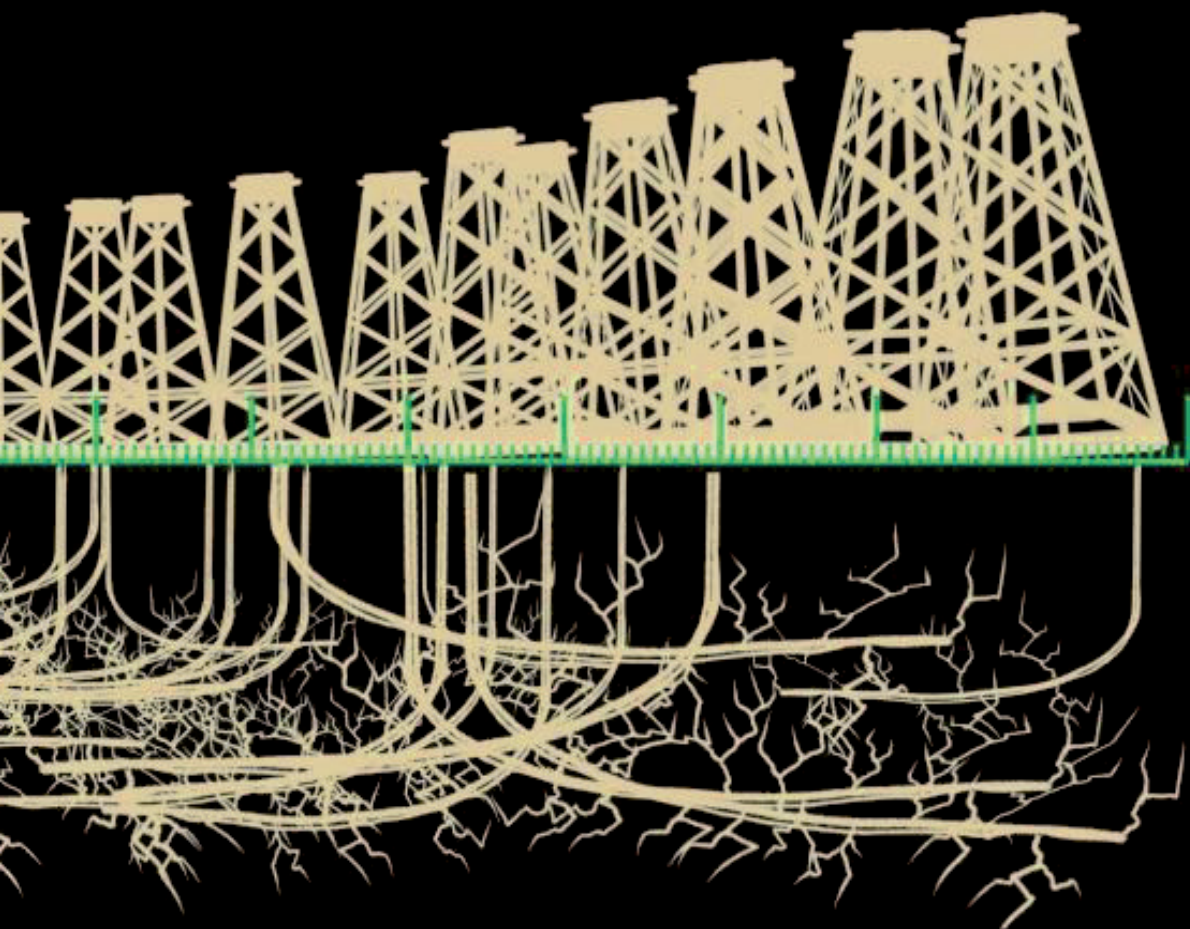


La inviabilidad del *fracking* frente a los retos del siglo XXI



Coordinación editorial

Natalia Orduz Salinas

Coordinadora del programa ecología
y sustentabilidad de la Fundación
Heinrich Böll, Oficina Bogotá – Colombia.

Autores y autoras

Andrés Gómez O.

Ambientalista y agricultor ecológico,
ingeniero de petróleos, especialista en
Energía Geotérmica y Magíster
en escrituras creativas.

Álvaro Pardo

Economista especializado en Derecho
Minero-Energético y Derecho
Constitucional.

Julio Fierro Morales

Geólogo MSc Geotecnia, aprendiz
de los impactos del extractivismo.
Corporación Geoambiental Terrae.

La inviabilidad
del *fracking* frente
a los retos del siglo XXI

Bogotá, D. C.
2019

La inviabilidad del *fracking* frente a los retos del siglo XXI

© Fundación Heinrich Böll, Oficina Bogotá - Colombia

© Alianza Colombia libre de fracking

ISBN: 978-958-56503-4-3



Publicación con licencia Creative Commons CC BY-NC-ND 2.5 CO
Atribución-NoComercial-SinDerivadas

**Fundación Heinrich Böll,
Oficina Bogotá - Colombia**
Calle 37 No. 15-40, Bogotá
Teléfono: (+57) 1 371 9111
co-info@co.boell.org
co.boell.org
Representante: Florian Huber

Alianza Colombia libre de *fracking*
colombialibredefracking@gmail.com
www.colombialibredefracking.wordpress.com
Twitter: @ColombiaNoFrack

Primera edición
Noviembre de 2019

Impresión y acabados
Alternativa Gráfica Ltda.

Portada
Friends of the Earth (England, Wales and Northern Ireland)
<https://friendsoftheearth.uk>

Número de ejemplares: 1.000
Impreso y hecho en Colombia /Printed and made in Colombia

Autores y autoras

Andrés Gómez O.
Álvaro Pardo
Julio Fierro Morales
Óscar Puerta Luchini
Tatiana Roa Avendaño
Corporación Podion - Programa Socioambiental
Héctor Herrera Santoyo

Edición

Fundación Heinrich Böll.
Oficina Bogotá - Colombia

Coordinación editorial

Natalia Orduz Salinas

Colaboración editorial

Ángela Valenzuela Bohórquez

Revisión de textos

Luisa María Navas Camacho

Diseño gráfico

Rosy Botero

Este documento puede ser descargado gratuitamente en <http://co.boell.org>

Los textos que aquí se publican son de exclusiva responsabilidad de sus autores y autoras y no expresan necesariamente el pensamiento ni la posición de la Fundación Heinrich Böll, Oficina Bogotá - Colombia.

Contenido

Prólogo	5
<i>Fracking: la intensificación de un modelo decadente que nos impide mirar al presente. Andrés Gómez O.</i>	11
Emergencia climática: la responsabilidad de la industria de los combustibles fósiles	14
Cien años de explotación de hidrocarburos: la promesa de desarrollo que convierte al Magdalena Medio en territorio de sacrificio	17
Energía extrema en un territorio vulnerable	22
<i>Fracking: el mayor obstáculo para la transición</i>	35
Referencias bibliográficas	40
La inviabilidad económica del <i>fracking</i>, subsidios estatales y crisis fiscal en Colombia. Álvaro Pardo	47
Estructura de costos de un pozo de <i>fracking</i> en Estados Unidos	50
Bancarrota de empresas en Estados Unidos	54
Viabilidad económica del <i>fracking</i> en Colombia	56
Impuestos y beneficios tributarios del sector de hidrocarburos	57
Otros beneficios del sector de hidrocarburos	64
Contratos de concesión petrolera	65
<i>Fracking</i> , finanzas públicas y los riesgos de Ecopetrol	66
Referencias bibliográficas	70
FRACKing viene de FRACTURA. Julio Fierro Morales	75
El estudio de fracturas naturales	76
Los sismos naturales y los inducidos	77
Contaminación de aguas	79
La falta de ética del <i>fracking</i>	81
Referencias bibliográficas	83

Agua y fracking. Óscar Puerta Luchini	87
La preocupación por el uso del agua	90
Demanda del agua para el <i>fracking</i>	91
¿De dónde proviene el agua para el <i>fracking</i> ?	93
Características de los fluidos de inyección y de retorno	95
El manejo y tratamiento de los fluidos	97
La alteración de la calidad y la disposición, como afectaciones al ciclo del agua	99
Los riesgos	100
Referencias bibliográficas	103
Sin licencia social en Colombia. Tatiana Roa Avendaño	107
Antesala	107
¿Qué da lugar a esta expresión social?	109
Moratoria de hecho	112
Referencias bibliográficas	114
La ley del embudo. Vacíos y ambigüedades en materia de yacimientos no convencionales. Corporación Podion - Programa Socioambiental	117
Exxon Mobil y el VMM37	119
Drummond y los yacimientos no convencionales	123
Referencias bibliográficas	125
Estatus jurídico del fracking en el mundo, en perspectiva de derecho ambiental y derechos humanos. Héctor Herrera-Santoyo	127
Perspectivas de derecho ambiental y de derechos humanos	127
Norteamérica	128
Europa	130
Latinoamérica	133
África y Australia	134
Pronunciamientos internacionales	135
Conclusión	137
Referencias bibliográficas	138

Prólogo

En el libro *La prohibición del fracking como un asunto de política pública*, escrito entre nueve autores de distintas disciplinas y publicado a principios de 2019 por la Fundación Heinrich Böll y la Asociación Interamericana por la Defensa del Ambiente (AIDA), sostuvimos que las decisiones sobre la exploración y explotación de yacimientos no convencionales tocan distintas aristas de interés público y, por lo tanto, deben tomarse sobre la base del respeto a una amplia gama de actores y argumentos. El libro propuso enfoques diversos en esta discusión como los de la crisis climática, el principio de precaución, la construcción de paz en una región históricamente afectada por el conflicto armado y por pasivos ambientales y los efectos de la dependencia a los hidrocarburos en la salud económica del país.

En ese primer libro narramos los antecedentes de la discusión política y jurídica del *fracking* en Colombia. Allí se mapean los países y regiones que han establecido prohibiciones y moratorias a esta técnica y se describe el proceso de movilización ciudadana y su incidencia en decisiones públicas. La normatividad que sustenta al fracturamiento hidráulico en Colombia se encuentra todavía en disputa: sigue suspendida por el Consejo de Estado en Colombia como medida cautelar, mientras este órgano toma una decisión de fondo. En este nuevo libro, reiteramos que el debate no es solo técnico, sino, también, político y, en esa medida, debe salvaguardarse su carácter democrático y plural.

En este nuevo libro, siete autores exponen argumentos sobre la inviabilidad del *fracking* en torno a los retos del siglo XXI: la crisis climática, la extinción masiva de especies biológicas y el exterminio de culturas ancestrales en todo el planeta, la degradación del agua, los suelos y el aire y el

crecimiento, tanto de los conflictos socioambientales con expresiones armadas en muchos lugares del mundo, como de las desigualdades socioeconómicas, entre muchos otros. La crisis civilizatoria nos aboca a formularnos preguntas y diseñar estrategias para construir sociedades post petroleras que logren revertir las tendencias de destrucción de la naturaleza y de conflictividad social y logren basarse en formas sustentables, justas y diversas de relacionamiento entre humanos, con la energía y los territorios.

La perspectiva de este libro es optimista: hoy existen la información, la tecnología y la fuerza social necesarias para dar un giro histórico a la altura de los retos del siglo y capaz de garantizar un futuro que cierre las brechas que hemos abierto entre humanos, pero también con la naturaleza. Una condición necesaria es abandonar las formas extremas de extracción de energía, es decir, aquellas que implican altos costos climáticos, territoriales y humanos (en salud pública y conflictividad social) a cambio de poca energía extraída. Las mentes brillantes que hoy se concentran en este debate, tanto a favor como en contra de esta técnica, deben transitar pronto al ambicioso pero imperativo proyecto de pensar y desarrollar nuevas formas de producción, uso y relacionamiento con la energía. Hoy, que el *fracking* sigue siendo un riesgo en nuestro país, brindamos nuevas luces sobre partes aún opacas del debate. Este libro cuenta con las siguientes contribuciones de diferentes autores que muestran la inviabilidad del *fracking* desde perspectivas múltiples:

El ingeniero de petróleos Andrés Gómez ubica la discusión sobre el *fracking* tanto en la creciente crisis climática global –en la que la industria de combustibles fósiles tiene una responsabilidad mayúscula–, como en la vulnerabilidad de las regiones en las que pretende llevarse a cabo –que cargan con un siglo de pasivos ambientales de la explotación petrolera–. Permitir el *fracking* significa seguir por un camino que aleja al país de su compromiso adquirido en el Acuerdo de París de contribuir de manera efectiva con los esfuerzos globales de limitar el calentamiento global y fortalecer la resiliencia en los territorios. Adicionalmente, es una técnica profundamente ineficiente y riesgosa. A diferencia de los pozos convencionales, los de *fracking* se agotan al cabo de poco tiempo, por lo que es necesaria la perforación de muchos de ellos, con altísimos usos de territorio, agua, arenas e infraestructura. El *fracking*, señala el autor, es una técnica que profundiza un modelo anacrónico y contaminante y que desvía a los gobiernos y a las sociedades de su decisión de hacer una transición energética posible tecnológica y económicamente.

El economista Álvaro Pardo desmitifica la idea de que el *fracking* ha sido exitoso económicamente en Estados Unidos. Muestra argumentos desconocidos en nuestro país, como la tendencia, allá, de reducción y cierre de empresas que realizan *fracking* (en 2018, quebraron 28 y ocurrió lo mismo con otras 26 en los primeros ocho meses de 2019). Entre otras razones, dice el autor, el derrumbe de las compañías se debió a que el 76,5 % de los costos de los proyectos se relaciona con la descontaminación del agua. En ese país la normatividad es más exigente que en Colombia, en donde surge la razonable preocupación de que, ante la debilidad institucional, las empresas intenten reducir estos costos y los daños sean heredados por las comunidades y mitigados, en el mejor de los casos, con recursos públicos. Pardo señala, además, que el Estado colombiano ha brindado un amplísimo número de beneficios tributarios al sector petrolero que, más que estimular su actividad, lo que ha hecho es subsidiarlo y trasladar la carga impositiva a la ciudadanía. El Estado reemplazó los contratos de asociación petrolera por los de concesión, en los que Colombia les compra el crudo a las empresas a precio internacional. Esta situación se agravaría con el *fracking* dado que a las compañías que lo llevarían a cabo legalmente se les exigiría un 40 % menos de regalías que la que se obtiene por explotación de yacimientos convencionales.

El geólogo Julio Fierro Morales describe el proceso de fracturamiento en los yacimientos no convencionales. La conformación de estas rocas, señala Fierro, es compleja, llena de discontinuidades y formas heterogéneas. Sus respuestas no lineales dificultan una modelación capaz de prever los riesgos de que las fracturas hidráulicas alcancen las naturales y contaminen acuíferos que pueda necesitar la humanidad más adelante o que puedan generar sismos de magnitudes considerables. El agua inyectada está, además, acompañada de productos químicos que reducen la fricción y matan todas las formas de vida. Este líquido se une con sustancias tóxicas de la misma roca y conforma el fluido de retorno, cuya disposición final nunca está exenta de riesgos. La integridad de los pozos no está tampoco garantizada, como lo muestran experiencias en Estados Unidos y México.

El ingeniero civil Óscar Puerta Lucchini explica la afectación al agua en todo el ciclo de vida del proyecto. Puerta expone que, en Estados Unidos, el consumo de agua en el *fracking* aumenta de manera muy considerable con el tiempo, lo que lo hace una tecnología muy intensiva en su uso. Muestra cómo el agua que se usa para el *fracking* proviene de ríos, quebradas, lagos, ciénagas y fuentes subterráneas que no implican mayores costos de transporte

para las empresas y que la reutilización de aguas es bastante menor de lo que se suele presentar, porque solo una fracción inferior a la mitad retorna a la superficie. Puerta Lucchini señala que es difícil conocer la composición de las mezclas inyectadas en los pozos porque, con frecuencia, las empresas se cobijan bajo la prerrogativa de información comercial confidencial, pero que existe evidencia confiable de que esa composición puede contener sustancias peligrosas por toxicidad o carcinogénicas. Por lo general, estos fluidos se vierten en la superficie (cuerpos de agua), se reúsan o se inyectan. Esta última es la opción preferida por las empresas, pero genera riesgos de contaminación en el largo plazo por derrames o fugas e implica modificaciones en el ciclo natural del agua, como se ha reportado en Estados Unidos.

La ambientalista Tatiana Roa, graduada en ingeniería de petróleos, hace un recorrido por las expresiones del robusto movimiento social que en Colombia se ha formado en contra del *fracking* en Colombia y que ha logrado posicionar sus argumentos en espacios en diferentes niveles y en ámbitos jurídicos, de comunicaciones y políticos. Los Proyectos Pilotos de fracturamiento hidráulico que se pretenden impulsar carecen de un marco legal y generan muchas dudas sobre su magnitud e impacto y por la representatividad de los riesgos que, por lo general, se experimentan en otras escalas espaciales y temporales. Esa reacción social se caracteriza, en gran parte, por ser una respuesta a las falsas promesas del desarrollo y a los pasivos ambientales dejados por un siglo de explotación petrolera; por la crítica contra un modelo que no contribuye a la construcción de paz, dado que estimula la conflictividad social, y por la formación de la Alianza Colombia Libre de *Fracking* que ha logrado una moratoria de hecho y jurídica en Colombia e invita a la construcción de paz a partir de la reconciliación entre los seres humanos y la naturaleza.

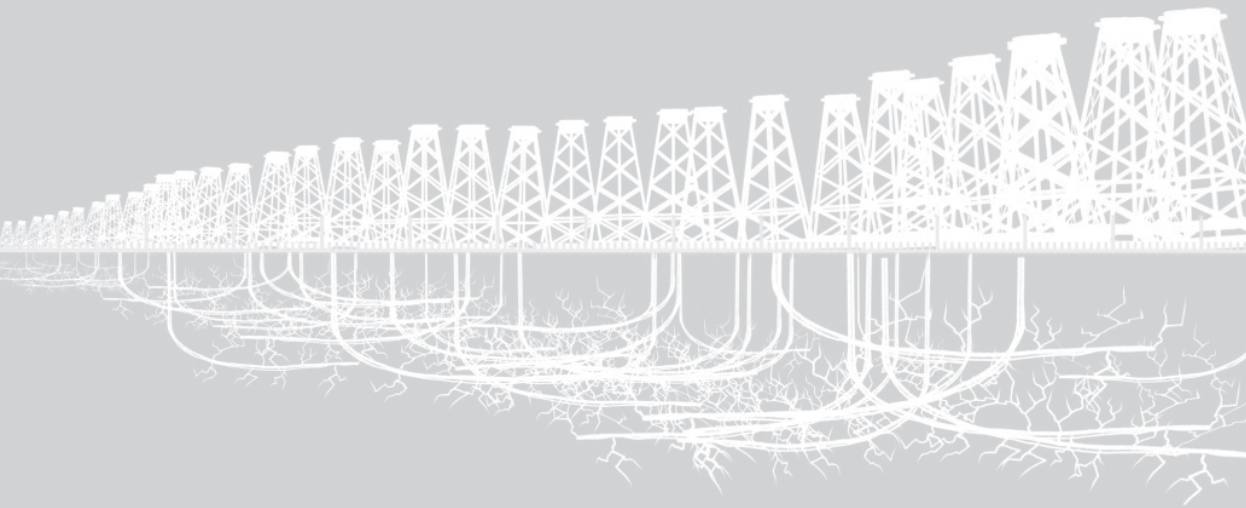
Por su parte, el Programa Socioambiental de la Corporación Podion analiza en detalle la situación jurídica de los Proyectos Piloto de Investigación Integral que propuso la Comisión de Expertos nombrada por el gobierno nacional y a los que dio luz verde el Consejo de Estado a pesar de mantener suspendida la normatividad como medida cautelar mientras decide de fondo. Los autores arrojan cuestionamientos a actuaciones administrativas que han generado expectativas para hacer *fracking* sin que esta técnica esté aprobada en el país, como en el caso de adjudicación de bloques petroleros para yacimientos no convencionales en Puerto Wilches a la empresa Exxon Movil. Muestran cómo, de hecho, la empresa Drummond realiza *fracking* con una licencia ambiental que no fue suspendida a pesar de que la normatividad en la que se sustenta sí lo fue.

Finalmente, el abogado Héctor Herrera hace un minucioso recorrido por los países y regiones que han establecido moratorias y prohibiciones al *fracking*. Esta perspectiva nos recuerda, al final del libro, el carácter global de esta discusión y el consenso creciente en torno a la prohibición de esta técnica para abrir nuevos derroteros energéticos que no signifiquen sentenciar a las futuras generaciones a un planeta sin condiciones de vida digna.

Como en el libro anterior, en este enfatizamos en que la prohibición del *fracking* debe ser parte de una ambiciosa política pública de transición energética; una transición justa y efectiva en materia de independizar los diferentes sectores de la economía y la vida ciudadana de los combustibles fósiles y que contribuya a limitar el calentamiento global a 1,5 grados centígrados. Esta transición es una oportunidad para la construcción de paz y el fortalecimiento de la resiliencia natural, cultural y social. Por eso, debe hundir sus raíces en los principios constitucionales de la participación, la diversidad, la equidad y la autonomía, para, así, marcar un derrotero distinto al del extractivismo actual.

Natalia Orduz Salinas

Coordinadora del programa ecología y
sustentabilidad de la Fundación Heinrich Böll,
Oficina Bogotá - Colombia.



Fracking: la intensificación de un modelo decadente que nos impide mirar al presente

Andrés Gómez O.¹

La propuesta de hacer estudios *piloto de investigación* para la explotación de yacimientos no convencionales (YNC) de petróleo y gas mediante la técnica del *fracking* va en contravía de la necesidad urgente de construir, como lo exige la emergencia climática a la que nos enfrentamos, acuerdos para la implementación de una transición energética en Colombia a energías renovables. Insistir en el *fracking* en un territorio megadiverso y altamente vulnerable a los efectos del cambio climático, es no entender la dimensión histórica de nuestra situación como sociedad planetaria: un momento que exige una acción inmediata para la transformación de nuestros modos de producción y consumo de energía por otros sustancialmente menos intensivos y alejados de los combustibles fósiles causantes del calentamiento global. Prohibir el *fracking* es, en cambio, una oportunidad para aprovechar los combustibles fósiles de yacimientos convencionales en la perspectiva de iniciar de manera inmediata un camino decidido de la transición energética y, así, asegurar, en el mediano y largo plazo la soberanía energética y la preservación de los bienes comunes como el agua, la biodiversidad y la pluralidad de usos sustentables del territorio. Hoy, la propuesta debe ser ofrecer a los mismos territorios afectados por más de un siglo de explotación de hidrocarburos, alternativas respetuosas de producción de energía en sus entornos y comunidades.

1. Ambientalista y agricultor ecológico, vicepresidente del acueducto comunitario ADEC (Marinilla, Antioquia). ingeniero de petróleos de la Universidad Nacional de Colombia, especialista en Energía Geotérmica de la Universidad de Auckland y Magister en escrituras creativas de la Universidad Nacional de Colombia.

Sabemos que el calentamiento global afecta de manera irreparable el entorno planetario del que depende la vida. Así se vio con el aumento global del nivel del mar en 0,1 milímetros en el pasado mes de julio por el derretimiento de 160 millones de toneladas de nieve en Groenlandia; o con la acelerada pérdida de biodiversidad y los eventos climáticos extremos que cobraron más de siete millones de desplazados en solo la primera mitad de 2010. En la *primera parte* de este texto se describe cómo las empresas de combustibles fósiles son responsables de una inmensa mayoría de las emisiones de gases efecto invernadero (GEI), situación de la que son conscientes desde hace más de cuarenta años. Solo podemos aspirar a ralentizar esta cadena catastrófica de eventos si la temperatura global del planeta no supera el límite de 1,5 °C, y, para eso, es obligatorio dejar gran parte de los combustibles fósiles en el subsuelo. Ya existen el conocimiento y la tecnología adecuada para que la sociedad exija y los gobiernos decidan encaminarse en la ruta de la transición energética a renovables.

El modelo extractivo de los combustibles fósiles contribuye de manera significativa, no solamente, al calentamiento global: además, ha convertido enormes regiones del planeta con sus habitantes en *territorios de sacrificio*. El *segundo aparte* de este texto expone cómo, tras cien años de explotación petrolera, del Magdalena Medio, en Colombia, nunca llegó el prometido «desarrollo». En cambio, se transformó en un territorio explotado y degradado para el beneficio económico y el disfrute de otros. La «Comisión de expertos», o «Comisión interdisciplinaria» nombrada por el gobierno para analizar la viabilidad del *fracking* en Colombia, expresó que la institucionalidad de control ambiental es débil y la información al respecto, precaria. La explotación de YNC mediante la técnica del *fracking* es especialmente proclive a profundizar los conflictos y las vulnerabilidades en las comunidades; aunque las acumulaciones de hidrocarburos no convencionales sean enormes, la proporción que se puede recuperar económicamente y con un beneficio energético neto es mucho menor y, en algunos casos, inexistente. En un contexto de crisis climática y violencia armada, la profundización de estas amenazas se convierte en un asunto de vida o muerte.

La *tercera parte* del escrito describe una variedad de condiciones de la explotación de estos recursos, que parten de una realidad física determinante: en la naturaleza, los recursos acumulados en YNC son los más abundantes, pero, al mismo tiempo, son los que entregan menos energía neta (y menores beneficios económicos) por ser más difíciles de extraer. Los políticos y lobistas de la industria de los hidrocarburos no ven la importancia de esta diferenciación en términos de calidad de recursos, que afecta la tasa a la que se pueden producir y la energía neta que proporcionarán a la sociedad. Se

concentran, solamente, de manera superficial, en los supuestos volúmenes en los que aumentarían las reservas del país para ilusionar a los mercados de la especulación, beneficiarios, al lado del entramado corrupto de las empresas de construcción de infraestructura, de una «bonanza petrolera» que se basa en un recurso etéreo. Las manifestaciones claras de esa condición física se observan de diferentes maneras: una baja tasa de retorno energético, que implica una menor cantidad de energía disponible; tasas de declinación por pozo en promedio de 78 % en los primeros 3 años; altos consumos de agua, que quedaría perdida para siempre (un pozo puede consumir al día casi 2 veces la cantidad que necesita una población del tamaño del municipio de Barrancabermeja, de 191.704 habitantes); enormes cantidades de arena, hasta 800 volquetas por pozo, que tendría que ser minada en algún lugar, luego transportada y, posteriormente, inyectada en cada pozo; aumento de probabilidad de contaminación por fallas, construcción de infraestructura y altísimos costos financieros que, en el caso de Estados Unidos, han implicado enormes deudas y sobrevivencia de la industria a partir de subsidios y especulación en bolsa.

La *cuarta parte* de este texto presenta el contraste entre la falsa condición del gas de *fracking* como «combustible puente para la transición» y el esperanzador panorama, real y concreto, de las posibilidades de la transición energética. Las energías renovables presentan una Tasa de Retorno Energética más alta que la de los hidrocarburos extraídos mediante *fracking*, incluso, que la de los convencionales de hoy, cuando se calcula a partir de su transformación a energía de uso directo, gasolina o electricidad. Las tecnologías están disponibles y algunos estudios muestran que, económicamente, un esquema energético a partir de renovables puede ser menos costoso. Al ser descentralizado, puede además disminuir la dependencia internacional y los conflictos asociados. Es claro que ya no son las limitaciones técnicas y económicas las que determinan las posibilidades para dejar atrás los combustibles fósiles; por eso, tomar la decisión de incursionar en estas energías es un asunto de voluntad política. La única restricción es el tiempo: mientras las renovables generan excedentes energéticos, hay que apoyarse en los hidrocarburos y, por lo tanto, este proceso debe iniciar cuanto antes. Colombia debe tomar una decisión sintonizada con las exigencias globales de la actualidad y no anclarse en un modelo agotado que se hunde en la crisis. No pilotos de *fracking*, sino pilotos de energías renovables que se analicen a profundidad, tanto en sus oportunidades como en sus desventajas, y que se sustenten en la concepción de la energía como un bien común que se pone al servicio de los proyectos de vida territoriales; que propendan por estimular las culturas regenerativas, la única esperanza para enfrentar el tamaño de la actual crisis.

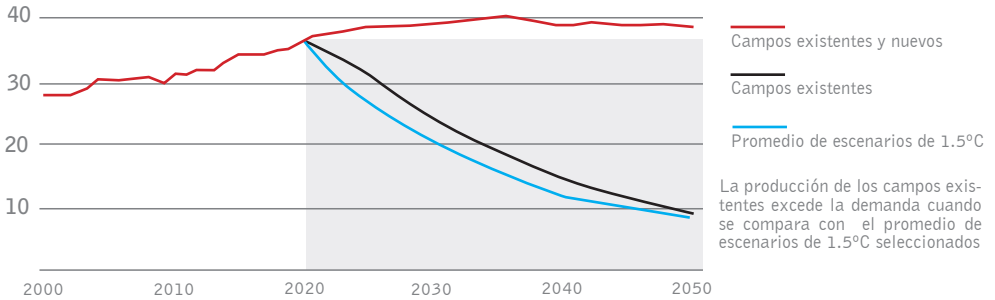
Emergencia climática: la responsabilidad de la industria de los combustibles fósiles

Los eventos climáticos extremos sobrepasan hoy las predicciones más pesimistas: en la última semana de julio de 2019, Groenlandia perdió alrededor de 50 mil millones de toneladas de hielo, el suficiente para aumentar de manera permanente los niveles mundiales del mar en cerca de 0,1 milímetros. En todo julio, su capa de hielo perdió 160 mil millones de toneladas, agua suficiente para sumergir dos metros los departamentos de Caquetá y Amazonas (Holthaus, 2019). Según las estimaciones del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC), ese será, con la tasa actual de emisiones, el nivel de derretimiento de un verano típico en 2050. La intensa y mortífera ola de calor del verano europeo de 2019 sería, según los científicos, el clima normal en la década de 2070 (Fettweis, 2013). En agosto, ardieron en la Amazonia brasilera 2,5 millones de hectáreas; incendios provocados «por terratenientes con el objetivo de avanzar con más deforestación para luego usar esas tierras para ganadería y la siembra de soya». Un área equivalente en Colombia a la de los departamentos de Boyacá y Quindío, según la información del Instituto Nacional de Investigaciones Espaciales de Brasil (INPE) (Semana Sostenible, 2019). En tan solo el primer semestre de 2019, los eventos climáticos extremos desplazaron a siete millones de personas en el mundo, cifra récord que sitúa a 2019 en camino de ser uno de los años más desastrosos en casi dos décadas, sin contar, incluso, los efectos del huracán Dorian (Internal Displacement Monitoring Centre, 2019). Según el último informe del IPCC, «el calentamiento inducido por el ser humano alcanzó [en 2017] aproximadamente 1 °C (probablemente entre 0,8 °C y 1,2 °C) por encima de los niveles preindustriales (...), aumentando 0,2 °C (probablemente entre 0,1 °C y 0,3 °C) por década (alta confianza)» (V. Masson-Delmotte, 2018). En palabras del mismo IPCC, solo es posible realentizar el ritmo de la catástrofe si se invierten suficientes recursos económicos para acelerar drásticamente la eliminación de los combustibles fósiles. Por eso, se hace imperativo dejar la mayoría de estos combustibles en el subsuelo, utilizar con criterios de eficiencia energética los que nos quedan de acuerdo con los presupuestos de carbono, y no abrir ninguna posibilidad a la explotación de YNC mediante la técnica del fracturamiento hidráulico o *fracking*.

Aunque el razonamiento del IPCC es claro para la comunidad científica desde tiempo atrás, los intereses económicos han primado siempre en los planes de acción de las corporaciones de los combustibles fósiles. Según una investigación de Inside Climate News (Banerjee, Song y Hasemyer, 2015) la transnacional Exxon tenía claros, ya en 1977, los efectos del cambio climático, cuando su científico principal James Black anunció: «en primer lugar, existe un acuerdo científico general de que la manera más probable en que la humanidad está influyendo en el clima global es a través de la liberación de dióxido de carbono por la quema de combustibles fósiles». Un año después, Black advirtió que duplicar el monóxido de carbono en la atmósfera aumentaría la temperatura global promedio en dos o tres grados. Este grado de certeza no impidió que la compañía dedicara décadas a negarse a reconocer públicamente el cambio climático e incluso a promover la desinformación, un enfoque que algunos comparan con las mentiras difundidas por la industria del tabaco con respecto a los peligros de fumar (véase Hall, 2015).

El paso del tiempo solo intensificó la relación de la industria de los hidrocarburos con la crisis climática, como se describe de manera pormenorizada en el reporte *The Carbon Majors* (Griffin, 2017). En él se muestra cuáles corporaciones han extraído los combustibles fósiles desde la Revolución Industrial y en lugar de atribuir emisiones a las naciones, relaciona los datos históricos según las propias entidades productoras de carbono. El reporte afirma: solamente 100 compañías extractoras de combustibles fósiles están vinculadas al 71 % de las emisiones de GEI desde 1988. Las proyecciones de esas mismas empresas para el futuro cercano son aún más peligrosas: la organización Global Witness encontró, mediante la comparación de los datos de los modelos climáticos del IPCC con los pronósticos de los analistas de la industria Rystad Energy, que toda la producción de nuevos campos de petróleo y gas, más allá de los que ya están en producción o desarrollo, es incompatible con el logro de los objetivos climáticos. El informe demuestra el grado en el que la producción futura y el gasto de capital («Capex») es desacorde con limitar el calentamiento a 1,5 °C, cuando la industria de los fósiles pretende gastar 4,9 billones de dólares durante los próximos diez años en exploración y extracción en nuevos campos (Global Witness, 2019).

Gráfica 1. Producción de petróleo proyectada (en miles de millones de barriles) de campos nuevos y existentes comparada con el promedio de los escenarios de 1,5 °C seleccionados



Fuente: Global Witness (2019)

Es fundamental ubicar en este contexto global las pretensiones de la industria extractiva y del gobierno colombiano de explotar las reservas de YNC. Una consideración clave es el papel directo de la Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol) en la crisis climática: la organización Climate Accountability Institute (2014) muestra que las emisiones asociadas a la extracción de hidrocarburos de Ecopetrol hasta 2013 corresponden a 2.102 millones de toneladas (Mton) de CO₂ equivalente (CO₂ eq). Una cifra casi 10 veces mayor a la reportada, 224 Mton de CO₂ eq, por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales, Ideam, para Colombia en 2010 y que correspondería al 0,13 % de las emisiones globales totales entre 1751 y 2013, lo que ubica a la empresa en el puesto 59 de las más contaminadoras a nivel global. La importante diferencia debe afectar la poco ambiciosa propuesta colombiana de Contribuciones Nacionales Determinadas (Nationally Determined Contributions, NDC), en el contexto de las negociaciones del Acuerdo de París. Adicionalmente, como se verá en la cuarta parte de este texto, el *fracking* es un gran contribuyente del aumento de las emisiones de metano, gas con efectos significativamente mayores en el calentamiento global en comparación con los otros de efecto invernadero. Aprobar el *fracking* es, entonces, una decisión política que contradice los compromisos y esfuerzos para cumplir las metas consensuadas globalmente de limitar el calentamiento.

Como si fuera poco, el *fracking* aleja al país del cumplimiento del Acuerdo no solo en términos de mitigación, sino también de adaptación. Los mismos documentos oficiales reconocen la vulnerabilidad ante la crisis: «al tener una geografía diversa y una economía con gran dependencia del clima y del uso y aprovechamiento de los recursos naturales, Colombia es un país altamente expuesto y sensible a los impactos del Cambio Climático» (Ministerio de Ambiente, 2015). La ampliación de la frontera extractiva para implementar el *fracking* en un territorio megadiverso y rico en humedales, del que se tiene un mínimo conocimiento de «línea base», pone necesariamente en riesgo las condiciones de las que depende la vida en nuestros territorios y su resiliencia frente a los eventos climáticos, no solo por los problemas asociados a la explotación puntual mediante la técnica, sino, especialmente, porque este tipo de proyectos extremos necesita la construcción de una infraestructura robusta para permitir la entrada de materiales y equipos, en una dimensión nada comparable a la experimentada durante 100 años de extracción de hidrocarburos en nuestro territorio. Insistir en explotar mediante *fracking* los hidrocarburos de YNC intensifica el modelo extractivo causante de la crisis actual y, al mismo tiempo, obstaculiza el camino a la discusión e implementación de las energías renovables como aliadas en la solución a la crisis.

Cien años de explotación de hidrocarburos en el Magdalena Medio

Con promesas de un supuesto «desarrollo», la región del Magdalena Medio, donde se pretenden llevar a cabo los estudios o proyectos piloto de *fracking*, ha terminado por configurarse como un *territorio de sacrificio*. Por ello, en Colombia, la discusión sobre *fracking*, además de entenderse en el contexto de la emergencia climática global, debe analizar el entorno geográfico, histórico, institucional y social del Magdalena Medio. Con frecuencia se olvida que esta región, altamente biodiversa, ha sido afectada por un siglo de explotación petrolera, en un entorno de conflicto armado y de debilidad institucional. La estrategia del Estado colombiano para la explotación de YNC esconde, tras los manidos argumentos de la autosuficiencia energética y el aseguramiento de los ingresos fiscales para reducir la pobreza, la protección de intereses económicos particulares, en contravía del bienestar de las comunidades en sus territorios.

Como se evidencia en el informe de la Comisión interdisciplinaria o de expertos, más de un siglo de explotación de hidrocarburos ha acentuado las desigualdades y la pobreza, ha degradado el patrimonio natural y no ha llevado el prometido desarrollo (Comisión Interdisciplinaria Independiente, 2019) que se pretendía lograr con el modelo de economía de enclave. Un modelo que configura una lógica de construcción de centralidades (zonas de consumidores con acceso al mercado) y de *territorios de sacrificio*, llamados así pues solo importan en términos del lucro que se puede obtener mediante la extracción de sus productos, sin importar el destino de comunidades y ecosistemas locales.

Naomi Klein nota que tal idea tóxica de *territorios de sacrificio* se ha ligado siempre, muy estrechamente,

al imperialismo y a su obsesión por explotar unas periferias desechables, a fin de alimentar la fastuosidad de la metrópolis y está muy vinculada también a las nociones de superioridad racial, porque no puede haber zonas de sacrificio si no hay también unos pueblos y unas culturas que cuenten tan poco para los explotadores que estos las consideren merecedoras de ser sacrificadas. El extractivismo proliferó de forma desenfrenada durante la época colonial porque la manera característica de relacionarse con el mundo, como si este fuera una frontera que hay que conquistar (y no como un hogar), favorece esa forma de irresponsabilidad en particular. La mentalidad colonial alimenta la creencia de que siempre hay algún sitio más por ahí que explotar, cuando el escenario de la extracción actual no da ya más de sí (Klein, 2014).

La historia socioambiental del Magdalena Medio, desde los contactos de los pueblos yariguíes con el petróleo en los manaderos naturales cercanos a Barrancabermeja sobre el río Oponcito, pasando por la concesión De Mares, por la Tropical Oil Company y la conformación de la Empresa Colombia de Petróleos, hoy Ecopetrol, se relaciona íntimamente con la explotación de hidrocarburos. Entre los muchos ejemplos documentados, se podría utilizar la venta del campo Casabe por parte de Shell a Ecopetrol y su cadena de afectaciones económicas y socioambientales al patrimonio común. Debido a la caída de producción y al bajo precio del petróleo en 1965, Shell adelantó la negociación para la entrega del campo Casabe, que debía revertir al Estado colombiano en 1975. La empresa presionó al Estado mediante la suspensión de las labores de exploración y

perforación adicional en 1968, con el plan de liquidar a sus trabajadores y vender el campo a Ecopetrol; sin embargo, el Ministerio de Trabajo no dio autorización y Shell comenzó a operar mínimamente los pozos todavía productivos. Finalmente, en 1974, Ecopetrol y Shell negociaron la entrega anticipada de Casabe, con la condición de que fuera en un paquete que incluyera sus demás campos: Cantagallo (Bolívar), Yariguí (Santander), San Pablo (Bolívar), Las Garzas (Santander), El Difícil (Magdalena) y Cristalina (Santander). En ese negocio, Ecopetrol, además de asegurar el dominio sobre el 44 % de la producción nacional del momento, se hizo a una herencia tóxica por la que nunca respondió la transnacional (Gómez y Roa-Avenida, 2019).

La herencia consistía en que «el 20 % de fluido producido en Casabe era agua salada, que, luego de separarse del petróleo, se vertía directamente a las ciénagas; un procedimiento que hizo la empresa (Shell) durante años». Entre 1985 y 1986, la crisis ambiental se manifestó en medio de las operaciones de Ecopetrol por revivir el campo: depósitos de crudo dispuestos en los bajos inundables que contaminaban agua y suelos. Ante la solicitud de las comunidades para que interviniera el gobierno central, se convocó a una reunión amplia en 1986, a la que no asistió Ecopetrol. Las afectaciones principales denunciadas por la comunidad hablaban de (i) contaminación con crudo de aguas superficiales, (ii) problemas de salud por consumo de aguas contaminadas, (iii) quema de pastos y cultivos con aguas contaminadas, (iv) deslizamientos de tierras por el uso de máquinas vibradoras, (v) contaminación de la ciénaga El Tigre, (vi) concesión de aguas subterráneas a Ecopetrol para inyección, que dejaría al municipio de Yondó sin agua para consumo humano. El proceso en contra de Ecopetrol fue largo y dejó como resultado un programa de recuperación ambiental que, no obstante, no consiguió rescatar los ecosistemas en su totalidad y costó alrededor de dos millones de dólares de fondos públicos (Avellaneda, 1998). Este tipo de conflictos entre industrias extractivas, ecosistemas y comunidades se repite con regularidad a lo largo de años de explotación de hidrocarburos en la región del Magdalena Medio y podría además intensificarse ante la perspectiva de explotación de YNC en la región.

El informe de la Comisión interdisciplinaria nombrada por el gobierno Duque presenta un examen valioso del panorama de afectaciones ambientales actuales y futuras en torno a la extracción de hidrocarburos en la región. En una cita que hace del Programa de Desarrollo y Paz del Magdalena Medio señala lo siguiente:

el desarrollo debe lograrse dentro de los límites y capacidades de los ecosistemas que lo soportan, para mantener la calidad de vida y el progreso social. En el Programa de Desarrollo y Paz del Magdalena Medio, la región se describe como uno de los Valles interandinos más ricos del país y, a su vez, como una región impactada por una economía extractiva y de enclave, con grandes reservas de petróleo, carbón y agua. Esta realidad, en lugar de promover la prosperidad y la riqueza de sus habitantes, ha acentuado las desigualdades y la pobreza, y ha dado paso a la violencia como vía para la gestión de los conflictos (Comisión Interdisciplinaria Independiente, 2019).

Este panorama logra ilustrarse en varios pasajes. Uno de ellos se refiere a un trabajo de grado de la Universidad Industrial de Santander en el que se explica la oposición de las comunidades a nuevos desarrollos de hidrocarburos en la región:

un estudio realizado por Molina y Camacho (2008) en el campo La Cira-Infantas identificó que el 48 % de las instalaciones estudiadas presentaban problemas ambientales. Esto ayuda a entender, en cierta medida, las percepciones del impacto histórico negativo de la industria de hidrocarburos en cuanto a exploración, perforación, cierre y abandono de instalaciones (Comisión Interdisciplinaria Independiente, 2019).

Con respecto a las amenazas al agua y a la biodiversidad, el mismo informe admite el casi total desconocimiento de los ecosistemas en una de las regiones más biodiversas del país:

[e]l estado del conocimiento de los ecosistemas y la línea base de la biodiversidad en las zonas de las ciénagas de Miramar y San Silvestre, y en los alrededores del área del Magdalena Medio, [son deficientes]. No obstante, se considera que el área del Magdalena Medio es una de las áreas (sic) más biodiversas del territorio colombiano.

En la misma línea, la Comisión añade: «en los ecosistemas nativos del Magdalena aparecen los hidrocarburos como la fuente de una muy alta amenaza, tanto para las áreas originales como para las áreas remanentes de estos ecosistemas». Con respecto al agua en la zona dice: «En la actualidad, hay escasa información de línea base de ecosistemas terrestres y acuáticos y su biodiversidad.

Lo mismo sucede con el conocimiento de los sistemas hidrogeológicos: se presenta un 85 % de desconocimiento sobre las aguas subterráneas».

Además, en el tema de demanda hídrica, señala, tomando como base un estudio de Duke University, que entre 2011 y 2016,

la cantidad de agua utilizada por pozo para la fracturación hidráulica aumentó hasta en 770 % en las principales regiones de producción de petróleo y gas de lutita de EE. UU. y (...) el volumen de aguas residuales cargadas de sales usada para fracturación en pozos de petróleo y gas generados durante su primer año de producción también aumentó en 1.440% durante el mismo período. Para este estudio, dice la Comisión, se recopilieron y analizaron seis años de datos sobre el uso del agua y la producción de gas natural, petróleo y aguas en más de 12.000 pozos individuales ubicados en las principales regiones productoras de gas de lutita y petróleo de los Estados Unidos (Comisión Interdisciplinaria Independiente, 2019).

De manera concluyente, el informe de la Comisión interdisciplinaria resalta la falta de garantías que tienen las comunidades frente a este tipo de proyectos extractivos:

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

Finaliza indicando la necesidad de dejar las energías fósiles en el subsuelo:

Con el desarrollo del fracking, la disponibilidad de gas, petróleo y carbón en el mundo no es el limitante que anima a su sustitución. Lo que anima y obliga a su sustitución es la necesidad de evitar que el calentamiento global sea mayor a 1,5 grados. Si el planeta busca alcanzar esa meta en el mediano plazo, se debe acordar que parte del carbón, el petróleo y el gas sean dejados en el subsuelo y no sean utilizados (Comisión Interdisciplinaria Independiente, 2019).

Energía extrema en un territorio vulnerable

Son inmensos los costos y riesgos de los proyectos piloto, y cuestionables sus beneficios. Esos proyectos, planteados por el gobierno y las petroleras en la zona del Magdalena Medio colombiano, implican una intensificación del modelo extractivo que necesariamente llevará a un deterioro aún mayor de las condiciones que sostienen la vida en dichos territorios, y mucho peor, en el contexto de la actual emergencia climática. Dicha intensificación parte de una realidad física determinante que debe estar en medio de cualquier discusión sobre este tipo de recursos: en la naturaleza, los recursos acumulados en YNC son los más abundantes, pero al mismo tiempo los que entregan menor energía neta (y menores beneficios económicos) por ser más difíciles de extraer. Los recursos que se extraen en estos proyectos puedan calificarse como «energías extremas»: por una parte, puesto que para su explotación se hace necesario el uso de mucha más energía y materiales. Por otra, porque es mayor el riesgo ambiental, en un tiempo de producción, además, mucho más corto en comparación con el que se emplea para los recursos convencionales (Klare, 2012). Al respecto, dice Hughes,

aunque hay pocas dudas de que los recursos in situ de los hidrocarburos no convencionales son enormes, la proporción que se puede recuperar económicamente y con un beneficio energético neto es mucho menor y, en algunos casos, inexistente. Otras consideraciones son la tasa en que estos recursos pueden ser producidos y el daño ambiental colateral implicado en su producción (2013).

Y añade:

[a menudo,] los políticos y expertos no ven (...) la importancia de estas diferencias en calidad de los recursos [diferencias] que, en última instancia, afectan la tasa a la que se pueden producir hidrocarburos y la energía neta que proporcionarán para hacer un trabajo útil. En cambio, solo miran los supuestos volúmenes de recursos y vociferan «cien años de gas natural «o «EE. UU.: la independencia energética está a la vuelta de la esquina» (Hughes, 2013).

Esta realidad física tiene diferentes manifestaciones en aspectos técnicos y operativos, que se tratarán en los siguientes siete apartes para mayor claridad.

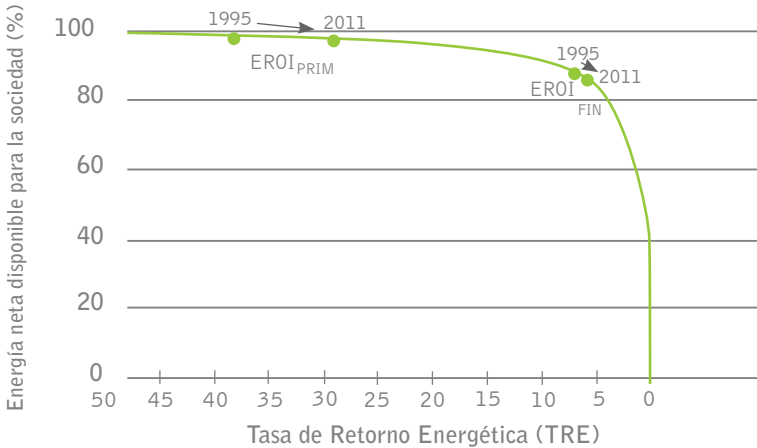
Hidrocarburos no convencionales: el «abismo de la energía neta»

Los hidrocarburos de los YNC son abundantes, pero entregan menor energía neta. La tasa de retorno energético (TRE o Energy Return on Investment, EROI) habla de la energía necesaria para extraer energía: unidades de energía que extraemos por cada unidad de energía invertida en el proceso de extracción. Mientras la TRE en hidrocarburos convencionales está alrededor de 18, la de hidrocarburos de *fracking* varían entre 1,5 y 4, con un valor promedio de 2,8, lo que les asigna muy baja calidad: «la revolución del gas de esquisto no comenzó, dicen Castillo-Mussot y otros, porque su explotación [fuera] una muy buena idea; más bien, porque las oportunidades económicas más atractivas fueron previamente explotadas y agotadas» (2016). Es importante mencionar que esos datos se calculan comúnmente en «boca de pozo», lo que quiere decir, que se trata de hidrocarburos crudos que no se han convertido, por ejemplo, en gasolina o electricidad, lo que implica un uso todavía mayor de energía y una TRE más baja. Para el caso de la cuenca del Marcellus, en Estados Unidos, la inclusión de la generación de electricidad en el análisis de TRE hace posible una comparación de unidades similares con fuentes alternativas de energía que se entrega en la red eléctrica. La preparación de localizaciones y la perforación de pozos tuvieron los mayores costos de energía de todas las etapas del proceso aguas arriba y eso representó casi el 75 % de los costos de producción y procesamiento. Sin embargo, el mayor consumo de energía en las etapas del proceso es el asociado a la producción de electricidad. El estudio concluye con una TRE de 10, la misma «que [la calculada] para los sistemas fotovoltaicos, lo que indica que el gas de esquisto, cuando se quema para obtener electricidad, proporciona [a la sociedad] beneficios de energía neta similares [a los de] un sistema fotovoltaico promedio» (Moeller & Murphy, 2016).

Una reciente publicación de la revista *Nature Energy* hace también esta distinción y encuentra que para 1995, la TRE de los combustibles fósiles sin transformar era de 35 y disminuyó hasta 29 en 2011. Luego de la transformación a energía final, gasolina y electricidad, se estima una TRE de 7 y 6, respectivamente (resultados mostrados en la siguiente gráfica). Estos cálculos son de suma importancia y nos ubican en lo que se ha llamado el «abismo de la energía neta», que nos muestra que, con la disminución de la TRE, una sociedad debe comprometer cantidades cada vez mayores de energía disponible para actividades de «producción» de energía. En la gráfica 2, podemos ver en el eje «X» las relaciones de TRE entre 0 y 50. El eje «Y» indica la energía neta disponible para la sociedad, calculado a partir de las proporciones de TRE. Por ejemplo, una TRE

de 10:1 significa que el 90% de la energía obtenida está disponible para la sociedad. La disminución de TRE por debajo de 5:1 reduce rápidamente la energía neta disponible. De ahí viene el término ‘abismo de la energía neta’. Los puntos indicados sobre la gráfica como *EROI (TRE) prim* y *EROI fin* son los referidos al inicio del párrafo.

Gráfica 2. «Abismo de energía neta» con datos de TRE primaria y final entre 1995 y 2011



Fuente: Brockway, Owen, Brand-Correa y Hardt (2019)

Como se observa en la gráfica 2, la reducción en disponibilidad de TRE al pasar por ejemplo de 10 a 5 es del 10 %, mucho más grande que cuando se pasa, por ejemplo, de 40 a 20 (2,5%). De esta manera, la explotación actual de hidrocarburos y, peor aún, la de no convencionales, nos indica que cambios mucho más pequeños en la TRE implican unas enormes reducciones de la energía neta disponible para la sociedad. En palabras del antropólogo e historiador Joseph Tainter, «la disponibilidad y calidad de los recursos energéticos en una sociedad están ligados a la tendencia general de asentamiento, crecimiento y eventual declive de dicha civilización» (Tainter, 1988).

Hidrocarburos no convencionales: altas tasas de declinación de pozos en períodos muy cortos de tiempo

La baja energía neta obtenida de los hidrocarburos de YNC parte de la dificultad para extraerlos, lo que implica un uso de mucha más energía y

materiales y un mayor riesgo ambiental. Esta circunstancia física se manifiesta directamente en las altas tasas de declinación de dichos recursos. Tomemos como referencia para la misma zona del Magdalena Medio el campo La Cira-Infantas, operado por Ecopetrol: su primer pozo se perforó en 1918 y, hasta hoy, se extrae crudo del mismo campo (42.173 barriles, dato de julio de 2019) (ANH, 2019). Las cifras son muy distintas para los campos de no convencionales. En Estados Unidos, para la cuenca del Barnett, entre 2000 y 2014, los datos de declinación promedio, que se refiere al porcentaje de hidrocarburos que se deja de extraer en un pozo en el tiempo, para pozos de gas de esquisto están alrededor de 60 % en el primer año y 73 % en los primeros dos años (Guo y otros, 2017). En el caso de la cuenca Eagle Ford, la disminución de producción es en promedio del 75 % en un año y 87 % en dos años (Lund, 2014). En Marcellus, es del 71 % en los primeros 3 años (Hughes, 2013).

En junio de 2019, se publicó en Estados Unidos un reporte exhaustivo de la realidad del *fracking* en ese país, con casi dos décadas de explotación de recursos no convencionales. Dicho informe revisa 10 cuencas diferentes, lo que representa alrededor del 93 % de su producción de crudo y de gas no convencionales. Los resultados son un claro índice de la realidad física intrínseca en este tipo de explotaciones. La tasa de declinación es, en promedio, de 87% para pozos de petróleo de arenas apretadas (llamado en inglés «tight oil») y de 78 % para gas de esquisto (llamado en inglés «shale gas») en los primeros 3 años (Hughes, 2019). Como se puede inferir, esta condición física implica que, para tratar de mantener la tasa de extracción de un campo, se hace necesaria la perforación y el fracturamiento de un gran número de nuevos pozos. Para el caso de la cuenca Marcellus, en 2018, con una tasa promedio de declinación de la cuenca de alrededor del 29,2 %, se requirió de la perforación de 1.251 nuevos pozos solo para mantener su producción, bajo la suposición de que sería la misma de los pozos inicialmente perforados. Y, en términos económicos, la distribución de costos es similar: el 70 % de los 54.000 millones de dólares gastados en las cuencas de crudo apretado en 2018 se gastó en compensar la declinación de los campos; en el caso del gas de esquisto, el 90 % de los 16.000 millones de dólares gastados en 2018 sería para compensar también su declinación (Hughes, 2019).

Tabla 1. Tasas de declinación, pozos necesarios, costos de perforación, estado de la cuenca y pronóstico de producción en Estados Unidos

Cuenca	Declinación por pozo en 3 años	Declinación del campo en 2017	Producción a octubre de 2018 (petróleo mbd, gas bcf/d)	Pozos perforados por año para compensar declinación	Pozos perforados en 2018	% de pozos para compensar declinación	Costo por pozo	Costos de perforación para compensar declinación	Costos de perforación en 2018	Estado de la cuenca	Pronóstico
PETRÓLEO DE ARENAS APRETADAS											
Bakken	87.5%	28.8%	1.30	1018	1177	86.5%	\$7.80	\$7.940	\$9.181	Madura	En crecimiento
Eagle Ford	86.2%	19.3%	1.28	1017	1239	82.1%	\$7.50	\$7.625	\$9.293	Madura	En crecimiento
Niobrara	90.5%	50.5%	0.47	1243	868	143.2%	\$5.00	\$6.215	\$4.340	Tardía	En declinación
Permian post 2009 horizontal	86.2%	24.4%	3.03	2121	4133	51.3%	\$7.50	\$15.907	\$30.994	Madura	En crecimiento
Production weighted total	86.8%	26.3%	6.08	5399	7417	72.8%	\$7.37	\$37.687	\$53.807		En crecimiento
GAS DE ESQUISTO											
Bamett	72.5%	9.5%	2.58	142	101	141.0%	\$5.00	\$712	\$505	Tardía	En declinación
Fayetteville	80.5%	16.6%	1.37	113	3	3760.1%	\$5.00	\$564	\$15	Tardía	En declinación
Haynesville	89.1%	29.4%	7.27	197	306	64.2%	\$6.40	\$1.258	\$1.958	Madura	En crecimiento
Marcellus	72.1%	29.2%	21.04	1251	1320	94.8%	\$6.40	\$8.008	\$8.448	Madura	En crecimiento
Utica gas	83.1%	43.4%	7.33	337	369	91.2%	\$6.40	\$2.154	\$2.362	Temprana	En crecimiento
Woodford	78.2%	28.5%	2.96	295	459	64.3%	\$6.40	\$1.889	\$2.938	Madura	En crecimiento
Producción total ponderada	77.6%	30.0%	42.54	2335	2558	91.3%	\$6.27	\$14.585	\$16.226		En crecimiento

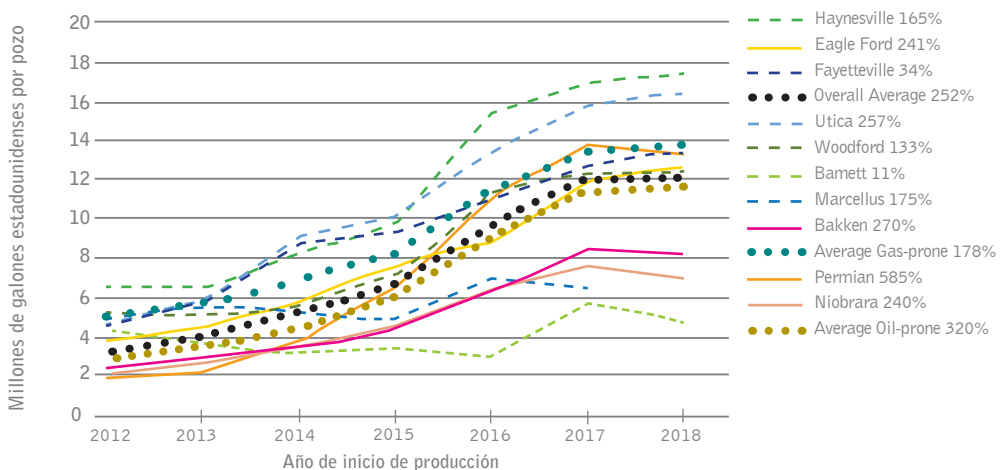
Fuente: Hugues (2019)

Hidrocarburos no convencionales: consumo extremo de agua «que se pierde para la humanidad»

En términos de consumo de agua y materiales, la situación es similar. Según la Universidad de Duke, el mismo trabajo referenciado por la «Comisión de expertos», las cifras son alarmantes: entre 2011 y 2016, el uso de agua por pozo aumentó hasta en un 770 %, mientras que los fluidos de retorno y el agua de disposición generada en el primer año aumentó hasta un 550 % (Kondash, Lauer y Vengosh, 2018). Para la Unión Americana de Geofísicos, que utilizó datos de consumo de agua de 263.859 pozos entre 2000 y 2014, el uso promedio más alto del agua de fracturación hidráulica (entre 10 y 36 millones de litros por pozo) en las cuencas hidrográficas en los Estados Unidos se correlacionó con áreas de gas de esquisto donde la mayor proporción de pozos fracturados hidráulicamente

fueron horizontales (Gallegos y otros, 2015). De acuerdo con Hughes, el volumen total de agua usado por pozo de *fracking* tuvo un incremento promedio de 252 % entre 2012 y 2018. El consumo pasó de unos 13,1 millones de litros, a 46,1 millones de litros, con casos extremos que excedieron los 151 millones de litros (Hughes, 2019). Para hacernos una idea de esta cifra, el consumo de agua por habitante en Colombia es de 127 litros (EPM, 2019); en Barrancabermeja, habría un consumo diario de 24,3 millones de litros al día. Así las cosas, la construcción de un pozo de extracción mediante *fracking* consumiría casi dos veces lo que consume esta ciudad en un día. Las empresas de hidrocarburos prefieren presentar estas cifras en términos porcentuales para distraer la atención sobre los enormes volúmenes utilizados y poderlos comparar con el consumo de otros sectores, como por ejemplo, otra actividad extractiva: la agricultura industrial. Es evidente que la demanda de agua genera impactos significativos sobre la fuente específica seleccionada, y, por tanto, sobre ecosistemas y el ciclo del hídrico del territorio, en especial, porque se trata de consumos intensivos en intervalos de tiempo cortos, lo que, además, podría coincidir con temporadas secas o de baja recarga de acuíferos y se aumentaría la presión sobre las fuentes (Orduz y otros, 2018). Como lo resume la Universidad de Duke, en esencia, «la mayoría del agua utilizada para las operaciones de *fracking* (...) se pierde para la humanidad puesto que no retorna [a] la formación en el subsuelo, o, si lo hace, es altamente salina, difícil de tratar y por lo general dispuesta en profundos pozos de inyección» (Kondash, Laurer y Vengosh, 2018). La siguiente gráfica muestra el volumen de agua usado para el *fracking* por pozo entre 2012 y 2018 en las diferentes cuencas, además del aumento porcentual de estos volúmenes en los mismos años.

Gráfica 3. Estados Unidos. Volumen de agua inyectado por cuenca y porcentaje de aumento de usos de agua entre 2012 y 2018.



Fuente: Hughes (2019).

Hidrocarburos no convencionales: miles de toneladas de arena por pozo

Un material significativo, por lo general desestimado, es la arena utilizada para la mayoría de operaciones de fracturamiento. Se trata de arena con alto contenido de sílice, que sirve como material de soporte para las fracturas creadas y que va suspendida en la mezcla de agua y químicos que fluye a alta presión hacia el subsuelo. Antes del rápido crecimiento del *fracking*, la arena industrial era un mercado relativamente pequeño. En 2005, por ejemplo, los datos del Servicio Geológico de Estados Unidos indican que se minaron 31 millones de toneladas métricas de arena en 35 estados. Para 2014, la cifra llegó a 75 millones de toneladas métricas, 2,5 veces más (Orr & Krumenacher, 2015). Según Hughes, el promedio de arena utilizada por pozo en 2018 fue de 5.533 toneladas. Para la empresa Blackmountain Sand, que opera en la cuenca estadounidense del Permian, en 2015, la longitud lateral de los pozos típicos era de 1.800 metros y en ellos se usaban 3.265 toneladas de arena por pozo (1,78 toneladas de arena por metro lateral de pozo). En 2019, sus cálculos hablan de longitudes laterales de 2.400 metros y un uso de 8.165 toneladas de arena por pozo (3,35 toneladas de arena por metro lateral de pozo) (Blackmountain Sand, 2019).

Para hacernos una idea de la cantidad, esta arena (8.165 toneladas, con una densidad de 1,7 tonelada por m³) ocuparía el espacio de 800 volquetas (de capacidad de 6 m³). La extracción de esta arena implica, inicialmente minería, luego tratamiento y un posterior envío al lugar de operación, con efectos destructivos en comunidades y territorios, y altos costos de agua y energía. La utilización de agua es significativa y los químicos asociados al proceso, especialmente, la poliacrilamida como floculante, puede entrar en las corrientes de agua. En términos de afectaciones a la salud, el polvo de sílice, por su pequeño tamaño de partícula, causa gran daño en los pulmones; la exposición prolongada, como en el caso de trabajadores petroleros y mineros y de comunidades cercanas, puede generar silicosis, con alto riesgo de desarrollar tuberculosis. La exposición al polvo de sílice también se ha relacionado con enfisema, bronquitis y gran variedad de enfermedades autoinmunes (Environmental Working Group, 2014).

Hidrocarburos no convencionales: mayor cantidad de pozos, mayor probabilidad de fallas

Parte de la estrategia discursiva de las corporaciones de los combustibles fósiles se basa en proyectarse al público como infalibles. Esta estrategia

se repite innumerables veces con el fin de silenciar las preocupaciones de las comunidades afectadas y con la ayuda de la amplificación del mito construido por gobiernos y medios de comunicación. Un ejemplo, a propósito de la tragedia de Lisama 158: «Eduardo Uribe, vicepresidente de sostenibilidad ambiental de Ecopetrol, dijo en una reunión en el corregimiento La Fortuna (Santander) que la extracción de petróleo es tan segura como montar en avión, es decir, que las fallas son excepcionales» (*El Espectador*, 2018). Uno de los problemas más recurrentes en las operaciones extractivas de hidrocarburos es el de las *fallas de integridad*. Con el fin de evitar un colapso del hueco perforado, los pozos de extracción de hidrocarburos se construyen con un recubrimiento de varias tuberías de acero y cemento que sirven de aislamiento, para prevenir el flujo de fluidos de formación y como una manera de controlar los fluidos y la presión durante la perforación. En condiciones ideales, las que siempre se muestran en gráficos esquemáticos, el revestimiento quedaría perfectamente centrado y rodeado de una capa uniforme de cemento en toda la profundidad del pozo. Pero, la realidad es muy distinta a los esquemas: todos los pozos se desvían de la verticalidad, lo que significa que, en puntos o secciones del pozo, la tubería estará recostada sobre el hueco a pesar del uso de herramientas de centralización; también se pueden presentar fugas en sus conexiones y corrosión. El cemento, además de no distribuirse uniformemente, puede deteriorarse con el tiempo, desarrollar grietas y canales, o hacer que se desmorone la roca que lo rodea. Una falla de integridad sería entonces una vulnerabilidad en el aislamiento entre la formación y el pozo, en la que los fluidos de la formación (gases y líquidos), o los fluidos de fracturamiento podrían, eventualmente, escaparse por el revestimiento, ya sea dentro del mismo pozo, a la formación en puntos superiores, contaminar acuíferos, e, incluso, llegar a superficie. Es importante decir que no toda falla de integridad implica esta condición.

En el caso de la larga historia de la explotación de YNC mediante la técnica de *fracking* en el norte del continente, se encuentran datos de muchos estudios advirtiendo de esta problemática. Según Davies y otros (2014), de 8.030 pozos inspeccionados en la cuenca Marcellus en Estados Unidos entre 2005 y 2013, el 6,3 % de ellos fue reportado a las autoridades con fallas de integridad; de 4.560 pozos desviados inspeccionados en la región de Alberta, Canadá, en un 66 % se encontraron problemas de migración de gas asociado a problemas de integridad (Watson & Bachu, 2009). Ingraffea y otros (2014) analizaron datos de más de 41.000 pozos de petróleo y gas perforados entre 2000 y 2012 en el estado de Pensilvania, a partir de más de 75.000 «reportes

de conformidad» hechos por la autoridad ambiental del Estado. En esos reportes, el 1,9 % de los pozos en todo el período muestran una «pérdida de integridad estructural». Durante el mismo período, encontraron también que en los pozos de *fracking*, la probabilidad de presentar estos problemas con respecto a los pozos convencionales perforados era 6 veces mayor: 6,2 %, en comparación con 1,0 %, respectivamente. Las infracciones más comunes fueron por cemento o revestimiento «defectuoso, insuficiente o mal instalado» y por acumulación de presión, burbujeo superficial o presión sostenida del revestimiento. En 24 casos, el Departamento de Protección Ambiental de Pensilvania concluyó que había habido un «fracaso para evitar las migraciones a las aguas subterráneas frescas». Desde 2005, el Estado ha confirmado más de 100 casos de contaminación de pozos de agua por actividades de petróleo y gas (San Francisco Gate, 2014). Otro hallazgo importante del mismo estudio, que comparó los pozos más antiguos con los más nuevos, es que tanto los pozos convencionales como los no convencionales tuvieron más violaciones a la norma si se perforaron entre 2009 y 2012 que entre 2000 y 2008 (Ingraffea, Wells, Santoro, & Shonkoff, 2014). Es importante resaltar estos hallazgos en el contexto de países con una institucionalidad ambiental «fuerte», en comparación con la colombiana.

El caso más recordado en Colombia, que ilustra las implicaciones de una *falla de integridad*, se dio en marzo de 2018 en La Fortuna, zona rural de Barrancabermeja, en el pozo Lisama 158, donde por 29 días, más de 550 barriles de petróleo, agua, lodo y gas se derramaron cubriendo las aguas de 49 cuerpos hídricos que bañan el río Magdalena, entre ellos, la quebrada La Lizama y el río Sogamoso y que perjudicó ecosistemas, miles de animales y varias comunidades aledañas. En términos de afectaciones al ecosistema, a propósito de esa tragedia, el biólogo Jhon Mario Flórez asegura: «al acabar con el recurso hidrobiológico, toda la cadena alimenticia se suspende. La microflora se afecta mucho y esa es la que cuesta ahora restaurar». Agrega que la importancia de estas quebradas radica en que son criaderos y hospederos de peces, reptiles, anfibios y aves migratorias. «Sumado a esto, se vino el invierno y ocasionó una crecida que esparció el petróleo, afectando toda la ronda hídrica». Prosigue: «treinta metros de orilla a orilla, los árboles estaban manchados hasta dos metros de altura» (Colombia Plural, 2018).

De acuerdo con fuentes periodísticas,

el informe de operaciones que le entregó Ecopetrol a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en 2016, demuestra que la empresa sabía sobre posibles fallas mecánicas y de revestimiento del pozo Lisama 158, el más probablemente culpable del derrame de petróleo que hoy tiene a Santander ante una emergencia ambiental sin precedentes en el país (El Espectador, 2018).

La Contraloría General de la República (CGR, 2018) elaboró un informe de auditoría sobre el caso en el que concluye que hay incumplimiento de criterios técnicos por parte de la empresa. En primer lugar,

Materialización del riesgo de incidentes operacionales por falta de aplicación de un plan de integridad y confiabilidad del pozo Lisama 158 y conjugado con que las debilidades en la rigurosidad y efectividad en el control, seguimiento, verificación y aseguramiento sobre las actividades y ejecución de trabajos de intervención en el pozo causaron daños irreparables en la integridad y control del mismo (...).

En segundo lugar,

impactos ambientales, como consecuencia del afloramiento de una mezcla de crudo y agua, por la contingencia ambiental iniciada el 2 de marzo de 2018. En cumplimiento de la normatividad ambiental vigente, de sus obligaciones y políticas de manejo ambiental, se encontraron situaciones no atendidas conforme a lo establecido en el PMAI [Plan de Manejo Ambiental Integral], existencia en el Punto denominado Cero (0) vestigio de fluidos originados en el evento operativo, sin proceso de recuperación, con burbujeo en el fluido remanente, piscinas con contenido de hidrocarburo, en las áreas de los pozos Lisama 7 y Lisama 175, sin mantenimiento, colmatadas con material del evento; aún se evidencia afectación de los cuerpos de agua con fluido proveniente del derrame del incidente del pozo Lisama 158, se evidenció sin proceso de recuperación de la infraestructura abandonada del pozo Lisama 100, el cual se encuentra en el área afectada del evento.

En tercer término,

se observaron debilidades en la labor de fiscalización (delegada por el Ministerio de Minas y Energía) e inspección y seguimiento (Convenio Lisama-Nutria Clausula 16.1) por parte de la ANH, durante el período de dos (2) años que permaneció en suspensión el Pozo Lisama 158, con respecto al seguimiento y control a los compromisos adquiridos por Eco-petrol en las prórrogas otorgadas por la ANH.

Hidrocarburos no convencionales: ocupación intensiva de territorios

Como se mencionó al citar cifras de campos estadounidenses, la tasa de declinación promedio por pozo en la explotación de YNC mediante la técnica de *fracking* es de 87 % para los de petróleo de arenas apretadas y de 78 % para gas de esquisto en los primeros 3 años. Esto implicó, en 2018, la perforación de 5,399 pozos para petróleo apretado y 2.335 para gas de esquisto, solo para mantener la tasa de extracción de los campos estadounidenses (Hughes, 2019). La perforación y el fracturamiento de ese gran número de nuevos pozos implica una ocupación territorial no comparable con la de los yacimientos convencionales. Es importante enfatizar que la configuración de un campo de explotación petrolero necesita mucho más que pozos: implica la construcción y adecuación de localizaciones en superficie para perforarlos, patios de parqueo de equipos y materiales, nuevas vías de acceso y tránsito (además de infraestructura periurbana ya existente, cuyos deterioros deben asumirlos las municipalidades), líneas de tubería, facilidades de producción, estaciones de compresión, transporte de gran volumen de materiales en tracto camiones y un sinnúmero de elementos que nos deben alejar de la idea esquemática de un pozo como un punto aislado en el territorio. Hughes (2019) estima que, según el tamaño del equipo de perforación, el número promedio de viajes por pozo perforado en 2018 estuvo entre 1.051 y 2.935 para el transporte del agua y fue cercano a 244 para arena (en tracto-camiones con capacidad para 25 m³). Todo esto significaría daño en puentes y carreteras existentes, contaminación del aire por el material particulado emitido por motores diésel y contaminación por ruido en operaciones que se hacen las 24 horas del día 7 días a la semana.

Un análisis publicado por la Associated Press (Fahey, 2014) sobre las muertes de tráfico en seis estados en los que se hace perforación muestra que, en algunos condados, las muertes se han cuadruplicado desde 2004, mientras que la mayoría de las otras carreteras estadounidenses se volvieron mucho más seguras en ese período (incluso, con poblaciones en crecimiento).

Según un estudio realizado por el Instituto Nacional de Seguridad y Salud Ocupacional, los accidentes automovilísticos son la principal causa de muerte de los trabajadores de petróleo y gas: en los condados de Dakota del Norte donde hay perforación, la población ha aumentado en un 43 % en la última década, mientras que las muertes por accidentes de tránsito aumentaron un 350 % (Frack Tracker Alliance, 2014). En otro estudio, Abramzon y otros (2014) estimaron que los costos del mantenimiento por el aumento del tráfico de camiones en las carreteras estatales en 2011 eran de aproximadamente entre 13.000 dólares y 23.000 dólares por pozo. También se afirma que el tráfico de camiones necesario para entregar agua a un solo pozo de *fracking* causa tanto daño a las carreteras locales como casi 3,5 millones de viajes en automóvil. El estado de Texas aprobó 40 millones de dólares para fondos destinados a reparar carreteras en la región de Barnett, mientras que Pennsylvania estimó en 2010 que se necesitarían 265 millones de dólares para reparar carreteras dañadas en la región de Marcellus (Environment America, s. f.), todo esto, dinero asumido por los contribuyentes.

Hidrocarburos no convencionales: la nueva «burbuja económica»

Como se mencionó antes, en el caso estadounidense, en 2018 el 70 % del gasto en las cuencas de crudo apretado (37.800 millones de dólares) y el 90% del que se hace en las de gas de esquisto (14.400 millones de dólares) se hizo en perforación de pozos para compensar la alta tasa de declinación de los campos (Hughes, 2019). Estos datos nos muestran cómo la única manera de compensar las abruptas caídas de producción es mediante altísimos niveles de gasto cada año. La prestigiosa revista *The Economist* muestra que con el precio del barril de petróleo sea a 100 dólares o a 50 dólares, las 60 mayores empresas de exploración y producción de *fracking* no están generando suficiente efectivo de sus operaciones para cubrir sus gastos operativos y de capital. En conjunto, desde mediados de 2012 hasta mediados de 2017, tuvieron un flujo de caja negativo de 9 mil millones de dólares por trimestre. Como resultado, la industria apenas mejoró sus finanzas a pesar de recaudar 70 mil millones de dólares de capital desde 2014. Las pérdidas absorbieron gran parte del nuevo dinero, por lo que la deuda total sigue siendo alta (*The Economist*, 2017).

La manera en que estas compañías sobreviven es a partir de transacciones en bolsa: entre 2001 y 2012, Chesapeake Energy, empresa pionera en *fracking*, vendió 16.400 millones de dólares en acciones y 15.500 millones

de dólares de deuda y pagó a Wall Street más de 1.100 millones de dólares en tarifas, según Thomson Reuters Deals Intelligence. En 2015, el administrador de fondos de cobertura David Einhorn hizo público su escepticismo con el *fracking* en una conferencia de inversión: había examinado los estados financieros de 16 empresas de exploración y producción que cotizan en bolsa y descubrió que entre 2006 y 2014, habían gastado 80.000 millones de dólares más de lo que recibían por vender petróleo. Amir Azar, del Centro de la Política Global de Energía de la Universidad de Columbia, calculó en forma asombrosa que la deuda neta de la industria del *fracking* en 2015 era de 200.000 millones de dólares: un incremento del 300 % desde 2005 (McLean, 2018).

Rystad Energy, organización de investigación independiente en Noruega, hizo un análisis de 40 compañías estadounidenses de *fracking* en el que mostró el desastre del primer trimestre de 2019: «[l]a brecha entre el gasto de capital y el flujo de efectivo ha alcanzado la asombrosa cantidad de 4.700 millones de dólares. Esto implica un gasto excesivo, que no se ha visto desde el tercer trimestre de 2017» (Jones, 2019). Tanto los analistas de energía, como los de la industria financiera consideran que el *fracking* en Estados Unidos ha sido un desastre para los inversores, con compañías que acumulan enormes cantidades de deuda a pesar de extraer grandes volúmenes de petróleo (Mikulka, 2019). Puesto que las compañías extractivas gastan más dinero del que obtienen de sus operaciones, son los bancos quienes han proporcionado financiamiento cada año desde 2010 (Olson y Elliott, 2019). Como bien lo resume el Observatorio de Conflictos Ambientales de la Universidad Nacional de Colombia,

por ser una actividad costosa, solo es posible si es subsidiada por el Estado, vía descuento en las regalías petroleras, menor tributación por beneficios o bajas tasas de interés, sin contar con la exoneración de responsabilidad a las empresas privadas por los pasivos ambientales y la afectación a largo plazo de la salud pública (Observatorio de Conflictos Ambientales, 2019).

El *fracking* es una burbuja financiera que está próxima a estallar.

Fracking: el mayor obstáculo para la transición

El IPCC, en su reporte especial sobre los 1,5 °C (SR15), dice que para tener un 66 % de probabilidades de evitar un aumento de la temperatura media global de 1,5 °C, el presupuesto de carbono debe ser de 420 gigatoneladas de dióxido de carbono equivalente (GtCO₂eq); que para tener un 50 % de probabilidades, debe ser de 580 GtCO₂eq (V. Masson-Delmotte, 2018). Eso significa que se alcanzaría este aumento de temperatura media en 10 años a la tasa de emisiones actual (en el caso de un 67 % de probabilidad) o en 14 años en el caso de un 50 % de probabilidad (Hausfather, 2018). Según el mismo reporte, las emisiones globales de carbono tendrían que haber caído un 50 % en 2030 y llegar a cero neto en 2050 (V. Masson-Delmotte, 2018). Heed y Oreskes (2016) estiman, a partir de los datos recopilados en el BP Statistical Review of World Energy de 2013, que las emisiones acumuladas en las reservas probadas de combustibles fósiles serían 2.734 GtCO₂eq; esta cifra es similar a la calculada por McGlade y Ekins (2015) de 2.900 GtCO₂eq, que los lleva a concluir, con cifras de 2012, que el 82 % de las reservas mundiales de carbón, el 33 % de las de petróleo y el 49 % de las de gas deben dejarse bajo tierra (McGlade & Ekins, 2015). Es claro entonces que la incorporación de nuevas reservas, desde 2012, no es compatible con los objetivos climáticos; mucho menos, el plan que mencionamos anteriormente de gastar 4,9 billones de dólares durante los próximos diez años en exploración y extracción en nuevos campos, entre los que están, principalmente, YNC (Global Witness, 2019).

De acuerdo con los datos compilados en el BP Statistical Review of World Energy 2019, hubo un aumento de 2,9 % en el consumo global de energía primaria en 2018, el más rápido desde 2010 y que casi dobla el promedio de 10 años de 1,5 % anual. Según el informe, ese aumento de consumo de energía lo debemos atribuir esencialmente al gas natural, que contribuyó con más del 40 % del incremento y, en particular, a Estados Unidos y sus YNC, que crecieron en un 12 % a partir del gas de esquisto de las cuencas Marcellus, Haynesville y Permian (BP, 2019). La influencia del gas en el consumo de energía mundial tiene efectos aún más intensos en términos de calentamiento, que se manifiestan en la concentración de metano en la atmósfera, en relación directa con la explotación mediante *fracking* de YNC. Los niveles de metano, que tiene efectos sustancialmente mayores en el calentamiento global que el CO₂ (para el IPCC, en un período de 20 años, el metano tiene un potencial de calentamiento global 86 veces mayor al del CO₂),

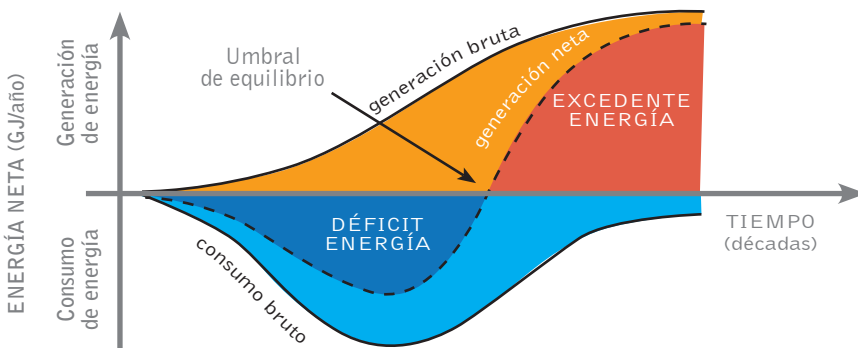
han aumentado considerablemente desde 2008. Según la Universidad de Cornell, las huellas dactilares químicas apuntan a una fuente: gas de *fracking*, que se diferencia del metano de fuentes biológicas del que se pensaba era el responsable; el aumento de las emisiones del gas de *fracking* (quizás en combinación con los del petróleo de arenas apretadas) constituye más de la mitad del aumento total de las emisiones de combustibles fósiles. Es decir, la comercialización de gas y petróleo de *fracking* en el siglo XXI ha aumentado drásticamente las emisiones mundiales de metano (Howarth, 2019).

El CO₂ y el metano son gases críticos que se comportan de manera diferente en la atmósfera: el CO₂ emitido hoy influirá en el clima durante los siglos venideros, ya que este responde lentamente a la disminución de dichas cantidades de gas, pero rápidamente a los cambios en las emisiones de metano. Según la Universidad de Colorado, la industria de petróleo y gas estadounidense emite 13 millones de toneladas métricas de metano en sus operaciones anualmente (debido a fugas de todo tipo, mal funcionamiento de equipos, venteo, entre otros), un 60 % más de lo estimado por la Agencia de Protección Ambiental; el impacto climático de estas fugas en 2015 fue aproximadamente el mismo que el impacto climático de las emisiones de dióxido de carbono de todas las centrales eléctricas de carbón que operaron en 2015 en ese país (Alvarez, y otros, 2018) y que produjeron 302.000 MW (megavatios) (Evans y Pearce, 2019). Además de esto, la actual administración viene debilitando la legislación ambiental con el fin de mejorar las condiciones económicas de las corporaciones del *fracking*, al no exigir revisiones periódicas de fugas y tampoco presentar reportes de misiones de metano (Popovich y otros, 2019). Hallazgos como estos, reportados continuamente en la literatura científica, desvirtúan de manera contundente las afirmaciones de la industria en relación a la necesidad de utilizar el gas de esquistos como fuente de energía para la transición.

Por un camino muy distinto al de los hidrocarburos y sus consecuencias globales en la crisis climática, avanzan las energías renovables. Para los investigadores de la Universidad de Leeds, el cambio de perspectiva de cálculo de la TRE de «boca de pozo» a energía de uso directo, gasolina o electricidad, implica cifras completamente diferentes para las renovables. TRE de 7 para gasolina y de 6 para electricidad; mientras que, para la solar fotovoltaica y la eólica, los resultados son sustancialmente mayores: entre 6 y 20

para la primera y entre 14 y 30 para la segunda. (Brockway y otros, 2019). El aumento registrado en el consumo de energía en 2018 tiene relación con la progresiva disminución de la energía neta obtenida de los hidrocarburos, con consecuencias devastadoras desde la perspectiva climática. Por lo tanto, una transición rápida a fuentes de energía renovables aún requerirá importantes subsidios energéticos de los combustibles fósiles, puesto que aquellas presentan un período de atraso significativo antes de que logren una recuperación neta de energía, que podríamos llamar «tasa de amortización energética». Como se observa en la gráfica 3, hay una energía necesaria para la construcción de la infraestructura renovable (paneles solares o turbinas eólicas), que en la actualidad proviene de fuentes fósiles. Será a partir de un momento en el tiempo (*Break-even threshold*), que la energía generada por la fuente renovable compense esta inversión energética inicial, pero que entregará energía neta por décadas (*Energy Surplus*).

Gráfica 3. Energía de entrada, energía de salida y energía neta para la fabricación de nueva infraestructura energética.



Fuente: tomado de Our Renewable Future (Heinberg Fridley, 2016)

Estos resultados muestran la necesidad urgente de incluir la TRE de combustibles fósiles en forma de energía utilizable en los modelos de economía energética, para estudiar posibles impactos y sus respectivas respuestas socioeconómicas. Estos conceptos deben influenciar las decisiones de inversión en energía orientadas a cumplir los objetivos climáticos, que se apartan radicalmente de propuestas de explotación de YNC. Es fundamental incorporar en la discusión sobre los caminos de la transición energética la diferenciación

de usos de fósiles en términos de una mayor TRE para apalancar la transformación social a energías de bajas emisiones, con especial atención en las restricciones de los presupuestos de carbono.

Desde esta perspectiva, vale la pena señalar los resultados del informe de la Universidad Finlandesa de LUT y del Energy Watch Group, que abre un nuevo camino de análisis hacia un cambio total a energías renovables en un horizonte de tres décadas. El estudio muestra que se puede lograr un sistema de energía renovable al 100 %, a nivel mundial, con emisiones netas nulas antes de 2050, a un costo menor que el actual de combustibles fósiles. En esta perspectiva, la mayor relevancia la toman la energía solar fotovoltaica y la energía eólica; la primera representa aproximadamente el 69 % del suministro total de energía para 2050 y se complementa con la energía eólica en un 18 %, la energía hidroeléctrica en un 3 % y la biomasa en 5 %. De acuerdo con el informe, el costo de energía normalizado para un sistema energético global totalmente sostenible será ligeramente inferior al del sistema actual; se reducirá de 54 € / MWh, aproximadamente, en 2015, a 53 € / MWh en 2050. Al tomar en cuenta las externalidades negativas del sistema actual, un sistema de energía global 100 % renovable es una opción sustancialmente más barata y podría eliminar las dependencias energéticas internacionales y, así, además, ayudar a resolver conflictos relacionados con la energía (Ram y otros, 2019).

Estudios como este muestran que la transición a sistemas 100 % renovables ya no es cuestión de viabilidad técnica o económica, sino, más bien, de la voluntad política de gobiernos que se distancien del poder de lobby de las corporaciones de los fósiles. La perspectiva de la explotación de YNC implica riesgos socioambientales desmedidos en nuestros territorios altamente amenazados por el cambio climático, cuando las soluciones existentes pueden dinamizar economías distintas en un contexto de equidad en el acceso a la energía. Cumplir con las recomendaciones hechas por la comisión de expertos o comisión interdisciplinaria nombrada por el gobierno para iniciar los pilotos de *fracking* es un hecho que está lejos de llevarse a cabo cuando tenemos una institucionalidad débil, sin capacidad de sanción y seguimiento; cuando no se cuenta con una línea base en conocimiento hidrogeológico y de ecosistemas, o se carece de un acuerdo social logrado sin recurrir a la imposición, o de un acceso transparente a la información pública, pues está obstaculizado por diversos intereses. Por eso, es urgente insistir en que el *fracking* representa la intensificación de un modelo caduco que solamente retrasa la toma de acción para migrar a las energías renovables. La propuesta

hoy debería ser ofrecer a estos mismos territorios afectados por más de 100 años de explotación de hidrocarburos alternativas respetuosas de sus entornos y comunidades. No pilotos de *fracking*, sino pilotos de energías renovables que se analicen a profundidad, tanto en sus oportunidades como en sus desventajas, y que se sustenten en la concepción de la energía como un bien común que se pone al servicio de los proyectos de vida en los diversos territorios. Proyectos pilotos que propendan por estimular las culturas regenerativas, la única esperanza para enfrentar el tamaño de la actual crisis. La transición es una exigencia inmediata, el *fracking* es el último estertor de un modelo agotado que nos impide mirar al futuro.

Referencias bibliográficas

- Abramzon, S., Samaras, C., Curtright, A., Litovitz, A., & Burger, N. (2014). Estimating the consumptive use costs of Shale natural gas extraction on Pennsylvania roadways. *Journal of Infrastructure Systems*, 20. 06014001. 10.1061/(ASCE)IS.1943-555X.0000203.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH. (2019, 18 de septiembre). Producción Fiscalizada Crudo 2019. *Estadísticas del sector*. Consultado el 18 de septiembre de 2019 en <http://www.anh.gov.co/estadisticas-del-sector/sistemas-integrados-de-operaciones/estadisticas-de-produccion>
- Alvarez, R., Zavala-Araiza, D., Lyon, D y otros (2018, 13 de julio). Assessment of methane emissions from the U.S. oil and gas supply chain. *Science*, 361, 6398, 186-188. Consultado el 20 de octubre de 2019 en DOI: 10.1126/science.aar7204
- Avellaneda, A. (1998). *Petróleo, colonización y medio ambiente en Colombia*. Bogotá: Ecoe Ediciones.
- Banerjee, N., Song, L. y Hasemyer, D. (2015, 16 de septiembre). *Exxon's Own Research Confirmed Fossil Fuels' Role in Global Warming Decades Ago*. *Inside Climate News*. Consultado el 24 de octubre de 2019 en <https://insideclimatenews.org/news/15092015/Exxons-own-research-confirmed-fossil-fuels-role-in-global-warming>. Citado en Hall (2015)
- Blackmountain Sand. (2019). *Permian Frac Sand Demand by the Numbers*. Consultado el 18 de septiembre de 2019 en <https://www.blackmountainsand.com/blog/permian-frac-sand-demand-by-the-numbers/>
- BP. (2019, 1º de junio). *BP Energy Outlook 2019 edition*. Consultado el 18 de septiembre de 2019 en <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2019.pdf>
- Brockway, P., Owen, A., Brand-Correa, L., y Hardt, L. (2019, julio). Estimation of global final-stage energy-return-on-investment for fossil fuels with comparison to renewable energy sources. *Nature Energy*, 4(7), 612-621.

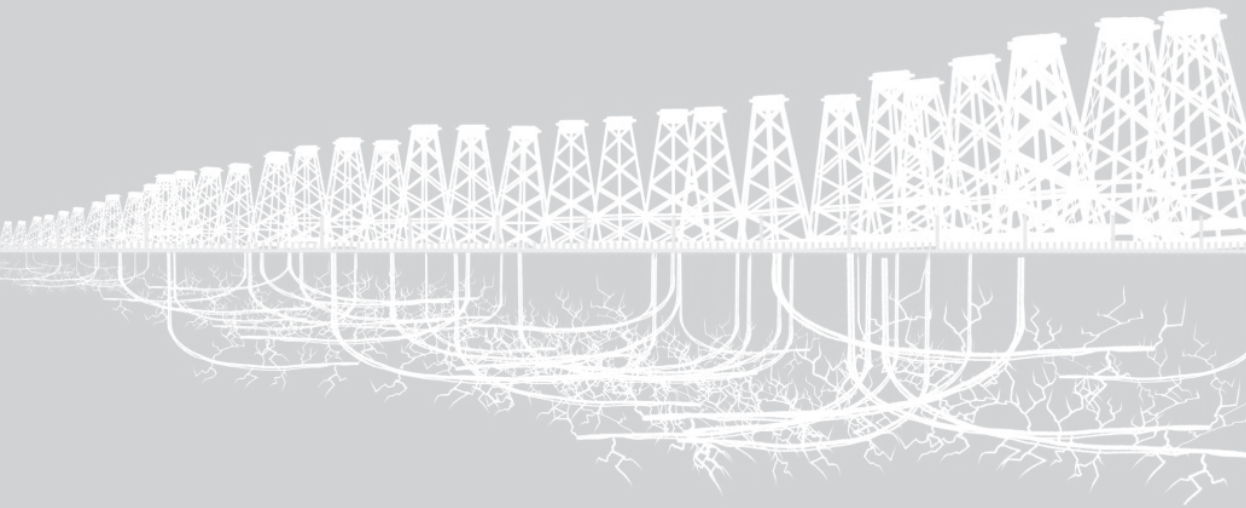
- Castillo-Mussot, M., Ugalde-Vélez, P., Montemayor-Aldrete, J., Lama-García, A., y Cruz, F. (2016). Impact of Global Energy Resources Based on Energy Return on their Investment (EROI) Parameters. *Perspectives on Global Development and Technology*, 15, 290-299.
- Climate Accountability Institute. (2014, 20 de diciembre). *Carbon Majors cumulative emissions to 2013 Alphabetized*. Consultado el 15 de septiembre de 2019 en <http://climateaccountability.org/pdf/SumAlpha%20Dec14%206p.pdf>
- Comisión Interdisciplinaria Independiente. (2019, abril). *Informe sobre efectos ambientales (Bióticos, físicos y sociales) y económicos de la exploración de hidrocarburos en áreas con posible despliegue de técnicas de fracturamiento hidráulico de roca generadora mediante perforación horizontal*. Consultado el 15 de septiembre de 2019 en <https://justiciaambientalcolombia.org/wp-content/uploads/2019/04/Informe-final-comisi%C3%B3n-de-expertos-compressed.pdf>
- Contraloría General de la República, CGR. (2018, agosto). *Informe de auditoría de cumplimiento al convenio Lisama-Nutria*. Elaborado por Carlos Barbosa, Jaime Mesa, Martha Africano, Leandro Rojas y Jorge Camacho. Consultado el 24 de octubre de 2018 en <https://www.contraloria.gov.co/documents/20181/1111932/027+-+INFORME+AUDITORIA+DE+CUMPLIMIENTO+LISAMA-NUTRIA+-+VIGENCIA+2014-2018.pdf/3a8c60cb-3d7b-4560-893e-320ba62119fe?version=1.1>
- Davies, R., Almond, S., Ward, R. y otros. (2015, enero). Oil and gas wells and their integrity: Implications for shale and unconventional resource exploitation. *Marine and Petroleum Geology*, 59, 671-673.
- El Espectador – Redacción Medio Ambiente. (2018, 26 de marzo). Desde 2016, Ecopetrol sabía de fallas mecánicas en pozo del derrame de petróleo. *El Espectador*. Consultado el 19 de septiembre de 2019 en <https://www.elespectador.com/noticias/medio-ambiente/desde-2016-ecopetrol-sabia-de-fallas-mecanicas-en-pozo-del-derrame-de-petroleo-articulo-746545>
- Empresas Públicas de Medellín, EPM. (2019). *Clientes y usuarios > Hogares y personas > Agua > Tips para el uso inteligente*. Consultado el 18 de septiembre de 2019 en https://www.epm.com.co/site/clientes_usuarios/clientes-y-usuarios/hogares-y-personas/agua/tips-para-el-uso-inteligente
- Environment America. (s. f.). *The Costs of Fracking*. Consultado el 22 de septiembre de 2019 en https://environmentamerica.org/sites/environment/files/exp/reports/costs_of_fracking.html

- Environmental Working Group. (2014, 25 de septiembre). *Report: Rapidly Expanding Frac Sand Mining is Hidden Danger of Fracking Boom in U.S.* Consultado el 18 de septiembre de 2019 en <https://www.ewg.org/energy/release/19727/report-rapidly-expanding-frac-sand-mining-hidden-danger-fracking-boom-us>
- Equipo Colombia Plural. (2018, 23 de junio). ¿Alguien recuerda el pozo Lizama 158? *Colombia Plural*. Consultado el 19 de septiembre de 2019 en <https://colombiaplural.com/alguien-recuerda-el-pozo-lizama-158/>
- Evans, S., y Pearce, R. (2019, 25 de marzo). *Mapped: The world's coal power plants*. Consultado el 30 de septiembre de 2019 en <https://www.carbonbrief.org/mapped-worlds-coal-power-plants>
- Fahey, J. (2014, 5 de mayo). AP Impact: Deadly side effect to fracking boom. *Associated Press, AP*. Consultado el 24 de octubre de 2019 en <https://www.apnews.com/ac54bee4225241729f360adbbcf394dd>
- Fettweis, X. y otros. (2012, agosto). Estimating the Greenland ice sheet surface mass balance contribution to future sea level rise using the regional atmospheric climate model MAR. *The Cryosphere* 6(4), 469-489.
- Frack Tracker Alliance. (2014, 11 de septiembre). *Here They Come Again! The Impacts of Oil and Gas Truck Traffic*. Consultado el 22 de septiembre de 2019 en <https://www.fracktracker.org/2014/09/truck-counts/>
- Gallegos, T. y otros. (2015, julio). Hydraulic fracturing water use variability in the United States and potential environmental implications. *Water Resource Research*, 51, 7, 5839-5845.
- Global Witness. (2019, 23 de abril). *Overexposed. The IPCC's report on 1.5°C and the risks of overinvestment in oil and gas*. Consultado el 15 de septiembre de 2019 en <https://www.globalwitness.org/en/campaigns/oil-gas-and-mining/overexposed/>
- Gómez, A., y Roa-Avenidaño, T. (2019). *Informe sobre Shell y la ampliación de la frontera extractiva en aguas profundas. El caso Colombia*. Bogotá: Censat Agua Viva.
- Griffin, P. (2017). *The Carbon Majors Database*. Londres: Climate Accountability Institute.
- Guo, K., Zhang, B., Wachtmeister, H., Aleklett, K., Höök, y Mikael. (2017). Characteristic Production Decline Patterns for Shale GAs Wells in Barnett. *International Journal of Sustainable Future for Human Security* 5, 1, 12-21.
- Hall, S. (2015, 26 de octubre). Exxon Knew about Climate Change almost 40 years ago. *Scientific American*. Consultado el 15 de septiembre de 2019, de <https://www.scientificamerican.com/article/exxon-knew-about-climate-change-almost-40-years-ago/>

- Hausfather, Z. (2018, 8 de octubre). Analysis: Why the IPCC 1.5C report expanded the carbon budget. *CarbonBrief*. Consultado el 30 de septiembre de 2019 en <https://www.carbonbrief.org/analysis-why-the-ipcc-1-5c-report-expanded-the-carbon-budget>.
- Heede, R., y Oreskes, N. (2016). Potential emissions of CO₂ and methane from proved reserves of fossil fuels: An alternative analysis. *Global Environmental Change* 36, 12-20.
- Heinberg, R., y Fridley, D. (2016). *Our Renewable Future*. Washington: Island Press.
- Holthaus, E. (2019, 31 de julio). *Greenland Is Melting Away Before Our Eyes*. Consultado el 15 de septiembre de 2019, de Rolling Stone: <https://www.rollingstone.com/politics/politics-news/greenland-ice-sheet-melt-865803/>
- Howarth, R. (2019). Ideas and perspectives: is shale gas a major driver of recent increase in global atmospheric methane? *Biogeosciences*, 3033-3046.
- Hughes, D. (2013). Drill, baby, drill. *Can unconventional fuels usher a new era of energy abundance?* Santa Rosa, California, U.S.A.: Post Carbon Institute.
- Hughes, D. (2019). *How long will the shale revolution last?* Corvallis: Post Carbon Institute.
- Ingraffea, A. R., Wells, M. T., Santoro, R. L., y Shonkoff, S. B. (2014). Assessment and risk analysis of casing and cement impairment in oil and gas wells in Pennsylvania, 2000-2012. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 111(30), 10955-10960.
- Internal Displacement Monitoring Centre., IDMC. (2019, 13 de septiembre). *Millions of people forced from their homes due to conflict and disasters in first half of 2019*. Consultado el 15 de septiembre de 2019 en <http://www.internal-displacement.org/sites/default/files/inline-files/Millions%20of%20people%20forced%20from%20their%20homes%20due%20to%20conflict%20and%20disasters%20in%20first%20half%20of%202019.pdf>
- Jones, V. (2019, 29 de mayo). *US Shale Companies are Burning through Cash*. Consultado el 23 de septiembre de 2019 en https://www.rigzone.com/news/us_shale_companies_are_burning_through_cash-29-may-2019-158938-article/
- Klare, M. (4 de octubre de 2012). The New 'Golden Age of Oil' That Wasn't. *The Nation*. Consultado el 22 de septiembre de 2019 en <https://www.thenation.com/article/new-golden-age-oil-wasnt/>
- Klein, N. (2014). *This Changes Everything: Capitalism vs. the Climate*. New York: Simon & Schuster.
- Kondash, A., Laurer, N., y Vengosh, A. (2018). The intensification of the water footprint of hydraulic fracturing. *Science Advances* 4, 8.

- Lund, L. (2014). *Decline Curve Analysis of Shale Oil Production: The Case of Eagle Ford*. Upsala: Uppsala Universitet.
- Masson-Delmotte, V. y Panmao, Zhai. (2018). IPCC, 2018: *Global warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C*. Ginebra: In Press. Citado en https://archive.ipcc.ch/report/sr15/pdf/sr15_citation.pdf
- McGlade, C., & Ekins, P. (2015). The geographical distribution of fossil fuels unused when limiting global warming to 2 °C. *Nature*, 517, 187–190.
- McLean, B. (2018, 1° de septiembre). The Next Financial Crisis Lurks Underground. *The New York Times*. Consultado el 23 de septiembre de 2019 en <https://www.nytimes.com/2018/09/01/opinion/the-next-financial-crisis-lurks-underground.html>
- Mikulka, J. (2019, 8 de agosto). Bleak Financial Outlook for US Fracking Industry. *Desmog*. Consultado el 23 de septiembre de 2019 en <https://www.desmogblog.com/2019/08/08/bleak-financial-outlook-us-fracking-industry>
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2015, julio). *Contribución prevista y determinada a nivel nacional iNDC*. Consultado el 15 de septiembre de 2019 en http://www.minambiente.gov.co/images/cambioclimatico/pdf/colombia_hacia_la_COP21/iNDC_espanol.pdf
- Moeller, D., y Murphy, D. (2016, 15 de julio). Net Energy Analysis of Gas Production from the Marcellus Shale. *BioPhysical Economics and Resource Quality*, 1-5. 1. 10.1007/s41247-016-0006-8.
- Observatorio de Conflictos Ambientales. (2019, 20 de marzo). Negocio del fracking no está en su producción. *UN Periódico*. Consultado el 23 de septiembre de 2019 en <https://unperiodico.unal.edu.co/pages/detail/negocio-del-fracking-no-esta-en-su-produccion/>
- Olson, B., & Elliott, R. (2019, 24 de febrero). Frackers Face Harsh Reality as Wall Street Backs Away. *Wall Street Journal*. Consultado el 23 de septiembre de 2019 en <https://www.wsj.com/articles/frackers-face-harsh-reality-as-wall-street-backs-away-11551009601>
- Orduz, N., Pardo, Á., Herrera, H. y otros. (2018). *La prohibición del fracking en Colombia como un asunto de política pública*. Bogotá: Fundación Heinrich Böll.
- Orr, I., y Krumenacher, M. (2015, 1° de mayo). *Environmental Impacts of Industrial Silica Sand (Frac Sand) Mining*. Consultado el 30 de septiembre de 2019 en https://www.gza.com/sites/default/files/Environmental%20Impacts%20of%20Industrial%20Silica%20Sand%20%28Frac%20Sand%29%20Mining_Final%20May%202015.pdf

- Popovich, N., Albeck-Ripka, L., y Kendra, P-L. (2019, 12 de septiembre). 85 Environmental Rules Being Rolled Back Under Trump. *The New York Times*. Consultado el 30 de septiembre de 2019 en <https://www.nytimes.com/interactive/2019/climate/trump-environment-rollbacks.html>
- Ram, B. y otros. (2019). *Global Energy System based on 100% Renewable Energy – Power, Heat, Transport and Desalination*. Lappeenranta: University of Technology Research Reports.
- San Francisco Gate. (2014, 5 de enero). *Some states confirm water pollution from drilling*. Consultado el 19 de septiembre de 2019 en <https://www.sfgate.com/science/article/Some-states-confirm-water-pollution-from-drilling-5116567.php>
- Semana Sostenible. (2019, 4 de septiembre). La Amazonia perdió 2,5 millones de hectáreas en solo un mes. *Semana Sostenible*. Consultado el 15 de septiembre de 2019 en <https://sostenibilidad.semana.com/impacto/articulo/incendio-en-la-amazonia-alcanzo-25-millones-de-hectareas-en-agosto/46636>
- Tainter, J. (1988). *The Collapse of Complex Societies*. Cambridge: Cambridge University Press.
- The Economist. (2017, 25 de marzo). America's shale firms don't give a frack about financial returns. *The Economist*. Consultado el 23 de septiembre de 2019 en <https://www.economist.com/business/2017/03/25/american-shale-firms-dont-give-a-frack-about-financial-returns>
- Watson, T., y Bachu, S. (2009, enero). Evaluation of the Potential for Gas and CO₂ Leakage along Wellbores. *SPE Drilling and Completion* 24(1):115-126.



La inviabilidad económica del *fracking*, subsidios estatales y crisis fiscal en Colombia

Álvaro Pardo¹

Evaluar la producción de crudo no convencional por su aporte económico es como pretender una pareja solo por los atributos de su cuenta bancaria. Existen estas y otras dimensiones que deben evaluarse a fondo antes de programar un piloto de la luna de miel.

Los altos costos de la extracción de crudos no convencionales (CNC), explicados principalmente por los costos ambientales, en un mercado volátil y a precios internacionales que no garantizan la viabilidad económica del *fracking*, obligarían a las compañías petroleras en Colombia a reducir el presupuesto para cumplir con sus obligaciones ambientales y, al gobierno, a elevar los subsidios y privilegios tributarios del sector.

Este documento presenta un análisis de la dimensión económica, la viabilidad y el impacto fiscal de *fracking*, el modelo de contratación petrolera y la renta generada por la explotación de estos recursos, elementos que deben agregarse al análisis integral de las demás dimensiones ambientales y sociales de esa actividad, entre ellos, su aporte al cambio climático, la intervención en los territorios y su interacción con las comunidades locales.

Una decisión responsable sobre el *fracking* se sustenta en el análisis integral del sector, ajustada a nuestra realidad y con fundamento en los derechos ciudadanos que establece la Constitución Nacional.

Para empezar, debe señalarse que el análisis integral no desconoce el papel que han desempeñado los hidrocarburos convencionales en la economía

1. Economista especializado en Derecho Minero-Energético y Derecho Constitucional.

colombiana como fuente de combustibles, insumos y aporte económico a la nación, al comercio exterior y a las entidades territoriales, aspectos que, por supuesto, deberán ser tenido en cuenta en el diseño de una política de transición hacia las energías limpias. Pero, como sucede con todo, se requiere ubicar las cosas en sus reales dimensiones.

El debate actual sobre el *fracking* en Colombia toma a los Estados Unidos como referente de una actividad inmaculada (Ávila, 2019). Desconoce que allá también se registra una intensa polémica entre los partidos Demócrata y Republicano (Palin, 2009) por razones ambientales y de seguridad energética, y entre las comunidades organizadas que rechazan esa técnica de extracción de crudo y gas. Mientras tanto, en Colombia, al *fracking* lo presentan actores interesados que tienen una imagen tecnológicamente pulcra, que exageran sus virtudes económicas y se muestran como tabla de salvación de la economía nacional, con lo que desconocen o minimizan los impactos ambientales y sociales.

La economía nacional, adicta a los combustibles fósiles, no puede prohibir su uso de la noche a la mañana, pero la transición hacia las energías limpias no puede construirse sobre la destrucción de la riqueza ambiental, la vulneración de los derechos ciudadanos y la sostenibilidad fiscal.

El gobierno nacional insiste, con argumentos que rayan en el pánico económico (Colombia.com, 2019), en que el país debe aprovechar las reservas de los yacimientos no convencionales para extender la autosuficiencia energética, mantener el suministro de combustibles y derivados a la economía y evitar un desbordamiento de las importaciones, que traería graves consecuencias sobre la economía (Semana, 2019).

Sí bien todos estos propósitos son muy importantes, se trata, en el fondo, de una estrategia mediática de defensa de una política energética extemporánea, pues, durante décadas, la política estatal se concentró en la explotación acelerada de los recursos naturales no renovables, en el recaudo de la renta minera sin mayor consideración por las dimensiones ambientales y sociales del sector y sin una visión de largo plazo que le permitiera aprovechar esos recursos para construir una economía sostenible y diversificada y una sociedad más justa y equitativa.

Hoy, en buena parte del mundo, la sostenibilidad energética se funda en la generación de energías limpias, entre otras, para evitar que el uso intensivo de los combustibles fósiles continúe socavando las condiciones planetarias que garantizan la supervivencia antrópica.

El gobierno, gremios y empresas del sector sostienen que el *fracking* contribuiría al desarrollo y crecimiento económico generando empleo y recursos para el fisco (impuestos) y las entidades territoriales (regalías), pero los hechos y las cifras oficiales del pasado *boom* extractivista demuestran que tales bondades apenas si existen.

Gobiernos anteriores promocionaron la locomotora minera con los mismos argumentos utilizados ahora para vender el *fracking*, pero no han elaborado un estudio serio y objetivo que evalúe el impacto real del *boom* en la economía (déficit fiscal, déficit de la balanza de comercio exterior, desaceleración de la industria y agricultura y el crecimiento desmesurado de la deuda pública), y sobre la sociedad, cada vez más desigual, inequitativa, con elevados índices de necesidades básicas insatisfechas, pobreza monetaria y altas tasas de desnutrición y violencia.

Actualmente, se promociona el *fracking* sin mayor análisis de aspectos específicos de los CNC, como son los altos costos de extracción, la corta vida útil de los campos, precios volátiles, sus impactos sobre las finanzas públicas y empleo, y un mercado incierto por el avance global hacia la generación de energías limpias.

Con la decisión de extraer CNC mediante el fracturamiento hidráulico, Colombia no solo avanza en contravía de dicha tendencia universal, sino que propicia, deliberadamente, un colapso fiscal, subsidiando un sector económicamente inviable. Este sector de la economía acumula billonarias deducciones, exenciones y descuentos tributarios, y su aporte a las finanzas públicas son inferiores a los reportados en los discursos oficiales y en los publirreportajes pagos por las empresas del sector.

No pretende este documento desconocer la importancia de los combustibles fósiles, pero los tiempos cambiaron, el mundo reclama compromisos para detener las consecuencias del cambio climático y los habitantes de los territorios, las organizaciones sociales del país y los estudiosos sociales del tema reclaman estrategias sostenibles basadas en el interés general.

Mal podría el gobierno nacional tomar una decisión con respecto a los llamados CNC sin incluir un análisis integral de sus impactos positivos y negativos en todas las dimensiones.

La sección que aquí se presenta aborda la explotación de CNC desde la perspectiva económica sin dejar de lado la trascendencia de las dimensiones ambiental y social, que se tratarán en las demás secciones de esta publicación.

Estructura de costos de un pozo de *fracking* en Estados Unidos

Un reciente informe denominado *Análisis de la viabilidad del fracking en los Estados Unidos* (Mohammed y otros, 2019), identificó, luego de una exhaustiva revisión de la literatura para entender las implicaciones ambientales y económicas del *fracking*, las principales actividades que se ejecutan en cada fase del ciclo de vida del fracturamiento hidráulico y luego construyó una estructura real de los costos promedio que tendría la perforación de un pozo para la extracción de gas de esquisto.

Los autores señalaron que, si bien el *fracking* aumentó la disponibilidad de nuevas reservas de crudo y gas en los Estados Unidos, contribuyó a mantener menores precios de los combustibles y al aumento del empleo, existen también argumentos que cuestionan seriamente la estabilidad económica, la sostenibilidad ambiental y la viabilidad del *fracking* en esa nación.

Entre los elementos que aporta el documento, importantes para evaluar la viabilidad del *fracking* en Colombia, se destacan los siguientes:

- «[una] preocupación es que la mayoría de los estudios del sector están financiados por la industria [sector petrolero] y muchos de [ellos] tienen estimaciones infladas de reservas y proyecciones que hacen que, a las tasas de consumo actuales y proyectadas, el gas de esquisto dure unos 90 años.» (EIA.2018) (...)².
- «Según informes sobre la extracción de petróleo y gas y su efecto en la economía, la producción de un pozo de esquisto cae entre un 60 [% y un] 90 % en el primer año de operación.» (Ahmed. 2013)
- Cada pozo utiliza alrededor de seis millones de galones de agua a presión, además de grandes volúmenes de químicos, arenas y otros materiales para fracturar las rocas y extraer las lutitas (Howarth y otros. 2011).
- Según la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (Environmental Protection Agency, EPA, 2010), el consumo de agua de 35.000 pozos es de entre 70 billones y 140 billones de galones anuales, volumen suficiente para suministrar agua a dos ciudades con 2,5 millones de habitantes cada una.

2. Las primeras proyecciones sobre las reservas de hidrocarburos no convencionales en Colombia hablaban de entre 2.000 y 4.000 millones de barriles. Ahora, la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP) habla de hasta 10.000 millones de barriles (Semana, 2019).

- Cuando los campos están ubicados en regiones densamente pobladas y el agua limpia y accesible escasea en época de sequía, es necesario suspender las actividades petroleras. Así pasó en la cuenca del río Susquehanna, donde las autoridades tuvieron que suspender 64 permisos de extracción de agua durante una oleada de calor en el 2012 (Magyar, 2012). En Colombia, esto equivaldría a una demanda en cortes internacionales.
- El *fracking* hidráulico contribuye a la contaminación del aire, ya que se expulsan grandes cantidades de metano cuando fluyen los gases de retorno. También se descubrió que la huella de gas invernadero (GEI) del *fracking* era significativamente mayor que la del gas convencional (Howarth y otros, 2011).
- Además del metano, compuestos orgánicos volátiles (COV) son unos de los principales subproductos que pueden causar graves problemas respiratorios y enfermedades incurables, como el cáncer.
- «Un estudio reciente de la EPA que analiza los impactos de la fractura hidráulica en fuentes de agua, concluyó que fuentes de agua subterránea están contaminadas con una gran cantidad de químicos presentes en los fluidos de fractura. La razón principal se atribuyó a la falta de eficacia en la integridad mecánica de los pozos y con fugas de reflujo del fracturamiento, cementación defectuosa de los pozos y la posible conexión de fracturas profundas con aguas superficiales.» (EPA, 2016)

El estudio mencionado analiza cada una de las fases del ciclo del proceso de fracturamiento hidráulico –exploración y adquisición, extracción / producción, refinación y procesamiento, y recuperación ambiental– y en cada una de ellas fue determinando el impacto de la operación, las consecuencias sobre el entorno ambiental y los costos reales en los que se deberían incurrir las empresas para controlar, mitigar, compensar y corregir los impactos negativos causados.

Finalmente, mediante un análisis integral cuantitativo de los costos del ciclo de vida del *fracking* (Life Cycle Cost Analysis) y el modelo de simulación de Monte Carlo, los autores llegaron a la siguiente tabla:

Tabla 1. Costo del ciclo de vida de un pozo *fracking* en Estados Unidos.

Centro de costos	Costo promedio (dólares)	Porcentaje
Exploración y adquisición	13.365	0,04
Preparación del sitio	400.000	1,25
Perforación	2'200.000	6,87
Fracturamiento hidráulico	3'739.000	11,68
Finalización del pozo	512.500	1,60
Alteración del entorno e impactos sobre los recursos naturales	43	0
Impacto y reparación de vías	18.000	0,06
Impacto sobre el uso de tierras, bosques y tierras de cultivo	1.698	0,01
Costo de construcción de vías	97.500	0,30
Consumo de agua	193.194	0,60
Contaminación del aire	335.225	1,06
Contaminación de aguas	24'491.218	76,50
Costo en salud	5.364	0,02
Costo del ciclo de vida del <i>fracking</i>	32'007.310	100,00

En las fases operativas, los mayores costos se relacionan con la perforación del pozo (6,87 %) y el fracturamiento (11,68 %), y entre los impactos ambientales, el más relevante tiene que ver con el tratamiento de aguas utilizadas en la operación (76,5 %).

Significa que los costos reales de una actividad ejecutada de manera responsable ascenderían en promedio a 32 millones de dólares, monto muy superior a los costos actuales de unos 7 millones de dólares por pozo que se reportan en el mercado ¿Por qué? Si bien hay un acervo de información e infraestructura compartida que permite reducir costos, las normas laxas en los Estados Unidos y menores gastos en las obligaciones ambientales, especialmente en el tratamiento de los lodos de reflujo, explican esa enorme diferencia.

«El fluido de retorno en la fase de fracturamiento es una fuente importante de contaminación de agua considerando su toxicidad ambiental y sus costos de reciclaje», señala el documento base de este artículo (Mohammed y otros. 2019).

El ejercicio propuesto por Mohammed y otros muestra entonces que una actividad responsable con el ambiente y con la sociedad obligaría a las

compañías a invertir millonarios recursos para, por ejemplo, devolver en condiciones de potabilidad el agua utilizada en la operación.

La diferencia constituye un pasivo ambiental, quizá irreversible y a perpetuidad, que la sociedad deberá asumir en algún momento en el tiempo. Lo que las empresas dejan de hacer lo hará la ciudadanía con sus propios recursos, impuestos, por ejemplo. Las ganancias se privatizan, pero los pasivos ambientales se socializan y se hace responsable a esa ciudadanía, que nada tiene que ver con las decisiones de autorizar el *fracking*.

El ejercicio muestra también que los costos reales del *fracking*, que nunca mostrarán las empresas, están explicados por los costos ambientales. La explicación de más de las 3/4 partes de los costos reales de un pozo para la extracción de gas no convencional en Estados Unidos está en el tratamiento de las aguas utilizadas durante la extracción de CNC.

Se trata de una evidencia muy importante para un país como Colombia, donde el *fracking* se ha tratado de imponer «a las malas», sin términos de referencia ajustados a nuestra realidad geológica e hidrogeológica, sin estudios previos ni líneas bases³, simplemente, dejándose llevar por las urgencias del día a día y las presiones de sectores interesados en quedarse con una buena tajada de la renta petrolera.

El estudio muestra también que la tecnología no es infalible y menciona un estudio de la EPA que «analiza los impactos de la fractura hídrica en fuentes de agua y concluye que el agua subterránea está contaminada con gran cantidad de químicos presentes en los fluidos de fractura» (Howarth y otros, 2011). En Colombia, las empresas y los ingenieros de petróleo gritan a los cuatro vientos que eso no es posible, que la tecnología es 100 % segura y que todo estará bajo control.

La contaminación de fuentes hídricas subterráneas, dice el estudio, obedece a la falta de eficacia en la integridad mecánica de los pozos en actividad (EPA, 2016), así como a una infraestructura de almacenamiento agujereada, a las fugas de líquidos de reflujos del fracturamiento, a la cementación defectuosa del pozo y a posibles conexiones de fracturas profundas con aguas superficiales, como se mencionó antes.

Agrega que en varios afluentes del río Ohio ya se han verificado estos impactos (Howarth y otros, 2011), así como en Pensilvania, Virginia Occidental, Texas, Colorado y Colombia Británica, en Canadá (Mooney, 2011).

3. Véase el *Informe* de la Comisión de expertos para la exploración de Yacimientos No Convencionales en Colombia, creada por el gobierno nacional, entregado en enero de 2019 (Comisión de Expertos, 2019).

Regresando a nuestro tema, se debe señalar que el estudio mencionado:

- Se refiere a un pozo tipo para extracción de gas de esquisto mediante fracturamiento hidráulico en los Estados Unidos.
- El análisis de costos reales está referido a la perforación de un pozo en las condiciones de los Estados Unidos, pero dichas condiciones son sustancialmente diferentes a nuestro país, por ejemplo, la biodiversidad de nuestra geografía, lo que podría significar mayores costos ambientales en Colombia.
- El estudio aporta evidencia de los altos costos de esta actividad.
- El estudio no incluye los impactos sociales, salvo los costos de salud por contaminación de agua y aire.
- Deja ver claramente que los mayores costos del *fracking* se relacionan, no con los equipos y la operación, sino con los impactos ambientales y sus costos.

A los altos costos ambientales y operacionales de un pozo construido para extraer crudo o gas de un yacimiento no convencional debe sumarse el hecho de que estos pozos tienen una vida útil promedio de diez años. Incluso, el estudio de marras habla de pozos cuya producción empieza a decrecer en el primer año entre un 60 % y un 90 %, de manera que las empresas deben perforar pozos continuamente para mantener un nivel de producción de acuerdo con sus metas.

La expansión territorial, junto con el desplazamiento poblacional y la desaparición de actividades productivas y del acervo de tradiciones y cultura, es otro ítem que prácticamente se desconoce en el análisis oficial que valida el *fracking* en Colombia.

La viabilidad económica del *fracking* se establece, entonces, teniendo en cuenta varios aspectos:

- los altos costos ambientales y operativos de cada pozo y la necesidad de perforar continuamente unos nuevos.
- La volatilidad de los precios del crudo y del gas en el mercado internacional.
- Las tensiones geopolíticas mundiales que pueden ocasionar disturbios sobre los precios y volúmenes ofertados al mercado.
- Las crecientes presiones de la sociedad para que los gobiernos adopten programas de transición hacia la generación de energías limpias.

Bancarrota de empresas en Estados Unidos

Estados Unidos superó a Arabia Saudita y a Rusia en la producción de crudo y gas en 2012 y 2013 y se convirtió en el mayor productor de combustibles fósiles del mundo gracias, entre otros asuntos, a la explotación de los crudos no convencionales.

El periódico *The Washington Post* señaló por esa misma época que pese al *boom*, a la perforación de más de 130 mil pozos para *fracking* desde 2010 y al aumento de las reservas de lutitas, más de la mitad de las empresas dedicadas a esa actividad cerrarían operaciones en los siguientes años como consecuencia de los precios cíclicos del crudo en el mercado mundial y los impactos ambientales.

Académicos y expertos en Estados Unidos señalaron entonces que, si bien el *fracking* y las nuevas reservas fósiles habían logrado que se recuperara la independencia energética de la nación, era necesario profundizar en otros aspectos, como los efectos económicos de esa actividad, la sostenibilidad ambiental, los costos operativos y la evaluación económica de sus impactos ambientales, en especial, por el consumo de agua, la contaminación del aire y el uso de la infraestructura.

La confluencia de los altos costos, las exigencias ambientales, los actuales precios del WTI⁴ y la volatilidad del mercado llevaron a que numerosas empresas, especialmente pequeñas, dedicadas al *fracking* en Estados Unidos entraran en proceso de bancarrota desde 2015.

Artículos e investigaciones publicadas en *The Washington Post*, *Wall Street Journal*, *Bloomberg* (Wethe, 2019) y la agencia *Reuters* dan cuenta de la difícil situación financiera de estas compañías, que se acogen a la ley de quiebra no obstante los beneficios (subsidios) del gobierno estadounidense, especialmente mediante créditos subsidiados.

El *boom* del *fracking* y las expectativas de altos precios del crudo llevaron en la década pasada a que algunas unas empresas que aportan buena parte del crudo del *fracking* a ese país se endeudaran aceleradamente (Olson, Elliott y Matthews, 2019). Aunque los precios del crudo pasaron de unos 30 dólares por barril en 2014, a 55 dólares en 2016, los vencimientos de deuda empezaron a generar grandes dificultades y, por esa razón, 28 empresas se declararon en quiebra en 2018 y 26 más en los primeros ocho meses de 2019 (Elliot y Matthews, 2019).

Otras empresas que aún se mantienen en el mercado, según *Reuters*, debieron recortar presupuestos y personal y reducir sus metas de producción y el número de pozos perforados por año. Recién, una de las empresas más importantes que opera en la región de Vaca Muerta, Argentina, Weatherford, se acogió a la ley de quiebras de Estados Unidos, agobiada por sus deudas (Sanzillo y Hipple, 2019). Lo cierto es que en Estados Unidos se tenían 904 plataformas de explotación en 2017, pero esa cifra se redujo en 14 % en 2018.

4. El precio del petróleo conocido como West Texas Intermediate (WTI) es el precio del petróleo que se extrae en los estados de Texas y Oklahoma y que sirve de referencia para todos los demás crudos producidos en Estados Unidos y, en general, en el hemisferio occidental.

¿Cómo se relaciona esa situación en la cuna mundial de *fracking* con Colombia? De varias maneras, como veremos a continuación.

Viabilidad económica del *fracking* en Colombia

La extracción de CNC por la vía de *fracking* ha estado sujeta a los vaivenes propios de un Estado que improvisa, al sector privado que hábilmente mezcla los intereses de nación con la codicia de sus inversionistas y a una comunidad cada vez más informada y empoderada del territorio y sus derechos, entre ellos, los de decidir sobre sus planes de vida, la preservación del entorno ambiental y su biodiversidad, y la defensa de los recursos de la naturaleza y el territorio.

Comunidades y organizaciones sociales han rechazado la decisión de impulsar el *fracking* en la región del Magdalena Medio por las consecuencias ambientales y sociales que podría generar, pero el gobierno nacional insiste en que es necesario explotar los CNC para mantener la autosuficiencia energética del país, recaudar recursos fiscales para financiar los programas sociales y generar regalías para las entidades territoriales.

Sin embargo, los argumentos económicos oficiales y corporativos para «vender» el *fracking* se estrellan con la realidad cuando:

- una evaluación del impacto del reciente *boom* petrolero (2004-2014) confirma que, si bien el sector hizo un aporte significativo al crecimiento económico, el país en su conjunto mantuvo sin variación significativa sus altos niveles de inequidad y la pobreza de millones de ciudadanos en el país.
- Finalizado el *boom*, el país se encontró con una económica estancada, la destrucción de su base industrial y agrícola, por efecto de la enfermedad holandesa; déficits gemelos estructurales (finanzas públicas y balanza comercial) y una enorme deuda pública externa.
- Encontró, también, que las reservas de petróleo y gas habían caído y que, pese a los billonarios beneficios tributarios aprobados para incentivar la exploración de hidrocarburos, esa «platica se perdió». No hubo nuevos hallazgos, las reservas cayeron y las compañías petroleras de las «grandes ligas» nunca llegaron.
- Las regalías pagadas por el sector constituyen una importante fuente de ingreso para las entidades territoriales. Sin embargo, ellas se han malgastado en obras innecesarias, atomizadas en múltiples proyectos, algunos de ellos sin terminar; o se han relacionado con casos de corrupción y

descarada desidia y, en general, su destino ha sido un rotundo fracaso de la política «repartir la mermelada en toda la tostada nacional», como lo revela el informe «El cuarto de hora (fallido) de las regalías», de la CGR (2018).

- Los beneficios tributarios crearon un verdadero marco de privilegios para las empresas del sector y su costo fiscal erosiona permanentemente el recaudo, profundiza el desequilibrio de las finanzas públicas, desfinancia los programas sociales y traslada la carga impositiva a las personas naturales (Pardo, 2018).

Impuestos y beneficios tributarios del sector de hidrocarburos

Los beneficios tributarios son instrumentos de política que el Estado utiliza para incentivar e impulsar un sector de la economía, sujetos siempre al cumplimiento de unos objetivos concretos que, en el caso del petróleo, no han cumplido con su cometido, pues las reservas probadas de crudo vienen cayendo desde hace más de una década.

Entonces, los beneficios tributarios se convirtieron, sin que se evalúen y fiscalice el cumplimiento de los objetivos, en subsidios para mantener la actividad y para garantizarles a las empresas mejores tasas de retorno en sus inversiones. No se desconocen los riesgos de esta actividad, pero el mayor conocimiento del subsuelo tras años de exploración reduce la incertidumbre y minimiza los riesgos.

Además de los 229 beneficios tributarios reconocidos por la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN, s. f.), algunos dirigidos a la industria petrolera, este sector se ha beneficiado de la política tributaria del gobierno, orientada a reducir la carga fiscal de las empresas y a colocarla sobre los hombros de las personas naturales.

Esa fue la particularidad de la reforma tributaria llamada estructural del gobierno Santos/Cárdenas y de la ley de financiamiento de Duque/Carrasquilla. En esta última reforma (ley 1943 de 2018), se aprobó lo siguiente:

- *una reducción gradual de la tarifa del impuesto de renta del 33 % en 2019 al 30 % a partir de 2022.*
- *La exclusión del impuesto al patrimonio.*
- *Un nuevo régimen tributario para megainversiones orientado a beneficiar los sectores intensivos en capital, como el petrolero, con la*

reducción de la tarifa del impuesto de renta al 27 % y la depreciación de activos fijos en un periodo mínimo de dos años; además, esos sectores no estarán sujetos al sistema de renta presuntiva, sus utilidades distribuidas no estarán sometidas al impuesto a los dividendos, ni al impuesto al patrimonio. Este paraíso aplica para inversiones superiores a un billón de pesos que se hagan en un plazo de cinco años, con fecha límite en 2024 y los beneficios estarán vigentes para las empresas por un periodo de 20 años. El inversionista, por su parte, se obliga a ejecutar la inversión y a generar 250 nuevos empleos.

- *Contratos de estabilidad jurídica para megainversiones*: como si lo anterior fuera poco, el gobierno nacional ofrece a los megainversionistas la posibilidad de incluir todos estos beneficios en estos contratos para garantizarles que no se modificarán durante la vigencia del contrato firmado. Esta maravilla tributaria, a cambio de que el beneficiario pague a favor de la nación una prima equivalente al 0,75 % del valor de la inversión pactada⁵.
- *Deducción de los impuestos pagados y otros*. Es deducible el cien por ciento (100 %) de los impuestos, tasas y contribuciones que efectivamente las empresas hayan pagado durante el año o periodo gravable que tengan relación de causalidad con su actividad económica, con excepción del impuesto de renta y complementarios. Gracias a este beneficio, las empresas pueden deducir el 50 % del gravamen a los movimientos financieros (4 x 1.000), las cuotas de afiliación a los gremios y tomar, no como deducción, sino como descuento tributario, el 50 % del impuesto de Industria, Comercio, Avisos y Tableros (ICA) y el 100 % a partir de 2022. El término utilizado, «Deducción de los impuestos pagados y otros», se presta para muchas interpretaciones: aunque ya estaba autorizada la deducción del impuesto predial, pareciera que este artículo autoriza también la deducción del impuesto a los vehículos.
- *Descuento del IVA a la importación, formación, construcción y adquisición de activos fijos reales*. Antes, este IVA solo podía deducirse por la adquisición o importación de activos; ahora se extendió a la formación y construcción de activos, incluidos todos los demás gastos necesarios

5. Estos contratos se introdujeron mediante la ley 963 de 2005, pero se retiraron siete años después (ley 1607 de 2012), por el enorme costo fiscal que acarrearaban. Todavía hoy, empresas que suscribieron ese tipo de contratos, continúan gozando de sus privilegios.

para ponerlos en funcionamiento. El hecho de que ya no sea deducción, sino descuento, beneficia enormemente a los empresarios, pues descuenta directamente el 100 % del IVA de su declaración de renta, pero ese descuento castiga al fisco nacional.

- *Eliminación de descuentos.* La reforma tributaria de 2018 eliminó algunos descuentos, entre ellos, el IVA por adquisición o importación de maquinaria pesada para la industria básica (petróleos, minas, siderúrgicas, generación de energía). Esta es una eliminación inocua, pues autorizó ese mismo descuento en el artículo antes mencionado.
- *Descuento del 25 % del valor de las inversiones realizadas en investigación, desarrollo tecnológico o innovación.*
- *Descuento del 25 % de las donaciones.* Se trata de recursos que las empresas giran a las fundaciones; por lo general, se trata de vinculadas a esas mismas empresas, pertenecientes al régimen especial, de uso muy común entre petroleras y mineras.

De reformas tributarias anteriores vienen beneficios como la deducción por aportes a las campañas políticas, pagos por afiliación a clubes sociales y a gremios y la deducción de los impuestos pagados en el exterior. Existen también otros beneficios «a las malas», como la deducción por regalías mineras o petroleras.

Recordemos que el concepto 015766 de 2005 de la DIAN autorizó a estas compañías a deducir de su impuesto de renta las regalías pagadas por la explotación de los recursos naturales no renovables, pero, pese a que el Consejo de Estado lo declaró nulo mediante sentencia 19950 de octubre de 2017. Declararlo nulo implicaba, indirectamente, que la DIAN debía eliminar ese privilegio y recuperar lo que las compañías habían dejado de pagar; la orden judicial no se ha cumplido y las empresas siguen deduciendo las regalías porque, en su concepto, ellas constituyen un costo (Rudas, 2017).

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

Tabla 2. Ingresos, costos y beneficios tributarios del sector de hidrocarburos* (mm\$)**

Concepto	2014	2015	2016	2017	2018
Ingresos ordinarios	92.864	74.092	58.636	76.533	104.264
Costos	75.440	64.632	51.639	59.330	67.923
INCR***	1.943	4.920	4.994	1.305	3.362
Deducciones	25.851	59.373	32.487	1.107	868
Rentas exentas	15	9	19	18	8
Descuentos tributarios	129	116	18	69	68
Impuesto a cargo	5.369	1.560	1.517	3.781	7.371

* El sector de hidrocarburos está conformado por las empresas que extraen crudo, gas y las empresas de apoyo a estas actividades

** mm\$: miles de millones de pesos

*** INCR: Ingresos no constitutivos de renta.

Fuente: DIAN. Agregados de las declaraciones de Renta y Complementarios. Personas Jurídicas. Las cifras en mm\$ corresponden a las operaciones de 2017, presentadas a la DIAN en 2018.

Comentarios:

- Los precios internacionales del crudo están fuertemente interrelacionados con los ingresos ordinarios de las compañías del sector de hidrocarburos y, por supuesto, también con los impuestos a cargo, tal como puede observarse en 2015 y 2016, cuando las cotizaciones cayeron por debajo de niveles históricos.
- El aporte fiscal del sector de hidrocarburos depende en extremo de variables exógenas. De ahí que una caída en los precios afecte de manera importante el recaudo (aunque no de la manera tan dramática como ha señalado el gobierno nacional), las empresas del sector y sus gremios.
- El aporte fiscal del sector de hidrocarburos, o su potencial tributario, está erosionado por los montos de los beneficios tributarios, pero, especialmente, por los llamados Ingresos No Constitutivos de Renta que, aunque la DIAN no los reconoce como un beneficio tributario, desempeñan un papel muy importante en la reducción de la base gravable y, por esa vía, en los impuestos a cargo⁶.

6. La DIAN solamente reconoce como Beneficios Tributarios las deducciones, rentas exentas y descuentos tributarios.

- Debe destacarse que son Ecopetrol y las empresas de su grupo económico, entre ellas, Equión y Hocol, los mayores aportantes del impuesto de renta en Colombia y no las empresas privadas.
- Luego de que se hicieran aportes inferiores a los 2 billones de pesos en 2015 y 2016, el impuesto de renta del sector superó los 7,3 billones de pesos en 2017, lo que se explica por una mejora en el nivel del precio del petróleo, no por un ajuste de la carga tributaria.

Tabla 3. Relación beneficios tributarios e impuestos a cargo (mm\$)*

Concepto	2014	2015	2016	2017	2018
Total BT**	25.996	59.499	32.525	1.194	945
INCR***	1.943	4.920	4.994	1.305	3.362
Total BT + INCR	27.939	64.420	37.520	2.500	4.307
Impuesto a cargo	5.369	1.560	1.517	3.781	7.371
Relación BT- Impuestos a cargo	5,20	41,30	24,70	0,70	0,58

* **mm\$**: miles de millones de pesos

** **BT**: Beneficios tributarios

*****INCR**: Ingresos No Constitutivos de Renta

Cálculos propios basados en la información de la DIAN.

Comentarios:

- Se observa un crecimiento desmesurado y no explicado de los INCR en 2015 y 2016, hecho que coincide con el derrumbe de los precios en el mercado internacional. ¿Planeación tributaria?
- El comportamiento de los BT en el periodo de estudio no tiene una explicación lógica. ¿Cómo es posible que los BT pasen de 59,4 billones de pesos en 2015 a 0,9 billones en 2018? ¿Revisó la DIAN cómo se explica ese hecho, justo cuando los beneficios tributarios para las empresas muestran una tendencia a aumentar?
- Excepto en 2017 y 2018, cuando el mercado revirtió la tendencia a la caída de los precios, en los demás años del periodo de estudio, los beneficios superaron con creces el impuesto a cargo.
- Por cada peso pagado por concepto de impuesto de renta en 2015 y 2016, el Estado renunció a 41,30 pesos y a 24,70 pesos, respectivamente.

Esta tendencia se revirtió en los últimos dos años, aunque los INCR continúan comportándose de una manera no coherente y sin explicación de sus altibajos.

- En 2018, por cada peso que las compañías pagaron por concepto de impuesto de renta, el Estado les devolvió 0,58 centavos por beneficios tributarios e INCR.

Los BT y los INCR permiten reducir la base gravable y, por esa vía, minimizar el impuesto a cargo de las empresas; en consecuencia, también se reduce la tasa efectiva de tributación, concepto que explicaré a continuación.

Tabla 4. Impuesto de renta efectivo y nominal del sector de hidrocarburos (b\$)*

Sector	Tasa nominal 2017	Tasa nominal 2018	Tasa efectiva 2017	Tasa efectiva 2018
Hidrocarburos	34	33	4,9	7,1

* b\$: billones de pesos.

Cálculos propios a partir de la información de la DIAN, complementados con estudios de Jorge Espitia (2019)

Comentarios:

- Los resultados de la política del gobierno nacional orientada a reducir los impuestos a las personas jurídicas (empresas), bien bajando las tarifas de renta o aumentando los beneficios tributarios, se observan mediante el cálculo de la tasa efectiva de tributación.
- Dice el profesor Espitia que las declaraciones de renta presentadas por las personas jurídicas en 2017 y 2018 reflejan el impacto de la reforma tributaria llamada estructural del gobierno Santos/Cárdenas (2016), pero que aún no se recogen los beneficios aprobados en la reforma tributaria de diciembre de 2018 (Duque/Carrasquilla), que ahonda en el propósito de reducir la carga impositiva a las empresas.
- La *tasa efectiva* es el resultado de dividir el valor del impuesto a cargo sobre los ingresos ordinarios de las compañías. El cálculo hecho por el profesor Espitia incluye la sobretasa al impuesto de renta, lo que lo hace más complejo, pero, en últimas, la diferencia entre la tasa *nominal* de tributación y la tasa *efectiva* muestra el impacto de los beneficios tributarios, los INCR y otras deducciones sobre lo que realmente deberían tributar estas compañías.

- Es claro que, si no existiera ese portafolio de beneficios tributarios que ofrece el Estado a las empresas en general y a las extractivas en particular, el monto del recaudo sería muy superior y el país se hubiese podido evitar varias reformas tributarias.
- Salvo muy contadas excepciones, no se ponen límites a las personas jurídicas para incluir las deducciones, exenciones y descuentos tributarios, como sí se hace con las personas naturales en sus declaraciones de renta. Ese es otro privilegio empresarial que se une a la siguiente pregunta: ¿tiene la DIAN capacidad institucional para revisar los billones de pesos anuales que se mueven bajo esas figuras?
- Aclaro que existen ingresos que no son objeto de renta, como las indemnizaciones o el pago de seguros, pero el crecimiento extraordinario de este ítem en la declaración de renta de las empresas del sector de hidrocarburos podría indicar la existencia de fenómenos de elusión / evasión.
- Si bien los demás sectores de la economía tributaron efectivamente a tasas verdaderamente escandalosas, las empresas petroleras pagaron en 2018 a niveles del 7,1 %, un nivel muy inferior frente a las tasas nominales del 33 %.

Tabla 5. Participación del impuesto a hidrocarburos en el total nacional. 2014-2018 (b\$)*

Concepto	2014	2015	2016	2017	2018
Total impuesto de la Renta	25.996	59.499	32.525	1.194	945
Total impuesto de renta hidrocarburos	1.943	4.920	4.994	1.305	3.362
Porcentaje de participación	27.939	64.420	37.520	2.500	4.307

* **b\$**: billones de pesos.

Fuente: Estadísticas DIAN y cálculos propios.

El comportamiento del aporte tributario de las empresas de petróleo y gas coincide con el comportamiento de sus precios en el mercado internacional, cuando los precios caen, el aporte disminuye y viceversa. La severa disminución de los aportes en los años 2015 y 2016 generó graves desajustes en la economía y en las finanzas públicas, pero el país no puede seguir dependiendo de variables exógenas para avanzar en la construcción de una economía sostenible con justicia social.

La extracción de crudos no convencionales significa perpetuar en el tiempo un modelo económico que si bien, trae beneficios temporales, ahonda la reprimarización de la economía y la dependencia en bienes primarios, mandados a recoger por sus implicaciones en materia de cambio climático.

Otros beneficios del sector de hidrocarburos

El sector de hidrocarburos tiene otros beneficios que surgen del régimen de comercio exterior, del estatuto de inversiones extranjeras y de los tratados de libre comercio (TLC). Además, arrastra del pasado unos más que, en su totalidad, constituyen un marco privilegiado para las compañías del sector, entre ellos, la eliminación del impuesto a la remesa de utilidades (2008) y los contratos de estabilidad jurídica, que, aunque se eliminaron en 2010, sus efectos continúan y otros fueron revividos en la reforma tributaria de 2018. Por ejemplo:

- **Certificados de Reembolso Tributario (CERT).** El artículo 365 de la ley 1819 de 2016⁷, reforma tributaria «estructural», aprobó la creación de los CERT, el cual busca incentivar nuevas inversiones en los sectores de hidrocarburos y minería. Este beneficio aplica para inversiones que resulten en el descubrimiento de nuevas reservas de hidrocarburos, la adición a las reservas probadas o la incorporación de reservas recuperables. El CERT se calcula como un porcentaje de las nuevas inversiones y se entrega a las empresas del sector para que lo utilicen en el pago de su impuesto de renta o lo negocien libremente en el mercado nacional. Todos estos beneficios tienen un costo fiscal y han erosionado por años el recaudo del Estado por concepto de impuestos de renta; los beneficios, cuya efectividad nunca se evalúa, son responsables del déficit fiscal estructural, del desfinanciamiento de los programas para la paz y programas sociales del Estado, de la necesidad de aprobar una reforma tributaria cada dos años y de la mayor carga impositiva para la ciudadanía de a pie. Y esta es la base tributaria sobre la que arrancarían el *fracking* en Colombia.
- **Regalías especiales para los crudos del fracking.** La ley 1530 de 2012, que regula la organización y el funcionamiento del Sistema General de Regalías (SGR), establece en el artículo 14, párrafo primero, que,

7. Reglamentado mediante decreto 2253 de 2017.

con el fin de incentivar la exploración y explotación de hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales (gas metano asociado al carbón, gas de esquistos o shale gas, aceite o petróleo de lutitas, arenas bituminosas...), se aplicará una regalía del sesenta por ciento (60 %), del porcentaje de participación de regalías equivalentes a la explotación de crudo convencional.

En otras palabras, las regalías para el crudo y gas extraído por la técnica del *fracking* se redujeron del 100 % que corresponde a los crudos convencionales, al 60 %; es decir, por cada 100 pesos que por regalías pagan los crudos convencionales, los crudos del *fracking* apenas pagarán 60 pesos.

Esa norma se incluyó en el Contrato Adicional de Hidrocarburos–Exploración y Producción (E&P) para CNC como una cláusula especial e impactará, en caso de aprobarse, el presupuesto del SGR y los recursos que se distribuirán entre las entidades territoriales. Pero, también, esa reducción es un beneficio o subsidio al que renuncia el Estado en favor de las compañías dedicadas al *fracking*.

Recordemos que el mayor aporte de regalías proviene del sector petrolero, de manera que una reducción en la tarifa de las regalías reduce el presupuesto de SGR y castiga a las entidades territoriales que reciben estos recursos.

Contratos de concesión petrolera

La eliminación de los *contratos de asociación* petrolera en 2004 y el establecimiento de los *contratos de concesión* causaron un grave perjuicio al país en términos de abastecimiento de hidrocarburos para atender las necesidades internas. Los contratos de asociación permitían distribuir el crudo explotado en parte iguales entre el agente privado y Ecopetrol, después del pago de regalías. En los contratos de concesión, los hidrocarburos explotados pertenecen al agente privado en su totalidad, luego del pago de regalías.

El contrato de E&P de hidrocarburos, Capítulo VI – Regalías, artículo 26.8. Precio de Crudo para Abastecimiento Interno, señala que cuando el país requiera del crudo producido por empresas privadas, el precio base de compra es el precio internacional. Entonces, ¿qué sentido tiene continuar suscribiendo contratos de concesión cuando el país requiere del crudo descubierto y explotado para hacer frente a la pérdida de autosostenibilidad a la vuelta de seis u

ocho años? Y, ¿qué sentido tiene comprar nuestro propio crudo a las compañías privadas a precios internacionales?

Dirán el gobierno y las compañías petroleras que Colombia no tiene los recursos suficientes para explorar y encontrar nuevos yacimientos, pero, en el mundo existe otro tipo de contratos en los que la empresa estatal paga por las labores de exploración, pero no renuncia al crudo descubierto.

En fin, este es un aspecto sustancial de la política petrolera que el país deberá resolver, ojalá sin la intervención de las empresas del sector y sus gremios, para que pueda definir lo que más conviene a la ciudadanía colombiana.

Fracking, finanzas públicas y los riesgos de Ecopetrol

Como generador de ingresos para la nación, el sector petrolero ha sido importante en periodos de precios altos del crudo en el mercado internacional, pero el potencial recaudatorio se ha diezmado por el monto de los beneficios tributarios y otros estímulos (subsidios) que menoscaban la renta petrolera y profundizan el desequilibrio fiscal.

Antes se dijo que el mayor generador de impuestos para la nación es la empresa estatal Ecopetrol y no el sector privado y, aunque muchos se alegrarían por esta circunstancia, debemos señalar que:

- las compañías petroleras privadas se benefician de estos subsidios sin mayor compensación para el país. Y,
- si el Estado no aumenta los subsidios a Ecopetrol en las actividades de fractura hidráulica, podría quebrar la empresa. Sobre este tema, volveremos al final.

También se dijo antes, que el sector petrolero es muy importante en la generación de combustibles e insumos para la economía nacional y que el país necesitará crudos convencionales por los próximos 15 o 20 años, en una transición que debe ir acompañada de un sólido y decidido programa de generación de energías limpias o renovables, para que durante ese periodo se logre un cambio radical en la matriz energética del país.

Distinto es autorizar la extracción de CNC mediante el fracturamiento hidráulico, sabiendo que los altos costos del *fracking*, en especial, los costos del tratamiento de las aguas utilizadas en el proceso, a los precios actuales de un mercado volátil, no garantizan su viabilidad económica.

En estas condiciones, la imposición del *fracking* abre las puertas a nuevas dificultades fiscales, puesto que las únicas alternativas para que sea viable, son

- que las empresas petroleras, aprovechando la debilidad institucional ambiental, las normas laxas que reglamentan esta actividad y la ausencia de estudios que determinen la línea base, reduzcan los costos ambientales para viabilizar el negocio, y,
- que el gobierno, pese al marco excepcional de beneficios y otros instrumentos igualmente favorables para las empresas, insista en mantener los privilegios y eleve el monto de los subsidios, con lo que ahondaría la difícil situación fiscal del país.

Pese a que el gobierno nacional señala en el documento de presentación del Proyecto de Ley del Presupuesto General de la Nación 2020 que el objetivo es construir una economía más diversificada y menos dependiente del petróleo⁸, la decisión que se vislumbra es darle un nuevo impulso a la locomotora del *fracking* en Colombia, contando para ello con el apoyo de sectores interesados en el negocio del *fracking*, que son, al mismo tiempo, los que se lucran de los subsidios.

Si esa fuera la decisión, el gobierno se encontrará con la difícil situación fiscal por la que atraviesa el país. Las dos últimas reformas tributarias no han logrado su cometido y el mayor recaudo, proveniente cada vez más de las personas naturales vía impuestos indirectos, no ha permitido una reducción significativa del déficit fiscal.

Para superar los problemas fiscales, Alberto Carrasquilla, ministro de Hacienda y Crédito Público, ha dicho en varias oportunidades que la salida es la venta de activos de la Nación. Uno de los anexos del Presupuesto General de la Nación presenta el plan de enajenación de activos de la nación y un escenario fiscal que incluye las privatizaciones de empresas y participaciones del Estado en el sector real de la economía, entre ellas, las joyas de la corona: Ecopetrol⁹ y la compañía Interconexión Eléctrica S. A (ISA).

Se trata entonces de la venta del patrimonio público de los colombianos para corregir el déficit fiscal generado por el gasto público irresponsable de los últimos gobiernos y por los onerosos beneficios tributarios aprobados para los sectores financiero y minero, que se mantienen pese a la disminución de la carga tributaria y las dificultades fiscales del país.

La decisión gubernamental se orienta a vender las empresas públicas para compensar el costo fiscal de los beneficios tributarios, la menor carga tributaria

8. «Si alguna experiencia nos dejó el colapso de los precios del petróleo a mediados de 2014 fue el peligro que significa para la estabilidad fiscal del país que la generación de sus rentas fiscales dependa significativamente de un solo sector, como el sector energético» (en Proyecto de ley del PGN 2020).

9. El gobierno nacional tiene una autorización del Congreso para vender el 8 % adicional a su participación en Ecopetrol.

de las empresas y, en el futuro, para subsidiar a las empresas especializadas en el *fracking*, si esa actividad llegara a autorizarse.

El *fracking* no es una actividad económicamente viable y a sus consecuencias ambientales y sociales debe sumarse el impacto fiscal de los subsidios estatales a las empresas petroleras para evitar que se quiebren; de cualquier manera, el gobierno buscaría mantenerlas a flote para evitar graves perjuicios a una economía adicta a los combustibles fósiles.

Debe señalarse que no es cierto que el *fracking* vaya a generar importantes recursos fiscales para la nación, pues su potencial tributario se diluye en un mar de beneficios y privilegios fiscales; tampoco es cierto que se avecine una bonanza de regalías, pues las mismas se redujeron al 60 % de lo que pagan los crudos no convencionales.

No es cierto que se desfinanciarán los programas sociales del Estado si no se autoriza la explotación de crudos no convencionales.

Los programas sociales se hallan desfinanciados por el exceso de beneficios tributarios que a manos llenas y sin un análisis costo/beneficios de estos, se entregan a las personas jurídicas, entre ellas, a las empresas petroleras. El impuesto de renta no tiene destinación específica a los programas del Gobierno y si ello fuera así, entonces tendríamos derechos a preguntar: ¿por qué, más bien, no se reducen los gastos en armas?

La salida es la búsqueda de hidrocarburos convencionales para acompañar la transición hacia las energías limpias en un periodo razonable (entre más rápido, mejor) y prohibir al *fracking*, por su perjudiciales consecuencias ambientales, sociales y fiscales para el país. El principio de precaución aplica, incluso por encima de intereses particulares, para prohibir la aplicación de esta práctica en Colombia y no es un capricho de ambientalistas, sino una expresión legítima del interés general.

Las compañías extractivistas recuperan el 133 % de las regalías que pagan

Las tarifas de las regalías (contraprestaciones feudales) que pagan las compañías del sector por la explotación de los recursos naturales no renovables (RNNR) propiedad del Estado no se corresponden con su valor estratégico en el mundo de hoy. Su valor estratégico está dado por las señales de agotamiento de algunos de los RNNR en el mediano

plazo y por la mayor demanda global que, pese a sus vaivenes, mantiene una tendencia al alza en el largo plazo.

A las pírricas tarifas de regalías de los RNNR (véase ley 756 de 2002) se agrega que, dado que las compañías mineras y petroleras continúan deduciendo las regalías del impuesto de renta pese al fallo mencionado del Consejo de Estado, ese hecho les permite recuperarlas en el mismo porcentaje de la tarifa del impuesto de renta, que en 2018 fue del 33 %.

Significa que, entonces, las empresas no pagan el 100 % de las tarifas de las regalías, sino solo el 67 % de las tarifas por la explotación de los RNNR propiedad del Estado y patrimonio de todos los colombianos. Adicionalmente, las compañías del sector incluyen en sus costos las regalías pagadas y las recuperan en el precio de venta. Es decir, además de recuperar el 33 % de ellas por medio de una irregular deducción tributaria, recuperan el 100 % en la venta de petróleo o de los minerales. En suma, recuperan el 133 % de las regalías pagadas.

Para ponerlo más sencillo: por cada 67 pesos que las compañías petroleras y mineras le pagan al Estado colombiano por concepto de regalías, ellas recuperan y se quedan con \$133 pesos por ese concepto. Recuperan las regalías y obtienen un premio adicional de \$33 pesos.

Como la tarifa de las regalías del crudo de *fracking* es 40 % inferior a las regalías de los crudos convencionales, las compañías continuarán recuperándolas en un 133 %, pero el Estado recibirá menos por la explotación irracional de sus RNNR. No es cierto, por tanto, que el *fracking* vaya a generar una bonanza de regalías para las regiones y sus habitantes.

Referencias bibliográficas

- Ahmed, N. (2013, 10 de enero). *The Great Oil Swindle. Reports of peak oil's death have been greatly exaggerated*. Consultado el 15 de octubre de 2019 en https://fpif.org/the_great_oil_swindle/
- Ávila, R. (2019, 22 de septiembre). La evidencia de que el mundo aún depende de los combustibles fósiles. *El Tiempo*. Consultado el 15 de octubre de 2019 en <https://www.eltiempo.com/economia/sectores/ataque-al-petroleo-saudi-evidencia-que-el-mundo-aun-depende-de-los-combustibles-fosiles-414966>
- Colombia.com - Redacción Actualidad. (2019, 11 de septiembre). *Según ministra de Minas sin el 'Fracking' el dólar llegaría a 5 mil pesos*. Consultado el 27 de septiembre de 2019 en <https://www.colombia.com/actualidad/economia/segun-ministra-de-minas-sin-el-francking-el-dolar-llegaria-a-5-mil-pesos-240793>
- Comisión de expertos para la exploración de Yacimientos No Convencionales en Colombia. (2019, 7 de abril). *Informe*. En Foro Nacional Ambiental. Consultado el 15 de octubre en <https://www.foronacionalambiental.org.co/publicaciones/detalle/informe-de-la-comision-de-expertos-para-la-exploracion-de-yacimientos-no-convencionales-en-colombia/>
- Contraloría General de la Contraloría, CGR. (2018, septiembre). El cuarto de hora (fallido) de las regalías. *Grandes hallazgos. (Septiembre 2014 – agosto 2018)*. Consultado el 15 de octubre de 2019 en https://www.contraloria.gov.co/documents/20181/472298/Libro_grandes+hallazgos+CGR.pdf/6b2543f3-4faa-40c8-900d-5f47d08180ff
- Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales, DIAN. (s. f.). *Beneficios tributarios y aduaneros*. Consultado el 27 de septiembre de 2019 en <https://www.dian.gov.co/impuestos/reformatributaria/beneficiostributarios/Paginas/Beneficios-Tributarios.aspx>
- Elliot, R. y Matthews, C. (2019, 30 de agosto). Oil and Gas Bankruptcies Grow as Investors Lose Appetite for Shale. *The Wall Street Journal*. Consultado el 15 de octubre de 2019 en <https://www.wsj.com/articles/oil-and-gas-bankruptcies-grow-as-investors-lose-appetite-for-shale-11567157401>

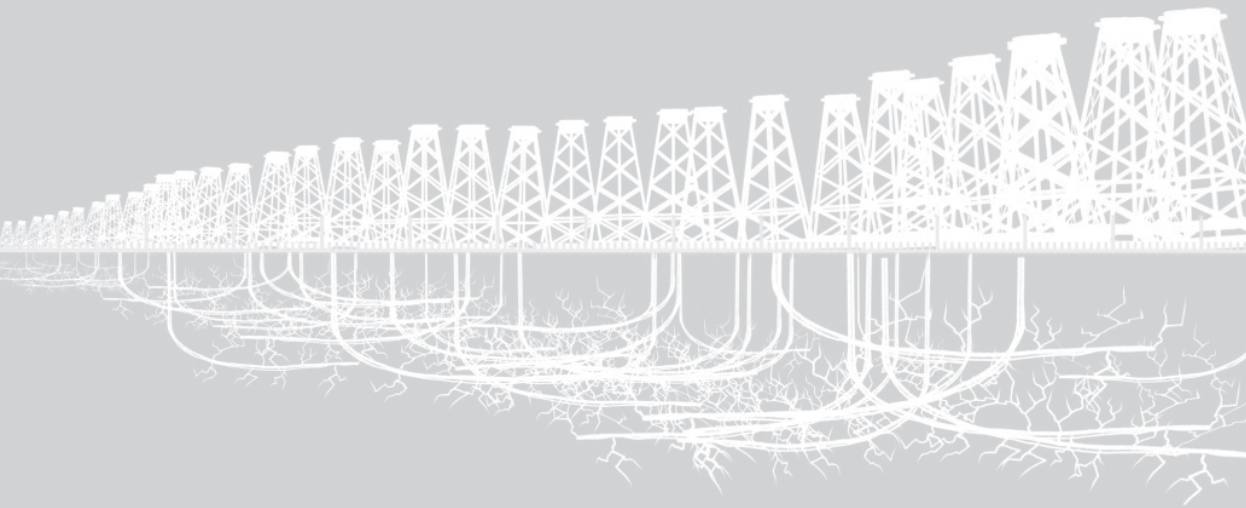
- Espitia, J. (2019, 26 de agosto). La reforma tributaria estructural de 2016 profundizó las exenciones fiscales. *Revista Sur*. Consultado el 15 de octubre de 2019 en <https://www.sur.org.co/la-reforma-tributaria-estructural-de-2016-profundizo-las-exenciones-fiscales/>
- Howarth y otros, (2011). *Natural Gas: Should fracking Stop*. Citado por Mohammed S. y otros. Consultado el 15 de octubre de 2019 en <https://www.nature.com/articles/477271a>
- Magyar, R. (2012). Near drought conditions impacting Marcellus shale gas drilling. Citado por Mohammed. S. y otros.
- Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Proyecto de Ley del PGN 2020. https://www.minhacienda.gov.co/webcenter/ShowProperty?nodeId=%2FConexionContent%2FWCC_CLUSTER-113820%2F%2FidcPrimary-File&revision=latestreleased
- Mohammed, S. y otros. (2019). Analyzing the feasibility of *fracking* in the U.S., using macro level life cycle cost analysis and assessment approaches. *Sustainable Production and Consumption*, 20, 375-388. Publicado por Elsevier. Consultado el 27 de septiembre en <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2352550919301150#!>
- Mooney, C. (2011, noviembre). The Truth about *fracking*. *Scientific American* 305(5):80-5. November 2011. Citado por Mohammed S. y otros. Consultado el 27 de septiembre en https://www.researchgate.net/publication/51838731_The_Truth_about_Fracking
- Olson, B.; Elliott, R. y Matthews, M. (2019, 2 de enero). *Fracking's Secret Problem—Oil Wells Aren't Producing as Much as Forecast*. *The Wall Street Journal*.
- Palin, S. (2009, 14 de julio). Drill, baby, drill. *The Guardian*. Consultado el 15 de octubre de 2019 en <https://www.theguardian.com/commentisfree/ci-famerica/2009/jul/14/sarah-palin-energy-obama>
- Pardo, A. (2018). Aspectos económicos del sector de hidrocarburos, especialmente del *fracking*. *La prohibición del fracking en Colombia como un asunto de política pública*. Bogotá: Fundación Heinrich Böll y Asociación Interamericana para la Defensa del Ambiente, AIDA. Consultado el 27 de septiembre en http://co.boell.org/sites/default/files/20190329_hb_publicacion_fracking_web.pdf
- Rudas, G. (2017, 5 de noviembre). ¿Son deducibles las regalías como costo en el impuesto a la renta? *Razón Pública*. Consultado el 27 de septiembre en <https://www.razonpublica.com/index.php/econom-y-sociedad-temas-29/10672-son-deducibles-las-regal%C3%ADas-como-costo-en-el-impuesto-a-la-renta.htm>

- Semana-Hidrocarburos. (2019, 14 de septiembre). ¿Fractura económica? *Revista Semana*. Consultado el 27 de septiembre en <https://www.semana.com/economia/articulo/fracking-en-colombia-el-impacto-en-la-economia-finanzas-publicas-y-sostenibilidad/631844>
- Sanzillo, T. y Hipple, K. (2019, 13 de septiembre). *Actualización IEEFA: Crisis financiera argentina ofrece oportunidad de repensar plan energético nacional*. Instituto de Economía Energética y Análisis Financiero (IEEFA). Consultado el 15 de octubre de 2019 en <http://ieefa.org/actualizacion-ieefa-crisis-financiera-argentina-ofrece-oportunidad-de-repensar-plan-energetico-nacional/>
- U. S. Environmental Protection Agency, EPA. (2011). *Draft Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources*. Consultado el 15 de octubre de 2019 en [https://yosemite.epa.gov/sab/sabproduct.nsf/0/D3483AB445AE61418525775900603E79/\\$File/Draft+Plan+to+Study+the+Potential+Impacts+of+Hydraulic+Fracturing+on+Drinking+Water+Resources-February+2011.pdf](https://yosemite.epa.gov/sab/sabproduct.nsf/0/D3483AB445AE61418525775900603E79/$File/Draft+Plan+to+Study+the+Potential+Impacts+of+Hydraulic+Fracturing+on+Drinking+Water+Resources-February+2011.pdf)
- U. S. Environmental Protection Agency, EPA. (2016). *News Releases from Headquarters. EPA Releases Final Report on Impacts from Hydraulic Fracturing Activities on Drinking Water*. Consultado el 15 de octubre de 2019 en <https://archive.epa.gov/epa/newsreleases/epa-releases-final-report-impacts-hydraulic-fracturing-activities-drinking-water.html>
- U.S. Energy Information Administration, EIA. (2018). *Frequently Asked Questions (Faqs)*. Consultado el 15 de octubre de 2019 en <https://www.eia.gov/tools/faqs/index.php?id=58&t=8>
- Wethe, D. (2019, 18 de junio). *Quicktake. he Shale Revolution*. Consultado el 15 de octubre de 2019 en <https://www.bloomberg.com/quicktake/fracking>

Decretos, leyes y sentencias

- Decreto 2253 de 2017. (29 de diciembre). *Por el cual se reglamenta el artículo 365 de la Ley 1819 de 2016 y se adiciona el Decreto Único del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en relación con el incentivo a las inversiones en hidrocarburos y minería*. Congreso de la República de Colombia.
- Ley 756 de 2002. (23 de julio). *Por la cual se modifica la ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones*. Congreso de la República de Colombia.

- Ley 963 de 2005. (8 de julio). *Por la cual se instaure una ley de estabilidad jurídica para los inversionistas en Colombia*. Congreso de la República de Colombia.
- Ley 1530 de 2012. (17 de mayo). *Por la cual se regula la organización y el funcionamiento del Sistema General de Regalías*. Congreso de la República de Colombia.
- Ley 1607 de 2012. (26 de diciembre). *Por la cual se expiden normas en materia tributaria y se dictan otras disposiciones*. Congreso de la República de Colombia.
- Ley 1819 de 2016. (29 de diciembre). *Por medio de la cual se adopta una reforma tributaria estructural, se fortalecen los mecanismos para la lucha contra la evasión y la elusión fiscal, y se dictan otras disposiciones*.
- Ley 1943 de 2018. (28 de diciembre). *Por la cual se expiden normas de financiamiento para el restablecimiento del equilibrio del presupuesto general y se dictan otras disposiciones*. Congreso de la República de Colombia.
- Sentencia 2013-00007/19950 de 2017. (12 de octubre). *Concepto 015766 de 2005. Artículo 116 del Estatuto Tributario. Deducción por regalías causadas por la explotación de recursos no renovables*. Consejo de Estado. Consejera ponente: Stella Jeannette Carvajal Basto.



FRACKing viene de FRACTURA

*Julio Fierro Morales*¹

Dos cosas tienen en común las prácticas del sector petrolero para extraer hidrocarburos de yacimientos no convencionales: una, fracturar con fluidos, particularmente agua, a presión las rocas que contienen aceite o gas y que no han migrado y la segunda, «navegar» a lo largo de las capas objetivo de la extracción buscando llegar cerca a los hidrocarburos atrapados. Las dos cosas implican un mayor requerimiento de materia y energía que el de la extracción de hidrocarburos de yacimientos convencionales, en la que el petróleo o el gas tienden a buscar el pozo una vez este es perforado, dadas las características de permeabilidad de esas rocas.

El carácter de baja permeabilidad de los yacimientos no convencionales está dado por las características electroquímicas de las arcillas que dominan en las lutitas (shales) o de rocas que tienen cierta porosidad (espacios dentro de la roca con tamaños generalmente submilimétricos) no interconectada (areniscas o calizas «compactas» o «apretadas»). En ambos casos, es necesario perforar para generar fracturas que actúen como microcanales que permitan que los fluidos que han estado atrapados por millones de años puedan migrar hacia la tubería. El fracturamiento artificial es una actividad de alta complejidad e incertidumbre que interactúa con la complejidad del fracturamiento natural, de manera que las predicciones de la ingeniería petrolera tienen fuertes limitaciones y llevan a errores que se manifiestan como contaminación de aguas, aire y suelo.

1. Geólogo MSc Geotecnia, aprendiz de los impactos del extractivismo. Corporación Geoambiental Terrae.

El estudio de fracturas naturales

Las fracturas en las rocas son el resultado de los esfuerzos tectónicos y, a su vez, producto del movimiento de diversas placas y microplacas tectónicas que conforman la corteza y que se mueven generando colisiones, separaciones o deslizamientos de unas contra otras. Dado el carácter heterogéneo de las rocas en cuanto a su composición, su comportamiento ante los esfuerzos es variado y no es fácil de comprender. Desde la ingeniería y la geología, se simplifica con la teorización de materiales de comportamiento continuo, homogéneo, isotrópico y lineal, pero, en la realidad, las rocas son discontinuas, heterogéneas, anisotrópicas y de respuesta no lineal, con cambios en los patrones que pueden darse de una capa de roca a otra o de un metro a otro y con fracturas sistemáticas y no sistemáticas (Davis y Reynolds, 1984; McGinnis y otros, 2015 y Lei y Gao, 2019). Quizá no hay campo de conocimiento en las geociencias donde la incertidumbre sea mayor que en el estudio de fracturas, en el que, a los aspectos citados, se suma el que una misma porción de corteza puede haberse afectado por esfuerzos cambiantes a lo largo de decenas, cientos e incluso miles de años. Las huellas de diferentes campos de esfuerzos pueden superponerse, lo que hace extremadamente difícil el modelamiento y las predicciones en términos de longitudes, direcciones y aperturas, entre otros aspectos.

Por estas consideraciones, extraña que algunos técnicos se refieran a certidumbres y posibilidades de predicción ajustadas cuando se trata de problemas que involucran estos rasgos geológicos. Extraña aún más puesto que, a las incertidumbres de la naturaleza geológica, se le suman las de fracturas creadas artificialmente para permitir el flujo de hidrocarburos: se pretende saber sobre lo que pasa con fluidos inyectados en dichas fracturas artificiales, algo que aumenta todavía más la complejidad.

La revisión de estudios del sector petrolero al respecto muestra las dificultades en la modelación de fracturas hidráulicas y existen suficientes evidencias de crecimiento no controlado de fracturas hidráulicas que alcanzan las fracturas naturales (GAO, 2012; Chuprakov, Melchaeva & Prioul, 2013 y Gale y otros, 2018).

Ese hecho genera la posibilidad de que se contaminen las aguas de acuíferos cercanos e incluso lejanos (GAO, 2012, DiGiulio & Jackson, 2014; Kondash y otros, 2017) de las rocas generadoras, afectándose con ello la posibilidad de que seres humanos de un futuro más cercano que lejano puedan surtirse de aguas. No hay duda de que iremos a la profundidad que sea para

conseguir agua y que argumentar que estos acuíferos no son hoy importantes es ignorar la progresiva y rápida profundización de los pozos para extracción de aguas subterráneas en casi todo el mundo.

Los sismos naturales y los inducidos

Hay acuerdo en que, a la fecha, el fracturamiento hidráulico de yacimientos no convencionales causa sismos que pueden tener magnitudes cercanas a 4,0 (Bao y Eaton, 2016). También, en que esos sismos producen incertidumbre e intranquilidad en los habitantes de territorios cercanos y han llegado a ocasionar daños de cierta consideración en edificaciones, como ha sucedido en Holanda (Vlek, 2019), pero la mayor parte de ellos no es perceptible para los seres humanos. No obstante, una práctica aparejada con la extracción de hidrocarburos, tanto de yacimientos convencionales como de no convencionales, que es la reinyección de aguas, sí que los causa y pueden ser de magnitudes suficientes (Davies y otros, 2013; Keranen y otros, 2014; Weingarten y otros, 2015; USGS, 2016; Goebel y Brodsky, 2018; Yeck y otros, 2016) para ser considerados como desastrosos. De hecho, en Colombia se tiene el caso del nido sísmico que indujo la actividad petrolera (reinyección de aguas) en Puerto Gaitán, hecho detectado por el geólogo Edgar Roa de la Contraloría General de la República y luego comprobado con estudios académicos del Departamento de Geociencias de la Universidad Nacional de Colombia (Reyes, 2015).

Ahora, se pretende tranquilizarnos diciéndonos que el conocimiento de las tasas de inyección de las aguas residuales, la no existencia de fallas geológicas que puedan (re)activarse con la presión de las aguas inyectadas o que la no existencia de fracturas que unan las zonas de inyección con las fallas geológicas evitarían la ocurrencia de sismos inducidos por la actividad petrolera. No obstante, en Estados Unidos se estudia que el cambio en los esfuerzos en los sólidos que componen las rocas cuando se extraen (o inyectan) los fluidos también puede generar sismos, incluso sin la mediación de fallas o fracturas. En el caso de la predicción del comportamiento de fracturas geológicas, ni en Colombia, ni quizá en ningún lugar del mundo, existe una base de conocimiento suficiente del subsuelo para poder asegurar que no habrá problemas en relación con ellas y en Colombia, el Servicio Geológico (SGC, 2014) ha reconocido que la tectónica y la sismogeneración son quizás los aspectos, en conjunto con el conocimiento de las aguas subterráneas,

menos avanzados de las geociencias. Estas falencias han sido planteadas en las funciones de advertencia de la Contraloría General de la República con respecto al *fracking* y poco han cambiado las cosas desde 2012 en estos aspectos.

En la reinyección, la presión de los fluidos va expandiéndose en el subsuelo a partir de los pozos, con lo que, cada vez es más probable que esos fluidos se crucen con fracturas (fallas o diaclasas) que puedan generar las condiciones para la ocurrencia de sismos. Se argumenta, desde el lado proclive al extractivismo, que la reglamentación colombiana soluciona esto con obligar al estudio de las fallas geológicas en el área de influencia de los proyectos, pero los estudios geológicos contenidos en los estudios de impacto ambiental (que pueden analizarse dado su carácter público) son, por decir lo menos, precarios, afirmación que puede constatar cualquier profesional en casos como el del bloque Serranía, de Hupecol; el del bloque Magallanes, de Ecopetrol, o el del bloque Nogal, de Emerald (Corporación Terrae, 2017). Además, en el ámbito internacional, se ve que las distancias de influencia de sismos inducidos relacionados con reactivación de fallas geológicas superan con mucho lo previsto por la reglamentación colombiana (Keranen y otros, 2014).

El sector petrolero argumentó que, al reducir las tasas de inyección de aguas, los sismos decrecerían rápidamente (Langenbruch & Zoback, 2016). Sin embargo, ello no ha sucedido y la intensidad de los sismos solo mermó en forma leve y el supuesto efecto de dicha reducción solo podrá comprobarse luego de muchos años (Goebel y otros, 2017; Barbour y otros, 2017).

Por otra parte, el argumento de que la profundidad de basamento cristalino es el principal tensor de la inducción/descadenamiento de sismos por reinyección de aguas ocurre en un contexto geológico particular y a su conocimiento se llegó, justamente, por la ocurrencia de sismos en Oklahoma: las rocas precámbricas cristalinas tienen allí un sistema de fallas y diaclasas conectadas con la cobertura de rocas sedimentarias. En Colombia y en el valle medio del Magdalena, poco se dice del comportamiento geomecánico/sísmico del basamento sedimentario que subyace el cretácico, del que se extraen los hidrocarburos; por otra parte, existen en el país indicios de deformación por cizalla con fracturamiento subvertical que puede conectar diferentes niveles de roca, lo que no disminuye en absoluto la preocupación, a pesar de que, extrañamente, los «expertos» proclives al sector se refieran a la sismicidad inducida por el *fracking* como algo imperceptible, similar a la causada por la caída de moneditas desde el aire.

Contaminación de aguas

La presión del agua de fracturamiento tiende a disminuir conforme la profundidad de la unidad objetivo es mayor, razón por la cual es necesaria la adición de productos que disminuyan la fricción. De igual manera, se requiere agregar químicos que matan la vida (biocidas) y partículas que actúen como microcuñas que impidan que se cierren las fracturas creadas por la inyección de aguas. Por ello, se tiene una mezcla de decenas de productos con toxicidad variable que se unen con elementos y especies químicas tóxicas provenientes de las rocas fracturadas y que incluyen radioactivos, metales pesados, arsénico y sulfuros, entre otros (EPA, 2011).

Esa mezcla de contaminantes adicionados por seres humanos, elementos químicos que se encontraban encapsulados en el subsuelo y agua, son una especie de vómito industrial que se denomina, en el argot de las empresas, el fluido de retorno, el cual es, por supuesto, contaminante.

Qué hacer con esos flujos es uno de los problemas centrales de la exploración y explotación petrolera, particularmente, del *fracking*, dada la necesidad de inyectar grandes volúmenes de agua. En la actualidad, en el mundo, o se disponen en superficie y supuestamente se tratan para ser vertidos en aguas superficiales, o deben reinyectarse a unidades porosas profundas. En este último caso, con la consiguiente contaminación de unidades de acuíferos profundos que tienen el potencial de dar agua a seres humanos en el futuro y con el consecuente desequilibrio del campo de esfuerzos tectónico, por la presión de fluidos en fracturas naturales, y la inducción/descadenamiento de sismos. En Colombia, los vertimientos petroleros han generado contaminación en aguas y aire (CGR, 2012, Fierro-Morales, 2015a y 2015b, Idea-OCA, 2017), razón por la cual, establecer a priori que este sector es cuidadoso es, por lo menos, irresponsable.

Existen argumentos pueriles en cuanto al carácter tóxico de los químicos usados para el fracturamiento. El uso cotidiano del diésel o de sustancias similares a detergentes no quita su carácter nocivo. Los contaminantes usados para el *fracking* pueden afectar el agua superficial y el aire en los territorios y existen casos comprobados de contaminación por migración de diésel desde los pozos de *fracking* hasta los de agua subterránea para consumo humano (DiGiulio & Jackson, 2016). En Colombia, tenemos el caso, no explicado por los expertos, de la falla del pozo Lisama 158, donde el crudo salió de un pozo abandonado por pérdida de contención en el sello y probablemente por migración a través de un conjunto de fracturas, pero la contaminación al aire y su eventual impacto a la salud pública no se estudió.

El sector petrolero responde con el argumento de la integridad de los pozos, que es una tecnología que consiste en poner tubos más gruesos que los de perforación/extracción denominados revestimientos e introducir cemento en los espacios que hay entre ellos, a veces, incluso, con una doble capa de dicha tubería. No obstante, no es una práctica infalible puesto que no es posible tener un centramiento perfecto de todas las tuberías (con lo cual se puede impedir la cementación de ciertos tramos de «integridad» y, por otra parte, los datos muestran que, tanto revestimientos como cemento, van perdiendo sus propiedades de protección conforme pasa el tiempo).

Los datos en Estados Unidos muestran que, luego de 5 años, en muchos casos ya había fallado el 6,3 % de la integridad de pozos usados para *fracking* (Davies y otros, 2014). Los datos de pozos más antiguos son aún más preocupantes y se da el caso de los estudios de pozos de yacimientos convencionales en el golfo de Méjico, donde, luego de 15 años, ya la mitad de los pozos poseía problemas de integridad (Brufatto y otros, 2003, Ingraffea y otros, 2014). Uno de los factores claves en estas problemáticas es el contenido de pirita en las rocas objeto de la exploración/explotación, puesto que genera reacción ácida, que afecta tanto los metales (tuberías) por corrosión, como los cementos por disolución de la calcita, su principal materia cementante.

A este respecto, el sector petrolero ha planteado durante varios años los inconvenientes que puede generar la presencia de sulfuros de hierro (como la pirita) en el funcionamiento de los pozos de gas y petróleo. Mahmoud y otros (2015) plantean que la presencia de estos compuestos en las rocas perforadas puede degradar la productividad de pozos de extracción y causar pérdidas en el rendimiento de los pozos de suministro de agua y en los inyectoros. Así mismo, Manceau y otros (2015) establecen, en relación a la posibilidad de falla en la integridad de pozos en funcionamiento o abandonados, que las propiedades del pozo pueden modificarse debido a interacciones químicas entre los fluidos y la tubería de revestimiento y la cementación, en función del ambiente geoquímico de las rocas perforadas.

Este aspecto puede ser clave en Colombia, donde los pocos estudios muestran cantidades considerables de pirita en las lutitas cretácicas. No es necesario hacer pilotos para establecer los factores mencionados: en las litotecas, hay kilómetros y kilómetros de testigos rocosos por estudiar, tanto en estos temas, como en la concentración que estas rocas tienen de metales pesados, arsénico y radioactivos. No menos importante es que en el *fracking* el contenido de pirita es mucho mayor que en la explotación de yacimientos

convencionales, dado que el porcentaje de penetración de la tubería en las lutitas es mucho mayor, pues, es a través de estas rocas que se navega con la perforación (sub)horizontal. Algunos datos existentes de porcentaje de pirita en lutitas cretácicas en Colombia muestran concentraciones considerables (4 % para Brattli, 1996; entre 1,3 y 12 % para Cardozo & Mejía, 2000; entre 2 y 5 % para Cuida & Gaviria; entre 4 y 10 % para Ortiz (2018) y 2,2 % para Mahoney y otros, 2019).

La falta de ética del *fracking*

Por último, y no por ello menos importante, están aspectos técnicos que tocan la ética de la apuesta del *fracking*. Por un lado, el cambio climático no es un aspecto abordado ni por el gobierno, ni por las empresas, ni por los «expertos». No es posible que se argumente el *fracking* como clave en la transición, si mientras tanto en el país se da una de las mayores extracciones de carbón térmico del planeta (de hecho, un caso aberrante es el de la empresa Drummond, que tiene todo tipo de cuestionamientos socioambientales e investigaciones abiertas por los efectos nocivos de su explotación minera y hoy se encuentra haciendo extracción de gas de uno de los tipos de yacimientos no convencionales asociado a mantos de carbón).

La tasa de quema de combustibles fósiles es uno de los grandes tensores del cambio climático y es fácil entender que causamos desequilibrios cuando emitimos a la atmósfera, en tan solo décadas, el dióxido de carbono (CO₂) que la naturaleza guardó en el subsuelo del registro de selvas exuberantes y una impresionante biomasa marina a lo largo de millones de años. Y, por otra parte, impedimos que, en mecanismos de regulación homeostática, el planeta responda con la generación de selvas tropicales húmedas ante ese exceso de CO₂ que emitimos, puesto que las estamos destruyendo a una tasa sin precedentes.

El cambio climático no puede tratarse con negacionismo, ni esperando que los gobiernos asuman todas las responsabilidades, puesto que tenemos, todos, una parte en resolver el problema. Sin embargo, no por ello debemos dejar de debatir acerca del efecto de prácticas que nos llevan a seguir quemando combustibles fósiles y aumentando el efecto invernadero. Las consecuencias intergeneracionales solamente pueden llevar a no olvidar el principio de precaución, que, a diferencia del tal principio de proacción propuesto por algunos técnicos, sí es constitucional.

Termino planteando que, si bien el conocimiento del subsuelo y de las aguas subterráneas es importante, la prioridad debería estar en investigar La Guajira. Es allí donde las comunidades, literalmente, mueren de sed y no parece posible que desde la ética pueda argumentarse por qué es más importante saber sobre las aguas subterráneas de un lugar húmedo, solo porque allí tienen interés las compañías petroleras o gobiernos despistados. No hay soporte en los datos socioeconómicos para seguir con el argumento de que la riqueza petrolera se irrigará para los pobladores de todo el país.

Referencias bibliográficas

- Barbour, J., Norbeck, H. y Rubinstein, J. (2017). The Effects of Varying Injection Rates in Osage County, Oklahoma, on the 2016 Mw 5.8 Pawnee Earthquake. *Seismological Research Letters* 88 (4): 1040-1053. Consultado en <https://doi.org/10.1785/0220170003>
- Bao, X. y Eaton, D. (2016). Fault activation by hydraulic fracturing in western Canada. *Science*, 354, 6318, pp. 1406-1409. Consultado en DOI: 10.1126/science.aag2583.
- Brattli, B. (1996): Rectorite-Pyrophyllite-Chlorite-Illite Assemblage in Pelitic Rocks from Fómeque Formation, Central Eastern Cordillera, Colombia. *Geología Colombiana*, 20, p. 123-132, Santafé de Bogotá.
- Brufatto C., Cochran, J, Conn, L., y otros. (2003). *From mud to cement—Building gas wells*. Semantic Scholar. Consultado en <https://pdfs.semanticscholar.org/fb10/9fba440238b70ef59beec7f7f9d5e16a2bb8.pdf>
- Cardozo, C. y Leal, H. (2000). *Proyecto de exploración de áreas potencialmente esmeraldíferas en un sector de Páez-Campo hermoso-Macanal, Departamento de Boyacá*. Trabajo de grado. Departamento de Geociencias, Universidad Nacional de Colombia.
- Contraloría General de la República, CGR. (2012). *Informe de auditoría Ecopetrol 2011*. CGR-CDSME. Bogotá, Colombia. Consultado en <https://www.contraloria.gov.co/documents/20181/479204/Informe+ECOPE-TROL-2011.pdf>
- Corporación Geoambiental Terrae–Vicaría del Sur. (2017). *Evaluación geoambiental e hídrica del proyecto de perforación exploratoria del bloque petrolero El Nogal en los municipios Morelia y Valparaíso–Caquetá, para la defensa del agua y el territorio*. (Documento sin publicar). Bogotá, Colombia.
- Cuida, E. y Gaviria, S. (2014). *Degradación de arcillas y contaminación de aguas por exposición de lodolitas oscuras en mina de caliza, La Calera, Cundinamarca*. V Congreso Colombiano de Hidrogeología. Sociedad Colombiana de Hidrogeólogos. Medellín.

- Chuprakov, D., Melchaeva, O. y Prioul, R. (2013). *Hydraulic Fracture Propagation Across a Weak Discontinuity Controlled by Fluid Injection*. IntechOpen. Consultado en DOI: 10.5272/55941.
- Davies, R. Almond, S., Ward, R. y otros. (2014). Oil and gas wells and their integrity: Implications for shale and unconventional resource exploitation. Elsevier. *Marine and Petroleum Geology*, 56, pp. 239-234. Consultado en <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2014.03.001>
- Davies, R., Foulger, G., Bindley, A. y Styles, P. (2013). Induced seismicity and hydraulic fracturing for the recovery of hydrocarbons. Elsevier. *Marine and Petroleum Geology*, 45, pp. 171-185. Consultado en <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2013.03.016>
- Davis, G. y Reynolds, S. (1984). *Structural Geology of rocks and regions*. New York: John Wiley & Sons, Inc. (segunda edición., 776 p).
- DiGiulio, D. and Jackson, R. (2016). Impact to Underground Sources of Drinking Water and Domestic Wells from Production Well Stimulation and Completion Practices in the Pavillion, Wyoming, Field. *Environmental Science and Technology*, 50, pp. 4524–4536. Consultado en DOI:10.1021/acs.est.5b04970. https://jacksonlab.stanford.edu/sites/default/files/digiulio_jackson_est_2016.pdf
- Fierro-Morales, J. (2015a). *Informe sobre el proceso de licenciamiento ambiental del proyecto de explotación petrolera en el corredor Puerto Vega – Teteyé (Puerto Asís, Putumayo)*. Informe interno - Mesa minero energética del Putumayo.
- Fierro-Morales, J. (2015b). *Revisión de la presión de sectores productivos sobre las zonas de amortiguación del Sistema de Parques en la Territorial Orinoquia*. Informe interno - Parques Nacionales Naturales de Colombia.
- Gale, J., Elliott, S. y Laubach, S. (2018). *Hydraulic Fractures in Core From Stimulated Reservoirs: Core Fracture Description of HFTS Slant Core, Midland Basin, West Texas*. Proceedings of the 6th Unconventional Resources Technology Conference 2018. Consultado en DOI: 10.15530/urtec-2018-2902624
- Goebel, T. y Brodsky, E. (2018). The spatial footprint of injection wells in a global compilation of induced earthquake sequences. *Science*, 361, 6405, pp. 899-904. Consultado en DOI: 10.1126/science.aat5449
- Goebel, T., Walter, J., Murray, K. y Brodsky, E. (2017, 9 de agosto). Comment on «How will induced seismicity in Oklahoma respond to decreased saltwater injection rates?» by C. Langenbruch and M. D. Zoback. *Science Advances*, 3, 8, e1700441. Consultado en DOI: 10.1126/sciadv.1700441

- Ingraffea, AR., Wells, MT., Santoro, RL. y Shonkoff, SBC. (2014). *Assessment and risk analysis of casing and cement impairment in oil and gas wells in Pennsylvania, 2000–2012*. Published in Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America. PNAS. Consultado en <https://doi.org/10.1073/pnas.1323422111>.
- Instituto de Estudios Ambientales, IDEA-Universidad Nacional de Colombia–Observatorio de Conflictos Ambientales. (2017). *Conflicto: Hidrocarburos Bloque CPO-9 ‘Lorito 1’ – ECOPETROL – Meta*.
- Keranen, K., Weingarten, M., Abers, G. A. y Bekins, B. (2014, 25 de julio). Sharp increase in central Oklahoma seismicity since 2008 induced by massive wastewater injection. *Science*, 345, 6195, pp. 448-451. Consultado en DOI: 10.1126/science.1255802
- Kondash, A., Albright, E. y Vengosh, A. (2017, enero). Quantity of Flowback and Produced Waters from Unconventional Oil and Gas Exploration. Elsevier. *Science of The Total Environment*. 574, 1, 314-321. Consultado en <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2016.09.069>
- Langenbruck, C. y Zoback, M. (2016, 30 de noviembre). How will induced seismicity in Oklahoma respond to decreased saltwater injection rates? *Science Advances*, 2, 11, e1601542. Consultado en DOI: 10.1126/sciadv.1601542
- Manceau, J., Tremosa, J., Audigante, P., Lerouge, C., Claret, F., Lettry, Y., Fierz, T. y Nusbaum, C. (2015). *Well integrity assessment under temperature and pressure stresses by a 1:1 scale wellbore experiment*.
- Mahoney, C., März, C., Buckman, J., Wagner, T. y Blanco-Velandia, V. (2019). Pyrite oxidation in shales: Implications for palaeo-redox proxies based on geochemical and SEM-EDX evidence. *Sedimentary Geology*, 389 pp. 186–199.
- McGinnis, Ferrill, Smart, Morris, Higuera & Prawica (2015, diciembre). Pitfalls of using entrenched fracture relationships: Fractures in bedded carbonates of the Hidden Valley Fault Zone, Comal County, Texas. *AAPG Bulletin* 99(12):2221-2245. Consultado en DOI: 10.1306/07061513012
- Mahmoud, M., Kamal, M., Bageri, B. y Hussein, I. (2015) *Removal of Pyrite and Different Types of Iron Sulfide Scales in Oil and Gas Wells without H2S Generation*. International Petroleum Technology Conference, 6-9 December, Doha, Qatar. Consultado en DOI: <https://doi.org/10.2523/IPTC-18279-MS>
- Lei, Q. y Gao, K. (2019, enero). A numerical study of stress variability in heterogeneous fractured rocks. *International Journal of Rock Mechanics and*

- Mining Sciences*, 113, 121-133. Consultado en <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2018.12.001>
- Ortiz, O. (2018). *Etude experimentale de l'adsorption du methane dans des gaz de schiste colombiens et de la separation methane/dioxyde carbone*. Tesis de doctorado L'Université de Pau et des Pays de L'Adour. École doctorale des sciences exactes et leurs applications.
- Servicio Geológico Colombiano, SGC (2013). *Plan estratégico del conocimiento geológico del territorio colombiano 2014 – 2023*. Bogotá, Colombia. Consultado en https://www2.sgc.gov.co/Publicaciones/Cientificas/No-Seriadas/Documents/Plan_Estrategico_2014-2023.pdf
- United States Environmental Protection Agency. EPA. (2011). *Characterization of Marcellus and Barnett Shale Flowback Waters and Technology Development for Water Reuse*. Tom Hayes, GTI. Hydraulic Fracturing Technical Workshop #4. Arlington, VA. Consultado en https://www.epa.gov/sites/production/files/documents/12_Hayes_-_Marcellus_Flowback_Reuse_508.pdf
- United States Government Accountability Office, GAO (2012). *Oil and gas. Information on Shale Resources, Development, and Environmental and Public Health Risks*. Report to Congressional Requesters. Consultado en https://rds.org.co/apc-aa-files/ba03645a7c069b5ed406f13122a61c07/informacion_esquisto.pdf
- United States Geological Survey, USGS (2016). *M5.8 North Central Oklahoma Earthquake of 03 September 2016*. Earthquake Summary Map. Prepared in cooperation with the Global Seismographic Network. GSN. Consultado en <https://earthquake.usgs.gov/archive/product/poster/20160903/us/1476475864730/poster.pdf>
- Vlek, C. (2019). *Rise and reduction of induced earthquakes in the Groningen gas field, 1991–2018: statistical trends, social impacts, and policy change*. Springer Link. *Environ Earth Sci*, 78: 59. Consultado en <https://doi.org/10.1007/s12665-019-8051-4>.
- Weingarten, M., Ge, S., Godt, J., Bekins, B. y Rubinstein, J. (2015, junio). High-rate injection is associated with the increase in U.S. mid-continent seismicity. *Science*, 348, 6241, pp. 1336-1340. Consultado en DOI: 10.1126/science.aab1345
- Yeck, W., Weingarten, M., Benz, H. y otros. (2016, 16 de octubre). Far-field pressurization likely caused one of the largest injection induced earthquakes by reactivating a large preexisting basement fault structure. *Geophysical Research Letters*. 43, 19, 10,198-10, 207. Consultado en <https://doi.org/10.1002/2016GL070861>

Agua y *fracking*

Óscar Puerta Luchini¹

¿La transición energética implica, más allá del reemplazo de las fuentes de energía, un cambio profundo en los enfoques económicos y éticos con los que nos aproximamos a los problemas energéticos y a las alternativas para resolverlos. Exige, además, la revisión de la mirada utilitarista con la que valoramos el planeta, los ecosistemas y sus componentes, muy especialmente el agua, porque, a pesar de la conciencia que hemos desarrollado sobre su carácter vital, el sector productivo, en particular el minero-energético, tiende a percibirla como un simple insumo.

En el *fracking*, se requiere del agua durante las etapas de construcción y fracturamiento del pozo (que se indican en seguida). El agua se usa para generar una mezcla fluida que contiene sólidos y sustancias químicas que le proporcionan las características necesarias para el proceso. Solo una porción de esta mezcla con agua retorna del proceso².

Las etapas que implican el uso y manejo del agua durante el *fracking* pueden resumirse en:

- La *captación* del agua en la fuente, su *transporte* y *almacenamiento*.
- La *mezcla del agua* con sustancias químicas y material de soporte o apuntalante³. Lo que denominamos *fluidos de inyección*.

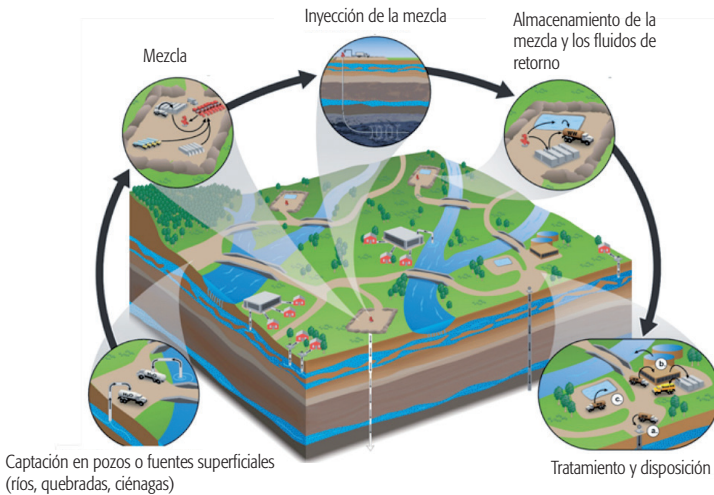
1. Ingeniero civil, con estudios en gestión ambiental y aprovechamiento de recursos hídricos. Consultor en temas hídricos, de riesgo y contaminación.

2. En este texto, el *fracking* se entiende como la estimulación mediante fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales o en yacimientos en roca generadora mediante la perforación de pozos horizontales

3. El material apuntalante es el material granular que mantiene abiertas las fracturas. Se le conoce también como *propante*, porque en inglés se le llama *propant*.

- La *inyección* de la mezcla a alta presión a través del pozo, para que sea posible el fracturamiento.
- El *retorno y almacenamiento* de la mezcla de agua (fluido de retorno y agua de producción o producida)⁴.
- Y, finalmente, el *manejo, tratamiento y disposición final* de la mezcla de agua (véase figura 1).

Figura 1. Etapas del uso del agua en el *fracking*.



Fuente: adaptado de EPA (2016)

No obstante que debe ser integral el análisis de los impactos del *fracking* y de la inconveniencia de perseverar en el mismo modelo económico y energético sustentado en el petróleo, este texto se presenta desde la perspectiva del uso y del manejo del agua.

Muchas de las preocupaciones de distintos actores se concentran en la demanda y manejo del agua en el *fracking* y en el potencial de contaminación de aguas y suelos asociados a este manejo, preocupaciones que, de hecho, recogió en su informe la que se conoce como Comisión de Expertos o Comisión Interdisciplinaria Independiente (2019) nombrada por el gobierno nacional para determinar la viabilidad del *fracking*.

4. En este texto se denomina *fluido de retorno* a la mezcla de agua que retorna a la superficie después del fracturamiento, pero, incluso, a los fluidos que retornan durante la etapa de producción y que pueden contener sustancias y agua originadas en la formación en aprovechamiento.

Las cifras recogidas de la experiencia internacional muestran una demanda de grandes cantidades de agua para el *fracking* y una tendencia, que se viene presentando en la técnica, al aumento en el consumo de agua. La demanda de agua para el *fracking* compite con el uso para consumo humano y para abastecer otros sectores a nivel local. Dado que las empresas perforadoras tienden a ahorrar costos de transporte y de operación, preferirán usar agua no tratada de la mejor calidad cercana a los pozos, inclusive, por encima de la alternativa de reusarla, en la medida que esta opción incrementa los costos de tratamiento. De allí que el análisis de competencia por el recurso debe adelantarse desde la escala local y regional y no nacional.

Las preocupaciones con respecto al potencial de contaminación de aguas superficiales, subterráneas y de suelos están asociadas a la composición de la mezcla usada para la inyección. Dicha mezcla incluye sustancias potencialmente peligrosas. Además, el contacto del fluido con la formación rocosa, desde la etapa de fracturamiento y durante la producción del pozo, puede alterar las características de la mezcla al introducir sustancias potencialmente contaminantes y peligrosas, entre las que se pueden encontrar elementos radioactivos. Tales características de los fluidos del *fracking* y su variabilidad en el tiempo influyen en el tratamiento, disposición y reúso y en los costos asociados. Las empresas se inclinan, ante la ausencia de legislación rigurosa, por la inyección a profundidad de los fluidos de retorno, porque ella representa menores costos. Sin embargo, la inyección se asocia con fenómenos de sismicidad inducida, otra de las preocupaciones manifiestas de las comunidades.

Al escenario de riesgo lo completan, además de la peligrosidad, la probabilidad de que esas sustancias lleguen al medio. Esta probabilidad está basada en los registros históricos, en el sector de explotación no convencional, de fugas y derrames de la mezcla o fluidos de retorno hacia los acuíferos, el suelo o las aguas superficiales. Pero, también, debe considerarse la incertidumbre que genera la alteración del ciclo del agua, tanto por el cambio de características al introducir sustancias, como por la alteración de los tiempos de permanencia del agua en un reservorio dentro del ciclo. Estos escenarios implican el análisis del potencial de afectar, tanto la salud humana, como los ecosistemas y sus componentes, lo que requiere, para completar las evaluaciones de riesgo, de metodologías y conocimiento robusto y detallado sobre esos ecosistemas en un país megadiverso, pero cuya información relacionada con la línea base es insuficiente.

La preocupación por el uso del agua

El *fracking* requiere del agua como insumo durante las etapas de perforación del pozo y fracturamiento de la roca. En esas etapas, se alteran las características del agua al adicionársele sustancias químicas. Estas características son la base de las preocupaciones alrededor del uso del agua para el *fracking*.

La mencionada Comisión Interdisciplinaria Independiente (2019) reconoce que el *fracking* «utiliza altos volúmenes de agua con aditivos para sostener el flujo de los hidrocarburos posterior a la fractura de las rocas que los contienen» y recoge, en desarrollo de su trabajo en las mesas regionales, las preocupaciones de distintos actores, entre ellas:

- Las de las comunidades, por posibles «afectaciones al volumen de agua disponible para consumo humano y las actividades agrícolas y pecuarias, así como los riesgos de contaminación»; según el estudio de Molina y Camacho (2008) citado por la misma comisión, esta contaminación tiene un carácter acumulativo: los autores identificaron en el antiguo campo La Cira-Infantas, situado en el corregimiento El Centro, municipio de Barrancabermeja, afectaciones ambientales en el 48 % de las instalaciones estudiadas.
- Las preocupaciones de las comunidades y de un sector de la academia por «el daño inminente sobre los acuíferos derivado de dos posibles fuentes: (1) la posible inyección de químicos muy nocivos pero desconocidos y (2) el daño estructural sobre las formaciones que contienen aguas para uso humano».

Esas inquietudes ante los efectos del *fracking*, por el uso y potencial contaminación del agua, encuentran soporte en la expresión de insatisfacción de las comunidades dado «el fracaso en la provisión de servicios públicos esenciales, como el suministro de agua y el alcantarillado» (Comisión interdisciplinaria independiente, 2019) y las refuerzan las cifras del Estudio Nacional del Agua (Ideam, 2019), por ejemplo, para el caso del municipio de San Martín (departamento de Cesar), al que la Comisión incluye en el listado de cabeceras municipales expuestas a desabastecimiento en temporada seca por reducción de caudales con alta potencialidad de uso de aguas subterráneas (Ideam, 2018), es decir, es estratégico para este municipio proteger las aguas subterráneas.

La comisión de expertos también reconoce la preocupación de las comunidades por el hecho de que se demanda agua para el *fracking* al tiempo que hay desabastecimiento del líquido, en escenarios de cada vez menor disponibilidad por efectos de los impactos negativos del cambio climático y por la contaminación de las fuentes.

Durante más de 30 años, la academia, las organizaciones sociales y otras entidades han insistido en la importancia de defender el agua. Mal se hace, ahora, si se minimizan sus llamados y estigmatizan estas voces.

Demanda de agua para el *fracking*

La perforación de un pozo, en particular, el fracturamiento propiamente dicho, son etapas del *fracking* que demandan altos volúmenes de agua. Las cantidades usadas por pozo varían en términos temporales y espaciales entre los pozos y entre yacimientos. Las cifras presentan una gran dispersión y dependen del área y del periodo que se analice. No obstante, análisis recientes de la variación temporal indican que viene presentándose un aumento en los volúmenes de agua requeridos por cada pozo de *fracking*. Adicionalmente, los aumentos en cantidad de agua requerida son superiores a los aumentos en la longitud de los pozos, por lo que este parámetro no es suficiente para explicar el incremento de la demanda.

En Estados Unidos, el consumo de agua del periodo 2011-2013 reportado por la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (Environmental Protection Agency, EPA) en una muestra de 19.616 pozos de petróleo⁵ no convencional fue, en promedio, de 4,3 millones de litros por pozo y alcanzó valores máximos superiores a los 22,9 millones de litros por pozo (EPA, 2016). Estas cantidades equivalen al agua para consumo humano diario en una población de entre 30.000 y 160.000 habitantes⁶.

El consumo de agua por pozo de *fracking* se ha venido incrementando en Estados Unidos. Un informe de la universidad de Duke (Kondash, 2018), citado por la Comisión Intedisciplinaria (2019), evidenció que el aumento en el consumo entre 2011 y 2016 fue de hasta el 770 %, en la cuenca sedimentaria Permian Basin (Texas y Nuevo México). Este aumento, que varía entre el 14 % y ese 770 %, con valores medios de consumo entre 21,1 millones

5. Esta cifra no incluye pozos en yacimientos de gas no convencionales en los que los consumos son mayores.

6. Con una dotación máxima de 140 litros por habitante-día (resolución 0330 de 2017).

de litros y 42,5 millones de litros por pozo, no es proporcional al aumento que, en ese mismo periodo, se ha presentado en la longitud horizontal de los pozos, que apenas se incrementó entre el 4 % y el 60 %, respectivamente⁷.

En un estudio más reciente, Hugues (2019) reporta aumentos de 252 % en el consumo de agua entre 2012 y 2018, en contraste con aumentos de apenas 44 % en la longitud horizontal de los pozos⁸.

En Argentina, Rosa y otros (2018) reportan para el yacimiento Neuquen-Vaca Muerta un consumo de agua medio de 22,5 millones de litros por pozo durante 2016, 5,2 veces lo reportado por EPA entre 2011 y 2013 (4,3 millones), para el mismo yacimiento (EPA, 2016) y un incremento de 2,5 veces, con respecto al consumo de agua en 2012.

El aumento del consumo de agua entonces no puede explicarse únicamente con el aumento de la longitud de los pozos horizontales que como lo muestran las proporciones solo explica una parte de ese aumento. Debe considerarse en este aumento el incremento en la intensidad del fracturamiento.

Sectores defensores del *fracking* han tratado de restar importancia a las cifras de consumo de agua comparándolas con la demanda de otros sectores a nivel nacional, basados en los datos publicados en el Estudio Nacional del Agua de 2018 (Ideam, 2019). Según esta información, el sector petrolero en Colombia (yacimientos convencionales) demandó en 2017 el 1,6 % del total de agua. Usar la escala nacional para estas comparaciones sirve para minimizar la demanda de agua de los hidrocarburos frente a otros sectores, sin considerar en la comparación, que, por ejemplo, el sector agrícola, un gran consumidor de agua, incorpora en buena medida parte del agua en su producto.

La EPA (2016) reporta para 2012, que, en comparaciones de nivel local (condados, en Estados Unidos), el porcentaje de la demanda del *fracking* puede representar, en algunos casos, desde el 10 %, hasta superar la oferta (100 % o más).

La escala de la evaluación debe ser, entonces, acotada a lo local y regional; además, debe considerar la alteración de la calidad del agua (agua gris, en la metodología de huella hídrica, pero no considerada en el Estudio Nacional del Agua 2018) y la disposición final. También, debe tener como

7. Esta ha sido parte de la explicación que da el sector a los mayores consumos. Sin embargo, como se ve, los porcentajes de longitud no aumentan proporcionalmente a los consumos. Parte de la explicación está en el aumento de intensidad en el fracturamiento.

8. En este estudio, se analizaron los yacimientos Marcellus, Utica, Haynesville, Woodford, Barnett y Fayetteville.

referente la cobertura de agua para consumo humano, en particular para Colombia, por sus características ecosistémicas: el ecosistema del que proviene el agua y en el que se dispone.

¿De dónde proviene el agua para el *fracking*?

El sector petrolero, en Colombia, ha venido insistiendo, en medio de la discusión sobre el *fracking*, que no usará agua potable, lo que se podría entender como una estrategia de comunicación para mejorar la percepción del público con respecto a la competencia con el recurso para consumo humano. El agua potable es aquella cuyas características físicas, químicas y microbiológicas la hacen apta para consumo humano y que se utiliza para beber directamente, en la preparación de alimentos o en la higiene personal (véase decreto 1575 de 2007). Es, por definición, agua tratada para cumplir con los parámetros específicos que exige la norma y que incluyen, por ejemplo, una concentración residual de desinfectante o cloro (véase resolución 2115 de 2007). La oferta de agua tratada por parte de los servicios municipales de agua potable es, o limitada frente al volumen de demanda del *fracking*, o estaría ubicada a distancias relativamente grandes; estas condiciones de la oferta son las que en Colombia restringen el uso del agua potable proveniente de plantas municipales como fuente para el *fracking*.

Las fuentes principales de abastecimiento de agua para el proceso de perforación y fracturamiento han sido aguas superficiales (quebradas, ríos, lagos o ciénagas) o subterráneas (pozos). Fuentes cercanas de agua cruda dulce con menores restricciones de calidad (agua con menores concentraciones de sólidos suspendidos⁹ y sólidos disueltos¹⁰ y materia orgánica entre otros), que implican menores costos relacionados con la inyección para fracturamiento.

En consecuencia, la demanda y la competencia por el recurso serían entonces por agua cruda (sin tratamiento previo) en condiciones de localización que signifiquen los menores costos de transporte y de acondicionamiento

9. Sólidos conformados por material particulado que se encuentra suspendido en el agua y que pueden ser separados por sedimentación o filtración.

10. Sustancias químicas que se encuentran en general dispersas homogéneamente molecularmente (o iónicamente) en la masa de agua. La separación se hace por cambios de fase (evaporación), por separación química (adicionando sustancias que permitan separar la sustancia) o a filtrada a través de membranas (como en la osmosis inversa).

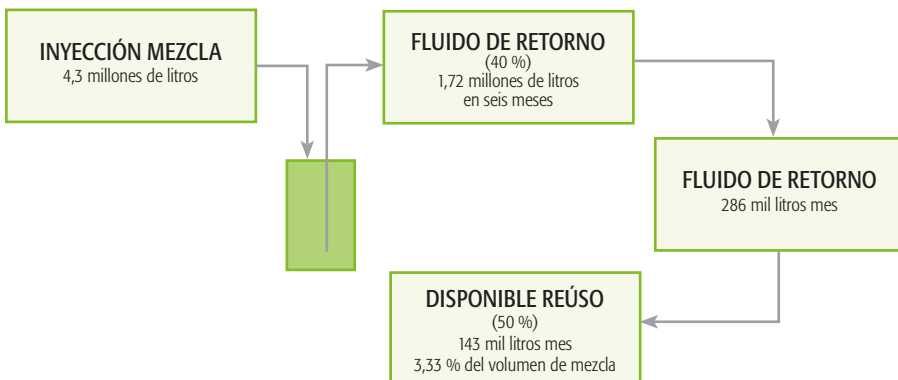
para uso en la perforación y para la inyección durante el fracturamiento. Es decir, agua de buena calidad proveniente de aguas superficiales y subterráneas, lo más cercanas al pozo de *fracking*.

El reúso del fluido de retorno de yacimientos no convencionales, que se presenta como alternativa para atender la demanda de agua, está limitado por la cantidad y calidad del agua disponible. Solo una fracción del agua inyectada retorna a la superficie. De acuerdo con Kondash (2016), en los primeros seis meses, únicamente retorna entre el 19 % y el 48 % de los fluidos, en yacimientos de Estados Unidos. La tasa de retorno no es constante en el tiempo y tiende a disminuir.

De acuerdo con la EPA (2016), la explotación de la formación Marcellus, situada en el Estado de Pensilvania, reportó en 2014 los mayores porcentajes de reúso de los fluidos de retorno, con valores entre 70 % y 90 %. En otras áreas de explotación de Estados Unidos, los campos de *fracking* reportaron tasas de reúso entre 0 % y 20 % (EPA, 2016). En 2017, el reúso en Pensilvania se redujo al 52 % (Kondash y otros, 2018).

Es necesario reiterar que el fluido de retorno es, en general, apenas una pequeña porción de los fluidos de inyección. En un ejercicio hipotético relacionado con un pozo, si los fluidos de retorno alcanzaran en los primeros seis meses el 40 % del volumen inyectado (tomando la mediana de 4,3 millones de litros reportada en 2016) y si fuera posible de este volumen reusar el 50 %, la cantidad disponible mensual para reúso sería de 286.000 litros, es decir el 3,3 % del volumen que demanda un pozo en la etapa de fracturamiento (véase diagrama 1).

Diagrama 1. Ejemplo disponibilidad de agua para uso



Fuente: elaboración propia.

En general, aun implementando el reúso de los fluidos de retorno, se requerirán volúmenes adicionales de agua de fuentes externas o un arreglo de pozos con la cantidad suficiente para atender la demanda de perforación. Adicionalmente el reúso de los fluidos de retorno requiere de un tratamiento previo para remover sustancias que puedan generar interferencia con la mezcla para inyección, lo que implica aumento en los costos del *fracking*.

Características de los fluidos de inyección y de retorno

El agua usada en la etapa de fracturamiento se mezcla con sustancias químicas, con el fin de acondicionarla a las necesidades del proceso, y con un material granular (arena, en términos generales); esto es lo que denominamos, en este texto, como *fluidos* o *mezcla de inyección*. Las características de los aditivos son variadas y dentro de ellas se han reportado sustancias peligrosas por su toxicidad o por ser carcinogénicas.

El número de productos químicos usados en la fractura hidráulica varía según la empresa desarrolladora y las características de la formación a explotar. Por lo general, las cantidades en las mezclas se manejan como información comercial confidencial. Al respecto, dicen Orduz, y otros (2018):

*En algunos casos, se usan entre 600 y 1.000 productos. De estos, los más comunes son: anticongelantes, disolventes, antiespumantes, antiemulsi-
ficantes, anticorrosivos ácidos, álcalis, apuntalantes, inhibidores de fric-
ción, biocidas, formadores de gel, estabilizadores de arcillas.*

Después de inyectada la mezcla a presión durante el fracturamiento, los fluidos retornan a la superficie. La composición de estos fluidos de retorno varía espacialmente, según la formación y temporalmente en un mismo pozo: en parte, porque el contacto con la formación tiene el potencial de alterar las características del fluido, al que le incorpora, inclusive, radionúclidos¹¹. Estas características y variaciones representan una dificultad para el diseño y operación del tratamiento del fluido antes de su disposición.

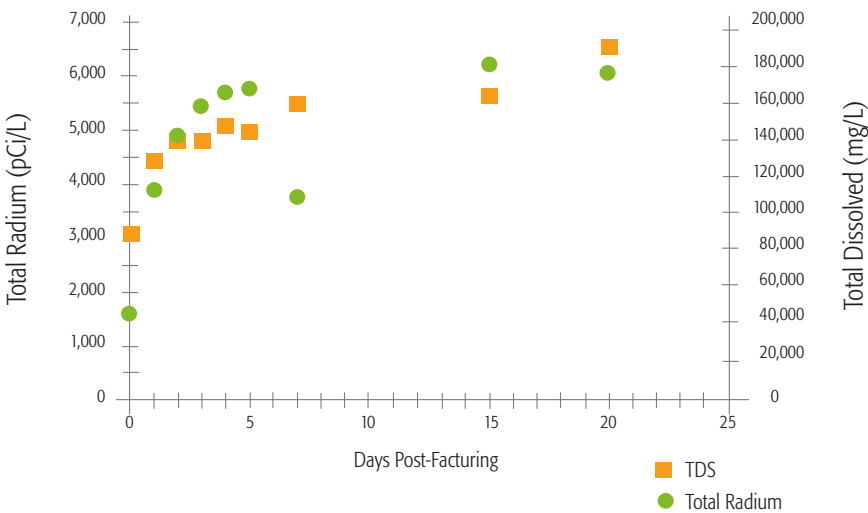
En un estudio sobre el tratamiento de los fluidos de retorno, Mohammad-Pajoooh y otros (2018) recopilan las concentraciones de sólidos suspendidos y disueltos en campos de producción de petróleo no convencional en

11. Un radionúclido es un nucleído inestable que degenera emitiendo radiación (radiaciones ionizantes).

Alemania (1) y Estados Unidos (7), entre 2012 y 2013. Las concentraciones reportadas registran variaciones de sólidos suspendidos totales entre 500 miligramos por litro (mg/l) y 1.000 mg/l y de sólidos disueltos totales, entre 15.000 mg/l y 100.000 mg/l, entre los que se registran hierro (30 a 100 mg/l, calcio (1.000 a 100.000 mg/l), magnesio (100 a 1.000 mg/l), estroncio (120 a 1.000 mg/l) y bario (10 a 1.100 mg/l). (Mohammad-Pajooch y otros, 2018).

Un estudio de caracterización temporal (Rosenblum y otros, 2017) muestra la variación con el tiempo de la composición de los fluidos de retorno. Los autores registran, entre otras, las siguientes variaciones a partir del inicio del flujo de retorno, hasta el día 220: de 6.500 mg/l hasta 11.650 mg/l de ion cloruro y de 145 mg/l hasta 6.934 mg/l de ion sodio. Por otra parte, la EPA (2016) reporta variaciones temporales en las concentraciones de sólidos suspendidos totales y radionúclidos (226-Ra), después del fracturamiento (véase gráfica 1).

Gráfica 1. Variación temporal después de la fractura de sólidos disueltos totales (TDS) y de radio (pico Curio por litro)¹²



Fuente: tomado de EPA (2016). Elaborado a partir de datos de Rowan y otros (2011) y de Chapman y otros (2012).

12. El picoCurio (10-12 Curios) es una unidad de radioactividad. Un curio representa $3,7 \times 10^{10}$ desintegraciones nucleares por segundo, que es más o menos la actividad de 1 g de 226Ra.

Se han registrado elementos radiactivos en los fluidos de retorno en las formaciones Niobrara (Colorado, Estados Unidos) y Marcellus (Pensylvania, Estados Unidos). Durante la mencionada caracterización temporal del fluido de retorno en un pozo, Rosenblum y otros (2017) reportan niveles de Ra-226¹³ que van de los 58 miliBecquerelio por litro (mBq/l) a 3.280 mBq/l¹⁴ y concentraciones de Ra-228¹⁵ menores a 150 mBq/l. Este mismo estudio, citando a Nelson (2015), indica que para Marcellus se han registrado niveles de Ra-226 de 670.000 mBq/l y de Ra-228 y 76.000 mBq/l, que exceden los límites permisibles por la EPA para descarga de aguas residuales.

La concentración de sales, además de las potenciales concentraciones de materiales radioactivos y de otras situaciones, se convierte en uno de los condicionantes para el tratamiento y disposición de los fluidos de retorno.

El manejo y tratamiento de los fluidos

El manejo del agua y de los fluidos en el *fracking* incluye, como ya se dijo, las actividades de captación, transporte, tratamiento y almacenamiento del agua para la mezcla del fluido de inyección, la mezcla misma, la inyección y el almacenamiento, transporte, tratamiento y disposición de los fluidos de retorno.

Mediante los fluidos de inyección y retorno, se desplazan los materiales apuntalantes, las sustancias requeridas para la inyección y el fracturamiento, los hidrocarburos y migran los compuestos presentes en la formación. Estos fluidos, hemos visto, tienen características variables en el tiempo. Esa variabilidad de la composición de los fluidos y las concentraciones de algunos compuestos generan complejidad en el diseño del tratamiento.

Entre las alternativas de disposición se consideran *el vertimiento* o *descarga* del agua tratada en superficie, usualmente a un cuerpo de agua; *la inyección* a través de pozos y *el reúso* del fluido de retorno. La selección de la alternativa de disposición condiciona las características del agua tratada y, por consiguiente, el método y costo del tratamiento.

13. Ra-226: Isotopo de Radio, radioactivo, estable y con un periodo de desintegración de 1.602 años.

14. mili Becquerelio por litro: el Becquerelio es una unidad de medida de radiactividad que equivale a una desintegración nuclear por segundo.

15. Ra 228: Isotopo de Radio, radioactivo con un periodo de desintegración de 5,75 años.

Los costos de tratamiento varían según las características del fluido de retorno y de la calidad del agua tratada. Mohammad-Pajoooh y otros (2018) estimaron, mediante simulación, que los costos de tratamiento en Estados Unidos podían variar en 2017 entre 0,44 dólares y 0,75 dólares por metro cúbico, en un tratamiento de separación primario, en el que se remueven, principalmente, sólidos suspendidos totales mediante separación que se hace por lo general con sedimentadores de placas paralelas y cuya disposición final asociada sería la inyección. En los casos en que el objetivo es el reúso del agua, los requerimientos serían más rigurosos y se requeriría la remoción, tanto de sólidos suspendidos, como de algunos sólidos disueltos y el costo podría aumentar a un rango que varía entre 2,90 dólares y 13,30 dólares por metro cúbico; la tecnología incluiría, además, de la separación con sedimentadores de placas paralelas y/o flotación con aire (DAF), la coagulación química o electrocoagulación y habría una etapa de desinfección. Si se requiere desalinización (reducción de sales disueltas) del efluente tratado del fluido de retorno, los costos alcanzarían valores entre 21,90 dólares y 47,40 dólares. Los costos totales de tratamiento, estimados en este estudio, incluido el de arrendamiento de los equipos y los de energía, varían entre 17.755 dólares y 698.253 dólares por pozo. Estos costos representarían hasta un 15 % del valor de construcción del pozo. Rosemblum y otros (2017) estiman que los elementos radiactivos pueden removerse en el proceso de precipitación química o mediante procesos basados en membranas.

Los residuos del tratamiento concentran las sustancias removidas (sólidos, iones o los compuestos derivados y radionúclidos) en el material retenido en los procesos de separación (sedimentación, filtración, osmosis, micro-filtración) y en los procesos de remoción química (coagulación o electrocoagulación). Estos residuos, con alto contenido de humedad, denominados lodos o rechazo, constituyen una fuente de potencial contaminación. En general, deben tratarse para retirar el exceso de humedad y transportarse hasta un sitio de disposición que usualmente sería un relleno de confinamiento.

La inyección de los fluidos de retorno tiende a ser el manejo preferido por la industria, en tanto que implica menores requerimientos de calidad del agua, que, además, se alcanzan con tratamiento de separación primaria. Sin embargo, esta alternativa tiende a ser revisada en la medida que se le asocia con la sismicidad inducida (Foulger, 2017).

El incremento en la demanda de agua y, por ende, en los fluidos de retorno y los costos asociados al transporte presionan la tendencia a mejorar

el reúso (Mohammad-Pajooch y otros, 2018) y a reducir las distancias de transporte, de manera que se concentran las instalaciones para disposición de los residuos en cercanías al arreglo de pozos (Hill, 2017).

En Colombia, la explotación de yacimientos convencionales usa la inyección como método principal de disposición de las aguas de producción. En 2015, se inyectó el 68 % de las aguas de producción (el 10 % de las reusadas en recobro y el 58 % de las dispuestas en inyección) y el 32 % de esas aguas se dispuso como vertimiento (31 % a cuerpos de agua, 0,57 % en reúso) (ACP, 2016). En 2017, el sector petrolero retornó 575 millones de metros cúbicos de aguas de producción (Ideam, 2018), de los que Ecopetrol inyectó 225 millones de metros cúbicos.

Esta tendencia a que las instalaciones de tratamiento y disposición se concentren en el área de explotación genera concentración de los impactos y de los efectos y refuerza la noción de territorios de sacrificio¹⁶, que asumen la casi totalidad de las externalidades y los riesgos.

La alteración de la calidad y la disposición, como afectaciones al ciclo del agua

El análisis de la modificación de los ciclos naturales es una herramienta para evaluar el potencial impacto de las actividades. En el ciclo superficial del agua, una molécula tiene un tiempo de permanencia que va de días a meses, excepto en los lagos y glaciares, donde el tiempo de permanencia va de décadas, a cientos o miles de años. En el caso del agua subterránea, este tiempo de permanencia abarca de cientos, a miles de años.

Las modificaciones de esos ciclos representan, o bien impactos de corto o largo plazo, o el síntoma de otros impactos conexos, como los del cambio climático y los efectos en la disminución de los glaciares. Estos últimos implican cambios rápidos e intensos, en un ciclo con un tiempo de permanencia largo.

El escenario que corresponde a la inyección como disposición de las aguas residuales provenientes de la superficie, como los fluidos de retorno, implica el retiro de una parte del agua que integra el ciclo superficial y su incorporación en el ciclo sub-superficial del agua subterránea, cuya duración

16. Un territorio de sacrificio corresponde al área y a la población en las que se concentran los impactos negativos de una actividad.

es larga en relación con el ciclo superficial. Esta inyección tiene el potencial de introducir, además, sustancias diferentes a las naturalmente presentes en las aguas subterráneas.

Cuando la fuente abastecedora corresponda a la extracción agua subterránea y la disposición sea superficial, la condición corresponde a un esquema de extracción-vertimiento en el que, en los ciclos superficiales, se pueden introducir sustancias que alteran la disponibilidad de algunos elementos en el ciclo. Ese es el caso de sustancias como los radionúclidos, cuya vida media varía de años, a miles de años.

En el caso en el que la disposición del agua subterránea extraída es la reinyección, si la formación receptora es diferente, estamos generando el equivalente a un «trasvase» que tiene el potencial de alterar la química del agua subterránea en la formación receptora.

La experiencia con la alteración de los ciclos mediante extracción y alteración de la disponibilidad de un componente de ese ciclo indica que existen potenciales impactos de largo plazo que podrían no ser evidentes en la escala espacial y temporal del análisis, por ejemplo, la de los estudios de impacto ambiental.

La valoración de los impactos potenciales por uso y contaminación del agua se han estimado, respectivamente, en 193 mil dólares y en 24,49 millones de dólares (Pardo, 2019, siguiendo a (Hashem y otros, 2019)). Comparar esta valoración con los costos de tratamiento atrás mencionados (máximo estimado de 690 mil dólares) da una referencia del costo probable de las externalidades que el *fracking* introduce en los ciclos del agua, de los efectos de esta técnica sobre los ecosistemas y de los potenciales impactos «ocultos». Cabe anotar que estos impactos pueden ser mayores en Colombia, donde hay ecosistemas con alta diversidad y vulnerables y se carece de estudios locales detallados.

Los riesgos

El análisis de los riesgos de *fracking* es incompleto si no se adelanta desde diferentes escalas. Es importante abordar, por un lado, la incertidumbre que introduce el cambio climático a escala global, con repercusiones de variabilidad a nivel local. De otra parte, la vulnerabilidad económica que representa para el país que su balanza comercial dependa del petróleo en un escenario de reservas escasas. Ambas situaciones exigen afrontar las transiciones

(éticas, económicas, culturales y energéticas) y evitar aplazar las decisiones para replantear el modelo petrolero y las políticas y regulaciones que permitan avanzar en su disminución y reemplazo. Hacer *fracking* es prolongar ese modelo.

En las escalas regional y local se deben reconocer y atender, primero, los riesgos que asumen quienes cuestionan los procesos, en especial, si se considera que Colombia ocupó en 2018 el segundo lugar en materia de asesinatos de líderes sociales defensores del territorio y el ambiente (Global Witness, 2019).

En términos específicos, los riesgos asociados al manejo del agua tienen que ver, como bien identifican las comunidades enunciando las potenciales consecuencias, con: «1) destrucción o degradación de ecosistemas naturales y servicios ecosistémicos asociados, 2) contaminación de aguas y 3) generación de temblores» (Comisión Interdisciplinaria, 2019). A estos, habría que adicionar la competencia en la demanda del agua con otros actores y sectores, la contaminación de suelos y la aparición de patologías en la población, asuntos señalados por diversas organizaciones sociales.

La amenaza se asocia a la peligrosidad de los compuestos que hacen parte de la mezcla de fluido de inyección y retorno y a los aportes de sustancias al fluido desde la formación. Algunos de estos compuestos de la mezcla pueden ser tóxicos o carcinogénicos, pero, la falta de información precisa sobre los productos químicos usados hace imposible la evaluación de riesgo completa y la aplicación y monitoreo de los controles por parte de la sociedad. Por otro lado, el potencial de introducir en superficie radionúclidos, como, por ejemplo, el RA-226, puede producir un aumento en la incidencia de cáncer de los huesos, del hígado y los senos.

La peligrosidad (toxicidad o carcinogenicidad) no debe referirse exclusivamente a los compuestos y concentraciones que potencialmente pueden afectar al ser humano. Es preciso, que las evaluaciones también, consideren concentraciones de referencia o metodologías para determinarlas, en el caso de la exposición de otras especies o de los ecosistemas; eso permitirá examinar el riesgo biológico y el ecológico. Para adelantar estas evaluaciones, se requiere de una línea base robusta y detallada.

El escenario de riesgo debe contemplar la evaluación de la potencial liberación de esas sustancias al medio. La EPA (2016) reporta para North Dakota, con datos año a año entre 2001 y 2015, un máximo de 7 incidentes de derrame agua salobre y 3 incidentes de fluidos de retorno por cada 100 pozos por año. Para un total de 225 fugas, en la facilidad, en el periodo entre

2006 y 2012, estableció que el 58 % de ellas se presentó en almacenamientos, el 20 % tiene origen desconocido, el 12 %, en las tuberías de conducción, el 5 % se presentó en el pozo o en la cabeza del pozo y el 5 % tiene un origen desconocido. Los mayores volúmenes de fluidos derramados registrados fueron de 5,08 millones de litros y una mediana de 41.332 litros. Oklahoma reporta en 2001 un incidente con un volumen de 12,86 millones de litros. Los volúmenes recuperados de los incidentes de derrame de fluidos de retorno apenas reportan una recuperación del 16 % de líquido, el 76 % no se recuperó y se desconoce el destino del porcentaje restante (EPA, 2016).

Otras recopilaciones de datos en Texas y Colorado referencian un evento en la facilidad por cada 16 arreglos de pozos y estima, a partir de un registro de incidentes en el transporte por camión en otro sector¹⁷, puede presentar un evento de derrame en los carrotanques de transporte por cada 19 arreglos de pozos en el Reino Unido (Clancy, 2018).

Las frecuencias registradas indican probabilidades de ocurrencia entre medias y altas. No hay sistemas infalibles. Indicadores de procesos poco replicables y de incertidumbre son la alta dispersión de los volúmenes de agua requeridos por pozo, la variabilidad de los compuestos peligrosos que potencialmente puede aportar la formación y la variabilidad temporal de las características de los flujos de retorno.

Dada la peligrosidad de los compuestos y de los altos volúmenes de fluidos de mezcla y retorno, en un escenario similar de exposición, los riesgos asociados al *fracking* son mayores que los que se tienen en el proceso en yacimientos convencionales. Adicionalmente, dadas las características de los potenciales receptores socio-ecosistémicos de los impactos por contaminación (tipo de socio-ecosistemas en Colombia) la vulnerabilidad sería mayor que la de los casos referenciados en la literatura científica analizada.

Las movilizaciones y procesos organizados indican que la sociedad no está en disposición de aceptar ni los potenciales riesgos e impactos del *fracking*.

17. Se basó en accidentalidad de camiones en el sector de transporte de leche.

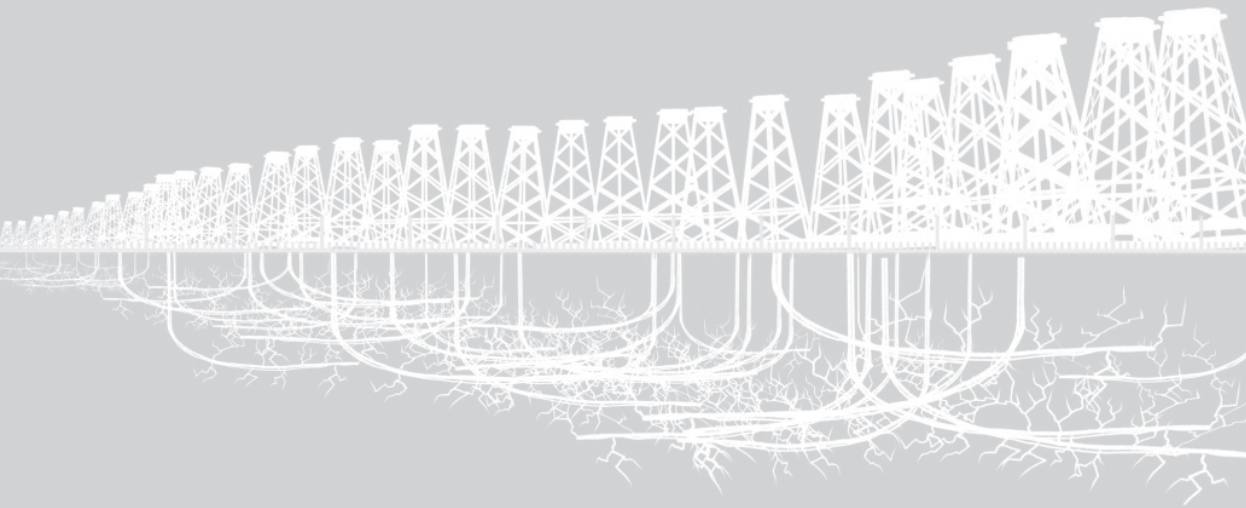
Referencias bibliográficas

- Asociación Colombiana de Petróleo, ACP. (2016). *Informe de gestión ambiental (IGA) 2015*. Bogotá. Consultado el 2 de octubre de 2019 en https://acp.com.co/web2017/images/pdf/publicaciones_e_informes/informe_ambiental/IGA%202016_WEB.pdf
- Clancy, S. A., F. W. (2018). The potential for spills and leaks of contaminated liquids from shale gas developments. *Science of the Total Environment*, 626, 1464-1473. Consultado el 2 de octubre de 2019 en <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0048969718302146>
- 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. Consultado el 27 de septiembre de 2019 en <http://www.foronacionalambiental.org.co/wp-content/uploads/2011/09/aba.pdf>
- Environmental Protection Agency, EPA. (2016). *Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States*. Washington D. C.: Office of Research and Development. Consultado el 27 de septiembre de 2019 en <https://cfpub.epa.gov/ncea/hfstudy/recordisplay.cfm?deid=332990>
- Foulger, M. P. (2017). Global review of human-induced earthquakes. *Earth-Science Reviews*, 178, 438-514. Consultado el 5 de octubre de 2019 en <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S001282521730003X>.
- Global Witness. (2019, 30 de julio). *Enemies of the state? How governments and businesses silence land and environmental defenders. Report*. Consultado el 26 de octubre de 2019 en <https://www.globalwitness.org/es/campaigns/environmental-activists/enemies-state/>
- Hill, L., y otros. (2019). Temporal and spatial trends of conventional and unconventional oil and gas waste management in Pennsylvania, 1991–2017. *Science of the Total Environment* (674). Consultado el 2 de octubre de 2019 en <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0048969719314913>

- Hughes, D. (2019). *How long will the shale revolution last- Technology versus Geology and the life cycle of shale plays. Executive summary*. Postcarbon Institute. Consultado el 29 de septiembre de 2019 en <https://www.postcarbon.org/publications/how-long-will-the-shale-revolution-last/>
- Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales, Ideam. (2019). *Estudio nacional del agua 2018*. Bogotá. Consultado el 27 de septiembre de 2019 en http://www.andi.com.co/Uploads/ENA_2018-comprimido.pdf
- Kondash, A., Lauer, N. y Vengosh, A. (2018). The intensification of the water footprint of hydraulic fracturing. *Science Advances*, 4(8). Consultado el 25 de octubre de 2018 en <https://advances.sciencemag.org/content/4/8/eaar5982>
- Kondash, A.. (2016). Quantity of flowback and produced waters from unconventional oil and gas exploration. *Science of the Total Environment*, 574, 314-321. Consultado el 27 de septiembre de 2019 en <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S004896971631988X>
- Mohammad-Pajooch, E. y otros. (2018). On-site treatment of flowback and produced water from shale gas hydraulic fracturing: A review and economic evaluation. *Chemosphere*, 212, 898-914. Consultado el 28 de septiembre de 2019 en www.elsevier.com/locate/chemosphere
- Ordúz, N., y otros. (2018). *La prohibición del fracking en Colombia como un asunto de política pública*. Bogotá: Heinrich Böll Stiftung.
- Pardo, A. (2019). La inviabilidad económica del fracking, subsidios estatales y crisis fiscal en Colombia. La inviabilidad del fracking frente a los retos del siglo XXI. Bogotá: Fundación Heinrich Böll.
- Rosa, L. y D'Odorico, P. (2018). The water-energy-food nexus of unconventional oil and gas extraction in the Vaca Muerta Play, Argentina. *Journal of Cleaner Production*, 207, 743-750. Consultado el 27 de septiembre de 2019 en <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652618330531>
- Rosenblum, J. y otros (2017). Temporal characterization of flowback and produced water quality from a hydraulically fractured oil and gas well. *Science of the Total Environment*, 596-597, 369-377. Consultado el 30 de septiembre de 2019 en <https://pdf.sciencedirectassets.com/271800/1-s2.0-S0048969717X00120/1-s2.0-S0048969717308239/main.pdf>

Decreto y resoluciones

- Decreto 1575 de 2007. (9 de mayo). *Por el cual se establece el Sistema para la Protección y Control de la Calidad del Agua para Consumo Humano.* Ministerio de la Protección Social.
- Resolución 2115 de 2007 (22 de junio). *Por medio de la cual se señalan características, instrumentos básicos y frecuencias del sistema de control y vigilancia para la calidad del agua para consumo humano* Ministerio de Protección social. Ministerios de Ambiente y Desarrollo Sostenible.
- Resolución 0330 de 2017. *Por la cual se adopta el Reglamento Técnico para el Sector de Agua Potable y Saneamiento Básico – RAS y se derogan las resoluciones 1096 de 2000, 0424 de 2001, 0668 de 2003, 1459 de 2005, 1447 de 2005 y 2320 de 2009.* Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio.



Sin licencia social en Colombia

Tatiana Roa Avendaño¹

El 7 de junio de 2019, unas 300 mil personas en alrededor de 70 municipios de Colombia participaron de la *XI Marcha Carnaval en Defensa del Agua, la Vida y el Territorio y en contra del fracking y la minería contaminante*. La masiva movilización, convocada por el Comité Ambiental del Tolima, el Movimiento Nacional Ambiental y la Alianza Colombia Libre de *Fracking*, envió un mensaje claro al país: «no queremos *fracking* en Colombia» y expresó el sentir de decenas de organizaciones que se han articulado para exigir su prohibición.

Pero, ¿qué provoca tan contundente rechazo a la técnica?, ¿por qué tanta movilización social? Este artículo busca responder estas preguntas y, para ello, considera tres asuntos claves: la historia de la extracción petrolera en el país, la intensa lucha de la última década contra el extractivismo y por la paz y la conformación de una amplia coalición anti *fracking*².

Antesala

El fracturamiento hidráulico en lutitas se ha impulsado en Colombia desde hace más de una década por empresarios e instituciones estatales. Tal iniciativa se alimentó con el «éxito» de las petroleras de los Estados Unidos, que lograron en pocos años incrementar sus reservas mediante esta técnica. Los promotores vendieron el *fracking* como la oportunidad para garantizar

1. Ambientalista colombiana. Integrante de Censat Agua Viva, Oilwatch y la Alianza Colombia Libre de *Fracking*

2. Artículo publicado originalmente en la revista *Fractura Expuesta*, 6, VIII, Primavera 2019. *Peso Muerto. Fracking cuesta arriba*, del Observatorio Petrolero del Sur (Opsur), de Buenos Aires, Argentina.

un futuro para el sector petrolero, que empezó a decaer en la medida en que las reservas descendían «de 2,6 mil millones de barriles (MMbls) en 1997, a 1,7 MMbls a finales del 2017» (Comisión Interdisciplinaria Independiente, 2019, p. 28).

A finales de la década pasada, el gobierno colombiano pagó un estudio para evaluar el potencial de las reservas de yacimientos no convencionales y la promoción de los proyectos de gas o petróleo en lutitas empezó a ganar fuerza. Sin embargo, en septiembre de 2012, la Contraloría General de la República remitió una función de advertencia a los ministerios de Minas y Energía y de Ambiente y Desarrollo Sostenible, a la Agencia Nacional de Hidrocarburos y a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) sobre «potenciales riesgos de contaminación de aguas superficiales y subterráneas y sobre las posibles afectaciones por el desencadenamiento de sismos debido al proceso de (...) ‘*fracking*’»³. También en 2012, en Guasca, un grupo de organizaciones de jóvenes empezó a rechazar los primeros proyectos de *fracking* en la alta montaña.

Un año después, organizaciones sociales, ambientalistas y académicas adelantaron conjuntamente un foro público en la Universidad Nacional de Colombia, en Bogotá. El foro fue la antesala a la *Primera Jornada Nacional contra el Fracking*, que consistió en una serie de eventos, foros y talleres realizados en los departamentos de Boyacá y Meta para denunciar los proyectos de exploración de yacimientos no convencionales y advertir los riesgos que entrañaba la implementación de la técnica⁴. Así arrancó la puja entre quienes apoyan y quienes se oponen al *fracking* y, en poco tiempo, el debate se posicionó en la arena nacional.

En 2015, en el municipio de San Martín, departamento de Cesar, de la región conocida como Magdalena Medio, se hizo la primera marcha masiva contra el *fracking*: más de tres mil pobladores salieron a las calles. En la cuarta movilización de estas características, a finales de 2016, participaron alrededor de 10 mil personas. Desde ese municipio, se gestó un proceso social regional que articuló inicialmente a las gentes de municipios con historia petrolera,

3. La función de advertencia está consagrada en el decreto 267 del año 2000, que ordena «Advertir sobre operaciones o procesos en ejecución para prevenir graves riesgos que comprometan el patrimonio público y ejercer el control posterior sobre los hechos así identificados».

4. Las organizaciones convocantes de la Primera Jornada Nacional contra el *fracking* fueron Censat Agua Viva, el Colectivo para la Protección de la Provincia del Sugamuxi, de Boyacá, Proyecto Gramalote de Villavicencio, la Mesa Minero Energética, el Centro Regional de Estudios Socio Ambientales de la Orinoquía – Creo y el Observatorio de Territorios Étnicos y contó con el apoyo de la red internacional Oilwatch y el Observatorio Petrolero del Sur.

como Puerto Wilches, Aguachica y Barrancabermeja (considerada la capital petrolera de Colombia). Poco a poco, el *voz a voz* de los riesgos que entraña la técnica comenzó a preocupar en los municipios por los que avanza la frontera petrolera y la lucha contra el *fracking* ganó presencia en las agendas sociales y políticas nacionales hasta instalarse, e, incluso, quedar en el centro de la última campaña presidencial.

En septiembre de 2016, en el fragor de la Segunda Jornada Nacional Contra el *Fracking*⁵, surgió la necesidad de constituir una coalición. Un año después, en Barrancabermeja, se creó la *Alianza Colombia Libre de Fracking* con un claro y único propósito: impedir el desarrollo del *fracking* en el país. Esto trazó un derrotero claro: alcanzar la prohibición de la técnica o lograr una moratoria; la *Alianza* no se desgasta discutiendo otros asuntos relativos a controles ambientales, regulaciones, tecnologías limpias.

La *Alianza* fue creciendo sustantivamente con la suma de diversos sectores y organizaciones. Desde allí, se hacen hoy foros, talleres, conferencias y videos, se denuncian las políticas y los programas que promueven los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales, surgen movilizaciones locales y nacionales, se impulsan acciones jurídicas, se establecen relaciones en el Congreso para, por vía legislativa, lograr frenar el *fracking*, y se hace *lobby* con instituciones estatales. Es decir, se construyen estrategias de comunicación, de investigación, de acciones jurídicas y de acción política y se trabaja en la protección de los defensores del territorio.

A inicios de 2019, la Contraloría General de la República se volvió a pronunciar con un extenso estudio que advirtió que el país no está listo para hacer *fracking* y destacó la incertidumbre jurídica existente en el país para regularlo (Semana Sostenible, 2019).

¿Qué da lugar a esta expresión social?

Hay tres factores que han sido cruciales en el desencadenamiento de esta movilización social: uno, las falsas promesas de desarrollo, conjugadas con los pasivos de un siglo de extracción petrolera; otro, la discusión sobre el modelo de desarrollo y la construcción de paz; por último, la creación de una amplia coalición que rechaza el *fracking*.

5. Convocadas por decenas de organizaciones, las actividades se realizaron en Bogotá y en municipios del Magdalena Medio: Puerto Boyacá, Barrancabermeja y San Martín.

Las falsas promesas de desarrollo y los pasivos de un siglo de extracción petrolera

La actividad petrolera ha dejado una estela de pasivos ambientales en todas las regiones en las que se ha hecho y cada vez más comunidades se oponen al desarrollo de proyectos de esa naturaleza, incluidos los convencionales. No por nada el centro de la resistencia anti *fracking* se localiza justamente en la región del Magdalena Medio, donde es más antigua la extracción de petróleo en el país. También llama la atención que el municipio de Tauramena, departamento de Casanare, que en los pasados años noventa tuvo la mayor producción petrolera, haya adelantado la segunda consulta popular del país con la intención de frenar la exploración que amplía la frontera al piedemonte. En ese municipio, 4.426 habitantes dijeron «no a la exploración», frente a 151 que dijeron «sí».

Durante décadas, tal actividad se promovió mediante discursos de *desarrollo y progreso*, pero, los resultados en las regiones petroleras son contrarios a esos discursos: varios de los municipios carecen de infraestructura y servicios públicos adecuados, las oportunidades de trabajo se concentran en unos pocos y el deterioro ambiental es notorio. Yopal, la capital de Casanare, departamento que hasta el 2013 recibió los mayores recursos de regalías petroleras, está sin acueducto desde 2011, luego de que un derrumbe en el Cerro Buenavista destruyera la Planta de Tratamiento de Agua Potable. Sus habitantes deben abastecerse con agua que se distribuye en carrotanques. Municipios del departamento del Meta sufren una situación similar, puesto que los acuíferos que les proveían de agua se contaminaron.

A inicios de 2019, la llamada Comisión Interdisciplinaria Independiente, o Comisión de Expertos, nombrada por el gobierno de Iván Duque con el fin de producir un informe con recomendaciones para tomar decisiones políticas sobre el aprovechamiento de recursos no convencionales, manifestó que el desarrollo del fracturamiento hidráulico de lutitas carece de licencia social por parte de las comunidades que visitaron en el Magdalena Medio. La Comisión argumentó motivos como la falta de información y de participación y la debilidad institucional para hacer un seguimiento de la gestión ambiental de las empresas, pero, también, la gran cantidad de pasivos ambientales que tiene el sector petrolero en la región. La reflexión de la gente es sencilla: «si esto nos pasó con los yacimientos convencionales, más grave aún será con el *fracking*, que es más intensivo en uso de agua, tierras y energía».

Extractivismo y paz

El debate sobre el *fracking* es parte de otros más amplios, como la discusión sobre el modelo de desarrollo y la construcción de paz. Mientras los últimos gobiernos han cerrado filas y les han hecho todo más fácil a los inversionistas para profundizar el modelo extractivo, los activistas anti *fracking* han denunciado que la técnica es la expresión de un modelo sin freno dispuesto a sacrificar cualquier cosa para profundizar la dependencia petrolera. La promoción del *fracking* profundiza una preocupación ya instalada en el país, cual es que «vienen por todo, a costa de lo que sea», y se advierte que es el futuro de la vida lo que está en juego (Censat Agua Viva, 2019). El gobierno nacional argumenta la necesidad de los recursos que dejará el *fracking* para la construcción de la paz; por el contrario, los activistas advierten que profundizará más la alta conflictividad social ya existente en el país.

En una reciente declaración pública, antiguos dirigentes de la Unión Sindical Obrera de la Industria del Petróleo consideran que «el debate y las discusiones en Colombia sobre los pros y los contras del (...) *fracking* adquieren cada día dimensiones muy importantes y trascendentales, prácticamente en todos los sectores de la sociedad» (Exdirigentes de la USO, 2019). Lo cierto es que el activismo anti *fracking* ha logrado mover las fibras de la población al posicionar, junto a la fuerza social que se opone al modelo extractivista, un discurso contundente de defensa del agua, del territorio, de la salud, que reta al país a pensar en otros modos de vida más armónicos con la naturaleza.

La creación de una amplia coalición

Sin duda, la capacidad de la *Alianza* para construir vínculos amplios y sólidos con diversos sectores de la sociedad ha sido vital en la fuerza que ha adquirido el rechazo al *fracking* en el país. El acercamiento al Congreso fue una iniciativa importante para promover un proyecto de ley de prohibición en 2018, en la que se articularon diversas iniciativas legislativas que estaban por la prohibición o la moratoria. Se logró un acuerdo con varias fuerzas políticas de izquierda y de centro, entre ellas, el Polo Democrático, el Partido Verde y Colombia Humana. La *Alianza* ha intercambiado con otros procesos del continente, y por medio de ellos ha aprendido cómo se llegó a las prohibiciones o a las moratorias en diversas partes del mundo. Un grupo de importantes artistas de la televisión, la música y el teatro también apoya

a la *Alianza* y sus mensajes han llegado a más personas. Además, diversos académicos de prestigiosas universidades del país han nutrido de argumentos la oposición al *fracking*.

Es tanta la fuerza que ha ganado la lucha contra el *fracking* que, como bien dice la declaración de los sindicalistas, se constituye en «un nuevo movimiento social» (Exdirigentes de la USO, .2019). En esto, ha desempeñado un papel importante la constitución de un cualificado grupo de activistas en la coordinación y los grupos de apoyo de la *Alianza*. Tal circunstancia ha permitido interactuar y contraponerse públicamente a los más férreos defensores de la técnica, superándolos en argumentos. Así, se logró ganar más audiencia y conquistar a la opinión pública nacional, normalmente proclive a los proyectos hegemónicos que se imponen desde el Estado. Se puede afirmar que, hasta el momento, la *Alianza* y los activistas contra el *fracking* han ganado la batalla por la opinión pública.

Moratoria de hecho

En noviembre de 2018, el Consejo de Estado, en respuesta a una demanda de nulidad interpuesta por el Grupo de Litigio e Interés Público de la Universidad del Norte (integrante de la *Alianza*), suspendió los actos administrativos con los que el gobierno nacional fijó los criterios para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. La Anla lo ratificó en junio de 2019 al anunciarle al presidente de la Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol) la interrupción del trámite de licenciamiento ambiental de un proyecto localizado en los municipios santandereanos de Barrancabermeja y Puerto Wilches, porque, al quedar provisionalmente sin efecto las disposiciones,

[la] Autoridad Ambiental no cuenta con normativa técnica que le permita contrastar las medidas de manejo que deben ser incluidas en el Estudio de Impacto Ambiental EIA para ser analizadas dentro del procedimiento de evaluación ambiental, y por ende, no podría determinar si es viable o no el otorgamiento de la licencia ambiental (Anla, 2019).

Con eso, se reconoce que hay una moratoria jurídica de *facto*.

Sin embargo, las presiones económicas y políticas seguirán buscando dar vía a la ampliación de esta nueva frontera tecnológica; de hecho, el proyecto de ley que buscaba prohibir el *fracking* se hundió en la legislatura⁶.

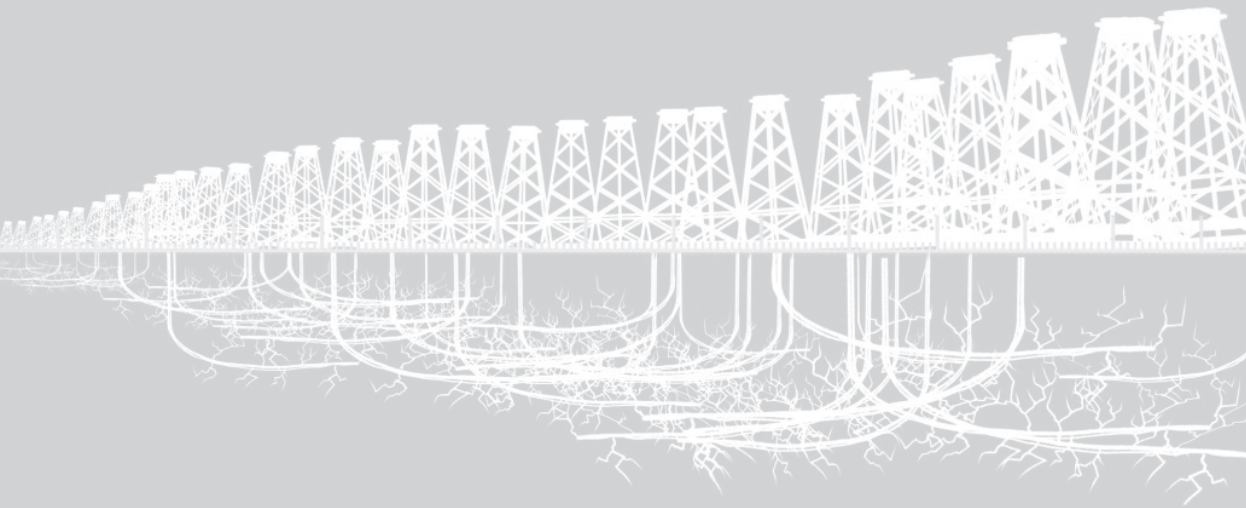
La fuerte dinámica social ha logrado frenar el ritmo que empresarios y gobiernos hubieran deseado imponer en la agenda de implementación del *fracking*. Y la resistencia se configura como un movimiento social plural que articula diversos sectores de la sociedad y trasciende diferencias políticas y límites geográficos, siguiendo el sentir de la consigna «ni aquí, ni allá; ni hoy, ni nunca». Lo que está de fondo en esta lucha es el futuro que queremos para Colombia. El movimiento anti *fracking* ofrece una respuesta: se trata de anteponer la vida y la construcción de paz con justicia social y ambiental. Es, nada menos y nada más, que invitarnos a reconciliarnos entre nosotros y con la naturaleza.

6. En septiembre de 2019, cuando estaba terminando la edición de este texto para la publicación en Colombia, el Consejo de Estado reafirmó la suspensión de la reglamentación para realizar actividades de *fracking*. Sin embargo, el alto tribunal abrió una ventana para emprender lo que llamó proyectos piloto integrales de investigación (PPII), «los cuales, informa la revista Semana, contrató el Gobierno Nacional con el objetivo de que ofreciera un concepto técnico acerca de la viabilidad de este método de extracción en el país» (Semana, 2019).

Referencias bibliográficas

- Alianza Colombia Libre de *Fracking* (2019). *Anla acoge moratoria judicial y suspende trámite de licencia para proyecto de fracking de Ecopetrol*. Consultado el 19 de octubre de 2019 en <https://colombialibredefracking.wordpress.com/2019/07/11/anla-acoge-moratoria-judicial-y-suspende-tramite-de-licencia-para-proyecto-de-fracking-de-ecopetrol/>
- Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, Anla. (2019, 28 de junio). «Carta de subdirectora de evaluación y seguimiento del Anla a presidente de Ecopetrol. Asunto: Trámite administrativo de evaluación de Licencia Ambiental “Área de perforación exploratoria Guane – A”» (se encuentra en un archivo físico).
- Censat Agua Viva. (2019). *La lucha contra el fracking, la defensa de la vida*. Consultado el 19 de octubre de 2019 en [https://censat.org/apc-aa/view.php3?vid=84&cmd\[84\]=x-84-9034](https://censat.org/apc-aa/view.php3?vid=84&cmd[84]=x-84-9034)
- 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*. Consultado el 20 de octubre de 2019 en <https://censat.org/es/publicaciones/informe-sobre-efectos-ambientales-bioticos-fisicos-y-sociales-y-economicos-de-la-exploracion-de-hidrocarburos-en-areas-con>
- Contraloría General de la República, CGR. (2012, 7 de septiembre). *Función de Advertencia. Principio de precaución y desarrollo sostenible. Posibles riesgos de los Yacimientos no convencionales*. Consultado el 19 de octubre de 2019 en <https://redjusticiaambientalcolombia.files.wordpress.com/2014/09/func-adv-hidrocarburos-noconvencionales2014.pdf>
- Exdirigentes de la Unión Sindical Obrera de la Industria del Petróleo (USO). (2019, 8 de julio). *Declaración pública [con] respecto al fracking*. Consultado el 20 de octubre de 2019 en https://cut.org.co/declaracion-publica-de-ex-dirigentes-de-la-union-sindical-obrera-de-la-industria-del-petroleo-uso-respecto-al-fracking/?fbclid=IwAR1ugH_4x0ugpAPFQxBmqgo-vDu_2qudN5N7gxHRo4VKjIQctpEHR34PhZfc

- Revista Semana. (s. f.) *Yopal Sediento. Especiales de Revista Semana*. Consultado el 19 de octubre de 2019 en <https://especiales.semana.com/especiales/yopal-sediento-sin-acueducto/index.html>
- Revista Semana. (2019, 17 de septiembre). Consejo de Estado dio luz verde a estudios piloto de *fracking*. *Semana*. Consultado el 20 de octubre de 2019 en <https://www.semana.com/nacion/articulo/consejo-de-estado-da-luz-verde-a-pilotos-de-fracking/632293>
- Semana Sostenible. (2019, 3 de abril). Contraloría advierte que Colombia no está lista para hacer *fracking*. *Semana*. Consultado el 20 de octubre de 2019 en <https://sostenibilidad.semana.com/impacto/articulo/contraloria-advierte-que-colombia-no-esta-lista-para-hacer-fracking/43675>



La ley del embudo. Vacíos y ambigüedades en materia de yacimientos no convencionales

Corporación Podion - Programa Socioambiental¹

El pasado 17 de septiembre, se conoció en el país un comunicado de prensa del Consejo de Estado en el que se informó la decisión de mantener la suspensión del marco legal del *fracking* en el país (decreto 3004 de 2013 y resolución 90341 de 2014), en respuesta al recurso de súplica interpuesto por el Ministerio de Minas y Energía. No obstante, el mismo comunicado aclaró que dicha suspensión no impide el desarrollo de los *Proyectos Piloto de Investigación Integral* (PPII) que la Comisión de Expertos contratada por el gobierno nacional a finales de 2018 sugirió en su informe sobre los efectos ambientales y económicos del *fracking* (2019).

A la fecha de redacción del presente artículo, aún no se ha publicado el auto de la Sección Tercera del Consejo de Estado que desarrollará la decisión tomada. No obstante, a partir del comunicado se puede señalar lo siguiente con respecto a los mencionados proyectos piloto:

1. Los PPII carecen de un marco legal que les permita desarrollarse. La reglamentación al respecto debe estar sujeta a los propósitos investigativos de los proyectos, lo que, incluso, puede derivar en un licenciamiento ambiental diferenciado del aplicable para exploración y explotación comercial.

1. El Programa Socioambiental de la Corporación Podion es una estrategia de acompañamiento a comunidades afectadas o amenazadas por proyectos extractivos. El Programa fundamenta su quehacer en la ecología política y en la educación popular y trabaja por robustecer procesos organizativos de defensa territorial. En ese camino, aporta herramientas para comprender las dinámicas extractivas, sus causas y consecuencias, y construye iniciativas de movilización socio-jurídica para fortalecer las reivindicaciones de las comunidades. Además, incentiva propuestas de gestión territorial y de economía propia y la construcción y fortalecimiento de redes de articulación y apoyo mutuo.

2. Los PPII a los que se refiere la Comisión de Expertos son distintos a las Pruebas Piloto de Pozos contempladas en el artículo 8 de la resolución 90341 de 2014.
3. Existe gran incertidumbre sobre la magnitud y la escala de los PPII. Se desconocen el número de pozos a perforar, la superficie involucrada en las pruebas, el número de etapas de fractura, el carácter multipozo de las perforaciones, el tiempo de la operación, el titular(es) o responsable(s) de los proyectos, entre otros aspectos. Lo cierto es que, difícilmente, los PPII podrán ser representativos frente a un eventual desarrollo comercial del *fracking*. Ecopetrol hizo un cálculo de 1.290 pozos ante la Comisión de Expertos en el momento de desarrollo pleno del *fracking* en el país, cuyos efectos e impactos acumulados no podrán ser comparables con los PPII.
4. Algunos de los impactos verificados por la ciencia alrededor del *fracking*² son observables a mediano o largo plazo. Estos plazos no se considerarán en el análisis de los PPII. Fenómenos como la migración de fluidos de fractura por entre las formaciones geológicas o las fallas en la integridad de los pozos que conduzcan a la contaminación de acuíferos tienen una mayor probabilidad de ocurrencia con el paso del tiempo.
5. La Comisión de Expertos condicionó el desarrollo de los PPII al cumplimiento de criterios que, en su mayoría deben garantizarse en lo que se denomina Etapa I o etapa previa a la perforación y estimulación. Esos criterios son:
 - Obtener *licencia social*, que implica la generación de confianza entre las partes.
 - Proteger la biodiversidad.
 - Que haya transparencia y provisión de información.
 - Contar con líneas base ambientales y sociales.
 - Hacer análisis y gestión del riesgo.
 - Impulsar el fortalecimiento institucional.
 - Mejorar capacidades institucionales regionales y locales.
 - Garantizar la participación de las comunidades en las decisiones y los beneficios.
 - Hacer inspección, vigilancia y control.

2. Véase, además de otros estudios, Concerned Health Professionals of New York y Physicians for Social Responsibility (2015).

Con todo, la mayor preocupación que rodea la estrategia de los proyectos piloto es la visión que el gobierno y las instituciones mantienen sobre el sector extractivo. Lejos de una apuesta por la soberanía energética, el uso racional de los recursos naturales y la protección del agua y la biodiversidad, el gobierno pareciera esmerarse en complacer afanosamente los intereses de las empresas por explotar **yacimientos no convencionales** (YNC). Mientras la ciudadanía se enfrenta a diario a una aparatosa y negligente burocracia para hacer valer sus derechos, las empresas mineras y petroleras gozan de la actitud diligente y permisiva de las autoridades y de una interpretación flexible y favorable de las normas jurídicas. En resumen, se sirven de la aplicación de la *ley del embudo*.

A pesar de la enérgica controversia que ha tenido el *fracking* en el país y de los ojos que posan sobre el desarrollo de esta práctica, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (Anla) y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) no han demostrado una actitud firme y consecuente con sus mandatos³ y con la normatividad ambiental aplicable. A continuación, se exponen dos análisis de casos que ilustran en detalle dicha situación.

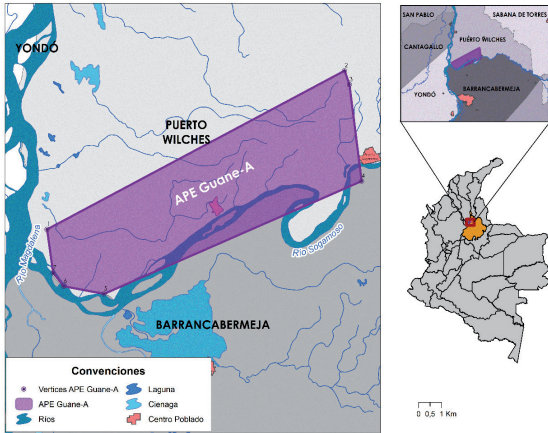
Exxon Mobil y el VMM37

La Exxon Mobil, con sede en Irving (Texas), es la empresa petrolera más grande de Estados Unidos y se ha mantenido entre las primeras cinco en el mundo. Sus ingresos aproximados en 2018 fueron de 290 mil millones de dólares, lo que equivale al presupuesto público de un país como México. Mediante la firma *Exxon Mobil Exploration Colombia*, se le han adjudicado varios bloques petroleros para exploración, demostrando un interés particular en los yacimientos convencionales costa fuera (*Off Shore*) y en los YNC en roca generadora.

Puerto Wilches es un municipio santandereano adscrito a la región del Magdalena Medio. Lo circundan los ríos Sogamoso, Lebrija y Magdalena, de modo que se le reconoce por su tradición pesquera. El área sur del municipio, de vocación agrícola, está dominada por el monocultivo de palma

3. Los mandatos institucionales de la Anla y la ANH se encuentran consignados en el decreto 3573 de 2011 y el decreto 714 de 2012, respectivamente.

Mapa 1. Área del yacimiento no convencional AP VMM37



Fuente: Corporación Podión.

de aceite, mientras que el área norte se destaca por los complejos de ciénagas y de bajos inundables. Puerto Wilches, como la generalidad del Magdalena Medio, ha sido fuertemente golpeado por el conflicto armado. Es catalogado como un municipio de sexta categoría⁴, con un índice de necesidades básicas insatisfechas del 49 % y un presupuesto general en 2018 de 7 millones de dólares.

La gigante petrolera y el modesto municipio cruzan sus destinos con

ocasión del proyecto de exploración de hidrocarburos VMM37, perteneciente al bloque homónimo⁵. En el marco de la Ronda Colombia 2010, dicho bloque se adjudicó inicialmente a *Patriot Energy*⁶, empresa que celebró un contrato de Exploración y Producción (E&P) de Hidrocarburos con la ANH el 1º de marzo de 2011 sobre un área de 17.465 hectáreas. Dos años más tarde, el 19 de marzo de 2013, se suscribió el Otrosí⁷ N° 2, por medio del cual *Patriot* cedió el 70 % de los derechos a la empresa *Exxon Mobil Exploration Colombia*, que asumió la condición de operador.

El Contrato del Bloque VMM37 excluyó de su objeto (artículo 1º) los «hidrocarburos no convencionales», pero dejó una puerta abierta (parágrafo 2) para que las compañías habilitadas en el proceso Ronda Colombia 2010 para áreas tipos 2 y 3⁸ pudieran explorar y desarrollar este tipo de hidrocarburos bajo las condiciones técnicas y contractuales que adoptara la ANH para tan fin.

4. El artículo 7 de la ley 1551 de 2012 clasifica todas las municipalidades del país en una escala de uno a seis de acuerdo con sus ingresos corrientes de libre destinación (criterio eminente), población, importancia económica y situación geográfica. En esa escala, *uno* representa los municipios de mayor envergadura y seis los de menor.

5. El ordenamiento petrolero del país está organizado de acuerdo a las cuencas hídricas que son contraídas en siglas. VMM significa Valle Medio del Magdalena.

6. Resolución 466 del 08 de noviembre de 2010.

7. El otrosí es una adición al contrato original.

8. El tipo de área se relaciona con la naturaleza de la cuenca: si es una cuenca madura o minironda, es de tipo 1; si es una cuenca con nuevo potencial, es tipo 2, y si es una cuenca frontera, es tipo 3. El tipo de área, a su vez, determina la modalidad de contratación (E&P o de Evaluación Técnica, TEA) y las condiciones especiales que debe tener el ofertante en términos de patrimonio, experiencia, reservas propias, garantía, entre otras. Las áreas tipo 2 y 3 son, en su orden, más exigentes que las áreas tipo 1.

La inquietud que surge es por qué si, para el momento en que se celebró la Ronda 2010, Colombia no tenía una reglamentación contractual, técnica y ambiental para la exploración y explotación de YNC, el país ofertó y contrató esta posibilidad, de manera que se creó una expectativa legal a favor de las compañías. La Contraloría General de la República denunció este hecho en su más reciente estudio sobre los riesgos y afectaciones del *fracking*, en su capítulo de conclusiones:

La ANH adjudicó bloques para la exploración y producción de YNC, en la Ronda 2014 [al igual que en 2010 y 2012], sin tener un marco regulatorio ambiental ni el conocimiento básico que permitiera definir restricciones ambientales sobre la implementación del fracking para la explotación de dichos yacimientos, conllevando a riesgos ambientales o al establecimiento de escenarios futuros de reclamación o desistimiento por parte de los titulares de estos bloques. Lo anterior evidencia la falta de coordinación entre instituciones relacionadas con la implementación de políticas públicas como esta (CGR, 2018).

Una vez en control del bloque, la Exxon suscribió el Otrosí N° 3 que modificó el *Programa Exploratorio Mínimo* incluyendo la perforación vertical de pozos a una profundidad mínima de 14.000 pies, la perforación horizontal de por lo menos 4.000 pies y la estimulación hidráulica, es decir, *fracking*. En adelante, la conducta de la compañía es un claro ejemplo de la laxitud de la legislación y de las autoridades competentes, lo que reviste especial preocupación tratándose de YNC.

El bloque VMM37 tiene como proyecto principal el Área de Perforación Exploratoria (APE) VMM37, concebido por Patriot Energy para la exploración de yacimientos convencionales. Para adelantarlos, se tramitó y otorgó licencia ambiental mediante resolución 1343 de 2013 (véase expediente LAV 0008-00-12). Esta licencia también se cedió a la Exxon, que solicitó a la Anla su modificación para la exploración de YNC vía *fracking*, trámite que aún no se ha resuelto y que debería encontrarse suspendido con ocasión de la medida cautelar del Consejo de Estado⁹.

9. La Anla confirmó que el trámite de modificación de la licencia ambiental no se ha suspendido. Véase la respuesta que dio esta entidad al derecho de petición elevado por la Corporación Podion, con radicado 2019125118-2-000, de fecha 23 de agosto de 2019.

El nuevo APE VMM37 involucraría un área de 15.462 hectáreas al sur del municipio de Puerto Wilches¹⁰ y plantea la perforación de hasta 14 pozos sobre las formaciones La Luna, Tablazo/Paja y Rosa Blanca, con una inversión aproximada de 23,5 millones de dólares, tres veces el presupuesto anual del municipio.

Lo irregular del caso es que la Exxon, una vez expedido el acuerdo 03 de 2014 de la ANH, tendría que haber suscrito un contrato adicional (no un otrosí) para incluir en su objeto los YNC, cosa que hasta el momento no ha sucedido. Al respecto, la ANH asegura que el contrato adicional se encuentra en proceso de «análisis técnico, económico, jurídico y socioambiental»¹¹, y que el Otrosí N° 3 no modificó el objeto del contrato; es decir, que los YNC seguirían excluidos. Lo contradictorio es que la modificación a la licencia ambiental que solicitó la Exxon para hacer *fracking* en YNC tiene como fundamento las obligaciones contraídas dentro del Otrosí N° 3 relativas al *Programa Exploratorio Mínimo de Fracking*.

Adicionalmente, de acuerdo con el parágrafo 2° del Contrato E&P del Bloque VMM37 y a la adenda N° 11 de los Términos de Referencia de la Ronda Colombia 2010, ni Patriot Energy, ni Exxon Mobil estarían habilitadas para desarrollar hidrocarburos no convencionales porque no cumplen las condiciones allí establecidas: Patriot, porque fue habilitada para áreas tipo 1 y Exxon, porque no participó en dicho proceso. La ANH¹² ampara su actuación en el principio de *autonomía de la voluntad*, que le permitiría hacer modificaciones a discreción, lo que significaría que los términos de referencia y las cláusulas del contrato son un simple saludo a la bandera.

Finalmente, Exxon Mobil ya perforó los dos primeros pozos del programa mínimo exploratorio del VMM-37; el Manatí Blanco y el Manatí Gris. De acuerdo con información de la empresa, se perforaron verticalmente y se dejaron listos para la estimulación hidráulica una vez se cuente con licencia ambiental. Se argumenta que los pozos pudieron perforarse porque el proyecto de yacimientos convencionales también contemplaba la perforación de dos pozos y tiene una licencia ambiental vigente (resolución 1343 de 2013).

No obstante, desde nuestro criterio jurídico, estos pozos no debieron perforarse, por una sencilla razón: perforar un yacimiento convencional no es equivalente a hacerlo en uno no convencional. Para hacerlo en este último, se deben cumplir requerimientos técnicos especiales que van desde el

10. Corregimientos de El Centro, El Pedral, Puente Sogamoso, San Claver y Kilómetro 8.

11. ANH. Respuesta a derecho de petición elevado por la Corporación Podion con radicado 20196410213581, de fecha 5 de septiembre de 2019.

12. Respuesta a derecho de petición con radicado 20196410213581, de fecha 5 de septiembre de 2019.

área de la locación, la práctica de muestreos y registros, hasta la cementación y los revestimientos del pozo. De manera que solo existen dos posibilidades: o la Exxon perforó dos pozos que utilizará para hacer *fracking* sin los requerimientos técnicos idóneos, o la Exxon perforó dos pozos con los requerimientos de YNC sin tener licencia para hacerlo.

Drummond y los yacimientos no convencionales

La Empresa *Drummond* llegó a Colombia en 1986 y empezó a explotar carbón en 1995 en el sur del departamento del Cesar. *Drummond* opera mediante cuatro contratos de concesión minera: La Loma (5.740 hectáreas) y el proyecto El Descanso, que fusiona tres contratos mineros (42.800 hectáreas).

El 12 de noviembre de 2004, *Drummond* suscribió con la ANH un Contrato E&P para la exploración y explotación de hidrocarburos en un área de 145.811 hectáreas, denominado *Campo La Loma*, que comprende los municipios de Agustín Codazzi, Becerril, Chiriguaná, El Paso, La Jagua de Ibirico y La Paz, todos en jurisdicción del departamento del Cesar. El Campo se corresponde con algunas de las áreas donde la empresa realiza de tiempo atrás extracción de carbón.

En los pozos exploratorios Caporo 1 (octubre de 2007), Iguana 1 (febrero de 2009) e Hicotea 1 (enero de 2010), *Drummond* halló *gas asociado a mantos de carbón* (CMB) y en los pozos exploratorios Paujil 1 (marzo de 2010) y Canario 1 (abril de 2012) descubrió *gas de esquisto o shale gas*. Según lo establecido en el artículo 1° del decreto 3004 de 2013, estos dos yacimientos son YNC.

Luego de hacer la declaratoria de comerciabilidad del Campo La Loma, la Anla le otorgó licencia ambiental (resolución 1655 de 2015) para el proyecto «Área de Desarrollo Caporo Norte», cuyo objetivo es la producción de CMB en un área de 6.462 hectáreas, en los municipios de Chiriguaná y La Jagua de Ibirico (Cesar).

En dicha licencia ambiental se autoriza a *Drummond* la perforación de 57 pozos nuevos de producción de gas que incluyen su estimulación (frac-turamiento hidráulico), completamiento y producción y la producción en 1 pozo ya existente (Caporo 21). En cada uno de los pozos se desarrollarían entre 4 y 7 etapas de fractura. Igualmente, se autoriza la perforación y operación de hasta 7 pozos de reinyección de agua.

De acuerdo con información de la ANH, entre 2017 y 2018 se habrían perforado verticalmente 15 pozos que alcanzaron profundidades entre los

2.000 y los 3.000 pies de profundidad. Luego de la fase de estimulación hidráulica, estos pozos se encuentran operando actualmente en fase de producción.

Tanto la solicitud de la empresa como la licencia ambiental otorgada por la Anla se fundamentaron en la resolución 90341 de 2014. La adecuación de los pozos productores y de reinyección, así como la estimulación hidráulica, se autorizaron bajo los parámetros que dispone esta norma, suspendida provisionalmente por el Consejo de Estado mediante medida cautelar en noviembre de 2018.

Como se puede observar, *Drummond* se encuentra operando –al menos– 15 pozos productores en un YNC (*Gas Asociado a Mantos de Carbón*), con respaldo en una licencia ambiental cuyo fundamento legal (resolución 90341) se encuentra suspendido. Lo correcto hubiera sido que las actividades que la *Drummond* venía desarrollando en YNC se hubieran suspendido una vez el Consejo de Estado emitió la medida cautelar y hasta tanto no resuelva el caso de fondo. Tampoco se entiende por qué la Anla no exigió como requisito previo al otorgamiento de licencia ambiental la celebración de un contrato adicional con la ANH, tal como lo establece el acuerdo 03 de 2014.

Referencias bibliográficas

- Comisión de Expertos Interdisciplinaria Independiente, *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*, abril de 2019. Consultado en <https://justiciaambientalcolombia.org/este-es-el-informe-completo-de-la-comision-de-expertos-del-fracking/>
- Concerned Health Professionals of New York y Physicians for Social Responsibility. (2015, 14 de octubre). *Compendio de hallazgos científicos, médicos y de los medios de comunicación que demuestran los riesgos y daños del fracking (extracción no convencional de gas y petróleo)*. 3ª edición. Consultado en <http://concernedhealthny.org/compendium/>
- Contraloría General de la República, CGR. (2018, 21 de diciembre). *Riesgos y posibles afectaciones ambientales al emplear la técnica de Fracturamiento Hidráulico en la exploración y explotación de hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales en Colombia*. Consultado el 31 de octubre de 2019 en <https://www.contraloria.gov.co/documents/20181/465175/Riesgos+y+posibles+afectaciones+ambientales+al+emplear+la+t%C3%A9cnica+de+fracturamiento+hidr%C3%A1ulico+en+la+exploraci%C3%B3n+y+explotaci%C3%B3n+de+hidrocarburos+en+yacimientos+no+convencionales+en+Colombia+-+Diciembre+2018.pdf/cb80dd76-b035-416f-b1f4-bd9abaa5598e?version=1.0>

Acuerdos, decretos, expedientes y resoluciones

- Acuerdo 03 de 2014. (26 de marzo). *Por el cual se adiciona el acuerdo 4 de 2012, con el objeto de incorporar al Reglamento de Contratación para Exploración y Explotación de Hidrocarburos parámetros y normas aplicables al desarrollo de Yacimientos No Convencionales y se dictan disposiciones complementarias*. Agencia Nacional de Hidrocarburos.

- Decreto 3004 de 2013. (26 de diciembre). *Por el cual se establecen los criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales*. Ministerio de minas y energía.
- Expediente LAV 0008-00-12. *Trámite de modificación de la licencia otorgada mediante Resolución 1343 del 30 de diciembre de 2013 al proyecto Área de Perforación Exploratoria VMM-37*. Autoridad Nacional de Licencias Ambientales.
- Resolución 90341 de 2014. (27 de marzo). *Por el cual se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales*. Ministerio de Minas y Energía.
- Resolución 1343 de 2013 (30 de diciembre). *Por medio de la cual se otorga Licencia Ambiental para el proyecto denominado Área de Perforación Exploratoria VMM-37* Autoridad Nacional de Licencias Ambientales.
- Resolución 484 de 2014. (16 de mayo). *Por la cual se modifica una licencia ambiental [resolución 1343 de 2013] y se toman otras determinaciones*. Autoridad Nacional de Licencias Ambientales.
- Resolución 1655 de 2015. (21 de diciembre). *Por la cual se otorga licencia ambiental global y se toman otras determinaciones, en relación con el proyecto «Producción de Gas, Área de Desarrollo Caporo Norte»*. Autoridad Nacional de Licencias Ambientales.

Estatus jurídico del *fracking* en el mundo, en perspectiva de derecho ambiental y derechos humanos

Héctor Herrera-Santoyo¹

Este artículo² presenta, en primer lugar, las perspectivas de derecho ambiental y de derechos humanos aplicables a la situación jurídica de la explotación por fracturamiento hidráulico de los hidrocarburos no convencionales (*fracking*³). Luego, a la luz de estas perspectivas, revisa la situación jurídica del *fracking* en el mundo. En algunos casos, los países y territorios que han prohibido o declarado moratoria sobre el *fracking* han optado por acelerar su transición energética. Todo esto en un contexto de crisis climática que requiere reducir cumplidamente, conforme a los compromisos del Acuerdo de París sobre cambio climático, los gases de efecto invernadero producto de la quema de combustibles fósiles como el gas, el petróleo y el carbón (ONU, 2015).

Perspectivas de derecho ambiental y de derechos humanos

En el derecho ambiental, el *fracking* se ha abordado a partir del *principio de precaución*, para sus prohibiciones y moratorias. Este principio obliga a los Estados a abstenerse de autorizar o ejecutar una actividad, como el *fracking*, cuando no hay certeza científica de la magnitud, causalidad y probabilidad de los daños.

1. Abogado. Magister en Políticas Públicas. Subdirector regional para América Latina de la Red Global para los Derechos Humanos y el Ambiente (GNHRE).

2. Este análisis revisa y amplía algunos puntos del artículo que publiqué en *Razón Pública* en 2019, titulado ¿En qué va el *fracking* en el mundo? Disponible en <http://bit.ly/enquevaelfrackingenelmundo>

3. Para ahondar en la definición de *fracking*, consultar Orduz-Salinas y Herrera-Santoyo (2018).

También obliga a los Estados a tomar medidas para evitar daños graves e irreversibles en el ambiente y la salud pública, pese a la incertidumbre científica.

Algunos casos de prohibiciones y moratorias del *fracking* aplican directamente el *principio de precaución*, aunque, otros lo aplican sin mencionarlo expresamente porque «estas medidas se basan en el riesgo de daños graves e irreversibles ocasionados por la técnica o en la incertidumbre sobre la ciencia detrás de ella y acerca del alcance y magnitud de sus impactos» (Aidun y Giunta, 2019). Entre otros instrumentos jurídicos internacionales, el *principio de precaución* se ha consagrado en la Declaración de Río sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo de 1992, en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático de 1992 o en el Acuerdo de Escazú de 2018. Para profundizar sobre el principio de precaución y acerca de su aplicación ante los posibles impactos del *fracking*, es pertinente consultar el segundo capítulo del libro *La prohibición del fracking en Colombia como un asunto de política pública* (Ordúz-Salinas y Herrera-Santoyo, editores, 2018).

Por otro lado, la perspectiva de *derechos humanos* se ha aplicado al *fracking* porque podría afectar los derechos a la salud, al agua, a la comida, a la vivienda, al acceso a la información y/o a la participación pública (Sisters of Mercy, 2015). El derecho internacional de los derechos humanos obliga a los Estados a garantizar y proteger los derechos humanos, especialmente, los de los grupos de personas en situación de mayor vulnerabilidad como las mujeres, la niñez, las comunidades étnicas, entre otros, que pueden padecer con mayor intensidad las consecuencias negativas del *fracking* (Sisters of Mercy, 2015). Los casos presentados a continuación ejemplifican la aplicación al *fracking* de la perspectiva de derecho ambiental o la de derechos humanos.

Norteamérica

El *fracking* en yacimientos no convencionales inició en Estados Unidos en la pasada década del 90 (Breakthrough Institute, 2012) y las primeras moratorias y prohibiciones ocurrieron en ese país. En el Estado de **Nueva York**, en 2010, la Oficina del Gobernador declaró, mediante la Orden Ejecutiva 41, la moratoria sobre el *fracking*, mientras el Departamento de Conservación Ambiental emitía un reporte científico sobre los impactos ambientales de esta técnica (Gobernación de Nueva York, 2010). En 2012, el Departamento de Conservación Ambiental pidió al Departamento de Salud Pública que emitiera un reporte sobre los impactos del *fracking*. En 2014, el Departamento

de Salud Pública divulgó una revisión de literatura científica sobre los impactos del *fracking* y recomendó que no debía proceder (Departamento de Salud Pública del Estado de Nueva York, 2014). Sobre la base de este reporte, el gobernador de Nueva York prohibió el *fracking* (Kaplan, 2014). En 2015, el Departamento Ambiental del Estado publicó una revisión de literatura científica y comentarios del público que duró varios años, con la que se completó la Orden Ejecutiva 41 y se concretó la prohibición (Aidun y Giunta, 2019).

En 2011, el *Reporte de la misión a Estados Unidos de la Relatora Especial de Naciones Unidas sobre los derechos humanos al agua potable y al saneamiento* (De Albuquerque, 2011) señaló denuncias que recibió sobre los impactos del *fracking* en el agua. Habitantes de regiones donde hay *fracking* denunciaron contaminación en el agua para consumo humano y dificultad para detectar esta contaminación. La Relatora recomendó a Estados Unidos una consideración holística del derecho humano al agua al incluirlo en las políticas sobre agua relacionadas con asuntos energéticos.

En 2012, el Estado de **Vermont** prohibió el *fracking* mediante la ley 152 aprobada por la Legislatura del Estado. Con esta ley, también se prohibió recolectar, almacenar o tratar aguas residuales de *fracking* dentro del Estado (ley 152, 2012). En 2017, el gobernador del Estado de **Maryland** prohibió el *fracking* con la ley 1325.

Actualmente, la Comisión de la Cuenca del Río Delaware está revisando la posibilidad de prohibir el *fracking* en su jurisdicción y el uso de agua del río Delaware para actividades relacionadas con *fracking*. Esta Comisión está integrada por un representante del Gobierno Federal y de las gobernaciones de Delaware, New Jersey, New York y Pensilvania (DRBC, 2017). Los gobernadores de New Jersey, Pensilvania y New York ya expresaron públicamente su apoyo a la prohibición del *fracking* en la cuenca del río Delaware, fuente de agua potable para 15 millones de personas (State Impact Pennsylvania, 2019).

En 2019, la Asamblea Legislativa del Estado de **Oregón** prohibió el *fracking* mediante la ley 2623, que, en su artículo 4, estipula que esta prohibición es necesaria para «preservar la paz, la salud y la seguridad públicas». En 2019, el Estado de **Washington** prohibió el *fracking* mediante la ley 5145. El mismo año, la Oficina del Gobernador del Estado de la **Florida** expidió la Orden Ejecutiva 19-12 para la protección del agua y ordenó al Departamento de Protección Ambiental tomar las medidas necesarias para oponerse firmemente al *fracking* en La Florida.

En **Canadá**, la Provincia de New Brunswick prohibió el *fracking* mediante la Regulación 2015-28 (Instituto de Información Legal de Canadá, 2015). En la Provincia de Quebec se prohibió el *fracking*, pero únicamente cuando se aplica para extraer gas de lutitas (CBC, 2018).

En suma, en Norteamérica, el proceso de prohibiciones, moratorias y otras restricciones al *fracking* se ha enfocado en la protección del agua y de la salud pública. En 2019, este proceso se intensificó, en un solo año Oregón y Washington prohibieron el *fracking* y La Florida lo restringió. Es probable que la controversia continúe, como lo muestran los debates previos a las elecciones presidenciales de 2020 en Estados Unidos, en los que el *fracking* ha sido uno de los principales temas (*The Washington Post*, 2019).

Europa

Francia prohibió el *fracking* con la ley 835 de 2011 de la Asamblea de Francia. El artículo 1º de esta ley estipula que la prohibición del *fracking* se hizo en aplicación de la Carta del Medio Ambiente de 2005, que, en su artículo 5, consagra el *principio de precaución*. La Carta del Medio Ambiente hace parte de la Constitución francesa (*Constitución Política de Francia*, 2008). Una empresa petrolera demandó la Ley de prohibición del *fracking* ante la Corte Constitucional, que la dejó en firme mediante la sentencia 2013-346. Posteriormente, Francia ordenó la salida gradual e irreversible de la extracción de gas y petróleo en su territorio para 2040, como parte de su lucha contra el cambio climático y su liderazgo en la materia. En paralelo, Francia irá implementando las medidas de su Plan Climático, como la prohibición de la venta de automóviles que usen petróleo y gas en 2040 (Gobierno de Francia, 2017).

En 2012, **Bulgaria** fue el segundo país de Europa en prohibir el *fracking* y revocó un permiso que había otorgado a esta actividad (*BBC News*, 2012). El mismo año, **Dinamarca** declaró moratoria sobre el *fracking* (Vinson y Elkins, 2016). Dinamarca viene reemplazando el uso de combustibles fósiles con energía eólica: en 2017, a esta energía correspondió el 43.6 % del consumo total de electricidad y se tiene la meta de que, en 2020, ese porcentaje ascienda al 50 % (Danks Energi, 2018).

En 2015, **Holanda** declaró moratoria por cinco años sobre el *fracking*, decisión tomada a partir de varios estudios encargados en 2013 por el gabinete holandés sobre los efectos ambientales y sociales del *fracking*. «Los estudios han demostrado, dijo el gobierno, que también existe una gran incertidumbre con respecto a los efectos de la perforación de gas de lutitas» (Gobierno de Holanda, 2015). El Ministerio de Economía anunció que presentará en 2020 una visión de la política energética de Holanda (Gobierno de Holanda, 2015). En 2018, el gobierno holandés anunció el cierre gradual

del campo de gas de Groningen, uno de los más grandes de Europa, porque «las consecuencias de la extracción ya no son socialmente aceptables» (Gobierno de Holanda, 2018).

También en 2018, el Consejo de Estado holandés ordenó al Ministerio de Economía y Clima revisar sus decisiones sobre dos proyectos de gas de lutitas en las regiones de Brabante septentrional y Noordoostpolder, esta vez, en aplicación de la Ley de Minería de 2017, que da prioridad a la protección ambiental (Consejo de Estado de Holanda, 2018). Paralelamente, Holanda avanza en su política de transición energética, con hitos como la prohibición total, en 2030, de autos y motos que usen combustibles fósiles en Ámsterdam (*The Guardian*, 2019).

En 2016, **Alemania** prohibió el *fracking*, con algunas excepciones, y está implementando la política de transición energética, la «Energiewende» (Morris y Pehnt, 2017).

En **España**, la Comunidad Autónoma de Castilla-La Mancha prohibió el *fracking*, con algunas limitaciones, mediante la ley 1 de 2017. El Tribunal Constitucional revisó esta ley y la dejó en firme con la sentencia 6240-2017. Actualmente, España debate el proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética, que incluye un artículo que prohibiría el *fracking*. El Consejo de Ministros de España dio luz verde a este proyecto de ley en febrero de 2019 (Ministerio para la Transición Ecológica, 2019). El mencionado proyecto de ley se basa en el *principio de precaución* y lo aplica para las políticas de adaptación al cambio climático (Congreso de los Diputados, 2019).

En 2017, la **República de Irlanda** prohibió el *fracking* en su territorio continental (Legislatura de Irlanda, 2017). Además, Irlanda, con la ley 103 de 2016, ordenó la venta de sus activos en empresas de combustibles fósiles en un plazo de cinco años (Legislatura de Irlanda, 2018).

En 2011, en el Reino Unido, la Asamblea de **Irlanda del Norte** aprobó una moción que establece que debe haber moratoria sobre el *fracking* en el territorio continental y costa afuera. Eso responde a que el *fracking* representa riesgos ambientales, sociales y es incompatible con los esfuerzos por reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. En dicha moción, la Asamblea recomendó al Ministerio de Economía aumentar el apoyo a las energías renovables (Asamblea de Irlanda del Norte, 2011).

En 2015, en el Reino Unido, la Asamblea Nacional de **Gales** aprobó una moratoria al *fracking*, «hasta que se demuestre que es seguro tanto en un contexto ambiental como de salud pública» (Asamblea de Gales, 2015). En 2018, el gobierno de Gales advirtió que no apoyará ninguna solicitud

de *fracking* en su jurisdicción y que no autorizará licencias para extraer petróleo. Sobre esta medida la ministra de Ambiente, Energía y Asuntos Rurales de Gales afirmó: «[e]n lugar de explorar nuevas formas de extraer combustibles fósiles, deberíamos invertir en formas renovables de energía» (Gobierno de Gales, 2018). En el Reino Unido, también **Escocia** prohibió el *fracking* en 2017 (Carell, 2017).

En 2019, en el Reino Unido, **Inglaterra** declaró moratoria al *fracking* con base en el reporte de la Autoridad de Petróleo y Gas que «encontró que actualmente no es posible predecir con precisión la probabilidad o magnitud de terremotos asociados al *fracking*» (Gobierno del Reino Unido, 2019).

En 2019, la Convención sobre la Eliminación de Todas las Formas de Discriminación contra la Mujer (Cedaw) de las Naciones Unidas examinó el octavo informe periódico del Reino Unido. La Cedaw (2019) expresó su preocupación ante la posible afectación desproporcionada de las mujeres en las zonas rurales por los efectos nocivos del *fracking*, por exponerse a productos químicos peligrosos, por la contaminación ambiental y el cambio climático. En consecuencia, recomendó lo siguiente al Reino Unido: examine «su política sobre la hidrofracturación [*fracking*] y su repercusión en los derechos de las mujeres y las niñas, y considere la posibilidad de imponer una prohibición amplia y completa de esa técnica» (paréntesis agregado).

El primero de septiembre de 2019, la máxima autoridad del **Estado Vaticano**, el Papa Francisco, publicó el siguiente mensaje durante la jornada mundial por el cuidado de la creación: «[e]s hora de abandonar la dependencia de los combustibles fósiles y emprender, de manera rápida y decisiva, transiciones hacia formas de energía limpia y economía sostenible y circular» (Papa Francisco, 2019). Este mensaje también constituye una directriz para los 1.299 millones de personas que hacen parte de la Iglesia Católica en todo el mundo (Oficina de Prensa de la Santa Sede, 2018). Ocho días después, un grupo de varias instituciones religiosas, con 11.000 millones de dólares estadounidenses en activos, anunció su retiro de inversiones en combustibles fósiles (Movimiento Católico Mundial por el Clima, 2019). Al ser el Estado Vaticano una monarquía unitaria, absoluta y teocrática, el Papa es máxima autoridad política y legislativa y las decisiones que tome en la materia serán concluyentes.

En Europa, las prohibiciones y moratorias del *fracking* se han sustentado, directa o indirectamente, en el *principio de precaución*. Por otro lado, varios países de esta región afirman tener un alto compromiso político con el cambio climático y con la transición energética y las decisiones sobre *fracking* se han tomado en ese contexto.

Latinoamérica

En 2017, **Uruguay** prohibió el *fracking* por cuatro años, mediante la ley 19585. Igualmente, esta ley ordenó la creación de una Comisión de Evaluación Científica para que prepare un reporte sobre la situación mundial del *fracking* y la información científica disponible y a partir de sus resultados se decidirá si continúa la prohibición o no. Esta Comisión está integrada por una o un representante del Ministerio de Energía, el Ministerio de Vivienda, la Universidad de la República, el Congreso de Intendentes, la Academia Nacional de Ciencias y las organizaciones no gubernamentales vinculadas a la protección ambiental. Ella deberá aplicar los compromisos internacionales asumidos por Uruguay en política energética, ambiental y de cambio climático (ley 19585 de 2017).

En **Argentina**, la Provincia de Entre Ríos prohibió el *fracking* con la ley 10477 de 2017. Esta ley reitera la importancia de proteger las aguas pluviales, superficiales y subterráneas, incluido el acuífero Guaraní (ley 10477 de 2017). El Acuerdo sobre el Acuífero Guaraní pactado entre Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay obliga a estos países a proteger esta reserva subterránea de agua (véase ley 26.780 de 2012, mediante la que el acuerdo entra al sistema jurídico argentino).

Por otro lado, Argentina tiene una de las mayores operaciones de *fracking* en el mundo en la Provincia de Neuquén en la región de Vaca Muerta (Administración de la Información de Energía de Estados Unidos, 2019). En 2018, el Comité de Derechos Económicos, Sociales y Culturales de Naciones Unidas revisó el cuarto informe periódico presentado por Argentina sobre la implementación del Pacto Internacional de Derechos Económicos, Sociales y Culturales. Como resultado de esta revisión, el Comité recomendó lo siguiente al Estado argentino ante las operaciones de *fracking* en Vaca Muerta:

reconsiderar la explotación a gran escala de combustibles fósiles no convencionales mediante el «fracking» en la región de Vaca Muerta para garantizar el cumplimiento de sus obligaciones en virtud del Pacto, a la luz de los compromisos del Acuerdo de París. Asimismo, el Comité alienta al Estado parte que fomente energías alternativas y renovables, reduzca las emisiones de gases de efecto invernadero y establezca metas nacionales con parámetros de referencia definidos en el tiempo (Comité de Derechos Económicos, Sociales y Culturales, 2018).

En 2018, el Consejo de Estado de **Colombia** declaró la moratoria judicial sobre el *fracking*, al suspender provisionalmente el marco normativo de esta

técnica, en aplicación del *principio de precaución*, mientras toma una decisión final (Consejo de Estado, 2018).

En 2019, **Costa Rica** declaró moratoria sobre el *fracking* y sobre todas las formas de extracción de hidrocarburos en el decreto 41578, así: «[s]e declara una moratoria nacional hasta el 31 de diciembre de 2050 para la actividad que tenga el propósito de desarrollar la exploración y explotación de los depósitos de petróleo en el territorio nacional continental y marino» (Diario Oficial de Costa Rica, 2019). Paralelamente, Costa Rica tiene previsto suprimir el uso de combustibles fósiles en 2050. Por lo tanto, este país tiene como meta que en 2030 el 70 % de los buses y taxis sea cero emisiones y, en 2050, el 100 % (DW, 2019).

En **Brasil**, el Estado de Paraná prohibió el *fracking* con la ley 19878 de 2019. Antes, Paraná había declarado la moratoria con la ley 18947 de 2016. Por su parte, el Estado de Santa Catarina prohibió el *fracking* con la ley 17766 de 2019, en aplicación del *principio de precaución* y con el objetivo de proteger el medio ambiente para las generaciones presentes y futuras (ley 17766, 2019).

En 2019, en **México**, la Presidencia de la República suspendió la autorización, previamente otorgada, de usar *fracking* en el campo AE-0387-2M-Humapa, en Veracruz y Puebla (Monroy, J. & García, K., 2019). También, para 2019, México tenía en trámite seis proyectos legislativos de prohibición del *fracking* (Ortuño, G., 2019).

En América Latina, también existe una tendencia de prohibiciones y moratorias del *fracking*, en la que el *principio de precaución* ha servido como sustento jurídico. La controversia sobre este asunto es intensa en países como Colombia y México, donde los presidentes elegidos en 2018 prometieron en campaña electoral no permitir el *fracking* (Vega, 2019 y Goodman, 2018). En Argentina, un incendio ocurrido en septiembre de 2019 en la formación de Vaca Muerta que duró varias semanas y requirió la asistencia de bomberos estadounidenses, puso una vez más el *fracking* en el centro del debate (Andrade, 2019). Por otro lado, países como Costa Rica y Uruguay vienen liderando la transición energética en la región y reduciendo gradualmente su dependencia de combustibles fósiles.

África y Australia

En 2019, la Corte Suprema de Apelaciones de **Suráfrica** decidió que los marcos ambientales para la operación de *fracking* expedidos por el Ministerio de Minas no eran legales, al no tener competencia este ministerio para regular

asuntos ambientales (Corte Suprema de Apelaciones, 2019). En consecuencia, las actividades de exploración y explotación de *fracking* en Suráfrica no pueden proceder hasta tanto la autoridad competente expida debidamente el marco regulatorio ambiental aplicable (Corte Suprema de Apelaciones, 2019). En todo caso, desde 2011, un sector de la sociedad surafricana se ha opuesto al *fracking* en este país, especialmente en la región semidesértica de Karoo (*The Guardian*, 2011 y Brandt, 2019).

En 2014, en **Australia**, el Gobierno de Tasmania impuso una moratoria al *fracking* hasta 2020, renovada en 2018, hasta 2025. En su política pública sobre *fracking*, señala que «los riesgos no pueden eliminarse por completo debido en parte a la incertidumbre de poder definir completamente las características geológicas, hidrológicas e hidrogeológicas de una región en particular» (Gobierno de Tasmania, 2018). Durante el periodo de moratoria, el Gobierno de Tasmania consultará la «comprensión científica de los problemas ambientales y de salud pública relacionados con el *fracking* en otras jurisdicciones» (Gobierno de Tasmania, 2018). En 2018, el Gobierno de Victoria declaró la moratoria del *fracking* por dos años (Primer Ministro de Victoria, 2018). En otras provincias y territorios de Australia, como Nueva Gales del Sur, Australia Occidental y el Territorio del Norte, continúan las controversias sobre el *fracking* (Luke, Brueckner y Emmanouil, 2018).

Pronunciamientos internacionales

En 2011, la Relatora Especial de los derechos humanos al agua potable y el saneamiento de **Naciones Unidas** retomó denuncias sobre los impactos del *fracking* en el agua en Estados Unidos, como ya se mencionó en la sección dos de este artículo. En 2012, el Pnuma emitió una alerta sobre los riesgos del *fracking* para el ambiente y la salud pública y, por lo tanto, recomendó una revisión de las políticas públicas y regulaciones de esta técnica en todo el mundo. Esto muestra que ya desde 2011 y 2012 había preocupación en el ámbito internacional y de Naciones Unidas sobre los impactos del *fracking*.

En 2018, la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo publicó un reporte con el análisis de los aspectos positivos y negativos del *fracking* en el que advirtió que esta técnica podría tener mayores riesgos en los países en desarrollo (Unctad, 2018). El mismo año, el Comité de Derechos Económicos, Sociales y Culturales de Naciones Unidas le recomendó a Argentina reconsiderar la explotación de *fracking* en Vaca Muerta para que

podiera cumplir con sus compromisos climáticos internacionales. Igualmente, el Comité le recomendó a Argentina fomentar la transición energética. En 2019, el Comité para la Eliminación de la Discriminación contra la Mujer de las Naciones Unidas expresó al Reino Unido su preocupación por los impactos desproporcionados del *fracking* sobre las mujeres en las zonas rurales y le recomendó una prohibición completa de esta técnica. Estas recomendaciones de los comités de Naciones Unidas se presentan con más detalle en la tercera y en la cuarta sección de este artículo.

Los pronunciamientos hechos en el marco de Naciones Unidas empiezan a identificar los impactos que el *fracking* podría tener en países desarrollados y en desarrollo en términos de derechos humanos y de grupos discriminados, de los derechos al agua y a la salud y de grupos como las mujeres en zonas rurales.

A nivel regional, la **Comisión Interamericana de Derechos Humanos** adelantó en 2018 el 169º Periodo de Sesiones en Boulder, Colorado, Estados Unidos y en él revisó por primera vez el *fracking* y sus posibles impactos en derechos humanos (CIDH, 2018). En esta diligencia, organizaciones y personas expertas de las Américas presentaron ante la Comisión sus testimonios y documentación sobre los impactos que el *fracking* tiene o podría tener en los derechos humanos (CIDH, 2018). Igualmente, «la CIDH explicó la importancia de contar con información que incluya perspectivas comparadas para establecer estándares sobre agua saneamiento y alimentación y más estándares en materia de derecho a la salud».

En 2018, el **Tribunal Permanente de los Pueblos**, espacio de iniciativa popular internacional, realizó una sesión sobre derechos humanos, *fracking* y cambio climático. Después de la revisión de evidencia y testimonios de comunidades y personas expertas, el Tribunal recomendó que el *fracking* sea prohibido en todo el mundo y que el Relator de las Naciones Unidas para los Derechos Humanos y el Ambiente investigue las posibles violaciones de los derechos humanos y de la naturaleza ocasionadas por el *fracking* (Tribunal Permanente de los Pueblos, 2019).

La audiencia de la CIDH y la recomendación del Tribunal Permanente de los Pueblos, ambas sobre *fracking*, muestran cómo entidades internacionales están en un proceso de profundizar su análisis y determinaciones sobre los posibles impactos del *fracking* en términos de derechos humanos. Es probable que continúen los desarrollos al respecto.

Conclusión

Desde 2010, Norteamérica, Latinoamérica, Europa, Suráfrica y Australia han tenido enérgicas controversias sobre la prohibición o no del *fracking*, que se intensificaron y aumentaron en 2018 y 2019. Estas controversias se han concretado en los casos presentados de prohibiciones, moratorias o restricciones, en los que el derecho ambiental ha sido fundamental, directa o indirectamente, con la aplicación del *principio de precaución*, la protección de las reservas de agua y la garantía del derecho a un ambiente sano. A la par, pronunciamientos internacionales han empezado a revisar la aplicación al *fracking* del derecho internacional de los derechos humanos, por lo que probablemente habrá desarrollos en esta materia en los próximos años.

Lo anterior sucede en el contexto del compromiso mundial por cumplir las metas del Acuerdo de París sobre cambio climático. En esta perspectiva, es necesario dejar en el subsuelo una parte sustancial de las reservas actuales de combustibles fósiles, que emiten gases de efecto invernadero al extraerse y quemarse. En consecuencia, es ineludible transitar a fuentes de energía menos contaminantes, entre ellas, el Sol y el viento. Este artículo mostró que regiones como Europa o países como Costa Rica y Uruguay avanzan en su transición energética y gradualmente aumentan su soberanía en materia de energía y reducen su dependencia de los combustibles fósiles, incluidos los que se extraen mediante *fracking*.

Referencias bibliográficas⁴

- Administración de la Información de Energía de Estados Unidos. (2019). *El crecimiento en la producción de gas de lutitas y bituminoso en Vaca Muerta en Argentina y la escasa producción de gas conducen a exportaciones de GNL*. En <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=40093>
- Aidun, H y Giunta, T. (2019). *Prohibiciones y moratorias al fracking: legislación comparada*. Asociación Interamericana para la Defensa del Ambiente (AIDA). En <http://bit.ly/frackinglegislacioncomparada>
- Andrade, C. (2019, 16 de septiembre). Fuga de gas. Vaca Muerta: llegó un equipo de expertos de EE.UU. para apagar el incendio del pozo. *Clarín*. En https://www.clarin.com/sociedad/vaca-muerta-llego-equipo-expertos-ee-uu-apagar-incendio-pozo_0_M381qEL.html
- Asamblea de Gales. (2015). *Decisión sobre fracking*. En <http://www.senedd.assembly.wales/ieDecisionDetails.aspx?ID=2008>
- Asamblea de Irlanda del Norte. (2011). *Moción sobre fracturamiento hidráulico (fracking)*. En <http://bit.ly/irlandadelnortemocionfracking>
- Asamblea General de Maryland. (2017). *Medio ambiente - Fracturamiento hidráulico - Moratoria y referendos*. En <http://bit.ly/maryland2017fracking>
- BBC News. (2012, 19 de enero). Bulgaria bans shale gas drilling with 'fracking' method. *BBC News*. En <https://www.bbc.com/news/world-europe-16626580>
- BBC News. (2019). *Fracking en el Reino Unido*. *BBC News*. En <https://www.bbc.com/news/topics/cm6pvw8wnmpt/fracking-in-the-uk>
- Brandt, K. (2019). Ruling on Karoo fracking a victory for environment, says action group. *Eyewitness News*. En <https://ewn.co.za/2019/07/05/ruling-on-karoo-fracking-a-victory-for-environment-says-action-group>
- Breakthrough Institute. (2012). *Where the Shale Gas Revolution Come from*. En https://thebreakthrough.org/images/main_image/Where_the_Shale_Gas_Revolution_Came_From2.pdf

4. Los enlaces en estas referencias se consultaron por última vez el 30 de septiembre de 2019, con excepción de aquellos en los que se indica expresamente otra fecha.

- Canadian Broadcasting Corporation, CBC. (2018). *Hidrocarburos en Quebec: zona de protección ampliada y fin de la explotación de gas de esquisto*. En <https://www.cbc.ca/news/canada/montreal/quebec-fracking-ban-1.4694327>
- Carell, S. (2017). Gobierno de Escocia prohibió el *fracking* después de oposición pública. *The Guardian*. En <https://www.theguardian.com/uk-news/2017/oct/03/scottish-government-bans-fracking-scotland-paul-wheelhouse>
- Comisión Interamericana de Derechos Humanos, CIDH. (2018). *Audiencias públicas realizadas durante el 169 Período de Sesiones en Boulder, Colorado. Anexo al Comunicado de Prensa 220/18*. En <http://www.oas.org/es/cidh/prensa/comunicados/2018/220A.asp>
- Comité de Derechos Económicos, Sociales y Culturales. (2018). *Observaciones finales sobre el cuarto informe periódico de Argentina*. En <https://amnistia.org.ar/wp-content/uploads/delightful-downloads/2018/10/DESC.pdf>
- Consejo de Estado de Holanda. (2018). *Se necesitan nuevas decisiones sobre la detección de gas de esquisto en Brabante Septentrional y el Noordoostpolder*. En <https://www.raadvanstate.nl/@9139/nieuwe-besluiten/>
- Consejo de Estado. (2018). *Consejo de Estado suspende normas que regulan el fracking*. En <http://www.consejodeestado.gov.co/wp-content/uploads/2018/11/fc.pdf>
- Constitución Política de Francia*. (2008). Consultado en https://www.constitute-project.org/constitution/France_2008.pdf?lang=en
- Convención sobre la Eliminación de todas las formas de Discriminación contra la Mujer, Cedaw. (2019). *Observaciones finales sobre el octavo informe periódico del Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte*. En https://tbinternet.ohchr.org/_layouts/15/treatybodyexternal/Download.aspx?symbolno=CEDAW%2FC%2FGBR%2FCO%2F8&Lang=en
- Corte Suprema de Apelaciones. (2019). *Casos Número 1369/2017 y 790/2018*. En http://www.justice.gov.za/sca/judgments/sca_2019/sca2019-99.pdf
- Danks Energi. (2018). *Dinamarca establece un nuevo record en el viento*. En <https://www.danskenergi.dk/nyheder/danmark-saetter-ny-rekord-vind>
- De Albuquerque, C., Relatora Especial. (2011). *Informe de la Relatora Especial de Naciones Unidas sobre los derechos humanos al agua potable y al saneamiento*. En https://www2.ohchr.org/english/bodies/hrcouncil/docs/18session/A-HRC-18-33-Add4_en.pdf
- Delaware River Basin Commission, DRBC. (2017). *Proposed Amendments to the Administrative Manual and Special Regulations Regarding Hydraulic Fracturing Activities; Additional Clarifying*. En https://www.state.nj.us/drbc/meetings/proposed/notice_hydraulic-fracturing.html

- Departamento de Salud Pública del Estado de Nueva York. (2014, diciembre). *Una revisión de salud pública ante la fractura hidráulica de alto volumen para el desarrollo del gas de esquisto*. En https://www.health.ny.gov/press/reports/docs/high_volume_hydraulic_fracturing.pdf
- Deutsche Welle. (2019). Costa Rica lanza plan para suprimir combustibles fósiles para 2050. *Deutsche Welle*. En <https://www.dw.com/es/costa-rica-lanza-plan-para-suprimir-combustibles-f%C3%B3siles-para-2050/a-47684056-0>
- Diario Oficial de Costa Rica. (2019). *Decreto 41578 del Ministerio de Ambiente y Energía*. En https://www.imprentanacional.go.cr/pub/2019/07/11/COMP_11_07_2019.pdf
- Gobernación de Nueva York. (2010). *Orden Ejecutiva. No. 41: Requerir una revisión ambiental adicional de la fractura hidráulica de alto volumen en las lutitas de Marcellus*. En <http://bit.ly/executiveorder41>
- Gobierno de Francia. (2017, 7 de septiembre). *Francia, primer país en prohibir la explotación de hidrocarburos*. En <http://bit.ly/FranceFracking>
- Gobierno de Gales. (2018). *Poderes de licenciamiento sobre fracking fueron devueltos a Gales*. En <https://gov.wales/licensing-powers-fracking-transferred-wales>
- Gobierno de Holanda. (2015). *No habrá extracción de gas de lutitas durante los próximos cinco años*. En <http://bit.ly/HolandaFracking>
- Gobierno de Holanda. (2018). *Gabinete de Holanda: se terminará la extracción de gas natural en Groningen*. En <http://bit.ly/HolandaFracking2>
- Gobierno del Reino Unido. (2019). *Gobierno finaliza apoyo para fracking*. En <https://www.gov.uk/government/news/government-ends-support-for-fracking>
- Gobierno de Tasmania. (2018). *Política de Gobierno de Tasmania sobre fracturamiento hidráulico (fracking)*. En <http://bit.ly/TasmaniaFracking>
- Goodman, S. (2018). López Obrador planea terminar con el fracking. *La Ruta del Clima*. <https://larutadelclima.org/2018/08/06/lopez-obrador-planea-terminar-con-el-fracking/>
- Herrera-Santoyo, H. (2019, 21 de julio). ¿En qué va el fracking en el mundo? *Razón Pública*. En <http://bit.ly/enquevaelfrackingenelmundo>
- Instituto de Información Legal de Canadá. (2015). *Prohibición en contra de la regulación del fracturamiento hidráulico*. Consultado el 29 de noviembre de 2018 en <https://www.canlii.org/en/nb/laws/regu/nb-reg-2015-28/117150/nb-reg-2015-28.html>
- Kaplan, T. (2014, 17 de diciembre). Citing Health Risks, Cuomo Bans Fracking in New York State. *The New York Times*. En <https://www.nytimes.com/>

- 2014/12/18/nyregion/cuomo-toban-fracking-in-new-york-state-citing-health-risks.html
- Legislatura de Irlanda. (2017). *Informe del Comité Conjunto sobre la revisión detallada de la prohibición de la exploración y extracción de petróleo en el continente en 2016*. En <http://bit.ly/informelegislaturairlanda>
- Legislatura de Irlanda. (2018). *Ley de desinversión de combustibles fósiles*. En <https://www.oireachtas.ie/en/bills/bill/2016/103/>
- Luke H.; Brueckner, M. and Emmanouil, N. (2018). *Fracking policies are wildly inconsistent across Australia, from gung-ho development to total bans*. *The Conversation*. En <https://theconversation.com/fracking-policies-are-wildly-inconsistent-across-australia-from-gung-ho-development-to-total-bans-108039>
- Ministerio para la Transición Ecológica. (2019). *El Consejo de Ministros da luz verde al anteproyecto de Ley de Cambio Climático*. <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/el-consejo-de-ministros-da-luz-verde-al-anteproyecto-de-ley-de-cambio-climatico-/tcm:30-487294>
- Monroy, J. & García, K. (2019). AMLO prohíbe *fracking* aprobado por la CNH para campo Humapa. *El Economista*. En <https://www.economista.com.mx/empresas/AMLO-prohibe-fracking-aprobado-por-la-CNH-para-campo-Humapa-20190627-0032.html>
- Morris, C. y Pehnt, M. (2017). *La transición energética alemana. La Energiewende alemana*. Una iniciativa de la Fundación Heinrich Böll. En <https://book.energytransition.org/es>
- Movimiento Católico Mundial por el Clima. (2019). *Nuevo hito en desinversión*. En <https://catholicclimatemovement.global/es/new-milestone-in-divestment-es/>
- Oficina de Prensa de la Santa Sede. (2018, 13 de junio). Presentación del Anuario Pontificio 2018 y del «Annuarium Statisticum Ecclesiae» 2016. *Síntesis del Boletín*. En <https://press.vatican.va/content/salastampa/es/bollettino/pubblico/2018/06/13/pres.html>
- Oficina del Gobernador del Estado de la Florida. (2019). Orden Ejecutiva Número 19-12. En <https://www.flgov.com/wp-content/uploads/2019/01/EO-19-12-.pdf>
- Ordúz-Salinas, N. y Herrera-Santoyo, H. (editores). (2018). *La prohibición del fracking en Colombia como un asunto de política pública*. Heinrich Böll Stiftung y Asociación Interamericana para la Defensa del Ambiente (AIDA). En https://co.boell.org/sites/default/files/20190329_hb_publicacion_fracking_web.pdf
- Organización de las Naciones Unidas, ONU. (2015, 12 de diciembre). *Acuerdo de París*. En https://unfccc.int/sites/default/files/spanish_paris_agreement.pdf

- Ortuño, G. (2019). Desde 2016, 578 pozos más utilizaron el *fracking* para extraer recursos en México. *Animal Político*. En <https://www.animalpolitico.com/2019/08/pozos-fracking-hidrocarburos-mexico/>
- Papa Francisco. (2019). Mensaje del Santo Padre Francisco para la Jornada Mundial de Oración por el Cuidado de la Creación. En http://w2.vatican.va/content/francesco/es/messages/pont-messages/2019/documents/papa-francesco_20190901_messaggio-giornata-cura-creato.html
- Primer Ministro de Victoria. (2018). *Dos años de prohibición del fracking*. En <https://www.premier.vic.gov.au/two-years-on-labor-ban-on-fracking-rock-solid/>
- Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente Pnuma. (2012). *Gas de fracking: ¿podemos exprimir las rocas de forma segura?* En https://na.unep.net/geas/archive/pdfs/GEAS_Nov2012_Fracking.pdf
- Sisters of Mercy. (2015). A guide to Rights-Based Advocacy: International Human Rights Law and *Fracking*. *Sisters of Mercy*. En https://waubrafoundation.org.au/wp-content/uploads/2016/04/A-Guide-to-Rights-Based-Advocacy_-International-Human-Rights-Law-and-Fracking-1.pdf
- State Impact Pennsylvania. (2019). New Jersey governor: Ban *fracking*, all related activities in Delaware River Basin. En <https://stateimpact.npr.org/pennsylvania/2019/01/31/new-jersey-governor-phil-murphy-fracking-ban-delaware-river-basin/>
- The Guardian. (2011, 2 de septiembre). *Fracking* stirs controversy in South Africa. *The Guardian*. En <https://www.theguardian.com/environment/2011/sep/02/frack-controversy-south-africa>
- The Guardian. (2019, 3 de mayo). Ámsterdam prohibirá los carros y motos que usen petróleo en 2030. En <https://www.theguardian.com/world/2019/may/03/amsterdam-ban-petrol-diesel-cars-bikes-2030>
- The Washington Post. (2019). ¿Prohibiría usted el *fracking*? *The Washington Post* <https://www.washingtonpost.com/graphics/politics/policy-2020/climate-change/fracking-ban/>
- Tribunal Permanente de los Pueblos. (2019). *Sesión en Derechos Humanos, Fracking y Cambio Climático*. En <https://www.tribunalonfracking.org/wp-content/uploads/2019/04/AO-final-4-12-19.pdf>
- United Nations Conference on Trade and Development, Unctad. (2018). *Commodities at a Glance No 9. Special issue on shale gas*. En https://unctad.org/en/PublicationsLibrary/suc2017d10_en.pdf
- Vega, L. (2019). «En Colombia no se hará *fracking*», la promesa de Iván Duque en campaña presidencial. *W Radio*. En <http://bit.ly/encolombianoseha-rafracking>

Vinson y Elkins. (2016). *Dinamarca*. En <https://www.velaw.com/Shale---Fracking-Tracker/Global-Fracking-Resources/Denmark/>

Leyes, proposiciones de ley y sentencias

Ley 835 de 2011. *Que prohíbe la exploración y explotación de hidrocarburos líquidos o gaseosos mediante fracturación hidráulica y deroga permisos de investigación exclusivos que involucran proyectos que utilizan esta técnica*. República de Francia. En <https://www.legifrance.gouv.fr/affich-Texte.do?cidTexte=JORFTEXT000024361355&categorieLien=id>

Ley 26.780. (2012, 19 de noviembre). *Aprobación del Acuerdo sobre el Acuífero entre la República Argentina, la República Federativa del Brasil, la República del Paraguay y la República Oriental del Uruguay*. Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina. En <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/205000-209999/205186/norma.htm>

Ley 152 de 2012. *Sobre la fractura hidráulica para la explotación de gas natural y petróleo*. Legislatura del Estado de Vermont. En <http://www.leg.state.vt.us/docs/2012/Acts/ACT152.pdf>

Ley 1325 de 2017. *Petróleo y gas natural - Fracturamiento hidráulico – Prohibición*. Gobernador del Estado de Maryland. En http://mgaleg.maryland.gov/2017RS/chapters_noln/Ch_13_hb1325T.pdf

Ley 18947 de 2016. *Disposición sobre la exploración de gas de esquisto a través del método de perforación fracking*. Asamblea Legislativa del Estado de Paraná. En <https://www.legislacao.pr.gov.br/legislacao/pesquisarAto.do?action=exibir&codAto=166842&codItemAto=1038447#1038447>

Ley 19585 de 2017. *Prohibición uso del procedimiento de fractura hidráulica (fracking) para la explotación de hidrocarburos no convencionales. Creación de la Comisión Nacional de Evaluación Científica y Técnica*. Parlamento del Uruguay. Consultado el 29 de noviembre de 2018 en <https://www.impo.com.uy/bases/leyes/19585-2017>

Ley 10477 de 2017. *Prohibición de la prospección*. Legislatura de la Provincia de Entre Ríos. Consultado el 29 de noviembre de 2018 en <http://argentiniambiental.com/legislacion/entre-rios/ley-10477-prohibicion-la-prospeccion-exploracion-explotacion-hidrocarburos-liquidos-gaseosos/>

Ley 2623 de 2019. *Prohibición del uso de la fractura hidráulica para la exploración y producción de petróleo y gas*. Asamblea Legislativa de Oregón. En

<https://olis.leg.state.or.us/liz/2019R1/Downloads/MeasureDocument/ HB2623/Introduced>

Ley 5145 de 2019. *Ley relativa al uso de la fractura hidráulica en la exploración y producción de petróleo y gas natural*. Legislatura del Estado de Washington. En <http://lawfilesexet.leg.wa.gov/biennium/2019-20/Pdf/Bills/Senate%20 Passed%20Legislature/5145.PL.pdf>

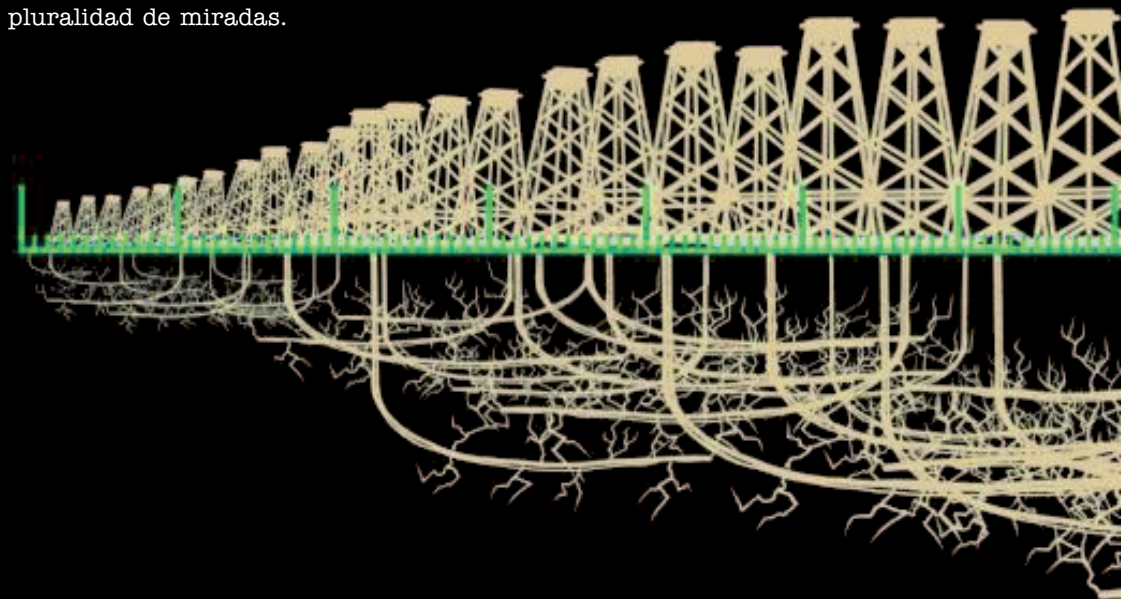
Ley 19878 de 2019. *Prohibición de la exploración de gas de esquisto en el Estado de Paraná por el método de fractura hidráulica - fracking*. Asamblea Legislativa del Estado de Paraná. En <https://www.legislacao.pr.gov.br/legislacao/pesquisarAto.do?action=exibir&codAto=222146&indice=1&totalRegistros=1&dt=10.6.2019.11.55.3.215>

Ley 17766 de 2019. *Establece normas y criterios básicos para la precaución y la preservación del suelo, el medio ambiente, la fauna y la flora, la protección y defensa de la salud, a través del accionar preventivo y el control de la contaminación, la conservación de la naturaleza y los recursos naturales para las generaciones presentes y futuras y establece pautas*. Asamblea Legislativa del Estado de Santa Catarina. En http://leis.alesc.s.c.gov.br/html/2019/17766_2019_lei.html

Proposición de Ley sobre Cambio Climático y Transición Energética. (2019) Congreso de los Diputados. En http://www.congreso.es/public_oficiales/L13/CONG/BOCG/B/BOCG-13-B-48-1.PDF

Sentencia 346 de 2013 (11 de octubre). *Prohibición de la fracturación hidráulica para la exploración y explotación de hidrocarburos - Derogación de permisos de investigación*. Corte Constitucional de Francia. En <https://www.conseil-constitutionnel.fr/decision/2013/2013346QPC.htm>

Hoy existen la información, la tecnología y la fuerza social necesarias para dar un giro histórico a la altura de los retos climáticos, ambientales y sociales de nuestro siglo y capaces de garantizar un futuro que cierre las brechas que hemos abierto entre humanos, pero también con la naturaleza. Una condición necesaria es abandonar el *fracking* y las formas extremas de extracción de energía, es decir, aquellas que implican altos costos climáticos, territoriales y humanos a cambio de poca energía extraída. Las mentes brillantes que hoy se concentran en el debate en torno a esta técnica deben transitar pronto al ambicioso e imperativo proyecto de pensar y desarrollar nuevas formas de producción, uso y relacionamiento con la energía que hundan sus raíces en los principios constitucionales de la participación, la diversidad, la equidad y la autonomía. Hoy, que el *fracking* sigue siendo un riesgo en nuestro país, siete autores de diferentes disciplinas (ingeniería, economía, derecho y geología) brindan luces sobre partes aún opacas del debate. Esperamos así seguir contribuyendo a la protección de los bienes comunes y a la necesidad de que decisiones de tal trascendencia cuenten con una gran pluralidad de miradas.



Autores y autoras

Óscar Puerta Luchini

Ingeniero civil, con estudios en gestión ambiental y aprovechamiento de recursos hídricos. Consultor en temas hídricos, de riesgo y contaminación.

Tatiana Roa Avendaño

Ambientalista, integrante de Censat Agua Viva, Oilwatch y la Alianza Colombia Libre de Fracking.

Programa Socioambiental de la Corporación Podion

Estrategia de acompañamiento a comunidades afectadas o amenazadas por proyectos extractivos.

Héctor Herrera-Santoyo

Abogado. Magíster en Políticas Públicas. Subdirector regional para América Latina de la Red Global para los Derechos Humanos y el Ambiente.