/files/objetivos_de_desarrollo_sostenible_en_colombia_y_el_aporte_de_la_ctei_2.pdf

Comisión Interdisciplinaria Independiente. (2019). *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.* Bogotá.

Concerned Health Professionals of New York y Physicians for Social Responsability. (2019). *Compendium of Scientific, Medical and Media Findings Demostrating Risks and and Harms of Fracking.*

Congreso de Colombia. (2012). *Ley 1530 de 2012, Artículo 14, Parágrafo Primero*. Obtenido de http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1530_2012.html

Contraloría General de la República. (2017). *Autosuficiencia petrolera en Colombia.* Obtenido de https://www.contraloria.gov.co/documents/463406/484739/Bolet%C3%ADn+Macrosectorial+No.+06+%28pdf%29/f01dfce0-493c-423a-9148-244fce46edc1?version=1.2

Contraloría General de la República. (2018). *Riegos y posibles afectaciones ambientales al emplear la técnica de fracturamiento hidráulico en la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales en Colombia.* Obtenido 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+C

Corte Suprema de la Nación Mexicana. (2014). Protocolo de actuación para quienes imparten justicia en casos con proyectos de desarrollo e infraestructura.

Costa, D., Jesus, J., Branco, D., Danko, A., & Fiúza, A. (2017). Extensive review of shale environmental impacts from scientific literature 2010-2015. *Environmental Science and Pollution Research*.

Dusty, J. D. (2018). *Keystone secrets: Records show widespread use of secret fracking chemicals is a looming risk for Delaware river basin, Pennsylvania Communities.* Partnership for Policy Integrity.

Duván, H., & Lopera, S. H. (2015). *Tesis de Maestría: Estimación de la capacidad de flujo del sistema matriz-fractura de la formación Mirador en la estructura Miche del complejo Pauto en pozos de Piedemonte.* Universidad Nacional de Colombia.

Economipedia. (2019). *División internacional del trabajo*. Obtenido de https://economipedia.com/definiciones/division-internacional-del-trabajo.html

Ecopetrol e Instituto Colombiano del Petróleo. (s.f.). *Metodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción.*

Ecopetrol S.A. (2019). *Reporte Integrado de Gestión Sostenible.* Obtenido de https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/publicaciones/informes-de-gestion-y-sostenibilidad

El Colombiano. (2018). *20 años de Machuca.* Obtenido de https://www.elcolombiano.com/antioquia/masacre-de-machuca-segovia-por-parte-del-eln-cumple-20-anos-XY9515880

El espectador. (2019). La tragedia sigue viva: un año después de la emergencia Lizama 158. Retrieved from https://www.elespectador.com/noticias/nacional/la-tragedia-sigue-viva-un-ano-despues-de-la-emergencia-lizama-158-articulo-842810

El periódico de la energía. (2018). *La transición energética en Alemania, el gran fracaso de Angela Merkel.* Retrieved from https://elperiodicodelaenergia.com/la-transicion-energetica-en-alemania-el-gran-fracaso-de-angela-merkel/

El Tiempo. (2019). *Datos y cifras del atentado contra el oleoducto Caño Limón Coveñas.* Retrieved from https://www.eltiempo.com/colombia/otras-ciudades/datos-y-cifras-del-atentado-contra-el-oleoducto-cano-limon-covenas-326972

Elsner, M., & Hoelzer, K. (2016). Quatitative Survey and Structural Classification of Hydraulic Fracturing Chemicals Reported in Unconventional Gas Production. *Environmental Science and Technology, 50*, 3290-3314.

Estrada, J. M., & Bhamidimarri, R. (2016). A review of the issues and treatment options for wastewater from shale gas extraction by hydraulic fracturing. *Fuel, 182*, 292-303.

Evans, M., Getzinger, G., Luek, J., Hanson, A., McLaughlin, M., Blotevogel, J., . . . Mouser, P. J. (2019). In situ transformation of ethoxylate and glycol surfactants by shale-colonizing microorganisms during hydraulic fracturing. *The ISME Journal, 13*, 2690-2700.

Fedesarrollo. (2018). *La contribución del petróleo al desarrollo de Colombia. Mirada a las regiones productoras.* Retrieved from https://www.repository.fedesarrollo.org.co/handle/11445/3562

Fetter, T. R. (2018). *Fracking,Toxics and Disclosure.* Duke University Energy Initiative.

Fracking Inquiry. (2018). *Scientific inquiry into hydraulic fracturing in the Northern Terrotory.* Obtenido de https://frackinginquiry.nt.gov.au/inquiry-reports?a=494327

Fu, C., & Liu, N. (2019). Waterless fluids in hydraulic fracturing: A review. *Journal of natural gas science and engineering*(67), 214-224.

Gallegos, T., Varela, B., Haines, S., & Engle, M. (2015). Hydraulic fracturing water use variability in the United States and potential environmental implications. *Water Resources Research, 51*(7), 5839-5845. Obtenido de https://agupubs.onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/2015WR017278

Gross, S. A., Avens, H. J., Banducci, A. M., Sahmel, J., Panko, J. M., & Tvermoes, B. E. (2013). Analysis of BTEX groundwater concentrations from surface spills associated with hydraulic fraturing operations. *J. Air Waste Manag. Assoc, 63*, 424-432. doi:http://dx.doi.org/10.1080/10962247.2012.759166

Grupo Banco Mundial. (2019). *Emisiones de gases de efecto invernadero totales (kt de equivalente de CO2)*. Retrieved from https://datos.bancomundial.org/indicador/EN.ATM.GHGT.KT.CE

Guerrero, J., & Sarmiento, G. (1996). Estratigrafía física, palinológica, sedimentológica y secuencial del Cretácico superior y Paleoceno del Piedemonte llanero, Implicaciones en exploración petrolera. *Geología colombiana*(20), 3-66.

Gutiérrez, Z., & Lopera, S. H. (2015). *Tesis de Maestría: Efecto del espaciamiento y longitud de fracturas sobre la permeabilidad de un yacimiento naturalmente fracturado: Caso Piedemonte llanero colombiano.* Universidad Nacional de Colombia.

Hashem, M. S., & Guggemos, A. (2015). A literature survey of the fracking economic and environmental implications in the United States. *Procedia engineering, 118*, 169-176.

Hashimoto, T., Loucks, D. P., & Stedinger, J. R. (1982). Reliability, resiliency, robustness, and vulnerability criteria for water resource system. *Water resource research, 18*(1), 14-20. Obtenido de http://pure.iiasa.ac.at/id/eprint/1870/1/RR-82-40.pdf.

Hedberg, A. (2017). *Germany´s energy transition: making it deliver.* European Policy Centre.

Hoelzer, K., Sumner, A. J., Karatum, O., Nelson, R. K., Drollete, B. D., & O´Connor, M. P. (2016). Indications of transformations products from hydraulic fracturing additives in shale-gas wastewater. *Environ. Sci. Technol., 50*, 8036-8048.

IDEAM, PNUD, MADS, DNP, CANCILLERÍA. (2018). *Segundo Informe Bienal de Actualización de Colombia a la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC).* Retrieved from http://www.ideam.gov.co/documents/24277/77448440/PNUD-IDEAM_2RBA.pdf/ff1af137-2149-4516-9923-6423ee4d4b54

Instituto Colombiano de Normas Técnicas. (2014). *Guía Técnica Colombiana de Buenas Prácticas Sociales para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos.*

Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. (2015). *Inventario Nacional de Gases Efecto Invernadero (GEI) Colombia.* Retrieved from http://www.cambioclimatico.gov.co/inventario-nacional-de-gases-efecto-invernadero

Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. (2018). *Estudio Nacional del Agua*. Obtenido de http://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/bvirtual/023858/023858.html

International Association of Oil and Gas Producers. (2016). *Managing naturally ocurring radioactive material (NORM) in the oil and gas industry*. Obtenido de https://www.iogp.org/bookstore/product/412/

International Organization for Standardization. (2019). *International Association of Oil and Gas Producers IOGP in Cooperation with ISO*. Obtenido de https://www.iso.org/organization/297457.html

Jackson, R. B., Vengosh, A., Carey, J. W., Davies, R. J., Darrah, T. H., Sullivan, F., & Petron, G. (2014). The environmental costs and benefits of fracking. *Annu. Rev. Environ. Resour., 39*, 327-362. doi:10.1146/annurev-environ-031113-144051

Jarvie, D. M. (2012). Shale resource systems for oil and gas: Part 1 - Shale gas resource systems in J.A. Breyer, ed., Shale reservoirs - Giants resources for the 21st century., *Memoir 97*, págs. 69-87.

Johansson, B. (2013). A broadened typology on energy and security. *Energy*. Obtenido de http://doi.org/10.1016/j.energy.2013.03.012

Johnson, H., & Doré, A. G. (2001). Unconventional oil and gas resources and the geological storage of carbon dioxide: overview . *Geological Society, Series 7*, 1061-1063.

Kefi, S., Lee, J., Nuñez, A., Parlar, M., Powers, B., Roy, A., & Twynan, A. (2005). *Expanding applications for viscoelastics surfactants.* Oilfield Review.

Khan, A. (2013). *Political implications of shale energy.*

Labani, M., & Rezaee, R. (2015). *Petrophysical Evaluation of Gas Shale Reservoirs. In Fundamentals of Gas Shale Reservoirs.*

Lei, X., Wang, Z., & Su, J. (2019). The December 2018 ML5.7 and January 2019 ML 5.3 earthquakes in South Sichuan Basin induced by shale gas hydraulic fracturing. *Seismological research letters, 90*, 1121-1130. doi:doi:10.1785/0220180268

Leusch, F., & Bartkow, M. (2010). *A short primer on benzene toluene, ethylbenzene and xylenes (BTEX) in the environment and in hydraulic fracturing fluids.* Smart Water Research Center.

Leyva, S., Herrera, B., & Cadena, A. (2014). Actualización de escenarios de oferta y demanda de hidrocarburos en Colombia. *Revista de Ingeniería Universidad de los Andes*(40), 68-80.

Li, L., Al-Muntasheri, G. A., & Liang, F. (2016). A review of crosslinked fracturing fluids prepared with produced water. *Petroleum, 2*(4), 313-323. doi:https://doi.org/10.1016/j.petlm.2016.10.001

Li, W., Liu, J., Tian, J., Li, L., Zhang, M., Jia, J., . . . Jiang, J. (2019). A critical review of the applications of nanomaterials in frac fluids: The state of the art and challenges. *Society of Petroleum Engineers*. doi:https://doi.org/10.2118/195029-MS

Lopera , S. H. (2005c). La politique pétrolière colombienne des 20 dernières années et le besoin de la repenser. *Problèmes d'Amérique Latine : Les hydrocarbures dans les Amériques, les nouvelles regles du jeu*, 57-58.

Lopera, S. (2007). *El capital natural crítico y la deuda ecológica.* VII Seminario de desarrollo sostenible, energía y paz.

Lopera, S. (2013). *Análisis petrofísicos básicos y especiales, notas de clase.*

Lopera, S. H. (2005a). *Tesis Doctorale Extration pétrolière et politique énergétique durable : Le cas colombien.* Université Pierre Mendes France (Grenoble II), École Doctorale D'Économie.

Lopera, S. H. (2005b). Petróleo y sostenibilidad energética: Caso colombiano. *Revista de la Facultad de Economía BUAP*.

Lopera, S. H. (2008). Renta petrolera, depreciación del capital natural y sostenibilidad energética. *Conferencia internacional sobre mercados energéticos*, (p. 16).

Lopera, S. H. (2011). *Sostenibilidad o sostenibilidades: El problema de pensar la sostenibilidad local.* Seminario Latinoamericano de pensamiento ambiental y hábitat.

Lopera, S. H., & Vera, L. D. (2013). Sostenibilidad local: Una apuesta para zonas de explotación petrolera en el marco de la responsibilidad social empresarial. *Acipet*.

Luek, J., & Gonsior, M. (2017). Organic compounds in hydraulic fracturing fluids and wastewaters: A review. *Water Research*(213), 536-548.

Lutz, B. D., Aurana, N. L., & Martin, W. D. (2013). Generation, transport, and disposal of wastewater associated with Marcellus shale gas development. *Water Resources Research, 49*, 1-10.

Maguire-Boyle, S. J., & Barron, A. R. (2014). Organic compunds in produced waters from shale gas wells. *Environ. Sci. Process Impacts, 16*(10), 2237-2248.

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2010). *Gestión integral del recurso hídrico*. Obtenido de http://www.minambiente.gov.co/index.php/gestion-integral-del-recurso-hidrico

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2014). *Plan de participación ciudadana*. Retrieved from http://www.minambiente.gov.co/images/Atencion y particpacion al_ciudadano/Plan de_Participación_Ciudadana_MADS.pdf,(página consultada el 5 noviembre de 2019)

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2017). *Cambio climático*. Obtenido de http://www.minambiente.gov.co/index.php/cambio-climatico

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2017). *Política Nacional de Cambio Climático*. Obtenido de http://www.minambiente.gov.co/index.php/politica-nacional-de-cambio-climatico

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2019). *Bosques, biodiversidad y servicios ecosistémicos*. Obtenido de http://www.minambiente.gov.co/index.php/bosques-biodiversidad-y-servicios-ecosistematicos

Ministerio de Minas y Energía. (2018). *Plan Integral del Cambio Climático para el Sector Minero Energético*. Obtenido de https://www.minenergia.gov.co/plan-integral-cambio-climatico

Ministerio de Minas y Energía. (2019). *Reglamentación técnica*. Obtenido de https://www.minenergia.gov.co/reglamentacion-tecnica

Montes, C. (2018). La incertidumbre climática y el dilema energético colombiano. *Rev. Acad. Colomb. Cienc., 42*(165), 392-401. Obtenido de http://dx.doi.org/10.18257/raccefyn.664

Naciones Unidas. (2018). La agenda 2030 y los objectivos de desarrollo sostenible: una oportunidad para América Latina y el Caribe. (Rev 3).

Nuñez, A. J. (2018). *Evaluación de nanointermedios compuestos por SiO2 funcionalizados con nanopartículasmagnéticas a escala industrial para la optimización de la remoción de hidrocarburos del agua de producción de la cuenca del Putumayo.* Tesis de Maestría, Universidad Nacional de Colombia, Medellín.

O'Connor, P. A. (2010). *Energy transitions. The Frederick S. Pardee Center for the Study ofthe Longer-Future Boston University.* Obtenido de https://www.bu.edu/pardee/files/2010/11/12-PP-Nov2010.pdf

Omeiza, A. A., & Samsuri, A. (2014). Viscoelastic surfactants application in hydraulic fracturing, its setback and migration: An overview. *ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences, 9*(1).

Pachauri, R. K., & Meyer, L. A. (2014). *Climate change 2014: Synthesis report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.* IPCC, Geneva.

Passey, Q. R., Bohacs, K. M., Esch, W. L., Klimentidis, R., & Sinha, S. (2010). From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing Shale Reservoir – Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional Shale-Gas Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers*, *131350.*

Peña-Haro, S., Pulido-Velazquez, M., & Llopis-Albert, C. (2011). Stochastic hydro-economic modeling for optimal management of agricultural groundwater nitratepollution under hydraulic conductivity uncertainty. *Environmental modelling and software, 26*(8), 999-1008. doi:https://doi.org/10.1016/j.envsoft.2011.02.010

Pollyea, R. M. (2019). *High density oilfield wastewater disposal causes deeper, stronger and more persistent earthquakes.* Nature communications. doi:DOI: 10.1038/s41467-019-11029-8

Proyecto MEGIA. (2019). *Modelo multiescala de gestión integral del agua con análisis de incertidumbre de la información para la realización de la evaluación ambiental estratégica EAE del subsector de hidrcarburos en el Valle del Magdalena Medio 2018-2021.* Universidad Nacional de Colombia, Colciencias, Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Pulido-Velazquez, D., Garrote, L., Andreu, J., Martin-Carrasco, F., & Iglesias, A. (2011). A methodology to diagnose the effect of climate change and to identify adaptive strategies to reduce its impacts in conjunctive-use systems at basin scale. *Journal of hydrology, 405*(1-2), 110-122. doi:https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2011.05.014

Restrepo, A., & Lopera, S. H. (2016). *Tesis de Maestría: Estudio del efecto acoplado del esfuerzo efectivo hidrostático y el número capilar en las cuervas de permeabilidad relativa agua-aceite de núcleos naturalmente fracturados.* Universidad Nacional de Colombia.

Revista Semana. (2019). *Voladuras: una cruda arma de guerra.* Obtenido de http://especiales.sostenibilidad.semana.com/voladuras-de-oleoductos-en-colombia/index.html

Rezaee, R. (2015). *Fundamentals of shale reservoirs.* John Wiley & Sons.

Rodriguez, R. S., & Soeder, D. J. (2015). Evolving water management practices in shale oil & gas development. *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*(10), 18-24.

Rogelj, J., Foster, P. M., & Kriegler, E. (2019). Estimating and tracking the remaining carbon budget for stringent climate targets. *Nature, 571*, 335-342. doi:10.1038/s41586-019-1368-z

Rogers, J. D., Burke, T. L., Osborn, S. G., & Ryan, J. N. (2015). Framework for identifying organic compounds of concern in hydraulic fracturing fluids based on their mobility and persistence in groundwater. *Environmental Science Technology, 6*, 158-164.

Sarmiento, G., Puentes, J., & Sierra, C. (2015a). Estratigrafía y petrofacies de la formación La Luna en el sinclinal del Nuevo Mundo, Valle Medio del Magdalena. *Geología Norandina*(12), 21-40.

Sarmiento, G., Puentes, J., & Sierra, C. (2015b). Evolución geológica y estratigráfica del sector norte del Valle Medio del Magdalena. *Geología Norandina*(12), 51-82.

Scanlon, B. R., Weingarten, M. B., Murrey, K. E., & Reedy, R. C. (2018). Managingbasin-scale fluid budgets to reduce injection-induced seismicity from the recent US shale oil revolution. *Seismological research letter, 90*(1). doi:10.1785/0220180223

Servicio Geológico Colombiano. (2019). *Mapa geologico de Colombia escala 1:2.000.000.*

Shanley, K. W., Cluff, R. M., & Robinson, J. W. (2004). Factors controlling prolific gas production from low permeability sandstone reservoirs: implications for resource assessment, prospect development, and risk analysis. *AAPG, Bulletin 88*, 1083-1121.

Sovacool, B. K., & Mukherjee, I. (2011). Conceptualizing and measuring energy security: a synthesized approach. *Energy*. Obtenido de http://doi.org/10.1016/j.energy.2011.06.043

Stocker, T. F., Qin, D., Plattner, G. K., Tignor, M., Boschung, J., & Nauels, A. (2013). *Climate change 2013: The physical science basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.* Cambridge University Press.

Stringfellow, W. T., & Camarillo, M. K. (2019). Flowback verses first-flush: new information on the geochemistry of produced water from mandatory reporting. *Environmental Science: Processes and Impacts*. doi:10.1039/C8EM00351C

Stringfellow, W. T., Domen, J. K., Camarillo, M. K., Sandelin, W. L., & Borglin, S. (2014). Physical, chemical and biological characteristics of compounds used in hydraulic fracturing. *J. Hazard Mater, 275*, 37-54. doi:http://dx.doi.org/10.1016/j.jhazmat.2014.04.040

Sun, Y., Wang, D., Tsang, D., Wang, L., Sik, Y., & Feng, Y. (2019). *A critical review of risks characteristics and treatments strategies for potentially toxic elements in wastewaters from shale gas extraction.*

The Academy of Medicine, Engineering and Science of Texas. (2017). *Environmental and community impacts of shale developments in Texas.* doi:10.25238/TAMESTstf.6.2017

Tollefson, J. (2017). Trump pulls United States out of Paris climate agreement. *Nature news, 546*(7657), 198.

Torres, L., Prakash, O., & Khana, E. (2016). A review on risk assessment techniques for hydraulic fracturing water and produced water management implemented in onshore unconventional oil and gas production. *Science of the total environment*(539), 478-493.

UNFCCC. (2015). *Paris Agreement.* Obtenido de http://unfccc.int/files/essential_ background/convention/application/pdf/english_paris_agreement.pdf

United States Energy Information Administration. (2016). *Trends in U.S. oil and natural gas upstream cost*. Obtenido de https://www.eia.gov/analysis/studies/drilling/

United States Environmental Protection Agency. (2004). *Evaluation of impacts to underground sources of drinking water by hydraulic fracturing of coalbed methane reservoirs.*

United States Environmental Protection Agency. (2012). *EPA's Study of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas and Its Potential Impact on Drinking Water Resources.* Obtenido de https://www.epa.gov/hfstudy

United States Environmental Protection Agency. (2014). *Permitting Guidance for Oil and Gas Hydraulic Fracturing Activities Using Diesel Fuels.*

US Energy Information Administration. (2013). *Independent statistics and analysis.* Obtenido de http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/early_production.cfm

USDOE. (2014). Environmental impacts of unconventional natural gas development and production.

Vargas, C. A. (2012). Evaluating total yet-to-find hydrocarbon volume in Colombia. *Earth Sciences Research Journal, Vol. 16*, 1-246.

Vieth-Hillebrand, A., & Schmid, F. E. (2015). *Review of the composition of operational fluids and flowback water in hydraulic fracturing.*

Waxman, H. A., Markey, E. J., & DeGette, D. (2011). *Chemicals used in hydraulic fracturing.* United States House of Representatives, Committee on Energy and Commerce.

Wessels, S. A., De la Peña, A., Kratz, M., Williams-Stroud, S., & Jbeili, T. (2011). Identifying faults and fractures in unconventional reservoirs through micro seismic monitoring. *First break, 29*, 99-104.

Yánez, E. E., Gualdrón, M. A., & Bylin, C. (2014). *Ecopetrol. Instituto CMetodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción.* Instituto Colombiano del Petróleo.

Yekeen, N., Padmanabhan, E., Idris, A. K., & Chauhan, P. S. (2019). Nanoparticles applications for hydraulic fracturing of unconventional reservoirs: A comprehensive review of recent advances and prospects. *Journal of Petroleum Science and Engineering, 178*, 41-73.

Yergin, D. (1991). *La historia del petróleo.* Vergara editores.

Zhao, X. Z., Li, J., Wu, W. T., Cao, Q., Bai, Y., & Er, C. (2019). The petroleum system: A new classification scheme based on reservoirs qualities. *Petroleum science, 16*, 229-251. Obtenido de https://doi.org/10.1007/s12182-018-0286-2

Ziemkiewicz, P. F., & He, T. (2015). Evolution of water chemistry during Marcellus shale gas development: A case study in West Virginia. *Chemosphere, 134*, 224-231.

Firma de peritos autores del concepto

Pedro Nel Benjumea Hernández, Ingeniero de Petróleos, Magister en Ingeniería del Gas Natural, Doctor en Ingeniería. Matricula profesional No. 1172 del Consejo Profesional de Ingeniería de Petróleos.

Sergio Hernando Lopera Castro, Ingeniero de Petróleos, Magister en Economía Internacional, Magister en Ciencias Económicas y Sociales, Doctor en Economía Aplicada. Matricula profesional No. 2534 del Consejo Profesional de Ingeniería de Petróleos.

Gustavo Adolfo Sarmiento Pérez, Geólogo, Doctor en Geociencias. Matricula profesional No. 282 del Consejo Profesional de Geología.