Universidad Externado de Colombia

FRACKING

Fracturación Hidráulica con Perforación Horizontal: oportunidades y retos para garantizar la seguridad energética y el desarrollo social en Colombia

PUBLICADO
JULIO
2022

ICP
DESDE 1987

Fracturación Hidráulica con Perforación Horizontal de los Yacimientos No Convencionales: oportunidades y retos para garantizar la seguridad energética y el desarrollo social en Colombia

1ra edición, Julio, 2022

ISBN: 978-628-95073-4-8

© Aranguren, Juan José - 2022
© Bohórquez, Camilo Andrés - 2022
© Cabezas, Alejandro- 2022
© Chacón Monsalve, Carlos Augusto - 2022
© Gallego Ortiz, María Fernanda - 2022
© Orozco, Eusebio - 2022
© Legarda, María Angélica - 2022
© Zapata, José Vicente - 2022

© Editorial Instituto de Ciencia Política Hernán Echavarría Olózaga, 2022

Calle 70 #7a-29
www.icpcolombia.org

info@icpcolombia.org

© Editores:

María Clara Escobar - Directora Ejecutiva
Carlos Augusto Chacón - Director Académico
María Fernanda Gallego - Coordinadora de Proyectos e Investigación

© Diseño portada y diagramación:

M. Alexandra Romero M.

No se permite la reproducción total o parcial de este estudio ni su incorporación a un sistema informático, ni su transmisión en cualquier forma o, por cualquier medio, ya sea electrónico, mecánico, por fotocopia, por grabación u otros métodos, sin el permiso previo y por escrito del editor. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva del delito contra la propiedad intelectual.

PRESENTACIÓN

El Instituto de Ciencia Política Hernán Echavarría Olózaga (ICP) como centro de pensamiento de carácter privado y apartidista, que trabaja en la defensa y promoción de las libertades civiles y económicas, el Estado de derecho, los derechos de propiedad y la democracia liberal, orienta sus actividades misionales y meritorias como organización sin ánimo de lucro a la investigación académica de diversos fenómenos políticos, económicos y sociales, con el fin de incidir en el proceso de toma de decisiones.

En esta línea, el ICP evalúa de forma rigurosa a partir de los datos y la evidencia disponible, los impactos y efectos de los marcos normativos y las políticas públicas, así como el desempeño institucional de las organizaciones encargadas de plantearlas e implementarlas, con el fin de determinar los efectos que estas tienen sobre la sociedad y sus individuos, y formular propuestas y recomendaciones que contribuyan al desarrollo económico y social de Colombia.
Desde el año 2020 el ICP inició una investigación para estudiar a fondo la técnica de fracturamiento hidráulico con perforación horizontal (FHPH), más conocida como fracking, y las implicaciones de su uso en materia económica, social y jurídica. Veíamos con preocupación cómo el debate sobre el tema partía de inquietudes válidas, pero sin sustento científico suficiente, desembocando así en una prohibición total de la técnica y desaprovechando estos recursos. La narrativa alarmista empezó a ganar terreno al punto tal de pretender eliminar la posibilidad de hacer los Planes Pilotos de Investigación Integral, cuyo único propósito es brindar información veraz y localizada para decidir sobre la implementación de la técnica en el país.

Lo anterior justificó adelantar una investigación que ofreciera a los interesados en el tema una visión amplia explicando en qué consiste la técnica, cuáles son los riesgos de su implementación, las oportunidades, el marco jurídico sobre el cual actuaría y presentar un caso internacional, con el fin de contrarrestar la narrativa alarmista y ofrecer datos para una toma de decisiones informadas y responsables, no solo con el medio ambiente, sino también con las demás variables que tienen una relación directa con el tema de los hidrocarburos.

A lo largo de la investigación se realizaron tres mesas de expertos, con el objetivo de validar la información y recopilar datos adicionales que pudieran ser incluídos en el proyecto. Paralelamente se trabajó de la mano con el ex Ministro de Energía y Minería de la República Argentina, Juan José Aranguren, para conocer de primera mano cómo fue la experiencia argentina en esta materia. Al proyecto fueron agregados dos capítulos que buscaron complementar el panorama desde una perspectiva jurídico ambiental y una visión geopolítica en clave de seguridad energética, producto de la coyuntura mundial causada por el covid-19 y la guerra entre Rusia y Ucrania.

Este estudio representa principalmente un llamado a todos los tomadores de decisión para que evalúen de forma juiciosa las posibles consecuencias de sus decisiones en materia energética. Es evidente que muchas de las determinaciones en relación con la prohibición del fracking encuentran

refugio en la necesidad de reivindicar el medio ambiente de acuerdo a lineamientos internacionales que buscan llegar a la carbono neutralidad en el 2050. No obstante lo anterior, tomar decisiones guiadas únicamente por bajo este criterio, es desconocer la realidad colombiana e ignorar las consecuencias, las externalidades negativas e ir en detrimento del desarrollo del país.

El debate que proponemos debe servir para superar el falso dilema que contrapone el desarrollo económico y energético, con la sostenibilidad social y ambiental. Sin desconocer la importancia de adoptar medidas efectivas para proteger el ambiente y mitigar los efectos del cambio climático, es fundamental que el alarmismo climático basado en falsa información y en intereses ideológicos, no se convierta en el criterio orientador de la política pública. El pánico climático no solo puede llevarnos a políticas ineficientes, sino que, además, terminará costando millones a los ciudadanos y terminará afectando a los más pobres y vulnerables sin lograr soluciones reales en el largo plazo.

Recordemos entonces que es posible construir un gran pacto verde para crear las condiciones normativas e institucionales, acordes a los principios del ambientalismo de mercado y que garantice las libertades económicas y facilite una transición energética ordenada y sostenible financieramente, a corto y mediano plazo. Así mismo, es necesario reconocer que es posible la coexistencia con la utilización de recursos fósiles con tecnologías de mínimo impacto y fuentes no convencionales. Este pacto debe resultar del diálogo social directo con las comunidades, sin intermediarios y fundamentado en la generación y acceso a información veraz y oportuna; acompañando esto de actividades pedagógicas y comunicacionales para que las comunidades no sean influenciadas por un activismo acientífico que busca mantenerlas sometidas a la pobreza y el subdesarrollo.

De igual forma, instamos a contrastar las narrativas que desinforman sobre los impactos ambientales. Para esto, los Proyectos Piloto Integrales de Investigación (PPII) cuya vocación es precisamente científica, brindarán datos que permitan tomar decisiones informadas y evitar dejar el futuro del país en manos de especulaciones.

Finalmente, recordemos que el costo de cualquier determinación va en hombros de personas que seguramente jamás tendrán que cargar con la responsabilidad política, ni pagar el costo de las malas decisiones. Invitamos pues, a no observar sólo un lado del debate, sino el panorama completo y a optar por aquellos argumentos que sean más rigurosos y responsables.

MARÍA CLARA ESCOBAR P.
Directora Ejecutiva
Instituto de Ciencia Política

PRÓLOGO

Para el Departamento de Derecho Minero-Energético de la Universidad Externado de Colombia, es muy grato presentar esta obra colectiva sobre fracturación hidráulica con perforación horizontal. En efecto, en este trabajo, los autores presentan artículos redactados con rigurosidad científica, en los que analizan desde el punto de vista político, jurídico, económico y técnico, la exploración y explotación de Yacimientos No Convencionales (YNC) usando una técnica o tratamiento de estimulación conocido como Fracturación Hidráulica mediante Perforación Horizontal (FHPH). El grupo de autores, profesionales con amplia trayectoria profesional y académica, revisan y analizan literatura especializada tanto nacional como internacional, estudios preparados por entidades gubernamentales, informes de sostenibilidad, derechos de petición, entrevistas a distintos profesionales conocedores del tema, mesas de expertos, normatividad existente y jurisprudencia. Todos ellos insumos para sustentar su criterio sobre la viabilidad de esta técnica, las oportunidades y retos para garantizar la seguridad energética y el desarrollo social en Colombia.

En ese sentido, destacamos la investigación de datos provenientes de fuentes públicas y privadas y el análisis detallado de la temática por un grupo interdisciplinar, que ofrece a la opinión pública, una obra de fácil lectura y comprensión, abordada desde diversas disciplinas y que reúne fuentes confiables de consulta. A nuestro juicio, la importancia del estudio radica en que no es la suma de opiniones apasionadas o aisladas, sino el resultado de verdaderos esfuerzos investigativos que brindan fundamentos sólidos a las afirmaciones de los autores, en momentos donde existe un consenso a nivel global sobre la importancia de transitar hacia energías más limpias, pero sin desconocer el cambio de paradigma ante condiciones como una pandemia, los actuales conflictos internacionales y la urgencia en reactivar la economía para disminuir las brechas sociales.

En este orden de ideas, el presente estudio incluye un estudio comparado con base en la experiencia de otros países en materia de FHPH y las lecciones aprendidas en estos escenarios, para resaltar la importancia de los recursos y reservas en yacimientos no convencionales en Colombia, con fundamento en datos actuales y proyecciones sustentadas. Así, no debe perderse de vista que el aprovechamiento de recursos naturales no renovables como el petróleo y el gas, desde su fase de exploración, explotación, comercialización hasta el suministro está enmarcado dentro de una tendencia mundial relacionada con el cumplimiento de objetivos de desarrollo sostenible y de nuevos compromisos ambientales, especialmente los que se derivaron del COP 21. Por ello, en esta obra, se llama especialmente la atención frente a la importancia del gas natural y su función dentro de la transición energética, el conocimiento y la implementación de las mejores prácticas dentro de industria y las políticas de la transición energética que, destacan el uso del gas natural al ser un combustible confiable, económicamente competitivo, ambientalmente más amigable (si se compara con otros combustibles fósiles) y que se caracteriza por el hecho de que los países tienen una infraestructura para su aprovechamiento. Por ello, en el documento se identifica el estado actual de la infraestructura de hidrocarburos y los retos relacionados en ciertos puntos identificados como relevantes en la cadena de estimulación, producción, transporte y almacenamiento de hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales

.Ahora bien, América Latina es una región que se caracteriza por tener abundantes recursos naturales tanto renovables como no renovables. Es una región, que no solo es productora de recursos energéticos primarios, sino que también tiene gran dependencia de hidrocarburos para el consumo interno y una gran representatividad en sus finanzas públicas. Y, a pesar de que hay avances significativos en la diversificación de la matriz energética, la actividad extractiva en cualquiera de sus modalidades es desde hace más de un siglo una fuente de generación de energía y de ingresos de la que dependen varios países de la región. En ese sentido, no puede desconocerse que estas circunstancias, han dado lugar a la creación de políticas públicas y regulación enfocadas en garantizar el abastecimiento, brindar confiabilidad a los sistemas eléctricos y desde luego, recientemente, revisar el papel de estas fuentes tradicionales en la transición energética.

En el caso de Colombia, se destacan avances en la diversificación de la matriz energética y en el cumplimiento de metas para avanzar en esta transición, pero no puede desconocerse el potencial y principalmente, la necesidad de garantizar el abastecimiento interno, lo cual, desde luego, está concatenado con los pilares de seguridad energética y sostenibilidad social. De esta manera, en esta investigación, se destaca en un capítulo independiente, el caso de Argentina y como lo señala Juan José Aranguren ex ministro de Energía y Minería de la República Argentina, las empresas de hidrocarburos impulsaron un proceso de concientización, dando respuesta a las principales preocupaciones relacionadas con el fracking y mantienen, de la mano del gobierno, el vínculo con las comunidades indígenas. En este país entonces, los resultados desde el punto de vista económico se concretan en un impacto en el PBI nacional de entre 3% y 4%, generación de empleo, ahorros en la balanza energética al dejar de importar GNL y tener excedentes para la exportación.

Entonces, no pueden generalizarse conclusiones de experiencias ajenas replicables, en un formato copy-passte, en Colombia, pero sí es posible, hacer una comparación basada en las ventajas y desventajas encontradas en el uso de técnicas para la exploración y explotación de YNC, especialmente, FHPH. Mediante este ejercicio, la finalidad es la revisión de evidencia científica y técnica, partir de unos conceptos básicos y analizar los impactos de mediano y largo plazo de su uso en el ámbito interno, atendiendo a nuestras particularidades ambientales, sociales, geológicas, hídricas, etc. En esta valoración, se considera también el análisis geopolítico, económico, técnico que, permita determinar el aprovechamiento del recurso disponible, fomentar la proyección a mercados internacionales y garantizar la seguridad en el suministro interno.

Debe también considerarse, que el 7 de julio de 2022, la Sección Tercera del Consejo de Estado desestimó los cargos y las pretensiones de nulidad presentadas en contra del Decreto 3004 de 2013, que establece los criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en YNC y de la Resolución No. 90341 de 2014, que establece los requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos por YNC, por lo que se espera que los proyectos pilotos se sigan adelantando, sumen evidencia científica, permitan la estimación de recursos y, sus resultados, atraigan el interés en este tipo de proyectos.

Por ello, ante la importancia de esta técnica para la garantía de nuestra autosuficiencia y seguridad energética, es importante una labor de pedagogía, de forma tal que comunidades, grupos de interés, autoridades, jueces, funcionarios de la administración, etc, conozcan los conceptos básicos de ella; una técnica que, además, no es nueva en la industria, en el escenario internacional y con resultados confiables y seguros en su práctica a pequeña, mediana y gran escala (eso sí, siendo ejecutada por empresas solventes y con trayectoria en su práctica).

Desde luego, el conocimiento de la FHPH, contempla también la necesidad de contar con información completa y detallada sobre sus riesgos, a efectos de minimizar la posibilidad de ocurrencia de los mismos, Asimismo, es necesario tener en cuenta los retos que afrontamos en materia de construcción de infraestructura para el desarrollo de esta actividad.

Finalmente, desde el punto de vista jurídico, es muy importante que se conozcan (en su fundamento teórico) no solo principios ambientales de precaución y prevención, sino sus claras diferencias, para no ser tratados como sinónimos y aplicados erróneamente. Lo propio puede decirse de la diferencia entre los conceptos de impacto, riesgo y daño ambiental, para evitar el uso inapropiado de la terminología, favoreciendo la desinformación, las especulaciones e, incluso, su aplicación errónea por el operador judicial.

Una correcta comprensión de la técnica de FHPH, de sus riesgos, de sus protocolos de operación segura, de sus medidas de contingencia, de sus medidas de monitoreo, fiscalización y seguimiento, permitiría, la viabilidad en su práctica puede generar beneficios directos e indirectos producto de las regalías, generación de empleos, impuestos, programas de responsabilidad social, mejora en infraestructura y en los indicadores de autosuficiencia y seguridad energética, uno de los pilares para la transición energética justa.

Felicitamos al grupo de autores por esta obra colectiva, la cual debe servir de fuente de consulta y referencia para autoridades, academia, profesionales, comunidades y demás interesados.

Bogotá, 15 de julio de 2022.

Milton Montoya Pardo (PhD)
Director de Investigaciones
Departamento de Derecho Minero Energético de la Universidad Externado de Colombia

Ana Paola Gutiérrez Rico (PhD)
Investigadora Docente
Departamento de Derecho Minero Energético de la Universidad Externado de Colombia

Fracturación Hidráulica con Perforación Horizontal: oportunidades y retos para garantizar la seguridad energética y el desarrollo social en Colombia

El presente documento es una recopilación de ensayos que evalúan, desde distintas perspectivas la técnica de fracturamiento hidráulico con perforación horizontal (FHPH), comúnmente conocida como Fracking. El objetivo central de esta compilación es presentar a los tomadores de decisión, organizaciones de la sociedad civil y a la opinión pública 7 ensayos que buscan aportar, desde los datos y la investigación, a la discusión que actualmente vive el país en relación con el uso de la técnica para la extracción de recursos en yacimientos no convencionales.

Nota: 6 ensayos fueron culminados en diciembre de 2021 y durante el primer semestre de 2022 se realizó la edición académica, la corrección de estilo y la diagramación. El ensayo sobre el contexto geopolítico fue escrito en el primer semestre de 2022 como un complemento indispensable para la discusión en la actual coyuntura.

ÍNDICE:

Ensayo 1: La política energética colombiana en el actual contexto geopolítico mundial

Autores: Carlos Augusto Chacón y María Fernanda Gallego

Ensayo 2: Viabilidad jurídica de la exploración y producción de yacimientos no convencionales: análisis crítico normativo y jurisprudencial en consideración de la normatividad ambiental.

Autor: José Vicente Zapata / Equipo: Juan Casallas & Rafael Toledo

Estudio: Perspectivas técnicas, económicas y jurídicas de la Fracturación Hidráulica con Perforación Horizontal para la explotación y extracción de recursos no convencionales en territorio colombiano:***

- **Ensayo 3:** *Los yacimientos no convencionales y la técnica FHPH.*

  Autor: Camilo Andrés Bohórquez

- **Ensayo 4:** *Logística e infraestructura para desarrollo de yacimientos no convencionales*

  Autor: Alejandro Cabezas

- **Ensayo 5:** *Beneficios económicos y sociales de la implementación de la técnica del FHPH -*

  "fracking" en Colombia – Debate socioeconómico

  Autor: Eusebio Orozco

- ***Ensayo 6:*** *Diagnóstico y análisis – Debate jurídico*

  Autora: María Angélica Legarda

Caso Argentino: desarrollo de la explotación hidrocarburífera por medio de técnicas no convencionales en la República Argentina

Autor: Juan José Aranguren, ex ministro de Energía y Minería de la República Argentina

ENSAYO 1

Ensayo 1:
La política energética colombiana en el actual contexto geopolítico mundial

Autores:
Carlos Augusto Chacón Monsalve
Director Académico del Instituto de Ciencia Política Hernán Echavarría Olózaga
María Fernanda Gallego
Coordinadora de Proyectos del Instituto de Ciencia Política Hernán Echavarría Olózaga

El año 2022 ha estado marcado por la incertidumbre a causa de los rápidos cambios geopolíticos que experimenta el mundo ante fenómenos complejos que hace tan solo dos años difícilmente se podían prever. Por un lado, los efectos económicos y comerciales de la covid-19, generados principalmente por el aumento de la inflación en la mayoría de los países del mundo, producto de políticas de emisión monetaria adoptadas para hacer frente a la crisis económica, y por las interrupciones en las cadenas de suministro a causa de la crisis de contenedores y la política de Cero Covid del Gobierno chino. Y, por otro lado, los efectos de la guerra que inició Rusia el 24 de febrero mediante la invasión injustificada a Ucrania. A esto hay que añadirle lo que parece ser una inminente recesión económica, como lo afirman el grupo de inversión Wells Fargo[1] y Nomura[2], la multinacional de servicios financieros.

Además de la grave situación humanitaria en Ucrania y de las tensiones geopolíticas por las sanciones a Rusia, la guerra está generando efectos globales en materia de seguridad energética y de seguridad alimentaria[3] (ambos países exportan casi el 12 % de las calorías alimentarias comercializadas a nivel mundial[4]). Se ha interrumpido el suministro de fertilizantes, alimentos y energía provenientes de ambos países, lo que está provocando un aumento de los precios de los alimentos, la energía y los combustibles, profundizando la crisis económica y financiera.

El mundo difícilmente estaba preparado para enfrentar una pandemia, máxime cuando el gobierno de China insistió en negar y encubrirla hasta cuando ya era demasiado tarde y se había expandido por casi todo el mundo, para luego usar su sharp power[5], instrumentali-

1 ROBERTSON (16 de junio, 2022). Wells Fargo says the US will fall into recession after the Fed delivers its biggest rate hike since 1994. https://www.businessinsider.in/stock-market/news/wells-fargo-says-the-us-will-fall-into-recession-after-the-fed-delivers-its-biggest-rate-hike-since-1994/articleshow/92253949.cms

2 TAYEB (14 de julio, 2022). Expect a 'procession of recessions' across many of the world's major economies within the next year, Nomura says. https://www.businessinsider.in/stock-market/news/expect-a-procession-of-recessions-across-many-of-the-worlds-major-economies-within-the-next-year-nomura-says/articleshow/92659293.cms

3 FAO (2022) Information note: The importance of Ukraine and the Russian Federation for global agricultural markets and the risks associated with the current conflict https://www.fao.org/fileadmin/user_upload/faoweb/2022/Info-Note-Ukraine-Russian-Federation.pdf

4 Parlamento Europeo, (2022). Russia's war on Ukraine: Impact on food security and EU response. https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/ATAG/2022/729367/EPRS_ATA(2022)729367_EN.pdf

5 Entendido como el poder agudo que ejercen regímenes autoritarios como Rusia y China para perfilar, penetrar y perforar los entornos políticos y de información en los países a los que se dirige la influencia, para socavar las instituciones democráticas.. National Endowment for Democracy. Sharp Power: Rising Authoritarian In- fluence. https://www.ned.org/wp-content/uploads/2017/12/Sharp-Power-Rising-Authoritarian-Influence-Full-Report.pdf Para entender la forma en que Rusia instrumentaliza el Sharp Power en América Latina: González Marrero, Claudia

zando las donaciones de vacunas y las ayudas a los países en desarrollo. Del mismo modo, el planeta tampoco se había preparado para enfrentar una acción bélica convencional a gran escala, aunque desde 2014, cuando la Federación Rusa anexó a Crimea por la fuerza, era claro que la política de apaciguamiento y complacencia de la Unión Europea y la OTAN no era suficiente para disuadir a Rusia en su intención de desestabilizar Ucrania.

En esa oportunidad, el precio del petróleo experimentó una disminución, pasando de USD 115 en junio de 2014 a USD 45 por barril en enero de 2015[6]. El 24 de febrero de 2022, cuando empezó la invasión rusa a Ucrania, el precio del Brent alcanzó los USD 100 por barril, llegando a los USD 130 el 8 de marzo y USD 112 para el 4 de julio de este año. Las dinámicas geopolíticas, por sus efectos reales respecto al suministro y la producción, y por la incertidumbre que generan en los mercados, inciden en los precios del petróleo.

El debate sobre los hidrocarburos en 2022 no puede ser el mismo que en 2019. En esa época el contexto geopolítico era otro y permitía a diversos actores del sistema internacional priorizar los posibles riesgos de la crisis climática, la actual coyuntura demuestra que la complejidad de las decisiones en materia ambiental y energética impone retos y la necesidad de elevar los estándares del debate para responder con políticas acertadas. Cullen S. Hendrix en un artículo publicado en el Peterson Institute for International Economics destaca que "Aunque los conflictos armados pueden provocar cambios en los precios durante días o semanas, la importancia estratégica de los precios del petróleo y de los Estados exportadores de petróleo anima a las grandes potencias —y cada vez más a otros Estados exportadores de petróleo— a actuar de forma que se estabilicen tanto los mercados de energía como los de activos"[7].

Hace dos años el panorama era muy diferente, las prioridades de la comunidad internacional estaban orientadas casi exclusivamente a enfrentar la crisis del cambio climático. De allí que desde distintos escenarios supranacionales o intergubernamentales se impulsaron con insistencia una serie de políticas para intervenir el modelo de producción, en particular el energético, con el fin de sustituir los hidrocarburos que en conjunto suministran aproximadamente el 80 % de la energía del mundo. Para esto se ha insistido en una transición energética hacia energías renovables, imponiendo sobre los Estados y los mercados energéticos una serie de medidas para forzar dicha transición en el corto plazo, sin tener en cuenta aspectos relacionados con las leyes de la física, las dinámicas geopolíticas y el valor estratégico de la energía, especialmente para los países menos desarrollados, tanto en su calidad de productores como de consumidores de la canasta energética actual.

y Chaguaceda, Armando. Russia's Sharp Power in Latin America Global Autocracy, Regional Influence.2022. KONRAD-ADENAUER-STIFTUNG. https://dialogopolitico.org/wp-content/uploads/2022/02/Belegexemplar-22-02-14-DP-Enfoque-7-English.pdf

6 The Economist (21 de enero 2016). Oil price and Russian politics: a history. https://www.economist.com/graphic-detail/2016/01/21/oil-price-and-russian-politics-a-history

7 https://www.piie.com/blogs/realtime-economic-issues-watch/higher-oil-prices-stemming-russia-ukraine-war-may-be-temporary

La energía es un asunto estratégico, fundamental para la sobrevivencia de las personas, la estabilidad de los países y del sistema internacional. Como lo ha demostrado el desarrollo de la guerra en Ucrania y sus subsecuentes crisis (energética y alimentaria), el nivel de independencia o de dependencia (autosuficiencia energética) en materia del suministro de recursos energéticos como el petróleo, el gas y el carbón, marcan una diferencia vital entre la guerra y la paz; entre la defensa y subsistencia del orden internacional basado en reglas y respeto a la soberanía de los Estados o la imposición por parte de regímenes autoritarios de sus intereses expansionistas para crear esferas de influencia, mediante el uso de la fuerza, la coerción y la agresión, ya sea a través de guerras convencionales y/o de cuarta generación, con tácticas asimétricas e híbridas.

Frente a este contexto complejo e incierto, es fundamental que en Colombia el debate sobre los hidrocarburos y en particular sobre la exploración y explotación de Yacimientos No Convencionales (YNC) usando la técnica de Fracturación Hidráulica mediante Perforación Horizontal (FHPH) supere los criterios basados en prejuicios y desinformación, para que el proceso de toma de decisiones se sustente en la evidencia científica y técnica, así como en los impactos de mediano y largo plazo, tanto desde el punto de vista económico, social y ambiental, como desde el geopolítico, sin subestimar los riesgos y las amenazas que se generan en un conflicto global, en el que la energía juega un papel preponderante.

Garantizar la independencia energética mediante la transición hacia energías limpias y renovables va a tomar tiempo, resultaría altamente riesgoso renunciar a la producción de hidrocarburos, pues llevaría a que el país, en vez de producir y aprovechar lo que tiene, se volviera dependiente de otros países. Un riesgo que se engrandece si dichos países tienen Gobiernos de corte autoritario, como Rusia, Irán o Venezuela, que instrumentalizan su industria petrolera para avanzar en sus agendas geopolíticas y geoestratégicas. Esta situación dejaría a Colombia vulnerable ante distintos riesgos y amenazas.

Bajo este contexto resulta fundamental hacerse la pregunta ¿Cuáles son las oportunidades y amenazas que enfrenta el país en materia energética bajo este panorama geopolítico? Para esto es necesario tener en cuenta tres aspectos: el primero, la importancia de asumir una posición responsable frente a la agenda global del cambio climático en cuanto a la producción de hidrocarburos; el segundo, las oportunidades de la coyuntura de los mercados energéticos para Colombia como país productor tanto en el contexto del precio de los combustibles como para hacer frente a la crisis de seguridad alimentaria; y, el tercero, reconocer que la dependencia energética de terceros países puede constituir una amenaza en el largo plazo.

La agenda global climática: repercusiones de la inercia política frente a los desafíos geopolíticos

El historiador Niall Ferguson en su libro "Desastre"[8] señala que "No todas las profecías merecen que les prestemos oídos. Puede que en los últimos años hayamos permitido que una única amenaza, la del cambio climático, acapare toda nuestra atención y la desvíe del resto de los asuntos." El cambio climático es real, y responde a los impactos negativos que tiene la actividad humana sobre el planeta, pero las decisiones que se han tomado para enfrentarlo y darle prioridad en la agenda global han hecho que se pierdan de vista los efectos, impactos y externalidades de las políticas diseñadas en el largo plazo. Incluso todo parece indicar que ni en las cumbres intergubernamentales ni en los paneles de expertos internacionales se han tomado en consideración con la suficiente seriedad las posibles consecuencias no anticipadas que podrían presentarse ante los cambios geopolíticos.

Muchos de los países que impulsan la Agenda 2030 de la ONU son dependientes de la energía rusa, especialmente la Unión Europea, pues este país les suministra 40% del gas natural y el 27% de su petróleo. Estos países internamente se han comprometido con una política de cero emisiones y han dejado de desarrollar proyectos en energía nuclear o han impuestos moratorias shale gas, pero le compran recursos energéticos a Rusia, que no está comprometido con dicha agenda y que sigue generando gases de efecto invernadero (GEI), sin que existan mecanismos efectivos para verificar si cumple o no los mínimos estándares medioambientales para proveerles gas y petróleo. Y si las sanciones al Kremlin y las prohibiciones de importaciones de esos recursos provenientes de Rusia son efectivas en el mediano plazo, este país reemplazaría el mercado europeo por el asiático[9], por lo que el efecto de las sanciones en el largo plazo perderían la capacidad de castigar a Rusia por los crímenes de guerra y de disuadir a Putin para que cese sus acciones bélicas en Ucrania.

Por esta razón, resulta indispensable cuestionar[10] los supuestos que han venido posicionándose en el contexto internacional sobre las formas de "descarbonizar" la economía de forma acelerada a través de la llamada "nueva economía energética", cuyas principales premisas, aunque están basadas en buenas intenciones, en muchos casos se sustentan en especulaciones y el pánico generalizado. Debido a lo anterior, no contribuyen a la minimización y gestión de los riesgos del cambio climático, sino que acaparan el debate a partir del alarmismo apocalíptico sobre dicho fenómeno, recurriendo a sesgos de confirmación mediante estudios que desconocen los avances y las innovaciones tecnológicas que han

8 Ferguson, Niall. Desastre Historia y Política de las Catástrofes. 2.022. Editorial Debate. p. 24.
9 EIA (2022). Short-Term Energy Outlook https://www.eia.gov/outlooks/steo/pdf/steo_full.pdf
10 Sobre la importancia de cuestionar esos supuestos consensos y marcos de intervención que surgen en el contexto internacional respecto a las políticas del desarrollo, Javier Garay demuestra cómo dicho contexto ha incidido en la construcción e implementación de esa clase de políticas y sus efectos negativos para la superación de la pobreza, así como la forma en que los diversos actores del sistema internacional tienen intereses e ideas que buscan privilegiar ideas estatistas en contravía de la liberalización económica, y demostrando la relación entre el entorno internacional y la adopción de políticas domésticas equivocadas.Garay Vargas, Javier Leonardo. Ideas erradas, acciones equivocadas : cómo el contexto internacional impide la generación de desarrollo. Bogota: Universidad Externado de Colombia. 2021.

hecho distintas industrias para disminuir la generación de GEI y los esfuerzos de adaptación de las comunidades buscando minimizar el impacto de los desastres naturales y de las alteraciones climáticas.

El alarmismo climático ha sido una constante y una característica que parece determinar los compromisos adquiridos en los Objetivos de Desarrollo Sostenible ODS de la Agenda 2030 de Naciones Unidas (2015) y en el Acuerdo de París (2016), que marcó el inicio de la campaña "Race to Zero"[11] y de las presiones para impulsar el abandono de los combustibles fósiles y acabar con la industria extractiva.

Las motivaciones y justificaciones que acompañan esta agenda, en la que parecen claros los consensos entre varios actores del sistema internacional, adoptan un enfoque prohibicionista y anti industria, que desconoce los impactos que este tipo de medidas tiene sobre los más pobres y vulnerables del planeta, dado que implican renunciar a los recursos energéticos que permiten generar desarrollo y crecimiento económico. En el marco de la actual crisis se ha podido evidenciar que la falta de autosuficiencia energética de varios países, entre ellos Alemania, ha llevado al aumento en los precios de la energía, profundizando los efectos de la crisis inflacionaria post pandemia.

Cada vez son más las medidas que se promueven desde el sistema internacional para que los países dejen de explorar y explotar hidrocarburos e incluso la minería, entre las que se encuentran presiones para que los bancos reduzcan o limiten definitivamente la financiación de proyectos en estos sectores, como señala el Financial Times[12] en un artículo del 3 de noviembre con motivo de la Cumbre COP 26 en Glasgow. Muchas de estas medidas se adoptan sin considerar las implicaciones que esto podría generar por la falta de inversión para fortalecer el sector, que en un contexto como el actual, está demostrando tener efectos como la interrupción, aumentos en los costos y escasez en varias cadenas de suministro de energía, alimentos, transporte, insumos (incluidos los intensivos en energía como los pesticidas y fertilizantes), entre otros, que terminan en mayores afectaciones a ciudadanos de menores ingresos.

En un artículo publicado en el Wall Street Journal en 2021, Bjorn Lomborg[13] contrasta el informe de la Organización Mundial de la Salud en el que se estima que el cambio climático puede llegar a causar 250.000 muertes adicionales cada año en las dos décadas posteriores a 2030, principalmente entre los pobres del mundo. Lomborg señala que en realidad para entender esta problemática es necesario considerar la variable del desarrollo económico, que tiene más efectos sobre los pobres causando problemas como la desnutrición. En las proyecciones de la OMS, "(...) que predijo lo que significaría un crecimiento alto y bajo para las muertes por desnutrición. En el primero, hay dos millones de muertes totales por desnu-

11 UNFCCC (2022). Race to Zero campaing. https://unfccc.int/climate-action/race-to-zero-campaign

12 Financial Times (3 de noviembre, 2021). Banks under fire for diluting green pledges since Paris climate accord. pp. 1,5.

13 Autor del libro "Falsa alarma: cómo el pánico por el cambio climático nos cuesta billones, daña a los pobres y no logra arreglar el planeta" y del peer review paper "El bienestar en el siglo XXI: aumentar el desarrollo, reducir la desigualdad, el impacto del cambio climático y el costo de las políticas climáticas". Es presidente del Consenso de Copenhague y visiting fellow del Think Tank Hoover Institute de Estados Unidos.

trición en 2050. En el segundo, hay 300.000. Las políticas de crecimiento pueden evitar 1,7 millones de muertes anuales. Eso es mucho más de lo que cualquier medida climática podría proporcionar"[14].

Michael Shellenberger, en el libro "Apocalypse Never. Why Environmental Alarmism Hurts Us All", pone en evidencia la forma en que se han tergiversado e instrumentalizado con fines políticos los informes de expertos como Thomas Schellin y Richard Tol. En el caso de Schellin (Premio Nobel en 2005), su posición, expresada en una publicación sobre el cambio climático de la Academia Nacional de Ciencias de Estados Unidos en 1983, en la que reconoce que las emisiones estaban calentando el planeta y podrían ser perjudiciales, pero que "(...) los efectos de restringir el consumo de energía podían ser peores que los efectos del calentamiento global", le ha valido ser señalado en el libro Merchants of Doubt (2010), de los historiadores de la ciencia de Harvard Naomi Oreskes y Erik Conway, como un negacionista del cambio climático, equiparando su postura al negacionismo de la industria del tabaco respecto a la relación entre el tabaco y el cáncer.

En el caso de Richard Tol, quien fuera miembro de organizaciones como Greenpeace y Friends of the Earth, y quien participó en el Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC por sus siglas en inglés), el libro de Schellenberger registra que en el año 2012, en la elaboración del Resumen para los Responsables Políticos del IPCC, "el mensaje principal de un borrador anterior del Resumen era el mismo que he destacado en relación con el Congo: Muchos de los impactos más preocupantes del cambio climático son en realidad síntomas de mala gestión y subdesarrollo. Pero los representantes de las naciones europeas querían que el informe se centrara en la reducción de las emisiones, no en el desarrollo económico. El IPCC es en parte una organización científica y en parte una organización política, explicó Tol. Como organización política, su trabajo es justificar la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero."

Sin desconocer la solidez científica que pueda tener el IPCC, Schellenberger busca llamar la atención sobre la forma en la que los Resúmenes para Responsables de Políticas, así como los comunicados de prensa y las declaraciones de los autores "delatan motivaciones ideológicas, una tendencia a la exageración y una ausencia de contexto importante".

En lugar de privilegiar una política climática racional, basada en evidencia científica amplia, y tomando en consideración las asimetrías en materia de desarrollo económico y social a nivel mundial, diversos Gobiernos han adoptado la retórica climática desde la perspectiva prohibicionista para justificar sus intervenciones. Sin embargo, los efectos de esas decisiones están mostrando los costos económicos, sociales y ambientales que estas tienen ante las dinámicas y presiones que surgen por los cambios geopolíticos.

En el caso del Reino Unido existe una moratoria para el shale gas, que le ha impedido aprovechar este recurso a pesar de que las muestras de núcleo tomadas en Nottingham-

14 Lomborg,B. (2021).Climate Change Barely Affects Poverty: Growth-oriented policy does much more for to prevent malnutrition deaths. https://archive.md/3HbBI#selection-4625.122-4625.225

shire sugieren que ese país podría tener más del doble de recursos de gas in situ por milla cuadrada que produce Marcellus Shale[15]. De acuerdo con Charles McAllister, Director de Política, Gobierno y Asuntos Públicos de UK Onshore Oil and Gas, "la huella de carbono prevista antes de la combustión del shale gas del Reino Unido es aproximadamente una cuarta parte de la del gas natural licuado importado, que está llegando al Reino Unido en enormes volúmenes. En 2021, el Reino Unido documentó un máximo de 10 años de importaciones totales, récord de importaciones netas, récord de exportaciones y récord de importaciones de GNL ruso. En enero de 2022, el GNL se convirtió por primera vez en la mayor fuente de suministro de gas natural del Reino Unido"[16].

Las presiones del sistema internacional frente a las políticas de cambio climático y la desinformación sobre las emisiones, la sismicidad y el uso del suelo de la técnica de fracturación hidráulica para el shale gas, no le permite al Reino Unido aprovechar la oportunidad de un recurso con el que podría garantizarse seguridad energética, disminuir las emisiones, autoabastecerse y superar la dependencia del gas ruso.

Como se ha señalado, desde el contexto internacional diversos actores logran incidir para que los Estados adopten modelos y marcos de políticas del desarrollo. El problema radica en que muchos de esos actores instrumentalizan la información científica con fines políticos, llegando incluso a viciar sus recomendaciones con los sesgos ideológicos predominantes que se alejan de la evidencia, haciendo cherry picking de los datos y la información para confirmar dichos sesgos. Por ejemplo, un estudio elaborado por Roger Pielke[17] revisa 54 estudios de normalización publicados entre 1998 y 2020 y encuentra pocas pruebas que respalden las afirmaciones de que una parte del aumento general de las pérdidas económicas mundiales documentadas en escalas de tiempo climáticas sean atribuibles a cambios en el clima causados por el hombre, lo que refuerza las conclusiones de las recientes evaluaciones del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático.

Por diversas razones, los tomadores de decisiones a nivel nacional tienden a incorporar en sus marcos normativos y políticas públicas los lineamientos de esos modelos sin llegar a cuestionarlos, revisar la coherencia, objetividad y rigor técnico que los sustenta ni a evaluar sus efectos en el mediano y largo plazo. Por su parte, la opinión pública y la academia suelen quedarse con los comunicados e incluso únicamente con los titulares respecto a los pronunciamientos que emiten esos actores, sin llegar a revisar el contenido y sus fuentes.

La responsabilidad que tienen los tomadores de decisiones les impone la obligación de cuestionar y contrastar los supuestos, las causas y las correlaciones que se presentan desde el sistema internacional a través de acuerdos, recomendaciones y pronunciamientos sobre temas con un valor estratégico fundamental, como es el caso de las políticas de desar-

15 Marcellus contiene 168 billones de pies cúbicos de gas natural; en realidad, podría contener hasta 516 billones de pies cúbicos. Actualmente, Estados Unidos produce aproximadamente 30 billones de pies cúbicos de gas al año y la demanda de este gas aumenta constantemente. https://extension.psu.edu/marcellus-shale-what-local-government-officials-need-to-know

16 McAllister, J. (2022). The case for UK shale is rock solid. https://capx.co/the-case-for-uk-shale-is-rock-solid/

17 Pielke, R. (2021) Economic 'normalisation' of disaster losses 1998–2020: a literature review and assessment, Environmental Hazards, 20:2, 93-111. https://doi.org/10.1080/17477891.2020.1800440

rollo, incluidas las ambientales y energéticas. Además, es necesario que tengan en cuenta los incentivos de los diversos actores de ese sistema y las motivaciones que pueden llegar a tener para impulsar determinadas políticas, como es el caso de las organizaciones internacionales, que al carecer de mecanismos efectivos de gobernanza, accountability, control político o responsabilidad fiscal por los efectos e impactos que puedan tener las políticas que promueven, tienden a impulsar programas políticos cuyo contenido dogmático suele ser mayor que el pragmático basado en evidencia.

Adoptar las políticas promovidas desde el contexto internacional sin cuestionarlas y analizarlas a profundidad puede conducir a la implementación de políticas equivocadas, basadas en ideas erradas con efectos devastadores para la sociedad. Las acciones para enfrentar el cambio climático, si no son diseñadas y evaluadas de manera amplia incluyendo diversas variables y las realidades del contexto local, pueden llevar a crisis, desastres o tragedias humanitarias como hambrunas y desnutrición por la falta de recursos para producir alimentos, así como a crisis económicas que impidan el crecimiento económico y la superación de la pobreza, llevando a la degradación de las condiciones socioeconómicas, especialmente en los países en vías de desarrollo, lo que puede generar como consecuencia la desestabilización política y democrática.

Por otro lado, vale la pena resaltar que como afirma De Lima et al (2021) es probable que en un futuro próximo, la compensación de carbono neta real lograda por los sistemas fotovoltaicos a nivel mundial se define en gran medida por los procedimientos de fabricación y la intensidad de carbono de la producción en el país de origen de los paneles fotovoltaicos". En general, instalar estos equipos sin tecnologías propias o empresas locales de fabricación es transferir emisiones, no reducirlas para países con matrices eléctricas bajas en emisiones como Colombia o Brasil[18].

Frente a estas realidades, para Colombia resulta fundamental tomar decisiones orientadas a desarrollar capacidades institucionales que permitan reaccionar frente a las dinámicas geopolíticas y las presiones que estas imponen cuando se materializan las crisis. La industria de los hidrocarburos tiene el potencial de garantizar los medios y recursos para mitigar los impactos de esas crisis y generar la resiliencia necesaria frente a sus efectos.

La incertidumbre científica frente al cambio climático sigue siendo considerable, por lo que resulta fundamental que las decisiones respecto a la descarbonización y la reducción de emisiones GEI se diseñen e implementen a partir de evidencia científica y técnica robusta, que sea contrastable y verificable, para que el diseño de políticas públicas no esté indebidamente influenciado por sesgos ideológicos o por los intereses de determinados actores que buscan prohibir la industria de los hidrocarburos so pretexto de la agenda climática, pero con fines orientados a reducir los competidores en el mercado energético y generar

18 Lima, G.C.d.; Toledo, A.L.L.; Bourikas, L. The Role of National Energy Policies and Life Cycle Emissions of PV Systems in Reducing Global Net Emissions of Greenhouse Gases. Energies 2021, 14, 961. https://doi.org/10.3390/ en14040961

dependencias con fines geopolíticos. Es necesario tomar en cuenta las realidades del contexto nacional y de las dinámicas cambiantes del contexto internacional.

Complementariamente resulta indispensable reconocer que en la narrativa del alarmismo climático se privilegia un enfoque pesimista para inducir a la opinión pública a percibir que el mundo está peor que antes, especialmente en temas como el hambre, la desnutrición, la mortalidad y la pobreza extrema, a pesar de que los datos y la evidencia demuestran lo contrario[19].

Las oportunidades de Colombia en la coyuntura actual

En vista de lo expuesto anteriormente, es evidente que los países deben avanzar por la senda de la descarbonización como una respuesta al cambio climático, pero sin desconocer los múltiples factores que rodean este asunto. Las externalidades de una descarbonización acelerada como la que se plantea actualmente, resultan altamente perjudiciales para los más vulnerables. En ese sentido, la invitación es a tomar decisiones que ponderen los efectos sobre el clima, las personas y la economía.

En el marco de esta discusión, resulta relevante en el caso colombiano analizar las posibles implicaciones de un desescalamiento gradual de la dependencia económica del petróleo y del carbón, para migrar de una matriz fósil a una de energías renovables: (i) prohibiendo la exploración y explotación de los yacimientos no convencionales y los planes pilotos de la fracturación hidráulica con perforación horizontal; (ii) detener el desarrollo de yacimientos costa afuera; y, (iii) no otorgar nuevas licencias para la exploración de hidrocarburos y la gran minería a cielo abierto.

Estas propuestas parten de la premisa de que los hidrocarburos deben ser erradicados en el corto plazo debido a los efectos adversos que traen para el medio ambiente. Aún así, es evidente que la iniciativa desconoce el entorno económico y social, y desatiende abiertamente dichas situaciones sin ofrecer alternativas reales que subsanen la pérdida de los recursos a los que se decidirá renunciar.

Frente a lo anterior, surge la imperante necesidad de analizar las oportunidades de Colombia en el contexto actual, de cara a presentar al Gobierno entrante argumentos que lleven a redireccionar su rumbo en materia energética, pasando de una visión prohibicionista a una visión moderada, que pondere medio ambiente, economía y desarrollo social. Una visión que no desconozca —pero cuestione— los lineamientos internacionales, y aproveche los recursos que son propios para garantizar desarrollo económico y social sostenible. Esto también con el objetivo de mantener la tendencia al alza de los indicadores económicos, garantizar la seguridad energética y alimentaria de los colombianos y apalancar la transición energética.

19 New York Times (2022). Is the World Really Falling Apart, or Does It Just Feel That Way? https://www.nytimes.com/2022/07/12/world/interpreter-world-falling-apart.html

No se trata de buscar detener el avance hacia una matriz energética verde, la construcción de un entramado energético renovable es una realidad y el país ha avanzado —exitosamente— por esta senda. Actualmente[20], de acuerdo a las declaraciones de Diego Mesa (Ministro de Minas y Energía 2018-2022), el país cuenta con más de 20 granjas solares, 2 parques eólicos, 10 proyectos de autogeneración a gran escala, más de 3000 proyectos solares a pequeña escala, la ley de Transición Energética (2099 de 2021) y el CONPES de Transición Energética[21]. Gracias a dichos avances, el país ocupó el puesto 29 entre 115 países en el índice de Transición Energética 2021 del Foro Económico Mundial (WEF, por sus siglas en inglés), y entre los países latinoamericanos fue superado únicamente por Uruguay que se ubicó en la casilla 13 y por Costa Rica, en el lugar 26[22].

Aún así, pese a que el país avanza exitosamente y las energías renovables podrían representar al menos el 12 % de la matriz, un reemplazo total por estas, representa más retos que ventajas y su viabilidad es cuestionable. Por su parte, mantener los hidrocarburos podría representar, gracias a la actual coyuntura, una oportunidad inigualable para el país en materia económica, social, ambiental y energética. A continuación se explican algunas de las oportunidades que tiene el país si decide continuar la exploración, explotación y exportación de los hidrocarburos, a la vez que continúa impulsando las energías renovables.

Alza en los precios del petróleo - oportunidad económica

El alza en los precios del petróleo, y en general de la energía, está directamente relacionada con la reactivación económica post-covid COVID-19, la situación de la guerra actual entre Rusia y Ucrania, y el fracaso de las energías renovables como reemplazo efectivo de las energías fósiles.

Después de la recesión causada por la pandemia de la covid-19, ha tenido lugar un proceso de reactivación, el cual ha implicado altas demandas de petróleo a nivel global. Adicionalmente el auge de la demanda se intensificó con el inicio de la guerra entre Rusia y Ucrania el pasado mes de febrero de 2022, debido a los paquetes de sanciones por parte de países europeos; especialmente la prohibición de las importaciones de recursos rusos a territorio europeo, adoptada por el Consejo Europeo el pasado 31 de mayo de 2022. Finalmente, el alza en los precios por el aumento de la demanda está relacionada con la dependencia energética de países que impulsan agendas verdes desde hace unos años y cuya producción es incapaz de suplir las necesidades, situación que los obliga a retornar a las energías tradicionales.

Si bien el aumento en el precio del petróleo, vía aumento de la demanda, impone retos a los países dependientes del petróleo, los países productores se ven beneficiados por esta situación. Este es el caso de Colombia.

20 A junio de 2022.
21 Mesa, D. (29 de junio de 2022); Columna de opinión: Transición energética, el legado para el presente y futuro de Colombia. El Tiempo. https://www.eltiempo.com/opinion/transicion-energetica-el-legado-para-el-presente-y-futuro-de-colombia-683804
22 WEF (2021). Fostering Effective Energy Transition. https://www3.weforum.org/docs/WEF_Fostering_Effective_Energy_Transition_2021.pdf

Al observar la canasta exportadora colombiana como se observa en la siguiente tabla, es evidente que el rubro aportado por los hidrocarburos y otros mineros no es menor; todo lo contrario, constituye un eje fundamental en las cuentas de la nación, sumando casi un 50 % de las exportaciones.

PRINCIPALES SECTORES 2021

Exportaciones	Miles de USD	Part. %
Petróleo	11.197.819	27,1
Carbón	5.652.258	13,7
Otros mineros	3.378.970	8,2
Café	3.091.838	7,5
Química básica	2.782.138	6,7
Resto	15.284.243	36,9
Total exportado por Colombia FOB	**41.387.266**	**100,0**
Importaciones	**Miles de USD**	**Part. %**
Maquinaria y equipo	16.347.538	26,8
Química básica	13.243.884	21,7
Automotor	5.364.640	8,8
Metalurgia	4.786.624	7,8
Derivados del Petróleo	3.594.480	5,9
Resto	17.764.197	29,1
Total importado desde Colombia (CIF)	**61.101.362**	**100,0**
Importaciones (FOB)	**56.648.799**	
Balanza comercial (FOB)	**-15.261.533**	

Fuente:DANE-DIAN. Elaboró OEE Mincit.

Si Colombia llegase a prohibir la exportación de Petróleo, carbón y otros productos mineros, la brecha de la balanza comercial se ampliaría, pasando de de -15.261.533 miles de USD, a un -35.490.580 miles de USD, es decir el país tendría una brecha comercial de -43 %.

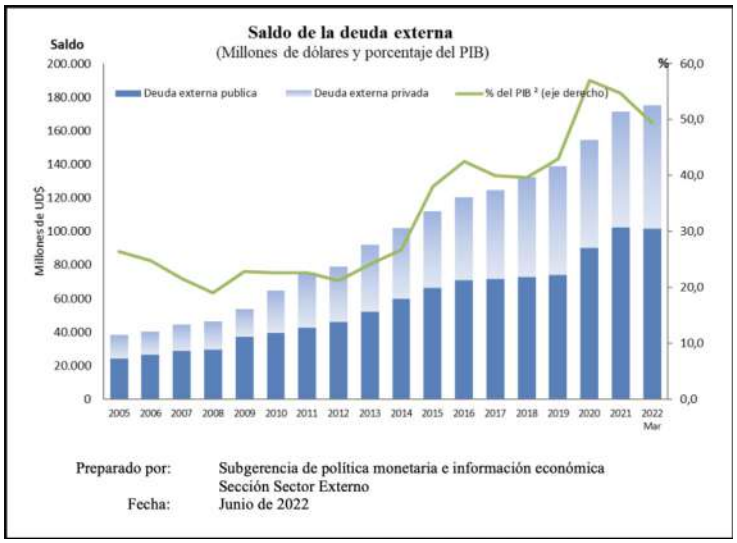
La situación resulta problemática, no sólo por lo que se está dejando de exportar per se, sino por el hueco financiero que dejaría y la dificultad de encontrar productos de exportación alternos que generen la misma, o más, cantidad de ingresos para la nación. Por esta razón, lo natural es que se acuda a otras formas de financiación como: inversión extranjera directa, deuda pública o emisión monetaria; aún así, ninguna de estas parece ser adecuada a continuación se explica por qué y se justifica la necesidad de continuar con el aprovechamiento de los recursos petroleros.

Respecto a la deuda pública, el Banco Mundial determinó que cuando esta supera el 77 % del PIB de un país (64 % para economías emergentes) durante un plazo prolongado de tiempo conlleva necesariamente una desaceleración económica. Según este estudio, si la deuda supera este umbral, cada punto porcentual adicional de deuda cuesta 0,017 puntos porcentuales de crecimiento real anual[23].

Como se observa en la siguiente gráfica, al término del primer trimestre de 2022, el saldo de la deuda externa de Colombia alcanzó US$175.106 millones (49,4 % del PIB), con un aumento de US$3.629 millones (2,1 %) respecto a diciembre de 2021. De ese porcentaje la deuda externa del sector público alcanzó un monto de US$101.557 milllones (28,7 % del PIB). Esto último significa un buen manejo de la deuda. Reemplazar los ingresos de los hidrocarburos con

23 World Bank (2010). "Finding the Tipping Point -- When Sovereign Debt Turns Bad" https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/3875#:~:text=Public%20debt%20has%20surged%20during,might%20negatively%20 affect%20economic%20growth.

estos recursos, podría llevar a superar el tope "sano" de la deuda externa y afectar directamente el crecimiento del país.



Por otro lado, dada la coyuntura actual la inversión extranjera directa no parece ser una opción viable para suplir estos recursos. Esto se debe a múltiples razones, principalmente los altos niveles de incertidumbre que genera la llegada al poder de Gustavo Petro y los posibles riesgos que implica la implementación de su plan de gobierno, lo cual lleva a que las empresas extranjeras se abstengan de invertir. Adicionalmente, la posible prohibición para el sector hidrocarburos pone en riesgo la inversión extranjera, puesto que este es uno de los sectores que más dinero aportó al total de la misma.

En los primeros meses de 2022 la inversión aumentó 94 % y llegó a los 1.533 millones de dólares, cuando hace un año fue de 791 millones de dólares. La inversión extranjera directa del sector petrolero representó el 45 % de la inversión extranjera del sector minero energético y 13 % de la inversión total del país durante el primer trimestre de este año. De hecho, la inversión en petróleo que se vio entre enero y marzo de este año es la más alta desde que inició la pandemia de la covid-19.[24]

La situación de los altos precios del petróleo se mantendrá por un tiempo, aún así, más adelante puede ser que esta situación cambie. No es cuestión de sólo aprovechar los recursos que tiene el país, sino de utilizarlos en el momento oportuno y bajo las circunstancias adecuadas. El actual panorama geopolítico presenta, sin duda, una oportunidad sin precedentes para aprovechar los recursos minero energéticos antes de que estos pierdan valor.

No aprovechar las rentas petroleras y sus excedentes, producto de esta situación, sería un error para el país. La ventana de oportunidad está abierta y si se aprovecha el país estaría avanzando por la senda de un crecimiento económico sostenido, superación de la pobreza, y apalancamiento para el impulso de energías renovables.

24 SEMANA (17/6/22). Sector petrolero que Petro quiere cerrar atrajo inversiones por $ 2,7 billones https://www.semana.com/economia/macroeconomia/articulo/sector-petrolero-que-petro-quiere-cerrar-atrajo-inversiones-por-27-billones/202254/

A nivel mundial se ha reconocido que más que pánico, alarmismo y prohibicionismo, se trata de lograr la coexistencia de los hidrocarburos con los renovables, permitiendo todo un proceso de adaptación y transición en el que las empresas tienen la oportunidad de reformar sus modelos de negocio para aprovechar las oportunidades del mercado, avanzando hacia la sostenibilidad y la reducción de emisiones. "La industria del petróleo y el gas todavía está muy fragmentada en muchos sectores, y los múltiplos siguen bajos, lo que prepara el escenario para la consolidación para desbloquear nuevos niveles de eficiencia. El conflicto en Ucrania agrega más complejidad al mercado, con muchas empresas revisando activamente su cartera (...) habrá oportunidades crecientes para la gestión de carteras en energía y recursos naturales, especialmente en productos químicos"[25].

Para que estas oportunidades se consoliden se deben generar las condiciones que permitan que los recursos provenientes de la industria del petróleo y gas puedan invertirse en el desarrollo de las tecnologías disruptivas que se requieren para la transición energética, y que esta sea sostenible financieramente en toda la cadena de valor y suministro, para garantizar la producción, el almacenamiento y la distribución de forma suficiente, segura y asequible.

Como lo afirma Mark P. Mills del Manhattan Institute, la revolución energética requiere soluciones científicas "(...) que surgirán de la investigación básica, no de las subvenciones a las tecnologías actuales. Internet no surgió de la subvención del teléfono, ni el transistor de la subvención de los tubos de vacío, ni el automóvil de la subvención del ferrocarril. Sin embargo, el 95% del gasto en I+D del sector privado y la mayor parte de la I+D gubernamental se dirigen al "desarrollo" y no a la investigación básica. Si los responsables políticos quieren una revolución en la tecnología energética, la acción más importante sería reorientar y ampliar radicalmente el apoyo a la investigación científica básica"[26]. Las soluciones óptimas a los problemas del cambio climático requieren entender que las actuales industrias de los hidrocarburos son un actor capaz de impulsar esas investigaciones e innovaciones y de integrarlas de manera eficiente para producir la energía que requiere la humanidad.

Generar un marco de seguridad jurídica, flexibilidad e incentivos para las adaptaciones de la industria, permitiéndole invertir sus recursos para una descarbonización basada en la ciencia, innovación y tecnología, es más eficiente en el largo plazo y genera dividendos económicos, sociales y ambientales mucho mayores.

La preservación de la naturaleza y la mitigación del calentamiento global no tienen por qué contraponerse a los derechos de propiedad, el Estado de derecho, el libre mercado, el emprendimiento y la innovación. La perspectiva del ambientalismo de mercado ofrece muchas más posibilidades de encontrar soluciones óptimas para proteger el medio ambiente y preparar a las comunidades ante las crisis futuras que se puedan generar a causa

25 Bain & company, (2022). Global Energy and Natural Resources Report 2022 https://www.bain.com/globalassets/noindex/2022/bain_report_global-energy-and-natural-resources-2022.pdf

26 MIlls, Mark P. La "Nueva Economía Energética": un ejercicio de pensamiento mágico. Manhattan Institute. 2022. p. 18.

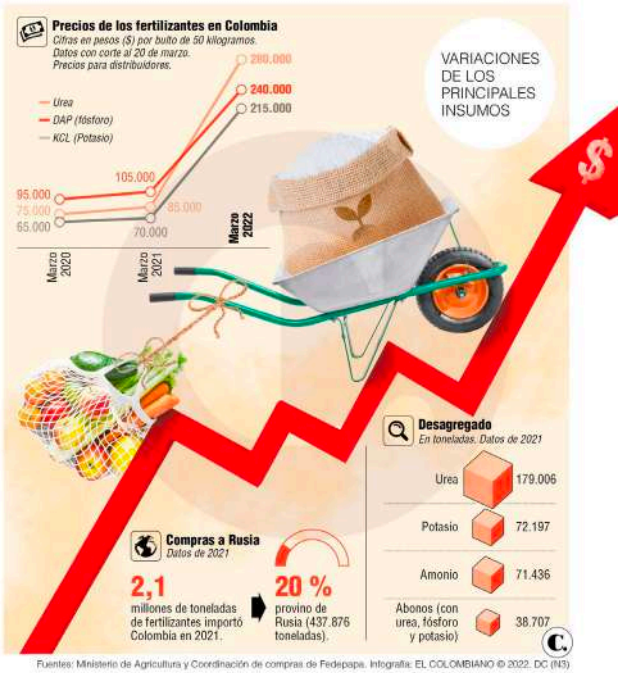
del cambio climático. Está ampliamente documentado que la intervención gubernamental suele incentivar resultados medioambientales contraproducentes, en muchos casos inspirada en los lineamientos fijados desde el sistema internacional y sus agendas globales para el desarrollo sostenible y el cambio climático.

Algunos países están apoyando a su industria energética para facilitar la adopción de este enfoque considerando las oportunidades de la transición, las dinámicas del mercado, las presiones internacionales para la descarbonización y la reducción de las emisiones, pero tomando en consideración la convergencia de crisis financieras y logísticas y teniendo en cuenta los riesgos de los cambios geopolíticos.

Seguridad alimentaria - oportunidad social

A lo largo de los últimos meses se ha visto un encarecimiento de los precios de la canasta básica, las razones de este tema responden a dos aspectos fundamentales: depreciación del peso colombiano y escasez de fertilizantes.

El aumento del precio del dólar, por ende la depreciación del peso colombiano, está relacionado con los niveles de inflación estadounidenses, la decisión de la Reserva Federal de los Estados Unidos de subir las tasas de interés, la fuga de capitales y la incertidumbre económica. Esto hace que el precio de las importaciones al país aumente sustancialmente y, por ende, se encarezcan los productos que en su cadena de producción requieran de algún insumo extranjero.



Fuentes: Ministerio de Agricultura y Coordinación de compras de Fedepapa. Infografía: EL COLOMBIANO © 2022. DC (N3)

Tal es el caso de la producción de alimentos en el país, especialmente en el sector agro. Actualmente, Colombia importa el 75 % de los fertilizantes utilizados en este proceso y, de ese porcentaje, 40 % corresponde a la urea. Del total de urea, 29 % proviene de Rusia, 20 % de

Venezuela, 14 % de Trinidad y Tobago, y 13 % de Ucrania; es decir que el 42 % de este producto proviene de dos países que en este momento afrontan un conflicto internacional[27].

Como se observa en el gráfico, el precio de la urea, el fertilizante que más se importa, pasó de $85.000 a $280.000, es decir tuvo una variación positiva de 229 % respecto al mismo mes de 2021. Esto evidentemente encarece de forma sostenida el precio de los alimentos y abre la puerta a una crisis de seguridad alimentaria.

Teniendo en cuenta que la urea está compuesta en un 90 % de gas, Colombia tendría la oportunidad de producirla. Sin embargo, como bien lo afirmó Manuel Iván Gómez, de la Facultad de Ciencias Agrarias de la Universidad Nacional de Colombia (UNAL), para producirla "a nivel industrial los costos son muy altos en Colombia en comparación con países que lideran la producción de gas en el mundo. Además, para que haya una producción competitiva se requiere de tecnología que no existe a gran escala en el país."[28]

Frente a la coyuntura actual y teniendo identificados los principales obstáculos para la producción de urea, se abre una oportunidad para iniciar el desarrollo de las tecnologías y la infraestructura necesaria para generar una industria nacional de fertilizantes y disminuir la dependencia con otros países.

El fracking es una de las oportunidades que hay para extraer mayor cantidad de gas, y con este suplir, no sólo la necesidad de millones de familias que aún dependen de la energía de combustión de leña, sino además la demanda interna de fertilizantes, e incluso volverse exportador de fertilizantes, ampliando así la matriz exportadora, generando productos con valor agregado y generando ingresos para la nación por concepto de las regalías y venta del bien.

En general, prohibir la exploración, exportación y explotación de los recursos de los hidrocarburos y mineros, implicaría un retroceso económico sin precedentes dejando al país en condición de vulnerabilidad, desbalance fiscal, pérdida de capacidad adquisitiva y crisis energética y alimentaria. La ventana de oportunidad está dada y más allá de la finitud de los recursos, el país debería empezar a pensar en clave de uso estratégico de los mismos para suplir las necesidades y garantizar un crecimiento sostenido en el tiempo.

La geopolítica de la dependencia energética y los riesgos no calculados

Uno de los hallazgos de Cullen S. Hendrix en su artículo sobre los precios del petróleo y los conflictos interestatales[29] es que los precios altos del petróleo envalentonan a los líderes de los países ricos en este recurso, animándoles a llevar a cabo políticas exteriores más agresivas y emprender operaciones militares más ofensivas.

27 UNAL (2022). Colombia no produce urea por falta de energía y tecnología. http://agenciadenoticias.unal.edu.co/detalle/colombia-no-produce-urea-por-falta-de-energia-y-tecnologia

28 UNAL (marzo 2022). ¿Qué es la urea y por qué Colombia no la produce? https://unperiodico.unal.edu.co/pages/detail/que-es-la-urea-y-por-que-colombia-no-la-produce/

29 Hendrix, Cullen. Oil prices and interstate conflict. Conflict Management and Peace Science. 2017.

En el análisis sobre la efectividad de las acciones del sistema internacional para detener la guerra y disuadir a un estado agresor como Rusia mediante sanciones, la variable sobre la dependencia energética tiene un gran peso. Este país no solo ha logrado aumentar sus ganancias por la venta de dichos recursos, lo que le permite financiar la guerra, sino además evadir las sanciones y lograr ventajas en el terreno diplomático y político. Basta ver como varios países se abstuvieron, durante un buen tiempo después de iniciada la guerra, de condenar la invasión e incluso de participar de manera plena en las sanciones a Rusia.

De acuerdo con el Center for Research on Energy and Clean Air, los ingresos petroleros de Rusia se dispararon a pesar de las sanciones. El aumento de los precios del petróleo compensó la disminución de los volúmenes de exportación durante los primeros 100 días de la guerra.

- Rusia obtuvo 93.000 millones de euros de ingresos por exportaciones de combustibles fósiles en los primeros 100 días de la guerra (del 24 de febrero al 3 de junio). La UE importó el 61% de esta cantidad, por un valor aproximado de 57.000 millones de euros.
- Los mayores importadores fueron China (12.600 millones de euros), Alemania (12.100 millones de euros), Italia (7.800 millones de euros), Países Bajos (7.800 millones de euros), Turquía (6.700 millones de euros), Polonia (4.400 millones de euros), Francia (4.300 millones de euros) e India (3.400 millones de euros).
- Se calcula que los ingresos comprenden 46.000 millones de euros de petróleo crudo, 24.000 millones de euros de gas por tubería, 13.000 millones de euros de productos petrolíferos, 5.100 millones de euros de GNL y 4.800 millones de euros de carbón.[30]

Como lo mencionó Rogers en el Council on Geostrategy, analizando la nueva política energética europea y las implicaciones de la guerra en esta nueva fase, cada año la Unión Europea le paga a Rusia 1,6 veces el presupuesto militar ruso.[31]

Las dinámicas de la guerra en Europa han puesto en evidencia la forma en que Rusia logró generar esa dependencia, promoviendo acciones para que los países dejaran de producir energía nuclear, prohibieran el fracking y avanzaran forzadamente hacia la transición energética, instrumentalizando la agenda ambientalista y alarmista respecto al cambio climático, al tiempo que importaban energía de Rusia y le permitían a este país aumentar sus recursos, hoy destinados a cometer crímenes de guerra contra el pueblo ucraniano. De acuerdo con Business Insider[32], el llamado "consenso nuclear" ocasionó que Alemania, la economía más grande de Europa, se volviera dependiente en un 55 % del suministro de gas ruso de acuerdo con las cifras del 2021 y un 40 % en lo que va del 2022.

30 Centre for Research on Energy and Clean Air. (Junio 2022). Financing Putin's war: Fossil fuel imports from Russia during the invasion of Ukraine. https://energyandcleanair.org/financing-putins-war/

31 Lanoszka, A., Rogers, J., Triglavcanin, P. (Junio 2022). A new energy policy for Europe: The significance of Ukraine. Council on Geostrategy. https://www.geostrategy.org.uk/app/uploads/2022/06/GPR01-08062022.pdf

32 Tan, H. (2022). How Germany - Europe's biggest economy - became so dependent on Russian natural gas that it faces a 'virtually unavoidable' recession if it cuts off supply. https://www.businessinsider.com/germany-europe-russia-gas-renewables-oil-energy-security-ukraine-war-2022-4

De acuerdo a la Agencia Internacional de Energía[33], los países con mayor importación de gas natural ruso son Alemania, Turquía e Italia .

Alemania es uno de los países más grandes de la UE y el más dependiente del suministro ruso, asimismo es uno de los que más se demoraron en sumarse al consenso internacional en las sanciones contra Rusia y el apoyo a Ucrania. Decisiones en materia de producción de energía en Alemania que conllevaron a la dependencia, empezaron desde que el socialdemócrata Gerhard Schröder fuera canciller de Alemania (1998-2005). El gobierno de Schröder logró negociar con las empresas más importantes de servicios públicos del país el abandono progresivo de la energía nuclear en un rango de 32 años. Según Investment Monitor[34], Schröder se ha caracterizado por su cercanía a Putin, fue directivo de Nord Stream AG, miembro del consejo de administración de Rosneft y en febrero de 2022 apareció en una lista de candidatos a integrar el consejo de Gazprom, una de las empresas de gas más importantes de Rusia.

Como se mencionó al inicio de este documento, garantizar la independencia energética mediante la transición hacia energías limpias y renovables va a tomar tiempo, pero acelerar la renuncia a la producción de hidrocarburos, haría que Colombia se volviera dependiente, especialmente de regímenes autoritarios como Rusia, Irán o Venezuela; dejando a Colombia en un escenario de incertidumbre y vulnerabilidad que aumentaría la probabilidad de materialización de los riesgos.

Entender el peso de las dinámicas geopolíticas y actuar en consecuencia teniendo en cuenta variables, incentivos, actores, intereses, elementos de poder, rivalidades y escenarios de cooperación, así como los posibles impactos, efectos y consecuencias no anticipadas, más allá de los sesgos, los prejuicios, el activismo alarmista, es fundamental para garantizar el desarrollo económico, social y ambiental.

Esto requerirá que los hacedores de políticas, los legisladores y la opinión pública superen los vicios identificados por Niall Ferguson en el proceso de toma de decisiones, los cuales suelen ser determinantes para que se configuren catástrofes:

"(...) una responsabilidad difusa, la «inercia de la agenda», la maraña normativa, la incapacidad intelectual, la ceguera ideológica, la simple cobardía o patologías burocráticas tales como limitarse a «sufisfacer» (abordar un problema, pero sin resolverlo) o retener información clave. Y el «corifeo» —que no es tanto la opinión pública como la opinión de los expertos— puede ser víctima también de sus propios sesgos: la obsesión por las certezas (los ensayos controlados aleatorizados, los artículos revisados por pares), la tendencia a desacreditar por defecto cualquier teoría nueva o el coste irrecuperable de la inversión en «ciencia reconocida», por no hablar de la tentación de lanzar innumerables profecías falsas

33 IEA. (2022). Energy Fact Sheet: Why does Russian oil and gas matter?. IEA: Paris.: https://www.iea.org/articles/energy-fact-sheet-why-does-russian-oil-and-gas-matter

34 Caon, V. (2022). Why is Germany so reliant on Russian gas? Investment Monitor. https://www.investmentmonitor.ai/special-focus/ukraine-crisis/germany-dependent-russian-gas

en las columnas de opinión y las tertulias"[35].

La coyuntura actual está mostrando que los Gobiernos deben moverse para "mitigar los aumentos de precios y la volatilidad del mercado, deben comprometerse a tomar medidas que generen resiliencia a más largo plazo ante los impactos globales"[36]. Para lograr esto, la coexistencia entre la producción de hidrocarburos y el proceso de transición energética es un imperativo, que demanda un mayor diálogo y acción público-privada. De igual forma, una mejor comprensión de las ventajas estratégicas y el valor que genera una industria, reconociendo que esta ha demostrado estar a la vanguardia para adaptar su modelo de negocio, al tiempo que ha aprovechado su curva de aprendizaje para desarrollar mejoras en la técnica e innovaciones que permiten mitigar y reducir los impactos de su actividad para proteger el medio ambiente, generar seguridad energética, recursos e ingresos que permiten financiar la inversión pública y apalancar el desarrollo social.

35 Op.Cit. Ferguson. p. 817.
36 https://www.chathamhouse.org/2022/04/ukraine-war-and-threats-food-and-energy-security/05-responding-direct-and-cascading-risks

ENSAYO 2

ENSAYO 2

Ensayo 2:
Viabilidad jurídica de la exploración y producción de yacimientos no convencionales:
Análisis crítico normativo y jurisprudencial en consideración de la normatividad ambiental

Autor: José Vicente Zapata[37]
Equipo investigador: Juan Casallas - Rafael Toledo[38]

Resumen ejecutivo

A raíz de la expedición del marco normativo aplicable al desarrollo de las actividades de exploración y producción en los denominados yacimientos no convencionales (en adelante YNC) a través de la técnica de fracturación hidráulica horizontal multi-etapa (mal conocida como fracking), se han suscitado una serie de procesos y demandas judiciales en contra de la normatividad que regula la citada actividad, a efectos de frenar su desarrollo en el país. La judicialización de esta discusión pareciera desconocer de manera expresa el contexto de los principios que rigen el desarrollo sostenible, al pretender darse aplicación al principio de precaución como fuente y base de la posible nulidad del marco regulatorio aplicable. Resulta entonces necesario decantar y explicar las normas que rigen esta actividad desde la óptica del derecho ambiental, la forma en que resultan o no aplicables los principios de prevención y precaución, y el desarrollo jurisprudencial en curso de la temática, para concluir que tal marco jurídico en efecto integra el principio de precaución como elemento que debería viabilizar la exploración y producción en YNC en Colombia. Resta ver si los procesos judiciales en curso coinciden con las conclusiones aquí expuestas.

Executive summary

Following the issuance of the regulatory framework applicable to the development of exploration and production activities in the so-called Unconventional Reservoirs through the technique of multi-stage horizontal hydraulic stimulation, wrongly known as fracking, there have been a series of judicial proceedings and lawsuits against such regulations, in order to halt their development in the country. The judicialization of this discussion seems to expressly reject the context of the principles that govern sustainable development, in particular by

37 Socio en la oficina de Holland & Knight en Bogotá, con más de 30 años de experiencia en el sector de recursos naturales. Centra su práctica en asuntos corporativos y comerciales, con énfasis en medio ambiente, energía y recursos naturales, asuntos regulatorios y contractuales, así como en cumplimiento corporativo y casos de responsabilidad. Representa compañías eléctricas, petroleras, gasíferas, mineras, agroquímicas e industriales. Además, regularmente asesora a clientes en la estructuración de transacciones de inversiones extranjeras, reorganizaciones empresariales y fusiones y adquisiciones, así como en asuntos de responsabilidad ambiental y procedimientos judiciales como acciones colectivas y reclamos internacionales.
Ha sido asesor adjunto en importantes arbitrajes internacionales comerciales y de inversión bajo las reglas de la Cámara de Comercio Internacional (CCI) y el Centro Internacional para la Solución de Diferencias Relativas a Inversiones (CIADI), que involucraron asuntos judiciales internacionales delicados de interés para Colombia.
Es docente en universidades en temas de responsabilidad ambiental, desarrollo sostenible, hidrocarburos y minería desde la óptica jurídica ambiental. También es autor de diversas publicaciones en materia de energía y recursos naturales.

38 El Dr. Casallas es senior counsel en Holland & Knight y experto en temas de derecho público y litigios administrativos. El Dr. Toledo es asociado en Holland & Knight, con particular conocimiento en temas regulatorios del sector hidrocarburos.

applying the precautionary principle as a basis and source of nullification of the applicable regulatory regime. It is therefore necessary to decant and assess the norms that rule this activity from an environmental point of view, the manner in which the prevention and precautionary principles apply and case law development in course with respect to this subject matter, in order to conclude that said legal framework in fact integrates the precautionary principle as an essential element that should make viable the exploration and production of these reservoirs in Colombia. It is yet to be seen whether the courts will conclude likewise.

1. Consideraciones introductorias

En Colombia existen a la fecha diversos procesos judiciales[39] de gran relevancia relacionados con las actividades en YNC y su posible prohibición, a través de los cuales se pretende, en relación con estas actividades en el sector hidrocarburos, bien sea (i) la nulidad simple[40] regulada en el Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo (en adelante "CPACA"); (ii) la nulidad por inconstitucionalidad[41] regulada en el mismo CPACA; o (iii) la prohibición de la actividad mediante la acción popular[42] regulada en la Constitución Política de 1991. El común denominador de las acciones antes mencionadas, además de pretender restringir el desarrollo de los YNC, es que las mismas se han fundamentado en la

39 Al respecto ver los siguientes expedientes que se refieren a los procesos judiciales que al momento de elaboración del presente artículo están siendo tramitados y que de una o de otra manera buscan evitar el desarrollo de actividades de exploración y producción en yacimientos no convencionales:
Acción de Nulidad Simple promovida por Esteban Antonio Lagos en contra del Decreto 3004 de 2013 y Resolución 90341 de 2014). Radicado 11001032600020160014000. Sección Tercera del Consejo de Estado. Consejero Ponente Jaime Enrique Rodríguez Navas antes Ramiro de Jesús Pazos Guerrero – Pendiente discusión de proyecto de sentencia.
Acción de Nulidad Simple promovida Bryan Danilo Mejía y otros en contra de la Resolución 180742 de 2012. Radicado 11001032600020170014700. Sección Tercera del Consejo de Estado. Consejero Ponente Martín Gonzalo Bermúdez Muñoz – Se registró proyecto de sentencia para ser discutido por la Sala Plana de la Sección Tercera en marzo de 2021.
Acción de Nulidad Simple promovida por Carlos Andrés Echeverry y otros en contra del Decreto 328 de 2020. Radicado 11001032600020200004200. Sección Tercera del Consejo de Estado. Consejero Ponente Nicolás Yepes Corrales.
Acción de Nulidad Simple promovida por Carlos Andrés Echeverry en contra del artículo 2.2.1.1.1A.2.3 del Decreto 328 de 2020. Radicado 11001032600020200005200. Sección Tercera del Consejo de Estado. Consejero Ponente Alberto Montaña Plata – Este proceso fue acumulado dentro del proceso con No. de radicado 11001032600020200004200. Sección Tercera del Consejo de Estado. C.P. Nicolás Yepes Corrales.
Acción de Nulidad Simple promovida por Jaime Luis Olivella y otros en contra del Decreto 3004 de 2013, la Resolución 90341 de 2014, la Resolución 1655 de 2015, la Resolución No. 6984 de 2016, y el Decreto 328 de 2020. Radicado 11001032600020200005000. Sección Tercera del Consejo de Estado. Consejero Ponente Martín Gonzalo Bermúdez Muñoz – Este proceso va a ser tramitado por la Sección Primera del Consejo de Estado con ocasión a una declaración de falta de competencia, a la fecha no se ha asignado nuevo consejero ponente.
Acción Popular para la "protección de los derechos e intereses colectivos a un medio ambiente sano con ocasión del Fracking" promovida por Alvaro Efraín Diazgranados de Pablo. Radicado 25000234100020180069100. Sección Primera del Tribunal Administrativo de Cundinamarca. Consejero Ponente Moisés Rodrigo Mazabel Muñoz.
Apelación contra el Auto del 16 de enero de 2020 proferido por la Sección Primera del Tribunal Administrativo de Cundinamarca dentro del proceso de acción popular para la "protección de los derechos e intereses colectivos a un medio ambiente sano con ocasión del Fracking". Radicado 25000234100020180069101. Sección Primera del Consejo de Estado. Consejera Ponente Nubia Margoth Peña Garzón.

40 "Artículo 137. Nulidad. Toda persona podrá solicitar por sí, o por medio de representante, que se declare la nulidad de los actos administrativos de carácter general.
Procederá cuando hayan sido expedidos con infracción de las normas en que deberían fundarse, o sin competencia, o en forma irregular, o con desconocimiento del derecho de audiencia y defensa, o mediante falsa motivación, o con desviación de las atribuciones propias de quien los profirió (...)"

41 "Artículo 135. Nulidad por inconstitucionalidad. Los ciudadanos podrán, en cualquier tiempo, solicitar por sí, o por medio de representante, que se declare la nulidad de los decretos de carácter general dictados por el Gobierno Nacional, cuya revisión no corresponda a la Corte Constitucional en los términos de los artículos 237 y 241 de la Constitución Política, por infracción directa de la Constitución.
También podrán pedir la nulidad por inconstitucionalidad de los actos de carácter general que por expresa disposición constitucional sean expedidos por entidades u organismos distintos del Gobierno Nacional".

42 Constitución Política de 1991 - "Artículo 88 La ley regulará las acciones populares para la protección de los derechos e intereses colectivos, relacionados con el patrimonio, el espacio, la seguridad y la salubridad públicos, la moral administrativa, el ambiente, la libre competencia económica y otros de similar naturaleza que se definen en ella.
También regulará las acciones originadas en los daños ocasionados a un número plural de personas, sin perjuicio de las correspondientes acciones particulares.
Así mismo, definirá los casos de responsabilidad civil objetiva por el daño inferido a los derechos e intereses colectivos".

aplicación del principio de precaución ambiental[43], asumiendo la ausencia de información que permita conocer los impactos asociados con los proyectos de exploración y producción en este tipo de reservorios.

Resulta esencial anotar que, en el caso de las demandas de nulidad, se ha propuesto un silogismo atado a la noción misma del principio de precaución, de conformidad con el cual la expedición de las respectivas normas obvió el cumplimiento de tal precepto. El artículo 1 de la Ley 99 de 1993 prevé que el proceso de desarrollo económico y social del país se orientará según los principios universales y del desarrollo sostenible contenidos en la Declaración de Río de Janeiro de 1992 sobre Medio Ambiente y Desarrollo. En línea con ello se plantea normativamente que la formulación de las políticas ambientales tendrá en cuenta el resultado del proceso de investigación científica. Resulta entonces claro que la normatividad incorpora el estado de la ciencia a la definición de políticas ambientales. Sin embargo, la misma norma añade que:

> "[…] las autoridades ambientales y los particulares darán aplicación al principio de precaución conforme al cual, cuando exista peligro de daño grave e irreversible, la falta de certeza científica absoluta no deberá utilizarse como razón para postergar la adopción de medidas eficaces para impedir la degradación del medio ambiente."[44]

Expuesto lo anterior, pareciera que lo que se pretende exigir es un "test" o "examen" de legalidad que partiría del supuesto que la sola expedición de la norma crea un peligro de daño grave e irreversible, materializable con tal expedición normativa y que comporta la consecuente ilegalidad de lo normado ante la posible falta de certeza científica de una actividad aún no adelantada. Este hipotético silogismo pareciera ser el que ha generado la dificultad en proyectar una sentencia que no resulte siendo fuente de nulidad de toda norma o acto administrativo subsecuente en dónde se asuma que se obvió el referido principio. No es posible compartir esta aproximación.

De este planteamiento, y dada la importancia de los procesos judiciales que se mencionaron, resulta necesario referenciar el contenido de dos de tales procesos, los cuales se adelantan ante la Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Tercera del Consejo de Estado. Estos procesos, como ocurre con la temática en general, no han sido ajenos a las diferencias que la técnica genera en distintas jurisdicciones (muchas de las cuáles no cuentan con potencial hidrocarburífero)[45].

43 "Ley 99 de 1993. Artículo 1º: Principios Generales Ambientales. La política ambiental colombiana seguirá los siguientes principios generales:[…]
6. La formulación de las políticas ambientales tendrá en cuenta el resultado del proceso de investigación científica. No obstante, las autoridades ambientales y los particulares darán aplicación al principio de precaución conforme al cual, cuando exista peligro de daño grave e irreversible, la falta de certeza científica absoluta no deberá utilizarse como razón para postergar la adopción de medidas eficaces para impedir la degradación del medio ambiente".

44 Artículo 1 de la Ley 99 de 1993, numeral 6. Ver también sentencia de la Corte Constitucional C-293 de 2003.

45 Pueden verse entre otros: WESTBERG PETERS, L. (2014) Fractured Land - The Price of Inheriting Oil, St. Paul, The Minessota Historical Society Press; PRUD'HOMME, A. (2014) Hydrofracking - What Everyone Needs to Know Oxford, Oxford University Press; GRAVES, J. (2012) Fracking - America´s Alternative Energy Revolution, Ventura, CA., Safe Harbor International Publishing; FAULKNER, CH. (2014) The Fracking Truth, Doylestown, PA, Platform Press.

A. Proceso de nulidad en contra del Decreto 3004 de 2013 y la Resolución 90341 de 2014.

Para el caso puntual de este proceso se debe tener presente que a la fecha de elaboración del presente análisis el Consejo de Estado no ha podido proferir una decisión de fondo respecto de si procede o no la nulidad en contra de las normas acusadas. De manera preliminar, pareciera que tal demora estriba en la dificultad jurídica que supondría que una norma legalmente expedida deba ser declarada nula no por contrariar normas superiores sino por la aplicación de un principio del derecho ambiental[46].

B. Proceso de nulidad en contra del Decreto 328 de 2020.

La situación de este proceso resulta aún más particular, pues en el marco de las discusiones que se han suscitado en el país en torno al desarrollo de actividades en YNC se plantea la insuficiencia de información como base del argumento, lo cual generó la necesidad de convocar a una comisión interdisciplinaria de expertos para que analizaran la situación particular del país de cara a esta actividad y emitieran una serie de recomendaciones tendientes a determinar si el marco normativo aplicable resultaba o no suficiente para brindar "seguridad" o "entendimiento adecuado" de los efectos de la actividad propuesta. Dentro de las determinaciones tomadas por la mencionada comisión[47] está la de adelantar unas pruebas piloto de investigación integral (en adelante "PPII") con el fin de poder recabar la información necesaria, de tal suerte que por medio de un ejercicio científico se pudieran determinar los ajustes que deben aplicarse a la reglamentación existente. Lo que hace curioso este proceso es que con la expedición del Decreto 328 de 2020 se fijaron las reglas técnicas para el desarrollo de los PPII[48], reglas que los mismos detractores de la actividad demandan para que sean declaradas nulas, impidiendo recabar o conseguir (de ser aplicable) la información que se considere faltante para ajustar el marco regulatorio existente. Pues, en términos sencillos, la oposición no se extiende solamente a que lo normado resulta nulo, sino que tampoco se acepta que se adelanten las actividades, pruebas o análisis necesarios para recabar la información necesaria a fin de determinar la viabilidad o no de la actividad. Nada más alejado del principio de precaución que esta formulación contraproducente del mismo principio.

Resulta de particular importancia este aspecto pues pareciera, ab initio, que una prohibición únicamente podría resultar procedente sí el órgano estatal competente así lo decidiere (Congreso de la República[49]), pues no está de más recordar que a los jueces colombianos no les está dada la facultad legal, constitucional y/o reglamentaria para que a través de sus decisiones judiciales prohíban el desarrollo de actividades que responden a intereses

46 Ibíd.
47 Informe sobre los efectos ambientales (bióticos, físicos y sociales) y económicos de la exploración de hidrocarburos en áreas con posible despliegue de técnicas de fracturamiento hidráulico en roca generadora mediante perforación horizontal. Comisión Interdisciplinaria Independiente. Bogotá, abril de 2019.
48 Al respecto ver los fundamentos de hecho y derecho del Decreto 328 de 2020.
49 Artículo 150 de la Constitución Política de Colombia.

legales[50] y constitucionalmente legítimos[51].

Paralelo a los procesos judiciales, se ha visto también cómo se han intentado tramitar proyectos de ley que buscan prohibir el desarrollo de la actividad e incluso propendiendo por convertir en delito el desarrollo de actividades en YNC[52]. Hasta el momento, estos proyectos de ley no han logrado reunir la voluntad política que se requiere para que se puedan convertir en ley. Prueba de lo anterior está en que la reforma integral al capítulo de delitos ambientales proferida por la Ley 2111 de 2021[53] eliminó el tipo penal específico de exploración y producción en YNC.

El presente estudio, evidentemente, no comprende los análisis de conveniencia o no de la actividad, como tampoco busca analizar las bondades o no de los argumentos sociales o mediáticos, que se han presentado en contra de la actividad. El presente análisis es estrictamente jurídico y es dentro de tal contexto que busca brindar claridad respecto de la validez de las normas y el contrasentido que ha representado su judicialización en el contexto de las demandas citadas.

2. La regulación de los YNC en Colombia - Marco regulatorio sectorial y ambiental

La regulación relativa a la exploración y producción en YNC en Colombia se forjó mediante un proceso largo, riguroso y cuidadoso. Para el efecto, no solamente se contó con el trabajo dedicado de distintas entidades públicas y ministerios, sino que se incorporaron las mejores prácticas de múltiples jurisdicciones luego de extensos procesos de revisión, verificación y capacitación. De este esfuerzo resultaron las normas y recomendaciones que a continuación se precisan.

Así las cosas, en mayo de 2008, el Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES) expidió el documento 3517[54], por medio del cual conminó a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y al Ministerio de Minas y Energía para que expidieran un marco normativo para la asignación de contratos para la exploración y producción de gas metano asociado al carbón. Este avance se consideró como el primer paso o el momento hito en el que se comenzó a diferenciar el régimen legal aplicable a las actividades petroleras en función del tipo de recurso y su ubicación geológica.

50 Constitución Política de 1991 – "Articulo 333. La actividad económica y la iniciativa privada son libres, dentro de los límites del bien común. Para su ejercicio, nadie podrá exigir permisos previos ni requisitos, sin autorización de la ley.
La libre competencia económica es un derecho de todos que supone responsabilidades.
La empresa, como base del desarrollo, tiene una función social que implica obligaciones. El Estado fortalecerá las organizaciones solidarias y estimulará el desarrollo empresarial.
El Estado, por mandato de la ley, impedirá que se obstruya o se restrinja la libertad económica y evitará o controlará cualquier abuso que personas o empresas hagan de su posición dominante en el mercado nacional.
La ley delimitará el alcance de la libertad económica cuando así lo exijan el interés social, el ambiente y el patrimonio cultural de la Nación".

51 Constitución Política de 1991 - Artículo 332. El Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables, sin perjuicio de los derechos adquiridos y perfeccionados con arreglo a las leyes preexistentes.

52 Ver exposición de motivos de la Ley 2111 de 2021.

53 Ley 2111 del 29 de julio de 2021 "por medio del cual se sustituye el Título XI "De los delitos contra los recursos naturales y el medio ambiente" de la Ley 599 de 2000, se modifica la Ley 906 de 2004 y se dictan otras disposiciones".

54 Lineamientos de política para la asignación de los derechos de exploración y explotación de gas metano en depósitos de carbón.

Con posterioridad a ello, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 181495 de 2009, en la cual se fijaron medidas generales para la exploración y producción de hidrocarburos, se definió el término Yacimientos No Convencionales[55] y se estableció el requerimiento de tecnología avanzada para acceder a estos recursos. Seguidamente, se profirió la Resolución 18 0742 de 2012[56], a través de la cual se fijaron por primera vez en Colombia los estándares técnicos que se tenían que cumplir para poder avanzar en la exploración y producción en este tipo de yacimientos. No obstante, es de capital importancia anotar que esta resolución con excepción de los artículos 18 y 19 fue derogada expresamente por la Resolución 90341 de 2014 (actualmente suspendida por decisión del Consejo de Estado y cuya nulidad, al igual que la del Decreto 3004 de 2013, está pendiente de ser resuelta).

En lo que atañe al Decreto 3004 de 2013 y la Resolución 90341 de 2014 conviene señalar que estas normas fueron expedidas con el único fin de actualizar y de hacer mucho más riguroso el aspecto técnico que rodea la exploración y producción en YNC. En otras palabras, su promulgación ratificaba la aplicación del principio de prevención, pues las normas se hicieron más rigurosas para reglamentar los impactos que fueron evidenciados y que en la norma de 2012 no quedaban resueltos completamente. Esta situación ha sido parte de la discusión conforme a la cual se ha solicitado al mismo Consejo de Estado, se abstenga de declarar la nulidad de estas normas que, como se anotó, están suspendidas por una decisión confirmada en septiembre de 2019 adoptada por la Sala Plena de la Sección Tercera del Consejo de Estado.

De cara a los estándares ambientales, que muchas veces se confunden con los aspectos técnicos de la actividad propiamente, se debe señalar que el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible expidió la Resolución 0421 de 2014[57], por medio de la cual se adoptaron los términos de referencia para la elaboración de un estudio de impacto ambiental para la perforación exploratoria de hidrocarburos y se fijaron reglas específicas para la exploración de hidrocarburos en YNC. Esta diferencia es necesario fijarla, pues a la fecha no se han expedido los términos de referencia para la elaboración del estudio de impacto ambiental para la explotación de hidrocarburos en YNC, lo cual se espera suceda en los próximos años.

En relación con la mencionada Resolución 0421, resulta esencial además recordar que los términos de referencia son verdaderos lineamientos que la autoridad ambiental señala para la elaboración y ejecución de los estudios que deben ser presentados ante la autoridad ambiental competente. Estos términos, además, no obvian la necesidad de cumplir con

55 Artículo 6° […]
Yacimientos No Convencionales: Son todos donde la acumulación es predominantemente regional, extensa y la mayoría de las veces independiente de trampas estratigráficas o estructurales. Poseen bajas porosidades y permeabilidades y pobres propiedades petrofísicas. Su desarrollo requiere de alta tecnología, se les asocia muchas reservas y son capaces de producir por varias décadas. Los típicos yacimientos no convencionales incluyen las arenas apretadas de gas, carbonatos apretados, gas de capas de carbón, hidrocarburos de carbonatos y/o areniscas naturalmente fracturadas, arenas bituminosas, gas de lutitas.

56 Por la cual se establecen los procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

57 Por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos y se toman otras determinaciones.

los restantes requerimientos asociados a toda licencia ambiental (p. ej. audiencias públicas ambientales solicitadas, consulta previa con comunidades étnicas, cumplimiento de otros mecanismos de participación ciudadana). Adicionalmente, la citada Resolución 0421, en línea con lo planteado respecto del principio de prevención, precisa que su expedición obedece precisamente a la necesidad de ajustar los anteriores términos de referencia a los cambios normativos que afectan la elaboración, presentación y evaluación de los estudios de impacto ambiental. En otras palabras, se trata de elementos dinámicos atados al avance científico y técnico aplicable; podría decirse incluso que son verdaderas guías no exclusivas. La presentación de un estudio de impacto ambiental con sujeción a los citados términos de referencia no impide que la autoridad ambiental solicite motivadamente al interesado información adicional específica que se considere indispensable para evaluar y decidir la viabilidad de un proyecto de YNC.

Mención particular merece el denominado Anexo No. 3 de los citados Términos de Referencia para la Elaboración del Estudio de Impacto Ambiental en Proyectos de Perforación Exploratoria de Hidrocarburos. Al punto, se señala:

> "El Anexo No. 3 de los Términos de Referencia para la Elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para Proyectos de Perforación Exploratoria de Hidrocarburos en Yacimientos no Convencionales, tiene como objetivo presentar los términos de referencia y requerimientos adicionales para los proyectos que pretenden desarrollar un Estudio de Impacto Ambiental con su respectivo Plan de Manejo Ambiental para la perforación exploratoria de hidrocarburos presentes en yacimientos no convencionales, exceptuando arenas bituminosas e hidratos de metano.
>
> La razón de establecer términos de referencia y requerimientos adicionales se fundamenta en las particularidades propias de las actividades de exploración de yacimientos no convencionales, que ameritan un tratamiento y análisis especial con énfasis en las medidas de manejo y mitigación de potenciales impactos y riesgos ambientales y sociales.
>
> Estos términos de referencia y requerimientos deben presentarse como una parte adicional a los requerimientos de los Términos de Referencia de Exploración de Hidrocarburos, pero deben ser incluidos de forma tal que constituyan un solo documento integrado del EIA y PMA, donde se identifiquen de manera holística las actividades, las áreas de influencia, la línea base, evaluación de impactos y medidas de manejo con relación a la actividad de exploración de yacimientos no convencionales."

Nuevamente, en desarrollo del principio de prevención, se recogieron las mejores prácticas y los avances técnicos aplicables y se recogieron aquellos impactos identificados de manera tal que los mismos hicieran parte del estudio de impacto ambiental. De especial importancia resultan las exigencias específicas en aquellas materias que han generado mayores

preocupaciones:

- Exigencias de reporte respecto de los componentes del fluido de estimulación hidráulica y los reportes establecidos de manera particular de cara a riesgos a la salud, información ecotoxicológica y concentraciones manejadas, así como información relativa a su biodegradabilidad en bases de datos disponibles de manera permanente al público. Esto incluye además, la necesidad que el plan de manejo ambiental contenga un análisis de riesgo general de contaminación de agua subterránea con sus respectivas medidas de manejo, incluyendo de manera particular los métodos de transporte de fluidos de estimulación, capacidades de almacenamiento para la prevención y contención de derrames, así como detalle de volúmenes de químicos a mantener in situ. Cabe mencionar la prohibición expresa de mezclar o almacenar componentes del fluido de estimulación hidráulica en piscinas al aire libre, garantizando además los niveles de COV. La prohibición aplica también al almacenamiento de fluidos de retorno y aguas producidas, respecto de las cuales se definen exigencias específicas para su tratamiento.

- Se debe definir la denominada "Área de Revisión" para los arreglos de pozos. Estos arreglos pueden ser de dos tipos distintos, cada uno de los cuales tiene una manera particular de determinar su área de revisión. El (i) primer tipo de arreglos se compone tanto de pozos verticales como horizontales, su área de revisión se define como el espacio comprendido entre las secciones verticales y horizontales del pozo o arreglo de pozos. El radio horizontal deberá ser del lateral más largo que se tenga proyectado para el pozo o arreglo de pozos. El (ii) segundo tipo remite a los arreglos que se componen exclusivamente de pozos verticales (sin horizontales), su área de revisión será la comprendida verticalmente, entre la longitud de la sección vertical del pozo o arreglo de pozos y, horizontalmente, tres (3) veces la distancia del radio de estimulación hidráulica. Estas nociones, todas, con el propósito de garantizar que el conocimiento asociado a la actividad se controla y los riesgos se detallan adecuadamente en un área precisa y particular.

- La caracterización del área de influencia del proyecto detalla condiciones particulares tanto para (i) el medio abiótico (geología, calidad del agua subterránea, calidad del aire, ruido, y radioactividad natural), (ii) la demanda, uso, aprovechamiento y afectación de recursos naturales (vertimientos, disposición de aguas a suelos, gestión de aguas de producción y formación a través de reinyección) y (iii) planes y programas de manejo de la actividad (uso de aguas superficiales y subterráneas, pozos inyectores y aguas subterráneas, emisiones atmosféricas y calidad del aire, ruido, estimulación hidráulica y sismicidad, medidas adicionales respecto al fluido de retorno, medidas particulares de socialización, planes de contingencias, y planes de desmantelamiento y abandono).

- Como parte inherente de estas condiciones y elementos, se atienden cada una de las preocupaciones respecto de las cuales la técnica ha tenido cuestionamientos. Es decir, se trata no solo de la identificación científica de cada uno de los impactos asociados a la estimulación hidráulica horizontal multietapa, sino de la inclusión de las medidas requeridas respecto de los citados riesgos. Como en otros proyectos, obras o actividades se detallan los riesgos y se definen sus medidas de manejo. No es cierto entonces, que no exista la definición de los impactos ambientales a nivel normativo. Sería un caso distinto si el Estado colombiano, evidenciando la importancia y necesidad de garantizar una transición energética viable y responsable, prefiere optar por importar hidrocarburos y no responder a las crecientes necesidades energéticas con recursos locales, controlados localmente y atendidos al amparo del citado principio de prevención.

En el mismo año 2014, se expidió el Decreto 2041, ahora compilado en el Decreto 1076 de 2015, en el cual expresamente se señala que los proyectos de exploración y producción de hidrocarburos en YNC requieren contar con licencia ambiental para su desarrollo. Esta regla fue posteriormente reafirmada por el Decreto 328 de 2020.

Siguiendo con la expedición de normas dentro de las competencias propias de las entidades que tienen injerencia en el desarrollo de actividades relacionadas con YNC, el Servicio Geológico Colombiano en 2017 expidió las Resoluciones D-149[58] y D-277[59], a través de las cuales fijó las reglas y parámetros aplicables al monitoreo de sismicidad cerca de pozos exploratorios o productores en estos yacimientos.

En el mismo año 2017, la ANH expidió el Acuerdo 2, a través del cual fijó los reglamentos de contratación de áreas para la exploración y producción de hidrocarburos en general, y además estableció reglas y criterios aplicables para quienes quieran desarrollar actividades en YNC.

Ahora bien, como se ha sostenido a lo largo del presente documento, a raíz de todo lo que ha enmarcado los procesos judiciales, así como de las recomendaciones dadas por la Comisión Interdisciplinaria Independiente, en febrero de 2020 el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto 328[60] para el desarrollo de los PPII, en el cual se fijaron asuntos técnicos y se reafirmó una regla ampliamente conocida por el sector petrolero: el requerimiento de una licencia ambiental para las actividades de perforación exploratoria, independientemente de si se trata de actividades comerciales o científicas (como es el caso de los PPII). Además de haber señalado previamente que este decreto se encuentra demandado ante

58 Por la cual se determinan las especificaciones del monitoreo de sismicidad cerca de los pozos de exploración y/o producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.
59 Por la cual se modifica el artículo 3º de la Resolución número D-149 de 2017.
60 Por el cual se fijan lineamientos para adelantar Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII) sobre Yacimientos No Convencionales (YNC) de hidrocarburos con la utilización de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal (FH-PH), y se dictan otras disposiciones.

el Consejo de Estado, conviene precisar que el 29 de noviembre[61] el consejero Nicolás Yepes Corrales negó tres solicitudes de suspensión provisional del mismo. Esto por cuanto a juicio del consejero no se encontraron justificaciones suficientes que permitieran acceder a tales solicitudes.

Se destaca que, en el marco del desarrollo de los PPII, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, por medio del Auto Nº 9626 de 2021, ordenó recientemente la celebración de la audiencia pública ambiental dentro del trámite de solicitud de licencia ambiental para el desarrollo del Contrato Kalé[62] suscrito entre la ANH y Ecopetrol S.A. el 24 de diciembre de 2020.

Todo lo anterior permite concluir sin ambages que en Colombia se ha proferido un marco normativo robusto, en atención a las particularidades propias de la actividad en YNC. Este hecho no impide que las normas no puedan ser ajustadas y/o actualizadas según el avance de la ciencia, pues pretenderlo haría imposible el desarrollo de cualquier actividad económica.

En tal sentido, como ha ocurrido en el pasado con la legislación técnica y ambiental en Colombia no solamente se regularon los aspectos puntuales identificados por la ciencia correspondiente, sino que se fue más allá. Se identificaron posibles aspectos que con ocasión de los proyectos piloto pudieran además quedar cobijados por nuevas y adicionales normas que en su oportunidad expedirá, de ser necesario, el gobierno colombiano. En ninguna otra jurisdicción se ha aplicado de manera más clara el principio de prevención.

3. Los principios de prevención y precaución en el marco de las autorizaciones ambientales

Dentro de los principios jurídicos ambientales de mayor relevancia, se ubican los principios de prevención y de precaución[63]. Ambos, fundamentales en la estructura jurídica ambiental, buscan delimitar aspectos esenciales relativos a impactos y daños ambientales en el marco de avances científicos permanentes, contentivos tanto de riesgos como de medidas de manejo asociadas[64]. Aunque los dos principios típicamente se tratan y documentan coetáneamente, su origen es diverso[65]. Los principios no tienen por propósito generar un marco jurídico de inacción contrario al desarrollo sostenible. Por el contrario, parten del conocimiento existente en un momento determinado dado el estado de la ciencia o arte.

61 Ver Auto del 29 de noviembre del Consejero Ponente Nicolás Yepes Corrales.
62 Contrato Especial de Proyecto de Investigación.
63 RODRIGUEZ, G.A. & VARGAS-CHAVEZ, I. (2016) (compiladores) La Prevención en Materia Ambiental: Tendencias Actuales, Bogotá, Universidad del Rosario; RODRIGUEZ, G.A. & VARGAS-CHAVEZ, I. (2017) (compiladores) Principio de Precaución - Desafíos y Escenarios de Debate, Bogotá, Universidad del Rosario - Editorial Temis.
64 SUNSTEIN, C.R. (2009) Laws of Fear - Beyond the Precautionary Principle, Cambridge, Cambridge University Press.
65 SANDS, PH. (2003) Principles of International Environmental Law, (second edition), Cambridge, Cambridge University Press, p. 267. Sands puntualiza que el principio de prevención tiene sus orígenes en la década de los 30´s, mientras el principio de precaución es posterior y se ubica en sus orígenes en la mitad de la década de los 80.

El principio de prevención ha sido ligado a los permisos y autorizaciones de carácter ambiental, los instrumentos de manejo ambiental que habiendo identificado los impactos de una actividad la condicionan o limitan de manera tal que la misma pueda avanzar con sujeción a lineamientos definidos. Tal es el caso particular de la licencia ambiental. Es decir, se trata de un principio que comporta una labor ex ante respecto del desarrollo de proyectos, obras o actividades que pueden generar impactos ambientales. Conociéndose los posibles impactos de un proyecto, obra o actividad, se definen las medidas necesarias para atender los mismos. El principio de precaución, por su parte, exige la existencia de un riesgo serio e irreparable no identificado científicamente y una definición proporcional ambiental frente a tal hipótesis. Ante tal circunstancia particularísima, la falta de claridad científica no debe ser motivo para evitar medidas ambientalmente definidas como necesarias.

El análisis en curso permite indicar que los impactos y efectos de la actividad de estimulación hidráulica horizontal multietapa están identificados. Por lo tanto, pareciera resultar claro que es el principio de prevención el que debe prevalecer. Ello no quiere decir que no existan impactos, sino que tales impactos son conocidos y pueden manejarse responsablemente ante la necesidad de garantizar reservas y producción para Colombia. Evidentemente, corresponderá al Estado la diligencia en la implementación del citado principio de prevención[66].

Desde la sentencia C-293 de 2002 la Corte Constitucional se ha ocupado, no consistentemente[67], del principio de precaución. De los cinco elementos que recoge el fallo en mención, genera una particular preocupación la omisión de exigir que exista peligro de daño grave e irreversible. Este elemento no puede ser pasado por alto puesto que las decisiones deben limitarse a considerar las preocupaciones de impacto que un riesgo determinado genera. Si este análisis se extiende a la necesidad de motivar la decisión de aplicación del principio frente a una certeza científica razonada, tenemos que existe suficiente evidencia que permite determinar los impactos que la actividad de estimulación hidráulica horizontal multietapa ha de generar y las medidas concomitantes que se requieren para atender tales impactos.

Lo que analizamos no es el componente de política ambiental sino el jurídico. Existen normas claras que identifican los impactos, y dichos impactos, dado el estado de la ciencia, tienen forma de atenderse. Las operaciones asociadas no son distintas de las que ya se adelantan en otros escenarios de exploración y producción de hidrocarburos, por lo cual debe aplicarse el principio de prevención y no el de precaución en sus respectivos elementos jurídicamente definidos.

66 Ver MONTOYA PARDO, M.F., "Regulation of Unconventional Reservoirs in Colombia" en ZILLMAN, D.N., MCHARG, A., BARRERA-HERNÁNDEZ, L.B. & BRADBROOK, A. (2014) (Editors) The Law of Energy Underground - Understanding New Developments in Subsurface Production, Transmission, and Storage, Oxford, Oxford Univertity Press, p. 231-244.

67 Ver decisiones de la Corte Constitucional, C-073 de 1995, C-035 de 1999, C-671 de 2001, C-339 de 2002, C-293 de 2002, C-703 de 2010, T-204 de 2014.

Como se ha indicado anteriormente, tanto el Estado colombiano como los jueces han indicado respecto de la actividad en comento que se pueden y deben desarrollarse pruebas piloto que permitirán afianzar el conocimiento científico, de manera tal que la licencia ambiental para tales pruebas defina el manejo de los impactos ya identificados, al tiempo que se permita reunir la información científica necesaria para determinar si en efecto tales impactos pueden ser adecuadamente manejados. Correspondería entonces concluir que si después de realizar las pruebas piloto los impactos son manejables al amparo del principio de prevención, nada debería obstar para adelantar tal actividad a nivel formal exploratorio y de producción, al amparo de nuevas licencias ambientales que también incorporarán el nuevo conocimiento adquirido en los pilotos.

Tanto la Ley 99 de 1993, como el Decreto 1076 de 2015 prevén de manera clara que las actividades de exploración y producción de hidrocarburos están precisamente sujetas a licencia ambiental[68]. En efecto, ya han sido incorporadas al Decreto 1076 de 2015 normas asociadas con la actividad de exploración y producción de yacimientos no convencionales de hidrocarburos. Es entonces la licencia ambiental la llamada a incorporar las medidas que, dado el estado de la ciencia, deben verificarse en aras de dar viabilidad a la actividad propuesta[69]. Es más, la discusión parece olvidar también un corolario fundamental: nada impide que la autoridad ambiental suspenda o revoque la licencia ambiental de existir el fundamento técnico y jurídico para ello.

La doctrina ha planteado que se ha creado un marco de temor que lleva a la inacción, afectando así el desarrollo[70]. Se confunden fácilmente las cargas jurídicas que impone el principio de precaución de cara a la culpa del agente causante de un impacto que resulta en un daño jurídicamente tipificado[71]. De manera similar, se confunden las aproximaciones jurídicas que respecto de la carga de la prueba origina el principio de precaución[72]. Un enfoque es aquel ya descrito y recogido en la Ley 99 de 1993 y otro, que afectaría gravemente el desarrollo sostenible, es aquel que supondría certeza científica total para poder avanzar en proyectos, obras o actividades que causan impactos al medio ambiente[73]. Para considerar lo anterior, se debe tener en cuenta que todo proyecto, obra o actividad genera impactos relevantes en el medio ambiente.

Como se ha expuesto, vivimos en una sociedad de riesgos. Asumir que existe certeza total científica respecto de la ausencia de impactos ambientales de un proyecto, obra o actividad es un imposible científico[74]. El riesgo siempre existe en las actividades que se desarrol-

68 Ver artículo 2.2.2.3.2.2. Decreto 1076 de 2015; artículo 52 Ley 99 de 1993.
69 Medidas que normativamente incluyen las de compensación, corrección, mitigación y prevención.
70 SUNSTEIN, C.R., Ob. cit., p. 42. Señala el autor: "In the context of fear and risk regulation, there is a clear implication: People will be closely attuned to the losses produced by any newly introduced risk, or by any aggravation of existing risks, but far less concerned with the benefits that are forgone as a result of regulation."
71 Ver VINEY, G. & DUBUISSON, B. (2006) Les Responsabilités Environnementales Dans L´espace Européen, Bibliothèque de la Faculté de Droit de L'Université Catholique de Louvain, Bruxelles, Bruylant, p. 62-65.
72 BERNIE, P.W. & BOYLE, A.E. (1992) International Law & The Environment, New York, Oxford University Press, p. 97-98; ver también SANDS, PH., Ob. cit., p.273.
73 NANDA, V.P. & PRING, G. (2013) (2nd Revised Edition) International Environmental Law & Policy for the 21st Century, Leiden, Martinus, Nijhoff Publishers, p. 63-64.
74 RODRIGUEZ, G.A. & VARGAS-CHAVEZ, I. (2017), Ob. cit., p. 68 y ss.

lan, incluyendo aquellas que buscan atender preocupaciones ambientales[75]. Tal es el caso de las nuevas energías renovables como el hidrógeno, el almacenamiento en baterías de mayor duración y la renovada aproximación respecto del uso de la energía nuclear[76]. Lo mismo puede predicarse del riesgo mismo inherente a una actividad. La existencia de un riesgo no se traduce en la necesidad de excluir la actividad propuesta o, contrario sensu, exigir una prueba científica absoluta respecto de la existencia misma del riesgo[77]. Ambos extremos resultan inaceptables. En el caso que se estudia, los impactos ya están identificados y las medidas para atenderlos definidas en el estado del arte, a diferencia de lo que ocurre con otros riesgos cuya claridad es menor[78]. Es más, ni el desarrollo de las pruebas piloto, ni el eventual desarrollo de la actividad de exploración y producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, ni la existencia de un instrumento de manejo ambiental basado adecuadamente en el principio de prevención permiten concluir que se modifica el régimen de responsabilidad de cara a la naturaleza jurídica de las actividades adelantadas. Lo que no puede erradamente concluirse es que el principio de precaución permite obviar los elementos necesarios para su aplicación en el contexto del desarrollo, de manera tal que se asuma que se trata de una "carta blanca" para atender las preocupaciones intuitivas de la sociedad, desconociendo el avance mismo de la ciencia y la necesidad de satisfacer necesidades humanas.

4. La problemática de los procesos judiciales en curso

Como se anticipó en la introducción, el énfasis de este análisis se centra en dos procesos de nulidad, con el fin de poder evidenciar cómo las pretensiones de los demandantes no cuentan con fundamentación sólida y por el contrario pareciera que están estructuradas sobre bases subjetivas que no deberían ser atendidas por el juez de instancia, en atención a las normas mismas que rigen tales acciones y sus presupuestos. Es más, amerita mención el hecho de que en procesos de nulidad que deberían atender la validez o no de expedición de unas normas, lo que se haya venido debatiendo es el contenido de la actividad que regulan.

El Decreto 3004 de 2013[79] y la Resolución 90341 de 2014[80] además de haber sido demandadas y de estar pendiente la decisión sobre su legalidad, se encuentran suspendidos por una cuestionable decisión tomada por el Consejo de Estado en noviembre de 2018[81] y confir-

75 Piénsese por ejemplo en el caso de las tecnologías asociadas con el tratamiento de aguas servidas y el uso de bacterias para el manejo de las mismas.

76 Ver GÜIZA-SUÁREZ, L, RODAS MONSALVE, J.C., CIFUENTES-GUERRERO, J.A. & GONZÁLEZ, J.P. (2019) (editores) ***Energías Renovables No Convencionales y Cambio Climático: Un Análisis para Colombia***, Bogotá, Editorial Universidad del Rosario.

77 FOSTER, C.E. (2011) Science and the Precautionary Principle in International Courts and Tribunals, Cambridge, Cambridge University Press.

78 FAURE, M. & WIBISANA, A. (2013) (editors) Regulating Disasters, Climate Change and Environmental Harm, Cheltenham, Glos, Edward Elgar.

79 Por el cual se establecen los criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

80 Por la cual se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

81 Auto del 8 de noviembre de 2018. Consejo de Estado. Sala de lo Contencioso Administrativo. Sección Tercera. Subsección B. Consejero Ponente: Ramiro de Jesús Pazos Guerrero. Radicación número: 11001-03-26-000-2016-00140-00 (57.819).

mada en el 2019[82]. Teniendo en cuenta que su aplicabilidad actualmente está suspendida hasta tanto se resuelva de fondo el caso, conviene precisar aspectos relevantes del proceso que permiten comprender la manera cómo se ha buscado limitar sin justificación alguna las actividades exploratorias y de producción en YNC.

Este proceso judicial se fundamenta por la parte demandante en la imperiosa necesidad de aplicar el principio de precaución para que se retiren del ordenamiento jurídico las normas. Esta afirmación, atada a la aplicación de tal principio en otras jurisdicciones y, de acuerdo a estudios internacionales, cuestiona la actividad y sus efectos colaterales.

Sobre la base anterior se adelantó el periodo probatorio respectivo conforme al cual se desvió el objeto mismo que tiene la acción de nulidad prevista en el artículo 137 del CPACA, en la cual al juez[83] únicamente le está dado analizar y cotejar la norma acusada con el ordenamiento jurídico vigente para determinar si hay lugar o no a que se declare la nulidad. Este sencillo marco de acción resultó desdibujado vía el análisis de los efectos en abstracto que podrían llegar a producir las normas demandadas, es decir la actividad misma. Este hecho que podría parecer menor conlleva en la realidad graves repercusiones, puesto que el hecho de que el juzgador defina con fundamento en posibles efectos si una norma está o no acorde con el ordenamiento jurídico no solamente constituye un riesgo claro a la validez de normas futuras, sino que constituye una extralimitación injustificada del ejercicio de sus funciones.

Conviene precisar que dentro del debate probatorio relacionado con la aplicación del principio de precaución se señaló que el estado de la ciencia no permite conocer adecuadamente los posibles efectos que se pueden derivar del desarrollo de la actividad. Esta aproximación desborda la discusión de validez o no de la norma. Entendimientos de esta naturaleza implicarían que al expedirse una norma y en aras de definir su validez jurídica, se exigiría conocer ex ante los efectos que podría producir la actividad regulada por la norma, dado el estado del arte o ciencia. Es claro que las normas no podrían rebasar el estado de la

82 Auto del 17 de septiembre de 2019. Consejo de Estado. Sala de lo Contencioso Administrativo. Sección Tercera. Sala Plena. Consejero Ponente: María Adriana Marín. Radicación número: 11001-03-26-000-2016-00140-00 (57.819).

83 Ver: Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Tercera, Subsección C. Sentencia del 19 de septiembre de 2016, Radicación número: 11001-03-26-000-2013-00149-00(49058), C.P.: Jaime Orlando Santofimio Gamboa:

"3.1.- La pretensión de nulidad desarrollada en el artículo 137 CPACA es una acción de naturaleza objetiva, pública, popular, intemporal, general e indesistible a través de la cual cualquier persona podrá solicitar directamente o por medio de su representante, ante la jurisdicción de lo contencioso administrativo, que un acto administrativo, incurso en alguna de las causales establecidas en la ley, pierda su fuerza ejecutoria por declaración judicial de nulidad en beneficio del ordenamiento jurídico y la legalidad.

3.2.- Se califica de objetiva, en la medida en que a través de su ejercicio sólo se puede pretender la preservación del ordenamiento jurídico y el principio de legalidad. Implica, por lo tanto, el desarrollo de una pretensión de carácter general dirigida a restablecer la juridicidad en interés de la comunidad y el Estado de derecho. De aquí que así mismo se predique su carácter de pública y popular, en la medida en que la preservación del ordenamiento jurídico no puede ser exclusivamente de interés de unos pocos o una carga funcional privativa de las autoridades. Respecto del mantenimiento de las instituciones jurídicas, históricamente se ha considerado que es una responsabilidad pública, una legitimidad abierta en cabeza de cualquier persona que advierta las rupturas al sistema jurídico ocasionadas con la entrada en vigencia de un acto administrativo que lo desconozca. (…)

3.3.- Lo objetivo de la acción implica así mismo una especial técnica de impugnación por parte del ciudadano interesado y de análisis jurídico por el juzgador. Se trata de la confrontación entre una norma superior que se argumenta trasgredida o violentada, y un acto administrativo al cual se le atribuye la infortunada virtud de ser causante de la trasgresión o violación; confrontación de la cual debe surgir una decisión declarativa de la existencia o no de violación al ordenamiento jurídico, en caso afirmativo sancionando la manifestación de voluntad de la administración con nulidad. La acción de nulidad no conlleva pretensión diferente, por lo tanto, no le corresponde al juez hacer un pronunciamiento distinto, ni mucho menos producir declaración alguna respecto de la situación de las personas sobre las cuales el acto declarado nulo produjo efectos jurídicos."

ciencia en un determinado momento dado el poder normativo de lo fáctico[84].

Estas situaciones ponen en evidencia que las discusiones han ido mucho más allá del marco jurídico que previó el legislador colombiano para las acciones de simple nulidad, pues se pretende que el juzgador entre a analizar los efectos en abstracto y además se exige a las normas "ir más allá de la ciencia"[85], so pena de aplicársele una consecuente nulidad al amparo de un principio como el de precaución.

Por otra parte, existe a la fecha otro proceso que pretende la nulidad del Decreto 328 de 2020[86]. Lo primero que ha de anotarse al respecto es que la expedición de este decreto se fundamenta en unos antecedentes nunca vistos en el país, pues el mismo tuvo en cuenta las recomendaciones[87] que dio la Comisión Interdisciplinaria Independiente y por el otro una decisión[88] del mismo Consejo de Estado proferida en el marco del desarrollo del proceso de nulidad adelantado en contra del Decreto 3004 de 2013 y la Resolución 90341 de 2014 previamente referenciado. Lo atípico de esto se puede extraer de las mismas consideraciones jurídicas que contempla el Decreto 328 de 2020 según las cuales:

> "Que en octubre de 2018, el Gobierno nacional designó una Comisión Interdisciplinaria Independiente para determinar la posible realización de la exploración de yacimientos no convencionales en roca generadora mediante la utilización de la técnica de fracturamiento hidráulico multietapa con perforación horizontal, en forma segura, responsable y sostenible para las comunidades y el medio ambiente, la cual, en abril de 2019 rindió el "Informe sobre efectos ambientales (bióticos, físicos, sociales) y económicos de la exploración de hidrocarburos en áreas con posible despliegue de técnicas de fracturamiento hidráulico de roca generadora mediante perforación horizontal.
>
> Que en el informe la Comisión Interdisciplinaria Independiente recomendó al Gobierno nacional realizar Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII), indicando que: "(...) en algunos contratos vigentes en Colombia para exploración y producción de YRG la ANH ha aprobado la perforación de pozos horizontales para hacer fracturamiento hidráulico de prueba durante la etapa exploratoria. Esta comisión recomienda darles tratamiento de Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII), que recomen-

84 JELLINEK, G. (2004) ***Teoría General del Estado***, México, Fondo de Cultura Económica, p. 324. El igual sentido Manuel García Pelayo ha sostenido que: *"quizá también en ninguna esfera jurídica sea tan grande el abismo, como es posible que lo sea en Derecho constitucional, entre la validez y la vigencia del Derecho, pues en ninguno desempeña tan amplio papel el poder normativo de lo fáctico y de las decisiones extralegales (aunque no necesariamente antilegales)"*. GARCIA PELAYO, M., (1999) ***Derecho Constitucional Comparado***, Madrid, Alianza Editorial, p. 31.

85 Ver Colombia. Corte Constitucional. Sentencia de Tutela 236 del 21 de abril de 2017. Magistrado Ponente: Aquiles Arrieta Gómez. Expediente T-4.245.959.

86 En contra del Decreto 328 de 2020 se iniciaron dos acciones de nulidad, a través de las cuales se pretendía la nulidad total y parcial de la norma. Esta situación llevó a que ambos procesos se acumularan para ser tramitados en un solo despacho a efectos de alcanzar la máxima economía procesal.

87 Informe sobre los efectos ambientales (bióticos, físicos y sociales) y económicos de la exploración de hidrocarburos en áreas con posible despliegue de técnicas de fracturamiento hidráulico en roca generadora mediante perforación horizontal. Comisión Interdisciplinaria Independiente. Bogotá, abril de 2019.

88 Auto del 17 de septiembre de 2019. Consejo de Estado. Sala de lo Contencioso Administrativo. Sección Tercera. Sala Plena. Consejero Ponente: María Adriana Marín. Radicación número: 11001-03-26-000-2016-00140-00 (57.819).

> damos caracterizar como experimentos de naturaleza científica y técnica sujetos a las más estrictas condiciones de diseño, vigilancia, monitoreo y control y, por tanto, de naturaleza temporal. Deberían poder ser suspendidos en cualquier momento por orden de la autoridad competente y, por ende, tener efectos potenciales limitados en su alcance y en el tiempo.
>
> Que el Consejo de Estado mediante el Auto del 17 de septiembre del año 2019, en el marco del desarrollo del proceso de nulidad simple contra el Decreto 3004 de 2013 y la Resolución 90341 de 2014 estableció que: "(...) si el Gobierno nacional tiene interés en investigar, dilucidar y explorar acerca de la viabilidad del procedimiento de fracturación hidráulica para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales (YNC), podría adelantar los denominados Proyectos Piloto Integrales de Investigación, contenidos en el Capítulo (14) del 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, presentado por la Comisión Interdisciplinaria Independiente que él mismo convocó, siempre y cuando se cumplan todas y cada una de las etapas fijadas en el mismo."

Estos fundamentos de hecho y de derecho permiten entender cómo la expedición del Decreto 328 de 2020 además de contemplar las normas en las que debía fundarse, señaló que su expedición es consecuencia misma de las recomendaciones dadas por la Comisión Interdisciplinaria Independiente y de lo afirmado expresamente por la Sala Plena de la Sección Tercera del Consejo de Estado, cuerpo colegiado que puntualizó que pueden adelantarse proyectos de investigación siempre que se cumplan las etapas señaladas por la Comisión Interdisciplinaria Independiente. Es también importante recalcar que dichas etapas quedaron incluidas en el mismo Decreto 328 de 2020 que fue objeto de censura por supuestamente haber vicios de legalidad en su redacción y posterior promulgación. Puesto de otra forma, adelantar pruebas piloto tendientes a determinar la viabilidad de una actividad es precisamente la exigencia científica que estableció el principio de precaución. Se anota sobre la viabilidad de los proyectos de investigación que la Sala Plena de la Sección Tercera del Consejo de Estado delimitó que[89]:

> "Por tanto, si el Gobierno Nacional tiene interés en investigar, dilucidar y explorar acerca de la viabilidad del procedimiento de fracturación hidráulica para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales (YNC), podría adelantar los denominados Proyectos Piloto Integrales de Investigación (PPII), contenidos en el Capítulo (14) del "Informe sobre efectos ambientales (bióticos, físicos y sociales) y económicos de la exploración de hidrocarburos en áreas con posible

89 Auto del 17 de septiembre de 2019. Consejo de Estado. Sala de lo Contencioso Administrativo. Sección Tercera. Sala Plena. Consejero Ponente: María Adriana Marín. Radicación número: 11001-03-26-000-2016-00140-00 (57.819).

despliegue de técnicas de fracturamiento hidráulico de roca generadora mediante perforación horizontal", presentado por la Comisión Interdisciplinaria Independiente que él mismo convocó, siempre y cuando se cumplan todas y cada una de las etapas fijadas en el mismo."

Teniendo presente el marco antes señalado, que es el que a la fecha rodea el desarrollo del proceso de nulidad, se puede inferir una vez más que se busca censurar normas que regulan la actividad, por la simple oposición que pueden tener los demandantes respecto de la actividad y no porque de manera objetiva existan reparos que conduzcan a que deba retirarse del ordenamiento jurídico la normativa en cuestión.

A diferencia de lo ocurrido con el Decreto 3004 de 2013 y la Resolución 90341 de 2014, a la fecha el Decreto 328 de 2020[90] no ha sido suspendido por decisión del juez de conocimiento, hecho que marca una diferencia estructural entre ambos procedimientos, pues el Decreto 328 de 2020 válidamente puede ser aplicado mientras se profiera la decisión de fondo[91]. Aunado a ello, este procedimiento, dadas la manera como los demandantes lo plantearon y las pruebas oportunamente solicitadas y aportadas, no debería requerir la práctica de pruebas adicionales dada su naturaleza y el hecho de que en el otro citado proceso ya se practicaron pruebas ajenas por completo a un debate de nulidad. En otras palabras, se espera que la decisión se limite a lo jurídico. Se destaca del Consejo de Estado[92] que:

> "3.1.- La pretensión de nulidad desarrollada en el artículo 137 CPACA es una acción de naturaleza objetiva, pública, popular, intemporal, general e indesistible a través de la cual cualquier persona podrá solicitar directamente o por medio de su representante, ante la jurisdicción de lo contencioso administrativo, que un acto administrativo, incurso en alguna de las causales establecidas en la ley, pierda su fuerza ejecutoria por declaración judicial de nulidad en beneficio del ordenamiento jurídico y la legalidad.
>
> 3.2.- Se califica de objetiva, en la medida en que a través de su ejercicio sólo se puede pretender la preservación del ordenamiento jurídico y el principio de legalidad. Implica, por lo tanto, el desarrollo de una pretensión de carácter general dirigida a restablecer la juridicidad en interés de la comunidad y el Estado de derecho. De aquí que así mismo se predique su carácter de pública y popular, en la medida en que la preservación del ordenamiento jurídico no puede ser exclusivamente de interés de unos pocos o una carga funcional privativa de las autoridades. Respecto del mantenimiento de las instituciones jurídicas, históricamente se ha considerado que es una responsabilidad pública, una legitimidad abierta en cabeza de cualquier persona

90 Auto del 4 de septiembre de 2020. Consejo de Estado. Sala de lo Contencioso Administrativo. Sección Tercera. Subsección C. Consejero Ponente: Nicolás Yepes Corrales. Expediente: 11001-03-26-000-2020-00042-00 (65992).
91 Ver Contrato Especial de Proyectos de Investigación Kalé suscrito entre la Agencia Nacional de Hidrocarburos y Ecopetrol S.A., dentro del cual se inició el trámite administrativo para la evaluación de licencia ambiental mediante Auto 9582 del 11 de noviembre de 2021.
92 Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Tercera, Subsección C. Sentencia del 19 de septiembre de 2016, Radicación número: 11001-03-26-000-2013-00149-00(49058), C.P.: Jaime Orlando Santofimio Gamboa.

que advierta las rupturas al sistema jurídico ocasionadas con la entrada en vigencia de un acto administrativo que lo desconozca [...]

3.3.- Lo objetivo de la acción implica así mismo una especial técnica de impugnación por parte del ciudadano interesado y de análisis jurídico por el juzgador. Se trata de la confrontación entre una norma superior que se argumenta trasgredida o violentada, y un acto administrativo al cual se le atribuye la infortunada virtud de ser causante de la trasgresión o violación; confrontación de la cual debe surgir una decisión declarativa de la existencia o no de violación al ordenamiento jurídico, en caso afirmativo sancionando la manifestación de voluntad de la administración con nulidad. La acción de nulidad no conlleva pretensión diferente, por lo tanto, no le corresponde al juez hacer un pronunciamiento distinto, ni mucho menos producir declaración alguna respecto de la situación de las personas sobre las cuales el acto declarado nulo produjo efectos jurídicos."

5. Requisitos para la procedencia del principio de precaución ambiental

Teniendo presente que el principal argumento en torno al desarrollo de las actividades de exploración y producción en YNC ha girado en torno al principio de precaución ambiental, conviene señalar como punto de partida que han sido muchas las decisiones que tanto la Corte Constitucional como el Consejo de Estado han proferido de cara al alcance y aplicación del mencionado principio. Por lo anterior, más que hacer un recuento o línea jurisprudencial, el análisis que se presenta a continuación pretende esbozar de manera esquemática qué ha dicho la jurisprudencia, para luego entrar a determinar cómo y por qué el principio de precaución ha sido incorrectamente apreciado, abusado y entrelazado infundadamente con el principio de prevención.

El punto de partida de esta consideración se ubica en el contexto de los requisitos que judicialmente se han desarrollado para que sea procedente la aplicación del principio de precaución, y que han sido reafirmados por la Corte Constitucional en varias de sus decisiones. Así, por su lado, la Corte Constitucional[93] ha señalado que:

"Al leer detenidamente el artículo acusado, se llega a la conclusión de que, cuando la autoridad ambiental debe tomar decisiones específicas, encaminadas a evitar un peligro de daño grave, sin contar con la certeza científica absoluta, lo debe hacer de acuerdo con las políticas ambientales trazadas por la ley, en desarrollo de la Constitución, en forma motivada y alejada de toda posibilidad de arbitrariedad o capricho.

Para tal efecto, debe constatar que se cumplan los siguientes elementos:

93 Colombia. Corte Constitucional. Sala Plena. Sentencia de Constitucionalidad 293 del 23 de abril de 2002. Magistrado Ponente: Alfredo Beltrán Sierra. Expediente D-3748.

1. Que exista peligro de daño;

2. Que éste sea grave e irreversible;

3. Que exista un principio de certeza científica, así no sea ésta absoluta;

4. Que la decisión que la autoridad adopte esté encaminada a impedir la degradación del medio ambiente.

5. Que el acto en que se adopte la decisión sea motivado."

A su vez, el Consejo de Estado en el marco de las decisiones que se han tomado a lo largo del proceso de nulidad en contra del Decreto 3004 de 2013 y la Resolución 90341 de 2014 señaló que[94]:

"Los elementos que caracterizan el principio de precaución, como instrumento jurídico de derecho administrativo para evitar la concreción de daños son los que se sintetizan a continuación:

i) La identificación de riesgos potenciales, respecto de los cuales no se tiene certeza acerca de si se materializarán en un corto, mediano o largo plazo.

[…]

ii) Al margen de que se trate de un riesgo potencial, lo que sí debe tenerse presente es que los daños que puedan llegar a derivarse sean graves, anormales e irreversibles.

[…]

iii) Frente a un escenario de incertidumbre, la administración debe optar, en ejercicio de su facultad discrecional, entre suspender la actividad científica o tecnológica o, en aquellos casos en los que aún esta no se ha implementado, negar la autorización administrativa.

iv) No es indispensable que todas las evidencias científicas se hayan recaudado, es suficiente con la existencia de indicios serios.

v) El principio de precaución tiene la virtualidad de invertir la carga de la prueba. Así las cosas, le corresponderá a la persona, sujeto o entidad gubernamental, que pretende desarrollar la actividad que tiene asociados potenciales riesgos o peligros para el medio ambiente o la salud pública, demostrar que aquellos son ciertos y determinados, motivo por el cual son mitigables o controlables.

94 Auto del 17 de septiembre de 2019. Consejo de Estado. Sala de lo Contencioso Administrativo. Sección Tercera. Sala Plena. Consejero Ponente: María Adriana Marín. Radicación número: 11001-03-26-000-2016-00140-00 (57.819).

vi) Se trata de una herramienta que es diferenciable de la clásica función de policía administrativa, pues la incertidumbre es el contexto en el que se aplica."

De cara a los requisitos antes señalados y sin entrar a analizar de manera detallada su alcance y contenido, es claro que el principio de precaución (y de esto debe partirse) es de aplicación excepcional y restrictiva, de tal manera que, si se encuentra que no se reúnen todos los requisitos, no puede fundamentarse una decisión en el mismo. Asimismo, se destaca un análisis de la Corte Constitucional[95] conforme al cual consideró que el principio de precaución no es aplicable en ciertos escenarios, muy similares al que ocupa este documento:

"5.1.7.6. La precaución extrema convierte el principio de precaución en un principio de paralización del Estado y la sociedad. Dicha interpretación no es constitucionalmente razonable. La Constitución de 1991 es una constitución de cambios y transformaciones políticas y sociales, no un compromiso a la abstención estatal.

5.1.8. Así, el principio de precaución no equivale en todos los casos a la regla de precaución extrema. Para aplicar del principio de precaución, los jueces constitucionales deberían tener en cuenta ciertas cualificaciones.

5.1.8.1. Una primera cualificación se refiere al umbral de aplicación. La sola existencia de potencial de daño en una actividad humana no puede ser la justificación para prohibirla, se requiere algún nivel de riesgo para entrar a aplicar el principio de precaución (…).

5.1.8.2. Por otra parte, se debe tener en cuenta el grado de certidumbre. Si bien el principio de precaución se aplica frente a la incertidumbre y ha sido considerado por la Corte como una alternativa de acción "frente al principio de certeza científica", este requiere una aproximación realista hacia las posibilidades de certeza. En la ciencia no hay tal cosa como certeza absoluta: hay teorías soportadas por la evidencia y por el consenso científico que pueden eventualmente ser falseadas y remplazadas por nuevas teorías que atraigan un nuevo consenso. Actuar bajo el supuesto de que existe tal cosa como la 'certeza absoluta' puede llevar a los jueces a cometer dos errores opuestos. Por un lado, pueden adoptar decisiones apresuradas al amparo de un solo estudio científico sin verificar si dicho estudio ha sido validado por la comunidad científica y si está respaldado por experimentos replicables. Por otro lado, pueden abstenerse de tomar decisiones bajo la justificación de que no hay consenso o hay contradicciones, aguardando un ideal inalcanzable de verdad. Ambas decisiones pueden ser igualmente lesivas para el orden constitucional.

5.1.8.3. En tercer lugar, debe establecerse cómo se fijará el nivel de riesgo aceptado.

95 Colombia. Corte Constitucional. Sentencia de Tutela 236 del 21 de abril de 2017. Magistrado Ponente: Aquiles Arrieta Gómez. Expediente T-4.245.959.

Las decisiones internacionales sobre el principio de precaución han considerado la fijación del nivel de riesgo aceptado como un asunto de discrecionalidad política que corresponde ejercer a las autoridades reguladoras. Sin embargo, tal discrecionalidad política no es aceptable para la imposición de medidas por parte de los jueces, que deben realizar sus funciones con apego al imperio de la ley. En ese sentido la jurisprudencia debe establecer parámetros claros de actuación para fijar el nivel de riesgo aceptado cuando se esté en el escenario de imponer medidas de origen judicial con base en el principio de precaución.

5.1.8.4. En cuarto lugar, en caso de considerar que hay mérito para una intervención judicial, se debe considerar qué tipo de medidas deben ordenarse. En el caso Salas Dino, por ejemplo, la Corte Suprema de Justicia de la Nación Argentina adoptó una prohibición de tala de bosques junto con una obligación de realizar estudios de impacto. Este ejemplo indica la necesidad, no solo de prohibir una actividad sino de recabar información más completa para establecer objetivamente el nivel de riesgo. Por otra parte se debe considerar que la prohibición completa de una actividad es la orden más extrema que puede adoptarse, por lo cual no siempre será compatible con el principio de proporcionalidad. Puede que en ciertos casos sea adecuado suspender actividades o solicitar que se disminuyan o se ejecuten bajo condiciones específicas, en lugar de prohibirlas de manera absoluta.

5.1.8.5. En quinto lugar se debe tener en cuenta la necesaria provisionalidad de las medidas adoptadas con fundamento en el principio de precaución. En este sentido la jurisprudencia debe proveer parámetros para que los jueces, al adoptar medidas de precaución, establezcan el plazo o la condición bajo la cual cesan dichas medidas."

Ahora bien, es importante además puntualizar que el principio de precaución se concibió respecto de la existencia de un peligro de daño que el estado de la ciencia no alcanza a capturar de manera completa en el momento específico y que no lleva a la inactividad sino a la realización de lo necesario para superar el desconocimiento atribuido a las circunstancias específicas de tiempo, modo y lugar[96].

La misma jurisprudencia ha puntualizado que existe una diferencia entre daño e impacto ambiental, lo cual es de suma relevancia para la discusión en torno al desarrollo de actividades en YNC, por cuanto el principio de precaución gravita en torno a daños que pueden ocurrir, no impactos. Para desarrollar este asunto se debe traer a colación lo resuelto por el Consejo de Estado[97], el cual:

96 Esto se encuentra contenido en la obligación que a lo largo de la reiterada jurisprudencia de la Corte Constitucional y del Consejo de Estado ha señalado que la administración tiene la carga de motivar su decisión al momento de aplicar el principio de precaución. Así, es claro que, al no existir la falta de certeza científica, no podría motivarse un acto administrativo conforme al cual se dé lugar al principio de precaución y se limite, amparado en este principio, el desarrollo de proyectos, obras o actividades.

97 Consejo de Estado del 13 de febrero de 2015, Radicado No. 73001-23-31-00-1999-00952-02 (31187) C.P. Jaime Orlando Santofimio Gamboa.

> "[…] la contaminación desencadena un daño ambiental cuando produce un deterioro, detrimento, afectación o aminoración en la esfera personal o patrimonial de un sujeto o sujetos determinables.
>
> […]
>
> […] la contaminación en sí misma no es asimilable al daño ambiental y ecológico, ya que se comprende que en una sociedad moderna a toda actividad le es inherente e intrínseca la producción de uno o varios fenómenos de contaminación, ya que son estos son objeto de autorización administrativa y técnica en el ordenamiento jurídico."

La diferencia entre ambos conceptos —que, dicho sea de paso, imposibilita tratarlos como sinónimos— estriba en que no todo impacto corresponde a un daño jurídicamente tutelado. De manera similar, mal podría pensarse que un daño lesivo de un bien jurídico tutelado pueda ser objeto de regulación alguna por medio de permisos y/o autorizaciones, pues no se puede vía acto administrativo avalar ex ante la generación de daños al medio ambiente.

A modo ilustrativo, conviene traer a colación el artículo 8 del Decreto Ley 2811 de 1974[98], el cual señala lo que legalmente se entienden como factores que deterioran el medio ambiente y los recursos naturales. En ese sentido, el literal primero se refiere a la contaminación del aire, las aguas del suelo y los demás recursos naturales renovables, circunstancia que implica que para que no haya contaminación (daño) es necesario cumplir con los estándares que reglamentariamente se han fijado para determinadas actividades que con su desarrollo generan un impacto sobre el medio ambiente. A este respecto, se puede traer a colación (partiendo del supuesto que en el ordenamiento jurídico ambiental existen diversas reglamentaciones) la Resolución 631 de 2015[99] que establece claramente los parámetros máximos permitidos en materia de vertimientos puntuales a cuerpos de aguas superficiales o al alcantarillado público. Así las cosas, se entiende que si el vertimiento se encuentra dentro del parámetro, se trata de un impacto permitido y regulado por la ley, mientras que si se supera se estaría necesariamente ante un potencial daño al medio ambiente y los recursos naturales.

Siguiendo con el artículo 8 del Decreto 2811 de 1974, se tiene que un factor que puede deteriorar al medio ambiente y a los recursos naturales es la disposición inadecuada de residuos, basuras, desechos y desperdicios. Este aspecto el Decreto 4741 de 2005[100] (hoy compilado en el Decreto 1076 de 2015) establece no solo la manera como debe hacerse la gestión de los residuos y/o desechos peligrosos, sino que también regula lo que se entiende por una dis-

98 Por el cual se dicta el Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente.
99 Por la cual se establecen los parámetros y los valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales a cuerpos de aguas superficiales y a los sistemas de alcantarillado público y se dictan otras disposiciones.
100 Por el cual se reglamenta parcialmente la prevención y el manejo de los residuos o desechos peligrosos generados en el marco de la gestión integral.

posición adecuada. Nuevamente se tiene que, al hacerse una disposición conforme a derecho, por más que se trate de un residuo peligroso, la misma será entendida como un impacto, mientras que, si se dejan de lado los criterios y parámetros legales, la misma además de poder generar un daño al medio ambiente, puede comprometer la responsabilidad entre el generador del residuo y el encargado de su disposición final.

Con el ánimo de dar absoluta claridad a la diferencia entre daño e impacto ambiental, se tiene que el Decreto 948 de 1995[101] (hoy compilado en el Decreto 1076 de 2015) establece los estándares de emisiones que tienen que cumplirse con el fin de prevenir y controlar la contaminación atmosférica y la protección de la calidad del aire. Esto claramente implica volver sobre la diferenciación, pues las emisiones que se hagan cumpliendo los parámetros necesariamente tienen que ser entendidas como un impacto permitido y regulado, mientras que aquellas que superen tales estándares, entran en la categoría de daño ambiental.

Esta distinción de cara a las actividades de exploración y producción en YNC supone que, conforme al estado mismo de la ciencia, se encuentran previstos los impactos asociados, sin que puedan traducirse o entenderse que tales impactos tipifican per se daños jurídicamente tutelados[102]. Es claro que esta conceptualización representa dificultades importantes para su adecuada comprensión, pero es claro que no todo impacto podría ser objeto de activación del ordenamiento jurídico protector cuando en efecto toda actividad humana típicamente se traduce en impactos.

Visto esto, es imperioso señalar frente a los procesos judiciales que se adelantan, que el principio de precaución ambiental no resulta aplicable porque el estado de la ciencia permite conocer a 2021 los posibles impactos asociados a la actividad de exploración y producción en YNC. En esta medida, las medidas que se deban tomar para mitigar, compensar o reparar tales impactos son previsibles y se pueden imponer a través del acto administrativo que otorgue la autorización para desarrollar las actividades. Es entonces el principio de prevención, dentro del marco de los permisos y autorizaciones ambientales el llamado a aplicarse. Es más, desde la óptica científica se trata precisamente de una dinámica jurídica esencial entre los dos principios. Para el caso en estudio se plantearía que las pruebas piloto podrían llegar a brindar nuevos conocimientos científicos, que a su vez quedarían materializados en nuevos instrumentos de manejo ambiental amparados bajo el principio de prevención.

Se propone entonces el desarrollo de los PPII con el fin de poder identificar y cotejar ese estado de la ciencia con las conclusiones que se obtengan de tales proyectos de orden científico. Esto, claramente permite entenderse como la materialización misma del principio

101 Por el cual se reglamentan, parcialmente la Ley 23 de 1973, los artículos 33, 73, 74, 75 y 76 del Decreto ley 2811 de 1974; los artículos 41, 42, 43, 44, 45, 48 y 49 de la Ley 9ª de 1979; y la Ley 99 de 1993, en relación con la prevención y control de la contaminación atmosférica y la protección de la calidad del aire.

102 Ver marco normativo aplicable.

de precaución, pues se busca confirmar si el estado de la ciencia ha avanzado y si es o no necesario actualizar, conforme resultados objetivos, el marco normativo aplicable.

Visto lo anterior, es legítimo preguntarse en qué sentido podrán resultar las decisiones que hoy tiene en su poder la Sección Tercera del Consejo de Estado respecto de las normas que regulan las actividades de exploración y producción en YNC. Es entonces necesario señalar que al dejar de estar inmersos en los límites del principio de precaución, necesariamente se pasa al principio de prevención ambiental[103], el cual se materializa a través del otorgamiento de un permiso o autorización para que a través de tales actos administrativos se prevean las medidas necesarias asociadas a todos los impactos identificados en el respectivo estudio de impacto ambiental, junto con aquellos adicionales que las autoridades ambientales exijan, a través del ejercicio de sus propias potestades.

Por último, un buen ejemplo de lo expuesto a lo largo de este estudio es el escenario que la humanidad ha vivido en los últimos años ante la exposición al COVID-19. El desarrollo de las vacunas frente al virus y sus mutaciones es un ejemplo manifiesto de la aplicación de los principios de precaución y prevención. Siempre existirán efectos colaterales de una actividad, pero lo cierto es que jamás se habrían podido desarrollar las vacunas y medicamentos efectivamente utilizados si lo que se pretendiera es tener certeza científica absoluta de sus consecuencias asociadas. Si tal fuera la interpretación, en el caso colombiano nunca habríamos contado con las vacunas que obedecen a un razonable conocimiento científico atado a razonables impactos colaterales dado el estado de la ciencia y aplicadas en un contexto de prevención. Todo proyecto, obra o actividad, independientemente de si se trata del sector minero, petrolero, de infraestructura o incluso de generación de energía a partir de fuentes no convencionales de energías renovables genera impactos, pero no por ello se deben suspender al existir estrategias basadas en la ciencia para atender dichos impactos, las cuales a su vez están amparadas por la normativa específica de la materia.

6. Conclusiones

Luego de haber avanzado a través de los diferentes procesos que en la actualidad se desarrollan en Colombia en contra de la reglamentación de la exploración y producción en YNC, así como de aquellos que propenden por su prohibición vía decisión judicial, es nece-

103 Ver Consejo de Estado. Sección Primera. Sentencia del 15 de diciembre de 2016. Consejero Ponente: Guillermo Vargas Ayala: *Alegan los apelantes la aplicación equivocada del principio de precaución, puesto que, en su sentir, se aplicó sin contar con certeza sobre las implicaciones ambientales de la actividad por desarrollar y se llevó más allá del ámbito de las decisiones específicas de las autoridades ambientales en relación con el uso y aprovechamiento de los recursos naturales, para extenderlo al campo de determinaciones contractuales, desprovistas en sí mismas de impacto sobre los ecosistemas. Sobre el primer aspecto, destaca la Sala que resulta desacertado exigir certeza sobre los riesgos e implicaciones como condición para la aplicación del principio de precaución, toda vez que es justamente la incertidumbre sobre distintos aspectos riesgosos o nocivos de una actividad (sus efectos, las condiciones de tiempo, modo y lugar de su producción, etc.) lo que cualifica el ámbito de aplicación de este principio y permite distinguirlo del principio de prevención (…) A diferencia del principio de prevención, llamado a operar en ámbitos en los cuales se tiene claridad y certeza respecto de los impactos o implicaciones ambientales de una determinada actividad, producto o proceso, de manera que resulta imperioso anticipar, evitar o mitigar sus efectos nocivos sobre los ecosistemas, el principio de precaución tiene como característica habilitar la toma de decisiones en escenario de incertidumbre ocasionada por la complejidad propia de la acción que se desarrolla en ámbitos técnicos o científicos. Es, entonces, un mecanismo que busca impedir la parálisis de las autoridades frente a la ausencia de certezas respecto de las eventuales consecuencias negativas de una actividad, producto o proceso prima facie legítimo, así como la falta de resultados efectivos en la evitación de daños de la aplicación convencional de los instrumentos de policía administrativa contemplados para la generalidad de las situaciones reguladas por el Estado.*

sario tener en cuenta que tales acciones están fundamentadas esencialmente en un entendimiento y aplicación erróneos del principio de precaución ambiental, por cuanto atribuyen ausencia de certeza científica a impactos identificados, para argumentar la necesidad de declarar la nulidad de las normas demandas.

Adicional a ello se tiene que parte de las actualizaciones a las que válidamente se puede someter un marco regulatorio determinado, se pueden lograr solo si se pasa de la teoría a la práctica por medio del desarrollo de los PPII, los cuales al ser de naturaleza científica e investigativa permitirán conocer qué aspectos dentro de la reglamentación están bien y cuáles son susceptibles de mejora. Esto evidentemente no podrá alcanzarse si se declara la nulidad del Decreto 328 de 2020 y se aplica en abstracto el principio de precaución en las decisiones que versen (cuando no le está dado al juez hacerlo) sobre los efectos que podrían producir las normas en situaciones jurídicas particulares y concretas.

Sin duda lo que se espera es que en derecho se expida una decisión que se limite a concluir si en efecto las normas acusadas (Decreto 3004 de 2013, Resolución 90341 de 2014 y Decreto 328 de 2020) fueron correctamente expedidas o no, para que en el caso de que se esté ante una expedición regular se reafirme la presunción de legalidad[104] que pesa sobre todo acto administrativo en el país, de conformidad con lo regulado en la materia. Existen entonces normas claras que anticipan impactos evidentes que deberán ser atendidos acordes con el estado de la ciencia. Cuestión absolutamente diferente es la temática de la política de Estado en cuanto al desarrollo de proyectos, obras o actividades.

Desde una perspectiva jurídica, no es posible que se pretenda judicializar una discusión al amparo de un errado entendimiento de un principio como el de precaución, en un intento de sustituir la definición de políticas públicas. Pretender adelantar procesos judiciales forzados a normas cuya validez se cuestiona mediante construcciones artificiosas que rebasan los deberes del juzgador conduce a socavar el esfuerzo por normar al amparo del estado de la ciencia de manera robusta y diligente. Abrir la puerta a estos escenarios subjetivos judiciales lesiona bienes jurídicos de honda tradición y expone el desarrollo sostenible a un riesgo mayor que aquel que el principio de precaución ha buscado mitigar.

* Blibliografía de este ensayo en la página 328.

104 CPACA *"Artículo 88. Presunción de legalidad del acto administrativo. Los actos administrativos se presumen legales mientras no hayan sido anulados por la Jurisdicción de lo Contencioso Administrativo. Cuando fueren suspendidos, no podrán ejecutarse hasta tanto se resuelva definitivamente sobre su legalidad o se levante dicha medida cautelar"*.

Perspectivas técnicas, económicas y jurídicas de la Fracturación Hidráulica con Perforación Horizontal para la explotación y extracción de recursos no convencionales en territorio colombiano

Contenido

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES 61

ÍNDICE DE TABLAS 65

INTRODUCCIÓN 69

ENSAYO 3

Los yacimientos no convencionales y la técnica FHPH 71

Yacimiento convencional vs. yacimiento no convencional 74

Tipos de yacimientos no convencionales 76

Arenas bituminosas (tar sands) 76

Hidratos de metano (natural gas hydrate) 78

Petróleo en arenas apretadas (tight oil) y gas en arenas apretadas (tight gas) 79

Lutitas petrolíferas (oil shale) 80

Metano en mantos de carbón (coal bed methane o CBM) 81

Petróleo de lutitas (shale oil) y gas de lutitas (shale gas) 85

Potencial de los yacimientos no convencionales en Colombia 87

Definición técnica del fracturamiento hidráulico con perforación horizontal - FHPH 87

Descripción ilustrativa de una operación de perforación y fracturamiento hidráulico - FHPH 90

Riesgos sobre la técnica y mitigación 94

1.6.1. Agotamiento del recurso hídrico 96
1.6.2. Contaminación de acuíferos y cuerpos de agua 99
1.6.3. Afectación de la superficie por propagación de fracturas 102
1.6.4. Generación de sismicidad inducida 105
1.6.5. Radioactividad en aguas de retorno y cortes de perforación.109
1.6.6. Gases de efecto invernadero 111
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 113
ANEXO A: CONSUMOS ENERGÉTICOS 115
ANEXO B: RESERVAS Y RECURSOS DE HIDROCARBUROS EN COLOMBIA 122

ENSAYO 4

Logística e infraestructura para desarrollo de yacimientos no convencionales 131

2.1. Infraestructura de transporte de hidrocarburos existente 134
2.1.1. Oleoductos 134
2.1.2 Gasoductos 140
2.1.3 Refinerías 143
2.1.4. Poliductos 147
2.1.5. Nodos 150
2.1.6. Puertos marítimos para exportación e importación de petróleo, gas y sus derivados 152
2.1.7 Almacenamiento estratégico 154
2.1.8. Capacidad de almacenamiento 155
2.1.9 Transporte 156
2.1.9.1 Transporte terrestre 157
2.1.9.2 Infraestructura vial y de acceso 158
2.1.9.3 Topografía 159

2.1.9.4 Transporte fluvial 161

2.1.9.5 Transporte férreo 163

2.2. Capacidad de servicios técnicos, logísticos y de infraestructura para realizar fracturamiento hidráulico en Colombia 166

2.2.1 Insumos e infraestructura básica necesaria para una operación de perforación y FHPH de un pozo en yacimientos no convencionales 167

2.2.1.1. Capital humano 167

2.2.1.2 Taladro de perforación 167

2.2.1.3 Seis brocas de perforación 168

2.2.1.4 650 tubos de 30 pies de tubería de perforación y 18000 pies de tubería de revestimiento 168

2.2.1.5 Setenta toneladas de cemento 169

2.2.1.6 450 toneladas de lodo de perforación 169

2.2.1.7 Cuatro grúas de veinte a cincuenta toneladas de capacidad de carga 170

2.2.1.8 Sesenta camiones de transporte de carga de insumos y maquinaria 171

2.2.1.9 Veinte unidades de bombeo 171

2.2.1.10 Unidades de coiled tubing 172

2.2.1.11 125 máquinas, motores y bombas de alta potencia 173

2.2.1.12 Ochenta toneladas de propante (veinte etapas de fractura usando la técnica de FHPH) 173

2.2.1.13 Cincuenta tanques de almacenamiento 173

2.3. Conclusiones 174

ENSAYO 5

Beneficios económicos y sociales de la implementación de la técnica del FHPH - "fracking" en Colombia – Debate socioeconómico 177

Cuestión macroeconómica y cuentas de la nación 177

3.1.1. Dependencia de hidrocarburos 177

3.1.2 Crisis del COVID-19 179

3.1.3. Reactivación económica, sector hidrocarburos 181

3.1.4 Posición de Colombia en el mercado de los hidrocarburos 182

Cuestión energética de la oferta de gas natural 183

3.3. Problemas estructurales del sector de gas natural 184

Cuestión social y ambiental en las regiones sobre acceso a la energía 185

El sector hidrocarburos y el Acuerdo de París para Colombia 186

3.5.1. La transición energética en Colombia: cuánto cuesta, qué supone 190

3.5.2. La transición energética y el sector hidrocarburos 193

3.5.3. Regalías como palanca de valor para proyectos regionales y para la transición energética 195

3.5.3.1. Departamento de Santander 197

3.5.3.2. Departamentos del Cesar y Guajira 198

3.5.4. Oportunidades de mejora en el uso y sistema actual de regalías 199

Inversión estimada en YNC 201

Fase inicial de desarrollo 201

¿Por qué se necesitan pilotos YNC? 202

3.6.3. Inversiones si se aprueban o se levanta suspensiones a los YNC 204

YNC y los acuíferos 204

Potencial generación de empleo 205

La independencia energética y superación de la pobreza 207

Barreras actuales para superar para el desarrollo de YNC en Colombia 208

Falta política pública 208

3.10.2. Deficiencias en seguridad: 209

3.10.3. Problemas estructurales en manejo de recursos de regalías y las inversiones 209

3.10.4. Dinámicas y complejidades en el mercado de YNC 209

3.10.5. Brechas de competitividad 210

3.10.6. ¿Colombia tiene capital humano para aprovechar? 211

Conclusiones 212

ANEXO A: EL DILEMA ECONÓMICO YNC 213

Conclusiones 220

ANEXO B: PANORAMA Y ESCENARIOS SEGÚN RECURSOS Y RESERVAS 221

Caso Gas Natural YNC Colombia 234

Conclusiones 238

ENSAYO 6

Diagnóstico y análisis – Debate jurídico 239

4.1. Antecedentes normativos en materia de YNC 240

4.2. Análisis de los pronunciamientos del Consejo de Estado frente a la exploración y producción de YNC en Colombia 246

4.3 Antecedentes de la aplicación de los principios de precaución y prevención en Colombia desde 1992 e interpretación dada a los principios de precaución y prevención frente a los YNC y PPII 259

4.4 Marco regulatorio de los PPII 263

4.5 Recomendaciones de la comisión interdisciplinaria e independiente convocada por el Gobierno nacional 268

4.6 El activismo "ambiental" judicial y los principios de coordinación y concurrencia 271

4.7 El desarrollo sostenible y los YNC en Colombia 275

4.8 Recomendaciones jurídicas, para propender por un adecuado desarrollo de los PPII- YNC 278

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Esquematización porosidad y permeabilidad yacimiento convencional vs yacimiento no convencional comparativo con petróleo de lutitas (Shale oil) 75

Ilustración 2. Sistema petrolífero convencional 75

Ilustración 3. Campo-cantera de arenas bituminosas 77

Ilustración 4. Clatrato de metano en combustión 78

Ilustración 5. Representación de intercalaciones de lutitas y arenas 80

Ilustración 6. Depósito de lutitas petrolíferas (oil shale) 81

Ilustración 7. Migración del gas a través de la red natural de fracturas 82

Ilustración 8. Pozo y completamiento en mantos de carbono 82

Ilustración 9. Distribución de recursos CBM en Colombia 84

Ilustración 10. Yacimiento convencional y Yacimiento No convencional 86

Ilustración 11. Ubicación geográfica en Colombia de las cuencas con yacimientos del tipo Shale Oil, Shale gas 86

Ilustración 12. Esquematización errónea vs real de direccionamiento de pozo 89

Ilustración 13. Representación esquemática de un PAD de pozos horizontales con fracturamiento hidráulico masivo 90

Ilustración 14. Representación gráfica de recubrimientos y aislamientos (3 tuberías de revestimiento, 3 capas de cemento) 91

Ilustración 15. Escama de perforación horizontal en punta de broca 91

Ilustración 16. Set básico de Fracturamiento 92

Ilustración 17. Adaptación gráfica químicos usados en un fluido de fractura 93

Ilustración 18. Sistema de aislamiento de la zona a estimular 93

Ilustración 19. Comparativos de agua de consumo entre un pozo con 10 etapas y un cultivo de palma 96

Ilustración 20. Demanda hídrica sectorial ENA 2018 (millones de m3/año) 97

Ilustración 21. Análisis de microsísmica 104

Ilustración 22. Comparativo entre microsísmica generada por FHPH vs sismos estándar 106

Ilustración 23. Semáforo para el monitoreo sísmico durante el desarrollo de los proyectos piloto de investigación integral en yacimientos no convencionales de hidrocarburos en Colombia. 107

Ilustración 24. Completamiento de pozo para disposición de agua 109

Ilustración 25. Mapa de emisiones de metano a nivel mundial 112

Ilustración 26. Declinación de las emisiones de metano vs amento de producción de petróleo y gas natural en Estados unidos 112

Ilustración 27. Matriz energética primaria por consumo energético. 1b matriz energética primaria por porcentaje de consumo según fuente 116

Ilustración 28. Crecimiento per cápita acumulado desde 1960 al 2019 117

Ilustración 29. Matriz energética de Colombia 120

Ilustración 30. Precio del gas por producción en campos colombianos e importado 122

Ilustración 31. Marco de clasificación de recursos SPE-PRMS 2018 124

Ilustración 32. R/P petróleo por año periodo 2007-2019 Colombia 126

Ilustración 33. R/P gas natural por año periodo 2007-2019 Colombia 128

Ilustración 34. Red de Oleoductos en el segmento de Midstream(CdB)136

Ilustración 35. Mapa de las estaciones y conexiones de oleoductos en el país 138

Ilustración 36. Tramos de gasoductos en Colombia. 140

Ilustración 37. Recorrido vial desde Barranquilla Atlántico hasta puerto Wilches Santander. 160

Ilustración 38. Distribución del tipo de carga transportada en modo fluvial. 163

Ilustración 39. Red ferroviaria actual del país 165

Ilustración 40. Ingresos del Gobierno Nacional Central como % del PIB 2000-2021 178

Ilustración 41. Gasto total del Gobierno Nacional Central como % del PIB 2000-2021 180

Ilustración 42. Demanda (escenario medio de la UPME) versus declaración de producción 184

Ilustración 43. Meta de reducción de emisiones 187

Ilustración 44. Expansión energías renovables 189

Ilustración 45. Nuevas Tecnologías 189

Ilustración 46. Export Volumes for oil exporters during COVID-19 190

Ilustración 47. Primera transición energética Colombia uso 191

Ilustración 48. Primera transición energética Colombia tipo 191

Ilustración 49. Generación neta de electricidad en Alemania en 2010-2020 192

Ilustración 50. Escenario de Desarrollo Sostenible % de cocina limpia por zona del mundo, Latinoamérica, África Subsariana, Asia en desarrollo, 2010-2030: 194

Ilustración 51. Escenarios necesidades hidrocarburos millones de barriles día global Agencia Internacional de Energía 2018-2040. 195

Ilustración 52. Impacto económico- recomendaciones Comisión Interdisciplinaria Independiente de Expertos 202

Ilustración 53. Cargos más demandados por las empresas del sector de extracción de petróleo y gas, Colombia 2010-2019 211

Ilustración 54. Producción mensual de crudo Rusia, Arabia Saudita y Estados Unidos de América enero 1994-agosto de 2018 en millones de barriles por día 215

Ilustración 55. Primer mes de producción de petróleo por nuevo pozo 2009-2019 216

Ilustración 56. Zonas y formaciones productoras de no convencionales en los Estados Unidos de América 2021. 216

Ilustración 57. Rentabilidad de la industria del shale de Estados Unidos de América. (Upstream) 217

Ilustración 58. Estado financiero de los operadores de shale, bajo dos escenarios de precios 35 y 20 USD bbl 218

Ilustración 59. Mejor estimado de Breakeven por cuenca operadores USA 2018-2019 219

Ilustración 60. Reservas probadas de petróleo, condensados y gas natural Estados Unidos de América 1979-2019 225

Ilustración 61. Cambio en la producción de petróleo de no convencionales en el escenario de nuevas políticas global, disgregado Estaos Unidos de América vs Resto del Mundo 2000-2040 227

Ilustración 62. Características comparativas de los reservorios no convencionales Colombia vs Estados Unidos de América 231

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Balance de reservas de petróleo y gas natural país 2019 ANH 125

Tabla 2. Petróleo original descubierto en barriles con corte a 31 de diciembre de 2019 126

Tabla 3. Balance de reservas de gas natural país 2019 ANH 127

Tabla 4. Gas original descubierto en pies cúbicos con corte a 31 de diciembre de 2019 128

Tabla 5. Principales oleoductos Colombia 135

Tabla 6. Oleoductos con potencial de transporte crudo proveniente de yacimientos no convencionales en el Valle medio del Magdalena 137

Tabla 7. Cantidad de crudo a transportar en tres escenarios de producción de petróleo proveniente de yacimientos no conveniconales 139

Tabla 8. Gasoductos de la red troncal nacional 141

Tabla 9. Escenarios hipotéticos de producción de gas y capacidad de transporte 142

Tabla 10. Capacidad de procesamiento refinerías, dieta y producción de refinados 143

Tabla 11. Casos hipotéticos de ampliación de capacidades refinerías 145

Tabla 12. Escenarios de incrementos de capacidad de refinación Cartagena 146

Tabla 13. Escenarios de incrementos de capacidad de refinación Barrancabermeja 146

Tabla 14. Poliductos capacidad, diámetro y longitud 148

Tabla 15. Comparación de la producción de refinados (Gasolina, ACPM, Jet) en los escenarios, bajo, medio alto 149

Tabla 16. valores totales de refinados a transportar y comparativo con la capacidad de transporte actual de refinados que posee el país. 149

Tabla 17. Nodos de mayor importancia en Colombia y su capacidad 150

Tabla 18. Tiempo de llenado de los nodos al 90% de su capacidad 151

Tabla 19. Puertos marítimos más importantes relacionados a hidrocarburos 153

Tabla 20. Volúmenes hipotéticos para exportar en escenarios de producción de hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales 153

Tabla 21. Capacidades de almacenamiento proyectadas a 2025, teniendo en cuenta los escenarios de producción provenientes de yacimientos no convencionales 155

Tabla 22. Capacidades de almacenamiento necesarias que se presentarían en los escenarios alto, medio y bajos de producción de hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales. 156

Tabla 23. Posible aumento en la necesidad de transporte terrestre ante escenarios de incremento de producción de hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales 158

Tabla 24. Puntos más altos de la topografía colombiana por dónde hay cruce de vías estratégicas 160

Tabla 25. proyección de transporte vía fluvial partiendo de los escenarios bajo, medio y alto de producción adicional provenientes de yacimientos no convencionales 162

Tabla 26. Líneas Férreas de Colombia 164

Tabla 27. Módulos y actividades/ categorías principales 193

Tabla 28. Comparativo algunas métricas macroeconómicas departamento de Santander vs panorama nacional. 198

ACRÓNIMOS Y ABREVIACIONES

CBM: Coal Bed Methane, metano asociado a mantos de carbón.

CEPI: Contrato especial de proyecto de investigación.

FHPH: Fracturamiento hidráulico con perforación horizontal.

PIB: Producto interno bruto.

PPII: Proyecto piloto de investigación integral.

YNC: Yacimientos no convencionales.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Desarrollo sostenible: Se entiende como el proceso mediante el cual se satisfacen las necesidades económicas, sociales, de diversidad cultural y medio ambientales de la actual generación, sin poner en riesgo la satisfacción de estas para las generaciones futuras.

Desarrollo sustentable: Proceso por el cual se preserva, conserva y protege los recursos naturales para el beneficio de las generaciones presentes y futuras.

Impacto ambiental: Cualquier alteración en el sistema ambiental biótico, abiótico y socioeconómico, que sea adverso o beneficioso, total o parcial, que pueda ser atribuido al desarrollo de un proyecto, obra o actividad.

Riesgo de desastres: Corresponde a los daños o pérdidas potenciales que pueden presentarse debido a los eventos físicos peligrosos de origen natural, socionatural, tecnológico, biosanitario o humano no intencional, en un período de tiempo específico y que son determinados por la vulnerabilidad de los elementos expuestos; por consiguiente, el riesgo de desastres se deriva de la combinación de la amenaza y la vulnerabilidad.

INTRODUCCIÓN

Se debe tener claridad en que la exploración y producción de los recursos naturales hacen parte de un modelo económico innato de países en vía de desarrollo que, como Colombia, buscan aumentar su riqueza per cápita con la comercialización de recursos existentes en su territorio hacía mercados con demanda de estos. Al mismo tiempo, se debe reconocer la necesidad implementar tecnologías que permitan disminuir las emisiones de carbono al ambiente y dar paso a una transición ordenada hacía energías más limpias. Todo esto en el marco de un desarrollo sostenible contemplando el ámbito social, ambiental y económico.

Por lo anterior, este capítulo busca generar conciencia en el lector de la cantidad y las fuentes de la energía que Colombia y el mundo consumen día a día; los beneficios energéticos o puntos a tener en cuenta del desarrollo o no de los recursos existentes en los diferentes yacimientos no convencionales; la definición de los yacimientos no convencionales; y la definición de la técnica de fracturamiento hidráulico en perforación horizontal en los YNC. Así mismo, este capítulo busca, desde el conocimiento técnico de la geología y la ingeniería, responder las preguntas más recurrentes que se generan en la sociedad sobre los riesgos inherentes al desarrollo de este tipo de yacimientos, explicando las acciones contempladas y realizadas para reducir al mínimo la posibilidad de materialización de los riesgos.

Debido al debate sobre la viabilidad o no de la aplicación de la técnica de fracturamiento hidráulico con perforación horizontal en Colombia, se hace necesario que el ámbito legislativo, jurisprudencial y la sociedad en general conozcan las definiciones propias de dicha técnica y de los yacimientos no convencionales, se resuelvan imprecisiones conceptuales, se comprendan las medidas de mitigación que se implementan para impedir la materialización de los riesgos y las consecuencias en términos energéticos de no desarrollar este tipo de recursos, tales como el aumento en el precio del gas natural a nivel nacional en un rango entre 1.61 y 2.14 veces el precio pagado actualmente.

ENSAYO 3

ENSAYO: 3
Los yacimientos no convencionales y la técnica FHPH

Autor: Camilo Andrés Bohórquez[105]

La energía es un punto clave para la evolución y el desarrollo de la raza humana. Desde el siglo XX ha existido la necesidad tajante de asegurar la energía acudiendo a diferentes fuentes o generando desarrollos tecnológicos que permitan la transformación energética y su comercialización. De este principio nace la necesidad de buscar otras formas de adquisición energética encontrando en los yacimientos no convencionales una gran solución para adicionar energía disponible al servicio de la humanidad.

A finales de la década de los sesenta, los llamados yacimientos no convencionales hicieron su aparición en Canadá y Estados Unidos con el cambio de paradigmas desde la ciencia y la ingeniería asociados a la existencia de hidrocarburos en formaciones rocosas con propiedades y características diferentes a las desarrolladas hasta ese momento. Al caracterizar las nuevas exigencias técnicas de ese tipo de yacimientos, se generó todo un proceso de I+D+i (investigación, desarrollo e innovación) industrial que llevó a la inclusión de la tecnología fracturamiento hidráulico con perforación horizontal (FHPH) o "fracking" (término usado coloquialmente), para el desarrollo de ciertos tipos de yacimientos no convencionales.

Con el perfeccionamiento técnico-económico y a la utilización masiva del fracturamiento hidráulico multietapa en Estados Unidos, se generó un cambio geopolítico a nivel energético ocasionando que en el 2017 Estados Unidos alcanzara la autosuficiencia en gas natural y desde el 2018 se situara como el país de mayor producción de petróleo sobrepasando a Arabia Saudita (U.S. Department of Energy, 2021, p.1)

Actualmente, Argentina y China realizan desarrollos comerciales de yacimientos no convencionales del tipo arenas apretadas o tight sand aplicando la técnica FHPH. Adicionalmente, Inglaterra y la parte Norte de Australia han levantado las restricciones existentes y se han dado la oportunidad para determinar la viabilidad técnico-económica en el desarrollo de este tipo de recursos en sus territorios.

Ahora bien, en Colombia desde hace alrededor de diez años se habla de yacimientos no convencionales. La primera reglamentación enfocada al desarrollo de este tipo

105 Ingeniero de Petróleos e Ingeniero Mecánico de la Universidad de América con conocimiento en geomecánica para yacimientos no convencionales del tipo Shale. Hizo parte del equipo técnico de la Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos – Acipet en donde realizó trabajos pedagógicos, informativos y técnicos sobre la veracidad e implicaciones del fracking en Colombia. camilobohorqueze@gmail.com

de yacimientos fue la Resolución 180742 del 2012 en donde se establecieron los procedimientos técnicos para la exploración y explotación de hidrocarburos presentes en este tipo de yacimientos. Posteriormente, esta resolución fue derogada casi en su totalidad por la resolución 90341 del 2014, la cual se encuentra actualmente suspendida junto con el Decreto 3004 del 2013 por el Consejo de Estado, al haber aplicado el principio de precaución desde noviembre del 2018.

En abril del 2019 la Comisión Interdisciplinaria Independiente de Expertos, creada para evaluar científicamente el desarrollo de estos yacimientos en Colombia, propuso la realización de proyectos piloto de investigación integral (PPII), cuya esencia se fundamenta en determinar la viabilidad desde una perspectiva científica de la aplicación del fracturamiento hidráulico con perforación horizontal en territorio colombiano. En septiembre de 2019, el Consejo de Estado reiteró la suspensión del Decreto 3004 del 2013 y la Resolución 90341, determinando que la suspensión de los actos administrativos anteriormente mencionados no afectaba la realización de los proyectos piloto de investigación integral planteados.

Al día de hoy, ya se han adjudicado dos contratos especiales de proyectos de investigación (CEPI) que enmarcan la realización de los PPII. El primer contrato asignado fue el correspondiente al Proyecto Kalé de la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol S.A; el segundo contrato asignado es el Proyecto Platero presentado por ExxonMobil Exploration Colombia Ltd. El resultado de estos proyectos indicará la viabilidad o no del desarrollo de los yacimientos no convencionales en Colombia.

El debate entre los sectores opositores y los promotores del desarrollo de los yacimientos no convencionales a través de la técnica FHPH se encuentra aún abierto. Los puntos de divergencia se encuentran en las temáticas ambientales, beneficios sociales, aspectos técnicos y económicos. Esta es una oportunidad para que la sociedad colombiana evalúe conscientemente desde una posición fuera de cualquier ideología política, el posible beneficio o perjuicio que el desarrollo de este tipo de yacimientos puede traer a regiones apartadas que no se ven influenciadas por los desarrollos centralizados de las grandes urbes.

No se puede desconocer que las dinámicas energéticas del mundo están cambiando y que, en un escenario de largo plazo, la demanda por los hidrocarburos líquidos dejará de crecer y será suplida por otro tipo de fuentes energéticas; sin embargo, se debe observar el corto y mediano plazo, los cuales para el país aún muestran fuerte dependencia de los recursos económicos y energéticos generados por el desarrollo de proyectos de recursos no convencionales. Para hablar de los yacimientos no convencionales en Colombia se debe conocer conceptos, propósitos y un marco

técnico para generar un espacio de discusión conceptualizado. A continuación, explicaremos qué son los yacimientos no convencionales, cuáles de estos yacimientos se encuentran en el territorio nacional, la descripción de la técnica de fracturamiento hidráulico con perforación horizontal FHPH y el reconocimiento de algunos riesgos asociados al desarrollo y extracción de este tipo de recursos.

1.1. Yacimiento convencional vs. yacimiento no convencional

Antes de abordar la temática se debe hacer la claridad que el término yacimientos no convencionales (YNC) no refiere directamente a la técnica de fracturamiento hidráulico con perforación horizontal FHPH, sino que hace referencia a diferentes tipos de rocas o sistemas roca-fluido contenedores de hidrocarburos cuyas propiedades petrofísicas y geológicas exigen requerimientos técnicos diferentes a los desarrollados para yacimientos tradicionales. Los hidrocarburos líquidos y gaseosos existentes en un yacimiento no convencional no poseen propiedades diferentes a los hidrocarburos ya conocidos en los yacimientos convencionales; en otras palabras, los hidrocarburos poseen las mismas propiedades y componentes ya conocidos.

El desarrollo de cada uno de estos yacimientos, convencionales y no convencionales, varía de manera considerable desde el diseño, planeación y producción del recurso fósil. Muchas de estas variaciones requieren un esfuerzo extra en caracterización de los sistemas roca-fluido, uso de tecnologías y sinergias de técnicas tanto en el subsuelo como en la superficie.

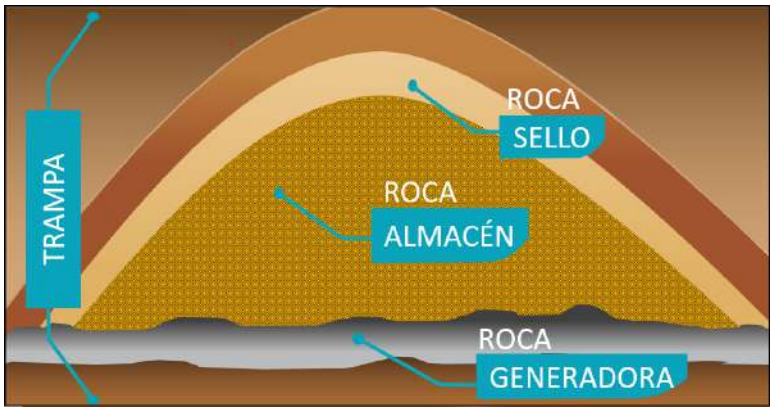
Se debe comprender que la acumulación de hidrocarburos se da dentro de la roca, en espacios porosos. En los yacimientos convencionales el hidrocarburo se acumula en una roca con alta porosidad y permeabilidad, propiedades que, al generar un desbalance de presión permiten el flujo de hidrocarburos hacía el pozo perforado. Mientras que en los yacimientos no convencionales la roca posee otras composiciones o propiedades que exigen un mayor uso de tecnología para lograr conducir el hidrocarburo al pozo de producción. En la Ilustración 1 se observa la diferencia entre las porosidades y permeabilidades de los yacimientos convencionales y no convencionales.

Ilustración 1. Esquematización porosidad y permeabilidad yacimiento convencional vs yacimiento no convencional comparativo con petróleo de lutitas (shale oil)

Fuente: Oil Virtual

En cuanto a su caracterización, el yacimiento convencional es aquel que está compuesto por un sistema petrolífero. Esto quiere decir que para su existencia se requiere la presencia de una roca generadora, una roca almacén y una roca sello. Además, es necesario que hubiese ocurrido un proceso generador de trampas estratigráficas o estructurales, junto con un proceso de migración y acumulación de hidrocarburos en las mencionadas trampas; todo con una sincronización o timing específico (ver Ilustración 2).

Ilustración 2. Sistema petrolífero convencional



Fuente: Oil Virtual

El desarrollo de los yacimientos convencionales puede ser mediante pozos verticales, desviados u horizontales, con técnicas de extracción convencionales usadas para la obtención del hidrocarburo. Desde la década de los 40 se aplica fracturamiento hidráulico en este tipo de yacimientos para influir positivamente en la permeabilidad de la roca utilizando agua, agente sostén y ciertos químicos que impactan positivamente en la interacción con la roca.

Por otro lado, los yacimientos no convencionales hacen referencia a acumulaciones de petróleo y/o gas que no requieren de todos los componentes del sistema petrolífero convencional ya mencionados para su acumulación y existencia. Esto quiere decir que se pueden encontrar entrampados en la roca generadora (lutita de petróleo o gas CBM), en rocas con propiedades petrofísicas diferentes (arenas apretadas), carentes de trampa y de roca sello lo que permite su acumulación en el subsuelo (arenas bituminosas) o fluidos bajo condiciones termodinámicas diferentes (hidratos de gas).

En el caso de Colombia la discusión se encuentra centrada en los yacimientos apretados de lutitas que requieren la utilización de FHPH, técnica que se explicará más adelante. Al referirse a estos yacimientos, se les generaliza con el término yacimientos no convencionales, ocasionando que se incurra en la inclusión errónea de los demás tipos de yacimientos no convencionales, los cuales no requieren de la aplicación de la técnica en discordia.

1.2. Tipos de yacimientos no convencionales

Al entender y diferenciar las cualidades y requerimientos técnicos de producción de cada uno de los tipos de yacimiento no convencional se lograría segmentar y encasillar la discusión actual en los yacimientos apretados de lutitas (shale gas o shale oil); de modo tal que sea posible legislar para que la explotación de otro tipo de YNC (como el CBM) se pueda desarrollar bajo las técnicas tradicionalmente usadas con ciertos requerimientos y condiciones especiales; esto permitiría integrar gas como reservas país.

La inclusión de reservas de gas por medio de la explotación de los CBM va muy acorde con lo planteado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) en el Plan Energético Nacional 2020-2050 en el que se busca un escenario de gasificación que permita avanzar hacia una industria productora de menos emisiones de carbono y disminuir el uso de otros energéticos más contaminantes.

1.2.1. Arenas bituminosas (tar sands)

Las arenas bituminosas son un tipo de yacimiento no convencional caracterizado por la ausencia de roca sello o trampa en el proceso de migración del hidrocarburo permitiendo que este llegue hasta la superficie. Representa el 98% de sus reservas de petróleo para Canadá (Government of Canada, 2013, p. 1), país en el cual el desarrollo e inversión en tecnología para este tipo de yacimientos lo han propulsado a ser el mayor productor de petróleo de este tipo en el mundo.

La distribución composicional del yacimiento generalmente está segmentada en promedio de la siguiente manera: un 83% de arena suelta o arenisca parcialmente consolidada, un 10% de bitumen, un 3% de arcilla y un 4% de agua. La densidad característica del petróleo producido varía entre 8° API a 12° API, ocasionado por la separación y degradación de los componentes más livianos. Este crudo se caracteriza como extrapesado y se le conoce como bitumen.

Este tipo de yacimiento se encuentra usualmente en superficie, o muy cerca de la superficie con una profundidad máxima de 600 metros. Cuando el depósito se encuentra entre la superficie y los 75 metros de profundidad, el desarrollo tiende a ser de tipo cantera o minero, a cielo abierto (ver Ilustración 3).

Ilustración 3. Campo-cantera de arenas bituminosas

Fuente: Foto de Michael S. Williamson/The Washington Post via Getty Images

Para la producción de las arenas bituminosas bajo la técnica de minería, se requiere trabajo continuo las 24 horas del día con el uso de retroexcavadoras y volquetas capaces de cargar hasta 400 toneladas y una planta industrial para la recepción y separación de los compuestos (agua, petróleo y sedimentos).

Si el yacimiento excede la profundidad de 70 metros, se requiere de pozos especialmente diseñados y perforados para poder extraer el hidrocarburo extrapesado. Las técnicas más usadas bajo estos escenarios son SAGD (steam assisted gravity drainage) que requiere de pozos horizontales e inyección de vapor sobrecalentado, CHOPS (cold heavy oil production with sand) cuya característica principal es la producción de arena por medio de un sistema de levantamiento artificial (PCP) especialmente diseñado y THAI (toe to heel air injection) cuyo requerimiento son pozos

horizontales y verticales en arreglos especiales e inyección de aire caliente. Se requieren facilidades de superficie especiales para el manejo del crudo en superficie y no se utiliza la técnica de fracturamiento hidráulico con perforación horizontal.

Para lograr la separación del crudo se generan procesos en los cuales las arenas junto con el petróleo son sometidas a corrientes de vapor de agua o diluyentes para lograr la separación. Esto puede suceder en una planta industrial que recibe por medio de volquetas las toneladas de sedimentos con petróleo extraídos o a través de la inyección directamente a la roca que contiene el hidrocarburo.

En Colombia, se han encontrado manifestaciones de hidrocarburo en el área de la cordillera oriental comprendida por los departamentos de Boyacá, Santander y Cundinamarca, en el Valle Superior y Medio del Magdalena y en los departamentos de Casanare, Meta y Putumayo (Vargas, 2012, p. 111-132). Sin embargo, estos volúmenes de hidrocarburos calculados por simulaciones de variables sometidas a análisis estáticos no han arrojado los estimativos de recursos esperados, por lo tanto este tipo de yacimientos no han sido de interés gubernamental para ser desarrollados.

1.2.2. Hidratos de metano (natural gas hydrate)

Este tipo de yacimiento es el más abundante en el planeta. Es un sólido cristalino formado a partir de moléculas de agua que envuelven moléculas de metano al interior de su estructura. Pueden contener diferentes tipos de gases como metano, dióxido de carbono, nitrógeno y sulfato de hidrogeno. En la Ilustración 4 se logra identificar cómo se encuentra el recurso en este tipo de yacimiento no convencional.

Ilustración 4. Clatrato de metano en combustión

Fuente: Oropesa, 2017

Se encuentran en grandes cantidades en los lechos marinos (a partir de 500 metros de profundidad) y en el suelo de las regiones polares denominadas permafrost, a menor profundidad (normalmente, a partir de los 150 metros, Adelantos, 2017). El 98% de los recursos globales de hidratos de gas natural estimados se encuentran en sedimentos del lecho marino y solo el 2% en suelo glaciar (Zou, 2013, p. 391). El hielo se forma a una temperatura dada y presión mayor a la atmosférica, lo cual auspicia la formación e inclusión del metano dentro de la composición cristalina. La limitante principal de este tipo de yacimientos es la inexistencia de tecnología económicamente viable para evitar las fugas de metano al iniciar el proceso de descompresión.

Un metro cúbico de hidrato de metano contiene aproximadamente 164 metros cúbicos de gas metano. No es viable la utilización del fracturamiento hidráulico con perforación horizontal para su desarrollo.

En Colombia se presume la existencia de estos recursos en la cuenca de Chocó offshore en el océano Pacifico, así como en las cuencas Guajira Offshore y la cuenca Sinú offshore ambas en el Mar Caribe. Su caracterización no ha sido la apropiada debido a la falta de información sísmica que permita mejorarla (Vargas, 2012, p. 65).

1.2.3. Petróleo en arenas apretadas (tight oil) y gas en arenas apretadas (tight gas)

Los yacimientos de arenas apretadas son algunos de los yacimientos no convencionales más importantes en el mundo debido a los grandes volúmenes que se ha podido cuantificar. Por ejemplo, según el Servicio Geológico de los Estados Unidos (USGS por sus siglas en inglés) en el mundo hay 70 cuencas con yacimientos de gas apretado que tienen un volumen de alrededor de 742x10^13 ft3 entre reservas y recursos prospectivos (Zou, 2013, p. 239).

La Sociedad de Ingenieros del Petróleo (SPE) define en su Sistema de Gerencia de los Recursos del Petróleo (2018, PRMS por sus siglas en inglés) los conceptos de “gas en arenas apretadas” (tight gas) de la siguiente forma:

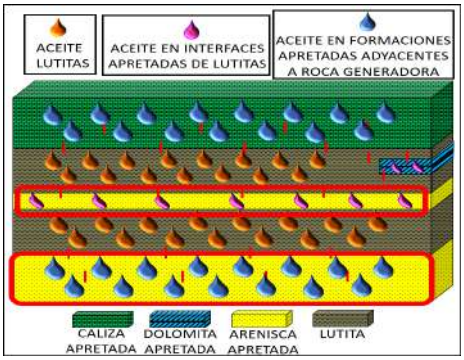
> Es el gas atrapado en el espacio poroso y fracturas en rocas de muy baja permeabilidad y/o por adsorción en kerógeno, y posiblemente en partículas de arcilla el cual se libera cuando se desarrolla un diferencial de presión. Por lo general, requiere un gran fracturamiento hidráulico para facilitar la producción comercial.

En el mismo documento la SPE proporciona la definición para el “petróleo en arenas apretadas” (tight oil):

Es el petróleo atrapado en el espacio poroso y fracturas en rocas de muy baja permeabilidad y puede ser líquido en condiciones de yacimiento o convertirse en líquido en condiciones de superficie. Se requiere invariablemente un gran fracturamiento hidráulico facilitar la madurez comercial y la producción económica.

Normalmente este tipo de yacimientos pueden encontrarse naturalmente fracturados, lo que económicamente es favorable para el desarrollo de los recursos fósiles. Sin embargo, el hecho de estar naturalmente fracturado no es excluyente de que se realicen labores de fracturamiento hidráulico de máximo dos fracturas en pozo vertical o desviado. Existen ciertos yacimientos con características especiales, en los cuales pueden presentarse intercalaciones de lutitas y arenas lo que hace más atractivo el escenario de desarrollo.

Ilustración 5. Representación de intercalaciones de lutitas y arenas



Fuente: Adaptado de Zaixing, 2016, p.4

1.2.4. Lutitas petrolíferas (oil shale)

Este tipo de yacimientos tienden a ser confundidos con el petróleo de lutitas (shale oil). Los oil shales (ver Ilustración 6), son depósitos de lutita, limolita y de margas altamente saturado de querógeno. El querógeno es el compuesto que se genera al descomponerse la materia orgánica en la génesis de la roca, es un sólido insoluble que produce petróleo o gas a temperaturas y presiones determinadas y que se encuentra normalmente a poca profundidad. Para obtener hidrocarburos de este tipo de yacimiento la roca debe ser calentada o tratada con solventes y su extracción se hace con métodos de minería convencionales. El producto es conocido como petróleo crudo sintético (SPE, 2018). Las lutitas petrolíferas no son de interés exploratorio en Colombia.

Ilustración 6. Depósito de lutitas petrolíferas (oil shale)

Fuente: Dlouhy, 2013.

1.2.5. Metano en mantos de carbón (coal bed methane o CBM)

Este tipo de yacimientos suelen presentarse en zonas donde hay grandes depósitos de carbón en los que pueden existir sistemas de extracción tipo cantera o socavón. Tiene una variación de profundidad de 300 a 1700 metros de profundidad en Colombia (Garzón, s.f.).

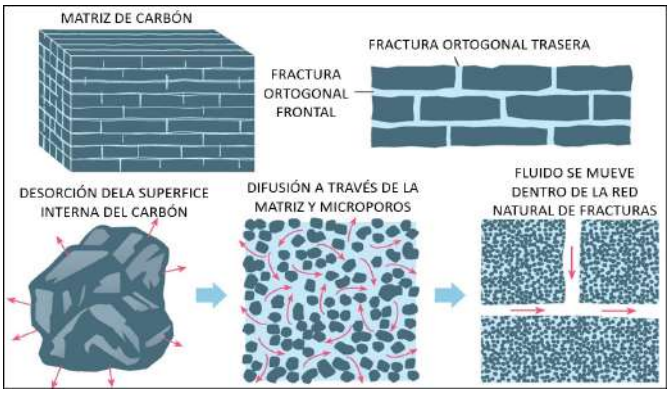
El carbón formado naturalmente en el proceso de diagénesis se caracteriza por "lechos" o extensiones largas y continuas de la roca. La composición del gas generado va a depender de la temperatura, presión y condiciones geológicas a las que haya estado sometido el carbón. Como resultado de esas condiciones se obtiene gas por degradación microbiana o termogénica. De manera general el gas presenta mayor presencia de metano (CH_4), aunque esto no significa que no se encuentre etano (C_2H_6) o propano (C_3H_8) en mínima cantidad, así como otros gases inertes.

Este tipo de yacimiento no convencional es del tipo roca generadora, debido a que la roca objetivo para la producción del hidrocarburo gaseoso es la misma que lo generó. Acá, la acumulación del gas se presenta como gas comprimido en los espacios porales, adsorbido en el carbón y como gas libre en las fracturas propias del carbón. La sobresaturación de agua genera la presión natural existente en los mantos o vetas de carbón, los cuales suelen tener recarga hídrica en la superficie.

En consecuencia, el carbón debe despresurizarse o deshidratarse produciendo grandes cantidades de agua y generar una caída de presión suficiente para ocasionar la desorción y movilización del gas. En la prospección de este tipo de yacimientos es importante caracterizar las fracturas naturales existentes en el carbón, de esto dependerá la viabilidad económica para el desarrollo de estos proyectos. En la Ilustración 7 se puede observar la disposición de las fracturas propias de la roca

y del proceso de movilización del gas a partir de la desorción del gas y movilización del fluido gaseoso a través del sistema.

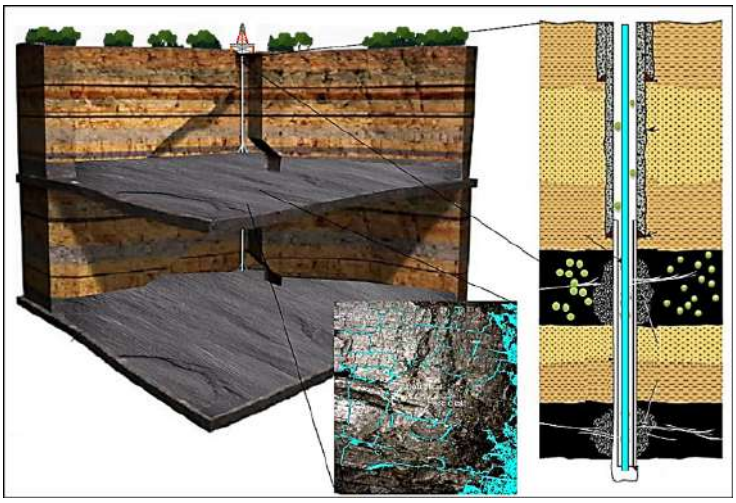
Ilustración 7. Migración del gas a través de la red natural de fracturas



Fuente: Adaptado de Schlumberger. (s.f.)

Este tipo de yacimientos se puede desarrollar a partir de pozos verticales, desviados u horizontales, dependiendo de las características propias de la roca. No es necesario realizar fracturamiento hidráulico multietapa con perforación horizontal si la densidad de fracturas naturales propias del carbón permite tener una permeabilidad considerable en la roca. Por lo general se realiza fracturamiento hidráulico convencional en pozo vertical o desviado. En la Ilustración 8 se observa una visión esquemática del desarrollo de los mantos de carbón.

Ilustración 8. Pozo y completamiento en mantos de carbono



Fuente: Adaptado de García, s.f.

El ciclo de producción de estos yacimientos inicia con la caracterización del carbón, despresurización del yacimiento y posterior puesta en marcha de la producción. Lo más característico en la etapa de despresurización es la cantidad de agua que se debe producir por cierto periodo de tiempo para generar el desbalance necesario y así el proceso de desorción y liberación del gas. Esta etapa exige la perforación de pozos de producción de agua y la instalación de facilidades de superficie para el tratamiento del agua producida.

En Colombia la producción del agua proveniente de este tipo de yacimientos es vista como desecho resultante de la producción del gas obligando a las empresas a la reinyección del recurso hídrico. Sin embargo, en el CBM Powder River Basin ubicado en el estado de Wyoming, Estados Unidos, el agua de producción es vista como un subproducto en la producción del gas metano, lo que le permite al estado disminuir el estrés hídrico en ciertas regiones a partir de la integración del fluido producido al ciclo del agua. Para llegar al éxito de estas prácticas, se requiere poseer un conocimiento previo a partir de la generación de líneas base hidrogeológicas y ecosistémicas, junto con un monitoreo constante que permita llevar un registro y una identificación de anomalías en cualquier punto del tiempo (Martel-Valles, 2016)

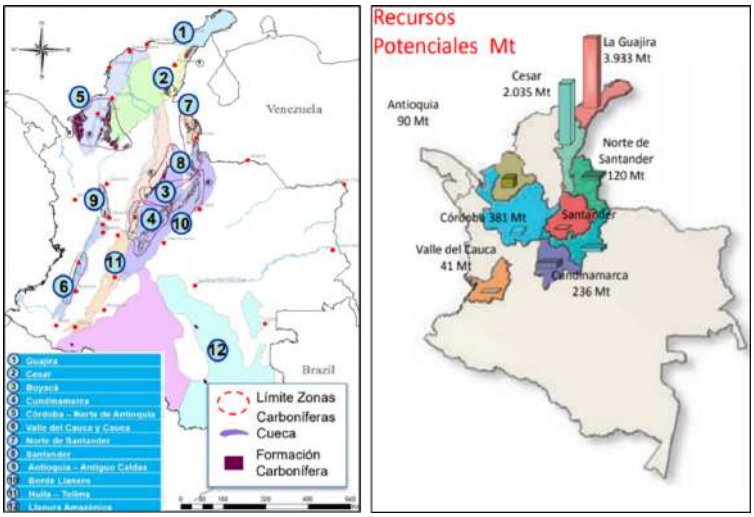
La industria de hidrocarburos junto con corporaciones ambientales colombianas ha realizado estudios para que, a partir de la debida caracterización del agua de producción, lograr que sea incluida al ciclo natural del agua permitiendo disminuir el estrés hídrico de ciertas zonas. Entre estos estudios se encuentra un primer acercamiento de la Corporación Colombiana de Investigación Agropecuaria en dónde se usó agua de producción de los campos convencionales de producción de petróleo Apiay. A partir de la debida caracterización del agua de producción, se irrigaron cultivos, fue brindada al consumo de bovinos y aves sin ningún resultado adverso ni al suelo ni a la salud de los animales. Esto demuestra la sinergia que debe existir entre la industria y entes de investigación para lograr darle solución a grandes disyuntivas y optimizar recursos de las operaciones diarias al extraer hidrocarburos.

Los yacimientos de CBM en Colombia son de gran interés pues con el desarrollo de estos se podría extender el horizonte de autosuficiencia de gas natural. Se han identificado 12 principales zonas carboneras en Colombia (ver Ilustración 9), siendo las regiones de los departamentos del Cesar y La Guajira las que mayor potencial presentan. La ventaja de tener CBM (Petrowiki, s.f.)[106] en un clima seco como el del departamento de la Guajira es la producción de agua, como se mencionó anterior-

106 Las operaciones de producción en pozos de metano de mantos de carbón (CBM) no son significativamente diferentes de otros pozos de gas, excepto por una distinción importante: los pozos convencionales generalmente comienzan la producción con altas relaciones gas / agua (GWR) que disminuyen con el tiempo, mientras que los pozos CBM comienzan con GWR bajos que aumentan con el tiempo.

mente, por lo cual una política para el uso de esta agua producida en la etapa inicial también puede apalancar mejoras ambientales y sociales en la región.

Ilustración 9. Distribución de recursos CBM en Colombia



Fuente: Adaptado de García, s.f.

Uno de los grandes desafíos e incógnitas del desarrollo de este tipo de yacimiento es conocer el punto en el cual se logrará alcanzar el desbalance en presión para la producción de gas. No alcanzar el punto de despresurización en el horizonte de tiempo planeado tiene impactos críticos desde el punto de vista operativo.

Entre el 2017 y 2018 la empresa Drummond Ltd. perforó 15 pozos verticales con fracturamiento hidráulico convencional para iniciar la despresurización del CBM bajo el contrato La Loma en el departamento de Cesar. En diciembre de 2019 el Consejo de Estado suspendió la operación de estos 15 pozos basados en el supuesto incumplimiento a la medida cautelar y suspensión al Decreto 3004 del 2013 y la Resolución 90341 del 2014 que reglamenta la aplicación de fracturamiento hidráulico en perforación horizontal en lutitas de petróleo. Sin embargo, en el 2020 el Consejo de Estado tuvo que reversar el fallo al no encontrar pruebas del desacato en vista de que la empresa Drummond Ltd. demostró que las operaciones de perforación y fracturamiento hidráulico convencional terminaron antes de conocerse la suspensión de la regulación.

Aún no se conoce el resultado de producción de estos 15 pozos que tuvieron que parar y reanudarse posteriormente afectando la despresurización operativa del yacimiento.

1.2.6. Petróleo de lutitas (shale oil) y gas de lutitas (shale gas)

El PRMS de la SPE realiza la siguiente aclaración respecto al petróleo de lutitas:

> Aunque los términos petróleo de lutitas y petróleo en arenas apretadas (tight oil) se usan a menudo indistintamente en el discurso público, las formaciones de lutitas son solo un subconjunto de todas las formaciones apretadas de baja permeabilidad, que incluyen areniscas y carbonatos, así como las arcillas, como fuentes de producción de petróleo en arenas apretadas.

Así mismo, el PRMS establece la distinción correspondiente para el ámbito del gas:

> Aunque los términos gas de lutitas y gas en arenas apretadas (tight gas) se usan a menudo indistintamente en el discurso público, las formaciones de lutitas son solo un subconjunto de todas las formaciones apretadas de baja permeabilidad, que incluyen areniscas y carbonatos, así como las arcillas, como fuentes de producción de gas en arenas apretadas.

Este tipo de yacimientos no convencionales requieren de la utilización del fracturamiento hidráulico con perforación horizontal FHPH. El desarrollo de este tipo de yacimientos ha sido cuestionado en diferentes países por sus riesgos técnicos y exigencias hídricas. Esta tecnología es el resultado de la unión de dos técnicas generadas desde la ingeniería para mejorar la producción de hidrocarburos.

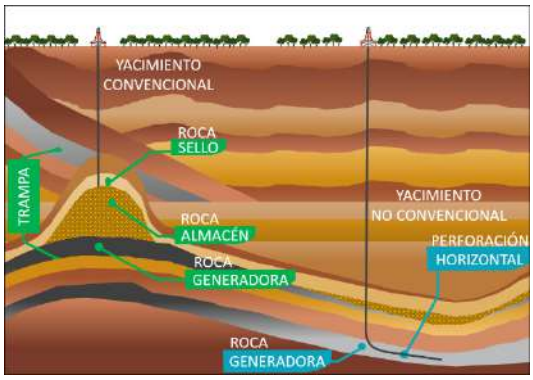
La primera técnica es el fracturamiento hidráulico, el cual busca mejorar la permeabilidad a partir de la generación de fracturas en la roca con la inyección de fluido a alta presión (normalmente agua), material sostén o propante que mantiene las fracturas generadas abiertas y ciertos químicos que favorecen la inyección del fluido e interacción con la roca. La segunda técnica es la perforación de pozos horizontales, esto quiere decir que, al momento de la perforación a partir de una profundidad escogida en la lutita, la trayectoria del pozo es horizontal o paralela a la inclinación de la roca de interés.

Este tipo de yacimiento es conocido comúnmente por encontrarse en la roca generadora de hidrocarburos del sistema petrolífero convencional. El objetivo es extraer el hidrocarburo que no logró migrar de la roca hacia otras formaciones suprayacentes. Esta roca posee permeabilidades en el orden de los nanodarcies, específicamente entre 1 y 100 nanodarcies, lo que no permite la fluidez de los hidrocarburos a través de la roca. Su porosidad se encuentra entre 5% - 12%.

Es importante tener un punto de referencia para realizar el comparativo del tamaño de los poros existentes en la roca. El tamaño medio del espacio poroso capaz de acumular hidrocarburo es de 20 nm (1 nm = 10^{-9} m).

En la Ilustración 10 se observa la forma de perforación de un pozo en un yacimiento no convencional. Cabe resaltar que es una ilustración esquemática la cual no se encuentra a escala, pero sí enmarca el concepto entre la diferenciación de yacimiento convencional y no convencional.

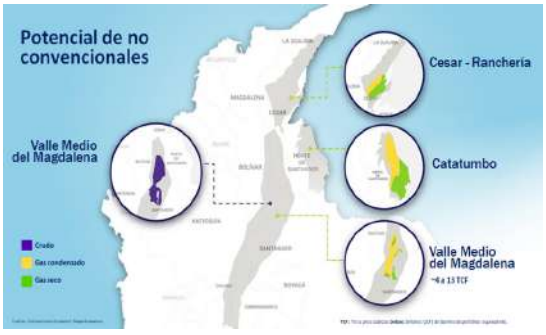
Ilustración 10. Yacimiento convencional y yacimiento no convencional



Fuente: Oil Virtual

Como ya se mencionó, el desarrollo de este tipo de yacimientos requiere del FHPH. La aplicación de esta técnica es el punto central de discusión para el desarrollo de este tipo de recursos. En Colombia se tienen identificadas tres posibles cuencas para iniciar el desarrollo de este tipo de proyectos (ver Ilustración 11): Cesar-Ranchería, Catatumbo y Valle Medio del Magdalena. En esta última es en dónde se realizarán los 2 contratos CEPI aprobados para el desarrollo de los proyectos piloto de investigación integral PPII.

Ilustración 11. Ubicación geográfica en Colombia de las cuencas con yacimientos del tipo shale oil, shale gas



Fuente: Ecopetrol

1.3. Potencial de los yacimientos no convencionales en Colombia

Para los fines pertinentes de este documento en cuanto a recursos estimados presentes en los yacimientos no convencionales se utilizarán los datos proveídos[107] por la Agencia Nacional de Hidrocarburos- ANH segmentados por cuenca sedimentaria, tipo de yacimiento no convencional y estimativo alto, medio o bajo[108]:

- Recursos CBM

RECURSOS CONTINGENTES			
Cuenca	**Estimativo alto**	**Estimativo medio**	**Estimativo bajo**
Cesar – Ranchería	1613 Gpc	650 Gpc	282 Gpc

Recursos Tight/Shale Gas

RECURSOS PROSPECTIVOS			
Cuenca	**Estimativo Alto**	**Estimativo Medio**	**Estimativo Bajo**
Cesar – Ranchería	11740 Gpc tight gas	6530 Gpc tight gas	3480 Gpc tight gas
Valle Medio del Magdalena	13400 Gpc shale gas	7600 Gpc shale gas	4400 Gpc shale gas
Catatumbo	1460 Gpc Shale Gas	580 Gpc shale gas	160 Gpc shale gas
RECURSOS CONTINGENTES			
Cuenca	**Estimativo Alto**	**Estimativo Medio**	**Estimativo Bajo**
Cesar – Ranchería	25060 Gpc tight gas	15370 Gpc tight gas	9040 Gpc tight gas

Recursos Tight/Shale Oil

RECURSOS PROSPECTIVOS			
Cuenca	**Estimativo Alto**	**Estimativo Medio**	**Estimativo Bajo**
Cesar – Ranchería	4041 Mbl tight oil	1881 Mbl tight oil	565 Mbl tight oil
Valle Medio del Magdalena	7073 Mbl shale oil	3349 Mbl shale oil	1154 Mbl shale oil

1.4. Definición técnica del fracturamiento hidráulico con perforación horizontal - FHPH

El fracturamiento hidráulico es una técnica que busca mejorar la permeabilidad del yacimiento a partir de la inyección presurizada de un fluido compuesto por agua, propante o agente sostén y químicos a través de un pozo que está en contacto con la roca (USGS, s.f.). La intención de este proceso es la creación de nuevas fracturas que permitan aumentar la permeabilidad de la roca estimulada y como objetivo

107 Acuerdo número 11 del 16 de septiembre de 2008 del Consejo Directivo de la ANH, artículo 1° "...las compañías de exploración y explotación de hidrocarburos presentes en el país deberán suministrar a la ANH toda la información de recursos y reservas de hidrocarburos..." según el

108 Radicado 20215110038621 Id: 585820 Fecha: 2021-03-12 ANH, respuesta a solicitud del Derecho de petición ANH ID 574375 radicado fecha 27 de enero 2021.

subsiguiente, la interconexión entre las fracturas naturales preexistentes producto de la dinámica entre las placas tectónicas y las fracturas hidráulicas generadas. El fracturamiento hidráulico es un tratamiento de estimulación ejecutado de forma rutinaria en los pozos de petróleo y gas a los yacimientos convencionales de baja permeabilidad desde la década de los 40s (Schlumberger, s.f.a.).

Antes de aplicar el fracturamiento hidráulico se deben realizar, entre muchos otros, los estudios geomecánicos, cuyo objetivo es estudiar las propiedades mecánicas y elásticas de las rocas e identificar la dirección y magnitud de los esfuerzos a los que serán sometidas, en este caso aquellos generados por la presión hidráulica. A partir de este entendimiento, se logran ajustar modelos matemáticos que permiten determinar un comportamiento aproximado de las fracturas desarrolladas, prever futuros inconvenientes y generar un diseño de fractura y de fluidos ajustado para lograr el objetivo planteado. Estos análisis son de carácter obligatorio para evitar el desencadenamiento de impactos ambientales.

En el caso de los yacimientos de lutitas se requiere una mayor caracterización debido a la existencia de heterogeneidades y anisotropía, características que aumentan la complejidad de las fracturas generadas. Las fracturas generadas no son planares, lo que implica que se tienen caminos preferentes de propagación primarios y caminos secundarios que aparecen según la interacción con fracturas naturales y las mismas propiedades de la roca.

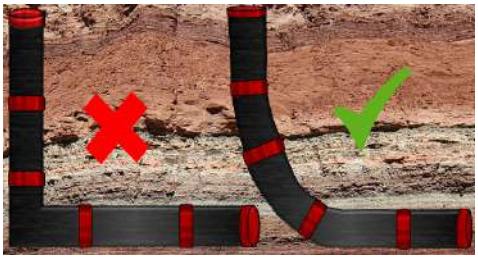
El componente que aporta la permeabilidad al volumen de yacimiento estimulado es el propante, el cual es agregado al fluido antes de ser bombeado y cuyo tamaño puede variar entre los 0.1 y 2 milímetros de diámetro (King, s.f.). Este propante debe lograr situarse casi en la totalidad de la longitud de las fracturas generadas. La fase continua, o agua, debe ser capaz de llevar el propante hasta la ubicación deseada dentro de la fractura generada en la roca, por lo cual se deben agregar químicos al fluido para evitar que el propante se precipite o ubique en lugares no deseados. Al situar el propante en los lugares deseados, este mantendrá abiertas las fracturas y permitirá que los hidrocarburos fluyan a través de las fracturas hacia el pozo.

Para lograr la viabilidad económica de los proyectos, se requiere aumentar la proporción de yacimiento estimulado y lograr una mayor tasa de hidrocarburos producidos desde un mismo pozo perforado. Para esto, se realizan varias etapas de fracturas distribuidas en diferentes puntos de la sección horizontal del pozo para optimizar la inversión generando una mayor cantidad de fracturas controladas desde un mismo pozo. De aquí nace el concepto fracturamiento hidráulico con perforación horizontal FHPH; esta técnica también puede ser llamada fracturamiento hidráulico

multietapa en perforación horizontal.

El término 'pozos horizontales' se refiere a la geometría final del pozo. Este inicia su perforación de forma vertical desde la superficie hacia la formación de interés, a cierta profundidad y según cálculos de ingeniería, se inicia una perforación curva con la finalidad de llegar a la profundidad dada con la broca en orientación horizontal o paralela al buzamiento de la roca objetivo. Al alcanzar la profundidad objetivo se inicia una perforación paralela a la formación con una longitud de entre 800 a 1500 metros. La perforación de pozos horizontales busca aumentar el área de contacto del pozo con la roca de interés. En la Ilustración 12 se observa cómo es realmente un pozo horizontal y la Ilustración 13 presenta el estado final del subsuelo con la perforación de varios pozos completados con fracturamiento hidráulico multietapa desde una misma locación en superficie; es importante anotar que esta visualización no corresponde a un PPII sino a una locación con desarrollo comercial del yacimiento.

Ilustración 12. Esquematización errónea vs real de direccionamiento de pozo



Fuente: Elaboración propia

El desarrollo de un yacimiento no convencional del tipo petróleo en lutitas inicia con la perforación de pozos verticales convencionales, los cuales permiten la extracción de información y así la caracterización de la roca. Adicionalmente, el conocimiento adquirido del yacimiento, subsuelo, suelo, locación y condiciones regionales permiten ir generando planes de gestión del riesgo que al momento de la aplicación de FHPH se tengan todas las precauciones y acciones de mitigación para evitar la materialización del riesgo.

Ilustración 13. Representación esquemática de un PAD de pozos horizontales con fracturamiento hidráulico masivo

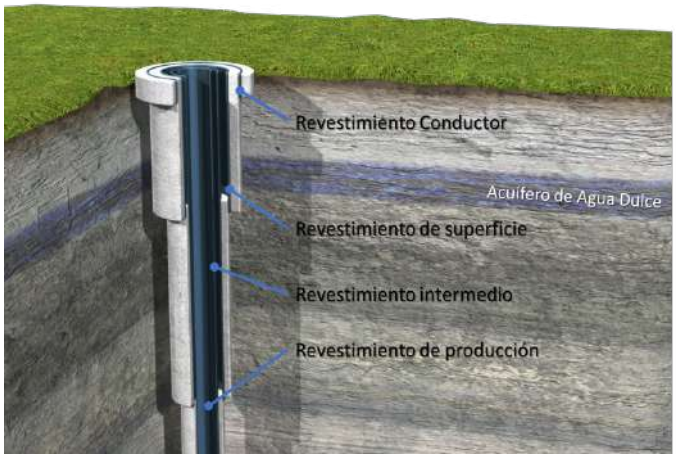
Fuente: Younes, 2018.

1.5. Descripción ilustrativa de una operación de perforación y fracturamiento hidráulico - FHPH

Los pozos verticales utilizados para la caracterización del yacimiento se perforan hasta alcanzar la formación de interés en el YNC. Se inicia el pozo de perforación acentuando un revestimiento[109] de superficie cuyo diámetro se encuentra entre 20 y 30 pulgadas. Conforme se va perforando y se llega hasta las profundidades indicadas, se baja otro revestimiento y se acentúa para, posteriormente, hacer fluir cemento y aislar al pozo de las zonas externas. A medida que las etapas del pozo van avanzando, el diámetro del hoyo va disminuyendo por efecto telescópico (ver Ilustración 14). Para este tipo de pozos exploratorios se practican diferentes pruebas petrofísicas, geoquímicas, geomecánicas y geológicas, que permitan identificar las propiedades de la roca y, en algunos casos, extraer secciones de roca por corazonamiento[110].

109 El revestimiento también es conocido como tubería de revestimiento o casing en inglés.
110 Técnica utilizada en la perforación para extraer secciones de roca y llevarlas hasta superficie.

Ilustración 14. Representación gráfica de recubrimientos y aislamientos (3 tuberías de revestimiento, 3 capas de cemento)



Fuente: Conocophillips, 2018.

Los pozos horizontales se perforan en general de manera similar, con un cambio significativo cuando el pozo llega a cierta profundidad y deja de ser vertical, para iniciar una construcción angular cuyo objetivo es llegar con la broca a 90° o paralela a la inclinación de la formación (ver Ilustración 15). Posteriormente, se continúa perforando de manera horizontal y se evalúa en paralelo las propiedades de la formación de interés mediante registros de pozo. Esta perforación horizontal se realiza con una longitud de entre 800 m y 1500 m lineales.

Al evaluar la roca y llegar al punto indicado, se desplaza el revestimiento en la sección horizontal y se cementa el anular para garantizar la protección de la formación y la estabilidad de todo el pozo.

Ilustración 15. Escama de perforación horizontal en punta de broca

Fuente: Mazerov, 2014.

La etapa de fracturamiento inicia con el cañoneo del revestimiento y el cemento, esto es la generación de pequeños agujeros que conecten el interior del pozo y la roca, los cuales serán los canales preferentes por donde la fractura se generará.

Una vez terminada esta operación, en superficie se dispone de tanques para el almacenamiento de agua y tanques areneros o de propante. Para la puesta en condición del fluido a ser usado en la fractura se inicia con la alimentación de los compuestos que se van a adicionar en el tanque de mezcla (blender), este realiza la mezcla de propante, agua y de aditivos utilizados para mejorar propiedades de la mezcla generada. Una vez el fluido está en condiciones de diseño, se traslada al manifold, equipo que distribuye los fluidos a las bombas hidráulicas. Las bombas aumentan la presión del fluido hasta llevarlo a la presión requerida. Posteriormente, desde el manifold se bombea el fluido presurizado hacia el pozo y se conecta al cabezal del pozo, desde donde se direcciona hasta la sección seleccionada, la cual ha sido previamente cañoneada (ver Ilustración16).

Ilustración 16. Set básico de fracturamiento

Fuente: Modificado de EPA, 2016, p. 21.

Todos estos procedimientos en superficie y en subsuelo son constantemente monitoreados en el centro de comando, el cual está siempre alerta de que ningún parámetro salga de los límites operacionales permitidos.

Las fracturas tienen un espesor de milímetros y pueden tener una extensión de 20 hasta 100 metros. La dirección de estas también ha sido ya determinada gracias a los estudios y cálculos geomecánicos realizados con anterioridad.

El fluido de fractura (ver Ilustración 17) está compuesto por arena + agua en un 99.51% y por aditivos químicos (máximo 7) el restante 0.49%. Dependiendo del número de fases, este proceso se puede repetir desde 2 hasta 20 veces en promedio en distin-

tos intervalos (fases).

Ilustración 17. Adaptación gráfica. Químicos usados en un fluido de fractura

Fuente: Modificado de ICP (Instituto Colombiano del Petróleo)

Respecto al agua, en un principio y dependiendo de las características de la formación, puede retornar entre el 20% y el 60% del agua usada en el fracturamiento, lo que se conoce como flowback. Cabe resaltar que otro porcentaje del agua saldrá cuando se inicie la fase de producción del pozo. Esta agua de retorno viene con gran cantidad de cloruros y carbonatos, por lo cual es tratada para ser reutilizada en futuras estimulaciones para reducir la huella hídrica.

Para el fracturamiento de cada una de las etapas, se sitúan tapones dentro del pozo que permiten aislar la zona específica que será fracturada de todas las demás secciones. La razón de esto es para optimizar la energía utilizada en el proceso y focalizar la presión en la generación de fracturas.

Ilustración 18. Sistema de aislamiento de la zona a estimular

Fuente: Oil Virtual

Finalizado el proceso de ejecución de todas las etapas programadas, se retiran los tapones y el pozo empieza a producir fluidos. Inicialmente se debe generar un desbalance de presión entre la formación, el pozo y la superficie para forzar la movilización de los fluidos. Primero se produce parte del fluido de fracturamiento, posteriormente el pozo comenzará a producir hidrocarburos los cuales salen de forma controlada a superficie.

1.6. Riesgos sobre la técnica y mitigación

En vista de la complejidad de la técnica descrita en la sección anterior, es normal que existan riesgos y que se genere un temor en la sociedad por la posible materialización de dichos riesgos. Hay sectores que afirman la ocurrencia de los riesgos identificados y el desencadenamiento de impactos ambientales como agotamiento del recurso hídrico en la región, contaminación de acuíferos y cuerpos de agua dulce, generación de sismos mayores a 4.0° en la escala de Richter, producción en cantidades tóxicas de materiales radioactivos y perjuicios irreparables en las emisiones de gases de efecto invernadero.

Sin embargo, la técnica comporta una curva de aprendizaje que ha sido desarrollada y analizada desde la ciencia y la ingeniería en diferentes países, la cual ha permitido identificar todos los posibles riesgos y factores críticos que han desencadenado impactos ambientales en eventos desafortunados, lo que ha conducido a minimizar el porcentaje de ocurrencia. La evolución de la humanidad siempre ha estado sujeta a la toma de riesgos para la adquisición de un bien mayor. En esta sección veremos la descripción de los riesgos presentes en el desarrollo de la técnica y las acciones de mitigación que se han mencionado para evitar la materialización de los riesgos.

Algo que siempre se debe tener en cuenta al tratar este tema tan importante en donde el medio ambiente se encuentra involucrado es la diferencia entre impacto y riesgo ambientales. Teniendo en cuenta la definición de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) un impacto ambiental es: “Cualquier alteración en el sistema ambiental biótico, abiótico y socioeconómico, que sea adverso o beneficioso, total o parcial, que pueda ser atribuido al desarrollo de un proyecto, obra o actividad”.

Consecuentemente según el Sistema Nacional de Gestión de Riesgo de Desastres, el riesgo de desastre es:

> Corresponde a los daños o pérdidas potenciales que pueden presentarse debido a los eventos físicos peligrosos de origen natural, so-

> cio-natural tecnológico, biosanitario o humano no intencional, en un período de tiempo específico y que son determinados por la vulnerabilidad de los elementos expuestos; por consiguiente, el riesgo de desastres se deriva de la combinación de la amenaza y la vulnerabilidad (Congreso de la República, Ley 1523 del 2012).

Entonces los impactos ambientales se enmarcan en toda perturbación favorable o no al medio ambiente, que enmarca al suelo, aire, agua, organismos vivos y el ecosistema de los humanos. Esto implica que toda actividad humana o industrial que se planee desarrollar genera un impacto, esto es inevitable.

Los riesgos son posibles daños de cualquier índole que se pueden desarrollar de manera no intencional y se encuentran determinados por los elementos a los que están expuestos. La gestión del riesgo consiste en el diseño y la implementación de estrategias y medidas de contención con la intención de evitar la ocurrencia del riesgo ya identificado, ya sea mediante la disminución del porcentaje de ocurrencia del riesgo o mediante la minimización de los impactos negativos en caso de que el evento de riesgo se materialice.

De manera similar a los impactos, todas las actividades conllevan un riesgo que les es connatural. Esto quiere decir que cualquier actividad humana desde caminar en la calle hasta viajar al espacio, conllevan un riesgo, (por ejemplo, tropezarse o que explote el cohete respectivamente); estos riesgos no pueden ser eliminados, pero sí pueden gestionarse de modo tal que el impacto sea el mínimo posible en caso de que ocurran.

Cada riesgo materializado e impacto ambiental que haya tenido lugar a lo largo de la historia de la técnica FHPH ha sido estudiado, analizado y comprendido desde el punto de vista científico e ingenieril para generar y proponer acciones que permitan gestionar el riesgo y disminuir la ocurrencia y materialización a niveles aceptados. Por tal motivo, las decisiones se deben tomar con la caracterización de los impactos que el desarrollo de la técnica puede tener sobre los riesgos ya caracterizados, pues estos últimos son gestionables y se puede limitar su ocurrencia.

Es importante recalcar que para que se constituya la materialización del riesgo, este debe afectar de forma mínima a un elemento socio ambientalmente aprovechable. En el caso de la técnica FHPH un ejemplo de la materialización del riesgo es la afectación a un acuífero. A continuación, se presentan las principales preocupaciones sobre los riesgos de aplicar FHPH en el territorio colombiano junto con las acciones de mitigación respectivas.

1.6.1. Agotamiento del recurso hídrico

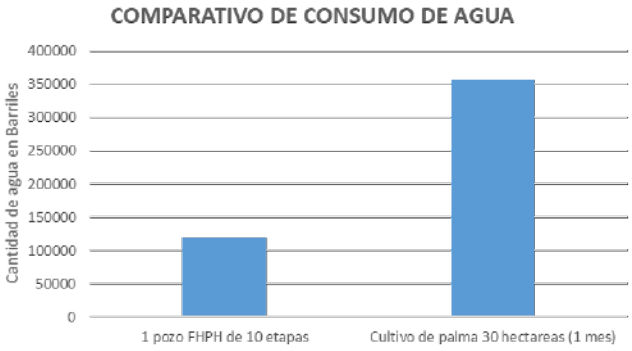
Uno de los mayores temores en la comunidad en general en cuanto al desarrollo de los yacimientos de shale oil y shale gas es el origen del agua que es usada en la realización del fracturamiento hidráulico y los volúmenes usados en la misma. Determinar la cantidad de agua a ser usada en un pozo con fracturamiento hidráulico dependerá de las condiciones de la roca a ser fracturada y de la cantidad de etapas a realizar. Dar un valor promedio real para Colombia es prematuro pues aún no se ha logrado la ejecución de la técnica.

En teoría, un pozo con 10 etapas de fracturamiento requiere una cantidad de agua de aproximadamente 119.000 Bls (18,919 m3 de agua), agua que será requerida solo una vez en la vida del pozo. Esto equivale a 5.61 piscinas olímpicas. Del agua inyectada se podrá recuperar y reutilizar entre el 20% y 50%, dependiendo del yacimiento no convencional y de la interacción del fluido inyectado con el sistema (Kondash, 2017).

Para entender y dimensionar la cantidad de agua usada se realiza el siguiente comparativo: un cultivo de palma de aceite de 30 hectáreas requiere en 30 días 106,305 barriles de agua (16,901 m3 de agua) que equivalen a 5.01 piscinas olímpicas. En Colombia al 2020 había 590.188 hectáreas de palma sembradas[111]; esto implica que en los primeros 6 meses de estos cultivos el consumo fue de aproximadamente 2,091 millones de barriles de agua; el equivalente a 17,574 pozos de FHPH con 10 etapas de fractura.

En la Ilustración 19 se observa el comparativo de requerimiento de agua por 1 pozo de nueve etapas y un cultivo de palma de 30 hectáreas por 1 mes.

Ilustración 19. Comparativos de agua de consumo entre un pozo con 10 etapas y un cultivo de palma



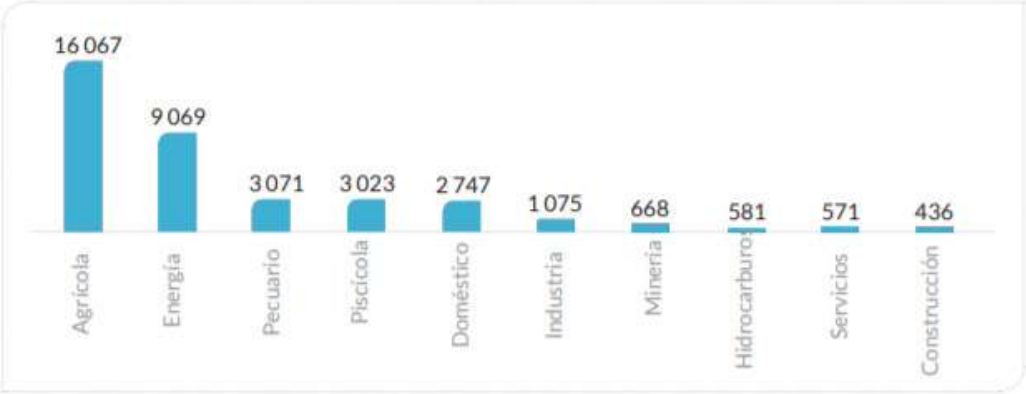
Fuente: Realización propia con datos tomados de Fedepalma

111 Véase: https://web.fedepalma.org/sites/default/files/files/Fedepalma/03032021_Balance_y_perspectivas_de_la_agroindustria_de_la_palma_de_aceite_2020-2021_CMG_ASM.pdf

El Estudio Nacional del Agua elaborado por el IDEAM[112], establece la manera en la que se distribuye la demanda hídrica sectorial de Colombia (ver Ilustración 20). En esta se evidencia que el sector agrícola, hidroenergético y pecuario constituyen el 76% de la demanda hídrica nacional, mientras que el sector hidrocarburos consume lo correspondiente al 1.56% de la totalidad del agua demandada. Este consumo también es menor al demandado por el sector industrial, correspondiente al 2.88%.

Tomando como referencia la demanda hídrica del 2018 y planteando un escenario en el cual se aumente al doble lo consumido anualmente por la industria de hidrocarburos (un total de 1,162 millones de metros cúbicos), se perforarían y completarían aproximadamente 15,354 pozos con fracturamiento hidráulico de 20 etapas. Ecopetrol mencionó que proyecta perforar en toda la vida de la cuenca un total de 16000.

Ilustración 20. Demanda hídrica sectorial ENA 2018 (millones de m3/año)



Fuente: IDEAM, 2018.

Actualmente, la Universidad Nacional se encuentra desarrollando el Modelo multiEscala de Gestión Integral del Agua (proyecto MEGIA) para un subsector de la cuenca del Valle Medio del Magdalena; cuenca en dónde se tiene planteado el uso del desarrollo de proyectos FHPH. En el producto 6 se menciona que, para la zona de estudio, el 92% del agua es consumida por el sector agrícola, el restante 8% es consumido por los sectores doméstico, pecuario, minero, industrial, de servicios e hidrocarburos. Este proyecto será de utilidad para determinar las características hidrogeológicas de la cuenca y fortalecer el conocimiento hídrico para las futuras actividades que requieran consumo de agua.

112 Véase: http://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/bvirtual/023858/ENA_2018.pdf

En cuanto a la procedencia del agua, según se ha mencionado públicamente, el agua a ser usada no será agua potable. La característica del agua potable es aquella agua cruda tratada para ser apta al consumo humano. El agua usada para realizar la operación será agua industrial (no potable). Entre la fuente de aguas industriales se tienen las siguientes opciones: aguas industriales residuales de la refinería de Barrancabermeja (200.000 barriles/día); agua industrial de las plantas de aguas residuales (PTAR) de municipios cercanos (50.000-70.000 barriles/día); y aguas de producción de hidrocarburos provenientes de los yacimientos convencionales en la región (600.000–800.000 barriles/día). Es importante que se reglamente y se asignen los derechos sobre el agua de la zona de manera responsable por las entidades ambientales correspondientes.

Las empresas que deseen realizar la explotación de este tipo de yacimientos en Colombia deben asegurarse de traer tecnologías de mínimo impacto e implementar las buenas prácticas de países como Estados Unidos y Argentina, cuyos resultados operacionales han servido para ayudar a disminuir la huella medio ambiental y hacer de la operación algo más sostenible.

Una de estas buenas prácticas es por ejemplo el desarrollo del yacimiento Marcellus Shale donde, según la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos en su informe del 2018, de la totalidad del agua de retorno generada por las labores de fracturamiento, el 90% es agua que se puede reutilizar mientras el restante 10% debe ser reinyectada en pozos de disposición. Ahora bien, según el estudio para este yacimiento, la elaboración del fluido de fractura se basa en su mayoría de agua superficial (79%), agua captada de acuíferos (7%) y agua reutilizada (14%). Agua superficial hace referencia a agua captada de quebradas, ríos, lagos o ciénagas.

En las operaciones cotidianas de la industria del petróleo, se producen grandes cantidades de agua asociadas a la producción del petróleo. De hecho, a julio de 2017 los campos del departamento de Santander habían producido 57,937 barriles de petróleo/día y 682,230 barriles de agua/día (108,466 m3/día), lo que corresponde a un corte de agua del 92.8%. Esta cantidad de agua producida en 1 solo día alcanzaría para realizar la operación de FHPH en 5.73 pozos[113].

La aplicación del fracturamiento hidráulico con perforación horizontal en yacimientos del tipo shale sí genera un consumo considerable de agua; sin embargo, este consumo ocurre en un punto determinado en el tiempo. Al no ser constante en la vida de un pozo no genera impacto ni competencia en el mediano y largo plazo

113 Produccion_fiscalizada_crudo_2017_14-AG-2017 - ANH

con otras actividades sectoriales. Actualmente, en las regiones prospectivas para la aplicación de la técnica existen otras actividades económicas que constituyen un mayor consumo hídrico constante en el tiempo que la del sector de hidrocarburos. Hay quienes afirman que el agua a ser usada será agua potable y no podrá ser recuperado ningún barril, esto no refleja la realidad. Como se mencionó, el agua a ser usada será en su mayoría agua industrial, la cual podrá ser extraída de las PTAR de municipios cercanos, de refinerías o ser reusada de procesos de inyección anteriores; pero también podrá ser agua captada de manera superficial. Se requiere que las empresas hagan uso de tecnologías y prácticas que minimicen la huella hídrica en la región.

1.6.2. Contaminación de acuíferos y cuerpos de agua

Es irrefutable el hecho de que la técnica de fracturamiento hidráulico en sus inicios generó impactos en los acuíferos utilizables, debido a la materialización del riesgo como consecuencia de la falta de entendimiento de las condiciones de los yacimientos y de la caracterización de los riesgos.

Existen varios estudios desarrollados sobre los impactos generados y riesgos existentes de contaminación de acuíferos, entre los más notables podemos mencionar Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States[114] (2016) de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA), el informe del Gobierno australiano The Scientific Inquiry into Hydraulic Fracturing in the Northern Territory[115] (2018) y el estudio de Fleckenstein (2015) sobre el caso Wattenberg An Assessment of Risk of Migration of Hydrocarbons or Fracturing Fluids to Fresh Water Aquifers: Wattenberg Field[116]. Todas estas investigaciones determinaron y resaltaron la importancia de garantizar la integridad de los pozos desde el diseño y posterior construcción, para poder garantizar la mitigación de los posibles impactos relacionados con el paso de fluidos del pozo al acuífero.

La EPA en su estudio (2016) realiza una recopilación bibliográfica de los sucesos de contaminación de acuíferos por fallas en la integridad de pozo. Uno de estos es el caso de la formación Wattenberg en el estado de Colorado (Fleckenstein, 2015), donde se realizó un estudio a 16,828 pozos (de una totalidad de 17,948, para una muestra poblacional del 93.75%) y se encontró fallas catastróficas en el 0.06% de la muestra, es decir 10 pozos.

114 Fracturamiento hidráulico para petróleo y gas: Impactos a los recursos hídricos por el fracturamiento hidráulico en los Estados Unidos
115 Investigación científica sobre el fracturamiento hidráulico en el Territorio Norte de Australia
116 Evaluación del riesgo de migración de hidrocarburos or Fluidos de fraturamiento al agua fresca de los acuíferos: la formación Wattenberg

De manera similar, un estudio liderado por la EPA (2016, a) en diferentes locaciones de los Estados Unidos se evaluó la integridad de 28,500 pozos y se encontró que de estos el 0,5% (142 pozos) presentaron fallas críticas, lo que implica que los fluidos producidos por el pozo lograron contactar la roca circundante. Estas fallas ocurrieron durante la aplicación de la técnica de fracturamiento hidráulico o en un rango de seis meses después de la aplicación.

Es importante resaltar que, si bien el riesgo se materializó generando un impacto ambiental, los porcentajes de ocurrencia para los lugares de estudio son inferiores al 1%. Este porcentaje es bajo gracias a que, a través de acciones de planificación y regulación, se dio una gestión eficiente del riesgo. En el caso australiano, por ejemplo, el Gobierno realizó la labor de identificación del riesgo en el estudio técnico Investigación científica sobre el fracturamiento hidráulico en el Territorio del Norte[117], en el cual estableció una matriz de riesgos identificados sin importar su grado de afectación (bajo, medio alto) o porcentaje de ocurrencia, y plasmó las correspondientes acciones de prevención para la disminución de la ocurrencia de un impacto ambiental.

Otras de las medidas de gestión del riesgo usadas para la protección de los acuíferos, es la construcción de pozos con 6 capas protectoras entre la roca más cercana al pozo y la parte central del mismo. Estas capas están compuestas por 3 capas de cemento y 3 capas de tubería de acero denominado revestimiento, lo cual garantiza el aislamiento total de la formación. La Ilustración 14 muestra esquemáticamente el aislamiento de los acuíferos a poca profundidad. La empresa operadora debe garantizar la buena cementación del pozo, lo que implica la correcta centralización del revestimiento para la cementación respectiva del pozo y la evaluación del estado de adherencia del cemento aplicado a partir de los respectivos registros CBL y VDL cuyos resultados deben ser aprobados por el ente ambiental competente. Adicionalmente, el pozo debe ser puesto a prueba antes y después de la operación de fracturamiento hidráulico para garantizar su integridad. De hecho, las empresas deben realizar revisiones de integridad de las diferentes fases del pozo durante todo el ciclo de vida de producción de estos pozos.

Para evitar la contaminación de acuíferos es importante advertir los riesgos a lo largo de todo proceso. Otra etapa crucial en este sentido tiene lugar de manera posterior al fracturamiento, con el manejo de los fluidos resultantes del flujo de retorno, tanto en la locación del pozo como afuera de esta. Este es uno de los puntos críticos fuera de la locación del pozo para garantizar la no ocurrencia de impactos ambientales.

117 Scientific Inquiry into Hydraulic Fracturing in the Northern Territory Final Report.

La correcta operatividad y transferencia del agua resultante de las operaciones a las respectivas plantas de tratamiento son el éxito de esta fase del proceso.

En el estudio realizado por el Gobierno australiano[118] se menciona que se deben usar tanques completamente sellados para el transporte de los residuos, tanques que ya existen y son usados en Colombia para el transporte de fluidos peligrosos producto de las operaciones en yacimientos convencionales. Adicionalmente, para la plataforma del pozo recomiendan la instalación de recubrimientos de geomembranas o arcilla para evitar la filtración de fluido en caso de algún posible derrame y el monitoreo continuo del acuífero local. Para el manejo de los fluidos fuera de la locación, el Gobierno debería generar el lineamiento tipo para la correcta disposición del agua, estableciendo las consideraciones mínimas de condiciones del agua final posterior al tratamiento y considerando el volumen de agua manejado.

Así como en el país se planteó un modelo de operaciones transparentes para el desarrollo de los pozos pilotos de investigación integral (PPII), todas las aprobaciones y revisiones que garantizan la calidad de cada una de las etapas de la técnica deberían ser publicadas en un portal web, donde pueda consultarse las condiciones de cada pozo realizado o avalado para el desarrollo de FHPH. Esto evitaría suspicacias y reiteraría la transparencia de la industria de hidrocarburos con la población local, regional y nacional.

La integridad del pozo es parte primordial para garantizar el éxito de la generación de las fracturas y evitar la generación de impactos ambientales. Por lo anterior, los organismos ambientales competentes deben ser proactivos en su deber de monitorear y controlar lo realizado por las empresas. Las compañías operadoras deben asegurar la transparencia de los procesos y la aplicación de buenas prácticas de ingeniería para asegurar la correcta cementación del pozo en construcción, la implementación de las medidas de mitigación en la locación del pozo y la buena manipulación de los fluidos de retorno en superficie hasta el punto de tratamiento. La construcción de pozos con 6 capas de aislamiento protectoras y el estricto cumplimiento de la reglamentación técnica para pozos con fracturamiento hidráulico permiten evitar la contaminación de acuíferos al mantener los fluidos de producción dentro del pozo. Si bien existe una probabilidad del 1% de que algo en cuanto integridad de pozo ocurra y genere una afectación, queda el restante 99% de probabilidad de no ocurrencia de ningún suceso, demostrando que al implementar las correctas acciones preventivas la probabilidad de materialización de los riesgos disminuye.

118 Ibidem. Recommendation 7.12

1.6.3. Afectación de la superficie por propagación de fracturas

Una de las grandes inquietudes presentes al pensar en el fracturamiento hidráulico es la interacción entre las fracturas hidráulicas generadas, las fracturas naturales existentes y las fallas inactivas o activas presentes en el subsuelo, cuya conexión podría conllevar a la pérdida de control del fracturamiento generado. Si se diera esta situación en un pozo somero (profundidad de 300 a 700 metros) se podría llegar a contaminar acuíferos, mediante la conducción de fluidos a pozos de agua cercanos o a través de la conexión con planos de falla que facilitan la migración de fluidos. Existe un caso documentado del 2013 en el yacimiento Marcellus Shale de Estados Unidos, en donde existió conexión entre fracturas hidráulicas generadas desde un pozo que se encontraba a 300 metros de profundidad y un pozo de abastecimiento de agua, generando contaminación inmediata del agua.

A pesar de la gravedad del impacto ambiental narrado anteriormente, es importante entender que la causa de este evento está claramente establecida: la aplicación de FHPH a una profundidad menor a 300 metros. Esta profundidad no permite garantizar la intercalación litológica necesaria para generar un control natural a la propagación de fracturas. La intercalación litológica se refiere a la diversidad en la composición de las rocas que componen el subsuelo, con propiedades y características diferentes según su composición litológica lo que les otorga propiedades mecánicas especiales. La variación vertical en la composición de las rocas permite generar contenciones naturales a la generación de fracturas debido al cambio en parámetros como el módulo de Young y la relación de Poisson, propiedades elásticas de la roca que permiten caracterizar la deformación de la roca al ser sometida a un esfuerzo.

Debido a lo anterior, la caracterización geomecánica de las formaciones de interés, subyacentes y suprayacentes es fundamental para garantizar una profundidad con intercalación litológica que permita alternar propiedades mecánicas frágiles y dúctiles, reduciendo al mínimo el riesgo de propagación de fracturas. Esta información permite determinar la fragilidad o ductilidad de la roca, un ejemplo de lo anterior es la variación entre un carbonato y una arcillolita: el primero es más frágil y por ende relativamente más fácil de ser fracturado y generar fracturas que la arcillolita.

El FHPH en la formación La Luna del Valle Medio del Magdalena se realizaría en promedio a una profundidad entre 3300 y 4500 metros de profundidad. Teniendo en cuenta la columna estratigráfica para esta cuenca y la profundidad mencionada, se puede asegurar que las diferentes formaciones con litologías de tendencia dúctil o frágil subyacentes a la Formación La Luna impedirían la prolongación de las frac-

turas generadas hasta la superficie.

Cuando se contempla una posible interconexión entre la fractura hidráulica generada y la fractura natural preexistente en la roca, se llega a la conclusión que para generar una propagación hasta superficie de alguna de las fracturas mencionadas se requeriría un set de bombas hidráulicas en superficie mayor a los 40.000 HHP que son usados para este tipo de labores. La fractura hidráulica generada tiene un avance en promedio entre 20 a 120 metros (Fischer, 2010).

Las fallas son una condición natural de la corteza terrestre debido a la dinámica de las placas tectónicas. Una de las recomendaciones para evitar el impacto ambiental debido al contacto entre la fractura hidráulica con el plano de falla, y la posterior activación de la misma, es la caracterización geológica regional de las fallas activas e inactivas existentes en la zona de operación. Para este propósito existen estudios (sísmica 2D y 3D) a través de los cuales se puede generar una radiografía del subsuelo, que nos permite detectar y ubicar aproximadamente las fallas. La debida interpretación sísmica permite realizar un mapeo de las fallas presentes en el área de interés y acotar el terreno a ser intervenido, de acuerdo a lo establecido por la Resolución 90341 de 2014, en donde se menciona que una actividad de FHPH se debe realizar a una distancia mayor de 1000 m de una falla activa identificada (vale la pena recordar a este respecto que la Resolución 90341 fue suspendida pero no derogada por el Consejo de Estado).

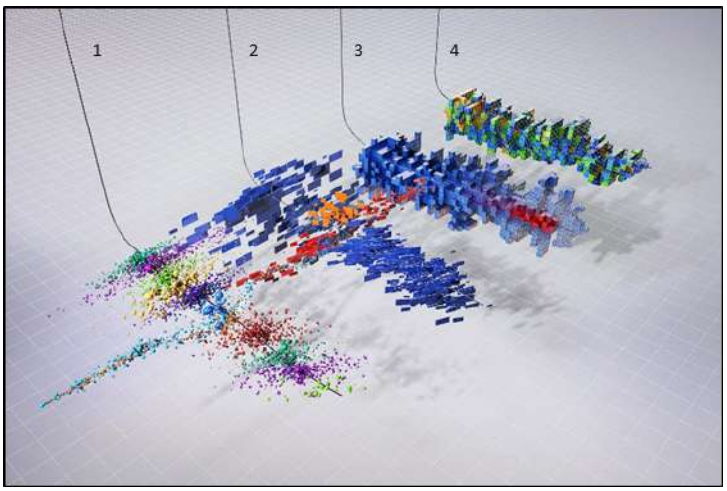
Otro mecanismo de control para este tipo de riesgo que permite controlar la inyección de fluidos al subsuelo es el monitoreo continuo de la inyección desde la superficie. Cuando se presenta una fuga de presión es detectada al instante por los sensores de superficie y se activan inmediatamente los planes de gestión del riesgo. De hecho, si la fuga es considerable no es posible alcanzar la presión de fractura, por lo tanto, esta situación es un indicio de alerta claro que provoca el detenimiento la operación y las verificaciones necesarias subsiguientes hasta hallar la razón de la anomalía.

Finalmente, para determinar y llevar un control sobre el direccionamiento de las fracturas se posicionan geófonos en pozos cercanos y se genera la microsísmica. Este proceso permite mapear de manera aproximada la orientación de la propagación de la fractura hidráulica y, a partir de esto, determinar si existen canales preferentes de prolongación de fractura. Mediante este análisis, el conocimiento de la ubicación de las fallas existentes y el monitoreo en superficie es posible saber si la fractura generada se direcciona hacia la falla y presenta perdida de presión en inyección, en cuyo caso se debe parar inmediatamente la inyección de fluidos y realizar la evalu-

ación técnica correspondiente.

En la Ilustración 21 se esquematiza el resultado de la microsísmica. Cada línea vertical indica la presencia de un pozo perforado. En la imagen se muestra el resultado de un PAD de 4 pozos. En el pozo 1 los colores indican la identificación de una etapa de fractura, la tendencia de dirección observable en los puntos azul celeste evidencia la propagación de una fractura y permiten detectar cualquier anomalía.

Ilustración 21. Análisis de microsísmica



Fuente: MicroSeismic Inc.

Si se llegase aprobar el desarrollo comercial de este tipo de proyectos para los yacimientos de shale, las empresas operadoras con el liderazgo de los entes gubernamentales correspondientes deben generar protocolos de reporte de anomalías por presencia de fallas y de alertas para evitar la futura ocurrencia del riesgo y mejorar la caracterización del subsuelo colombiano.

En este punto hay que resaltar que el proceso de fracturamiento hidráulico con perforación horizontal no es un proceso azaroso o improvisado; por el contrario, la implementación de esta técnica requiere un estudio detallado para la caracterización de la roca mediante estudios geomecánicos y geológicos, los cuales permiten que al momento de la generación de fracturas se realice una operación controlada. Las profundidades identificadas en Colombia para la generación de fracturas hidráulicas son las apropiadas para lograr, de forma natural, la contención y el control de propagación, evitando así su desplazamiento hasta la superficie por heterogeneidades presentes y cambios litológicos en las rocas que subyacen a la formación prospectiva. Adicionalmente, las bombas generadoras de potencia hidráulica existentes en superficie son insuficientes para generar la presión necesaria para lograr una prolongación de fracturas hasta la superficie.

1.6.4. Generación de sismicidad inducida

La sismicidad se presenta y se induce cuando se generan alteraciones en el balance natural de los esfuerzos de la roca. La aplicación de la técnica FHPH genera dicha alteración y ocasiona un movimiento en la apertura de la roca sí desata una energía sísmica de baja magnitud, que es identificada por equipos especializados en superficie, pero que es imperceptible al ser humano.

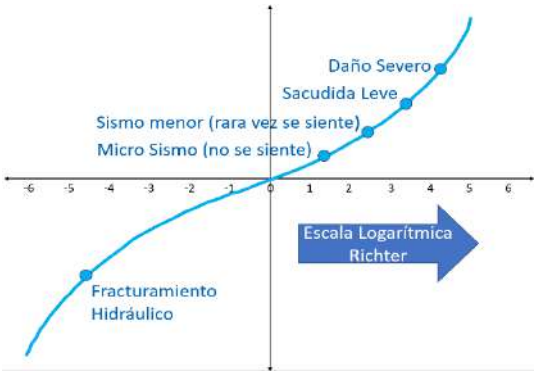
Las alteraciones en la roca son producidas por la inyección de fluidos, la cual aumenta la presión de poro a tal punto que supera los esfuerzos presentes en el entorno de la roca y se genera la fractura hidráulica. Al alcanzar la presión de fractura se genera el punto por donde la fractura iniciará su distanciamiento del pozo y su propagación hacia el yacimiento. Mediante el bombeo continuo en superficie, la fractura se prolongará ocasionando la apertura de la roca al paso del fluido de fractura. Esta apertura es captada por geófonos en superficie y la razón de la sismicidad detectada.

Según el Dr. Mark Zoback[119], profesor de geofísica de la Universidad de Stanford, en indagatoria presentada en el 2012 ante el Comité de Energía y Recursos Naturales del Senado de los Estados Unidos, la cantidad de energía liberada por la roca al realizar esa apertura o movimiento es equivalente a la cantidad de energía liberada por la caída de un litro de leche desde el mesón de la cocina (una altura de 1.4 metros aproximadamente). Esto, en magnitud de escala de Richter, equivale a valores ente -5 y -1. Las magnitudes captadas por el ser humano inician desde los 2.5, pero la mayoría de los movimientos que presentan dicha magnitud pasan desapercibidos (Michigan Tech, s.f.).

Para entender la incidencia de los números anteriores, se debe conocer que la escala de Richter es una escala logarítmica de base 10 en la cual un evento sísmico de magnitud 4 no es el doble de uno de magnitud 2. Esto quiere decir que, cada valor entero está representado por , siendo el número entero otorgado. Un evento de magnitud 4 implica que la amplitud de onda corresponde a 100 veces más que uno de magnitud 2. Esto se entiende visualizando la Ilustración 22.

119 Mark Zoback es profesor de geofísica y director de la Iniciativa de Gas Natural de Stanford en la Universidad de Stanford. Es codirector del SCITS Stanford Center for Induced and Triggered Sismicity (SCITS) y el Stanford Center for Carbon Storage (SCCS). Es autor o coautor de más de 300 artículos científicos concernientes a la temática de geomecánica de rocas.

Ilustración 22. Comparativo entre microsísmica generada por FHPH vs sismos estándar



Fuente: IGU

Sin embargo, el riesgo de ocurrencia de un evento sísmico significativo atado a una operación de fracturamiento hidráulico está dado por la probabilidad de ocurrencia del 0.0003% lo cual significa 3 casos entre 1'000,000 (un millón) de operaciones realizadas.

Es importante conocer las magnitudes en la escala de Richter generadas por procesos normales en la técnica del fracturamiento hidráulico y, adicionalmente, conocer las condiciones locales para determinar una magnitud local (ML) y definir un marco de referencia cuando existe un riesgo significativo[120]. Esto se denomina construcción de la línea de base.

Basándose en el análisis de la actividad sísmica del país, en estudios realizados sobre este tema y en otros semáforos de sismicidad existentes en el mundo, el Servicio Geológico Colombiano (SGC) generó el semáforo sísmico propio para los procesos enmarcados en los CEPI de los Proyectos Piloto de Investigación Integral (ver Ilustración 23). El semáforo colombiano de sismicidad se encuentra en función de la magnitud del sismo generado.

120 https://sites.nationalacademies.org/cs/groups/dbassesite/documents/webpage/dbasse_083404.pdf

Ilustración 23. Semáforo para el monitoreo sísmico durante el desarrollo de los proyectos piloto de investigación integral en yacimientos no convencionales de hidrocarburos en Colombia.

Tabla 7. Semáforo propuesto para el monitoreo diario de operaciones de los PPII

Rango de magnitud *m*	Magnitud (M_L)	NSRD					
m_4	≥ 4 caso a	NSRD=0	NSRD ≥1				
	≥ 4 caso b	NSRD=0	0 < NSRD ≤ NPSOD(m4)+d(m4)	NPSOD(m4)+d(m4) < NSRD ≤ NPSOD(m4)+2d(m4)	NPSOD(m4)+2d(m4) < NSRD ≤ NPSOD(m4)+3d(m4)	NPSOD(m4)+3d(m4) < NSRD ≤ NPSOD(m4)+4d(m4)	NSRD > NPSOD(m4)+4d(m4)
m_3	[3,4)	NSRD=0	0 < NSRD ≤ NPSOD(m3)+d(m3)	NPSOD(m3)+d(m3) < NSRD ≤ NPSOD(m3)+2d(m3)	NPSOD(m3)+2d(m3) < NSRD ≤ NPSOD(m3)+3d(m3)	NPSOD(m3)+3d(m3) < NSRD ≤ NPSOD(m3)+4d(m3)	NSRD > NPSOD(m3)+4d(m3)
m_2	[2,3)	NSRD=0	0 < NSRD ≤ NPSOD(m2)+d(m2)	NPSOD(m2)+d(m2) < NSRD ≤ NPSOD(m2)+2d(m2)	NPSOD(m2)+2d(m2) < NSRD ≤ NPSOD(m2)+3d(m2)	NPSOD(m2)+3d(m2) < NSRD ≤ NPSOD(m2)+4d(m2)	NSRD > NPSOD(m2)+4d(m2)
m_1	[M_c,2)	NSRD=0	0 < NSRD ≤ NPSOD(m1)+d(m1)	NPSOD(m1)+d(m1) < NSRD ≤ NPSOD(m1)+2d(m1)	NPSOD(m1)+2d(m1) < NSRD ≤ NPSOD(m1)+3d(m1)	NPSOD(m1)+3d(m1) < NSRD ≤ NPSOD(m1)+4d(m1)	NSRD > NPSOD(m1)+4d(m1)
m_0	<M_c	NSRD=0	0 < NSRD ≤ NPSED(m0)+d(m0)	NPSED(m0)+d(m0) < NSRD ≤ NPSED(m0)+2d(m0)	NPSED(m0)+2d(m0) < NSRD ≤ NPSED(m0)+3d(m0)	NPSED(m0)+3d(m0) < NSRD ≤ NPSED(m0)+4d(m0)	NSRD > NPSED(m0)+4d(m0)
Tolerancia (d)		< d	(d, 2d]	(2d, 3d]	(3d, 4d]	> 4d	

Fuente: autores

caso a: evento con magnitud mayor o igual a M 4.0 en el volumen de suspensión previsto por la normativa vigente.
caso b: evento con magnitud mayor o igual a M 4.0 en el volumen de monitoreo propuesto en este documento (ver Figura 8).
m_0: rango de magnitud menor a magnitud de completitud (M <M_c)
m_1: rango de magnitud mayor o igual a magnitud de completitud y menor a dos [M_c,2)
m_2: rango de magnitud mayor o igual a dos y menor a tres [2,3)
m_3: rango de magnitud mayor o igual a tres y menor a cuatro [3,4)
m_4: rango de magnitud mayor o igual a cuatro ≥ 4
NSRD: Número de Sismos Registrados Diarios: Debe tomarse como un número entero mayor a cero (0)
ND: Número de Días calendario del catálogo
NMSOD(m): Número Máximo de Sismos Observados Diarios para un rango de magnitud m (m_0, m_1, m_2, m_3, m_4)
NPSOD(m): Número Promedio de Sismos Observados Diarios para un rango de magnitud m (m_0, m_1, m_2, m_3, m_4)
NPSED(m_0): Número Promedio de Sismos Esperados Diarios para magnitudes inferiores a M_c
d: Tolerancia frecuencial

$d = (NMSOD(m) - NPSOD(m))/2$

para el rango m_0 de la siguiente manera:

$d = (NMSOD(m_0) - NPSED(m_0))/2$

si $NMSOD(m) = NPSOD(m)$, tomar $d = 1 - (1 / ND)$

si $NMSOD(m) \leq NPSED(m)$, tomar $d = 1 - (1 / ND)$

Fuente: Servicio Geológico Colombiano 2020

La generación de este tipo de herramientas permite anticiparse y definir diferentes acciones para la mitigación de sucesos y evitar la materialización del riesgo, así este tenga muy bajas probabilidades de generar un impacto ambiental. Esto permite conocer cuáles son las condiciones sísmicas antes, durante y posterior a la ejecución de los FHPH.

La magnitud es un valor único y es una medida cuantitativa del sismo relacionada con la energía sísmica liberada. Teóricamente la magnitud no tiene límite superior, pero está limitada por la resistencia de las rocas en la corteza terrestre y la longitud de ruptura probable en la falla. Para su determinación han sido creadas diferentes escalas, dependiendo del tipo de onda en que se basa la medición.

¿Qué es M_L? Esto se refiere a la magnitud local identificada. Fue definida inicialmente para sismos locales en California en un radio de aproximadamente 600 km y se

determinó a partir de la máxima amplitud registrada por un sismógrafo Wood Anderson con constantes específicas (período = 0.8 segundos, amplificación estática = 2800 y factor de amortiguamiento = 0.8) ubicado a 100 kilómetros de la fuente sísmica. Para su determinación se utiliza la siguiente expresión:

$$M_L = \log A - \log Ao$$

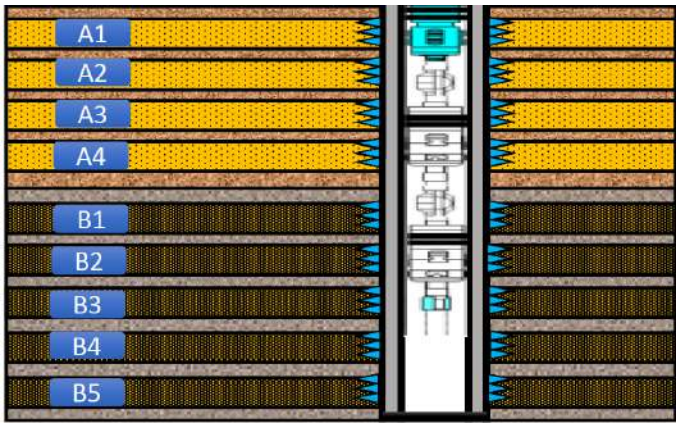
Donde A es la máxima amplitud de la traza registrada y Ao la amplitud máxima que sería producida por un sismo patrón, es decir, aquel que produciría una deflexión de 0.001 mm en un sismógrafo ubicado a 100 km del epicentro (Ministerio de Medio Ambiente, s.f.).

Después del fracturamiento hidráulico parte del agua de retorno deberá ser reinyectada en otras formaciones rocosas con mejor permeabilidad, para su disposición final a través de pozos verticales cuyo ciclo de vida es mayor al ser comparados con los pozos de FHPH. Esta es una tarea critica pues este tipo de pozos recibe y transfiere mayor cantidad de agua a la roca que la utilizada en el proceso de fracturamiento. La no debida caracterización de la formación receptora de fluidos ha sido causante del 2% de los sismos generados en el estado de Oklahoma, Estados Unidos (USGS, s.f.a.).

Para evitar el desencadenamiento de sismos por la disposición del agua de retorno, es importante no inyectar todo el fluido en una misma unidad de flujo de la formación elegida. Se debe propender por la inyección de fluidos en formaciones con permeabilidades superiores a 100mD en diferentes puntos de la formación escogida. Es importante recalcar que los estudios de ingeniería pertinentes también deben ser llevados a cabo para los pozos de disposición de fluidos.

La forma de evitar la materialización del riesgo sísmico por la inyección de fluido en pozos de desecho es la identificación de las diferentes unidades de flujo existentes en la formación y realizar una serie de completamientos selectivo del pozo que permitan una distribución uniforme del fluido a través de toda la formación (ver Ilustración 24). El proceso de completamiento de estos pozos se asemeja al utilizado en pozos de waterflooding o pozos de inyección de agua para mantenimiento de presión en yacimiento convencional.

Ilustración 24. Completamiento de pozo para disposición de agua



Fuente: Sáchica, A. (2020)

Esta es una labor que a hoy la industria de convencionales en Colombia realiza cotidianamente. Un ejemplo de esto es el campo Cira-Infantas en el Valle Medio del Magdalena que inyecta a la Formación Colorado y a la Formación Mugrosa un aproximado de 700.000 barriles de agua al día sin generación de sismicidad inducida.

Se debe establecer un seguimiento técnico a los pozos de desecho de fluidos pues son estos los que han generado los sismos en las cuencas que desarrollan FHPH en Estados Unidos. Es muy importante la debida caracterización a la formación receptora de fluidos y al completamiento que permita una distribución uniforme en la formación. Colombia actualmente cuenta con un semáforo de eventos sísmicos ajustado a la realidad tectónica regional que permitirá la continua evaluación y seguimiento de la situación sísmica.

1.6.5. Radioactividad en aguas de retorno y cortes de perforación.

Este es un tema bastante controversial, ya que se tiene indicios de la existencia de formaciones de lutitas con elementos NORM (materiales radioactivos de origen natural cuyos compuestos son uranio, torio y potasio), con niveles por encima de los aceptados. Actualmente solo se han registrado casos puntuales de elementos NORM en el agua de producción del yacimiento Marcellus Shale de Estados Unidos (Bank, 2012)

Se debe hacer la claridad que todos los elementos de la naturaleza poseen radioactividad natural y que la misma tiene unos niveles que no son nocivos para la salud. En la industria del petróleo la identificación de estos elementos presentes en las rocas permite identificar el tipo de mineralogía que compone la roca y con esto car-

acterizar el sistema. Los elementos radioactivos naturales que al perforar un pozo se encuentran presentes en mínima cantidad son

En la vida cotidiana alimentos como el banano, las nueces o el aguacate emiten una radiación mínima que no afecta al ser humano. Es importante tener en cuenta que el aire, el suelo, las plantas y el agua representan el 60% de la radioactividad a la que estamos expuestos en nuestro diario vivir. Como dato interesante, el potasio 40 genera casi toda la radioactividad presente en nuestro cuerpo, en particular en nuestros huesos (Barbieri, 2017).

La mitigación de este riesgo a nivel internacional inicia con un monitoreo constante de los cortes de perforación y agua de retorno de la estimulación hidráulica en yacimientos no convencionales en los que es aplicable a la técnica, con el fin de detectar si estos están fuera de los parámetros permitidos. Según la Comisión Canadiense de Seguridad Nuclear, la concentración de estos materiales por lo general es baja y constituyen un riesgo mínimo para la ejecución de procesos (Gobierno de Canadá, s.f.).

Para la correcta identificación de estos materiales se pueden realizar pruebas de caracterización química y física del agua, así como una espectrometría de masas de iones secundarios de tiempo de vuelo (ToF-SIMS) y una microscopía electrónica de barrido (SEM) para determinar las asociaciones químicas y físicas del uranio con las mineralogías de la formación que se cree puedan tener alto material NORM.

A nivel normativo, en Colombia se tiene la Resolución 18005 de 2010 (modificada por la Resolución 41178 de 2016), que cita: “El objetivo principal del Reglamento es establecer las responsabilidades administrativas, legales y los requisitos técnicos esenciales para todas las etapas de la gestión de los desechos radiactivos en la República de Colombia, con el fin de la seguridad y protección del hombre y del medio ambiente presente y futuro” (Ministerio de Minas y Energía, Resolución 18005 de 2010).

Para las labores de yacimientos no convencionales, se debe mantener una continua sinergia con el Servicio Geológico Colombiano (SGC) quienes son los encargados de evaluar y monitorear las amenazas de origen geológico y la gestión integral del conocimiento geocientífico del suelo y subsuelo de Colombia. El SGC no ha generado alertas por la presencia de depósitos considerables de material radioactivo en Colombia, lo que indica que el riesgo de generar producción de aguas con material NORM a tasas perjudiciales para la salud humana es casi nulo.

La ocurrencia de producción de material radioactivo en Colombia es casi inexis-

tente, de acuerdo con las investigaciones del Servicio Geológico Colombiano, en las cuales no se han encontrado una acumulación significativa de estos materiales en el subsuelo colombiano. Partiendo de esto, desde la teoría, el riesgo de producción de agua de retorno o agua de producción con presencia de estos elementos es prácticamente nulo. Sin embargo, no se puede negar completamente el riesgo puesto que no se han realizado FHPH en el Valle Medio de Magdalena que permita negar o identificar la existencia de materiales NORM en tasas perjudiciales para la salud humana. Los proyectos piloto de investigación integral son una gran oportunidad para la identificación y clarificación del panorama de este tipo de riesgos en Colombia.

1.6.6. Gases de efecto invernadero

La técnica de fracturamiento hidráulico no genera emisiones diferentes a las ya identificadas en los yacimientos convencionales, es decir, gases de combustión (), metano (), otros componentes orgánicos volátiles y óxidos de nitrógeno (). La clave para la disminución de estas emisiones es el uso de tecnologías que minimicen la generación del impacto.

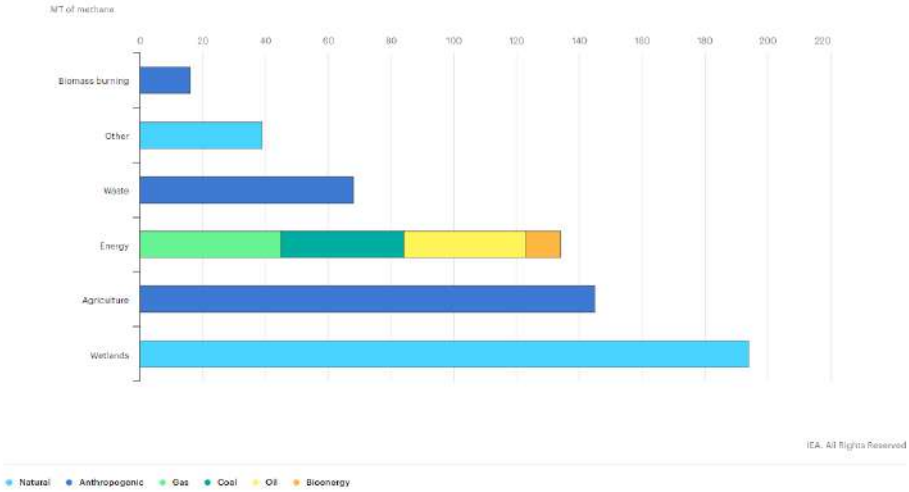
La emisión de dióxido de carbono se da por el consumo y la combustión de recursos fósiles por motores que generan potencia, bien sea para la movilización de cargas o para la generación de potencia hidráulica. Para D. J. Soeder (2021), una de las preocupaciones más latentes es la emisión de metano cuya afectación es 25 veces más potente que el dióxido de carbono; aunque se degrada naturalmente más rápido (Große, 2019). La emisión de metano es causada por fugas que se presentan por abandono de un pozo mal realizado o por fallas en la hermeticidad de las tuberías o tanques de almacén o transportadores de gas. La emisión de los óxidos de nitrógeno y de componentes orgánicos volátiles se da por acumulación de fluidos en tanques cerrados y el mal funcionamiento de ciertos equipos.

Hoy por hoy las empresas de energía están implementando nuevas tecnologías de seguimiento y detección de las emisiones propias de la operación, entre las que encontramos el uso de drones, aviones, helicópteros e incluso satélites para hallar e identificar los puntos de fuga, e implementar las medidas de contención necesarias para dar solución a las emisiones. También se hacen constantes revisiones y reparaciones de la integridad de tuberías y tanques con el fin de evitar este tipo de emisiones (Nasralla, 2020).

Actualmente, según el seguimiento que realiza la Agencia Internacional de Energía a las emisiones de metano por sectores representativos, la mayor fuente de emisiones antropogénicas de metano es la agricultura, responsable de alrededor de una cuar-

ta parte del total, seguida de cerca por el sector energético, que realiza emisiones de carbón, petróleo, gas natural y biocombustibles (ver Ilustración 25).

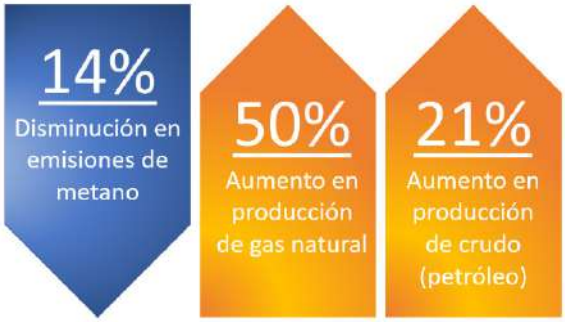
Ilustración 25. Mapa de emisiones de metano a nivel mundial



Fuente: IEA, 2020.

Un efecto colateral del boom de los yacimientos no convencionales en Estados Unidos fue la transición del carbón al gas para la generación eléctrica en las termoeléctricas debido a la confiabilidad de existencia del gas y los precios bajos. Según el informe de la Casa Blanca sobre los efectos del desarrollo del shale oil (Council of Economic Advisers, 2019, p.24), Estados Unidos disminuyó las emisiones de metano en un 15% para el año 2017. Adicionalmente, el departamento de energía de ese país determinó en su reporte al presidente (United States Department of Energy, 2021, p.iii) que las emisiones de dióxido de carbono , óxidos de nitrógeno y dióxido de sulfuro , en el periodo 2005 al 2019, disminuyeron en 30%, 76% y 91% respectivamente. Esto demuestra el impacto positivo que tiene el desarrollo de la técnica para el medio ambiente.

Ilustración 26. Declinación de las emisiones de metano vs. aumento de producción de petróleo y gas natural en Estados unidos



Fuente: Jacobs, 2019.

Se menciona habitualmente que se puede implementar medidas proactivas para la disminución de emisiones, así como el uso de tecnologías de mínimo impacto; sin embargo, el impacto real se logrará al realizar la migración de recursos fósiles sólidos a recursos más limpios. Por lo tanto, se requiere que las empresas realicen un pacto ambiental en el cual se comprometan a utilizar tecnologías e implementación de acciones de mitigación que permitan la disminución de emisiones de estos gases.

1.7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se debe manejar un lenguaje claro y preciso desde lo técnico por parte del Gobierno y las empresas hacia los diferentes grupos de interés informando sobre la esencia técnica, los riesgos implícitos en su desarrollo y la forma en la cual se logran disminuir las probabilidades de ocurrencia de los mismos, para lograr un desarrollo exitoso a partir de la buena planificación, uso de tecnologías e identificación de riesgos. De este modo se logra generar un desarrollo sostenible en local, regional y nacionalmente.

Si bien los yacimientos no convencionales poseen unos riesgos propios en su desarrollo, a partir de la curva de aprendizaje de otros países, se ha podido identificar ya los impactos que se podrían generar al no realizar una correcta gestión del riesgo. Como se recalcó en el trabajo, las buenas prácticas, la identificación de los riesgos y la tecnología son pilares fundamentales para el buen desarrollo técnico de este tipo de yacimientos. El FHPH llevado a cabo con una correcta identificación y gestión de riesgos permitirá generar un desarrollo global de la técnica sin mayores impactos hacía la región.

Existen seis tipos de yacimientos no convencionales, de los cuales solo dos son de interés para Colombia: las lutitas de gas y petróleo y los CBM. Los yacimientos de lutitas de gas y petróleo, los cuales requieren la técnica de fracturamiento hidráulico con perforación horizontal FHPH, deben dejar de ser referenciados como yacimientos no convencionales y tratarlos bajo su denominación precisa. Esto es importante puesto que el uso del término genérico YNC, impide la claridad en el desarrollo del otro tipo de yacimiento de interés (los CBM), cuyo requerimiento técnico no requiere explícitamente de la utilización de la técnica FHPH.

Se debe generar la reglamentación pertinente para la producción de gas natural proveniente de los CBM y sobre la cantidad y calidad del agua producida de estos. Esta agua puede ser de importancia para la disminución del estrés hídrico en ciertas zonas y para el uso en actividades productivas o industriales. Se sugiere realizar la

correspondiente caracterización hidrogeológica al yacimiento para comprender los acuíferos propios de los CBM y caracterizar químicamente el agua al momento de iniciar la etapa de despresurización en boca de pozo y posterior tratamiento, para evaluar su condición con referencia a las normativas para riego.

Se debe expedir una matriz de impactos ambientales y una matriz de gestión del riesgo identificando cuales son específicos de la técnica del fracturamiento hidráulico con perforación horizontal FHPH, con sus respectivos riesgos ambientales identificados y medidas de mitigación aprobadas por los entes ambientales respectivos, que permitan generalizar un control mínimo a todas las operaciones que se realicen en el territorio nacional. Con este objetivo se sugiera usar como referente el estudio Scientific Inquiry into Hydraulic Fracturing in the Northern Territory.

El fracturamiento hidráulico con perforación horizontal FHPH es un proceso que requiere de una caracterización detallada de la roca, mediante estudios geomecánicos y geológicos, que permita la generación de fracturas de forma controlada. Las profundidades identificadas en Colombia para la generación de fracturas hidráulicas son las apropiadas para lograr, de forma natural, la contención y control de propagación de la factura, y así evitar su desplazamiento hasta la superficie.

La integridad del pozo es parte primordial para el éxito de la generación de las fracturas y para evitar la generación de impactos ambientales. Los organismos ambientales competentes deben ser proactivos en su deber de monitoreo y control sobre las empresas en cuanto a la integridad del pozo. Las compañías operadoras deben asegurar la transparencia de los procesos y la aplicación de buenas prácticas de ingeniería para asegurar la correcta cementación del pozo en construcción, la implementación de las medidas de mitigación en la locación del pozo y la buena manipulación de los fluidos de retorno en superficie hasta el punto de tratamiento. Si bien existe una probabilidad del 1% de materialización de un riesgo relativo a la integridad del pozo, que conlleve una afectación, el 99% de probabilidad restante de ocurrencia de ningún suceso demuestra que al implementar las correctas acciones preventivas la probabilidad de materialización de los riesgos disminuye.

A partir de la evaluación de los PPII se deben elaborar guías específicas para el Valle Medio del Magdalena sobre la salud humana y el riesgo ambiental hechas a la medida de las condiciones regionales de aplicación de la técnica. De este modo, las empresas desarrolladoras de la técnica podrán tener claridad en cuanto a los factores regionales trascendentales.

ANEXO A: CONSUMOS ENERGÉTICOS

La energía es el motor de evolución y crecimiento de las sociedades. Gracias al conocimiento científico e ingenieril sobre las formas de adquisición, transformación y aplicación energética en la vida cotidiana, se ha generado una mejora notable en la calidad de vida de las personas aumentando su percepción de bienestar social y propiciando un escenario de desarrollo económico.

El hecho de que la humanidad siempre se encuentre en constante búsqueda de mejorar sus condiciones de bienestar, impulsa el desarrollo de nuevas tecnologías desde cualquier rama del conocimiento obligando a que se deban sobrepasar riesgos y retos económicos, sociales y ambientales, así mismo se deben superar los paradigmas que frenan el desarrollo e impiden la generación de nuevas oportunidades.

Toda esta dinámica implícitamente exige una mayor disponibilidad de energía, ya sea para su desarrollo, fabricación o uso final, generando presión sobre la demanda energética y exigiendo grandes esfuerzos técnicos a los productores de energía.

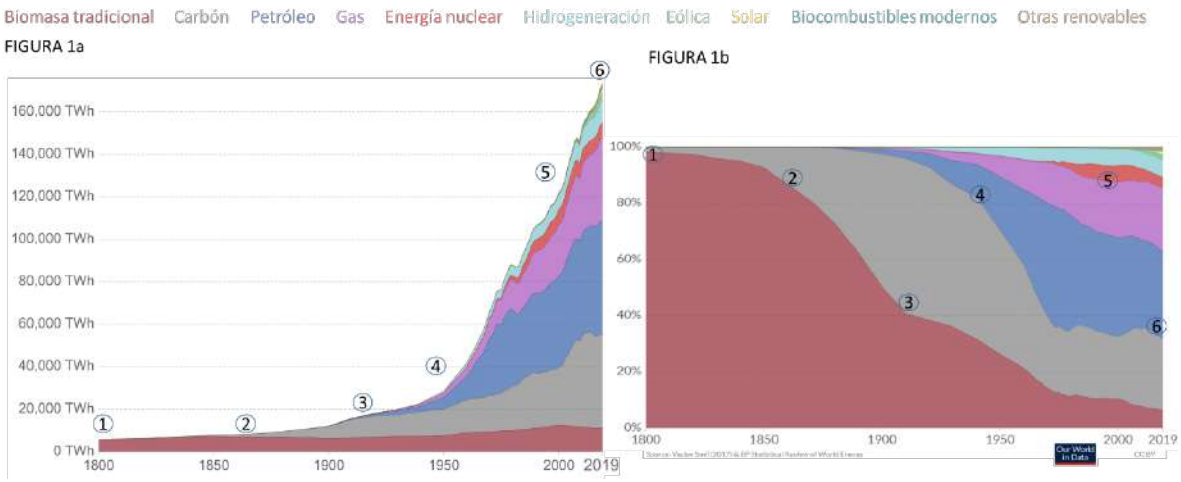
Canasta energética mundial: análisis de comportamiento

Partiendo del concepto de necesidad energética para el desarrollo, se establece que para generar e incrementar el crecimiento económico deben existir fuentes energéticas técnicamente manejables, confiables, abundantes y disponibles, que permita que, desde los diferentes sectores económicos demandantes, la energía sea transformada y usada.

Para entender las dinámicas energéticas que han propiciado el desarrollo social, se debe observar la matriz primaría desde sus inicios. La matriz primaria de energía muestra el origen natural de la energía que la humanidad ha consumido en un periodo de tiempo. Las Ilustraciones 27 y 28 muestra la evolución energética de los últimos 220 años, la Gráfica 27 muestra el consumo mundial en magnitud de terawatt hora (TWh) y la Gráfica 28 muestra la distribución porcentual del consumo por recurso. Estas imágenes evidencian la correlación directa entre el aumento del consumo energético y el surgimiento de nuevas fuentes energéticas.

.

Ilustración 27. 1a Matriz energética primaria por consumo energético. 1b Matriz energética primaria por porcentaje de consumo según fuente



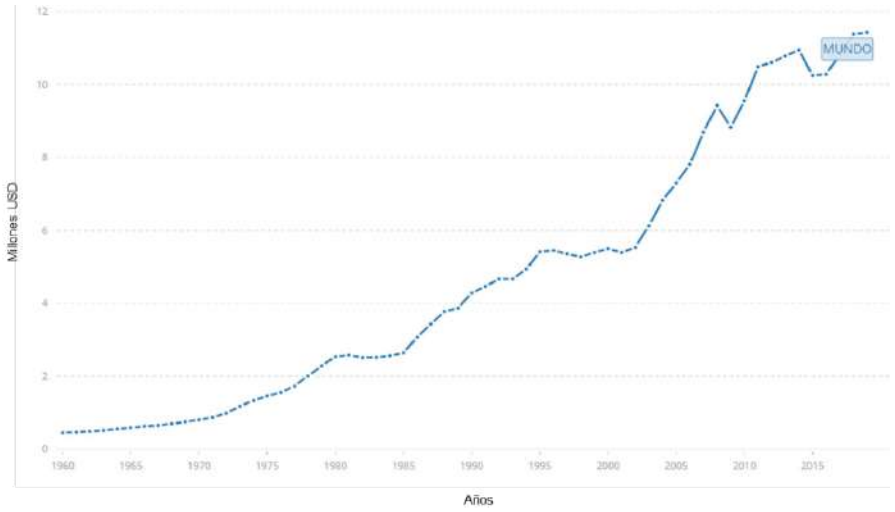
Fuente: Our World in Data (modificada por autor)

En la historia del consumo energético se perciben dos momentos claramente diferenciados. El primero (del punto 1 al punto 2 equivalente a 60 años) en dónde el aumento en el consumo energético no es considerable, solo existían dos fuentes de energía disponibles: biomasa tradicional (madera) y carbón, las cuales debían suplir la demanda energética, que para el momento únicamente era térmica. Al ser estos compuestos sólidos, su único uso era como carburante lo cual no generó un desarrollo industrial significativo. El segundo momento (del punto 4 al punto 6 equivalente a 70 años) en donde el consumo energético a nivel mundial presentó un aumento acelerado en el consumo energético debido al inicio de la tercera revolución industrial. Este consumo se apalancó en la abundancia de los recursos fósiles (carbón, gas y petróleo), permitiendo que industrias como la militar, petroquímica, automotriz y digital entre otras, generaran el anhelado desarrollo a partir de nuevas invenciones que permitieron mejorar el bienestar social y con esto aumentar la riqueza per cápita mundial como se observa en la Ilustración 28.

Es importante resaltar que el punto 2 marca el inicio de la segunda revolución industrial, cuando se da inicio al uso de recursos fósiles, comenzando con el carbón. En este momento de la historia, el consumo de biomasa tradicional para generación energética presenta por primera vez en un retroceso y, en su lugar, el carbón empieza a suplir la nueva demanda de energía. El punto 3 marca la estabilidad del petróleo como fuente de energía debido al desarrollo petrolero en los campos de Texas. El punto 5 marca la implementación de la tecnología de fracturamiento hidráulico en perforación horizontal (FHPH), para la extracción de hidrocarburos existentes en ro-

cas con nano permeabilidad. El uso de esta tecnología marca un cambio en la geopolítica de la industria petrolera y genera mayor disponibilidad energética de gas y petróleo, aumentando la oferta y permitiendo acceso energético a la sociedad en general por un menor costo.

Ilustración 28. Crecimiento per cápita acumulado desde 1960 al 2019



Fuente: Banco Mundial

Con el mejoramiento de las condiciones sociales, la productividad industrial aumentó y exigió una mayor disponibilidad de energía, la cual se generó a partir de los recursos fósiles. El aumento estrepitoso en el consumo energético basado en las fuentes no renovables ocasionó un deterioro ambiental debido a la gran cantidad de emisiones de carbono emitidas a la atmósfera, lo que repercute directamente en el calentamiento global. Dado lo anterior, se han generado acuerdos como el de París en dónde los países firmantes se comprometen a no exceder un umbral determinado de emisiones para el año 2050.

Esta situación ha generado en el imaginario social la posibilidad de frenar el consumo de energías generadas a partir de recursos no renovables y realizar una migración acelerada a sistemas de generación energética renovable; sin embargo, esta noción desconoce que para el 2019 las fuentes no renovables de energía (carbón, petróleo y gas) comprendían el 78.9% de la matriz primaria de energía mundial. La transición desorganizada desde fuentes no renovables a fuentes renovables, si bien beneficia al medio ambiente, tendría un impacto negativo directo en el desarrollo de la humanidad.

Actualmente se esperan resultados más a detalle sobre los efectos de la pandemia en el sector energético y en materia medio ambiental para el año 2020. Sin embar-

go, en octubre de 2020 la Agencia Internacional de Energía (EIA) dio a conocer un informe en donde se menciona que de manera general que la crisis ocasionada por el virus COVID-19 ayudó a disminuir las emisiones de dióxido de carbono en un 7%. Este mismo documento presenta la contracción en el consumo energético según la fuente de generación: el petróleo decreció un 8%, el gas natural un 3%, el carbón 7%, mientras que las fuentes correspondientes a energías renovables mostraron un aumento (IEA, 2020a).

Con este suceso desde la década de los 40 hasta el año 2020 solo existen 3 acontecimientos que han contraído el consumo energético. El primero en 1979 con la Revolución iraní, la cual afectó la oferta de los hidrocarburos. El segundo en 2008 con la crisis propiciada por el sector financiero, que ocasionó la disminución en la demanda de energía. Y la tercera en 2020 por la pandemia ocasionada por el virus COVID-19.

Consumo energético como indicador de desarrollo

Como se pudo analizar en la sección anterior, una matriz energética diversificada ha permitido que, en los escenarios de aumento drástico de la demanda de energía, esta sea suplida de forma satisfactoria. Recordemos que a mayor variedad en la disponibilidad de recursos energéticos recuperables y aprovechables, el consumo energético aumenta escalonadamente y propicia el escenario para la generación de bienestar social y por ende de desarrollo.

Desde 1950 al 2021, época industrial, la demanda energética ha sido mayor a lo visto en otras épocas de la historia lo que ha ocasionado un mayor impacto medio ambiental. Contemplando lo anterior, se hace necesario la generación de energía más limpia a partir del uso de tecnologías de mínimo impacto y de acciones que lleven a la disminución en las emisiones de gases de efecto invernadero. Todo esto contribuye a las metas establecidas para evitar el aumento de la temperatura del planeta tierra en 1.5°C, el cual pondría en riesgo la habitabilidad de la especie humana.

Desde una perspectiva económica, se ha intentado comprender la relación existente entre el consumo energético de una sociedad y su impacto en el desarrollo económico. Para lograr entender esta relación se acude a la causalidad de Wiener-Granger en donde los resultados pueden ser la inexistencia de correlación, una relación unidireccional o una correlación bidireccional.

Existen varios estudios de diferentes países como Bélgica, Japón e Italia (Erol y Eden, 1987), Malasia (Shahidan, 2012), Nigeria (Gbadedo y Okonkwo, 2009), Azerbaiyán (Mukhtarov, Mikayilov e Ismayilov, 2017) entre muchos otros, en los cuales se muestra, a partir del uso de la causalidad de Wiener-Granger, una relación bidireccional entre la cantidad de energía consumida y el desarrollo de un país visto a través el

PIB. Esto implica que a mayor consumo de energía hay un mayor desarrollo y a mayor desarrollo mayor consumo de energía. Crecimiento en doble vía. Para que este ciclo se constituya, es importante garantizar la accesibilidad continua de un recurso o fuente proveedora de energía.

Una relación unidireccional es aquella en donde un mayor consumo de energía representa un mayor desarrollo representado en el PIB, pero este desarrollo no implica un mayor consumo de energía.

Ahora bien, en el contexto regional latinoamericano, según Barreto y Robledo (2012), existe una dependencia en el desarrollo anclada al consumo de energía. Los casos de Colombia, Paraguay, Brasil y Ecuador presentaron las dependencias asociadas al consumo de energía más bajos de la región. Campo y Sarmiento (2013) recalcan el mismo escenario para Colombia y Paraguay y, adicionalmente, mencionan que "aunque existe correlación positiva el efecto en la economía no es tan grande". Es necesario acotar que esta menor relación no indica que no exista correlación positiva, por ende, el consumo energético sigue afectando el desarrollo de estos países.

El estudio de relación a largo plazo entre consumo de energía y el PIB realizado por Barreto y Robledo sugiere que en el largo plazo un incremento del consumo de energía en un 1% genera un incremento del PIB de 0,40%, un incremento del capital en un 1% provoca un crecimiento del PIB en 0,25% y un incremento del trabajo de un 1% incrementa el PIB en 0,37%.

Recordemos que para que el consumo energético crezca, entre otras variables, se requiere la disposición de energía a precios razonables que no golpeen el poder adquisitivo de las personas y permitan aumentar la cobertura del servicio energético en el país.

En ese sentido, es de suma importancia que los países desarrollen diferentes fuentes de aseguramiento energético que permitan asegurar los recursos que en el corto y mediano plazo la sociedad demanda para su continuo desarrollo. Esto implica implementar tecnologías disruptivas para la adquisición de energía y seguir asegurando los recursos provenientes de recursos fósiles. A pesar de que estos recursos son generadores de emisiones, son necesarios por lo menos en el corto y mediano plazo para suplir la demanda, lo cual es evidente si recordamos que actualmente a estos recursos corresponde el 78.9% del consumo energético mundial.

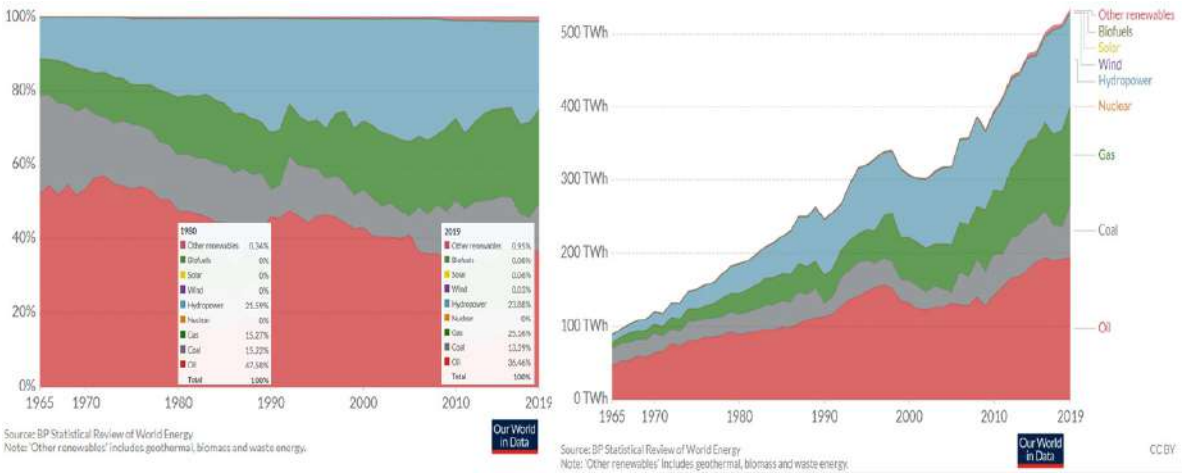
La existencia y disponibilidad de recursos energéticos suficientes a precios razonables permitirían generar un desarrollo positivo y por ende un crecimiento en el PIB nacional a las tasas anteriormente mencionadas.

Canasta energética en Colombia

Bajo la perspectiva energética, la matriz primaria de energía para Colombia se constituye principalmente en el gas y el petróleo, los cuales tenían una proporción aproximada del 61.62% de toda la energía generada para el año 2019. El restante 38.38% fue aportado por carbón (13.39%), hidroelectricidad (23.88%) y fuentes de energía renovable no convencionales (1.12%).

En la Ilustración 29 se muestra la matriz primaría de generación energética en donde el petróleo y carbón poseen una tendencia a la baja en el porcentaje de participación, sin embargo, su consumo sigue aumentando constantemente. Por su parte, el gas presenta un aumento tanto en participación porcentual como en la cantidad de energía aportada. Así mismo, las tecnologías de adquisición energética renovables tienen tendencia al alza debido al fuerte impulso que desde el 2018 el Gobierno del presidente Iván Duque ha dado a este tipo de proyectos.

Ilustración 29. Matriz energética de Colombia



Fuente: Our World in Data

Como se identifica en la Ilustración 29, la principal fuente energética de Colombia, al igual que la ya vista en el mundo, proviene de los recursos no renovables (gas, petróleo y carbón). En contraste la energía renovable no convencional aporta tan solo el 12.78% de toda la energía demandada en Colombia. Esto hace imposible una migración radical a corto y mediano plazo a fuentes no convencionales de generación eléctrica, debido a las grandes inversiones que esto implicaría al sector transporte, residencial e industrial, con un aumento en el costo que impactaría al consumidor final.

Dado lo anterior, se viabiliza desde el punto de vista energético, la búsqueda de nue-

vas fuentes de petróleo y gas para cubrir la demanda local y evitar pagar precios mayores por la importación de estos hidrocarburos. Contemplando la relación reservas sobre producción (R/P) que se traduce en el tiempo de autosuficiencia energética tanto del petróleo como el gas, el tiempo proyectado para el gas genera mayor incertidumbre en el país, debido al aumento en mayor proporción del consumo con relación a las reservas existentes o descubiertas.

En el escenario en el cual Colombia requiera importar gas natural licuado (GNL), el escenario de precios sería el siguiente presentado en el estudio técnico para el plan de abastecimiento de gas natural realizado por la UPME (2020). La estructura de costo correspondiente hasta el puerto de regasificación en Colombia sería el siguiente

= Precio de GNL en punto de regasificación.

= precio en fuente de suministro.

= Costo de licuefacción calculado según necesidades de importación.

= Costo promedio de transporte desde fuente de suministro hasta Cartagena y Buenaventura pasando por canal de Panamá.

=Costo de regasificación calculado según necesidades de importación.

La estructura anterior carece del costo por distribución y comercialización del gas dentro del territorio nacional, el cual es cuantificado por la UPME de la siguiente manera

= Precio del gas en puerto colombiano regasificado

= precio del Henry Hub

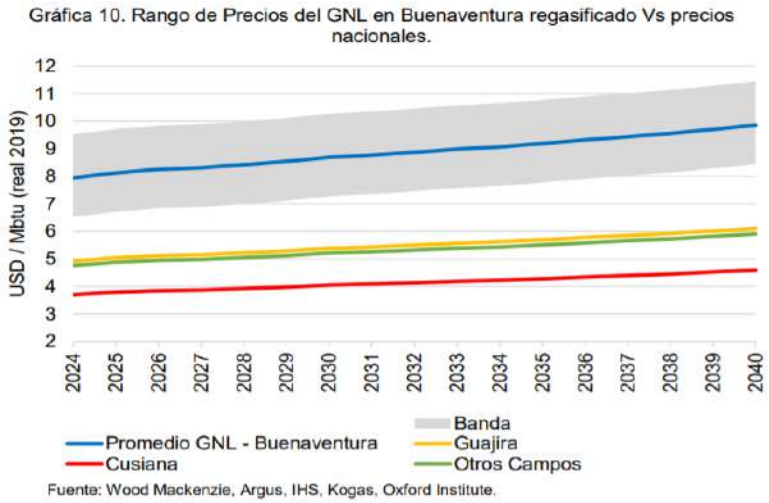
= Costo promedio de transporte marítimo desde la costa del Golfo a Cartagena y Buenaventura pasando por canal de Panamá.

= Capex de licuefacción

=Capex de regasificación

El análisis anterior y la recopilación de precios existentes de la producción de campos de extracción nacionales, permite realizar un comparativo con el cual se puede observar que el hecho de importar GNL generará un aumento final en el precio al consumidor que puede situarse (tomando como valor de referencia el valor promedio de importación por Buenaventura) entre 1.61 y 2.14 veces al valor actual del gas generado en campos nacionales.

Ilustración 30. Precio del gas por producción en campos colombianos e importado



Ahora bien, Colombia debe seguir la senda de un desarrollo sostenible el cual implica tres dimensiones: social, ambiental y económica; todas con la misma relevancia e importancia. Si bien el desarrollo de los yacimientos no convencionales provoca impactos y riesgos gestionables, también conduce a beneficios económicos que ninguna otra implementación en otros sectores tiene la capacidad de generar, teniendo en cuenta los proyectos planteados en el PND.

Al 2019 según el índice de desarrollo humano (HDI ranking por sus siglas en inglés), Colombia se encuentra en el puesto 83 de 189 países con un puntaje de 0.767 por debajo de países de la región como Chile (43), Argentina (46), Uruguay (55), Perú (79). Esto vislumbra la necesidad fehaciente del desarrollo de proyectos de gran envergadura que ayuden a aumentar el nivel de desarrollo. El desarrollo de los yacimientos no convencionales permitiría la generación de este tipo de proyectos.

ANEXO B: RESERVAS Y RECURSOS DE HIDROCARBUROS EN COLOMBIA

Para mantener la consistencia técnica del documento, antes de hablar de reservas de hidrocarburos es necesario tener presente las condiciones administrativas del recurso en Colombia y ciertas definiciones para no caer en impresiones conceptuales.

En Colombia, desde el año 2003, la entidad administradora de los hidrocarburos líquidos y gaseosos es la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) designada por el Ministerio de Minas y Energía, tanto para recursos convencionales como no convencionales. El Consejo Directivo de la ANH expidió el Acuerdo número 11 de 2008, por medio del cual se determinó que todas las compañías de exploración y explotación de hidrocarburos presentes en el país deben reportar la información de recursos y

reservas de hidrocarburos. Así mismo, adoptó la metodología de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos en el país, estableciendo que "se adaptará como método para llevar a cabo la valoración de los recursos y reservas de Hidrocarburos existentes en el país, la metodología, mediante el documento Sistema de Administración de Recursos Petroleros ("Petroleum Resources Management System")".

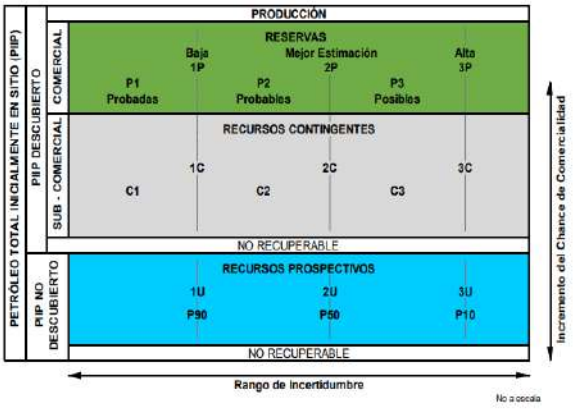
Al ser establecido como documento preferente el SPE-PRMS, cuya última actualización es del año 2018, Colombia se alinea con las mejores prácticas internacionales. Así mismo, el país se adhiere a las siguientes definiciones técnicas de la ingeniera de petróleos:

- Recursos (resources) Término utilizado para abarcar todas las cantidades de petróleo (recuperable y no recuperable) que ocurren naturalmente en una acumulación sobre o dentro de la corteza terrestre, descubierto y no descubierto, más las cantidades ya producidas. Además, incluye todos los tipos de petróleo, ya sean actualmente considerados convencionales o no convencionales.
- Recursos prospectivos (prospective resources) Son las cantidades de petróleo estimadas, a una fecha dada, a ser potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas, por la aplicación de proyectos de desarrollo futuros.
- Recursos contingentes (contingent resources) Son aquellas cantidades de petróleo estimadas, a una fecha dada, a ser potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, por la aplicación de proyectos de desarrollo, que actualmente no son considerados comerciales, debido a una o más contingencias.
- Reservas (reserves) Son aquellas cantidades de petróleo anticipadas a ser comercialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo en acumulaciones conocidas, a partir de una fecha dada en adelante, bajo condiciones definidas. Las Reservas deben satisfacer cuatro criterios: descubiertas, recuperables, comerciales y remanentes (a partir de una fecha dada) basadas en el(los) proyecto(s) de desarrollo aplicado(s).
- Reservas probadas (proved reserves) Es una categoría incremental de cantidades recuperables estimadas asociadas con un grado definido de incertidumbre. Las reservas probadas son aquellas cantidades de petróleo, que mediante el análisis de datos de geociencias y de ingeniería, pueden ser estimadas con certeza razonable, para ser comercialmente recuperadas a partir de una fecha dada en adelante de yacimientos conocidos y bajo condiciones

económicas definidas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales. Si se usan métodos determinísticos, el término "certeza razonable" pretende expresar un alto grado de confianza de que las cantidades serán recuperadas. Si se usan métodos probabilísticos, debería haber por lo menos un 90% de probabilidad de que las cantidades realmente recuperadas igualen o excedan las estimaciones.

Las anteriores definiciones se esquematizan de la siguiente manera:

Ilustración 31. Marco de clasificación de recursos SPE-PRMS 2018



Fuente: SPE-PRMS 2018

Para el informe de recursos y reservas del país a corte 31 de diciembre de 2019, la ANH publicó un documento disponible en línea por primera vez "con el propósito de ampliar la socialización y dar mayor claridad respecto a la aplicación de la normatividad vigente en el proceso de consolidación del Balance General de recursos y reservas del país".

Reservas país de petróleo

La Tabla 1, publicada por la ANH, muestra que durante los últimos 10 años, a fechas efectivas de corte, el país ha logrado restituir las reservas de petróleo crudo, a excepción de los años 2014, 2015 y 2016, en donde la respectiva producción anual del periodo fue mayor a la tasa de incorporación de reservas.

Tabla 1. Balance de reservas de petróleo y gas natural país 2019 ANH

AÑO	CRUDO @ 31.DIC							Reemplazo Reservas I/P	R/P Según 1P (años)
	Reservas Probadas (R) (MBls)	Variacion por año (MBls)	Variación (%)	Producción Anual (MBls)	Incorporación anual (I=NI+Rev)	Nuevas Incorporaciones NI (MBls)	Reevaluaciones Rev (MBls)		
2007	1,358		-10.0%	194		12	30	0%	7.0
2008	1,668	310	22.8%	215	524	99	425	244%	7.8
2009	1,988	320	19.2%	245	565	7	558	231%	8.1
2010	2,058	70	3.5%	287	358	41	317	125%	7.2
2011	2,259	201	9.8%	334	535	23	512	160%	6.8
2012	2,377	118	5.2%	346	464	152	312	134%	6.9
2013	2,445	68	2.9%	368	436	168	268	118%	6.6
2014	2,308	-137	-5.6%	361	224	32	192	62%	6.4
2015	2,002	-306	-13.3%	367	61	100	39	17%	5.5
2016	1,665	-337	-16.8%	324	13	53	66	-4%	5.1
2017	1,782	117	7.0%	312	429	48	381	138%	5.7
2018	1,958	176	9.9%	316	492	42	450	156%	6.2
2019	2,041	83	4.2%	323	406	6	400	126%	6.3

Fuente: 2007: Ecopetrol S.A.
2009-2019: ANH

Fuente: ANH, 2019.

El desarrollo de la industria de hidrocarburos en Colombia ha permitido pasar de 1.358 millones de barriles de reservas probadas en 2007 a 2.041 millones de barriles en 2019. Igualmente, en la Tabla 1 se evidencia que, aunque hay un nivel de reservas probadas mayor en 2019 respecto a 2007, la relación reservas/producción bajó de 7 a 6.3 años, lo que implica un aceleramiento de la producción respecto a las reservas. Con base en estos datos se realiza el Gráfico R/P de petróleo por año en Colombia (ver Ilustración 32).

La propia naturaleza del cálculo del R/P, implica que su interpretación debe ser sobre los valores consistentes en la unidad de tiempo evaluada. Si las reservas bajan consistente y ostensiblemente respecto a la media móvil, significa que el potencial de incorporación de reservas probadas va en descenso. Para este caso en el periodo de tiempo evaluado 2007-2019, se tiene para Colombia una media del periodo de 6,58 años, con varianza de muestra de 0,74 años y, aunque el R/P 2019 es de 6.3 años, la diferencia es inferior a la media del periodo evaluado en un 4,3%. Esto implica que el país ha logrado mover petróleo de recursos a reservas probadas y reemplazar la producción anual; para el escenario actual este movimiento se da más por reevaluaciones de campos ya en producción que por nuevos descubrimientos.

Ilustración 32. R/P petróleo por año periodo 2007-2019 Colombia

Fuente: Elaboración propia

Lo anterior indica que el escenario de disponibilidad de petróleo en Colombia no es crítico. Las reservas de cada año son recalculadas bajo unas condiciones comerciales definidas. Si se mantuviera la tendencia de consumo e inclusión de reservas, el país tendría petróleo para satisfacer la demanda de consumo y cierta parte para exportación por varias décadas. Se hace la claridad de que a medida que pase el tiempo se requerirá de mayores inversiones, e incluso procesos tecnológicos innovadores con costos mayores, generando gran incertidumbre en futuros escenarios de precios más bajos en el barril del petróleo.

Según la ANH (2021)[121], las reservas país de petróleo con corte a 31 de diciembre de 2019 se sitúan en:

Tabla 2. Petróleo original descubierto en barriles con corte a 31 de diciembre de 2019

Petróleo original en sitio (barriles)	65.446.717.380

Fuente. ANH

El Factor de Recobro (FR) Petróleo para Colombia es de 15,87%, lo que implica que el país tiene una baja recuperación de hidrocarburos. Incentivar la inversión en proyectos de recuperación mejorada de hidrocarburos (EOR) es una opción para aumentar las reservas país. Si se lograse subir el FR de los valores actuales a 20%, se lograrían incorporar 2703 millones de barriles, una oportunidad equivalente a 8 años de consumo promedio con cifra de 2019.

121 Radicado 20215110038621 Id: 585820 Fecha: 2021-03-12 ANH, respuesta a solicitud del Derecho de petición ANH ID 574375 radicado fecha 27 de enero 2021.

Reservas país de gas natural

Para el gas natural el panorama es distinto. Actualmente Colombia no es un país exportador de este recurso, esto implica que el gas producido en los campos del país es para satisfacer la necesidad del mercado interno. El consumo de este insumo está relacionado con la generación eléctrica y demanda térmica, los que a su vez están influenciados por los ciclos climáticos. Según datos de la ANH existen dos tipos de producción claramente diferenciadas según datos públicos:

- Producción fiscalizada: es la producción total de los campos en el país medida antes del punto de medición oficial.
- Producción comercializada: es la producción neta comercial que las empresas entregan al sistema nacional y clientes, luego de descontar gas consumido en operaciones, inyectado, entre otros.

La producción de gas fiscalizada siempre será superior a la comercializada. En la Tabla 3 se puede observar el balance de reservas del gas natural en el periodo comprendido entre 2007 y 2019.

Tabla 3. Balance de reservas de gas natural país 2019 ANH

AÑO	GAS @ 31.DIC							Reemplazo Reservas I/P	R/P Según 1P (años)
	Reservas Probadas (R) (Gpc)	Variación por año (Gpc)	Variación (%)	Producción Anual (P) (Gpc)	Incorporación anual (I=NI+Rev)	Nuevas Incorporaciones NI (Gpc)	Reevaluaciones Rev (Gpc)		
2007	3746		-3.6%	266	2	2		1%	14.1
2008	4384	638	17.0%	319	512	512		161%	13.7
2009	4737	353	8.1%	371	1554	1554		419%	12.8
2010	5405	668	14.1%	398	-1004	-1004		-252%	13.6
2011	5463	58	1.1%	392	-41	-41		-10%	13.9
2012	5727	264	4.8%	427	801	801		188%	13.4
2013	5508	-219	-3.8%	456	239	239		52%	12.1
2014	4759	-749	-13.6%	421	-296	-296		-70%	11.3
2015	4361	-398	-8.4%	417	35	15	20	8%	10.5
2016	4024	-337	-7.7%	389	22	10	12	6%	10.3
2017	3896	-128	-3.2%	332	204	265	-61	61%	11.7
2018	3782	-114	-2.9%	386	272	34	238	70%	9.8
2019	3163	-619	-16.4%	391	-228	0	-228	-58%	8.1

Fuente: 2007: Ecopetrol S.A.
2009-2019: ANH

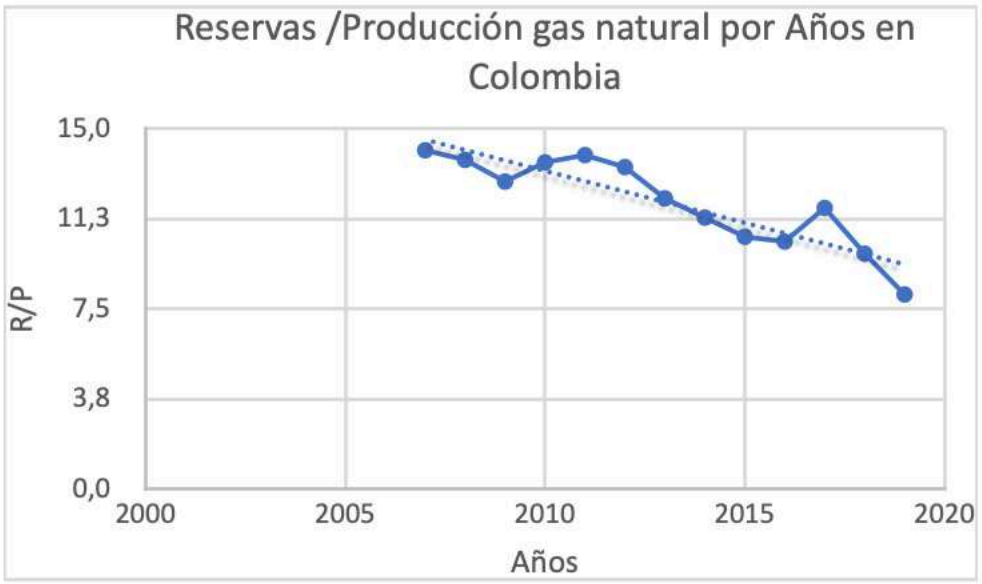
Fuente: ANH, 2019.

Durante los últimos 10 años a fechas efectivas de corte, el país solo reportó incorporación de reservas de gas mayor a su consumo anual durante los años 2009 y 2012, en los demás años han disminuido y no ha sido suficiente la incorporación respecto al consumo. Del 2009 al 2019 las reservas probadas de gas natural del país pasaron de 4,73 terapies cúbicos a unos 3.16 terapies cúbicos lo equivalente a una caída de 33,2%.

Para el periodo evaluado, se tiene para Colombia una media de 11,95 años, con varianza de muestra de 3,48 años y una relación R/P que bajó de 14.1 a 8.1 años, lo que

significa que para 2019 se generó una contracción de 32.2% con referencia a la media. Esta tendencia en el país se ve reflejada en el siguiente gráfico del R/P para el periodo 2007-2019:

Ilustración 33. R/P gas natural por año periodo 2007-2019 Colombia



Fuente: Elaboración propia

La tendencia de disminución en reservas probadas y R/P para gas natural es clara y de mantenerse (al extrapolar la línea discontinua del gráfico anterior) hacia 2038 el país se quedaría sin producción completamente y, según la UPME, esto sucedería hacia el 2024. Dado este escenario, el país se vería abocado a generar aumentos de importaciones para nivelar la demanda.

La Tabla 4 presenta las reservas país de petróleo, según la ANH (2021)[122], con corte a 31 de diciembre de 2019.

Tabla 4. Gas original descubierto en pies cúbicos con corte a 31 de diciembre de 2019

Gas original en sitio (pies cúbicos)	26.910.614.916.000

Fuente: ANH

La proporción de producción de gas natural fiscalizado/comercializado ha pasado el último año de 1,82 a 1,93, lo que representa una menor proporción de gas comercializado respecto al fiscalizado. Esto es consistente con una disminución en el consumo de gas por componentes de clientes en un 8%. Así mismo el gas total produci-

122 Radicado 20215110038621 Id: 585820 Fecha: 2021-03-12 ANH, respuesta a solicitud del Derecho de petición ANH ID 574375 radicado fecha 27 de enero 2021.

do ha disminuido un 5% debido a la declinación natural de los yacimientos.

Los escenarios de abastecimiento de gas natural dependerán inexorablemente de las variaciones en la demanda cuya tendencia es al alza. Para lograr que la oferta alcance el nivel de la demanda se requiere acelerar la producción en los yacimientos ya existentes lo que genera directamente una disminución de reservas. Contemplando la situación actual en donde no se permite el desarrollo de los yacimientos que al mediano plazo podrían responder a la necesidad de producir el recurso demandado a tarifas estables, el país se vería abocado a la importación de gas natural, lo que implicaría tarifas más costosas y el ingreso del recurso por los puertos de regasificación de Cartagena y Buenaventura.

ENSAYO 4

ENSAYO 4

Ensayo: 4
Logística e infraestructura para desarrollo de yacimientos no convencionales

Autor: Alejandro Cabezas[123]

Colombia como país debe no solo superar los retos ambientales, sociales, de territorio e ingenieriles que trae el FHPH, también debe empezar a virar su mirada a las capacidades operativas y logísticas que demandará el aumento de producción de petróleo gracias a los yacimientos no convencionales en los que se puede aplicar esta técnica. Este aumento requerirá que las capacidades de todo el país sean elevadas y optimizadas con el fin de poder comercializar el petróleo, ya que una materia prima que no pueda ser movilizada y comercializada no genera valor.

El volumen de insumos, tuberías, material propante, maquinaria necesarios para desarrollar la operación aumentará y se requiere tener una infraestructura que pueda responder a este reto. Aunque esta transformación no está prevista que suceda en el futuro inmediato, sí es necesario empezar a planear y tomar decisiones acertadas que permitan tener al país y a la industria preparados para afrontar este importante desafío de los yacimientos no convencionales.

El desarrollo de los yacimientos no convencionales es una oportunidad para modernizar la infraestructura actual y potencializar la capacidad que tiene el país para producir hidrocarburos y comercializarlos. Similarmente, es una palanca de valor para otros desarrollos productivos del país que se beneficiaran directa o indirectamente de estas modernizaciones y de esta comercialización de hidrocarburos.

Por ello el objetivo de este capítulo es analizar la infraestructura y logística que podrían ser necesarios para el desarrollo de yacimientos no convencionales en Colombia.

Los objetivos específicos para desarrollar en este capítulo son:

1. Identificar el estado actual de la infraestructura y logística en los puntos álgidos relacionados con la cadena de estimulación, producción, transporte y almacenamiento de hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales.

123 Ingeniero de petróleos especialista en gerencia de hidrocarburos, ha trabajado en el área de Yacimientos , Perforación , Producción , en el área gubernamental para la ANH en el área de contratos de Exploración y explotación , también se desempeñó como profesor cátedra en la Fundación universidad América, ejerció como director técnico y académico en ACIPET (Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos), respecto a Yacimientos No Convencionales miembro de la subcomisión Técnica YRG(Yacimientos en roca generadora) , CIH (comisión interinstitucional de hidrocarburos) y testigo técnico ante el consejo de estado frente al proceso de suspensión de la resolución 90341 de 2014. Contacto: alejandrocabezasd@gmail.com

2. Contrastar la producción actual de petróleo con escenarios futuros bajo, medio y alto, fruto del posible aporte de hidrocarburos de los yacimientos no convencionales.
3. Generar unas recomendaciones con el fin de mejorar las condiciones del país ante los posibles escenarios de producción presentados y retos que los mismo conllevan.

Inicialmente se expondrá la metodología bajo la cual se realizará el análisis de los elementos; posteriormente, se hará una caracterización de los elementos involucrados en la estimulación, producción, transporte y almacenamiento de hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales; seguido a esto, se contrastará con tres escenarios futuros de producción proveniente de YNC; y, finalmente, se hará una conclusión y se realizarán unas recomendaciones y que deben considerar los tomadores de decisiones respecto a este tema.

Metodología

Como primer paso en el proceso de construcción del estudio se realizó una recopilación de información basada en literatura especializada nacional e internacional, documentos y estudios generados por entidades gubernamentales de carácter mixto y privadas, informes de sostenibilidad, derechos de petición, entrevistas a distintos actores relacionados con el tema y mesas de expertos.

Con esta información se ha podido determinar las condiciones que se tiene hasta el momento en el país en cuanto a infraestructura y logística para la estimulación, el transporte, la refinación de los hidrocarburos que se producen en Colombia. Con la información recopilada sobre recursos posibles en yacimientos no convencionales en las principales zonas de interés en el país, se han estructurado tres escenarios de producción de hidrocarburos: uno bajo, uno medio y uno alto.

Con lo anterior, podremos hacer un comparativo de las condiciones de infraestructura y logística que posee el país versus las condiciones calculadas de capacidad de transporte de crudo, capacidad de transporte de gas, capacidad de refinación, capacidad de cargue y medios de transporte. Finalmente podremos determinar si tenemos las condiciones necesarias para afrontar un aumento en la producción proveniente de la producción de hidrocarburos extraídos de yacimientos no convencionales donde se puede aplicar la técnica de FHPH.

Antes de iniciar este capítulo debemos proponer un punto de partida en relación

con el potencial de los recursos de tight oil y tight gas en Colombia. Partiremos de los posibles rangos de producción ligados a los recursos que puedan contener las formaciones de interés. Iniciando con el tight oil (líquido), se presentan tres escenarios hipotéticos: el primero de 150.000 barriles diarios (escenario bajo), el segundo de 450.000 barriles diarios (escenario medio) y el tercero de 920.000 barriles diarios (escenario alto). Estos datos están ligados a proyecciones de recursos por 1.718 millones de barriles, 5.230 millones de barriles y 11.113 millones de barriles respectivamente.

Para el caso del tight gas también se presentarían tres escenarios. El primero de 267 gigapies cúbicos año (escenario bajo), el segundo de 306 gigapies cúbicos año (escenario medio) y 808 gigapies cúbicos año (escenario alto), estos datos están ligados a recursos por 8.0 terapies cúbicos, 14,7 terapies cúbicos, y 26.6 tera pies cúbicos respectivamente[124].

Caracterización y análisis

Para poder hacer escenarios hipotéticos de transporte de hidrocarburos, refinación, cargue y almacenamiento de hidrocarburos es necesario hacer una recopilación extensa de estos datos de fuentes oficiales y privadas, también se debe investigar este tema en otros países para poder conocer cómo fueron sus inicios, camino recorrido y lecciones aprendidas. Realizado esto se requiere tener un dato primordial: la cantidad de recursos y reservas en yacimientos no convencionales en Colombia.

Estas acciones tienen como fin poder estructurar escenarios hipotéticos de producción de hidrocarburos, con los datos obtenidos se harán cálculos de capacidades de refinación, transporte y almacenamiento. Una vez hayan sido obtenidos estos datos, se sumarán las cantidades de fluidos que se tienen actualmente en Colombia con cada uno de los escenarios hipotéticos. Con estas cifras se podrá determinar si se tienen las capacidades necesarias o si, por el contrario, se debe empezar a pensar en un desarrollo escalado para poder responder a las nuevas condiciones de producción de hidrocarburos.

124 Derecho de petición ANH ID radicada fecha.

2.1. Infraestructura de transporte de hidrocarburos existente

2.1.1. Oleoductos

Colombia posee una red de oleoductos bien distribuida la cual comunica a los distintos campos con las estaciones de bombeo, que a su vez conectan con las refinerías o con las principales terminales marítimas para exportación de crudo. A continuación, presentamos algunos de los oleoductos más representativos de Colombia y nos centramos en los oleoductos más cercanos a las cuencas del Valle Medio de Magdalena y Cesar Ranchería (las cuencas con el mayor potencial de hidrocarburos alojados en yacimientos no convencionales); con este grupo seleccionado se hará un análisis en el cual se tendrá en cuenta tres escenarios hipotéticos de producción de hidrocarburos, uno de baja producción , uno de media producción y uno de alta producción. Se busca con ello contrastar la capacidad de transporte de volúmenes de estos oleoductos con el potencial de producción correspondiente al tight oil (un tipo de yacimiento no convencional al cual se le puede aplicar FHPH).

En la Tabla 5 podremos observar las principales características de los oleoductos más importantes de Colombia

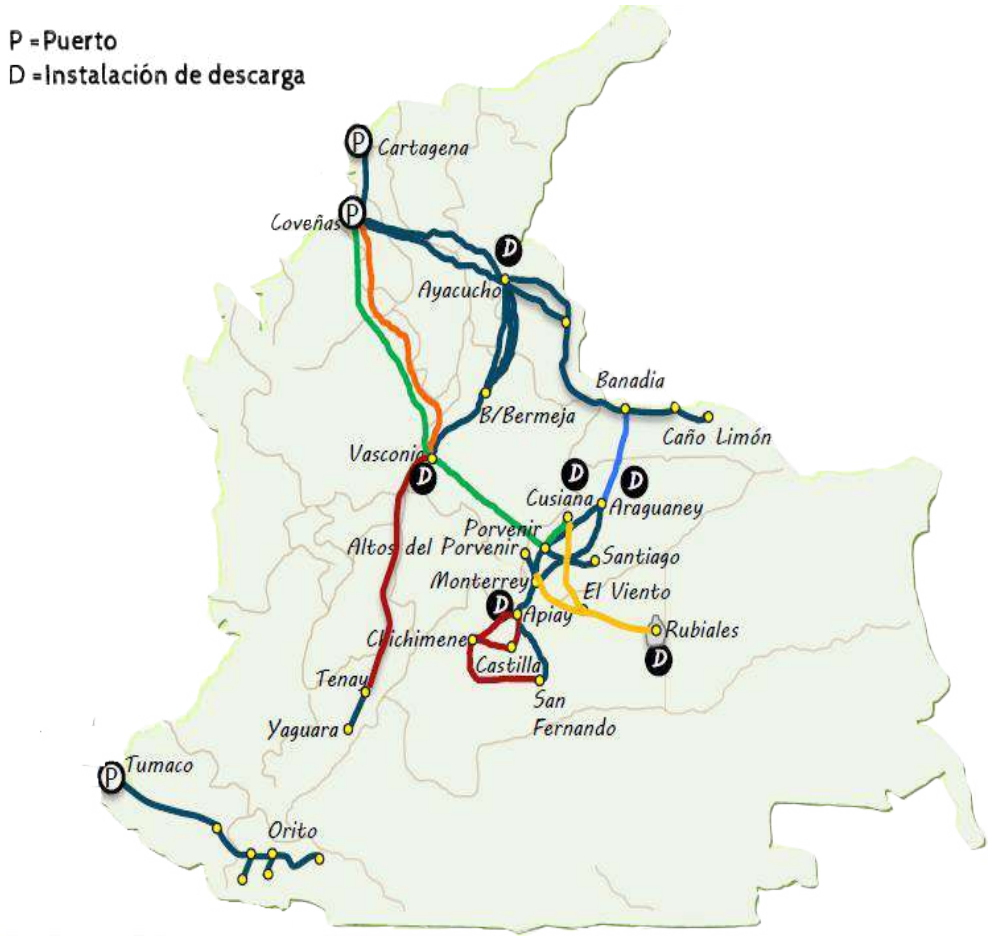
Tabla 5. Principales oleoductos de Colombia

Nombre	Estación o campo inicial	Estación final	Longitud (km)	Diámetro pulgadas	Observaciones
Oleoducto Caño Limón Coveñas	Campo Caño Limón	Terminal Coveñas en el caribe	780	18", 20", 24"	Capacidad de transportar 210.000 barriles de crudo diarios
Oleoducto Ocensa	Cusiana - Cupiagua	Terminal marítimo Coveñas	837	36"	Capacidad de transporte de 198 mil barriles de crudo diario
Oleoducto de Colombia	Estación Vasconia en Puerto Boyacá	Terminal Coveñas	438	24"	Transporta en promedio 240.000 barriles de crudo por día
Oleoducto Alto Magdalena	Estación Tenay	Estación Vasconia	391.4	20"	Capacidad de transporte 110.000 barriles
Oleoducto Bi-centenario	Estación Banadía	Oleoducto Caño Limón – Coveñas	229.3	42"	Capacidad de transporte (diseño) de 240.000 barriles de petróleo diario
Oleoducto de los llanos	Campo Rubiales	Estación de recibo en Monterrey.	235	24"	Capacidad de transporte de 640 mil barriles de crudo por día
Oleoducto Transandino	Estación Orito (Putumayo)	Tumaco (Nariño)	306,93	10", 14", 18"	Capacidad de bombeo de 50 mil barriles diarios de crudo, y todo el crudo va con destino a exportación

Fuente: Elaboración propia con base en Estudio de Oleoductos MME 2017". Ministerio de Minas y Energía.

En la siguiente gráfica[125] podremos observar los principales oleoductos de Colombia

Ilustración 34. Red de Oleoductos en el segmento de Midstream (CdB)



Fuente: Ecopetrol (2018).

En el mapa se puede observar la ubicación geográfica de los principales oleoductos de Colombia. En el departamento de Santander está la mayor prospectividad de los YNC y estaría la mayor demanda de transporte de crudo producido. Teniendo en cuenta esto y con el fin de hacer un diagnóstico más específico, en la Tabla 6 se listan los oleoductos que se podrían considerar para transportar hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales ubicados en la zona del Valle Medio del Magdalena y con conexión con puertos del Caribe, refinería Barrancabermeja, refinería Cartagena (UPME, 2018).

125 https://www.casadebolsa.com.co/documents/1726188/2472843/Mayo-2018-Ecopetrol-I-Midstream-un-salvavidas-en-caso-de-tormenta-2.pdf/87419046-5282-a053-10ca-93a90520b94c?t=1617902065248

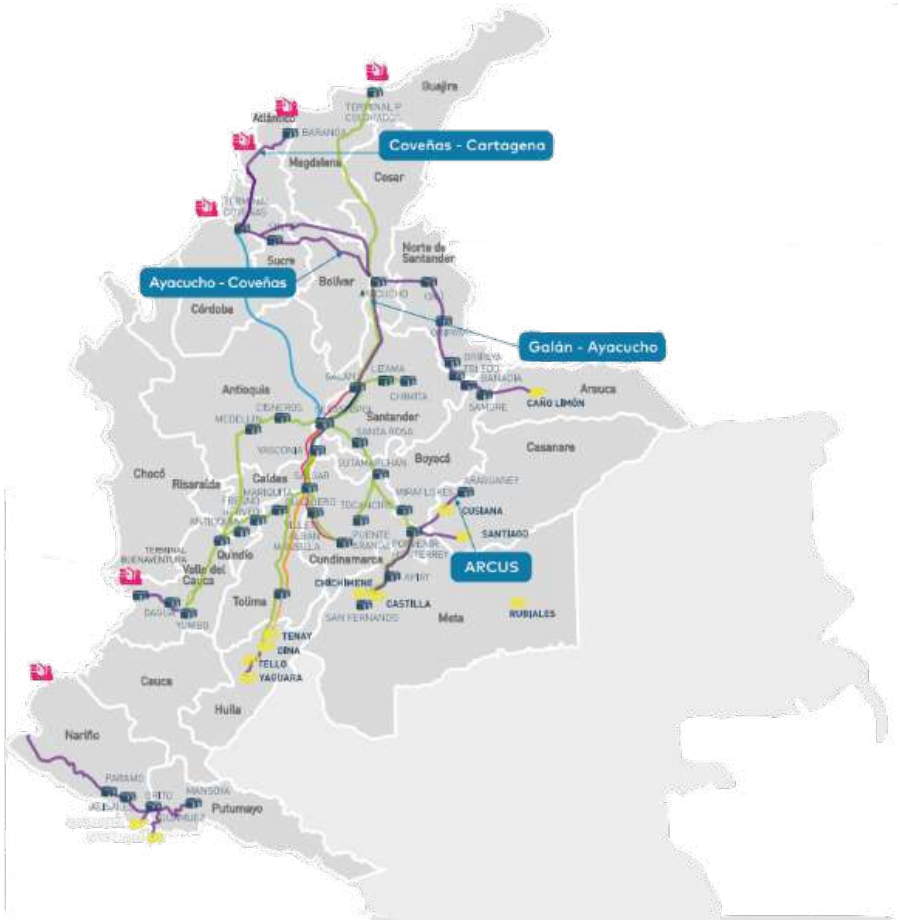
Tabla 6. Oleoductos con potencial de transporte de crudo proveniente de yacimientos no convencionales en el Valle medio del Magdalena

Oleoducto	Diámetro pulgadas	Longitud km	Estación inicial	Estación final	Capacidad diseño kbpd
Oleoducto Coveñas-Cartagena	18”	123	Coveñas	Cartagena	139
Oleoducto Galán - Ayacucho 18”	18”	185,93	Galán	Ayacucho	80
Oleoducto Galán - Ayacucho 14”	14”	188,69	Galán	Ayacucho	20
Oleoducto Ayacucho - Coveñas 16”	12” / 16”	280,52	Ayacucho	Coveñas	67
Oleoducto Ayacucho - Galán 8”	8”	190,54	Ayacucho	Casa Bombas	20
Segmento Ayacucho Coveñas	24”	299,46	Ayacucho	Coveñas	278
Oleoducto Vasconia - GRB	12” / 20”	171,56	Vasconia	Casa Bombas	195
Oleoducto Ocensa	36”	837	Cusiana	Coveñas	198
Oleoducto de Colombia	24”	438	Vasconia	Coveñas	240
Capacidad total					**1237**

Fuente: Elaboración propia

Teniendo en cuenta que se restringe el área a una sección del país, se incluye el mapa de las estaciones y conexiones de oleoductos para que se pueda observar los puntos de conexión de hidrocarburos más álgidos.

Ilustración 35. Mapa de las estaciones y conexiones de oleoductos en el país



Fuente: CENIT (2019).

Como se aprecia en la Tabla 6, la red de oleoductos (seleccionada por su cercanía a la cuenca del Valle Medio del Magdalena y al departamento de Santander) posee una capacidad de transporte promedio de 1.237.000 barriles de crudo diario, con el sistema de oleoductos al 100% de su capacidad de llenado. En el 2019 comparativamente, la red de oleoductos del país transportó, en promedio, 878.000 barriles de petróleo diarios (CENIT, 2019), lo cual corresponde al 71% de la capacidad de transporte de la red identificada y seleccionada en la tabla 6, por lo que quedaría una capacidad disponible en la red del 29%, esto es 359.000 barriles diarios. Ahora bien, si regresamos sobre los escenarios de producción propuestos al inicio del capítulo, el bajo de 150000 barriles se sumaría a la cantidad de hidrocarburos que en este momento se transportan en el país (878.000 barriles), generando como resultado un volumen total a transportar de 1.028.000 barriles de crudo por día y poniendo

un margen de seguridad de 10% de capacidad (1.113.000 barriles por día). Esta red de oleoductos podría responder a la demanda de transporte e incluso dejaría una capacidad libre de 85.000 barriles por día. Para el segundo escenario (medio) la cantidad de hidrocarburos a transportar sería de 450.000 barriles diarios, lo que al ser sumado a la cantidad de crudo transportado en 2019 nos da un resultado total de 1.328.000 barriles. Al repetir el ejercicio se presentaría un déficit de capacidad de 215.000 barriles por día, lo que quiere decir que esa cantidad de crudo no se podría movilizar ya que no hay capacidad en volumen de la infraestructura seleccionada. Finalmente, cuando tomamos el escenario de producción alto de 920.000 barriles diarios y agregamos la cantidad transportada en 2019 de 878.000 barriles por día, arroja como resultado un volumen de 1.798.000 barriles de petróleo por día a transportar, lo cual nos volvería a enfrentar a una falta de capacidad de 685.000 barriles diarios. En la Tabla 7 se muestran los resultados de este ejercicio. Se debe anotar que estos valores son topes y no se hace un ejercicio de declinación.

Tabla 7. Cantidad de crudo a transportar en tres escenarios de producción de petróleo proveniente de YNC

Escenario	Volumen Barriles/ día	Capacidad oleoductos seleccionados Barriles/ día	Capacidad de transporte utilizada Barriles/ día	Cantidad de crudo total a transportar Barriles/ día	Capacidad libre o faltante Barriles/ día
Bajo	150.000	1.113.000	878.000	1.028.000	85.000
Medio	450.000	1.113.000	878.000	1.328.000	-215.000
Alto	920.000	1.113.000	878.000	1.798.000	-685.000

Fuente: Elaboración propia

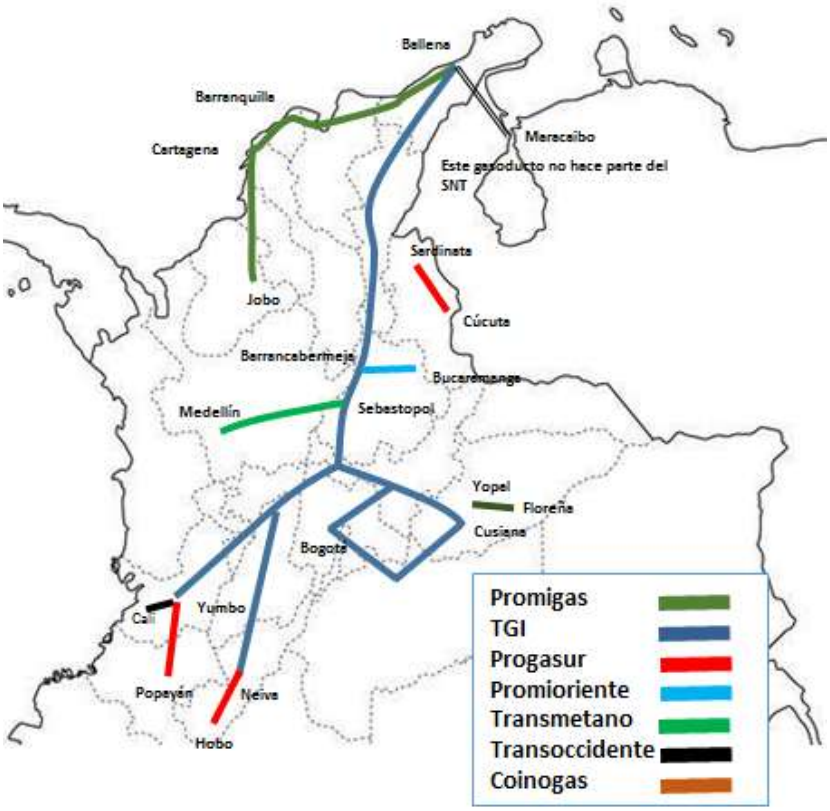
Este ejercicio nos indica que, en caso tal de que el país llegase a superar el nivel bajo de producción (150.000 barriles por día) adicional por extracción de YNC, el sistema tendría un déficit de 215.000 barriles por día en producción media y 685.000 barriles por día en alta. Es decir, si se llegaran a presentar los escenarios de producción medio o alto, sería necesaria la construcción o ampliación de estos oleoductos, o generar una red de transporte mixta que puede involucrar transporte terrestre, fluvial y férreo, que responda a esta demanda de transporte adicional.

2.1.2 Gasoductos

La red de gasoductos en Colombia oscila en diámetro de 2 a 32 pulgadas, tiene una capacidad de compresión de 190.000 HP y una capacidad aproximada de 1.000 millones de pies cúbicos por día (MPCD), con un transporte en promedio de 985 MPCD (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2019). Esta red es una de las mejores infraestructuras de Suramérica y tiene grandes perspectivas gracias a la posibilidad de producción de hidrocarburos gaseosos de los yacimientos no convencionales y el offshore.

En la siguiente gráfica se puede observar el mapa de tramos de gasoductos:

Ilustración 36. Tramos de gasoductos en Colombia.



Fuente: CREG, 2020, p.

En la gráfica anterior y en la siguiente tabla se pueden observar características de los distintos gasoductos del país, en este caso tendremos en cuenta toda la red nacional, ya que como parte del desarrollo del país y la democratización de la energía

se debe hacer todo lo posible para que el gas llegue a todas las regiones de Colombia. Teniendo en cuenta lo anterior, se hará un análisis de escenarios hipotéticos de producción de gas proveniente de yacimientos no convencionales (BMC, 2020) que sean descubiertos y entren en producción en el país

Tabla 8. Gasoductos de la red troncal nacional

Región	No	TRAMOS*	CAPACIDAD MAXIMA DE MEDIANO PLAZO - CMMP (KPCD)	CAPACIDAD CONTRATADA (KPCD)	CAPACIDAD DISPONIBLE PRIMARIA CDP (KPCD)	CDP/ CMMP	VOLUMEN TRANSPORTADO (KPCD)		
							Min	Prom	Máx
Costa	1	BALLENA-LA MAMI	279.091	113.008	164.583	59%	83.707	99.350	119.272
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	751.363	529.335	219.228	29%	62.160	88.268	121.013
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	684.494	451.533	228.661	33%	154.599	186.901	227.912
	4	CARTAGENA-MAMONAL	204.509	137.730	66.769	33%	112.584	126.742	138.625
	5	CARTAGENA-SINCELEJO	285.945	194.350	87.495	31%	159.353	194.364	224.062
	6	JOBO-SINCELEJO	191.445	152.100	36.745	19%	127.500	147.011	156.443
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	92.000	37.750	52.750	57%	38.856	40.261	40.742
Interior	8	AGUAZUL-YOPAL	13.943	3.575	10.368	74%	-	267	755
	9	APIAY-OCOA	22.020	20.117	1.903	9%	4.600	5.518	5.931
	10	APIAY-USME	17.784	17.254	530	3%	1.633	3.249	6.513
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	148.000	85.309	62.691	42%	43.264	57.446	74.759
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	260.000	259.528	472	0%	25.329	44.990	55.353
	13	BARRANCA-BUCARAMANGA	37.361	21.019	16.342	44%	21.541	27.018	30.517
	14	BARRANCA-SEBASTOPOL	333.000	143.182	189.818	57%	42.916	75.073	97.097
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	15.552	6.938	10.054	65%	2.984	4.590	5.444
	16	CENTAUROS-GRANADA	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
	17	CHICORAL-FLANDES	12.015	3.845	8.788	73%	2.652	3.656	4.219
	18	COGUA-SABANA_F	215.000	195.597	19.403	9%	80.724	138.090	154.505
	19	CUSIANA-APIAY	64.159	57.886	6.273	10%	20.055	29.153	35.469
	20	CUSIANA-EL PORVENIR	458.000	435.613	22.387	5%	336.587	396.379	421.966
	21	EL PORVENIR-LA BELLEZA	460.500	432.813	27.687	6%	328.943	389.444	414.798
	22	FLANDES-GUANDO	10.738	1.250	9.488	88%	1.058	1.159	1.292
	23	FLANDES-RICAURTE	2.156	1.388	768	36%	1.284	1.427	1.660
	24	FLOREÑA-YOPAL	16.161	13.565	2.596	16%	6.677	9.301	10.514
	25	GBS_I-GBS_F	63.744	6.607	57.137	90%	6.749	12.374	15.231
	26	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	49.920	30.259	19.661	39%	30.002	36.087	38.001
	27	GUALANDAY-NEIVA	12.910	8.687	4.223	33%	7.224	8.143	8.705
	28	GUANDO-FUSAGASUGA	957	957	-	0%	690	842	1.058
	29	LA BELLEZA-COGUA	220.583	199.532	21.051	10%	82.948	140.608	157.092
	30	LA BELLEZA-VASCONIA	298.576	277.525	30.997	10%	198.507	229.751	272.769
	31	MARIQUITA-GUALANDAY**	25.253	16.486	8.767	35%	11.689	15.594	16.956
	32	MARIQUITA-PEREIRA	168.000	136.849	31.151	19%	61.552	84.084	103.092
	33	NEIVA-HOBO	2.765	1.450	1.315	48%	286	409	492
	34	PEREIRA-ARMENIA	158.000	110.966	47.034	30%	50.461	67.122	84.973
	35	PRADERA-POPAYAN	3.675	3.676	-	0%	1.917	3.190	3.841
	36	SARDINATA-CUCUTA	4.637	3.715	922	20%	1.804	3.412	3.881
	37	SEBASTOPOL-MEDELLIN	78.000	57.623	20.377	26%	35.389	49.807	57.333
	38	SEBASTOPOL-VASCONIA	349.000	214.434	134.566	39%	99.665	129.938	154.253
	39	TANE/CACOTA-PAMPLONA	360	180	180	50%	141	184	203
	40	VASCONIA-MARIQUITA	192.000	157.159	34.841	18%	78.727	102.582	122.651
	41	YOPAL-MORICHAL	11.836	5.312	6.524	55%	4.275	4.928	5.767
	42	YUMBO/CALI-CALI	73.600	73.600	-	0%	26.972	40.540	47.107

Fuente: Promigas y CREG

La tabla anterior muestra los gasoductos de Colombia, sus capacidades y volúmenes transportados. Se debe aclara que no se puede obtener su capacidad mediante la suma simple de los segmentos ya que esta cantidad no es aditiva. Es por esto que se consultó el documento de Promigas correspondiente a 2020 que posee cifras de transporte de 2019 (985 MPCD) y documentos de la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) para conocer la capacidad de los gasoductos a 2019 en Colombia (1.000 MPCD). Con estos datos se tiene una base para los cálculos a realizar con los escenarios descritos al inicio del capítulo, un escenario bajo de producción de 267 giga pies cúbicos año (731.507 KPCD), un escenario medio de 396 giga pies cúbicos año (1.071.233 KPCD) y un escenario alto de 887 giga pies cúbicos año (2.430.137 KPCD).

Para el primer escenario se contempla una producción de gas de 731.507 KPCD, la cual es sumada a la cantidad actual de gas transportado que corresponde a 985.000 KPCD, y el resultado es de 1.716.507 KPCD. Sin embargo, como ya se había mencionado, la capacidad máxima de los gasoductos colombianos en este momento es 1.000.000 KPCD, con lo cual se generaría un déficit de transporte de 716.507 KPCD. Para el escenario medio se contempla una producción de 1.071.233 KPCD de gas que sumada a la cantidad de gas transportado generaría una demanda de transporte de 2.056.233 KPCD, lo que indica que la capacidad máxima actual del sistema no estaría en capacidad de transportar 1.056.233 KPCD de gas. Finalmente, para el escenario alto de producción de gas proveniente de YNC que es de 2.430.137 KPCD se generaría una demanda de transporte de 3.415.137 KPCD, lo que dejaría al sistema con un déficit de 2.415.137 KPCD de gas sin transportar. Estos escenarios de producción de gas se muestran en la Tabla 9.

Tabla 9. Escenarios hipotéticos de producción de gas y capacidad de transporte

Escenario	Volumen (kpcd)	Capacidad máxima de mediano plazo - cmmp (kpcd)	Capacidad contratada (kpcd)	Capacidad contratada + volumen escenarios (kpcd)	Capacidad libre o faltante (kpcd)
Bajo	731.507	1.000.000	985.000	1.716.507	-716.507
Medio	1.071.233	1.000.000	985.000	2.056.233	-1.056.233
Alto	2.430.137	1.000.000	985.000	3.415.137	-2.415.137

Fuente: Elaboración propia

Los resultados muestran que, en caso de aumentar la producción de gas en cualquiera de los escenarios planteados, el país no tendrá la capacidad para transportarlo por la red de gasoductos existente. Por esta razón, es evidente que el país requiere una ampliación de la capacidad de estas redes o la construcción de nuevas. También existe la posibilidad de que se impulse un desarrollo y adaptación del transporte terrestre, fluvial o férreo para atender estas necesidades.

2.1.3 Refinerías

Otro factor que debe ser evaluado para comprender las capacidades del país de cara a la extracción de recursos de YNC son las refinerías, un aspecto clave de la industria, pues es de vital importancia que, además de extraer el recurso, el país tenga la capacidad de procesarlo y obtener derivados utilizables tales como la gasolina, el ACPM, el jet fuel y materias primas para plásticos y polímeros (Ecopetrol, 2021).

Para el análisis es preciso determinar las capacidades actuales de las refinerías, las cuales son 150.000 barriles día para Cartagena y 209.000 barriles para Barrancabermeja. Luego se contrastarán los tres escenarios hipotéticos de aumento de producción que se propusieron en la metodología y la posible ampliación de estas capacidades con el fin de obtener una mayor cantidad de refinados que generarán más valor a la materia prima, el petróleo producido.

A continuación, en la Tabla 10 se muestran las capacidades de las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja (que por su ubicación geográfica serían las más viables para procesar los hidrocarburos provenientes de tight oil) (UPME, 2018).

Tabla 10. Capacidad de procesamiento refinerías, dieta y producción de refinados

REFINERÍA	CAPACIDAD BARRILES/ DÍA (Teórica)	CAPACIDAD BARRILES/ DÍA (Real)	DEPARTAMENTO	EMPRESA	DIETA		CAPACIDAD DE CONVERSIÓN (diseño)	FACTOR DE SERVICIO	PRODUCCIÓN			
					Componente pesado	componente livianos			gasolina barriles / día	ACPM barriles / día	Jet barriles / día	Residuales barriles/día
Cartagena	155.000	150.000	Bolivar	Ecopetrol	70%	30%	97%	93,7%	52.200	77.000	7.000	13.800
Barrancabermeja	252.000	209.000	Santander	Ecopetrol	30%	70%	83%	90,0%	62.000	64.000	21.000	62.000

Fuente: Elaboración propia

Revisando las capacidades actuales de las refinerías y sus características, se observa que Cartagena tiene capacidad de trabajar con un 70% de hidrocarburos pesados y un 30 % de hidrocarburos livianos, esto quiere decir que se adapta muy bien a la producción de petróleo actual del país que en un 70% produce hidrocarburos pesados. Pese a ello, al entrar en escena una producción adicional de hidrocarburos livianos provenientes de los yacimientos no convencionales es pertinente pensar en una posible ampliación de la capacidad de refinación de esta refinería, ya que los derivados refinados tienen mucho más valor que la materia prima sin procesar, en este caso el crudo, lo que se traduce en mayores ingresos y la capacidad de poder vender procesados en el mercado interno y externo.

Ahora bien, para el caso de Barrancabermeja el contexto es diferente. Como se puede observar, la dieta de la refinería es un 30% de hidrocarburos pesados y un 70% de hidrocarburos livianos. Si nuestra producción de petróleo en Colombia es mayoritariamente de crudo pesado, quiere decir que al momento para que la refinería de Barrancabermeja funcione de forma adecuada debemos agregar bastantes hidrocarburos o derivados que "aligeren" los hidrocarburos pesados. Este es el caso por ejemplo de la nafta que también es usada para poder transportar el crudo y que permite que los crudos pesados puedan ser refinados sin afectar el funcionamiento de la refinería. Conociendo esto se puede inferir casi de forma inmediata que una producción de hidrocarburos livianos provenientes de yacimientos no convencionales, en un área geográfica tan cercana a la refinería de Barrancabermeja, permitiría no solo su funcionamiento en las condiciones para las cuales fue diseñada, sino que se evidenciaría una reducción en los costos del proceso al dejar de usar insumos como la nafta y otros. También encontramos otra oportunidad en este escenario y es que si hay una producción considerable sería pertinente una ampliación y modernización de la refinería, ya que Barrancabermeja tiene más de 100 años de operación y, pese a su renovación constante, una producción de este tipo apalancaría dicho proceso de modernización con los recursos económicos generados de la materia prima.

A este momento, la refinería de Barrancabermeja tiene una capacidad de proceso de 209.000 barriles por día y una capacidad de conversión del 83%, mientras que la refinería de Cartagena posee una capacidad de carga de 150.000 barriles por día y una capacidad de conversión de aproximadamente el 93.7% (UPME, 2018).

Teniendo en cuenta que la ampliación de las capacidades de una refinería conlleva un gasto económico alto y que estas ampliaciones requieren una cantidad de producción que se mantenga con pocas variaciones en el tiempo, se tomarán los

tres escenarios mencionados al principio del capítulo (bajo/150.000 barriles por día; medio/450.000 barriles; y alto 920.000 barriles) y lo contrastaremos con un aumento conservador de la capacidad de producción: 10% de aumento para el escenario bajo; 15%, para el escenario medio; y 25% para el escenario alto. Esto obedece a que, pese a que va a aumentar la cantidad de crudo proveniente de yacimientos no convencionales, las inversiones para aumentar capacidades de refinerías son altas y se deben hacer a un mediano y largo plazo.

En las siguientes tablas se muestran los casos hipotéticos de ampliación de las capacidades de las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja según los escenarios bajo, medio y altos expuestos

Tabla 11. Casos hipotéticos de ampliación de capacidades refinerías

Refinería	Capacidad de procesamiento barriles/día	Escenario 1 150.000 barriles/día	Escenario 2 450.000 barriles/día	Escenario 3 920.000 barriles/día
Cartagena	150.000	165.000	172.500	187.500
Barrancabermeja	209.000	229.900	240.350	261.250
TOTAL	***359.000***	***394.900***	***412.850***	***448.750***

Fuente: Elaboración propia

En esta tabla se observa cada refinería y la sumatoria total de capacidad conjunta de las refinerías con sus respectivas capacidades de carga y los aumentos respectivos de capacidad según los escenarios del 10%, 15% y 25% planteados. A continuación, presentaremos los porcentajes de refinados actuales de cada refinería. Estos porcentajes de producción de derivados se aplicarán en una tabla de proyecciones de producción según los escenarios expuestos. Para Cartagena tenemos: gasolina (34.8%), ACPM (51.3%), jet (4.7%) y residuales (9.2); para la refinería de Barrancabermeja los porcentajes son: gasolina (29.6%), ACPM (30.7%), jet (10.1%) y otros (29.6%) (UPME, 2018).

Tabla 12. Escenarios de incrementos de capacidad de refinación Cartagena

CARTAGENA												
CAPACIDAD CONVERSIÓN	ESCENARIO 1 165000 Barriles/día (10% incremento capacidad)				ESCENARIO 2 172500 Barriles/día (15% incremento capacidad)				ESCENARIO 3 187500 Barriles/día (25% incremento capacidad)			
97%	165.000				172.500				187.500			
	PRODUCCIÓN				PRODUCCIÓN				PRODUCCIÓN			
	GASOLINA Barriles / día	ACPM Barriles / día	JET Barriles / día	RESIDUALES Barriles/día	GASOLINA Barriles / día	ACPM Barriles / día	JET Barriles / día	RESIDUALES Barriles/día	GASOLINA Barriles / día	ACPM Barriles / día	JET Barriles / día	RESIDUALES Barriles/día
	55.697	82.106	7.522	14.725	58.229	85.838	7.864	15.394	63.293	93.302	8.548	16.733

Fuente: Elaboración propia

En esta tabla mencionamos los tres escenarios de ampliación de capacidad de 165.000 barriles por día (bajo), de 172.500 barriles por día (medio) y de 187.500 barriles por día (alto). Para la refinería de Cartagena, a estas capacidades aumentadas aplicamos la capacidad de conversión que se tiene al momento y los porcentajes de productos que se tienen en la actualidad y que fueron mencionadas. Como se observa, entre mayor sea la ampliación del proceso de la refinería, mayor es la cantidad de productos refinados obtenidos, lo cual se traduce en mayor cantidad de ingresos por concepto de ventas de los refinados que tienen mayor valor que el petróleo sin procesar.

Tabla 13. Escenarios de incrementos de capacidad de refinación Barrancabermeja

BARRANCABERMEJA												
CAPACIDAD CONVERSIÓN	ESCENARIO 1 229900 Barriles/día				ESCENARIO 2 240350 Barriles/día				ESCENARIO 3 261250 Barriles/día			
85%	PRODUCCIÓN				PRODUCCIÓN				PRODUCCIÓN			
	GASOLINA Barriles / día	ACPM Barriles / día	JET Barriles / día	RESIDUALES Barriles/día	GASOLINA Barriles / día	ACPM Barriles / día	JET Barriles / día	RESIDUALES Barriles/día	GASOLINA Barriles / día	ACPM Barriles / día	JET Barriles / día	RESIDUALES Barriles/día
	68.004	100.248	9.185	17.978	71.096	104.805	9.602	18.795	77.278	113.918	10.437	20.430

Fuente: Elaboración propia

Aplicando el mismo ejercicio para el caso de Barrancabermeja se aplican tres: escenarios uno bajo (229.900 barriles por día), un escenario medio (240.350 barriles por día) y un escenario alto de capacidad de proceso de hidrocarburos (261.250

barriles por día). Estos escenarios son multiplicados por la capacidad de conversión para después multiplicarlo por los porcentajes de producción de la refinería para gasolina, ACPM, Jet y residuales. Dado que la refinería de Barrancabermeja tiene una mayor capacidad de carga de hidrocarburos que la de Cartagena, tendrá mayores ingresos por producción de refinados. Sin embargo, resulta interesante revisar la capacidad de conversión ya que es solo del 85%.

Considerando que esta refinería se encuentra ubicada en las zonas de mayor potencial de recursos de yacimientos no convencionales, es la mejor candidata para realizar una ampliación de capacidad de carga y un mejoramiento en el porcentaje de conversión. Esta inversión podría retornar a mediano y corto plazo con el aumento de producción de refinados.

Un ejemplo puntual es la inversión anunciada por Ecopetrol que para 2023 planea haber invertido 2.7 billones de pesos (777 millones de dólares). Estas nuevas inversiones se suman a los US$721 millones que Ecopetrol ha destinado en los últimos seis años para que la mayor refinería del país se mantenga actualizada tecnológicamente y continúe siendo un activo estratégico (Ecopetrol, s.f.). Mediante el aumento de la capacidad de refinación que ya está teniendo lugar, aunado al aumento en la producción de hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales, la refinería podrá procesar mayor cantidad de hidrocarburos producidos en el país y la importación de crudo será menor, generando con esto mayores utilidades al país.

2.1.4. Poliductos

Partiendo del supuesto del aumento de la cantidad de hidrocarburos producidos y, con eso, el incremento de los refinados es menester evaluar la capacidad de la red de transporte de estos. En la Tabla 14 se muestran los poliductos que al momento existen en Colombia (UPME, 2018) y cuya capacidad deberá ser ampliada según las zonas que alimentan y la demanda de derivados y refinados que se tengan.

Tabla 14. Poliductos capacidad, diámetro y longitud

POLIDUCTO	ESTACIÓN INICIAL	ESTACIÓN FINAL	CAPACIDAD kBPD	DIÁMETRO Pulgadas	LONGITUD km
Pozos Colorados - Galán	Pozos Colorados	Galán	98.5	14	503
Galán - Bucaramanga	Galán	Lizama, Río Sogamoso y Bucaramanga	26	12	96.87
Galán - Salgar 8"	Galán	Sebastopol y Salgar	14.4	8	245
Galán - Sebastopol 12"	Galán	Sebastopol	68.5	12	116.23
Sebastopol - Salgar 12"	Sebastopol	Salgar	48	12	136.55
Galán - Sebastopol 16"	Galán	Sebastopol	141.2	16	114.35
Sebastopol - Salgar 16"	Sebastopol	Salgar	96	16	134.76
Sebastopol - Tocancipá	Sebastopol	Tocancipá	75.8	20 / 16	275.91
Sutamarchán - Apiay	Sebastopol	Apiay	66.7	12 / 16	258.98
Sebastopol - Medellín	Sebastopol	Girardota y Medellín	65	10 / 12 / 16	163.46
Medellín - Cartago	Medellín	La pintada y Cartago	31.2	10	235.96
Cartago - Yumbo	Cartago	Buga, Mulaló y Yumbo	19.7	10	157.7
Salgar - Gualanday	Salgar	Mariquita y Gualanday	26.3	12	168.54
Gualanday - Neiva	Gualanday	Neiva	12	6 / 8	162.5
Salgar - Cartago (ODECA)	Salgar	Manizales, Pereira, Belmonte, Cartago	24	6 / 8	210.98
Cartago - Yumbo (ODECA)	Cartago	Yumbo	13 / 28.8	6 / 8 / 10	157.7
Salgar - Mansilla 8"	Salgar	Mansilla	12	8	107.67
Salgar - Mansilla 10"	Salgar	Mansilla	85	10	109.44
Mansilla - Pte Aranda	Mansilla	Puente Aranda	60	10	43.31
Pte. Aranda - El Dorado	Pte. Aranda	El dorado	68.4	6	9.51
Salgar - La Dorada	Salgar	La Dorada	12.6	6 / 8	3.8
Buenaventura - Yumbo	Buenaventura	Yumbo	21.1	6 / 8 / 12	102.7
Yumbo - Buenaventura	Yumbo	Buenaventura	15	6 / 8 / 12	102.7
Medellín - Rionegro	Medellín	Rionegro	7	6	28

Fuente: Plan indicativo de abastecimiento de combustibles líquidos UPME, 2019

Según el Reporte Integrado de Gestión Sostenible 2020 (Ecopetrol, 2021) en Colombia fueron transportados 231,000 barriles de derivados de hidrocarburos. Tomaremos este valor como base para evaluar el volumen de refinados a transportar proveniente de las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, bajo el contexto de aumento de capacidad del 10%,15% y 25%; y con los resultados obtenidos en la sección de refinerías se evaluará si los poliductos que poseemos en Colombia tienen la capacidad para transportar estos volúmenes.

En la tabla 15 se muestra la comparación de la producción de refinados (gasolina, ACPM, jet) en los escenarios, bajo, medio y alto con la producción de la refinería sin tener en cuenta aumentos por concepto de aportes de hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales.

Tabla 15. Comparación de la producción de refinados (Gasolina, ACPM, Jet) en los escenarios, bajo, medio alto

Refinería	Escenario	Derivados producidos (gasolina, ACPM, jet) Barriles/día	Volumen total producido por refinería (sin YNC) Barriles /día	Aumento producción refinados por YNC Barriles/día
Cartagena	Bajo	145.325	136.200	9.125
	Medio	151.931	136.200	15.731
	Alto	165.143	136.200	28.943
Barrancabermeja	Bajo	177.437	147.000	30.437
	Medio	185.502	147.000	38.502
	Alto	201.633	147.000	54.633

Fuente: Elaboración propia

Teniendo en cuenta los resultados de la tabla anterior se reunirán las categorías de bajo, medio y alto de las dos refinerías con el fin de tener los valores totales a transportar y hacer el comparativo con la capacidad de transporte actual de refinados que posee el país.

Tabla 16. Valores totales de refinados a transportar y comparativo con la capacidad de transporte actual de refinados que posee el país.

Refinería	Escenario	Derivados producidos (gasolina, ACPM, jet) Barriles/día	Capacidad actual transporte poliductos Barriles/ día	Oferta vs. demanda transporte poliductos Barriles/día
Cartagena + Barrancabermeja	Bajo	322.762	231.000	-91.762
	Medio	337.433	231.000	-106.433
	Alto	366.775	231.000	-135.775

Fuente: Elaboración propia

Observando la tabla anterior en la última columna de oferta frente a la demanda de transporte de poliductos, los valores nos indican que ante un eventual aumento de refinados a transportar con la infraestructura actual tendríamos un déficit de transporte para los tres escenarios planteados: en efecto, la capacidad de transporte del

país se vería sobrepasada por 91.762 barriles diarios en el escenario bajo, 106.433 barriles en el escenario medio y 135.775 barriles en el escenario alto. Lo cual nos permite concluir que es necesario aumentar las capacidades y la infraestructura física de los poliductos para transportar y comercializar los refinados provenientes de crudos producidos en yacimientos no convencionales.

2.1.5. Nodos

El objetivo principal de los nodos es garantizar el abastecimiento de las refinerías para compensar un excedente o un déficit en la producción, lo que puede presentarse en puntos donde el transporte de hidrocarburos se ve afectado por operaciones simultáneas o acciones de externos que afectan las entregas de volúmenes determinados de hidrocarburos (cuellos de botella). La base para determinar estos déficits o excesos son las cantidades o volúmenes de producción determinados para cada uno de los campos.

A continuación, se exponen los nodos de mayor importancia y su capacidad (UPME, 2018):

Tabla 17. Nodos de mayor importancia en Colombia y su capacidad

Nodo	Capacidad de almacenamiento del nodo (BBL)	Oleoducto asociado
Apiay	950.000	Apiay-Porvenir
Rubiales	1.000.000	Rubiales- Porvenir
Araguaney	950.000	Porvenir - Araguaney o Santiago- Araguaney-
Santiago	850.000	Santiago-Porvenir o Santiago-Banadía
Caño Limón	1.000.000	Caño Limón-Banadía
Banadía	50.000	Banadía-Ayacucho
Porvenir	1.000.000	Porvenir-Vasconia (Ocensa)
Orito	150.000	Orito-Tumaco
Tenay	40.000	Tenay-Vasconia
Vasconia	2.000.000	Vasconia-Coveñas (Ocensa) Vasconia-Coveñas (ODC) Vasconia-Galán (GCB)
Velásquez 26	85.000	Velásquez 26-Galán
CIB	2.000.000	CIB-Ayacucho
Tibú	60.000	Tibú-Ayacucho
Ayacucho	25.000	Ayacucho-Coveñas (*) Ayacucho-Galán
Coveñas	200.000	Coveñas-Cartagena

Fuente: UPME, 2019

Para poder evaluar la capacidad de los nodos tomaremos como base la capacidad de almacenamiento que se tiene en este momento (10.360.000 barriles), la producción de petróleo en Colombia a enero de 2021 (783.000 barriles día) (Valora Analitik, 2021) y las cargas a refinerías son en promedio en Colombia de 359.000 barriles día. Teniendo en cuenta los escenarios de aumento expuestos en la sección de refinerías, tomaremos la cantidad total de capacidad de carga o procesamiento de las refinerías estudiadas: 394.900, 412.850 y 448.750 barriles para los escenarios bajo, medio y alto respectivamente. Con estos valores haremos un cálculo de tiempo de llenado de nodos y se evaluará si se tiene capacidad suficiente de almacenamiento. En la Tabla 18 se muestra el tiempo de llenado de los nodos al 90%, ya que siempre se debe dejar un margen de maniobra mínimo del 10%, y con esta premisa tendríamos un volumen a llenar en nodos de 9.324.000 barriles.

Tabla 18. Tiempo de llenado de los nodos al 90% de su capacidad

Item	Enero de 2021	Escenario bajo	Escenario medio	Escenario alto
Carga a refinerías Barriles/día	359.000	394.900	412.850	448.750
Tiempo de llenado nodos almacenamiento (días)	26,0	23,6	22,6	20,8

Fuente: Elaboración propia

En la tabla se toma como base la capacidad actual de las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja (359.000 barriles por día). Con este valor observamos que para llenar los nodos al 90% se tomaría un tiempo de 26 días. Ahora bien, en el escenario bajo de proyecciones de demanda de crudo (394.000 barriles día) de las refinerías

se tendrían un tiempo de llenado de 23.6 días; para el escenario medio (412.850 barriles por día) se tomaría un tiempo de 22.6 días y, finalmente, para un escenario alto (448.750 barriles por día) el tiempo de llenado sería de 20,8 días.

Operativamente esto quiere decir que la capacidad de los nodos no llegaría a su límite operacional antes de 20 días, con lo cual se tiene un tiempo de maniobra holgado que permite realizar las operaciones de transferencia de hidrocarburos y recepción sin riesgos. Es necesario tener en cuenta que estos resultados están ligados a la capacidad de proceso de las refinerías, por lo cual, si el aumento en la capacidad se da en porcentajes superiores a los de 10%, 15% y 25% de los escenarios planteados, el tiempo de llenado de los nodos se reduciría.

2.1.6. Puertos marítimos para exportación e importación de petróleo, gas y sus derivados

Los puertos marítimos siempre han tenido una importancia estratégica a la hora de comercializar hidrocarburos en el mundo. En Colombia los principales puertos marítimos son: Tumaco, Buenaventura, Coveñas, Cartagena, Barranquilla, Santa Marta, Puerto Bolívar y San Andrés. Coveñas es el puerto que maneja mayor movimiento de hidrocarburos en Colombia, el terminal petrolero de Cartagena realiza operaciones de cargue y descargue de refinados y, en menor cantidad de crudos, el terminal de Pozos Colorados (Santa Marta) recibe del mercado extranjero combustibles líquidos y naftas que posteriormente son movilizados vía poliducto al interior del país.

A este momento la capacidad de cargue para transporte a embarcaciones es de 423 mil toneladas (Orozco, s.f.). En 2019 se reportó por parte de Cenit[126] una capacidad disponible de exportación en puertos de 3216 millones de barriles por día, ocupando de esa capacidad 694.400 barriles por día en 3 puertos (CENIT, 2019).

En la siguiente tabla (Ministerio de Defensa Nacional, 2018) se muestran algunas de las características de los puertos más importantes.

126 Cenit es una es una sociedad comercial, del tipo de las sociedades por acciones simplificada, de economía mixta, del orden nacional, constituida como empresa filial 100% de propiedad de Ecopetrol S.A., que transporta crudo y refinados a través de una red de Oleoductos y Poliductos a lo largo de Colombia.

Tabla 19. Puertos marítimos más importantes relacionados a hidrocarburos

PUERTO	OCEANO	CARGA	IMPORTACIÓN Ton	EXPORTACIÓN Ton
Puerto de Barranquilla	ATLÁNTICO	Hidrocarburos	4.294.058,01	1.705.757,66
Puerto de Cartagena	ATLÁNTICO	Carga	15.346.002,50	9.014.358,22
Puerto de Santa Marta	ATLÁNTICO	Carga y energéticos	5.597.117,87	49.507.269,32
Puerto de Tumaco	PACÍFICO	Hidrocarburos y productos frescos	1.571,00	131.109,33
Puerto de Buenaventura	PACÍFICO	Carga	11.472.486,60	2.990.254,04
Riohacha	ATLÁNTICO	Carga	77.390,75	578.307,38
Turbo	ATLÁNTICO	Multipropósito	58.442,90	924.702,44
Coveñas	ATLÁNTICO	Hidorcarburos	283.388,00	12.474.725,62
Puerto Bolivar	ATLÁNTICO	Carbón	132.583,48	14.736.885,50

Fuentes: Dimar y Puertos de Cartagena

Hay que prestar especial atención a los puertos de Tumaco y Coveñas ya que son especialistas en el embarque de crudo. Para importaciones desde el exterior se tiene Puerto Bolívar, Santa Marta, Barranquilla, Cartagena, Buenaventura y San Andrés.

Para hacer una evaluación de los puertos marítimos y su capacidad de carga se tomará la producción actual de hidrocarburos de Colombia y los escenarios de producción provenientes de los yacimientos no convencionales que han sido descritos a lo largo del capítulo (bajo 150.000 barriles por día, medio 450.000 barriles por día y alto 920.000 barriles por día). La siguiente tabla muestra los resultados del ejercicio:

Tabla 20. Volúmenes hipotéticos para exportar en escenarios de producción de hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales.

Escenario	Volumen YNC Barriles/día	Volumen producido por Colombia Barriles/día	Volumen total casos hipotéticos Barriles/día	Volumen hipotético destinado a refinerías (Cartagena, Barrancabermeja) Barriles/día	Volumen a exportar barriles/día
Bajo	150.000	783.000	933.000	394.900	538.100
Medio	450.000	783.000	1.233.000	412.850	820.150
Alto	920.000	783.000	1.703.000	448.750	1.254.250

Fuente: Elaboración propia

Con los datos consignados en la tabla se puede observar que para evaluar la capacidad de los puertos marítimos se deben tener en cuenta varios escenarios. En primer lugar, los de producción proveniente de los yacimientos no convencionales (bajo 150.000 barriles día, medio 450.000 barriles día y alto 920.000 barriles día) sumados a la producción actual de hidrocarburos de Colombia. En segundo lugar, los escenarios a evaluar son los volúmenes que podrían procesar las refinerías en caso de una ampliación sumados a la cantidad actual de hidrocarburos que son refinados (escenario bajo 394.9000 barriles por día, medio 412.850 barriles por día y alto 448.750 barriles por día). Al realizar la operación se obtienen unos excedentes los cuales son los volúmenes de petróleo sin refinar a exportar. En este sentido, para el escenario bajo se exportarían 538.100 barriles por día; para el escenario medio se obtiene el valor de 820.150 barriles por día; y para el escenario alto un volumen a exportar de 1.254.250 barriles por día. Esto muestra que la capacidad portuaria para petróleo podría satisfacer la necesidad de cargue para exportación en cualquiera de los escenarios evaluados.

2.1.7 Almacenamiento estratégico

Otro factor importante que puede incidir en el desarrollo futuro del desarrollo de los yacimientos no convencionales es el almacenamiento estratégico. A este momento se calcula que la demanda esperada para el año 2025 es aproximadamente de 4.782.759 barriles. De este volumen, el 25% debería estar localizado en la costa atlántica entre Cartagena y Barranquilla y el 75% restante debe estar ubicado en el interior del país[127].Este volumen solo abarca la producción de hidrocarburos provenientes de yacimientos convencionales. Se procede a hacer con base en los cálculos anteriores un nuevo cálculo de la capacidad necesaria futura y se considera si la proyección a 2025 es suficiente en caso de que se materialicen los escenarios que hemos venido desarrollando a lo largo del capítulo (bajo, medio, alto)

En la Tabla 21 se puede visualizar las capacidades de almacenamiento proyectadas a 2025, teniendo en cuenta los escenarios de producción provenientes de yacimientos no convencionales. Como base tomaremos la producción actual de Colombia (783.000 barriles por día); a este valor sumaremos, según sea el escenario, el valor de 150.000 barriles por día, 450.000 barriles por día y 920.000 barriles por día; al resultado de esta producción restaremos el volumen destinado a refinerías, el cual será almacenado en los nodos; y con este valor haremos la proyección de almacenamiento necesario. Con ello se podrá determinar el volumen de almacenamiento estratégico necesario con el que se debería contar a futuro.

127 Plan indicativo de abastecimiento de combustibles líquidos versión diciembre de 2018.

Tabla 21. Capacidades de almacenamiento proyectadas a 2025, teniendo en cuenta los escenarios de producción provenientes de yacimientos no convencionales

Escenario	Volumen YNC Barriles/ día	Volumen total producido Barriles/ día	Volumen destinado a refinerías (Cartagena, Barrancabermeja) Barriles/día	Volumen a almacenar Barriles/ día	Capacidad almacenamiento estratégico proyectado barriles
Bajo	150.000	933.000	394.900	538.100	7.168.810
Medio	450.000	1.233.000	412.850	820.150	10.926.406
Alto	920.000	1.703.000	448.750	1.254.250	16.709.681

Fuente: Elaboración propia

Los resultados de la tabla nos indican que, teniendo en cuenta las variables anteriores, será necesario tener una capacidad de 7.168.000 barriles para el escenario de aumento de producción bajo, 10.926.406 barriles para el escenario medio y 16.709.681 de barriles para el escenario alto. En conclusión, si se llegase a tener el aporte de hidrocarburos a la producción de Colombia proveniente de yacimientos no convencionales, bien sea en un escenario bajo, medio o alto, será necesaria inversión económica enfocada al aumento de la capacidad del almacenamiento estratégico en Colombia.

2.1.8. Capacidad de almacenamiento

La capacidad de almacenamiento está estrechamente relacionada con el ítem anterior, ya que el punto clave es poder almacenar la producción de hidrocarburos. En este momento en tierra (también se puede almacenar en el mar en busques tanqueros), la capacidad de almacenamiento de hidrocarburos es de 6.3 millones de barriles, alojados en 179 tanques de almacenamiento (Orozco, s.f.).Haciendo una evaluación igual que la de numeral anterior y teniendo como base la producción actual del país, la capacidad de almacenamiento, los escenarios de producción y el volumen destinado a refinerías, podemos determinar las capacidades de almacenamiento necesarias que se presentarían en los escenarios alto, medio y bajos de producción de hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales. En la Tabla 22 se presentan los resultados de dicha evaluación.

Tabla 22. Capacidades de almacenamiento necesarias que se presentarían en los escenarios alto, medio y bajos de producción de hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales.

Escenario	Volumen YNC barriles/ día	Volumen total producido barriles/ día	Volumen destinado a refinerías (Cartagena, Barrancabermeja) barriles/día	Volumen a almacenar barriles/día	Capacidad almacenamiento proyectado barriles
Bajo	150.000	933.000	394.900	538.100	9.442.981
Medio	450.000	1.233.000	412.850	820.150	14.392.604
Alto	920.000	1.703.000	448.750	1.254.250	22.010.515

Fuente: Elaboración propia

Como resultado del trabajo realizado podemos observar que para un escenario bajo de 150.000 barriles de producción adicional proveniente de yacimientos no convencionales la capacidad de almacenamiento necesaria sería de 9.442.981 barriles; en el escenario medio (450.000 barriles) requeriría una capacidad de 14.392.604 barriles; y en el escenario alto (920.000 barriles) este número aumenta a 22.020.515 barriles. Esto nos permite concluir que en caso de que se diera cualquiera de los escenarios previstos de producción de hidrocarburos de YNC, se deberá hacer una ampliación de capacidad de almacenamiento.

2.1.9 Transporte

Desde sus orígenes, la industria del petróleo ha tenido un factor de suma importancia para su desarrollo: el transporte. De este aspecto depende que se pueda sacar la producción de hidrocarburos de los campos, ya sea para su refinación o para comercialización nacional o internacional. A continuación, se presenta un análisis del transporte por distintos medios y las capacidades que se pueden tener en Colombia en materia de yacimientos no convencionales.

2.1.9.1 Transporte terrestre

Actualmente es una de las actividades logísticas de mayor desplazamiento cuya característica principal es la entrega de mercancía directamente en su destino. Entre las ventajas que tiene este tipo de transporte está la facilidad de adaptarse a los cambios en las operaciones, generando soluciones de forma efectiva para distancias cortas, y su simplicidad operativa, ya que es uno de los sistemas de transporte más versátiles.

Sin embargo, el transporte de hidrocarburos por carrotanque ha ido perdiendo mercado paulatinamente frente al transporte por oleoducto, debido a los costos menores de este último. Los carrotanques son empleados principalmente para transportar petróleo crudo hacia áreas remotas que no están conectadas directamente al sistema nacional de transporte de oleoductos, el cual no se puede expandir por razones económicas.

En proyecciones de transporte realizadas en 2018 para transporte por carrotanque para 2021 se proyecto que se iabn a requerir aproximadamente 113 carrotanques día (UPME, 2018) para movilizar en promedio 29.750 barriles diarios de petróleo. El cálculo del número de camiones cisterna se basa en el volumen a transportar, la distancia desde la zona de cargue hasta el punto de entrega, el tiempo medio de ida y vuelta, el tiempo de carga y descarga, la jornada de 12 horas y la capacidad promedio de 250 barriles por carrotanque (UPME, 2010). Teniendo en cuenta un posible aumento de producción de hidrocarburos proveniente de YNC y manteniendo el porcentaje de participación de transporte por carrotanque actual (3.8%) respecto a la producción total de petróleo crudo del país, realizamos un contraste para los escenarios de producción bajo (150.000 barriles día), medio (450.000 barriles día) y alto (920.000 barriles día). De este modo, podremos observar el posible aumento en la necesidad de transporte terrestre. La Tabla 23 muestra los resultados.

Tabla 23. Posible aumento en la necesidad de transporte terrestre ante escenarios de incremento de producción de hidrocarburos provenientes de YNC

Escenario	Volumen YNC Barriles/día	Volumen total producido Barriles/día	Volumen a transportar por carrotanques barriles/día	Cantidad de carrotanques día
Bajo	150.000	933.000	35.454	142
Medio	450.000	1.233.000	46.854	187
Alto	920.000	1.703.000	64.714	259

Fuente: Elaboración propia

Con los resultados obtenidos en la tabla se puede afirmar que en caso de presentarse un aumento en la producción de hidrocarburos y manteniendo una participación de transporte terrestre por carrotanque del 3.8%, para el escenario bajo se requerirán 142 carrotanques por día; para el escenario medio 187 carrotanques día; y para el escenario alto 259 carrotanques día. Estos valores sólo corresponden al transporte de hidrocarburos producidos, pero es importante tener presente que las operaciones de YNC también exigen el transporte de insumos tales como maquinaria, químicos y agua, que no se encuentran contemplados en el análisis, pese a ello se concluye que las necesidades de transporte en una fase inicial de YNC aumentarán la demanda de transporte por carrotanque.

2.1.9.2 Infraestructura vial y de acceso

La red vial en Colombia está constituida por grandes autopistas (a cargo de la nación), red secundaria (a cargo de los departamentos) y finalmente red terciaria que son las carreteras o caminos inter-veredales (a cargo de los municipios).

En la actualidad, Colombia cuenta con una red de carreteras de 204.855 km, de los cuales el 5.81% (17.434 kilómetros) corresponden a la red primaria; el 22.03% (45.137 kilómetros) a la red secundaria; y el 69.46% (142.284 km) a la red terciaria (Logistics Capacity Assesments). Es importante mencionar que la mayoría de las operaciones y locaciones relacionadas con hidrocarburos están ubicados en vías terciarias, la mayoría de las cuales no están pavimentadas y no poseen canalización. Las vías que presentan estas características

son denominadas vías destapadas o trochas.

Teniendo en cuenta, por ejemplo, el numeral anterior donde analizamos el tema de los carrotanques, se observa que se generará un aumento de circulación de carrotanques solo para el transporte de hidrocarburos, lo cual afectará las vías por las que circulen, en especial si se tienen en cuenta otros factores que intensifican la afectación recibida por las vías terciarias, como las épocas de lluvias, estas vías terciarias tendrán una afectación mayor.

Si se desea hacer un desarrollo efectivo de los yacimientos no convencionales en Colombia es imperativo que la condición de las vías terciarias mejore sustancialmente, ya que su progresivo deterioro traerá inconvenientes logísticos sustanciales, al aumentar los tiempos requeridos para la movilización de petróleo crudo, equipos e insumos para la operación.

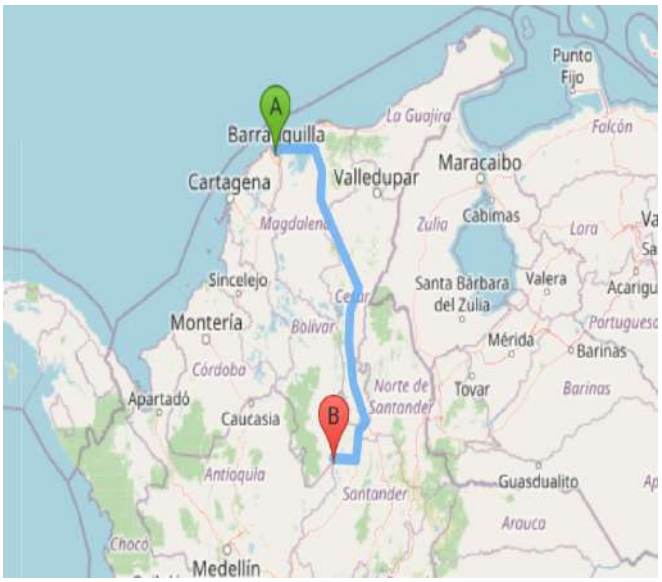
En conclusión, una de las variables críticas en el desarrollo de los YNC en Colombia son las vías de acceso; aunque no tienen que ver directamente con el punto central de la operación, sí influyen y tienen un enorme impacto en su ejecución. Por eso, es recomendable tener presente esta variable y tener una articulación efectiva con los municipios para que este punto de riesgo se convierta en una fortaleza, gestionando vías terciarias adecuadas que beneficien a todos los grupos de interés relacionados con el aprovechamiento de dichas vías de acceso.

2.1.9.3 Topografía

Una de las características importantes de Colombia y que se debe tener en cuenta a la hora de planificar la logística, son sus tres cordilleras (Oriental, Central, Occidental), ya que en el desplazamiento desde los puertos marítimos hacia las zonas de interés del Magdalena medio deben atravesar una o dos de estas cordilleras.

En la siguiente gráfica se puede observar el recorrido vial desde Barranquilla Atlántico hasta puerto Wilches, Santander. La distancia promedio es de 600 kilómetros con una duración estimada del trayecto de entre 9 y 10 horas.

Ilustración 37. Recorrido vial desde Barranquilla Atlántico hasta puerto Wilches Santander.



Fuente: Calcularuta, s.f.

En la siguiente tabla (Romero, 2017) se muestran algunos de los puntos más altos de la topografía colombiana por donde hay cruce de vías estratégicas.

Tabla 24. Puntos más altos de la topografía colombiana por dónde hay cruce de vías estratégicas

NOMBRE	UBICACIÓN	LONGITUD	ALTURA metros sobre nivel del mar	PENDIENTE MÁXIMA	DESNIVEL metros
Páramo de letras	Tolima	80.7 Km	3677	11%	3187
Alto de la línea	Quindío	21.7 Km	3265	13%	1643
Alto del Vino	Cundinamarca	38.5 Km	2835	10%	1984
Boquerón de chipaque	Cundinamarca	27.7 Km	3207	14%	1688
Puerto de Bocademonte	Boyacá	35.65 Km	2902	13%	2106
Puerto de la Tribuna	Cundinamarca	37.5 Km	2714	10%	1930
Páramo del Verjón	Cundinamarca	37.5 Km	2714	10%	1930
Alto de minas	Antioquia	42.25 Km	2466	11%	1819

Fuente: Los 8 puertos de montaña más duros de Colombia, Gisela Romero (2017).

Esta tabla nos muestra una diferencia sustancial y un reto a enfrentar que nos diferencia de otros países que tienen una topografía relativamente llana: el transporte de hidrocarburos, insumos y maquinaria requerirá que los sistemas de transporte empleados (en este caso transporte de carga pesada) tengan la capacidad para responder a la alta exigencia que representan los cambios de altitud en carretera. Desde el punto de vista mecánico, esto exigirá un esfuerzo importante a los automotores, lo cual se verá reflejado en mayor número de mantenimientos en menores intervalos de tiempo, así como riesgos relacionados con fallas en carretera que generen retrasos en los tiempos de entrega.

En conclusión, a la hora de enfrentar este tipo de retos se debe tener en cuenta en la planeación estratégica de las operaciones la topografía del país y las zonas montañosas a atravesar en el desarrollo de los distintos proyectos relacionados con yacimientos no convencionales.

2.1.9.4 Transporte fluvial

En la actualidad Colombia cuenta con una red fluvial de 24700 kilómetros de los cuales 18200 Km son navegables y 6500 Km no navegables (Orozco, s.f.). Uno de los sistemas de transporte de mayor importancia es el río Magdalena que ha servido como medio de tránsito para la entrada y la salida de crudo y de refinados entre Barrancabermeja y Cartagena, vía canal Del dique; al igual que en Barranquilla sobre Bocas de Ceniza.

El régimen de lluvias propias de eventos como el fenómeno de El Niño, es una de las principales dificultades de la oferta hídrica, dado que reduce el nivel del río y limita la navegabilidad entre Barrancabermeja y Gamarra.

Para resolver este tipo de inconvenientes el Gobierno de Colombia ha iniciado un proceso de aprobación de CONPES, con el objetivo de facilitar la inversión privada en proyectos fluviales y con ello mejorar las condiciones para el transporte de carga a nivel fluvial (DANE, 2021).

Para contextualizar la importancia de la navegabilidad fluvial relacionada con el transporte de hidrocarburos, en enero de 2020 el río Magdalena transportó 223.695 toneladas de carga. Los hidrocarburos representaron 191.862 toneladas (85.8%), mientras el total de carga seca fue de 31.833 toneladas (14.2%) (Orozco, s.f.). Para poder dimensionar mejor la cifra de hidrocarburos transportada, el equivalente de las toneladas transportadas vía fluvial es de 1.300.000

barriles, lo que equivale a transportar 43.333 barriles por día.

Teniendo en cuenta los datos anteriores podemos hacer una proyección de transporte vía fluvial partiendo del porcentaje de participación de transporte de hidrocarburos por este medio (5.53% del total de 783.000 barriles día) para los escenarios bajo, medio y alto de producción adicional proveniente de yacimientos no convencionales. Los resultados se presentan en la Tabla 25.

Tabla 25. Proyección de transporte vía fluvial partiendo de los escenarios bajo, medio y alto de producción adicional provenientes de yacimientos no convencionales

Escenario	Volumen YNC Barriles/día	Volumen total producido Barriles/día	Volumen a transportar por vía fluvial Barriles/día	Toneladas a transportar por mes
Bajo	150.000	933.000	49.449	218.940
Medio	450.000	1.233.000	65.349	289.338
Alto	920.000	1.703.000	90.259	399.629

Fuente: Elaboración propia

Con los resultados anteriores podemos observar que en el escenario bajo se aumentaría la demanda de carga vía fluvial en 27.078 toneladas al mes; en el escenario medio aumentaría la demanda en 97.476 toneladas por mes; y en el escenario alto aumentaría la demanda de transporte fluvial en 207.767 toneladas por mes.

Esto nos lleva a concluir que, en caso de que se dé vía a la producción de hidrocarburos provenientes de YNC con la técnica de FHPH y se mantenga el porcentaje de participación del transporte fluvial de hidrocarburos, se requerirá aumentar la capacidad de carga fluvial en el país.

En la Ilustración 38 podremos observar la distribución del tipo de carga transportada en modo fluvial.

Ilustración 38. Distribución del tipo de carga transportada en modo fluvial.

Fuente: Orozco (s.f.)

2.1.9.5 Transporte férreo

Este sistema de transporte en Colombia prácticamente ha desaparecido pese a que se tiene una infraestructura construida que interconecta el país. Por esta misma razón, representa un sistema de transporte que puede ser vital para las operaciones de yacimientos no convencionales

Entre los datos de la actualidad del transporte férreo colombiano podemos destacar los 1.729 km de líneas férreas activas, 1.804 km de líneas inactivas y 189 km de líneas privadas activas (incluidas en los 1729 Km mencionados) , para un total de 3533 km de líneas férreas en Colombia. En la siguiente tabla (DNP, 2020) mostraremos las distintas redes ferroviarias.

Tabla 26. Líneas férreas de Colombia

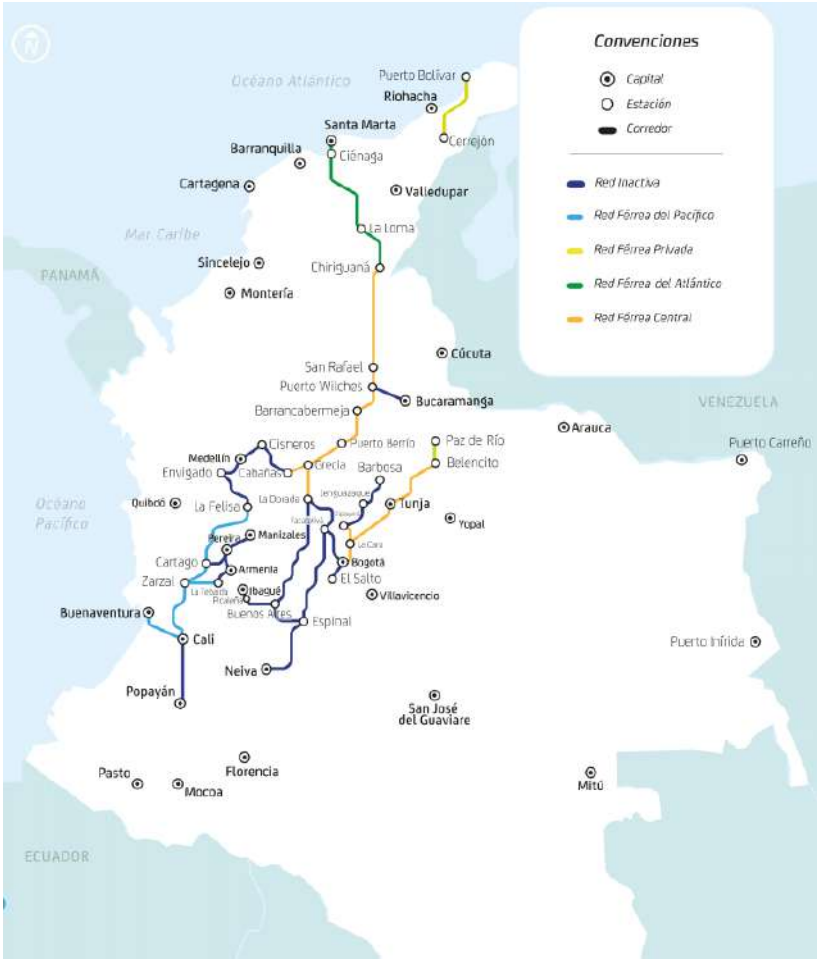
RED	TRAMOS	LONGITUD (km)	ESTADO
INVIAS	La Felisa-Envigado	183	Inactivo
	Cartago-Pereira	33	Inactivo
	La Tebaida-Armenia	17	Inactivo
	Armenia-Manizales	135	Inactivo
	Cali-Popayán	162	Inactivo
	Puerto Wilches (El Cruce)- Bucaramanga	118	Inactivo
	Lenguazaque-Barbosa	117	Inactivo
	Facatativá-Espinal	150	Inactivo
	La Dorada-Buenos Aires	177	Inactivo
	Espinal-Neiva	160	Inactivo
	Espinal-Picaleña-Ibagué	55	Inactivo
	Bogotá-El Salto	32	Inactivo
	La Dorada-Facatativá	166	Inactivo
	Envigado-Cisneros	93	Inactivo
	Cabañas-Cisneros	74	Inactivo
	Zipaquirá-Lenguazaque	57	Inactivo
	Bogotá (K0 + 000-k5 + 000)	5	Activo
	TOTAL RED FÉRREA INVÍAS	**1734**	
ANI Agencia Nacional de Infraestructira	Bogotá -Talleres El Corzo	30,87	ANI-Administración
	Bogotá-Belencito	257	ANI-Administración
	La Caro-Zipaquirá	20,37	ANI-Administración
	La Dorada-Puerto Berrío	126,5	ANI-Administración
	Grecia-Cabañas	33,1	ANI-Administración
	Puerto Berrío-San Rafael	189	ANI-Administración
	San Rafael-Chiriguaná	205,68	ANI-Administración
	Ramal Capulco	4,48	ANI-Administración
	Red Férrea del Atlántico Chiriguaná-La Loma-Ciénaga	207	Concesionado FENOCO
	Red Férrea del Atlántico Ciénaga-Santa Marta	38	Concesionado FENOCO
	Red Férrea del Pacífico La Felisa-Buenaventura	459	ANI-Administración
	Red Férrea del Pacífico Zarzal-La Tebaida	39	ANI-Administración
	TOTAL RED FÉRREA ANI	**1610**	
	Cerrejón	150	operación
	Paz de Río	39	operación
	TOTAL RED FÉRREA PRIVADA	**189**	
	TOTAL RED FERREA COLOMBIA		**3533**

Fuente: Plan Maestro Ferroviario.

Observando los datos de la tabla se puede analizar el potencial que tendría la interconexión ferroviaria de la línea del Pacífico (tramo Buenaventura – la Felisa), la del sistema ferroviario central (Puerto Berrío – La Pintada), el sistema ferroviario central (Chiriguaná – La Dorada) y la red férrea del Atlántico (Chiriguaná – Santa Marta), ya que permitiría transportar insumos a gran escala desde el puerto marítimo de Buenaventura hasta Puerto Wilches, zona del Magdalena medio dónde se encuentra la cuenca de interés para yacimientos no convencionales. Del mismo modo, permitiría el transporte desde Santa Marta hasta Puerto Wilches de material necesario para el desarrollo de op-

eraciones relacionadas a este tipo de yacimientos. De igual forma se podría transportar crudo y refinados en este sistema hacia los puertos marítimos.

Ilustración 39. Red ferroviaria actual del país



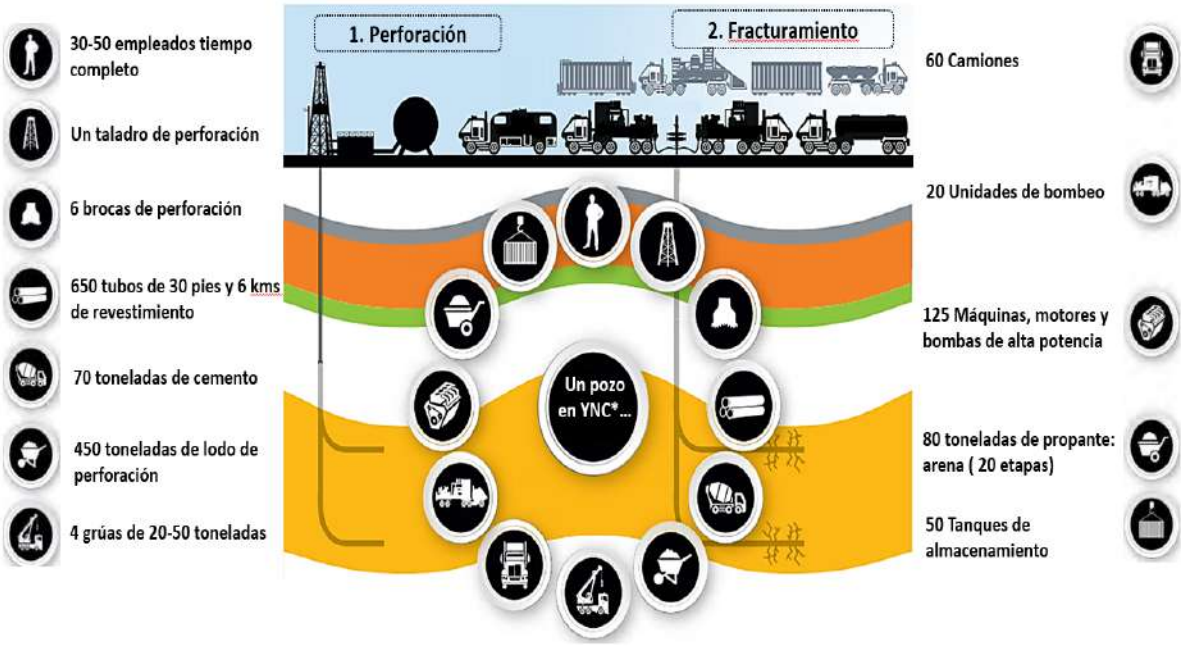
Fuente: DNP, 2020.

Hay que resaltar que este tipo de desarrollos deben contar con la participación del Estado, de los gobiernos departamentales y de las empresas interesadas en el desarrollo de un medio de transporte masivo. Es importante que proyectos beneficien a la comunidad y al país entero permitiendo que este sistema de transporte comunique de nuevo a todo el país y permita la dinamización del intercambio comercial tanto a nivel interno como internacional.

2.2. Capacidad de servicios técnicos, logísticos y de infraestructura para realizar fracturamiento hidráulico en Colombia

Teniendo en cuenta la información plasmada en los ítems anteriores de este capítulo, procederemos a hacer un análisis de los requerimientos de infraestructura e insumos básicos de una operación FHPH, explicando brevemente su uso o participación en la operación. Seguidamente se procederá a analizar si el recurso se encuentra disponible en Colombia para desarrollar la técnica y, finalmente, en cada ítem se concluirá si esta infraestructura es suficiente para desarrollar la operación.

En la siguiente gráfica[128] se muestran los insumos e infraestructura básica necesaria para una operación de perforación y FHPH de un pozo en yacimientos no convencionales



Fuente: Adaptado de Bayón (2017).

128 IHS Energy

2.2.1 Insumos e infraestructura básica necesaria para una operación de perforación y FHPH de un pozo en yacimientos no convencionales

2.2.1.1. Capital humano

En una operación de perforación y de FHPH están involucradas muchas operaciones tales como preparación de la locación, disposición de equipos, instalación y arranque, acomodamiento de insumos en la locación, manipulación de tubería, sartas de perforación y manejo del taladro, preparación de fluidos de perforación y fractura, medición constante de parámetros de perforación, orientación y avance de la perforación, registro de pozos, control de sólidos, cementación, control de calidad de la tubería, preparación de fluidos de fractura, disposición de equipos de alta presión, transporte y disposición de equipos para estimulación, administración de los equipos, dirección de la operación, envío de reportes, coordinación de seguridad de salud y seguridad en el trabajo e incluso vigilancia de la locación.

Este equipo humano suma una cantidad promedio de 30 a 50 empleados por pozo, lo cual quiere decir que, en caso de ejecutar proyectos en yacimientos no convencionales, será necesaria una cantidad significativa de recurso humano para desarrollar dichas operaciones.

2.2.1.2 Taladro de perforación

Este insumo abarca la torre de perforación, el taladro de perforación (top drive), el sistema de potencia (generadores), el sistema de circulación (tanques y bombas de perforación) y el sistema de control de pozo. En Colombia se tiene experiencia en perforación de pozos profundos (profundidades superiores a 10.000 pies, o 3.333 metros). Para llegar a estas profundidades se requiere un taladro de perforación con una potencia igual o superior a 1500 caballos de fuerza.

Colombia cuenta con 248 equipos de perforación, de estos equipos 113 desempeñan labores de perforación, 20 reportan como contratados y 23 como activos (Campetrol, 2020). También se cuenta con 135 taladros destinados a funciones de workover, de los cuales 61 equipos registran como contratados y 57 estuvieron activos.

Es importante tener en cuenta esta cifra ya que para los Proyectos Piloto de Investigación Integral no habrá inconveniente de oferta respecto a estos equipos de perforación y workover. Sin embargo, en caso de que se decida desarrollar los yacimientos no convencionales por medio de la técnica de FHPH, se tendrá una demanda bastante alta. Por ello, es de vital relevancia la planeación estratégica de la operación de perforación, tanto en yacimientos convencionales como en no convencionales.

2.2.1.3 Seis brocas de perforación

Este requerimiento es muy similar en pozos de yacimientos convencionales y no convencionales. Debido a que la perforación va de diámetros de huecos mayores a menores, usualmente por cada sección se tienen dos brocas, teniendo una variación de tres diámetros de hueco desde el inicio hasta el final de la perforación del pozo. En Colombia usualmente la construcción del pozo emplea brocas de un tamaño de 13 3/8 pulgadas hasta 7 pulgadas.

Gracias a la actividad de perforación permanente en el país, el inventario de brocas es bastante amplio. Sin embargo, ante un aumento sustancial de operaciones de perforación característico de los yacimientos no convencionales, es recomendable una planeación previa de las operaciones de perforación para tener contabilizada la cantidad de brocas para perforar. En caso de que se presente un déficit, lo más recomendable es importar este tipo de equipos.

2.2.1.4 650 tubos de 30 pies de tubería de perforación y 18000 pies de tubería de revestimiento

Esto se traduce en 6500 metros de tubería de perforación y 6000 metros de tubería de revestimiento. La tubería para perforar pozos no es una tubería común, ya que debe tener una resistencia mecánica al torque, así como la compresión y la elongación bastante altos porque a mayor profundidad se incrementan cade vez más el valor de estas variables. Si el material no tiene la resistencia suficiente este puede romperse o colapsar; también se trabaja usualmente con una longitud superior a la profundidad del pozo ya que durante la operación se pueden presentar daños en la tubería y es necesario tener tubería extra para no detener la operación en caso de requerir un reemplazo.

La tubería de revestimiento es la que queda dentro del pozo adherida al cemento para proveer integridad mecánica al pozo y que este no se derrumbe o permita la migración de fluidos hacia la formación o hacia el interior del pozo en zonas no deseadas. Cabe resaltar que este tipo de tubería está diseñada para soportar grandes presiones, esfuerzos de compresión y tensión.

Dado que en el país se realizan este tipo de operaciones de manera frecuente, en principio no habría problema para satisfacer la demanda de tubería. Si las operaciones de perforación empiezan a crecer de forma acelerada, es necesario contemplar la importación de más tubería de perforación y de tubería de revestimiento para satisfacer la demanda.

2.2.1.5 Setenta toneladas de cemento

Para adherir la tubería de revestimientos a la formación, una vez que el pozo se ha perforado en sus distintas fases, es necesario usar cemento especial, el cual tiene propiedades particulares para resistir altas condiciones de presión y temperatura. El proceso de perforar un pozo se realiza en distintas fases: inicialmente se tiene un hueco ancho, en el que se introduce el revestimiento, se cementa, esta es la fase 1, para iniciar la fase 2 se vuelve a perforar con un diámetro menor (la broca y la tubería de perforación estarán alojadas en un principio en el interior del revestimiento de primera fase, que tiene un diámetro mayor), luego si es necesario se hará una fase 3 o 4 de la misma forma, la cantidad de cemento a usar en el que se aloja entre la cara de la formación de la pared (esapcio anular) y la cara externa del tubo de revestimiento. Esto es comparable a la antena de un radio, cada cilindro está alojado en el interior de otro, es decir, el pozo es telescópico. Cabe aclarar que en esta analogía haría falta el revestimiento de cemento que, como se mencionó al principio del párrafo, adhiere el tubo a la formación y es una barrera sólida para que los fluidos no migren de la formación al pozo en zonas no deseadas y, de igual forma, tampoco permiten que migren fluidos del pozo hacia la formación.

Como se ha mencionado anteriormente, Colombia ha tenido operaciones de alta demanda de insumos. Un ejemplo claro fue el período comprendido entre el año 2010 y 2013 donde se aumentó la operación de perforación debido a un precio favorable del barril de petróleo. Durante estos años la demanda de insumos como el cemento para pozos petroleros aumentó sin mayores complicaciones puesto que la oferta satisfacía la demanda creciente.

Una de las características del desarrollo de los yacimientos no convencionales es la industrialización de las actividades para mantener una producción constante, lo cual indica que es probable que se presente un incremento exponencial en la demanda de cemento con la ejecución de estos proyectos. En este sentido, es importante que el país se prepare para atender esta necesidad y, además, se deben contemplar aumentos de producción local de este insumo o, según el caso, la importación de este.

2.2.1.6 450 toneladas de lodo de perforación

El lodo de perforación es vital para la perforación de un pozo de petróleos ya que hace un arrastre constante de cortes a superficie ayudado por la presión y el caudal que le imprimen las bombas de perforación. Con esto se mantiene limpio el hueco

perforado a medida que se va ganando profundidad al avanzar en la perforación. Además de este beneficio, el lodo también ayuda a mantener la presión hidrostática entre el hueco perforado y la formación evitando derrumbes y paso de fluidos de la formación. Esto se logra mediante la presión del fluido al interior del pozo y también con la adhesión del lodo en capas sobre la pared de la formación del hueco perforado generando una "torta".

A mayor profundidad aumenta el volumen del pozo el cual se asemeja a un cilindro, pero este cilindro debe estar constantemente lleno de lodo para que mantenga la integridad mecánica de la construcción, por ello se debe usar cada vez mayores cantidades de lodo. Este lodo es recirculable con lo cual puede entrar y salir constantemente del pozo, los cortes son retirados por medio de "coladores" o mayas muy finas que limpian el fluido. Es importante mencionar que las propiedades del lodo cambian según la profundidad y características de la formación, por lo cual su composición química varia constantemente.

Una vez finalizada la operación, este lodo es tratado extrayendo el agua y se deja en condiciones aptas para reutilización industrial, y los sólidos son retirados y tratados para posterior disposición.

Los insumos para preparar el lodo de perforación son producidos en su gran mayoría en el país. Al igual que en los casos anteriores, en caso de presentarse un incremento en las operaciones, la demanda de este insumo puede aumentar lo que requerirá mayor producción o importación de insumos. Considerando que la operación YNC requiere de un desarrollo a escala industrial, es importante comenzar a contemplar escenarios de aumento en la producción de estos insumos.

2.2.1.7 Cuatro grúas de veinte a cincuenta toneladas de capacidad de carga

Para armar los equipos y disponerlos en las locaciones es preciso el manejo de cargas pesadas y voluminosas. Las grúas conocidas como PH tienen la capacidad de manejar este tipo de cargas con versatilidad y agilidad gracias a que tienen un brazo telescópico extensible y se pueden anclar al suelo para mejorar la posición de su centro de gravedad, lo cual permite que sean muy estables y confiables a la hora de ubicar cargas.

Este tipo de grúas no se requieren por mucho tiempo en las locaciones, su participación tiene lugar durante las etapas de armado y desarmado de los equipos, por lo tanto, pueden movilizarse de una locación a otra para realizar su trabajo.

Para la realización de proyectos en YNC se debe tener en cuenta la cantidad de grúas PH disponibles en la región donde se llevará a cabo el trabajo, ya que están distribuidas en las zonas de operaciones de hidrocarburos del país. La mayor concentración de grúas ocurriría en el Magdalena Medio, ya que en teoría es la zona donde mayor cantidad de operaciones se presentarían. En caso de que la demanda se incremente, probablemente se requerirá la importación de equipos de este tipo.

2.2.1.8 Sesenta camiones de transporte de carga de insumos y maquinaria

Para transportar insumos y maquinaria pesada a las locaciones donde se van a desarrollar los proyectos de yacimientos no convencionales es necesario cierta cantidad de camiones. Un proyecto de YNC requerirá en promedio sesenta, dado que para la operación se requiere transportar agua, arena, aditivos para el fluido de fractura y propante. Es importante aclarar que los sesenta camiones no estarán al mismo tiempo en la locación.

Este flujo vehicular debe ser planeado y estar bajo estricto seguimiento, teniendo en cuenta que por lo general en los campos hay operaciones simultáneas en distintas locaciones con un uso compartido de las vías. Esta planeación debe estar hecha en conjunto con los demás grupos de interés que también hacen uso de las vías.

Finalmente, el parque automotor disponible en Colombia es alto, ya que el transporte de carga por vía terrestre es dominante en el mercado de movimiento de cargas. En caso de que se desarrollen los proyectos YNC estos competirían directamente con otros grupos de interés que requieren movilizar sus mercancías o insumos. Por ello es importante tener bien definido el parque automotor disponible y sus características mínimas para poder participar en proyectos de hidrocarburos. En caso de no poder suplir la demanda se debe contemplar la posibilidad de importar este tipo de maquinaria o generar incentivos para su adquisición por parte de terceros, que tengan interés en participar en el transporte de insumos relacionados con la industria de hidrocarburos.

2.2.1.9 Veinte unidades de bombeo

Las unidades de bombeo son las encargadas de generar la presión necesaria y permitir el movimiento del fluido desde superficie hasta la zona a estimular para generar las fracturas por medio hidráulico y depositar en ellas el propante que evita que las fracturas generadas se cierren, generando el flujo de hidrocarburos hacia la tubería de producción que se encuentra alojada en el pozo.

Uno de los temas más importantes a la hora de hacer estimulación hidráulica es la cantidad disponible de bombas para hacer estimulación. En este momento en Colombia hay en promedio una capacidad de aproximadamente 110,000 HHP, con capacidades independientes por bomba de unos 2000 HHP; es decir, se posee 55 bombas para sets de fractura. Por lo tanto, sabiendo que un set promedio ocupa de 15 a 20 bombas, cada una con una bomba de reemplazo en caso de falla, se tiene en este momento una capacidad de 2 sets de fractura.

Esto último quiere decir que existe la capacidad para poder realizar los Proyectos de Piloto de Investigación Integral (PPII), pero de ser aprobada la práctica se requerirá aumentar los sets de fractura existentes. En conclusión, si el país desea ampliar su capacidad de estimulación hidráulica para obtener hidrocarburos, una vez sea aprobado el fracturamiento hidráulico multietapa en pozos horizontales, debe empezar a hacer la gestión enfocada a la adquisición de bombas para estimulación hidráulica.

2.2.1.10 Unidades de coiled tubing

En las operaciones relacionadas con estimulación hidráulica, muchas veces pasamos por alto las unidades de coiled tubing. Estas unidades utilizan tubería delgada y flexible que puede introducirse al interior del pozo para estimularlo o para la operación de limpieza del mismo, después de la aplicación de la técnica FHPH. En la actualidad, en Colombia existen aproximadamente 27[129], con diámetros de 1.5", 1", 3/4", 2", 2 3/8", con capacidades de 38k, 80k, 110k y 120 k.

La longitud promedio que se tiene de estos rollos son hasta de 20,000 pies (6.000 m). Es importante tener muy presentes estas longitudes, ya que la formación la Luna se encuentra aproximadamente entre 9000 y 13000 pies de profundidad y la sección horizontal puede variar entre 500m y 2500 m.

Esto nos indica que probablemente en el futuro se necesitarán más unidades de coiled tubing, ya que la cantidad existente en Colombia apenas cubre la necesidad para realizar los PPII. Si se opta por hacer un desarrollo industrial de los yacimientos no convencionales se requerirá igualmente una cantidad mayor de este tipo de unidades para realizar las labores necesarias posteriores a las operaciones de FHPH.

129 Entrevista realizada a distintos funcionarios empresas de servicios nacionales e internacionales e internacionales y exfuncionarios provincia de Neuquén Argentina

2.2.1.11 125 máquinas, motores y bombas de alta potencia

Este número abarca la cantidad de maquinaria involucrada en la operación iniciando por los motores generadores de energía del taladro, el top drive, las bombas centrífugas de los tanques de lodo, las bombas de transferencia y trasiego, las bombas de lodo pertenecientes al sistema de circulación del taladro, los motores de las grúas, los motores de los camiones que movilizan maquinaria e insumos. Como se puede analizar, cada taladro y set de fractura tiene una cantidad importante de máquinas y motores, el aumento en la cantidad de estos está ligado al número de operaciones que se desarrollen en los campos de YNC; sin embargo, es importante tener en cuenta que muchos de estos motores requerirán ser reemplazados paulatinamente ya sea por fallas o por tiempos de uso. En vista de lo anterior, hay que tener un inventario no solo de las cantidades de maquinaria de respaldo sino también de proveedores de estas máquinas para responder a tiempo a la necesidad de un reemplazo en la operación.

2.2.1.12 Ochenta toneladas de propante (veinte etapas de fractura usando la técnica de FHPH)

El propante cumple la función de apuntalante en las fracturas generadas con la estimulación hidráulica para evitar que las mismas se cierren. Además, este permite que el fluido alojado en las lutitas pueda salir hacia el interior del pozo para ser recolectado en superficie.

Este tipo de insumo requiere propiedades específicas de esfericidad y redondez (entre más redonda mejor), por lo cual en un principio se usará propante sintético para poder obtener los mejores resultados al aplicar la técnica de FHPH. Este insumo es necesariamente importado del extranjero. En caso de avanzar con el desarrollo comercial de los yacimientos no convencionales, será pertinente estudiar la posibilidad del uso de propante obtenido en cantera, mediante investigaciones relacionadas con el cumplimiento de requisitos técnicos y con las propiedades mecánicas que permitan su implementación.

2.2.1.13 Cincuenta tanques de almacenamiento

Los tanques de almacenamiento en operaciones de FHPH poseen una importancia especial y son característicos de este tipo de operaciones, ya que por buenas prácticas de ingeniería enfocadas en evitar posibles afectaciones al ambiente todos los fluidos utilizados en la operación deben estar confinados. Este tipo de tanques de almacenamiento son llamados frac tanks y tienen capacidades que varían desde

los 150 hasta los 500 barriles. Teniendo en cuenta la cantidad de fluidos a utilizar y recibir se utilizará como base la capacidad de 50 tanques de almacenamiento de 500 barriles, lo que se traduce en que una locación tendrá una capacidad de almacenamiento de 25.000 barriles.

En Colombia, debido a las múltiples operaciones de estimulación y recepción de fluidos en pruebas iniciales de producción y post estimulación, hay un número adecuado de este tipo de tanques que tienen la particularidad y ventaja de ser móviles, ya que pueden ser transportados con ayuda del cabezote de una tractomula.

En el contexto del desarrollo de yacimientos no convencionales, es pertinente tener un inventario de este tipo de tanques y de su ubicación geográfica para evaluar su disponibilidad. Estos tanques son construidos en Colombia, por lo cual, en caso de un aumento de la demanda, esta podría suplirse fácilmente con el mercado interno.

2.3. Conclusiones

El aumento de recursos de hidrocarburos provenientes de los yacimientos no convencionales garantizará no solo la autosuficiencia energética, sino también el desarrollo y la actualización de la infraestructura operacional en Colombia. Actualmente, dicha infraestructura está diseñada para yacimientos convencionales y deberá empezar a ser redimensionada para asumir el reto de los YNC, los cuales manejan mayor cantidad de materiales, equipos y personal. Un manejo óptimo del tema logístico es un punto estratégico para el éxito de este tipo de operaciones.

En caso de que Colombia pueda avanzar hacia una fase comercial de los recursos provenientes de YNC, a través de la aplicación de la técnica de fracturamiento hidráulica multietapa en pozos horizontales FHPH, se deben contemplar los requerimientos en materia de infraestructura para poder tener un desarrollo adecuado de este tipo de yacimientos. Evocaremos cada uno de los escenarios propuestos y los puntos en los cuales se cumple o no se cumple con los requerimientos de infraestructura.

1. Para el escenario de producción baja (150.000 barriles por día) el país tendría capacidad instalada en oleoductos, nodos y cargue en puertos marítimos. Estaría pendiente desarrollar capacidad instalada en gasoductos, refinerías, poliductos, almacenamiento estratégico, capacidad de almacenamiento, transporte terrestre, transporte fluvial y férreo.

2. Para el escenario medio de producción (450.000 barriles por día) el país tendría

capacidad instalada en nodos y cargue en puertos marítimos. Estaría pendiente desarrollar capacidad instalada en oleoductos, gasoductos, refinerías, poliductos, almacenamiento estratégico, capacidad de almacenamiento, transporte terrestre, transporte fluvial y férreo.

3. Para el escenario alto de producción (920.000 barriles por día) el país tendría capacidad instalada en nodos y cargue en puertos marítimos. Estaría pendiente desarrollar capacidad instalada en oleoductos, gasoductos, refinerías, poliductos, almacenamiento estratégico, capacidad de almacenamiento, transporte terrestre, transporte fluvial y férreo.

El principal reto de los yacimientos no convencionales viene estrechamente ligado a la capacidad logística y de infraestructura del país, un compromiso importante de innovación que deberán tener presente las entidades del Estado, quienes deberán realizar una planeación estratégica.

Aunque los temas de transporte se trataron como independientes, se debe hacer una proyección de desarrollo conjunta, siendo protagonistas el transporte por oleoducto, vial, fluvial, férreo y marítimo. Para esto se requiere continuar con el esfuerzo de mejorar vías terciarias, secundarias y primarias por parte de los entes estatales, continuar con el impulso del plan maestro ferroviario que busca la reactivación de la línea férrea del país, mantener el plan de recuperación de la navegabilidad del río Magdalena y seguir aprovechando el potencial marítimo de los puertos del Pacífico y el Caribe impulsando que las ciudades que los albergan se conviertan en puntos logísticos importantes para las industrias del país.

ENSAYO 5

ENSAYO:5
Beneficios económicos y sociales de la implementación de la técnica del FHPH - "fracking" en Colombia – Debate socioeconómico

Autor: Eusebio Orozco[130]

Como pudimos observar en capítulos anteriores, la existencia y potencial de recursos no convencionales que requieren la técnica FHPH en Colombia, particularmente en las cuencas Valle Medio del Magdalena, Cesar Ranchería y Catatumbo, en los departamentos de Santander, Cesar y Norte de Santander, es indiscutible.

Son amplios los beneficios económicos y sociales que conllevaría la implementación de la técnica FHPH para la extracción de recursos de YNC en Colombia. Desde el punto de vista económico los YNC podrían traer al país tanto a nivel nacional como regional, el sostenimiento o la ampliación de regalías[131], mejoramiento y consolidación de cadenas de servicios regionales, mayor conocimiento de otros recursos como acuíferos, mejoras en la calidad del aire y adaptación a una transición energética acorde con el Acuerdo de París. Desde el punto de vista social otros beneficios son: (i) reversión de la importación de GLP; (ii) cambios en el concepto de concurrencia; (iii) posibilidades de empleos (iv) desarrollo normativo o actualización de la legislación acorde con la posibilidad de implementar la actividad, lo que pondría al país entre naciones de vanguardia en este tema en el mundo (esto se amplía en el capítulo 4); y (iv) recursos para infraestructura vías terciarias (esto se amplía en el capítulo 3).

3.1. Cuestión macroeconómica y cuentas de la nación

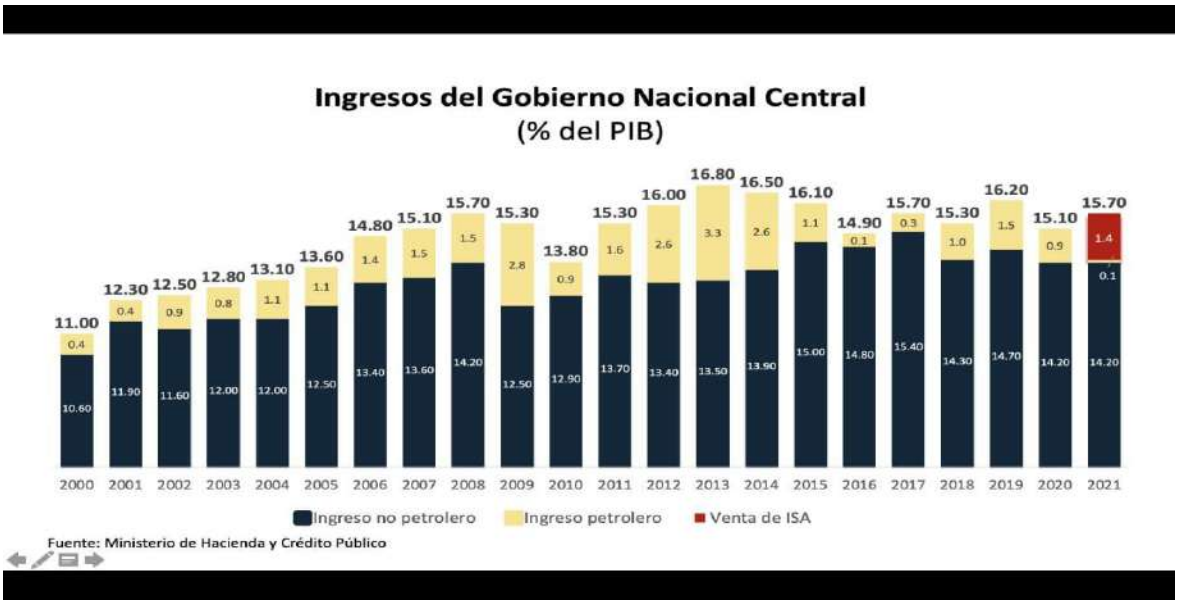
3.1.1. Dependencia de hidrocarburos

El sector minero energético y en especial el sector de hidrocarburos representan uno de los pilares de la fortaleza macroeconómica de las finanzas públicas del país, esto se debe a que de las exportaciones del país el petróleo tiene la participación más destacada y por ello su incidencia es crucial para el PIB (Bancolombia, 2020). La siguiente grafica refleja los ingresos de la nación por componentes petrolero y no petrolero.

130 Ingeniero de Petróleos e Ingeniero Químico -UIS, Diplomado en Docencia Universitaria UniLibre, en Yacimientos no Convencionales -UIS, Especialista en Economía PUJ, Profesional Certificado en innovación Energética y Tecnologías Emergentes Stanford University, consultor, conferencista, asesor e instructor para temas de Gestión de Información y Economía O&G, Innovación, Planificación Estratégica, entre otros. Contacto: eusebiorozco@gmail.com

131 Una mayor producción de petróleo y/o gas natural significa que el país tendrá más dinero para financiar las políticas sociales y el desarrollo en el territorio.

Ilustración 40. Ingresos del Gobierno Nacional Central como % del PIB 2000-2021



Fuente: Cárdenas (2021, [Twitter])

La dependencia de las finanzas públicas respecto al sector hidrocarburos a lo largo de los últimos veinte años es clara, con máximos entre 2009-2014. El sector hidrocarburos llegó a generar más del 40% de los ingresos de la balanza de pagos y un poco más del 70% de total de las exportaciones, con niveles de hasta 85 % de la inversión extranjera directa. Llegó a aportar cerca de 1/4 del recaudo de impuestos del Gobierno (sin incluir los muy importantes ingresos por concepto de los dividendos pagados por Ecopetrol, ni las regalías) (Banco de la República, 2016). Las razones principales de dicha dependencia fiscal, entre otras, son: (i) el ciclo de precios altos de las materias primas que elevó sus precios incluso por encima de 100 dólares el barril; (ii) las características tributarias del sector al ser empresas totalmente formales; y (iii) la alta participación del Estado en las utilidades del sector.

Colombia está en el top 3 de los países con mayores participaciones estatales promedio en las utilidades del sector hidrocarburos (75%) (Campetrol, s.f., p. 1) y es el segundo con más porcentaje a partir de las regalías (20%). Esto muestra la gran captura de rentas por la explotación de dichos recursos para el país y cómo sus ciclos de subida de precios implican ingresos adicionales periódicos para el Estado.

Bancolombia (2020) destaca que los ingresos petroleros entre 2007 y 2017 representaron en promedio el 9% del PIB, 70% de las exportaciones, más de 153 billones de pesos entre regalías, impuestos y dividendos, 12% de los ingresos corrientes de la nación, 29% del presupuesto total de inversión del presupuesto general y casi 1 de cada 4 pesos de las finanzas públicas. A todas luces es innegable el lugar e incidencia de

dicho sector para el país.

Se realizó un análisis del panorama de recursos y reservas de Colombia a partir del Balance de reservas de petróleo y gas natural país 2019 ANH (2020) y declaraciones de la Presidencia de la República, disponible en el Anexo B del capítulo 3 del presente documento. Como conclusiones de este documento se destacan:

En general, el panorama de reservas de hidrocarburos en Colombia para petróleo y gas natural es disímil. Mientras que del lado del petróleo Colombia tiene unas constantes incorporaciones, en las que se destacan el papel de los crudos pesados, para gas natural existen inconvenientes del suministro a partir de recursos convencionales no descubiertos.

El potencial de recursos no convencionales tanto de petróleo como de gas natural para el país muestra unas condiciones interesantes, que en caso de resolver inconvenientes podrían incorporar en el escenario más bajo una producción promedio día más probable de crudo de 150 mil bbl y una máxima de 920 mil bbl, para gas natural una producción media desde 267 -887 Gpc año o el equivalente a 68,2 -226,8 % a condiciones de consumo 2019 - 391 Gpc.

Es notable la existencia de amplios recursos contingentes asociados a asuntos legales y/o contractuales de aproximadamente 1944 Gpc, volumen correspondiente a CBM descubiertos y en su mayoría paralizados producto de las demandas y acciones interpuestas para evitar que los YNC se desarrollen. Desde un punto de vista tanto técnico como económico no se considera pertinente la propuesta de acometer cuantiosas inversiones en una infraestructura de importación de gas natural exterior para atender las necesidades de demanda cuando se tienen tantos recursos locales.

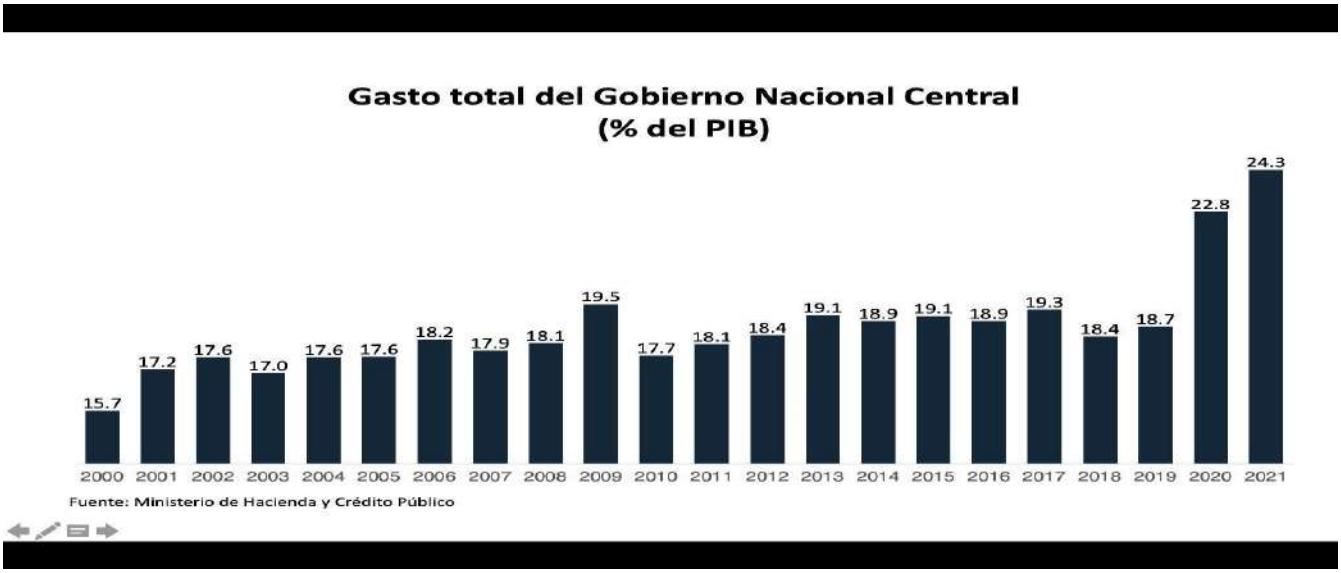
Aun dada algunas condiciones de incertidumbre, ciertamente el nivel de potencial de los recursos en Colombia, sus características y su posible desarrollo implicaría escenarios de producción e inversiones nada despreciables para la golpeada y dependiente economía del país, pero si no se empiezan a consolidar los proyectos mediante los pilotos pertinentes, nunca se tendrán los beneficios potenciales. Por lo cual la situación manifiesta una urgencia, dadas las necesidades económicas para financiar los retos sociales y de desarrollo del país.

3.1.2 Crisis del COVID-19

La crisis de salud, trasladada al ámbito social, y luego el efecto de las medidas adoptadas por el Estado para evitar el colapso del sistema de salud se conjuraron

como un fenómeno de debacle económico sin precedentes. El Gobierno central del país, en la medida de sus posibilidades, realizó más gasto público que nunca vía desahorros y endeudamiento[132]. La siguiente ilustración muestra el gasto total del Gobierno central como el más alto de la historia conocida para el país:

Ilustración 41. Gasto total del Gobierno Nacional Central como % del PIB 2000-2021



Fuente: Cárdenas (2021) [Twitter]

El choque del COVID-19 fue y es un fenómeno global con consecuencias en el precio del petróleo, mercado que se enfrentó a una disminución de la demanda por las restricciones de movilidad y una disputa entre Rusia y la OPEP[133] que llevó a una sobreproducción, lo cual hizo bajar el precio del crudo. Una situación dramática que llevó por primera vez en la historia al petróleo WTI a alcanzar valores negativos (Saefong, 2021)[134].

La caída del precio del petróleo, principal producto de exportación del país (según el DANE, a julio de 2021 las exportaciones de combustibles y productos de las industrias extractivas participaron con 40,3% del valor FOB total de las exportaciones) (DANE, 2021) y fuente de divisas, tuvo impacto en el precio del dólar. El petróleo y su precio es la variable externa de mayor incidencia para la economía nacional y los activos, las exportaciones del crudo generan la mayor fuente de divisas para el país y al caer su precio se reducen estos ingresos, lo que lleva a un menor flujo de dólares y por lo tanto este se encarece.

132 Subsidios a la nómina de miles de empresas, ingreso solidario, suspensión hasta diciembre del impuesto al consumo, correspondiente al 8 %, que pagaban restaurantes, ayuda para pagar la prima de junio se amplía a trabajadores con salarios de hasta $1 millón. Con esta medida beneficiaremos a más de 4,2 millones de colombianos, entre otras. Disponible en: https://coronaviruscolombia.gov.co/Covid19/acciones/acciones-de-economia.html

133 Organización de Países Exportadores de Petróleo.

134 El 20 de abril de 2020, el contrato de crudo WTI del primer mes de mayo de 2020 cayó un 306%, o 55,90 dólares, para la sesión, para ubicarse en 37,63 dólares negativos por barril en la Bolsa Mercantil de Nueva York.

3.1.3. Reactivación económica, sector hidrocarburos

Siendo un sector de vital importancia para el país, la recuperación económica post COVID-19 también se verá ligada a su recuperación, sus inversiones y actividad. La Asociación Colombiana del Petróleo (ACP) en su Informe de tendencias de inversión en exploración y producción en Colombia 2020 y Perspectivas 2021 (2021) mostraba que para perspectivas E&P 2021: (i) se mantiene la incertidumbre y volatilidad frente al precio internacional del petróleo. Las compañías elaboraron sus presupuestos con base en escenarios de precios bajos (USD 45/barril promedio año país) e inversiones contingentes; (ii) la inversión E&P crecerá 51% frente al 2020; (iii) se espera una inversión en exploración entre USD 500 – 550 millones, superior en 43 % frente al 2020, de la cual 95% será en tierra firme; (iv) 45% del presupuesto de exploración tendrá foco en gas natural; (v) se espera una perforación cercana a 40 pozos exploratorios y 2.300 km eq de sísmica[135] y (vi) la inversión en producción presupuestada totaliza entre USD 2.600 - 2.900 millones, 53% superior a la del 2020, enfocada en sostener producción y evitar declinación de los campos.

Para 2021, la ACP esperaba una producción promedio de petróleo entre 765 y 780 kbpd y una producción comercializada de gas de 1.050 MPCD, la cual se estimó sería superior a la demanda proyectada por la UPME para 2021. Estos escenarios se mostraron ampliamente optimistas ya que, hasta diciembre de 2021, el promedio de producción del país petróleo promedio mensual en Diciembre de 2021 fue de 745,3 kbpd, valor idéntico al promedio mensual en Enero de 2021 (no hubo un avance, se presentaron caídas pronunciadas de abril a julio hasta niveles de incluso para la semana 5 - 11 Junio de 2021 ubicándose en 675,4 mil barriles diarios), el promedio anual fue inferior y equivalente a 736.3 kbpd, lo que significó una disminución de 5,7% en comparación con 2020 y entre 3.8 -5,6 % por debajo del estimativo. Esto puede tener razones amplias como los cambios en planes de desarrollo de los campos por las restricciones de ingresos de las empresas ante la crisis de 2020, los conflictos recurrentes sociales como paros y con comunidades de interés, las limitaciones y lentitud regulatorias para permisos y licencias, entre otras. Se manifiesta que desde un análisis más amplio estas medidas presupuestadas por la industria requieren el apoyo del Estado desde sus facetas regulatorias, responsabilidad en seguridad tanto física como jurídica con clara disposición y acciones del Gobierno para apoyar la reactivación económica del sector, de modo tal que pueda continuar respaldando al país con energía disponible, inversiones e ingresos.

135 En Colombia para efectos contractuales la sísmica 3D tiene un equivalente en sísmica 2D, típicamente una proporción entre 1,5-2, una empresa puede reemplazar una promesa contractual en sísmica 2D por su equivalente en 3D.

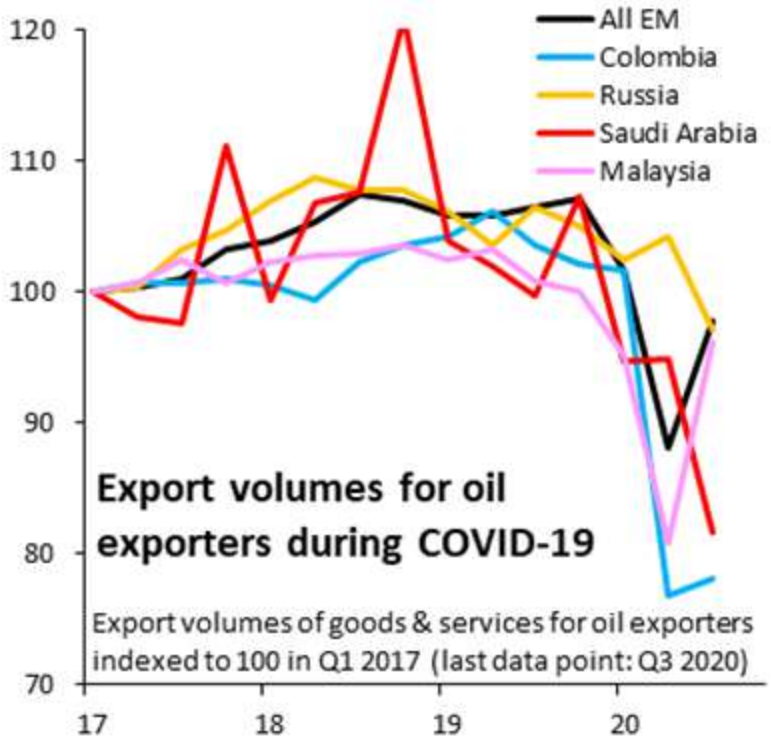
3.1.4 Posición de Colombia en el mercado de los hidrocarburos

Aunque cuando el sector hidrocarburos es importante para las finanzas de la nación, en el mercado internacional donde de un estimado de casi 100 millones de barriles de oferta diaria mundial la producción de Colombia representa menos del 0.8% y sus exportaciones menos de 0,4%, lo que lo ubica según BP (2020) en la posición 20 entre 56 estados. En gas natural toda la producción, aproximadamente 1 gigapie cúbico por día comercial, es para un mercado interno con nula conexión al exterior y solo para autoabastecimiento. En ambos casos Colombia se muestra como un actor poco relevante en el mercado internacional, donde otros actores tienen una mayor participación del mercado.

El negocio del petróleo y su exportación como materia prima, está sujeto al constante devenir de las condiciones geopolíticas globales; su precio refleja no solo cuestiones físicas, sino también expectativas de distintos agentes y situaciones sociales como guerras, luchas políticas e inclusive caídas de regímenes en algunos casos, por lo cual ante el hecho de lo incontrolable del precio la única opción para muchos países es ser realmente competitivos. Colombia no es la excepción.

El país tuvo una caída desde 878.2 mil barriles día en enero de 2020 hasta un mínimo cercano a 730 mil barriles día en mayo de 2020. La recuperación ha sido lenta: mientras de mayo de 2020 a enero de 2021 el crudo Brent ha subido más de un 258% (24 de abril 2020 Brent 21.44 USD barril, 22 de enero de 2021 Brent 55.41 USD barril), la producción de Colombia solo subió un 3% entre el mínimo en pandemia y diciembre 2020, e inició una disminución que la mantiene a enero de 2021 un 15% por debajo de los valores de comienzos de 2020.

Entre las razones de la última disminución se encuentran las restricciones legales en el campo Castilla por cierres por vertimientos y en menor medida por fallas mecánicas y eléctricas en los campos Indico, Jacana y Tigana. Sin embargo, estas razones son insuficientes para explicar la poca reacción de restablecimiento de producción del país. Como mostró Brooks (2021):



Volúmenes de exportación para exportadores de petróleo durante COVID-19 en miles de barriles por día, para Colombia, Rusia, Arabia Saudita, Malasia y todos los demas en negro.

Entre los países exportadores de petróleo, Colombia (azul) fue el país más afectado en términos de volumen de exportaciones. Los volúmenes de exportación de Colombia bajaron un -24% en 2020, lo mismo que Arabia Saudita (rojo miembro OPEC+), Rusia (naranja) comparativamente vio caer sus volúmenes de exportación sólo un -8% y países como Malasia solo -4%.

3.2. Cuestión energética de la oferta de gas natural

El sector del gas natural en Colombia es un mercado netamente interno, esto implica que su interacción con el exterior es mínima o nula, el mercado de gas natural de Colombia tiene numerosas fricciones, complejidades y fallas de mercado y regulatorias (Benavides y Cabrales, 2020, p. 2):

-Escaso número de actores en producción.

-Integración vertical en diferentes mercados.

-Ausencia de un mercado spot.

-Mercado de contratos ilíquidos en producción y de transporte.

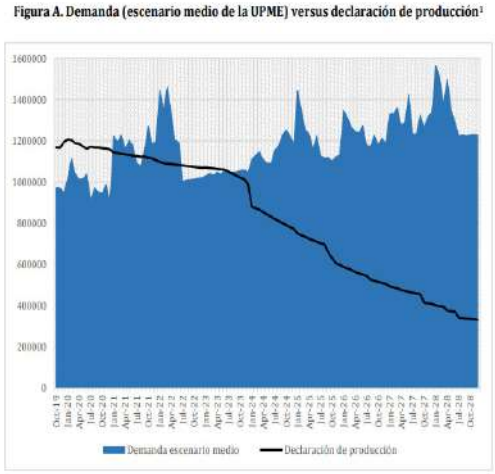
-Ausencia de instalaciones de almacenamiento.

-Reservas que se desarrollan de manera aleatoria y gradual.

-Expansión del transporte por demanda.

Los distintos escenarios de oferta y demanda mostrados por la UPME determinan un posible déficit de oferta en principios de 2024:

Ilustración 42. Demanda (escenario medio de la UPME) versus declaración de producción



Fuente: UPME (2019)

Ante esta situación la entidad ha venido estructurando el proyecto de una planta de regasificación en la región del Pacífico colombiano, lo que, aunque es una medida radical de aseguramiento de la oferta, puede implicar riesgos ya que importar elimina impuestos locales de las zonas donde se desarrolla la industria, además de regalías, empleos y exige un costo adicional. Esta discrepancia entre el potencial del país para desarrollar sus recursos de gas natural y una política de asegurar la oferta mediante plantas de importación es un reflejo de las numerosas fricciones, complejidades y fallas de mercado de gas natural en Colombia, varias de las cuales abordaremos a continuación.

3.3. Problemas estructurales del sector de gas natural

Si se desarrollan los YNC el gas natural tendría oferta local. Es importante, sin embargo, tener presente que el mercado de gas natural de Colombia tiene numerosas fricciones, complejidades y fallas de mercado; como consecuencia de esto varios referentes técnicos del sector como Campetrol (2020, p.155) y la UPME vislumbran un déficit de oferta en 2024, incluso si entran en producción potenciales YNC. En general, los problemas estructurales más destacados del sector gas natural en el país son:

- Las reservas hasta ahora se han desarrollado de manera aleatoria y gradual.

- Ausencia de conexión directa de los dos submercados (costa e interior).
- Con todas las condiciones actuales de conflictividad social y baja migración de recursos a reservas, según UPME, se requiere planta de regasificación en el Pacífico.
- Aunque el país no se quedaría sin reservas de gas natural en el corto plazo, la declinación de la producción asociada a los campos implicaría mayores importaciones en 2024.
- En el caso de la incorporación de gas natural en yacimientos convencionales no descubiertos offshore en Colombia, existen claras brechas de experiencia, brechas técnicas, normativas y académica, falta de proyectos e inversiones mayores y constantes, falla regulatoria en la apuesta del país inicialmente al ofrecer para exploración offshore bloques de cientos de kilómetros cuadrados, la coordinación estatal y desincentivos, ampliados por regulaciones rígidas y atrasadas para potencializar oportunidades de inversiones.

Los inconvenientes anteriores han sido esenciales para evitar la incorporación de gas natural de recursos convencionales no descubiertos en Colombia. En definitiva, se requiere madurar más proyectos priorizando la producción local de gas natural, teniendo en cuenta el gran potencial que tiene el país en yacimientos no convencionales, convencionales y offshore para no abocarnos a importaciones crecientes que no beneficiarían a las regiones y evitarían mejoras en el bienestar de la sociedad en general, principalmente en regiones que verían reducidos los potenciales de recursos que desarrollos de gas natural les representarían.

El desarrollo de los YNC puede ser una oportunidad para iniciar un camino de solución de los problemas estructurales anteriores del sector gas natural en Colombia. La oferta de gas natural local resultante, las necesidades tecnológicas y retos de los YNC, las inversiones necesarias, y los actores y encadenamientos que se den permitirían avances en la resolución de los inconvenientes mostrados.

1.4. Cuestión social y ambiental en las regiones sobre acceso a la energía

La principal fuente de emisiones GEI en Colombia es la deforestación, especialmente a causa de los cultivos ilícitos, pero también como consecuencia de la pobreza energética que conlleva a que las comunidades se vean obligadas a usar leña para sus necesidades diarias de subsistencia. En Colombia, como mostraba la Asociación Colombiana del GLP (Gasnova, 2019, p. 48), aún 1.774.000 familias usan fogones abiertos para cocinar alimentos, hervir agua o calentar el ambiente, que usan com-

bustibles sólidos como leña, carbón y residuos. Esto implica bajas en la calidad de vida principalmente en regiones periféricas, con impactos que van desde detrimento en la calidad del aire, afectaciones generalizadas a la salud, crecientes gastos en el sistema público hospitalario, etc., como destaca Gasnova: "El Gas LP, comúnmente conocido como gas propano, es utilizado por más de 12 millones de colombianos en el 95% del territorio nacional y es el combustible más competitivo para reemplazar el uso de la leña".

La idea de reemplazar a la leña por GLP es ideal; sin embargo, en Colombia desde hace varios años se importa GLP, como muestra La República (Bohórquez, 2019). Esta importación, aunque no ha sido estable, ha tendido a aumentar con picos de 20% y a partir de agosto de 2020 ha sido necesario recurrir a las importaciones del mismo. El presidente de la Asociación Colombiana del GLP Alejandro Martínez (Portafolio, 2020) afirmaba que Ecopetrol S.A utiliza el GLP de su producción para otros usos que le son más rentables que el servicio público domiciliario, esta posición fue reafirmada por el senador José David Name (Congreso de la República, 2020):

> "No nos ha favorecido que el 85% de la oferta nacional esté en manos de una sola empresa (Ecopetrol), a la que se le ha otorgado una posición dominante, que hoy nos tiene en evidente desventaja y a puertas de la escasez por su decisión de sacar del mercado, el próximo mes de septiembre, la producción de su planta de Cusiana, para darle un uso más rentable al GLP. El Ministerio de Minas y la CREG se han quedado cortos al no ejecutar una revisión de la regulación del mercado de GLP acorde al marco legal nacional con el propósito de evitar una crisis como la que ya se ha advertido".

La falencia destacada de oferta nacional en el GLP puede ser contrarrestada mediante el desarrollo de recursos no convencionales tipo tight, los cuales al comercializarse y ser procesados permiten extraer valiosos líquidos de gas de hidrocarburos como etano y propano. Su potencial desarrollo en el país aumentaría la oferta de estos insumos, que son cruciales diariamente para más de 12 millones de colombianos, en su mayoría residentes de estratos 1 y 2.

1.5. El sector hidrocarburos y el Acuerdo de París para Colombia

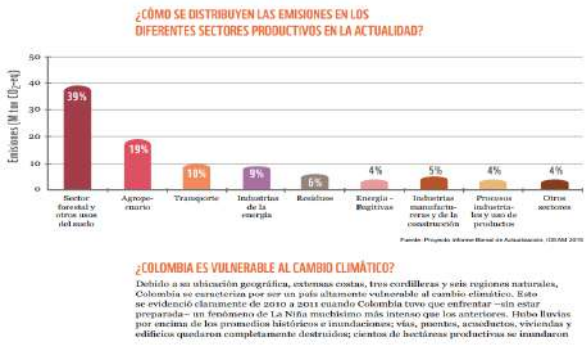
Minambiente (2016) ha señalado que Colombia es apenas responsable del 0,46 % de las emisiones de gases de efecto invernadero a nivel global y que, a pesar de que las emisiones del país son relativamente bajas en comparación con otros, sus emisiones acumuladas entre 1990 y 2012 la sitúan entre los 40 países con mayor responsabilidad histórica en la generación de emisiones de gases de efecto invernadero,

principalmente por la deforestación masiva que se presenta en el territorio. Conforme a esto, el Gobierno nacional se comprometió con una meta unilateral e incondicionada del país en reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero en un 20 % con respecto a las emisiones proyectadas[136] para el año 2030:

Ilustración 43. Meta de reducción de emisiones

Fuente: Análisis del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y la Universidad de Los Andes (2019)

Como vemos la principal fuente de emisiones del país es la deforestación y aun en el cumplimiento estricto del acuerdo para Colombia las emisiones hacia 2030 subirían respecto a 2010 de 225 a 270 Mton CO2 -eq, es decir, un 20%. Las emisiones fugitivas de metano en la industria de explotación de hidrocarburos corresponden a poco más del 2% del total nacional, según el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (2021), y en general las emisiones del sector respeto al total país como CO2 son menos del 15%:



Fuente: Proyecto Informe Bienal de Actualización, IDEAM 2015

136 El país no reduce sus emisiones con respecto a un año base, sino que proyecta sus emisiones a futuro. Es decir, determina cómo serían sus emisiones a 2030 si el país no toma medidas de mitigación. Entonces, se compromete a hacer una reducción con base en un escenario inercial (business as usual).

El sector energético no es ajeno al cumplimiento de las metas de emisiones del país y en línea con esto el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución número 90325 de 2014 (Ministerio de Minas y Energía, 2014), en la cual se establecieron las "líneas de política de reducción de emisiones para establecer planes de implementación para los sectores de energía eléctrica, minas e hidrocarburos", ejecutando un proyecto de inversión cuyo objetivo es el de fortalecer la gestión del Gobierno nacional relacionada con la mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas al desarrollo y crecimiento del sector minero-energético y de adaptación a los efectos de la alteración de las condiciones climáticas globales. Los objetivos específicos del proyecto son:

-Adelantar acciones encaminadas a mitigar emisiones de gases de efecto invernadero -GEI-, sin afectar el desarrollo y crecimiento proyectado del sector.

-Lograr una correcta adaptación a los cambios en patrones climáticos que inciden en las estructuras productivas.

-Potenciar la competitividad en los subsectores de energía eléctrica, minería e hidrocarburos.

Las cuatro líneas estratégicas[137] producto de un trabajo de más de un año con los agentes del sector son:

a) Eficiencia energética para el sector minero – energético

b) Gestión de la demanda

c) Emisiones fugitivas

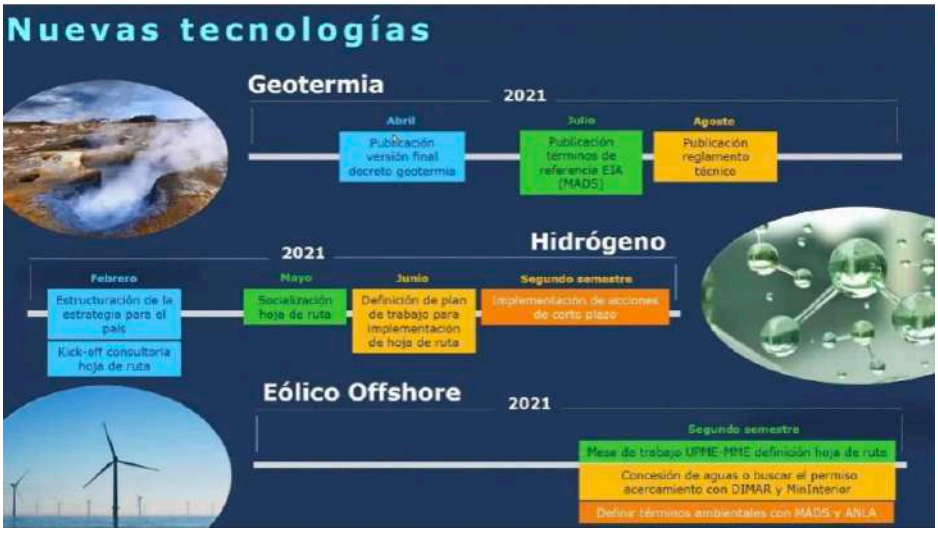
d) Generación eléctrica

Estas medidas han permitido a la nación proponer y adelantar una política de expansión en energías renovables:

137 En términos generales se espera que estas líneas contribuyan con una reducción de entre el 19 y el 25% de las emisiones sectoriales a 2030 calculadas sobre la línea Business as Usual-BAU.

Ilustración 44. Expansión energías renovables
Fuente: Resumen metas inversiones FNCER Colombia Ministerio de Minas y Energía 2021

Ilustración 45. Nuevas Tecnologías

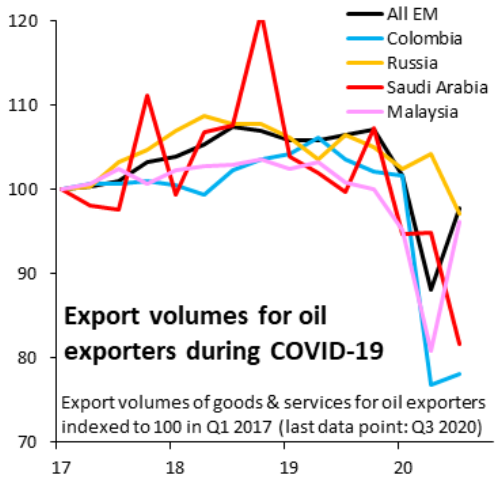


Fuente: Resumen Nuevas tecnologías Energéticas Colombia Ministerio de Minas y Energía (2021)

Considerando la ventaja de que la energía geotérmica, dada su propia naturaleza geológica y técnica, puede ser apalancada tecnológicamente por la industria de hidrocarburos (principalmente por tecnologías asociadas a YNC), Gluyas y otros (2018, p. 9) destacaban que la utilización de los recursos geotérmicos de los campos petrolíferos también ayudaría a frenar las emisiones, al reducir la cantidad de gas natural coproducido utilizado para la generación de energía y, en última in-

stancia, permitiría recuperar más petróleo de los campos porque podrían funcionar de manera económica durante más tiempo con tasas de producción de petróleo aún más bajas; además, señalaban que una revisión de la producción mundial de petróleo y, por lo tanto, de agua les permitió calcular que la producción de energía solo a partir de las aguas residuales de los campos petroleros en producción podría ser de al menos 15.000 MW.

Ilustración 46. Volumen de exportación para exportadores de petróleo durante la COVID-19



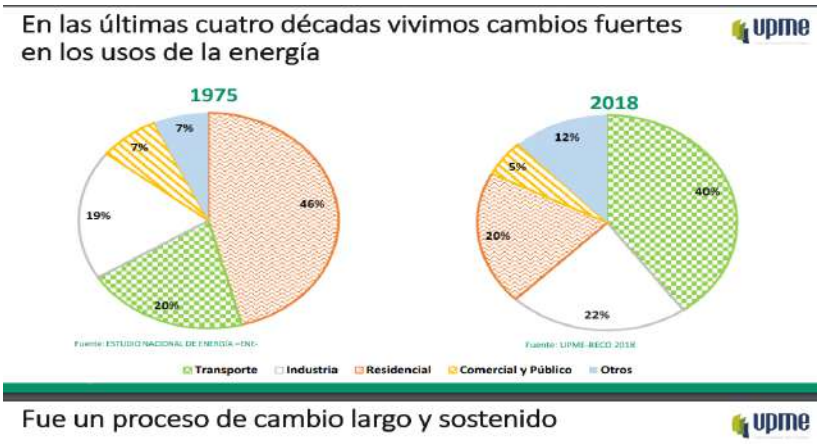
Fuente: Brooks (2021)

Dado que la producción es una medida de la competitividad del sector, esta industria en el país tiene potencial de mejorar. Los datos dicen claramente que la competitividad medida desde la producción del país es baja, más adelante ahondaremos sobre algunas recomendaciones de política pública para mejorar la competitividad.

3.5.1. La transición energética en Colombia: cuánto cuesta, qué supone

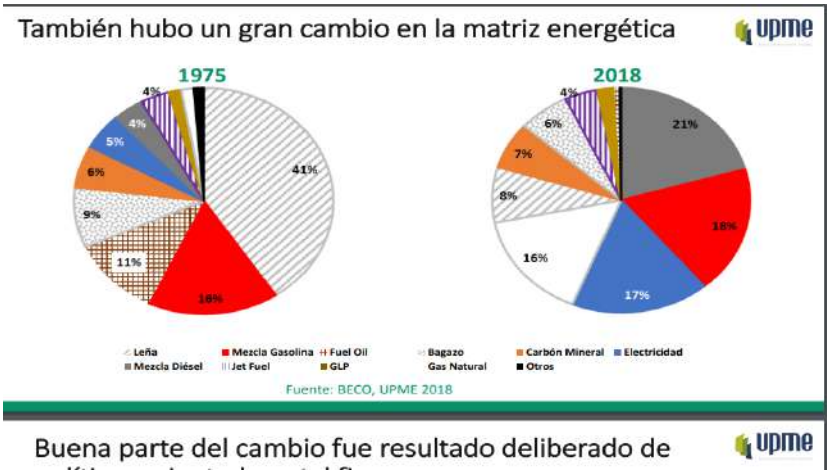
La transición energética no es un destino en sí, es un camino de cambios tecnológicos en donde las necesidades de energía de las sociedades cambian de fuentes con mayores impactos ambientales a tecnologías de menor impacto. Colombia ya ha vivido una primera transición energética entre 1974 a 2018, tanto en uso como en tipos, como podemos constatar en su cambio de matriz:

Ilustración 47. Primera transición energética Colombia uso



Fuente: UPME (2019)

Ilustración 48. Primera transición energética Colombia tipo



. Fuente: UPME (2019)

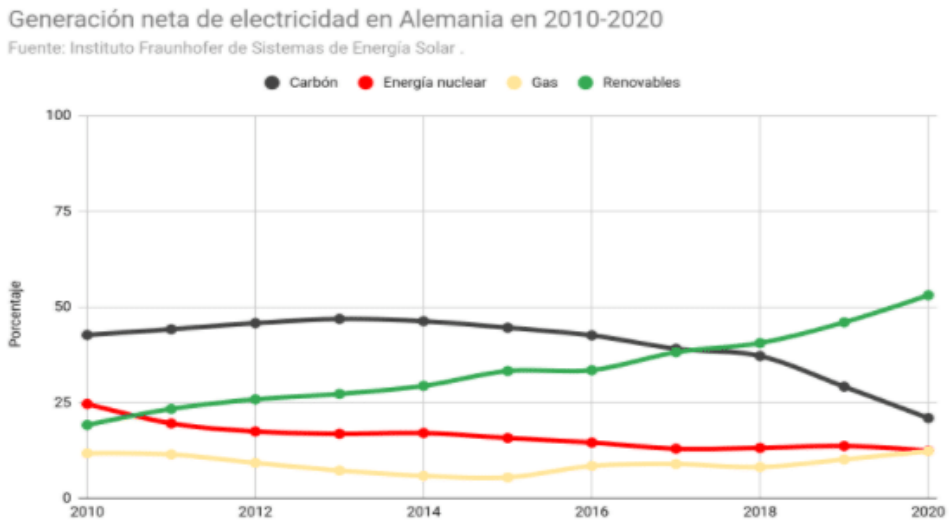
Claramente Colombia emigró de una matriz energética principalmente de uso residencial y a base de leña a una de usos industriales de transporte y a base de energía eléctrica, gasolina y diésel, principalmente.

La continuación de la transición energética del país es una de las múltiples apuestas del gobierno del presidente Iván Duque. Es destacable que se ha comprometido a disminuir para 2030 las emisiones de gases de efecto invernadero en un 51%. El costo e impacto de estos objetivos es incierto, por lo pronto el Ministerio de Minas y Energía (2021, p. 27) anticipa que: "hacia 2022 los colombianos contarán con un parque de generación diverso de más de 1.650 megavatios de capacidad instalada

a partir de fuentes renovables no convencionales, si se incluyen los proyectos que se encontrarán en construcción en 2022 la suma asciende a 2.400 megavatios, equivalentes a más del 14% de la matriz de generación del país".

La transición a escenarios de generación y uso de energía bajas en carbono no es un camino lineal, cada nación parte de sus condiciones iniciales de emisiones. Incluso naciones más avanzadas tecnológicamente han tenido un camino tortuoso económico; Alemania, por ejemplo, ha bajado en su matriz eléctrica de casi 50% de uso de carbón a 23% en una década, mediante inversiones que para 2025 van a ser del orden de 520.000 millones de euros para tratar de llevar a cabo la Energiewende (transición energética en alemán) (Roca, 2018). El sector energético en los países desarrollados es de suma importancia, por eso sus políticas de autosuficiencia, y por ende energéticas, han sido planeadas, organizadas e impulsadas por diferentes factores.

Ilustración 49. Generación neta de electricidad en Alemania en 2010-2020



Fuente: López, 2020

Un error común en los análisis de transición energética es que no se considera el tipo o los tipos de combustibles que usa un país para su transporte, industrias, etc. Por ejemplo, en el caso de Colombia, cuya matriz de generación eléctrica es la sexta más limpia del mundo (ACOLGEN, s.f.), el 68% de la capacidad instalada es de fuentes renovables de energía eléctrica, principalmente energía hidráulica. Adicionalmente, el sector minero energético es el primero en contar con un plan integral de gestión del cambio climático, con el cual plantea disminuir el equivalente de 11,2

millones de toneladas de dióxido de carbono hacia 2030.

En el caso de Colombia no se tiene claro si las diferencias con el mundo desarrollado y las variables particulares del país frente a la transición están siendo tomadas en consideración en la política energética de transición. En el caso de Alemania, por ejemplo, la incorporación de las energías renovables ha sido altamente subsidiada y los ciudadanos han accedido pagar estos sobrecostos en sus facturas e impuestos, esto implica que la misma transición energética se plantea un dilema de desigualdad cuando no todos los países tienen o están en la capacidad de trasladar recursos fiscales de lo social a esta transición.

La transición entendida como reducción de emisiones en Colombia[138], va más en línea con la electrificación del transporte, aplicar medidas de eficiencia energética, nuevas tecnologías de bajas emisiones y, principalmente, el manejo de suelos, la agricultura y residuos:

Tabla 27. Módulos y actividades/ categorías principales

Módulos y actividades/categorías principales		% de CO2 eq.
Energía	Transporte	12,1
	Industrias de la energía	8,5
	Industrias manufactureras y de la construcción	7,3
Agricultura	Fermentación entérica	18,5
	Suelos Agrícolas	18,1
USCUSS	Emisión de CO2 del Suelo	4,1
	Conversión de bosques y praderas	9,2
Residuos	Disposición de residuos sólidos en la tierra	5,0
Varios	**Acumulado de los más representativos:**	**80%**

Fuente: IDEAM (s.f.)

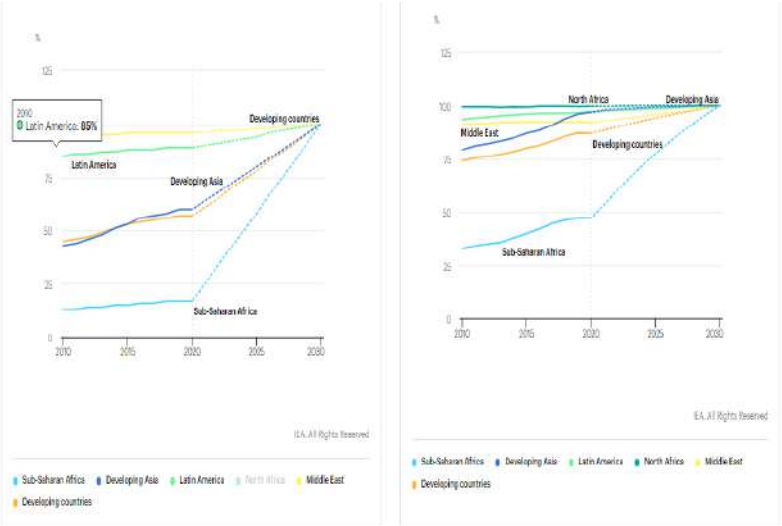
3.5.2. La transición energética y el sector hidrocarburos

En el escenario más agresivo de descarbonización el mundo pasaría de un consumo diario de hidrocarburos de casi 100 millones bbl día a unos 68 millones bbl día en 2040. La Agencia Internacional de Energía (IEA) calcula en este escenario el acceso a cocina limpia[139] como parte del Escenario de Desarrollo Sostenible, 2010-2030:

138 Las emisiones per cápita del país están por debajo del valor medio mundial y muy distante de los valores registrados para Europa, Asia Occidental y Norteamérica.

139 La energía para cocinar es esencial pero aún existe un número significativo de personas en el mundo que utilizan combustibles contaminantes para esta actividad, un objetivo de la IEA es que más personas puedan acceder a una energía asequible y sostenible para cocinar, alejada de la leña, biomasa y basuras.

Ilustración 50. Escenario de Desarrollo Sostenible % de cocina limpia por zona del mundo, Latinoamérica, África Subsahariana, Asia en desarrollo, 2010-2030:

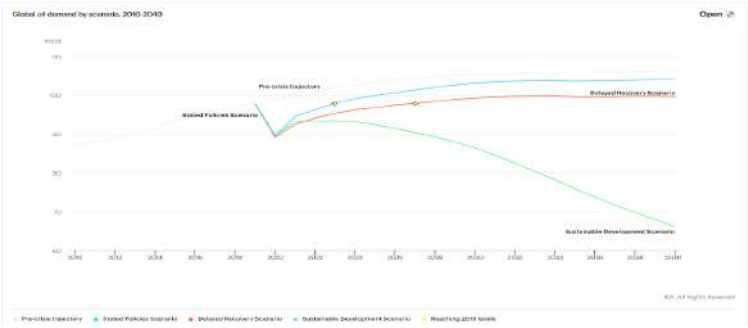


Fuente: IEA (2021).

Como vemos, aunque para 2010 América Latina parte de mejor posición (85% de cobertura) que Asia en desarrollo (menor a 45% de cobertura) y África subsahariana (menor a 20% de cobertura) en cuanto acceso a cocina limpia (gas natural, GLP o eléctrica), hacia 2030 se espera cerrar la brecha y que todos lleguen a por lo menos 98%, este aumento del acceso es parte del aumento de demanda de combustibles en el escenario 2030 de la IEA.

Alcanzar el acceso universal a gas natural según IEA transformará la vida de cientos de millones y reducirá los graves impactos en la salud de la contaminación del aire en interiores, causada mayoritariamente por el humo de la cocina, una situación en la que participan como vimos amplios porcentajes de la población principalmente rural de Colombia. Todas las medidas que se tomen de transición en Colombia son y serán financiadas con recursos de regalías, ingresos de la nación vía impuestos, etc. Esto, en consonancia con la iniciativa privada, en el mediano plazo (2035) y largo plazo (2050), puede generar proyectos de mantenimiento e incluso aumento de producción de hidrocarburos, aun si el mundo va en camino de descarbonizar su matriz, como muestran los escenarios de necesidades hidrocarburos de la IEA:

Ilustración 51. Escenarios necesidades hidrocarburos millones de barriles día global Agencia Internacional de Energía 2018-2040.



Fuente: IEA (2020).

Dado que el diagnóstico mostrado del camino tomado por Colombia para su transición energética tiene como principales variables la disminución de la pobreza energética de regiones y millones de ciudadanos vía mejoras en el transporte y el acceso a energías más limpias de cocina, se requiere políticas de acceso a energía dada la relación entre deforestación y uso de leña de más de 10 millones de personas. Esto implica que se necesitan recursos financieros ingentes para el proceso de sustitución. Un escenario en el cual el sector de hidrocarburos puede aportar considerablemente dadas sus transferencias históricas a la nación.

Bajo este contexto, los recursos fiscales potenciales provenientes de los YNC constituyen una oportunidad, ya que permitirían llevar a cabo las inversiones que requiere el país para la transición energética.

3.5.3. Regalías como palanca de valor para proyectos regionales y para la transición energética

Las regalías son el pago que hacen las compañías petroleras y mineras al Estado colombiano por explotar yacimientos de un recurso natural no renovable, lo cual implica que solo se obtienen de industrias mineras o de hidrocarburos. Históricamente Colombia ha sido un país rico y dada esa riqueza se han obtenido regalías que se destinan a solucionar las necesidades básicas insatisfechas de los departamentos y municipios, tales como educación básica, salud, agua potable y alcantarillado, entre otros, así como a financiar grandes proyectos. Sin embargo, como concluye Pardo (2018) las regalías obtenidas a partir de la explotación de recursos naturales no renovables[140] no han sido efectivas, pues de los 12.000 proyectos aprobados con

140 Que han permitido que los entes territoriales donde se explotan estos recursos hoy en día accedan a un porcentaje mayor que los demás entes territoriales.

recursos de regalías (a 2018) no se habían dado prioridad a obras primarias como son las de agua potable y saneamiento básico, sino a proyectos con prioridades poco útiles para los municipios.

El problema de las regalías es su uso y manejo más que su origen, aunque, como muestra la iniciativa presidencial Urna de Cristal (2019), la reforma al Sistema General de Regalías (SGR), que entró en vigencia en enero de 2012, ayudó, entre otros, a: (i) movilizar 27,7 billones de pesos: 19,3 provenientes de las regalías, 8,5 billones de otras fuentes y 4,6 del presupuesto general de la nación; (ii) aprobar entre los años 2015-2018 8.896 proyectos, de los cuales el 44,3% están terminados y el 40% en proceso de ejecución; (iii) reducir las denuncias por irregularidades; y (iv) constituir el transporte (6,2 billones), la educación (2,4 billones), la ciencia y tecnología (2,2 billones), la vivienda (1,5 billones) y el agua potable y saneamiento básico (1,4 billones) como los principales sectores de inversión.

Estos recursos se han convertido en ingresos no flexibles de entidades territoriales y su uso es más que discutible, Botero y otros (2015, p. 55) concluyeron, entre otras, que:

-La situación de disparidad regional es una historia de vieja data que requiere de medidas combinadas, tanto de política pública como de diseño institucional, para crear condiciones de paridad entre los departamentos.

-El SGR ha concebido de manera adecuada los objetivos de desarrollo regional y la orientación de la inversión con esta finalidad, pero el funcionamiento mismo del sistema ha permitido que los recursos lleguen más a complementar el SGP que a solventar la inversión que apalanca tanto el crecimiento como el PIB departamental.

Uno de los aspectos más fehacientes del desequilibrio en la aplicación de los recursos de regalías en las regiones es la falta de experticia de las administraciones territoriales para gestionar proyectos, la anterior situación de inexperiencia y uso ineficiente de regalías por los entes territoriales debe ser un primer paso que debe acometer el Estado[141] para, como titular de las regalías, poder usar estas en el desarrollo sostenible y diversificado de las regiones.

Perry et al. (2008) mostraron en un análisis de 1972-2008 para Colombia que las

141 El Estado es la entidad constitucional titular del derecho a las regalías por la explotación de recursos naturales no renovables y beneficiaria del pago de las regalías derivadas de aquélla y que las regalías así obtenidas son parte del patrimonio del Estado como único propietario del subsuelo. El Constituyente dio plenos poderes al legislador para regular el régimen de las regalías, no como derechos adquiridos, ni como bienes o rentas de las mencionadas entidades del orden territorial, sino como derechos de participación económica en una actividad que se refiere a bienes de propiedad del Estado, al señalar que con los ingresos provenientes de las regalías que no sean asignados por la ley a los departamentos y municipios se creará el Fondo Nacional de Regalías cuyos recursos se destinaran a las entidades territoriales en los términos que señale la ley.- Sentencia No. C-567/95 corte constitucional disponible en: https://www.corteconstitucional.gov.co/relatoria/1995/C-567-95.htm

métricas macroeconómicas de los departamentos de Casanare, Arauca y Guajira, y más recientemente Meta, presentaban algunos signos de enfermedad holandesa[142]: en Casanare, un aumento en las regalías se relacionó con una disminución del PIB no petrolero y agrícola durante la década 1998-2008; aunque el PIB per cápita fue dos veces superior al promedio nacional, en Casanare, las regalías fueron más volátiles y se relacionaron con una disminución constante del PIB agrícola y una disminución del PIB per cápita total; por su parte, en La Guajira, mientras que las regalías aumentaron, el PIB agrícola y no minero disminuyó de manera constante.

El diagnóstico del sistema de regalías llevó al Gobierno nacional a la expedición de una reforma del mismo, consignada en la Ley 2056 de 2020 (DANE, 2020), de la cual aún no se pueden analizar sus efectos. Con el fin de entender el impacto que tienen las regalías en los departamentos receptores abordaremos a continuación brevemente el impacto económico de la industria energética en el desarrollo de los departamentos de Santander, Cesar y Guajira.

3.5.3.1. Departamento de Santander

Santander fue la cuna de la industria de hidrocarburos en Colombia y un departamento donde esta industria tuvo un impacto en el nivel de educación. En Santander se dio la creación de la Universidad Industrial de Santander, la cual impulsó el desarrollo regional durante la primera mitad del siglo XX, promovió el comercio y la incipiente industria regional y ayudó a reinvertir en capital humano la participación en las regalías de la explotación del petróleo. De hecho, en sus inicios la universidad estuvo enfocada exclusivamente en carreras de ingeniería asociadas al sector hidrocarburos.

Fedesarrollo (2017) demuestra el impacto del sector petrolero en el desarrollo económico y social de distintos departamentos. A continuación se hará un corto análisis de sus conclusiones dada la importancia del desarrollo de la industria de hidrocarburos convencionales con énfasis en Santander, como caso de relevancia dado que en el futuro este departamento se beneficiaría de los recursos obtenidos por el desarrollo de los yacimientos no convencionales.

La exploración de petróleo inicia la década de los años 20 del siglo pasado y, como lo muestra la historia, es innegable la conexión entre la industria energética y el desarrollo de una región. Cabe resaltar que Santander fue el departamento con el mayor crecimiento económico promedio anual entre 2000-2011 (InvestinColombia, s.f.), consolidándose como la cuarta economía más importante del país.

142 La enfermedad holandesa es un fenómeno económico que se refiere a los efectos nocivos del aumento repentino en los ingresos de un país, suele relacionarse con el descubrimiento de nuevas fuentes de recursos naturales. https://economipedia.com/definiciones/enfermedad-holandesa.html

Tabla 28. Comparativo de métricas macroeconómicas Santander vs. panorama nacional.

Medidas Comparativas	Santander	Nacional
	%	
Crecimiento del PIB departamental 2000 - 2011	4,4	3,4
Participación de las regalías ejecutadas sobre los ingresos de la gobernación y alcaldías 2015	13	5
Aumento poblacional total entre 1970 y 2016.	185	212
Crecimiento cobertura del servicio de acueducto entre 1993 y 2014	8	5
Crecimiento cobertura del servicio de alcantarillado entre 1993 y 2014	7	16
Indice del Desarrollo Humano	0,87	0,747

Fuente: Autores con información Fedesarrollo y DANE 2018.

Las métricas del departamento de Santander lo muestran como un modelo a seguir de cómo desarrollar, usar y apalancar los recursos obtenidos por explotación de hidrocarburos para el bienestar de la población en general.

3.5.3.2. Departamentos del Cesar y Guajira

En contraste, el departamento de la Guajira (Blasco, 2019) es por mucho uno de los más pobres del país, con índices de desnutrición y mortalidad infantil solo equiparable a zonas del África subsahariana. La cobertura de gas natural para este departamento es de un 80,99% según el Ministerio de Minas y Energía (2019), muy por debajo de los índices de otras zonas con iguales niveles de economía, con un rango además que va desde 0.0 % en zonas rurales hasta 85,44% para Riohacha, sustancialmente inferior al 96+% que tiene el departamento vecino del Cesar.

Frente a esta falta de cobertura, la existencia de los YNC principalmente con potenciales de gas natural[143], implica una oportunidad de oferta para su masificación, lo cual tiene un impacto social altamente positivo, pues suministraría gas doméstico a las familias de bajos recursos en condiciones seguras[144], además su acceso apalancaría diversidad de otros encadenamientos productivos, reduciría el uso de leña y, en consecuencia, la desforestación masiva en una zona de clima tan seco. La ventaja de tener CBM[145] es que, al desarrollarse, este genera agua en su ciclo de vida[146]; por lo tanto, una política para el uso de esta agua también puede apalancar mejoras ambientales en la región.

143 Un combustible versátil, eficiente, limpio, seguro y barato, de combustión limpia, tiene uso residencial, en el sector industrial, el petroquímico, el transporte, generación eléctrica, inclusive se usa en la obtención de amoniaco y de allí a fertilizantes para alimentos, es decir, en muchas formas insospechadas nos ayuda a cocinar alimentos que crecieron gracias a él.

144 Informe 2016 de Surtigas.

145 Las operaciones de producción en pozos de metano de mantos de carbón (CBM) no son significativamente diferentes de otros pozos de gas, excepto por una distinción importante. Los pozos convencionales generalmente comienzan la producción con altas relaciones gas / agua (GWR) que disminuyen con el tiempo, mientras que los pozos CBM comienzan con GWR bajos que aumentan con el tiempo. Tomado de: https://petrowiki.spe.org/CBM_production_operations

146 La cantidad de agua producida en la mayoría de los pozos CBM es relativamente alta en comparación con los pozos de gas natural convencionales porque contienen muchas fracturas y poros que pueden contener y transmitir grandes volúmenes de agua. En algunas áreas Canadá, USA y Australia principalmente, los CBM pueden funcionar como acuíferos regionales o locales y como fuentes importantes de agua subterránea. USGS. Tomado de: https://pubs.usgs.gov/fs/fs-0156-00/fs-0156-00.pdf

3.5.4. Oportunidades de mejora en el uso y sistema actual de regalías

Aunque las regalías han sido una ingente fuente de recursos para las regiones, es pertinente realizar mejoras sustanciales a su manejo actual. Mejía (2017, p. 30) señala que la mejora de todo lo anterior requiere un ejercicio organizacional y cultural que debería replicarse con incentivos en todos los ámbitos y límites del territorio nacional para garantizar que la equidad y el progreso social sean producto del adecuado manejo de los recursos disponibles gracias a la buena gerencia. El país debería implementar medidas sobre el régimen fiscal e incentivos a la eficiencia en explotación de hidrocarburos. El potencial de los yacimientos no convencionales no debe ser abordado desde los mismos incentivos que se han dado en la industria convencional. El Banco Interamericano de Desarrollo (2020, p. 94) advirtió para Colombia que, entre otros:

• El régimen fiscal petrolero de Colombia crea incentivos para el operador con el objetivo de reducir significativamente la tasa de producción de petróleo y gas, demorar la aplicación de técnicas de recuperación asistida y reducir el volumen de hidrocarburos recuperados durante la vida útil del yacimiento.

• Asimismo, el régimen fiscal sirve para impedir la exploración; la cantidad máxima de pozos perforados antes de abandonar la búsqueda se reduce a la mitad.

• Estos impactos reducen cerca de un 15% el valor general de los recursos de hidrocarburos disponibles en la etapa de exploración y producción en el caso de gas en tierra, y un 30% en el caso de petróleo offshore, aunque este último se reduce al 11% si se emplean las disposiciones especiales para zonas de libre comercio.

• A pesar de la cantidad relativamente alta de diferentes impuestos y gravámenes en el desarrollo de las etapas de exploración y producción, el GT de Colombia no supera el de algunos otros países que aplican formas de impuestos mucho más simples.

• El régimen fiscal petrolero de Colombia es regresivo. El Gobierno captura una menor participación en las ganancias en los yacimientos más valiosos y una mayor participación en las ganancias en los yacimientos menos valiosos.

Por lo tanto, el régimen fiscal colombiano tiene el potencial de generar distorsiones significativas en proyectos con márgenes bajos, aunque el régimen parezca relativamente eficaz para proyectos de márgenes mayores, como resultado del government take (participación estatal) bajo que surge de la gran regresividad del régimen fiscal.

Una característica adicional que debe abordarse sobre el régimen de regalías es la transparencia de la información. Bauhr y Grimes (2017, p.1) y el Quality of Government Institute demuestran el confiable efecto de la transparencia en la reducción de la corrupción y su asociación efectiva. Aunque, de acuerdo al Resource Governance Index, Natural Resource Governance Institute (NRGI, 2017), el sector de petróleo y gas de Colombia se desempeña satisfactoriamente en el Índice de Gobernanza de Recursos (RGI)[147], este mismo instituto resalta que, en contraste con las buenas prácticas en general, las ventas de productos básicos de Ecopetrol S.A no se rigen por reglas claras, según el NRGI : "Esto presenta una brecha considerable ya que Ecopetrol no solo se encarga de vender el petróleo producido en sus propias operaciones y sociedades, sino que también vende el petróleo que es pagado en especie por todas las empresas de hidrocarburos que operan en Colombia, como regalías en especie o factor de producción a la ANH. El contrato de compraventa entre ANH y Ecopetrol define el precio al que Ecopetrol debe comprar el petróleo de ANH, pero no define el precio al que debe venderlo. Este precio definido al que Ecopetrol compra a la ANH constituye los ingresos que fluyen de la ANH al mecanismo de recaudación de regalías (SGR) y se distribuyen al tesoro nacional y los gobiernos subnacionales. Ecopetrol está obligada a compartir información sobre sus ingresos por ventas con la ANH, pero esta información solo la usa la ANH para verificar los pagos y no se divulga al público. El contrato no da derecho a los funcionarios de la ANH a saber cómo vende el petróleo Ecopetrol, y el informe anual de la empresa indica que la mayoría de sus clientes son refinerías y comerciantes de materias primas".

El NRGI destaca que la gobernanza empresarial estatal puede mejorar si Ecopetrol S.A mejora su transparencia en el manejo de la compra y venta de regalías propiedad de la nación. Esto es, divulgar al público el contrato de compraventa entre la ANH y Ecopetrol S.A, el cual define el precio al que Ecopetrol S.A compra el petróleo de la ANH y la forma en que este lo vende. Esta medida también sería una clara oportunidad de mejora en el uso y sistema actual de regalías.

Dadas las nuevas condiciones del mundo hacia una economía de bajo carbono, los ingresos potenciales de YNC podría ser parte de una política más amplia de desarrollo proyectos tanto de transición y eficiencia energética, como de necesidades sociales y de infraestructura.

147 Ocupando el tercer lugar en América Latina y el Caribe, detrás de los vecinos regionales Chile y Brasil.

1.6. Inversión estimada en YNC

1.6.1. Fase inicial de desarrollo

Aunque durante 2021 se vio posible que se habilitaran 3 Proyectos Piloto de Investigación Integral – PPII- en el país. Los únicos contratos en firme a fecha efectiva de 31 de diciembre de 2021 son el proyecto Kalé con operador Ecopetrol S.A[148] y el proyecto Platero con operador EXXONMOBIL EXPLORATION COLOMBIA LIMITED; el proyecto Kalé[149] anticipa inversiones totales cercanas a 76,7 millones de dólares (incluyen un pozo horizontal y un pozo inyector, 0,5% inversión como participación económica de las comunidades y 8% de contenido local de aprovisionamiento de bienes y servicios). El proyecto Platero[150] anticipa inversiones por el orden de los 195.7 millones de dólares.

En un escenario hipotético con costos variables de 50% para otro PPII sobre el de mayor costos actuales, podemos anticipar:

- Inversiones entre 272,4 a 370,3 millones de dólares por entre 2 y 3 PPII en distintas regiones y municipios del país.

-De las anteriores, entre 185,1 y 281,4 millones de dólares serían inversiones extranjeras directas (IED) es decir de empresas distintas a la estatal Ecopetrol S.A. (58-76% del total). Como sabemos existe evidencia del efecto positivo que la IED tiene sobre el crecimiento económico y la organización industrial, es decir sobre la mejora del producto interno bruto, mejora de salarios, generación de empleo y la creación o consolidación de encadenamientos productivos, ya que la inversión extranjera directa es ahorro externo que entra a las economías con déficit de ahorro interno como colombia, esto aumenta la oferta de capital en la sociedad, lo que repercute en que el capital baje de precio, con efectos positivos en la disminución en la tasa de interés general de la economía, no solo del sector O&G.

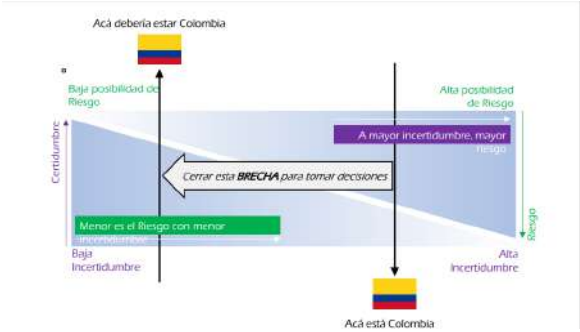
Aunque los anteriores estimativos no concuerdan totalmente con los valores ACP (2019) de 650 millones de dólares y Minenergia (2021) de 400 -650 millones de dólares, es entendible que los efectos de la pandemia hayan alterado las inversiones y costos de estas en el país. Adicionalmente, dichos estimativos se proyectaban sobre cuatro PPII, de los cuales solo se ejecutarían tres; es decir, si consideramos un 75% (3/4) de las inversiones anticipadas, tendríamos entre 300-487 millones de dólares valor que en su escenario bajo estaría entre 56,6% y 92% del hipotético considerado actualmente.

148 Toda la informacion sobre PPII esta disponible en: https://www.centrodetransparenciappii.org/
149 https://www.centrodetransparenciappii.org/proyecto-kale/perfil-general
150 https://www.centrodetransparenciappii.org/proyecto-platero/perfil-general

1.6.2. ¿Por qué se necesitan pilotos YNC?

El Decreto 328 de 2020 fijó los lineamientos para adelantar los Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII) sobre YNC, iniciando un marco de diseño institucional de estos pilotos en línea con la Comisión Interdisciplinaria Independiente de Expertos que define PPII como: "entendido como proyecto exploratorio de investigación, controlado, transparente y con verificación independiente"[151], afirmando que es un medio para cerrar la brecha para tomar decisiones en el país.

Ilustración 52. Impacto económico- recomendaciones Comisión Interdisciplinaria Independiente de Expertos



Fuente: Impacto económico- recomendaciones Comisión Interdisciplinaria Independiente de Expertos (2019)

Según el ministerio de Minas y Energía (s.f.) los PPII se ejecutarán en tres etapas: condiciones previas, exploración y monitoreo, y evaluación. La exploración está sujeta a la expedición del contrato por parte de la ANH, paso ya dado a 31 de diciembre de 2021 (CEPIs Kalé y Platero), haría falta la expedición y aprobación de las licencias ambientales, esto a cargo del ANL entidad que en general deberá considerar los siguientes lineamientos:

-La transparencia y el debido acceso a la información pública[152], mediante la creación de un Centro de Transparencia para centralizar y divulgar la información relacionada con el desarrollo de los pilotos y generar un canal de comunicación con la ciudadanía.

-Conformación de mesas territoriales de diálogo y seguimiento para el monitoreo permanente a la ejecución de los proyectos piloto, integradas por los actores sociales e institucionales que viven y desarrollan actividades en las áreas de influencia.

-Un plan de monitoreo ambiental participativo que permita la participación de la

151 ABREVIATURAS pág. 3 Ídem.
152 Es bastante relevante que se apliquen medidas de transparencia de la información en toda la cadena de valor O&G y el Estado que permitan mejor interacción con grupos de interés para el fortalecimiento institucional que requiere una sociedad en posconflicto.

ciudadanía en el seguimiento y monitoreo ambiental a las actividades de los pilotos integrales.

-Diálogos territoriales en tres momentos específicos, con la participación amplia de las comunidades en las zonas de influencia, las autoridades locales y las empresas operadoras, atendiendo a las condiciones geográficas y de conectividad territorial.

- El fortalecimiento institucional de las entidades públicas del sector.

Más allá de la necesidad de estos como una investigación científica y de interacción novísima entre los grupos de interés, las operadoras y los entes gubernamentales, estos pilotos desde el punto de vista técnico representan varias oportunidades:

-Permitirían por primera vez un análisis exhaustivo in situ de la geología de rocas madre de potencial en el país, con validación o actualización de propiedades que hasta hoy son solo promedios o estimativos.

-Permitirían, en dado caso que participen operadores privados, la entrada al país de nuevos actores que actualmente aparentemente no ven condiciones de negocios en el sector convencional.

- Colombia posee teóricamente un gran potencial de tight oil – gas. Los pilotos podrían sumar evidencia de recursos, y generar y atraer interés en el desarrollo y la maduración de proyectos no convencionales.

-Validar de primera mano las condiciones logísticas, de infraestructura, recursos humanos, etc. que tiene el país o ha preparado para acometer la actividad.

- Datos de primera mano respecto a la efectividad de las barreras, controles y medidas respecto a la posible materialización de los impactos en las prácticas y del nivel de ingeniería, experiencia y cumplimiento regulatorio de quien lo practique.

-Un mejor estimativo de la productividad de dichos pozos, al tener datos de producción de pozos estrictamente diseñados permitiendo esto mejores acercamientos al EUR[153], sin embargo, un análisis de dichos valores es imposible hasta no tener pilotos con periodos de producción de al menos 6 -8 meses ininterrumpidos.

-Permitiría en unas condiciones de éxito la maduración de los actuales recursos en nivel prospectivos a descubrimiento[154], al establecerse este a través de pruebas, muestreo y/o registros que validen sin equivocación la presencia de hidrocarburos

153 SPE-PRMS 2018 1.1.0.8 A. Recuperación Final Estimada (EUR), no es una clase o categoría de recursos, sino un término que puede ser aplicado a una acumulación o grupo de acumulaciones (descubiertas o no descubiertas) para definir aquellas cantidades de petróleo estimadas, a una fecha dada, a ser potencialmente recuperables, más aquellas cantidades ya producidas de la acumulación o grupo de acumulaciones. Para mayor claridad, EUR (por sus siglas en inglés) debe referirse a las condiciones técnicas y económicas asociadas a los recursos, por ejemplo, el EUR probado son las Reservas Probadas más la producción acumulada.

154 SPE-PRMS 2018 2.1.1 Determinación del Estado del Descubrimiento.

potencialmente recuperables.

Es patente que los pilotos PPII abordan cuestiones de interés nacional, de fortalecimiento institucional, inversiones, interacción novísima entre los grupos de interés y representan oportunidades desde el punto de vista técnico.

3.6.3. Inversiones si se aprueban o se levanta suspensiones a los YNC

En el estado de crisis actual económica debido a la pandemia, son interesante los escenarios de inversiones en caso de una expansión de la actividad ante el éxito de los pilotos. Entre todos los diferentes anuncios y datos encontrados en la literatura y medios, el más realista y riguroso, a criterio de los autores, es el modelo evaluación económica ACP (2019), basado en la información técnica, de costos e inversiones de las compañías. Este modelo hace parte del documento "El legado de los Yacimientos No Convencionales (YNC) en Colombia: beneficios para el país de desarrollar los YNC en el próximo cuatrienio y con Posterioridad", del cual se resumen los siguientes resultados:

-Permitir el desarrollo de los YNC le da la oportunidad al país de iniciar megaproyectos cuya inversión anual equivale al 2% del PIB.

-Aportaría el petróleo y el gas requeridos por más de 25 años para la autosuficiencia energética de Colombia a largo plazo.

-Generaría recursos fiscales por 35 mil millones de dólares, 68 mil nuevos empleos y el desarrollo regional de cadenas de bienes, servicios e infraestructura que ayudarían a consolidar la transformación productiva y crecimiento económico del país.

-Permitirían al Gobierno nacional recibir nuevas inversiones por 650 millones de dólares, percibir ingresos fiscales equivalentes al impuesto a la renta que pagarían mil nuevas PYMES.

Si se levantan las restricciones al desarrollo de los YNC en Colombia se evitaría la reducción de los recursos fiscales e inversión gubernamental que actualmente entrega el sector al país. Dada la alta participación del Estado en las utilidades, se podría evitar un escenario de importación de hidrocarburos y reversión de la importación de GLP, entre otros que abordaremos adelante.

1.7. YNC y los acuíferos

Los proyectos PPII para recursos no convencionales no son incoherentes con la necesidad de caracterizar los acuíferos del país; por el contrario, la sinergia de esta

necesidad con la iniciativa privada de la industria haría posible en el mediano plazo llevar a cabo los muestreos del tipo que se necesitan para caracterizar los acuíferos; sin los pozos que llegan a esas profundidades y los registros eléctricos que se obtengan de estos proyectos no habrá forma sostenible de caracterizar los acuíferos del país.

A menos de que incurra en costos fiscales inmensos para el país, el Estado no dispone de los recursos económicos ni de la capacidad o la tecnología para emprender la perforación de los pozos iniciales, que son estrictamente diseñados para esta tarea. Esta actividad, sin embargo, si se aborda correctamente desde su diseño, permite adquirir información necesaria para conocer los acuíferos y caracterizarlos con las mejores tecnologías actuales, al mismo tiempo que el país recibe valor, transferencia de tecnología, interacción con la academia, impuestos, regalías y, en general, bienestar para los colombianos.

1.8. Potencial generación de empleo

Una de las formas más importantes en que el desarrollo de recursos no convencionales puede ayudar a beneficiar a la economía después del golpe de la pandemia es mediante la creación de empleo[155]. Para el caso nacional son pocos los análisis del potencial de generación de empleos; sin embargo, Campetrol (2019, p.135) destaca que no solo se debe considerar el potencial de crear empleos a futuros sino también tener en cuenta la gran cantidad de trabajo que esta industria genera actualmente, ya que el sector ha sido fuente importante de empleo bien remunerado a lo largo de las regiones productoras. La posibilidad de creación y sostenibilidad de empleos es asociada a la implementación de la actividad principalmente porque:

- Para efectos fiscales, después que se cayera (Cárdenas, 2020) el artículo 210 del proyecto de ley de regalías (Congreso de la República, 2020), un barril o pie cúbico de gas natural a partir de contratos de yacimientos no convencionales genera

155 Esto ha sido patente en USA, WWS (2020) señala: "el desarrollo de recursos no convencionales ha hecho posible que millones de estadounidenses encuentren un trabajo con un salario decente, la aplicación de fracturación hidráulica ha ayudado a crear más de 2,1 millones de puestos de trabajo y, para 2035, se espera que esa cifra se eleve a 3,5 millones. En las comunidades donde se desarrollaron no convencionales, la tasa de desempleo es, en promedio, un 2,4 por ciento más baja que en el resto del país. Y, por cada empleo creado en la industria, hay entre uno y tres puestos de trabajo agregados a otros sectores".
Estados Unidos ha recibido ingentes beneficios por el desarrollo de no convencionales, la United States Chamber of Commerce (2016) mostraba entre otros que estos desarrollos le permitieron:
4,3 millones de empleos que en otras condiciones no se habrían creado.
La economía de Estados Unidos sería medio trillón de dólares más pequeña hoy.
Los precios de la electricidad serían un 31% más alto y los combustibles de motor costarían un 43% más.
Los precios del gas natural residencial serían un 28% más alto; Los precios del gas natural industrial serían un 94% más alto.
El regreso de Estados Unidos a la industria manufacturera se habría estancado.
Los estados que vieron las mayores ganancias del renacimiento habrían sido los más afectados: Pensilvania, Ohio, Texas, Nuevo México y Wisconsin.
Los niveles de importación de petróleo y gas de EE. UU. nunca hubieran caído.
A pesar del crecimiento de la demanda de energía, las emisiones de dióxido de carbono disminuyeron 19%. Fuentes: https://wwstanks.com/2018/07/16/the-economic-benefits-of-fracking/ y https://www.uschamber.com/report/what-ifamericas-energy-renaissance-never-actually-happened

los mismos beneficios que uno de convencionales, al haberse eliminado el 60% de reducción de regalías en esta nueva ley, lo que implica que esta actividad es equiparable fiscalmente a la actual en convencionales.

-Esta actividad, en dado caso de concretarse, aunaría la movilidad de recursos y el componente social de empleos. Vale la pena recordar que, al igual que sucede con los recursos convencionales, en este caso también aplica la priorización de la regionalidad para asignación de vacantes de empleos, tal y como está consignado en la Ley 1551 de 2012, el Decreto 2852 de 2013, el Decreto 2089 de 2014 y el Decreto 1668 de 2016.

-Dado que estos proyectos involucran en su ejecución la captación del recurso hídrico de fuentes naturales superficiales y subterráneas, tienen la obligación de destinar una inversión de no menos del 1 % (EITI, 2016) del valor del proyecto para la recuperación, preservación, conservación y vigilancia de las cuencas hidrográficas que alimentan la fuente hídrica, de conformidad con lo que se determine en la licencia ambiental del proyecto (Congreso, 1993, art. 43). De este modo, estas inversiones redundan en más recursos para el componente de protección ambiental.

- El desarrollo de recursos no convencionales puede sumar inversiones adicionales a las necesarias para el desarrollo convencional, incluso generando impactos positivos para comunidades nuevas y, según Campetrol (2019, p. 13 -19)[156], potencializando encadenamientos productivos en la cadena de valor del desarrollo de los YNC, desde perforación y completamiento, hasta servicios ambientales y servicios transversales[157], con toda la generación de empleo de calidad que esto implicaría.

La evidencia internacional muestra que más de la mitad de la mano de obra empleada en YNC es semi calificada. Para un pozo típico los trabajadores necesarios oscilan desde unos 78 en Estados Unidos hasta más de 200 en Argentina, sin contar los diversos servicios asociados con la mano de obra especializada.

En definitiva es innegable que a corto y mediano plazo el desarrollo de recursos no convencionales puede ayudar a beneficiar a la economía mediante la creación de empleo, principalmente a nivel regional donde la estructura de empleos gira en torno al sector servicios y la industria de hidrocarburos. Según el DANE (2021a), a corte de junio 2021 las tasas de desempleo de la zona neurálgica de los posibles PPII como

156 Encadenamientos productivos: Semillas para el desarrollo regional sostenible, CÁMARA COLOMBIANA DE BIENES Y SERVICIOS PETROLEROS DIRECCIÓN DE ESTUDIOS ECONÓMICOS Andrés Sánchez – director Económico Juan Gallego – Analista Económico Felipe Romero – Analista Técnico Luisa Torres – Analista Económico, BOGOTÁ D.C, OCTUBRE, 2019.

157 Segmento de sensores remotos y sísmica las compañías regionales cubrirían alrededor del 80% de los servicios especializados, empresas locales cubrirían el 60% de los servicios de soporte a estas operaciones, las compañías locales podrían cubrir el total de los servicios de soporte del segmento de servicios ambientales, mientras que las compañías regionales se establecerían con el 50% de los servicios especializados en este segmento

Puerto Wilches superan las del país con índices de pobreza históricos que superan el 49% (Ministerio de Trabajo, 2014, p.15) y tasas de desempleo superiores al 20%. Vale la pena recordar que, por ley, la contratación de mano de obra no calificada debe hacerse en un 100% con residentes del área de influencia y con un mínimo de 30% en lo que se refiere a la mano de obra calificada[158].

El efecto a largo plazo de los YNC en el mercado laboral es mucho menos claro, lo que implica la necesidad de políticas públicas para que el boom económico sea correctamente usado en apalancamiento de estrategias que claramente también implican a futuro actividades e inversiones en educación y capacitación para que nuevas generaciones puedan entrenarse en labores especializadas y no solo semi-calificadas. En general, para que los potenciales empleos se den de manera sostenida se necesita abordar la intermediación laboral en la industria de los hidrocarburos y su conflictividad social, que ha sido consecuencia de la rigidez del mercado laboral y la estructura de incentivos establecida mediante diversas regulaciones[159] que se presentan en las regiones para el acceso a empleos y la contratación con empresas de la industria de hidrocarburos; sin embargo, la amplitud y complejidad de este tema desborda el alcance y el objetivo de este documento.

1.9. La independencia energética y superación de la pobreza

A los ya mostrados beneficios económicos y sociales que conllevaría la implementación de la técnica FHPH para la extracción de recursos de YNC en Colombia se agregan la seguridad e independencia energética, no es una cuestión menor el desarrollo de recursos energéticos propios para una sociedad emergente como la colombiana, la independencia energética está estrictamente relacionada con la superación de la pobreza energética y esto con el desarrollo, como afirma el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD, 2018): "La superación de la pobreza depende en gran medida de contar con energía segura y asequible".

Asegurar la independencia de la energía primaria del país también implica utilizar energías convencionales como el GLP para sustitución de leña con beneficios directos en la economía, el ambiente y la salud de millones. Como señala Yepes (s.f.), esto reduciría la pobreza energética: "Según estudios de Planeación Nacional del 2017, más de 2.000 muertes al año y 1,2 millones de enfermedades respiratorias están asociados a este tipo de contaminación, la mayoría mujeres mayores de 44 años y

158 Resolución 2616 2016 Ministerio de Trabajo y de la Protección Social.
159 Revisión de Ley 1551 2012, Ley 1636 2013, Decreto 1072 2015, Decreto 1668 2016, Resolución 2616 2016, entre otros.

niños menores de 5 años. Además, los costos económicos en atención de enfermedades respiratorias y mortalidad prematura derivadas del consumo de leña en los hogares, ascienden al 0,38% del PIB calculado para el año 2017".

El uso de la leña es un problema que la humanidad tiene que resolver, como parte del proceso de transición energética. En Colombia se vuelve un imperativo social que podría ser abordado con los beneficios que traería el desarrollo de recursos de YNC, tanto en el aspecto fiscal como del ahorro resultado de la disminución de la importación de GLP y el acceso a recursos energéticos más abundantes, baratos y de origen nacional.

1.10. Barreras actuales para superar para el desarrollo de YNC en Colombia

Aunque hemos abordado el posible desarrollo de YNC como una oportunidad para el país, esta posibilidad no escapa de barreras actuales que necesitan hojas de ruta para superarse, abordamos a continuación una lista importante de estos obstáculos.

1.10.1. Falta política pública

-Se requieren intervenciones gubernamentales apropiadas (como incentivos de plazo fiscal, acciones de desregulación de la ANH, etc.), que permitan desempeños alternativos y la inclusión de más actores privados en el sector para incrementar las ganancias económicas y sociales de las actividades en un marco de creciente competitividad.

- Se requiere abordar la baja coordinación estatal y desincentivos al sector para enfrentar las necesidades de competitividad de la producción del país, las cuales se manifestaron en la crisis desatada por la pandemia de la COVID-19 de 2020 y que pueden representar un lastre para el desarrollo de recursos no convencionales.

-Es necesario que las instituciones del Estado, principalmente las de carácter legislativo, soliciten y tomen en cuenta los análisis pertinentes a los efectos y costos de tomar o no decisiones sobre actividades económicas, en particular si estas pueden afectar a las personas de más bajos recursos.

- El país debería abordar medidas sobre el régimen fiscal y los incentivos a la eficiencia en explotación, el potencial de no convencionales no debe ser abordado desde los mismos incentivos que se han dado en la industria convencional, se deberían discutir las recomendaciones dadas al país por el Banco Interamericano de Desarrollo (2020, p. 94 y 95).

3.10.2. Deficiencias en seguridad:

- No solo la conflictividad social amenaza el desarrollo de los YNC. Colombia es un país con una historia de conflicto armado y la infraestructura energética se ha visto comprometida, principalmente los oleoductos, como afirma Semana (2020)[160]: "En la última década los cinco oleoductos para el transporte de petróleo con los que cuenta Ecopetrol en el país han sido volados más de 1.010 veces. Según la empresa, tan solo el oleoducto Caño Limón-Coveñas ha sufrido más de 1.500 atentados terroristas en 33 años"

3.10.3. Problemas estructurales en manejo de recursos de regalías y las inversiones

Las características del régimen fiscal petrolero del país deben ser abordadas, como vimos (3.5.4. Oportunidades de mejora en el uso y sistema actual de regalías), y aunque las regalías han sido una ingente fuente de recursos para las regiones, es pertinente implementar mejoras sustanciales a su manejo actual, al diagnóstico evidenciado se le pueden agregar que la Contraloría[161] sigue reportando corrupción en el uso de recursos de regalías en contratos públicos, por ejemplo un total de 383 de hallazgos con incidencia fiscal, por un valor de $722.184 millones, entre junio de 2019 y mayo de 2020.

3.10.4. Dinámicas y complejidades en el mercado de YNC

En un mundo cada vez más globalizado y con los precios de los hidrocarburos continuamente en volatilidad, no es suficiente para Colombia el tener reservas, dada la exposición macroeconómica evidente del país en el sector de hidrocarburos. Lo cual implica para YNC y su desarrollo un aumento de competitividad cada vez mayor. Se realizó un análisis en cuanto a la oportunidad de un posible desarrollo de recursos no convencionales en el cual advertimos que la explotación de estos recursos presenta riesgos económicos dado sus márgenes de utilidad más bajos. Este análisis se encuentra disponible en el anexo de este capítulo titulado: El dilema económico YNC, como conclusiones de este documento se destacan:

-La economía de los no convencionales es contra intuitiva a lo que habíamos visto antes, prima la competitividad y los números hay que darlos en contexto.

-En la guerra de precios del crudo los operadores independientes de USA son el enemigo para OPEC+, pero otros productores son víctimas indirectas.

-Mientras haya exposición a capital privado el riesgo se puede distribuir y evitar situ-

160 http://especiales.sostenibilidad.semana.com/voladuras-de-oleoductos-en-colombia/index.html
161 https://www.asuntoslegales.com.co/actualidad/contraloria-sigue-reportando-corrupcion-en-el-uso-de-recursos-de-regalias-en-contratos-publicos-3068061

aciones de exceso de apalancamiento estatal.

- Las empresas de energía están disminuyendo la actividad de producción en respuesta a los bajos precios del petróleo, más eficiencia, más barriles rentables (modelos EOG Resources y ConocoPhillips)[162].

El dilema económico YNC es en definitiva la necesidad urgente de competitividad y consolidación de las empresas, lo que convierte este sector en una actividad económica de bajos márgenes y de riesgos altos de inversión para empresas con poca competitividad o sin estricta disciplina financiera y perspicacia operativa.

3.10.5. Brechas de competitividad

- La presencia de un sector mixto para el desarrollo eficiente de YNC implicaría un sector upstream menos concentrado y una ventaja competitiva para el país a nivel regional para atraer inversión extranjera directa (IED).

- Se recomienda, dada la oportunidad de un posible desarrollo de recursos no convencionales en el país y la incertidumbre económica al inicio de estos desarrollos, que las oportunidades para pilotos y proyectos iniciales sean en principio distribuidas entre varios operadores privados de E&P (Mittal y Shattuck, 2019)[163] o en asociaciones de la empresa estatal con operadores experimentados. Esto distribuiría el riesgo exploratorio de los proyectos, mejoraría la competitividad del sector y evitaría la exposición del Estado a inversiones innecesarias en estos emprendimientos.

- Los YNC podrían traer ventajas regionales en el desarrollo y consolidación de servicios y cadenas regionales de valor que actualmente son nulas o deficientes.

-Si existe una aplicación rigurosa de la normativa técnica actual se garantiza el uso de tecnologías de mínimo impacto para la actividad de los YNC, que minimicen los riesgos.

-El desarrollo de estos recursos debe incluir una visión a mediano y largo plazo en el país para evitar caídas de actividad catastróficas por volatilidad del precio del crudo, esto implica la necesidad de una seguridad jurídica exhaustiva que también aborde temas de aplicación y de ventajas a los pozos perforados pero no termina-

162 Estas empresas no colocan metas de producción en volumen, más bien aumentan su rentabilidad aún con disminuciones de precios o de producción mediante inversiones disciplinadas, fuertes flujos de caja libre ejerciendo disciplina de capital, controlando costos, bajo inversiones suficientes para sostener la producción a lo largo de los ciclos de precios, fortaleciendo el balance general o reinvirtiendo en el negocio sin necesidad de subidas abruptas en la producción general, aun cuando su base de recursos les permitirá subir producción, por ejemplo en el caso de ConocoPhillips es una de las empresas de exploración y producción líderes en el mundo en términos de producción y reservas con operaciones y actividades en 14 países.

163 Deloitte (2019) demostraba que el éxito de los operadores para afrontar el desarrollo de no convencionales era mucho mayor si estos tendían a ser pure play players, se necesitaría una seguridad jurídica y tarifas de transporte competitivas para este tipo de operadores.

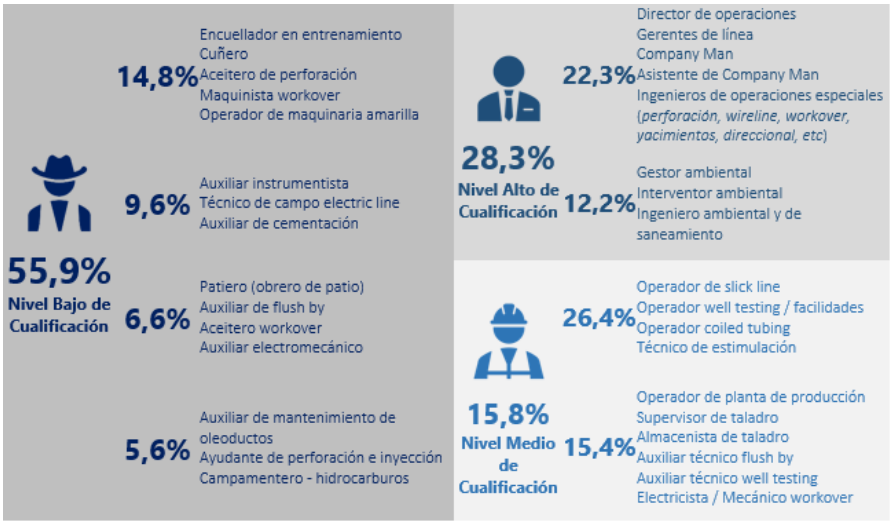
dos (DUC[164]), necesarios en el desarrollo de estos recursos.

3.10.6. ¿Colombia tiene capital humano para aprovechar?

Actualmente no existe un diagnóstico general sobre el capital humano del país asociado a la oportunidad de desarrollar YNC. La Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos (ACIPET) y el Consejo Profesional de Ingeniería de Petróleos (CPIP) lideran el proceso de construcción del Catálogo de Cualificaciones del sector de hidrocarburos, con énfasis en el sector de extracción de petróleo y gas: "parte del Marco Nacional de Cualificaciones (MNC), una herramienta de política pública a cargo del Sistema Nacional de Cualificaciones liderada por el Gobierno Nacional, que busca lograr el cierre de brechas en las habilidades para el trabajo, a través de cualificaciones que respondan a las necesidades presentes y futuras de la industria productiva y a los requerimientos sociales del país". Esta iniciativa incluye el análisis de la brecha de cualificaciones que exista en el país para la implementación de proyectos de exploración y producción de yacimientos no convencionales.

Como parte del anterior ejercicio, ACIPET y CPIP han entregado de manera preliminar datos relativos a los cargos más demandados en la industria:

Ilustración 53. Cargos más demandados por las empresas del sector de extracción de petróleo y gas, Colombia 2010-2019



Fuente: ACIPET (2020a)

164 Los pozos perforados, pero no terminados, también conocidos como DUC, son pozos de petróleo y gas natural que se han perforado pero que aún no se han sometido a actividades de terminación de pozos para comenzar a producir hidrocarburos. El proceso de terminación de pozos incluye revestimiento, cementación, cañoneos, fracturamiento hidráulico y otros procedimientos necesarios para producir petróleo crudo o gas natural. https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=39332

Los resultados indican que cerca del 56% de la demanda laboral se agrupa en cargos de nivel bajo de cualificación; seguidos del nivel alto que agrupa a los profesionales y gerentes y, el nivel medio que agrupa a los supervisores y técnicos, con unas participaciones del 28% y 26% respectivamente.

Aunque en Colombia las continuas crisis de precio han llevado a una situación laboral de desempleo desbordante para los ingenieros de petróleos[165], principalmente los jóvenes, existe un consenso en que la preparación académica de los ingenieros les ha permitido incluso participar en mercados laborales de otros países. Es de conocimiento general la existencia de ingenieros de petróleos colombianos en países como Arabia Saudita, USA, España, Argentina, Australia, México, Emiratos Árabes Unidos, Rusia, Omán, etc., donde un porcentaje significativo ha liderado operaciones de FHPH

Considerando estos antecedentes y la existencia de capital humano de origen nacional preparado para aplicar las tecnologías, técnicas y prácticas de YNC, el potencial desarrollo de esta actividad podría ser una oportunidad para solucionar el desempleo desbordante de estos profesionales e incluso atraer y repatriar algunos de los que se encuentran en el exterior.

1.11. Conclusiones

Definitivamente la actividad de desarrollo y producción de recursos no convencionales no es incoherente con la necesidad de caracterizar los acuíferos del país, ni con la suscripción del Acuerdo de Paris, ni con tecnologías energéticas renovables. Por el contrario, esta actividad representa una oportunidad de generar recursos fiscales y tecnológicos para el desarrollo tanto nacional como regional, para la correcta y sostenible transición energética, además de posible reversión de la importación de GLP, cambios en el concepto de concurrencia, potencial en empleos etc. La pregunta es si Colombia tendrá la capacidad para desarrollar estos recursos en un escenario de competitividad cada vez mayor, considerando que en 2019 tenía una cuota de mercado de casi 1% global en el sector y, para mantener o superar esa cuota de mercado, debe ser capaz de competir con productores de talla mundial que podrían fácilmente acaparar toda la oferta de hidrocarburos en 2040. Como sabemos las economías crecen, aprenden e innovan dependiendo de la cantidad de proyectos de inversión que sean viables Arrow et al (2003). Esto no es diferente en el sector del petróleo y el gas, y, dada su importancia, para Colombia es una condi-

165 Se habla que de los aproximadamente 11,000 ingenieros de Petróleos con que cuenta la industria según el Consejo Profesional de Ingeniería de Petróleos, CPIP, casi el 50% se encuentran por fuera del mercado laboral, fuente: https://www.oilchannel.tv/noticias/la-ingenieria-de-petroleos-colombiana-en-el-ambito-mundial

ción absolutamente necesaria para reducir la pobreza.

ANEXO A: EL DILEMA ECONÓMICO YNC

Dada la exposición macroeconómica evidente de Colombia al sector hidrocarburos, en cuanto a la oportunidad de un posible desarrollo de recursos no convencionales, es pertinente señalar:

Algunos medios e instituciones argumentan el fracaso económico de los YNC como un modelo de negocio, entre estas voces destaca la de Rainforest Acción Network (RAN) (Sutherlin, 2020) que entre sus principales argumentos muestra:

- Las 51 empresas estadounidenses centradas en el "fracking" analizadas en ese informe recibieron $ 224 mil millones en financiamiento desde que se adoptó el Acuerdo de París (1/1 / 16-8 / 31/20), con casi el 40% de ese financiamiento proveniente de JPMorgan Chase y Wells Fargo. La combinación de diferentes fuentes de financiamiento bancario para los frackers estadounidenses durante la última década muestra que después de 2016 la proporción de préstamos aumentó notablemente.

-Las empresas de fracturación hidráulica analizadas tienen una deuda de 120.000 millones de dólares que vencerá de 2021 a 2025, parece poco probable que se pague gran parte dicha deuda. De hecho, el 72% de los bonos emitidos por estas empresas no tenían grado de inversión cuando se comercializaron, en comparación con solo el 17% de los bonos estadounidenses en esa condición emitidos en toda la economía.

- Las emisiones de acciones, casi la mitad del financiamiento en 2016, se reducen al 8% del financiamiento en 2017 y se mantienen en un solo dígito para cada año posterior. Las emisiones de bonos caen del 40% del financiamiento en 2017 al 17% y el 14% en 2018 y 2019 (con los préstamos tomando el relevo), antes de volver a subir al 48% en 2020 hasta la fecha.

RAN y diversos actores opositores a la industria concluyen que dadas esas condiciones los inversores de capital finalmente se estaban dando cuenta de los defectos básicos en el modelo de negocio empapado de deuda de la industria y su incapacidad para obtener ganancias; sin embargo, a pesar de esto, los bancos continuaron inundando el sector con préstamos y bonos.

IEEFA (Hipple, 2020) indica que 42 empresas de exploración y exploración de USA se declararon en quiebra en 2019, su deuda agregada fue de $26 mil millones, el doble de la cantidad de 2018; del mismo modo, la deuda relacionada con la quiebra de empresas de servicios petroleros (que dependen de los ingresos de los frackers)

también se duplicó en 2019 en comparación con 2018.

El Washington Post (Wethe y Crowley, 2020) expuso que más de 230 productores de petróleo y gas de América del Norte, con una deuda de al menos 152.000 millones de dólares, se han declarado en quiebra desde principios de 2015, según informe del bufete de abogados Haynes & Boone. Solo en el segundo trimestre de 2020, las empresas que se declararon en quiebra tenían deudas totales de $ 29 mil millones.

La clave de estos análisis está en la frase "Many of the frackers covered in this report" (en español "Muchos de los 'frackers' cubiertos en este informe"), es decir que dichas afirmaciones parten de una mirada sesgada al sector, con una selección poco objetiva tanto de las empresas a evaluar como de las métricas financieras a usar. Abordaremos a continuación unos argumentos generales para contrarrestar dichas afirmaciones.

La agencia de calificación de riesgo Standard & Poor's expresa en los siguientes términos el difícil contexto que enfrenta la industria de los hidrocarburos: "desafíos e incertidumbres generados por la transición energética, incluidas las caídas del mercado debido al crecimiento de las energías renovables; presiones sobre la rentabilidad, específicamente el rendimiento del capital, como resultado de los altos niveles de inversión de capital en dólares durante 2005-2015 y los precios promedio más bajos del petróleo y el gas desde 2014; y la volatilidad reciente y potencial de los precios del petróleo y el gas" (Butler, 2021). Esta situación llevará inevitablemente a empresas a rebajas de sus notas crediticias en un mediano plazo.

La actividad de recursos no convencionales como una necesidad estratégica para la sociedad

Sin embargo, el negocio del petróleo y el gas, y en particular el negocio de los recursos no convencionales, aún es una actividad necesaria para la sociedad para satisfacer sus necesidades de energía crecientes, tal como lo señala el Departamento de Energía de los Estados Unidos (2021, p. 3-4; 63-64):

-Un activo estratégico para impulsar de forma sostenida a largo plazo el crecimiento económico, el logro de objetivos ambientales y la mejora de los intereses de seguridad nacional (principalmente en los Estados Unidos y sus aliados).

- En el primer año de una posible prohibición, el país vería un aumento año tras año en emisiones de dióxido de carbono (CO_2), óxidos de nitrógeno (NO_x) y dióxido de azufre (SO_2) con un aumento de estas emisiones del 16%, 17% y 62% respectivamente, en USA y en general en los países que importan gas natural licuado de esta potencia.

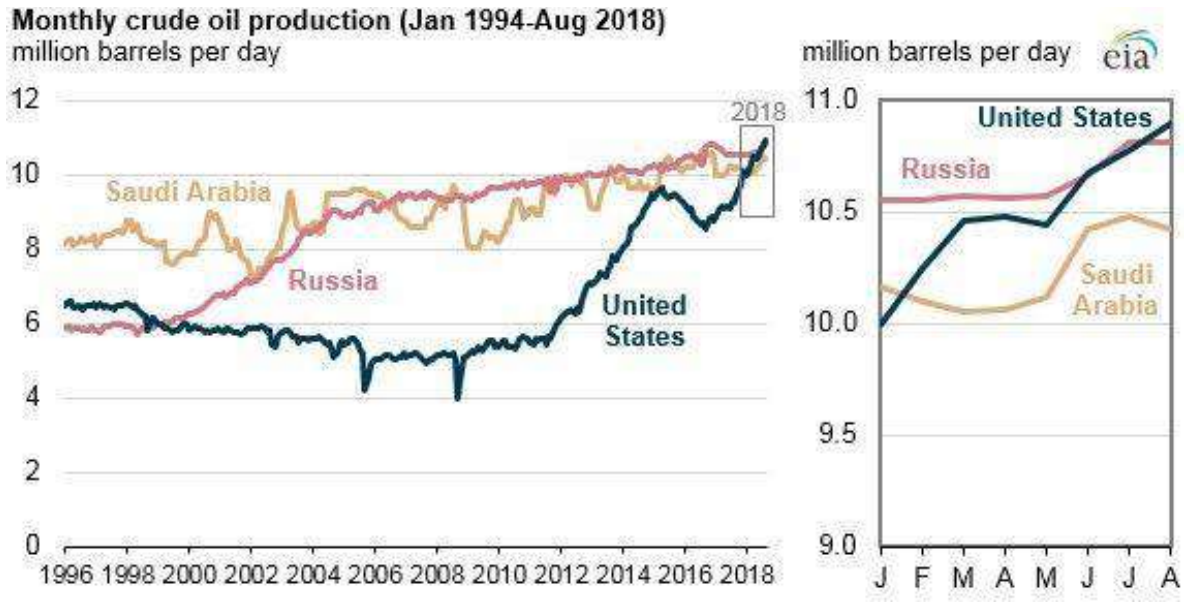
- Desde una perspectiva de seguridad nacional y política exterior, reducir significativamente la producción doméstica de gas natural y petróleo elimina una herramienta importante para la diplomacia al tiempo que aumenta la dependencia global en países como Rusia y las naciones de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP).

Rystad Energy (Oil and Gas Journal, 2019) indica que las quiebras del sector de no convencionales en EE. UU. no son una "epidemia en toda la industria" ni ve esto como un presagio de fatalidad para el futuro de la industria, sino que lo percibe como una reestructuración de la superficie, sumada a fusiones y adquisiciones en la industria, enfatizado en muchos operadores que han logrado combinar el crecimiento de la producción con un gasto equilibrado y reducciones de deuda.

Podemos ampliar esto al ver que la naturaleza privada de los derechos minerales en USA y el emprendimiento y toma de riesgo privados los llevó entre otros a:

- Convertirse en el principal productor de gas natural desde 2009 y de petróleo crudo desde septiembre de 2018.

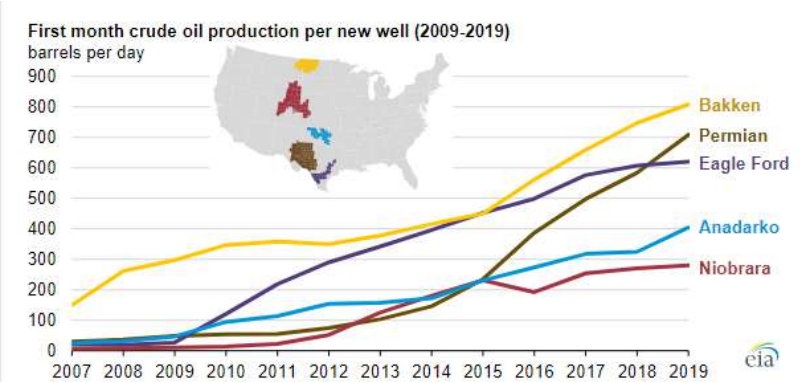
Ilustración 54. Producción mensual de crudo Rusia, Arabia Saudita y Estados Unidos enero 1994-agosto de 2018 en millones de barriles por día



Fuente: EIA (2020)

-Aumentar sus eficiencias en la explotación de recursos en distintas zonas de su geografía.

Ilustración 55. Primer mes de producción de petróleo por nuevo pozo 2007-2019



Fuente: EIA (2020)

Ilustración 56. Zonas y formaciones productoras de no convencionales en los Estados Unidos de América 2021.

West Texas	Gulf Coast	Mid Continent	Rockies	Northeast	Ark-La-Tex
Bone Spring	Austin Chalk	Arkoma	Bakken Shale	Marcellus Shale	Cotton Valley
Cline Shale	Eagle Ford Shale	Barnett Shale	Niobrara Shale (DJ basin , North Park)	Utica Shale	Haynesville Shale/Bossier
Permian Basin	Eaglebine/Woodbine	Granite Wash/Cleveland	Piceance Basin		Fayetteville Shale
Spraberry		Mississippi Lime	Powder River Basin		Tuscaloosa Marine
Wolfcamp Shale		SCOOP/STACK	Uinta Basin		
Wolfberry		Woodford Shale (Anadarko,Arkoma, Cana)			

Fuente: Zonas productoras de no convencionales en USA, https://www.shaleexperts.com/ (2021).

- Desarrollar tecnologías, prácticas y estrategias en tipos de interacciones provocadas por fracturas, decisiones de desarrollo, estrategias de completamiento, estrategias de mitigación del agotamiento de los activos, etc.

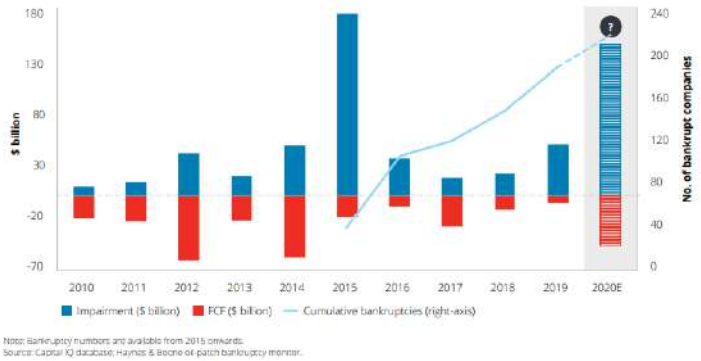
La economía de los no convencionales es contra intuitiva a lo que habíamos visto antes en un mercado de recursos convencionales dominado por empresas estatales y afectadas por carteles. Un análisis exhaustivo y riguroso realizado por Deloitte (2020-2021) muestra que:

- El año 2020 marco el 15 aniversario del auge del boom del shale en EE. UU. que anunció una era de independencia energética para ese país y más que duplicó su producción de petróleo en los últimos cinco a seis años. Sin embargo, debajo de este

crecimiento fenomenal, la realidad es que el boom alcanzó su punto máximo sin generar dinero para la industria en conjunto. De hecho, la industria de no convencionales de EE. UU. registró flujos de efectivo libres netos negativos de $300 mil millones, deterioraron más de $450 mil millones de capital invertido y vio más de 190 quiebras desde 2010. Hay que recalcar que el Estado y Gobierno de E.E.U.U. no tuvieron impacto en esta situación dada la naturaleza privada del sector y las empresas.

- No es que la industria ignore el problema del flujo de caja y altos requisitos de inversión debido a las altas tasas de declinación en los no convencionales; de hecho, los operadores aumentaron la productividad mientras reducían el equilibrio a aproximadamente $ 50 / barril; pero los vientos en contra nuevos e imprevistos continúan sacudiendo el progreso de la industria. Justo cuando la industria se estaba adaptando al nuevo normal de $ 50-60 / bbl y comenzó a ser más económicamente disciplinada, se encontraron con la pandemia de COVID-19 y una guerra de precios entre productores.

Ilustración 57. Rentabilidad de la industria del shale de Estados Unidos de América. (upstream)



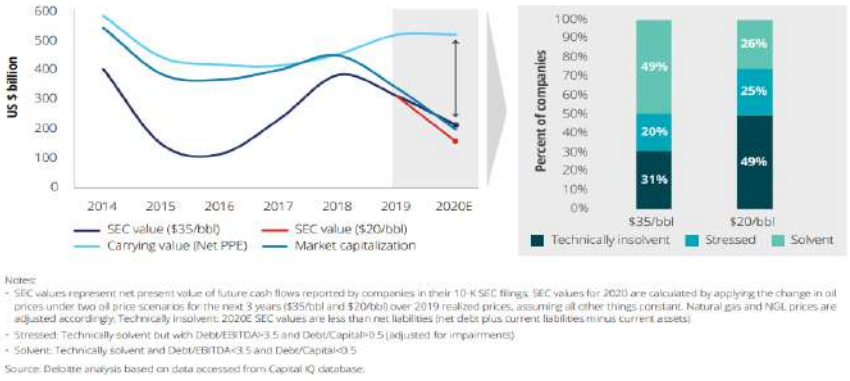
Fuente: Deloitte (2020)

- El desencanto de los inversores con los frackers estadounidenses no es nuevo, pero parece haber empeorado en el contexto del COVID-19, puesto que muchos operadores están viendo una mayor desconexión entre el valor presente (VPN) de sus flujos de efectivo futuros estimados (bajo parametros del órgano regulador y supervisor de los mercados de valores de los Estados Unidos de América, Securities and Exchange Commission- SEC valor) y su valuación corporativa.

- De hecho, Deloitte concluyó en su análisis de los principales operadores que alrededor del 30% ya son "técnicamente insolventes", pues su valor futuro descontado a $ 35/bbl es menor que su valor neto en pasivos. La proporción de insolvencia aumenta a casi el 50% si los precios del petróleo promedian alrededor de $ 20/bbl. Además de

las empresas técnicamente insolventes, un 20% se ven en insolvencia técnica sobre sus finanzas a un precio promedio del petróleo de $35/bbl, y a $ 20/bbl, ese porcentaje aumenta al 25 por ciento. Afortunadamente, 25 a l 50 por ciento de los operadores actuales aún permanecen solventes en los dos escenarios de precios, en gran parte debido a su estricta disciplina financiera y perspicacia operativa adquirida durante los últimos años. Para los escenarios de precios superiores a 70 usd bbl, los operadores con exposición a no convencionales son generadores netos de efectivo, los que los convierte en empresas muy apetecidas para inversión y generación de ganancias y recompra de acciones.

Ilustración 58. Estado financiero de los operadores de shale, bajo dos escenarios de precios 35 y 20 USD bbl



Notes:
- SEC values represent net present value of future cash flows reported by companies in their 10-K SEC filings. SEC values for 2020 are calculated by applying the change in oil prices under two oil price scenarios for the next 3 years ($35/bbl and $20/bbl) over 2019 realized prices, assuming all other things constant. Natural gas and NGL prices are adjusted accordingly; Technically insolvent: 2020E SEC values are less than net liabilities (net debt plus current liabilities minus current assets)
- Stressed: Technically solvent but with Debt/EBITDA>3.5 and Debt/Capital>0.5 (adjusted for impairments)
- Solvent: Technically solvent and Debt/EBITDA<3.5 and Debt/Capital<0.5

Source: Deloitte analysis based on data accessed from Capital IQ database.

Fuente: Deloitte, 2020, p. 6.

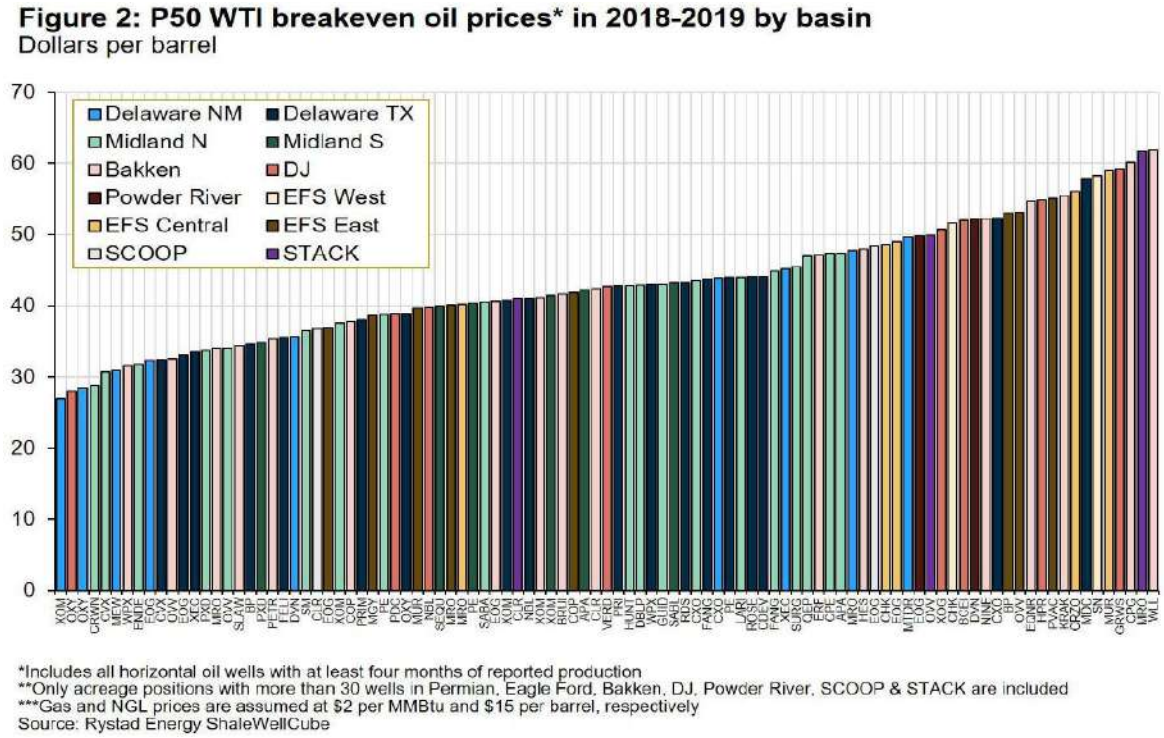
Esta situación no tiene comparativos en las empresas del sector convencional, las cuales entrarían casi en su totalidad en insolvencia si el valor del crudo disminuyese hasta 20 USD bbl; cabe anotar que, en dicho escenario, aún el 49% de las empresas de no convencionales serían rentables y podrían incluso mantener crecimientos de producción dado la base amplia de recursos de la que se sustentan.

La competitividad del YNC y su impacto en el sector global a largo plazo

La economía de los operadores de no convencionales, su competitividad y su impacto en el sector global es innegable, su éxito en el desarrollo de estos recursos los ha llevado a afectar el precio a largo plazo de los hidrocarburos, y esta situación de precios les ha traído restricciones de ingresos. Sin embargo, como destacan Deloitte (2021) y ACIPET (2020), la consolidación es una necesidad e incluso una oportunidad para responder, recuperarse y avanzar. Es claro que, tal y como pasó en 2016, los precios bajos del crudo impactarán a la baja la producción de EE.UU. (y de varios países como el nuestro), pero a la larga este escenario proporciona sostenibilidad a

la industria de los no convencionales de EE.UU.:

Ilustración 59. Mejor estimado de Breakeven por cuenca operadores USA 2018-2019



Fuente: Bloomberg NEF (2020)

Los operadores están en el eje horizontal y en el vertical los precios de equilibrio, los colores son las cuencas, como podemos observar para una misma cuenca existen distintos operadores con diferentes precios de equilibrio, esto es un incentivo a las fusiones y adquisiciones (M&A por sus siglas en inglés), que permitirían que la producción de los operadores en las cuencas del lado derecho de la gráfica al ser absorbidos por los del lado de la izquierda adquieran competitividad y reducción de costos. Esta tendencia es clara con distintos negocios destacados entre estos: Pioneer - Parsley, ConocoPhillips - Concho, Chevron - Noble Energy, Cenovus Energy-Husky Energy, Devon Energy-WPX Energy, etc.

Nasdaq (Choudhury, 2020) sostiene que "mientras los inversores ejercen presión sobre la creación de valor y mayores rendimientos. Ya no apoyan los programas de perforación y las expansiones en ausencia de fuertes flujos de efectivo en medio de los bajos precios de las materias primas. Los inversores quieren que estas empresas reduzcan costes, mejoren la eficiencia interna, impulsen la recompra de acciones y aumenten los rendimientos, en este contexto, la consolidación se considera clave para generar valor para los accionistas. A medida que el acceso al capital (tanto de deuda como de capital) se vuelve cada vez más difícil y caro, los actores más

pequeños cuentan con compradores dispuestos a reactivar y acelerar sus planes de crecimiento. En pocas palabras, se espera que una entidad más grande tenga un costo de capital más bajo. Para el adquirente, conduce a oportunidades de desarrollo a gran escala".

Aun en este escenario de consolidación y avance, algunas apuestas son arriesgadas, incluso para jugadores globales experimentados, empresas como ExxonMobil (Matthews y Glazer, 2021) han visto en la palestra pública sus números de reservas asociadas a activos de no convencionales. En otras latitudes, el Instituto de Economías Energéticas y Análisis Financiero (IEEFA) se refiere al fracaso de la explotación de Vaca Muerta en la administración del presidente Alberto Fernández, como una oportunidad única para cambiar de rumbo, impulsándolo a evitar regulatoriamente el ciclo de auge y caída.

Conclusiones

-La economía de los no convencionales es contra intuitiva a lo que habíamos visto antes.

-En la economía de los no convencionales prima la competitividad.

-En la economía de los no convencionales los números hay que darlos en contexto.

-En la guerra de precios del crudo los operadores independientes de USA son el enemigo para OPEC+, pero otros productores son víctimas indirectas.

-Mientras haya exposición a capital privado el riesgo se puede distribuir y evitar situaciones de exceso de apalancamiento estatal.

- Las empresas de energía están disminuyendo la actividad de producción en respuesta a los bajos precios del petróleo, más eficiencia, más barriles rentables (modelo EOG Resources y ConocoPhillips).

El dilema económico YNC es en definitiva la necesidad urgente de competitividad y consolidación de las empresas, lo que convierte este sector en una actividad económica de bajos márgenes y de riesgos altos a las inversiones para empresas con poca competitividad o que carezcan de disciplina financiera y perspicacia operativa.

ANEXO B: PANORAMA Y ESCENARIOS SEGÚN RECURSOS Y RESERVAS

Los autores realizamos un análisis del panorama de recursos y reservas de Colombia a partir del "Balance de reservas de petróleo y gas natural país 2019" a corte 31 de diciembre de 2019, publicado por la ANH (2020) y declaraciones de la Presidencia de la República, esto en línea con que el escenario 2019 es más analizable que el escenario 2020 debido a que se convierte en un año atípico por la pandemia y las medidas tomadas.

Posibles incorporaciones de petróleo

Aunque las reservas de petróleo del país son muy pequeñas en comparación con otros jugadores de la región (por ejemplo, Venezuela, Brasil o México), de mantenerse la tendencia actual puede ser suficiente para el consumo interno (menor a 300 mil barriles día) y exportar algunos excedentes por más de una década. El mismo informe en su página 22 muestra que el potencial respecto a recursos contingentes (potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas) para petróleo crudo se incrementó de 1.537 millones de barriles en 2018 a 1.888 millones de barriles en 2019 (un aumento de 22,8%), distribuidos así:

Los recursos post finalización de contratos (asociación) o periodo de explotación (E&P y E&E) representan el 2% del total, volúmenes que con extensión de contratos podrían migrar fácilmente a reservas probadas (aproximadamente 38 millones de barriles).

"Otras Contingencias" constituyen el 98% restante así:

Económica 47% (aproximadamente 869 millones de barriles) difícilmente subsanable la contingencia ya que está asociada tanto a costos de operación, precio de los hidrocarburos, ausencia o deficiencia de mercado, insuficiencia o falta de infraestructura.

Técnica 31% (aproximadamente 573 millones de barriles) que pueden tener viabilidad comercial si se aplican tecnologías.

Ambiental y/o social 13% (aproximadamente 240 millones de barriles) que pueden tener viabilidad conforme sea posible la obtención de permisos y trámites ambientales, negociación de tierras, consulta previa, permisos arqueológicos.

Asuntos legales y/o contractuales 9% (aproximadamente 166 millones de barriles) asociados a obligaciones, requerimientos contractuales o impedimentos legales.

De resolverse las contingencias anteriores el país podría disponer en un plazo ra-

zonable de volúmenes recuperables para petróleo crudo ya descubiertos del orden de 1.888 millones de barriles, aunque casi la mitad de estos tienen problemas de economía.

El papel de los crudos pesados

Cada vez es más notorio el papel de los campos con crudos pesados en la producción nacional, la Presidencia de la República (2020) manifestó que "el país logró incorporar 746 millones de barriles a sus reservas probadas, principalmente, gracias al desarrollo de proyectos de recobro mejorado y de campos de crudo pesado como Akacías, Quifa Suroeste, Rubiales, Caño Sur Este, Chichimene y Moriche". El PNUD (Malagón, 2016, p. 16-20) muestra la distribución de los crudos pesados por cuencas en el país así:

Cuenca de los Llanos Orientales: el 68,6% corresponde a crudos pesados, el 12,8% a crudos medianos y el 5,6% a crudos livianos con campos principales Rubiales, Castilla, Chichimene, Quifa, Caño limón, entre otros.

Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM): 64,5% corresponde a crudos pesados y el 25,5% a crudos medianos con campos principales Cira-Infantas, Yarigui, entre otros.

Cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM): 29,5% a crudos pesados y el 10,8% a crudos livianos con principal campo de esta cuenca Guando.

Cuenca del Caguán – Putumayo: 67,2% corresponde a crudos medianos, el 21,7% a crudos pesados y el 5,2% a crudos livianos destacando campo Costayaco.

Cuenca de la Cordillera Oriental: Es una cuenca en la que se producen principalmente crudos condensados y medianos.

Cuenca del Catatumbo: El 85,7% del crudo que se extrae en esta zona corresponde a crudos medianos, mientras que el 14,3% a crudos livianos, esta cuenca con gran potencial y cercana a Venezuela está prácticamente sin actividad por la situación de orden público.

El PNUD (Malagón, 2016, p. 30) muestra que, en Colombia, el porcentaje de crudos pesados pasó de un 10% en el año 2000 a superar el 50% en 2016, adicional que: "los departamentos en los que se produce una mayor proporción de crudos pesados (con indicadores API bajos), el costo de extracción es comparativamente más alto frente a aquellas regiones en las que se producen crudos ligeros".

La tendencia a producir crudos pesados trae varios inconvenientes a Colombia, los

autores destacan:

- Los crudos pesados (Masnadi, 2018, p. 13-14) requieren típicamente más tratamiento por sus contenidos de azufre y disolventes para su transporte lo que implica típicamente mayores emisiones atmosféricas.
- Las referencias de crudos pesados se negocian en gran medida con un descuento frente al WTI o el Brent (Market Insights, s.f.)
- Los campos de crudo pesado típicamente tienen bajos factores de recuperación primara y necesitan inversiones adicionales en procesos de recobro mejorado (Delamaide y Parra, 2015) para continuar o extender su vida útil, incluso ante la presencia de un acuífero.
- Debido a las características del petróleo pesado (Wensong, 2013) el grado de recuperación de reservas está restringido por el modo de desarrollo.

La tendencia de producción actual del país hacia crudos cada vez más pesados conlleva a aumento de emisiones en el ciclo de vida de los activos, menores precios efectivos de venta, implementación de tecnologías costosas de recobro mejorado y restricciones incluso en el potencial de incorporación de reservas probadas por proyectos.

Posibles incorporaciones de gas natural

El panorama de reservas y potencial de gas natural de Colombia es amplio. Según el informe ANH 2019, los recursos contingentes aumentaron de 1.322 Gpc en 2018 a 2.362 Gpc en 2019 (78%) con contingencias así:

Recursos post finalización 2% del total, volúmenes que con extensión de contratos podrían migrar fácilmente a reservas probadas (aproximadamente 47 Gpc) pero que equivalen a muy poco ante los requerimientos anuales del país.

Otras contingencias:

Económica 12% (aproximadamente 278 Gpc) difícilmente subsanable ya que está asociada a costos de operación, precio de los hidrocarburos, ausencia o deficiencia de mercado, insuficiencia o falta de infraestructura principalmente gas natural asociado por el impacto de los precios del petróleo.

Técnica 4% (aproximadamente 92 Gpc) que pueden tener viabilidad comercial si se aplican tecnologías.

Y finalmente asuntos legales y/o contractuales 84% (aproximadamente 1944 Gpc)

asociados a "obligaciones, requerimientos contractuales o impedimentos legales que impactan en la comercialidad del proyecto, donde se destaca una medida cautelar proferida por el Consejo de Estado y campos en áreas de evaluación o en Pruebas Extensas". Aunque no es de conocimiento público la proporción de cuánto de estos volúmenes son CBM, anticipamos que debe ser una gran mayoría al ser recursos ya descubiertos y por lo tanto pueden ser una gran palanca de desarrollo en caso de ser solucionadas sus contingencias.

De resolverse las contingencias anteriores el país podría disponer en un plazo razonable de volúmenes recuperables para gas natural ya descubiertos del orden de 1944 Gpc por asuntos legales y/o contractuales. Es interesante que el país posea en recursos de este tipo casi un 82.3% de los recursos contingentes, estos equivalen a casi un 61.5% de las reservas probadas a cierre 2019. Esto evidencia la inmensa necesidad de resolver los asuntos legales y/o contractuales en pro del bienestar de la seguridad energética del país.

Incluso, sin considerar los recursos prospectivos, las cifras del potencial de recursos contingentes son realmente muy importantes, su desarrollo sería vital para aliviar el potencial déficit de mercado que anuncia el Gobierno Nacional, a través de políticas de la UPME que incentiva la construcción de costosas plantas de regasificación para gas natural importado. Las contingencias por temas regulatorios son en su mayoría de YNC tipo CBM, lo que reafirma la enorme oportunidad que posee el país para atender la demanda doméstica con recursos propios; es decir solventar los problemas de abastecimiento de gas natural incluso ante escenarios de una duplicación del consumo hacia 2050.

Inconvenientes del suministro de gas natural a partir de recursos convencionales no descubiertos

A partir de una Creaming Curve[166] para Colombia, Morgan (2019, p. 26) concluye lo siguiente:

-La mayoría de las cuencas en Colombia parecen ser maduras, excepto la Cuenca del Magdalena y más especialmente para gas no asociado.

- Los recursos resultantes[167] por categoría son 0,75 Tcf para la estimación baja, 1,5 Tcf para la estimación media y 3,0 Tcf para la estimación alta.

166 Una Creaming Curve es un diagrama que se utiliza para presentar la relación entre el crecimiento de los recursos agregados o acumulados de los descubrimientos y los pozos perforados. Fue acuñado por primera vez por Shell International. Muchas veces, los descubrimientos más importantes en cualquier cuenca, play o área se realizan al principio de la historia de la exploración. https://www.linkedin.com/pulse/creaming-curves-oil-gas-explortion-p-v-v-s-murthy/

167 Estimaciones bajas, medias y altas para nuevos descubrimientos fueron calculadas extrapolando la curva durante un período de 25 años. La estimación baja presenta un valor principalmente logarítmico tendencia mientras que la estimación alta es lineal.

- El tiempo de desarrollo por campo se anticipa como un perfil de producción de tres tendencias que incluye un período de aceleración de 3,5 a 4,5 años, una meseta de producción máxima particular de cada caso dependiendo de factores técnicos de cada campo como el mecanismo de producción, el tipo de fluidos, el tamaño de los recursos in situ, etc, seguida de un periodo de 5 a 9 años de disminución.

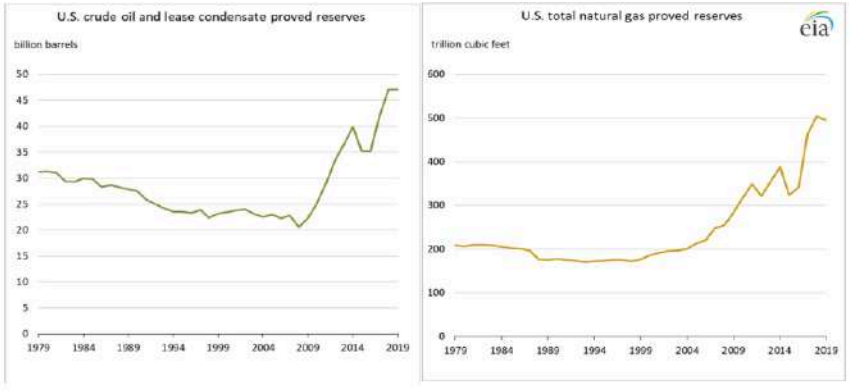
Morgan afirma que la situación anterior da suficiente tiempo para que las regulaciones, la logística y otros aspectos se resuelvan y se pueda abordar el desarrollo de otros tipos de recursos.

Panorama con reservas provenientes de yacimientos no convencionales

Como pudimos ver en el capítulo 1, el país posee recursos prospectivos de crudo y gas natural y contingentes de gas natural CBM. Los inconvenientes anteriores en la producción convencional para petróleo (tendencia a producir crudos pesados) y para gas natural (pérdida de autoabastecimiento de gas natural a mediano plazo), la seguridad energética e ingresos fiscales de la nación y regalías a mediano plazo de las regiones pueden ser solventados con la producción de yacimientos no convencionales. Sin embargo, la existencia de potencial de recursos no implica que estos se desarrollarán de manera extendida, más adelante mostraremos algunos comentarios sobre países con actividad relevante en recursos no convencionales.

Caso Estados Unidos un ejemplo no repetible

Ilustración 60. Reservas probadas de petróleo, condensados y gas natural Estados Unidos de América 1979-2019



Fuente: Energy Information Administration U.S. (EIA, 2021)

En 2008, la tendencia a la baja de reservas probadas tanto de petróleo como de gas natural en Estados Unidos se revirtió cuando se aplicaron innovaciones en perforación direccional y fracturación hidráulica en distintas zonas de ese país. Las ten-

dencias al alza continuaron hasta 2015, cuando la industria experimentó una caída significativa en los precios tanto del petróleo como del gas. Prácticamente el aumento de reservas probadas de Estados Unidos ha sido por el desarrollo de no convencionales, y en menor medida por el golfo de México y Alaska.

Estados Unidos es por lejos el país más exitoso en implementación y desarrollo de recursos no convencionales, ha obtenido hitos como:

- Las tasas de producción inicial continúan aumentando (EIA, 2016). El pozo nuevo promedio en cada una de estas regiones produce más petróleo que los pozos anteriores perforados en la misma región, una tendencia que ha continuado durante más de una década (la producción total y la producción por pozo nuevo han aumentado en el Permian durante 11 años consecutivos.).

- Estas crecientes tasas de producción inicial han ayudado a aumentar la producción de petróleo de no convencionales, a pesar de la desaceleración en la actividad (EIA, 2018) de perforación cuando los precios del petróleo cayeron en 2017.

- En 2019, Estados Unidos exportó alrededor de 8.47 millones de barriles día de petróleo a aproximadamente 190 países. Las exportaciones de petróleo crudo de aproximadamente 2,98 millones de barriles día representaron el 35% del total de las exportaciones brutas de petróleo de EE. UU.

- En 2019 las importaciones netas totales de petróleo resultantes (importaciones menos exportaciones) fueron de aproximadamente 0,67 millones de barriles día en 2019.

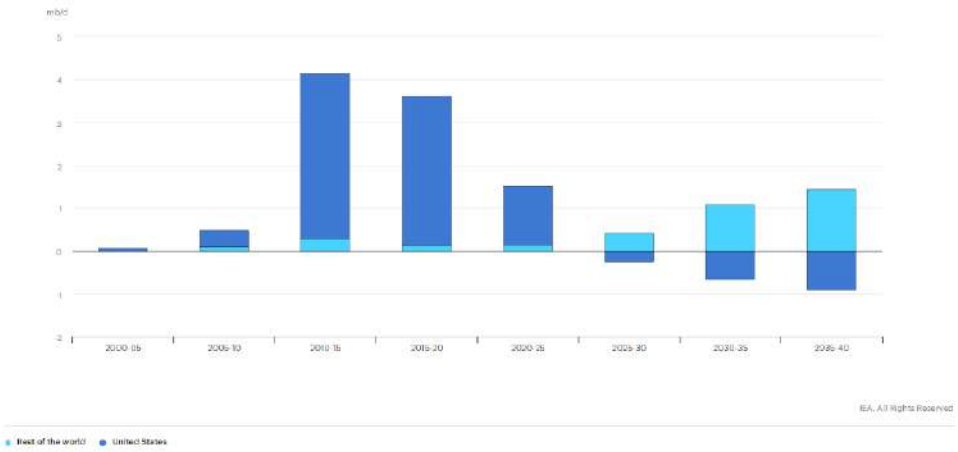
-Orozco (2020)[168] mostraba la abismal diferencia entre la nueva oferta puesta en el mercado por los productores de Estados Unidos vs la OPEC+, casi 5 veces en proporción en el periodo 2014-2019 y como estas crecientes producciones de Estados Unidos lo llevaron a ser prácticamente autosuficientes de hidrocarburos a finales de 2019.

-Aunque Estados Unidos no es el principal país con potencial de no convencionales, sí ha sido el único que ha podido desarrollarlos de forma masiva, principalmente por la naturaleza privada de los derechos de propiedad sobre los minerales, la capacidad de apalancamiento financiero local y el emprendimiento histórico americano que los aboca a tomar riesgos. No necesariamente los plays desarrollados en Estados Unidos son los mejores del mundo, pero sí son los más conocidos geológica,

168 Los recursos no convencionales de hidrocarburos como fenómeno económico- energético global y su impacto, Eusebio José Orozco Cera, Nathalie Melina Correa Niño, VI CONGRESO INTERNACIONAL DE GEOLOGÍA DEL SUR DEL PERÚ, http://fggm.unsa.edu.pe/wp-content/uploads/2020/11/PROGRAMA-GENERAL-VI-GEOSUR-AREQUIPA-2020.pdf

operativa y técnicamente. Esto ha llevado que prácticamente más del 98% de la producción de recursos no convencionales sea de Norteamérica.

Ilustración 61. Cambio en la producción de petróleo de no convencionales en el escenario de nuevas políticas globales. Disgregado Estados Unidos vs. Resto del Mundo 2000-2040



Fuente: Agencia Internacional de Energía (2021)

Ya en 2019 la IEA muestra que, hasta la fecha, solo un número limitado de países ha logrado algún éxito con la producción de petróleo a partir de recursos no convencionales. Canadá produce alrededor de 400 mil barriles por día y la exploración y proyectos iniciales en Argentina ha sido prometedora. Los resultados han sido menos alentadores en otros lugares; China, Sudáfrica y Ucrania experimentaron con pilotos, pero los objetivos de producción se han reducido o la perforación se ha abandonado por completo por diversas razones que van desde falta de potencial real, problemas de disponibilidad de tecnología o insumos, entre otros.

A pesar de estas dificultades a corto plazo, el Escenario de Nuevas Políticas de la IEA (Gould y McGlade, 2019) ve un eventual crecimiento proyectado de producción a partir de no convencionales; principalmente en Argentina (un mercado interno aún por ser abastecido y vecinos con necesidades de gas natural), Canadá (tanto para mezclar con crudos pesados nacionales para transporte y directamente para exportaciones), Rusia (la agencia internacional presupone que tarde o temprano este país deberá iniciar producción de no convencionales para mantener las exportaciones) y México (la IEA para este país anticipa producción de no convencionales a largo plazo), y también hay aumentos en Australia (principalmente en la zona norte, que actualmente es la única región del planeta que ha levantado exitosamente una moratoria a la actividad), China (las estatales están llamadas aun a dominar) y los

Emiratos Árabes Unidos (en 2020 tuvo un incremento en 2 mil millones de barriles de reservas probadas asociadas a YNC y se abocó a la búsqueda de socios estratégicos en Norteamérica para su desarrollo) (Gnana, 2021).

Estados Unidos, Canadá y Argentina son prácticamente los únicos que han iniciado comercialmente producción de recursos no convencionales líquidos y gas natural, mientras China y Australia han iniciado el desarrollo de gas natural de recursos no convencionales.

Algunas lecciones aprendidas de la curva de aprendizaje de estos países son:

-La naturaleza privada de los derechos de propiedad sobre los minerales que rige en ciertos países (Estados Unidos), los aboca a tomar riesgos y por lo tanto tienen más probabilidad de iniciar proyectos exitosos comerciales de no convencionales.

-En países con recursos nacionalizados como Argentina, ha resultado más dinámico un sector mixto, en especial en este último donde la empresa estatal nacional (YPF) se asocia con privados para distribuir el riesgo, atraer inversiones, tecnología y experiencia. En la formación no convencional (Vaca Muerta, 2019) hay 20 empresas que tienen concesiones. La mitad de las firmas son extranjeras, aunque la mayor producción tanto en gas como en petróleo está en manos de operadoras nacionales.

-En China (Argus, 2020) las empresas estatales están solitarias en la actividad (mucho interés por parte de empresas estatales y poca seguridad a empresas extranjeras) y el propio entorno político del país ha llevado al Gobierno chino a subsidiar costos y flexibilizar las regulaciones que rodean la exploración en un intento por impulsar el desarrollo del sector. Sin embargo, a China le queda un largo camino por delante (Wook Mackenzie, 2019) y se ve casi imposible sin empresas independientes reproducir el éxito de Estados Unidos.

- Deloitte (Sanderson, 2019) mostró que, en las fases iniciales del desarrollo de recursos no convencionales, las compañías petroleras integradas tienen la curva de aprendizaje más lenta y muestran una proporción significativa de resultados de pozos inferiores, debido a su entrada tardía a la actividad. Por otro lado, las empresas independientes pure play[169] parecían haber sacado el máximo provecho de sus completamientos de alta intensidad, mostrando una mejor productividad en las primeras etapas en comparación con las compañías petroleras integradas. Estas últimas presentan una caída de la productividad por pozo en desempeño. La dif-

169 Empresas enfocadas en solo una cuenca, campos descubiertos y no descubiertos de esta y algunas veces en un solo tipo de hidrocarburo de venta gas natural o líquidos.

erencia en productividad entre las empresas petroleras integradas y las pure play ha llevado a la consolidación de las segundas mediante fusiones y adquisiciones, y en algunos casos a la puesta en venta de activos de este tipo por las primeras, en general es patente la necesidad de un sector privado E&P para el desarrollo de no convencionales, tal situación se manifiesta en Argentina, Estados Unidos y Canadá.

Ampliaremos a continuación las posibles incorporaciones a partir de YNC para cada tipo de hidrocarburo en Colombia.

Caso Petróleo YNC Colombia

Extrapolar escenarios de producción y reservas probadas a partir de recursos no convencionales prospectivos para un país con la poca o nula madurez de proyectos de este tipo como Colombia puede ser complicado si primeramente no se toman en consideración las siguientes características del entorno:

-Sacando a Estados Unidos como líder indiscutible, vimos cómo solo un número limitado de países ha logrado algún éxito con la producción de petróleo a partir de recursos no convencionales, es decir las condiciones de potencialidad solo conllevan al desarrollo de los recursos bajo condiciones específicas.

-Los potenciales de hidrocarburos a partir de no convencionales en Colombia no se encuentran entre los más altos del mundo (EIA, 2015), por lo tanto, su atractivo para inversión puede no ser generalizado en portafolios; sin embargo, algunos operadores de talla mundial como Conocophillips y Exxon sí han manifestado amplio interés.

-La inherente naturaleza como exportador de hidrocarburos líquidos del país, implica que cualquier proyecto debe superar las tasas internas de retorno e índices económicos subyacentes a unos escenarios de precios internacionales; es decir la producción para exportación debe ser costo competitiva respecto a competidores internacionales, algo que necesariamente no está claro en un escenario inicial de desarrollo de este tipo de recursos. Chen (2015) mostró que "la incertidumbre económica existía al comienzo de estos desarrollos de recursos no convencionales e implica una inversión de capital intensiva que acompaña a grandes incertidumbres de producción comercial".

- Bravo (2019 p. 76-80) destaca entre las principales razones para no haber replicado el caso de éxito de Estados Unidos-Canadá en el país: (i) la incertidumbre en el potencial de producción; (ii) la preocupación por el medio ambiente y la seguridad;

(iii) la disponibilidad de agua y tierra; (iv) los altos precios de operación, (aplicable para toda Latinoamérica); (v) cambios en incentivos regulatorios y económicos; (vi) los problemas de aceptación pública; (vii) las débiles capacidades de control del Gobierno; (viii) falta de estudios de impacto potencial en la salud y el medio ambiente; (ix) precios y mercados de petróleo y gas.

- Fucello & Anderson (SPE Workshop, 2019) mostraron y reafirmaron que uno de los mayores desafíos para desarrollar recursos no convencionales en Colombia es el pronóstico de la producción, los modelos de previsión basados en la naturaleza física y empíricos pueden ser utilizados para resolver problemas específicos de espaciamiento, tasa de manipulación de producción restringida, "auditoría" para los informes de reservas, etc., pero, en general, se necesitan datos y múltiples pozos para tener un enfoque probabilístico acorde que permita reducir la incertidumbre y mejorar los análisis.

-La economía de un proyecto de no convencionales depende de múltiples factores, se destaca el nivel de Recuperación Final Estimada (EUR)[170], este dato permite en un tiempo de vida de cualquier proyecto realizar concretamente escenarios de producción y por lo tanto de flujo de caja para analizar la viabilidad o no de las inversiones; este dato es aún inexistente en el país, dada la falta de pozos asociados al tipo de recursos que impide su modelamiento.

Los recursos no convencionales con potencial de líquidos pueden ser una oportunidad para el país de adicionar o reemplazar en la matriz de producción la declinación de los campos convencionales, y en el caso que la curva de aprendizaje sea consistente y se amplié la competitividad pueden ayudar a aumentar o mantener las exportaciones de hidrocarburos. Aunque existen recursos prospectivos[171] son inciertas aún las estimaciones de las cantidades recuperables dadas las mayores incertidumbres involucradas en la etapa inicial y en la mayoría de los casos[172], sin embargo sobre la eficiencia de recobro pueden hacerse hipótesis considerando proyectos o formaciones análogas, como se aborda a continuación.

170 SPE-PRMS 2018 1.1.0.8 A. Recuperación Final Estimada (EUR), no es una clase o categoría de recursos, sino un término que puede ser aplicado a una acumulación o grupo de acumulaciones (descubiertas o no descubiertas) para definir aquellas cantidades de petróleo estimadas, a una fecha dada, a ser potencialmente recuperables, más aquellas cantidades ya producidas de la acumulación o grupo de acumulaciones. Para mayor claridad, EUR (por sus siglas en inglés) debe referirse a las condiciones técnicas y económicas asociadas a los recursos, por ejemplo, el EUR probado son las Reservas Probadas más la producción acumulada.

171 SPE-PRMS 2018 1.1.0.6 D. Recursos Prospectivos son aquellas cantidades de petróleo estimadas, a una fecha dada, a ser potencialmente recuperables, de acumulaciones no descubiertas, por la aplicación de proyectos de desarrollo futuros. Los Recursos Prospectivos tienen asociados tanto un chance de descubrimiento geológico como un chance de desarrollo. Los Recursos Prospectivos se categorizan con mayor detalle de acuerdo con el rango de incertidumbre asociado a las estimaciones recuperables, asumiendo descubrimiento y desarrollo y pueden ser subclasificados con base en la madurez del proyecto

172 SPE-PRMS 2018 1.2.0.9 Evaluaciones de Recursos Basadas en Proyectos.

Un ejercicio hipotético YNC Colombia

Un ejercicio hipotético planteado en este análisis fue considerar las formaciones rocosas del Cretácico La Luna y Rosablanca en la cuenca del Magdalena Medio de Colombia, como análogas al Eagle Ford en Texas (Petzet, 2012), diversos datos ayudan a validar esta suposición destacando:

Ilustración 62. Características comparativas de los reservorios no convencionales Colombia vs Estados Unidos

Características comparativas de los reservorios

	Eagle Ford	Bakken	La Luna	Tablazo-Rosablanca
Profundidad (pies)	6k-8k	7k-11k	8k-12k	10k-12k
Espesor (pies)	75-300	<100	1k-2k	480-920
Porosidad (%)	4-5	8-12	3-14	3-14
Madurez térmica (VRo)	0.5-1.3	0.5-1.3	0.6-1.2	0.6-1.2
TOC(Wt%)	3-5	5-10	2-8	2-8

Fuente: Corporación Apache (NYSE: APA) Presentación inversionistas, Ene'14
Representa Eagle Ford (petróleo) y Bakken Medio

Fuente: Canacol Energy 2014.

Partiendo de esa suposición podemos ampliar el análisis agregando lo siguiente:

- Para el Eagle Ford (Wachtmeister, 2017), el IP30[173] mensual promedio 2017 fue de alrededor de 500 bbl / día, lo que arroja un EUR en el rango de 150-290 kbbl dependiendo de la curva utilizada, la vida útil del pozo asumida o el nivel de corte de producción.

- La media más alta de EUR por pozo se ha visto en 334.000 bbl en algunos condados como DeWitt (Oil and Gas Editors, 2014).

- Los EUR generalmente se estabilizan después de 3 años de producción, típicamente para esta formación y en general para las formaciones tight la mitad del EUR se produce en ese período.

- Como sabemos las declinaciones de estos pozos son muy grandes en los prim-

173 Una medida estándar de productividad de los pozos de recursos no convencionales relacionada con el promedio de producción diaria para el primer mes de productividad de hidrocarburos luego del periodo de *flowback*.

eros años de producción, en el caso del homólogo Eagle Ford Henrik Wachtmeister (2017) definieron un histórico de la tasa media de disminución anual durante el primer, segundo y tercer año de producción como Año 1 - 74 %, Año 2 - 47 % y Año 3 - 19 %. Sin embargo, incluso esta extrapolación es incierta, ya que estos pozos típicos tienen 83% de líquidos normalizado con 2,000 lb/ft etapa y 6800 ft laterales y sobre estos parámetros no hay comparativos disponibles en el país.

- Los recursos prospectivos de petróleo tight, según las estimaciones de la ANH, van desde 1.718 MBls en el escenario bajo hasta 11.113 MBls en el escenario alto, pasando por 5.230 MBls en un escenario medio.[174]

Estos valores son altos considerando que el USGS (2017) estimó, basado en una metodología de evaluación desde la geología, que la media no descubierta, técnicamente recuperable, de recursos tight oil está en el orden de 450 millones de barriles de petróleo y 1.0 Tera pies cúbicos de gas en las cuencas del Magdalena Medio y Superior en Colombia.

-Cualquier tipo de hidrocarburo a desarrollar en el país muy posiblemente no se pueda proyectar más allá de 2050, es decir tenemos un timeframe de 30 años, esta situación es consistente con los anuncios de diferentes e importantes fondos de inversiones globales como BlackRock (2021).

-Un pozo se considera en abandono si su tasa de producción día está por debajo de 20 barriles, según las suposiciones anteriores esto se cumpliría en 18 años a una declinación de 10 % anual luego del cuarto año.

A partir de estos datos, los autores simularon los escenarios para Colombia obteniendo lo siguiente:

El país tendría un mínimo de pozos a perforar de 4.629 y un escenario más probable de 16.231 pozos, lo que podría implicar inversiones (considerando de 7 a 13 millones de dólares por pozo) de 60 mil a 211 mil millones de dólares, o de 2 a 7 mil millones de dólares año por 30 años. La meseta de producción del país depende de la agresividad de la perforación en las fases iniciales, el escenario más bajo implicaría una producción promedio día de 150 mil bbl y una máxima de 920 mil bbl (ambos muy improbables, el valor 'real' estaría en un intermedio), los ingresos para el país dependerán inexorablemente de los precios del petróleo durante todo el periodo.

174 Radicado 20215110038621 Id: 585820 Fecha: 2021-03-12 ANH, respuesta a solicitud del Derecho de petición ANH ID 574375 radicado fecha 27 de enero 2021.

No es posible hacer un análisis más exhaustivo sin haber hecho los pilotos pertinentes o incluso unos desarrollos iniciales, aun dadas estas condiciones de incertidumbre, ciertamente el nivel de potencial de estos recursos y sus características y su posible desarrollo implicaría escenarios de producción e inversiones nada despreciables para la golpeada y dependiente economía de Colombia.

Beneficios adicionales YNC

La potencial entrada en producción de yacimientos no convencionales con enfoque a líquidos en Colombia puede ayudar adicionalmente en:

-Reducir emisiones ya que estos hidrocarburos son típicamente más livianos que los de campos convencionales en el país, se espera que los hidrocarburos obtenidos sean más ligeros (Energy Insights, s.f.) y tengan menores contenidos de azufre, situación que ayudaría a reducir este contaminante en los derivados combustibles que actualmente está en rangos de alrededor de 50 ppm (Restrepo, 2021).

-Dada la calidad de crudos anteriores, estos pueden ser usados para mezcla de transporte de los crudos pesados del país y reducciones de importaciones de nafta y otros derivados.

- La industria global todavía está recuperando solo un estimado del 5 al 8 por ciento de los hidrocarburos presentes en shales ricos en líquidos (King, 2014). En contraste, los reservorios convencionales rinden entre un 15 y un 30%+ en la producción primaria y hasta otro 30% en las operaciones de recuperación mejorada secundaria y terciaria. Esto podría ser interpretado como si este tipo de desarrollos necesitaran muchos más pozos; sin embargo, esto es una lectura errada de la situación: se necesitaron décadas y más de un millón de pozos en yacimientos convencionales para llegar niveles de producción menores que los obtenidos por Estados Unidos en menos de 10 años con miles de pozos de no convencionales[175]. La continua migración de matriz de producción de convencionales a no convencionales en el país implicaría menores impactos al paisaje y menos locaciones.

Debemos ser enfáticos en afirmar que los escenarios más probables a mediano plazo no pueden simularse bajo el modelo de la revolución ocurrida en Estados Unidos, la cual no se replicará a la misma escala en ningún otro lugar del mundo. Sin embargo, cualquier desarrollo de este tipo tendría efectos como los señalados por Bădileanua (2015): "a nivel macroeconómico, el mayor desarrollo de recursos no convencionales puede influir en el crecimiento económico de dos maneras: a) la energía más barata

175 Blumsack (2019) concluyo que, debido a los altos niveles de producción inicial, los miles de pozos no convencionales que se han perforado en Estados Unidos están produciendo a niveles más altos de lo que lo haría un número similar de pozos convencionales, the Pennsylvania State University. Curso EME 801Energy Markets, Policy, and Regulation: https://www.e-education.psu.edu/eme801/node/521

podría incrementar la competitividad a través de menores precios al consumidor y menos importaciones; b) la ocupación a corto plazo y el crecimiento del PIB a través de la movilización de recursos de inversión".

Replicar el caso de desarrollo YNC de los Estados Unidos en Colombia será prácticamente imposible, en escala tiempo, inversiones, etc., pero si Colombia no empieza a madurar sus proyectos y avanzar con los pilotos pertinentes, nunca obtendrá los beneficios que hacen mucha falta a su economía para financiar sus retos sociales y de desarrollo.

Caso Gas Natural YNC Colombia

El potencial de recursos no convencionales de gas natural para el país muestra unas condiciones interesantes, tenemos tanto recursos contingentes de gas natural de CBM como prospectivos de tight gas. En el caso del CBM, los volúmenes ya estarían descubiertos, pero carecen de condiciones de comerciabilidad. Desconocemos si la ANH, en aplicación de mejores prácticas internacionales, ha incorporado esos volúmenes en el balance general del país, esto estaría en línea con la EIA (2019) de Estados Unidos que descontinuó la presentación separada de CBM desde el informe de 2018[176].

Según la ANH, a corte 2019[177] el país disponía de CBM contingentes en escenarios bajo 0,282 Tcf, medio 0,650 Tcf y alto 1,613 Tcf. Dadas las cifras también tendrían altas incertidumbres en sus volúmenes (en un timeframe de 30 años hablamos de producción media desde 10 -53 Gpc año o el equivalente a 2,6 -13,6 % a condiciones de consumo 2019 - 391 Gpc). Adicionalmente, todos estarían en la cuenca Cesar Ranchería; es decir, cualquier potencial de producción de ese tipo entraría solamente a ofertarse en el sub mercado Costa, lo cual implica varias cosas:

- Se podría solventar la declinación de los campos actuales y mantener la oferta a niveles de demanda a mediano plazo en el submercado Costa sin necesidades estrictas de importaciones.
- Se podría ampliar la senda de descolonización en el submercado Costa al tener oferta que compita contra el uso de la leña para viviendas y contra el uso de combustibles líquidos en plantas térmicas.
- El riesgo inesperado de que el gas natural de recursos no convencionales pueda saturar el submercado de la costa atlántica es mínimo dado los tiem-

176 La EIA no incluyó reservas probadas de metano en capas de carbón- CBM como una categoría de datos separada en el informe de 2018 ni en el informe de 2019, en este último se incluyó como gas natural convencional.
177 Radicado 20215110038621 Id: 585820 Fecha: 2021-03-12 ANH, respuesta a solicitud del Derecho de petición ANH ID 574375 radicado fecha 27 de enero 2021.

pos típicos de desarrollo de estos tipos de recursos y la posibilidad en el mediano plazo de una conexión puede liberar capacidad al submercado Centro.

- La probabilidad de que el país exporte gas natural a partir de estos recursos contingentes de CBM migrados a reservas es poca o nula.
- Ante la falta de datos sobre recursos prospectivos de CBM, los autores descartan hacer comentarios sobre ello.

Las estimaciones para recursos no convencionales tight gas según ANH 2019[178] van desde 8 terapies cúbicos en el escenario bajo y 14,7 terapies en el escenario medio, hasta 26.6 terapies cúbicos en el escenario alto, todos ubicados también en las cuencas VMM, Cesar Ranchería y Catatumbo, es decir en el submercado Costa. La producción potencial (en un timeframe de 30 años) es un escenario de producción media desde 267 -887 Gpc año o el equivalente a 68,2 -226,8 % a condiciones de consumo 2019 - 391 Gpc. Cualquier potencial de producción de ese tipo entraría solamente a ofertarse en el submercado Costa, lo cual implica, dado el nivel de volúmenes, que el país obligatoriamente tendría que discutir la posibilidad en el mediano plazo de una conexión que puede liberar capacidad al submercado centro y conecte estos dos mercados.

Las características de estos recursos prospectivos YNC nos llevan al siguiente análisis de escenarios de producción:

- Se podría solventar la declinación de los campos actuales, mantener la oferta e incluso tener excedentes netos a exportación (dependiendo del nivel de conocimiento, curva de aprendizaje y capacidad de adquirir competitividad). La demanda a mediano plazo en el submercado Costa —y, en caso de tener conexión, a todo el país— estaría prácticamente asegurada.
- Se podría tener el gas natural en firme necesario para servir de back up a las energías renovables, el National Bureau of Economic Research (NBER 2016, p.3) establece que un aumento del 1 por ciento en la participación de la capacidad de generación de fósiles de reacción rápida (centrales térmicas a gas natural) está asociado con un aumento del 0,88% en renovables a largo plazo.
- La senda de descarbonización en el país puede desarrollarse, al tener potencial de oferta en firme que permita inversiones a largo plazo para la expansión del gas natural, como competencia directa contra el uso de la leña por 5 millones de colombianos, es decir, aproximadamente el 10% de la población

178 Radicado 20215110038621 Id: 585820 Fecha: 2021-03-12 ANH, respuesta a solicitud del Derecho de petición ANH ID 574375 radicado fecha 27 de enero 2021.

(López, 2020). En particular las zonas Caribe, Central, Oriental y Pacífica que son las que más utilizan este combustible de alto impacto en emisiones y en la salud de las personas.

- En el escenario de descarbonización de la UPME prevén crecimiento en demanda de gas natural en Colombia de entre 1,6 y 2.6 veces al 2050. El gran problema a resolver es la oferta de gas natural para equilibrar esta demanda creciente, los escenarios UPME no incluyen el potencial de YNC ni los recursos contingentes ya descubiertos ni los potenciales descubrimientos asociados a recursos prospectivos, por lo que pueden ser mucho más restrictivos respecto a la oferta futura potencial de lo que realmente se manifieste en la realidad con el tiempo.
- La probabilidad de que el país exporte gas natural al menos a partir de la migración a reservas de estos recursos es improbable, sin embargo dado el nivel de madurez nulo o bajo de explotación de estos en el país (no descubiertos[179]), la precariedad de datos en firme ante la falta de pozos y proyectos para tight gas apenas preliminares, y ante la realidad de que los potenciales pueden variar significativamente una vez el primer pozo horizontal o los pilotos hayan sido desarrollados, los autores descartan hacer comentarios sobre ello.

El potencial de recursos no convencionales de gas natural para el país muestra unas condiciones interesantes, tanto para recursos contingentes de gas natural de CBM como prospectivos de tight gas, con notables implicaciones para los mercados Costa e Interior. Como vimos existen recursos contingentes asociados a asuntos legales y contractuales de aproximadamente 1944 Gpc, volumen correspondiente a CBM descubiertos y en su mayoría paralizados a causa de las demandas y acciones interpuestas para evitar que los YNC se desarrollen. Es desconcertante desde el punto de vista tanto técnico como económico que de un lado Colombia posea tal nivel de recursos contingentes y prospectividad para gas natural en tierra y offshore local, pero de otro lado el país tenga como propuesta de abastecimiento el implementar y acometer cuantiosas inversiones en una infraestructura de importación de gas natural exterior para atender sus necesidades de demanda.

Lo anterior se muestra como un claro detrimento de la potencial inversión, empleos del sector, regalías y desarrollo regional. Los autores recomiendan aumentar el rig-

179 SPE-PRMS 2018 2.1.1 Determinación del Estado del Descubrimiento 2.1.1.1 Se determina que una acumulación de petróleo descubierta existe cuando uno o más pozos exploratorios han establecido a través de pruebas, muestreo y/o registros la presencia de una cantidad significativa de hidrocarburos potencialmente recuperables y por lo tanto han establecido una acumulación conocida. En ausencia de una prueba de flujo o muestreo, la determinación de descubrimiento requiere confianza en la presencia de hidrocarburos y evidencia de que puedan ser producidos, el cual puede estar respaldado por productores análogos adecuados (ver Sección 4.1.1, Analogías). En este contexto, "significativa" implica que hay evidencia de una cantidad suficiente de petróleo que justifique la estimación de cantidades en sitio demostrada por el(los) pozo(s) y la evaluación del potencial del recobro comercial.

or técnico a la discusión de las propuestas de plantas de regasificación dado que el déficit en el mercado de gas natural del interior se podría fácilmente subsanar conectando físicamente los mercados Costa e Interior y con tarifa estampilla para gasoductos, opción factible que sería mucho más barata que importar gas natural para el interior y occidente del país, ya que la oferta necesaria se podría obtener del amplio desarrollo actual y esperado de cuencas como Cesar Ranchería o Valle Inferior del Magdalena. Colombia puede a todas luces garantizar su seguridad e independencia energética si consolida las necesidades mostradas para aprovechar sus recursos domésticos.

La Asociación Colombiana del Petróleo y Gas (2021), contribuyendo a este tema en conjunto con las empresas productoras, identificó proyectos concretos que podrían aportar gas natural adicional al mercado nacional; entre otros, presenta una propuesta de hoja de ruta con las cinco principales medidas para impulsar el desarrollo de nueva oferta de gas nacional.

Conclusiones

- En general el panorama de reservas de hidrocarburos en Colombia para petróleo y Gas natural es disímil, mientras que del lado del petróleo Colombia tiene unas constantes incorporaciones destacándose el papel de los crudos pesados, para gas natural existen inconvenientes del suministro a partir de recursos convencionales no descubiertos.

-El potencial de recursos no convencionales tanto de petróleo como de gas natural para el país muestra unas condiciones interesantes que, en caso de resolver inconvenientes, podrían incorporar en el escenario más bajo una producción promedio día de crudo de 150 mil bbl y una máxima de 920 mil bbl, para gas natural una producción media desde 267 -887 Gpc año o el equivalente a 68,2 -226,8 % a condiciones de consumo 2019 - 391 Gpc.

- Es notable la existencia de amplios recursos contingentes asociados a asuntos legales y contractuales de aproximadamente 1944 Gpc, volumen correspondiente a CBM descubiertos y en su mayoría paralizados a causa de las demandas y acciones interpuestas para evitar que los YNC se desarrollen. Desde un punto de vista tanto técnico como económico no se considera pertinente la propuesta de acometer cuantiosas inversiones en una infraestructura de importación de gas natural exterior para atender necesidades de demanda teniendo tantos recursos locales.

- Aun dada algunas condiciones de incertidumbre, ciertamente el nivel de potencial de los recursos en Colombia, sus características y su posible desarrollo implicaría escenarios de producción e inversiones nada despreciables para la golpeada y dependiente economía del país, pero si no se empieza a madurar los proyectos con los pilotos pertinentes, nunca se tendrán los beneficios potenciales, situación que manifiesta una urgencia dadas las necesidades económicas para financiar los retos sociales y de desarrollo del país.

ENSAYO 6

ENSAYO: 5
Diagnóstico y análisis – Debate jurídico

Autora: María Angélica Legarda[180]

4.1. Antecedentes normativos en materia de YNC

Los antecedentes en el marco de la exploración y producción de yacimientos no convencionales (YNC) en Colombia, se remontan al año 2005, cuando la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) suscribió el contrato La Loma de exploración y explotación de hidrocarburos incluido "(…) el Gas Metano Asociado al Carbón, que se descubran dentro de dicha área". En atención a la exploración desarrollada en el mencionado contrato (ANH, 2016) la Operadora presentó aviso de descubrimiento para el Pozo Caporo 1 en octubre de 2007, para el Pozo Iguana 1 en febrero de 2009 y para Hicotea 1 en enero de 2010. El campo La Loma inició periodo de producción desde la declaración de comercialidad presentada por la Operadora el 14 de febrero de 2012.

Sobre el particular, no existía para el 2004 en el país regulación referente al manejo, seguimiento y control de actividades relacionadas con la exploración y explotación de gas metano asociado a mantos de carbón, y tampoco se había hecho referencia en el país (en lo jurídico) a este tipo de recurso con la clasificación de No Convencional. En esa línea, solo hasta cuatro años después se emitió la primera referencia al respecto por medio del CONPES 3517 del 12 de mayo de 2008 denominado "LINEAMIENTOS DE POLÍTICA PARA LA ASIGNACIÓN DE LOS DERECHOS DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE GAS METANO EN DEPÓSITOS DE CARBÓN", en cuya elaboración participaron el Ministerio de Minas y Energía (MME), la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y el Instituto Colombiano de Geología y Minería (hoy Servicio Geológico Colombiano, SGC), de modo que el referido CONPES abordó definiciones técnicas, aspectos jurídicos, las estrategias y plan de acción respecto del CBM en Colombia.

En especial se resalta que a través del documento por primera vez se hace referencia a los Yacimientos No Convencionales en los siguientes términos: "El gas metano en depósitos de carbón (GMDC) es una forma de gas natural presente en yacimientos no convencionales"; y su descripción muestra la siguiente definición: "Los gases de yacimientos no convencionales son aquellos que se encuentran en reservo-

180 Abogada Especialista en Derecho Minero Energético y Desarrollo Sostenible de la Universidad de los Andes, candidata a Magister en Regulación Minero Energética Petrolera de la Universidad Externado de Colombia, con más de siete años de experiencia profesional, incluyendo el seguimiento jurídico y resolución de conflictos respecto de las obligaciones ambientales, sociales, contractuales, técnicas y regulatorias derivadas de los contratos de hidrocarburos en Colombia, régimen sancionatorio del sector petrolero y experiencia en reforma regulatoria del sector energético- O&G, actualmente se desempeña como consultora independiente.

rios diferentes a aquellos en donde se presenta el gas natural. Entre estos gases se suelen incluir: i) los gases extraídos de arenas de baja permeabilidad (tight sands); ii) los gases presentes en arcillas bituminosas (gas shales); y iii) el gas metano en depósitos de carbón (coalbed natural gas, coalbed gas methane o natural gas in coal)".

Ahora bien, en el documento se recomienda "(...) 2. Solicitar a la Agencia Nacional de Hidrocarburos que, en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía y en un plazo no mayor a nueve meses, elabore y adopte un reglamento para la contratación de áreas para la exploración y producción de gas metano en depósitos de carbón o proponga los ajustes pertinentes al reglamento de contratación vigente. 3. Solicitar a la Agencia Nacional de Hidrocarburos que, en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía y en un plazo no mayor a nueve meses, elabore y adopte un modelo de contrato de exploración y producción de gas metano en depósitos de carbón".

En materia normativa y regulatoria desde 1886 hasta la creación de la ANH en 2003, la regulación pertinente para el adecuado desarrollo de la industria era expedida por diferentes entidades y ramas del poder público, lo que dejaba al operador un ámbito de autonomía y libre desarrollo técnico acorde con las prácticas-técnicas-tecnología del Oil&Gas. La aparición de la ANH limitó dicha autonomía, sin embargo, este mismo organismo le dio la oportunidad al desarrollo del CBM como recurso No Convencional, para regularlo con posterioridad, siguiendo las recomendaciones del CONPES 3517 del 12 de mayo de 2008.

Posteriormente, se expidió la Resolución 181495 del 2 de septiembre de 2009, "Por la cual se establecen medidas en materia de Exploración y Explotación de Hidrocarburos", del Ministerio de Minas y Energía, en la cual se regularon y controlaron las actividades relativas a la exploración y explotación de hidrocarburos, maximizar su recuperación final y evitar su desperdicio; en su artículo 1º-Parágrafo dispuso que "El Ministerio de Minas y Energía regulará las actividades relativas a la exploración y explotación de los yacimientos no convencionales".

De dicha resolución es el marco general del ejercicio de la función de fiscalización emanada de la Ley 2056 de 2020 "POR LA CUAL SE REGULA LA ORGANIZACIÓN Y EL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA GENERAL DE REGALÍAS". De su artículo 7 Literal B- numeral 2º, se desprende que tal función está orientada al "(...) cumplimiento de las normas y de las obligaciones derivadas de los contratos y convenios, títulos mineros y demás figuras que por mandato legal permiten la exploración y explotación de recursos naturales no renovables, incluidas las etapas de desmantelamiento, taponamientos, abandono y en general de cierres de operaciones tanto mineras como de hi-

drocarburos, según corresponda; igualmente incluye la determinación y verificación efectiva de los volúmenes de producción, la aplicación de buenas prácticas de exploración, explotación y producción, el cumplimiento de las normas de seguridad en labores mineras y de hidrocarburos, la verificación y el recaudo de regalías y compensaciones, como base fundamental para el funcionamiento del Sistema General de Regalías". (Subrayado y negrilla fuera de texto)

De la lectura de la norma, es evidente que la función de hacer cumplir la normatividad no sólo en materia técnica, sino en términos generales social, ambiental, fiscalmente, pertenece a la Agencia Nacional de Hidrocarburos, que anteriormente ejercía por delegación acorde con el artículo 13 de la Ley 1530 de 2012. Por tanto, aun cuando no se contaba con una regulación explícita sobre Yacimientos No Convencionales, podría darse aplicación a otras disposiciones similares que permitieran fiscalizar tales actividades, como la Resolución 181495 ya mencionada.

En desarrollo del parágrafo del artículo 1º de la Resolución 181495, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 180742 del 16 de mayo de 2012, publicada en el Diario Oficial No. 48657del 28 de diciembre de 2012: "por la cual se establecen los procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales"; a través de la cual señaló el "(…) el procedimiento para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, con el fin de propender que las actividades que desarrollen las personas naturales o jurídicas, públicas o privadas garanticen el desarrollo sostenible de los recursos naturales no renovables, atendiendo las buenas prácticas de la industria". Así las cosas, en el objeto mismo de la Resolución se observa intrínseco el concepto de desarrollo sostenible y la referencia expresa en el artículo 2º a que "Los procedimientos que no se especifiquen dentro del presente reglamento en relación a la exploración y explotación de yacimientos no convencionales se regirán por lo dispuesto en la Resolución 181495 de 2009 o las normas que lo modifiquen o sustituyan". (Subrayado y negrilla fuera de texto)

Luego, a través del Decreto Reglamentario 3004 de 2013, el presidente de la República estableció los criterios y procedimientos aplicables a la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, con el fin de incorporar las especificaciones técnicas requeridas para lograr el aprovechamiento integral de los recursos naturales no renovables que comprenden esta clase de formaciones, bajo parámetros que conduzcan la observancia de las disposiciones ambientales vigentes. En el referido Decreto Reglamentario se conoció, desde la visión del poder ejecutivo, la definición que este daba a los YNC: "(…) la formación rocosa con baja

permeabilidad primaria a la que se le debe realizar estimulación para mejorar las condiciones de movilidad y recobro de hidrocarburos".

Además, en el decreto se determinó la lista de yacimientos no convencionales para el Estado Colombiano:

1. Los yacimientos no convencionales que incluyen gas y petróleo en arenas.
2. Carbonatos apretados.
3. Gas metano asociado a mantos de carbón (CBM).
4. Gas y petróleo de lutitas (shale).
5. Hidratos de metano.
6. Arenas bituminosas.

En el Decreto, también conminó al Ministerio de Minas y Energía a emitir, dentro de los seis meses siguientes a su publicación, el reglamento técnico referente a la exploración y explotación de Yacimientos No Convencionales, incluyendo los siguientes aspectos que consideró como de mayor relevancia:

1. Integridad de pozos.
2. Estimulación hidráulica.
3. Inyección de agua de producción.
4. Fluidos de retorno.
5. Sobre otras materias técnicas asociadas a la exploración y explotación de los yacimientos no convencionales, para adelantar actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en los citados yacimientos, a excepción de las arenas bituminosas e hidratos de metano.

Del anterior listado se evidencia que la preocupación a la fecha de expedición del decreto giraba en torno al uso del recurso hídrico: la cantidad de agua requerida, la posibilidad de reinyectar agua de producción, la protección de los acuíferos y aguas subterráneas a través de una adecuada y rigurosa integridad de pozos, de modo que el fluido de fractura u otros componentes químicos no migrara hacia dichas fuentes de agua. Sin embargo, aunque el listado enunciado incluye aspectos muy puntuales no eran nuevos para la industria petrolera.

Finalmente, el decreto se refirió a los acuerdos operacionales a suscribir en caso de superposición total o parcial entre actividades de exploración y explotación de hi-

drocarburos y minería, para lo cual debía emitirse regulación adicional.

El referenciado decreto fue desarrollado por la Resolución 90341 de 2014 en la cual se determinan los "requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales con excepción de las arenas bituminosas e hidratos de metano, con el fin de propender que las actividades que desarrollen las personas naturales o jurídicas, públicas o privadas, garanticen el desarrollo sostenible de la actividad industrial".

En el artículo 2º ibidem se contempló la posibilidad de acudir, en los aspectos que no quedaran regulados en dicho acto administrativo, a la Resolución 181495, de igual manera que lo había previsto la Resolución 180742 del 16 de mayo de 2012, disposición que es considerada sin validez por parte del Honorable Consejo de Estado en pronunciamientos a los que se hará alusión más adelante.

La mencionada resolución se refirió a temas específicos relevantes frente a YNC, entre los cuales se encuentran:

1. Programa global de perforación.
2. Prueba inicial de producción en yacimientos no convencionales.
3. Prueba piloto de pozos.
4. Registros de muestreo para pozos exploratorios en yacimientos no convencionales.
5. Registros y muestreo para pozos estratigráficos en yacimientos no convencionales.
6. Requerimientos de cimentación (y revestimiento) para pozos exploratorios y de desarrollo.
7. Requerimientos para operaciones de estimulación hidráulica.
8. Requerimientos para pozos inyectores de fluido de retorno y agua de producción.
9. Suspensión de actividades de inyección, inspecciones, almacenamiento y disposición del material radiactivo.

Bajo los parámetros de la Resolución 90341 de 2014 y del Decreto 3004 de 2013, la Agencia Nacional de Hidrocarburos procedió a expedir el Acuerdo No. 03 del 26 de marzo de 2014, con el objetivo de incorporar en el reglamento de contratación de la entidad los parámetros y normas aplicables al desarrollo de yacimientos no con-

vencionales. Todo ello con fundamento en el desarrollo sostenible, del cual trataba la Ley 1450 de 2011 (Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014), y con el propósito de impulsar el crecimiento económico del Colombia, de modo que se promoviera la generación de empleo, el incremento de reservas, y la materialización del potencial hidrocarburífero del país.

En simultáneo al lanzamiento del nuevo acuerdo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible expidió la Resolución 0421 del 20 de marzo de 2014, en la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos y se toman otras determinaciones. En esta resolución no se dedicó de manera relevante apreciación alguna referente a yacimientos no convencionales; no obstante, en el Anexo No. 3 Numeral 14 del documento, se incluyeron los "Términos de Referencia y Requerimientos Complementarios para el Estudio de Impacto Ambiental y Plan de Manejo Ambiental para la Actividad de Exploración de Hidrocarburos en Yacimientos no Convencionales"[181].

Estos términos de referencia son un complemento si se trata de yacimientos no convencionales, sin embargo se aclara que los términos de referencia solo aplican para el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) y el Plan de Manejo Ambiental (PMA) de actividades exploratorias, lo que excluiría automáticamente a cualquier contrato o propuesta de producción en yacimientos no convencionales.

En suma, la regulación vigente para yacimientos no convencionales, hasta antes de la suspensión del 8 de noviembre de 2018, estaba integrada por la Resolución 90341 de 2014, el Decreto 3004 de 2013, ambas del Ministerio de Minas y Energía, y la Resolución 0421 del 20 de marzo de 2014 - Anexo 3 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible

En consecuencia, una gran crítica a la entidad que administra el recurso hidrocarburífero, versa sobre el por qué otorgó contratos de exploración y producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales desde 2014, a sabiendas que la normativa ambiental únicamente facultaba para que se efectuaran actividades de exploración.

181 Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible-MADS., (2014), tomado de: https://archivo.minambiente.gov.co/images/normativa/resoluciones/2014/resolucion_421_marzo_2014.pdf

Aprendizaje del acápite I

1. El primer antecedente sobre Yacimientos No Convencionales en materia normativa no proviene de la regulación, su origen es contractual puesto que en el año 2004 fue suscrito el Contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos La Loma- especialmente para el desarrollo de tales actividades sobre yacimientos de Gas Metano Asociado a Mantos de Carbón o Coal Bed Methane – CBM. Y aunque el CONPES 3517 del 12 de mayo de 2008 fue expedido años más tarde, recomendando la expedición de regulación sobre las actividades de petróleo y gas frente al CBM, el Gobierno solo expidió la regulación (técnica) para yacimientos no convencionales hasta los años 2013 y 2014. Sin embargo, en materia ambiental la regulación era escasa y evidentemente insuficiente puesto que no hacía referencia a estudios ambientales realizados en materia de YNC.

2. Desde el siglo XIX la regulación colombiana se ha adaptado con el paso del tiempo a los requerimientos que ha exigido el avance del sector petrolero. De modo que no es extraño el nuevo reto que en este momento enfrentan el Gobierno y la industria petrolera, referente a la creación y puesta en marcha de regulación para el análisis técnico científico de los efectos que puede generar el desarrollo de los YNC, a través de Proyectos Piloto de Investigación Integral.

4.2. Análisis de los pronunciamientos del Consejo de Estado frente a la exploración y producción de YNC en Colombia

Disclaimer: Se hace claridad que en el acápite no se mencionarán la totalidad de las decisiones (autos de interlocutorios y de sustanciación) emitidas en el proceso que cursa ante el Consejo de Estado con radicación 11001-0326-000-2016-00140-00 (57.819).

Decisión: Auto sobre medidas cautelares del 8 de noviembre de 2018.

En el marco de la demanda del Medio de Control de Nulidad Simple presentada por Esteban Antonio Lagos González en su calidad de miembro del GRUPO DE LITIGIO DE INTERÉS PÚBLICO (GLIP) DE LA UNIVERSIDAD DEL NORTE (Lagos, 2014) contra el Ministerio de Minas y Energía y la Agencia Nacional de Hidrocarburos, que actualmente cursa ante el Consejo de Estado- Sala de lo Contencioso Administrativa, Sección Tercera bajo el No. de radicación 11001-0326-000-2016-00140-00 (57.819), fue emitido Auto del 8 de noviembre de 2018.

Sobre el particular, antes de proceder al análisis de la providencia o decisión judicial, es pertinente tener claras las disposiciones que el demandante considera vulneradas en la regulación, tales como:

1. El artículo 79 de la C.P.N.: Sobre el derecho de las personas a gozar del ambiente sano y la garantía de participación de la comunidad en las decisiones que pueden afectarla.

   Además, el artículo hace referencia al deber del Estado de (i) proteger la diversidad e integridad, y (ii) fomentar la educación para el logro de estos fines.

2. El artículo 80 de la C.P.N.: sobre la planificación Estatal del (i) manejo y (ii) aprovechamiento de los recursos naturales, de modo que se lleve a cabo bajo la mirada del desarrollo sostenible y contemple así su restauración y sustitución.

   En dicha planificación deben estar inmersos (i) la prevención y control del deterioro, (ii) la imposición de las sanciones legales y la reparación frente a los daños que se hubieren causado.

3. El artículo 1 Numeral 6° de la Ley 99 de 1993 indica como uno de los principios de la política ambiental en el país es la formulación de políticas ambientales teniendo en cuenta el resultado de la investigación científica, de modo tal que se aplique el principio de precaución plasmado en la Declaración de Río sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo en 1992 realizada en el marco de la Cumbre de la Tierra.

   Dicho principio de precaución consiste en que, al existir peligro de daño grave e irreversible, la falta de certeza científica absoluta no puede utilizarse como excusa para postergar la adopción de medidas que impidan la destrucción del medio ambiente.

4. Indebida aplicación del principio de precaución (que fue descrito en el numeral anterior).

El Señor Lagos González pretende frente a las que considera vulneraciones de las referidas normas, la declaratoria de nulidad de la regulación demandada, es decir que la Resolución 90341 de 2014 y el Decreto 3004 de 2013 sean retirados del ordenamiento jurídico, de manera que pierdan total validez. Aún frente a este escenario negativo, en caso de que el Consejo de Estado opte por la declaratoria de nulidad de la memorada regulación, esto no significa el final para el desarrollo de yacimientos

convencionales en Colombia, por lo que conviene analizar los aspectos más relevantes de las consideraciones efectuadas por el Consejo de Estado, toda vez que se estaría declarando la nulidad de los actos administrativos más no de la técnica.

Ahora, respecto del auto referido, el Consejo de Estado efectuó un análisis sobre la solicitud de imposición de medida cautelar elevada en el medio de control, en virtud de la cual solicita que se suspendan las disposiciones demandadas, de modo que no surtan efectos hasta tanto verse procedimiento oficial. Adicionalmente, al análisis usual del Honorable Consejo sobre el fundamento jurídico y procedibilidad de las medidas cautelares, se estableció el siguiente problema jurídico: "El problema jurídico planteado. Al revisar la medida cautelar se observa que se invocan como violados los artículos 79 y 80 Superiores y el numeral 6 del artículo 1 de la Ley 99 de 1993. La violación de estas normas se sustentó en los graves daños al medio ambiente y a la salud humana que supondría la autorización de exploración y explotación de yacimientos no convencionales contenida en los actos administrativos demandados. En concreto, el accionante solicita la aplicación del principio de precaución como sustento de la medida cautelar". (Subrayado y negrilla fuera de texto)

A continuación, se observan algunos de los principales argumentos de fondo del Consejo de Estado considerados para decretar la medida cautelar de suspensión:

A. Sobre la importancia del principio de precaución

El Consejo de Estado expresa que "(…) este importante principio forma parte esencial de la Constitución Ecológica y como tal está llamado a ser aplicado por las autoridades de las distintas ramas del poder público en sus decisiones. Esto, por cuanto al consagrar el artículo 79 de la Constitución el derecho de todos a gozar de un medio ambiente sano y proclamar el artículo 80 tanto el principio de desarrollo sostenible como la responsabilidad estatal de "prevenir y controlar los factores de deterioro ambiental", el constituyente estableció mandatos claros de protección, control y prevención de la degradación del ambiente, que además de imponer una significativa responsabilidad al Estado en este frente, fundamentan con solidez su rango de principio constitucional (…) Finalmente, las exigencias de la Corte Constitución para la aplicación del principio de precaución, para el caso que aquí se discute, se pueden sintetizar así: (i) que exista la posibilidad real de un riesgo; (ii) que este sea grave e irreversible, y (iii) que exista un principio de certeza científica, así no sea esta absoluta".

Asimismo, argumenta que "(…) este principio tiene dos elementos esenciales: uno

constante que se refiere al hecho de tratarse de una situación de incertidumbre respecto de la existencia de un riesgo de daño grave e irreversible y, otro, la exigencia de tomar medidas prematuras, proporcionadas y aptas para evitar el daño sospechado.

"Ahora, aunque el principio de precaución habilita a los poderes públicos para adoptar medidas cautelares, como la suspensión de actividades cuando existan evidencias serias de que su ejecución encierra un riesgo de afectación ambiental grave e irreversible, no lo es menos que el decreto de esta clase de medidas no puede ser arbitrario ni caprichoso y debe responder a criterios objetivos que justifiquen su aplicación. Por ende, no pueden adoptarse de manera apresurada, ligera, ni arbitraria. Para hacerlo deben cumplirse ciertos requisitos que garanticen su legalidad".

"La Corte Constitucional ha precisado que el principio de precaución tiene una estrecha relación con la regla de "in dubio pro-ambiente", esto es, que ante la duda sobre los posibles daños que pueda causar una actividad al medio ambiente se le debe dar prioridad a la protección de este último. Así, ha reiterado que la "precaución no sólo atiende en su ejercicio a las consecuencias de los actos, sino que principalmente exige una postura activa de anticipación, con un objetivo de previsión de la futura situación medioambiental a efectos de optimizar el entorno de la vida natural".

Al respecto, se observa que el Consejo de Estado considera al principio de precaución un elemento esencial en la Constitución Política, en virtud del cual deben tomarse las medidas que sean necesarias, proporcionales y prematuras, con el objetivo de evitar la generación de un daño grave e irreversible, derivado de un riesgo evidente frente a una actividad que se pretenda ejecutar Dicho riesgo debe provenir de una situación de incertidumbre frente a la falta de conocimiento científico. El objetivo con el principio es promover la participación en los aspectos más relevantes respecto del derecho ambiental.

Asimismo, el órgano colegiado relacionó directamente el principio de precaución con la regla de in dubio pro ambiente referente a que ante la duda debe actuarse en favor de la naturaleza. No obstante, se observa que este principio supone, al igual que el de precaución, la incertidumbre, el desconocimiento de las consecuencias ambientales de una actividad que desarrolle el ser humano, por lo que el principio mencionado y la regla referida deben analizarse desde el punto de innovación científica, de modo que no se deben tomar acciones radicales sin considerar la existencia de evidencias concretas, en ese sentido los "(…) principios preventivos o pre-

cautorios para delinear desarrollos del derecho son invaluables. No sólo han servido como el clásico disuasorio del delito debido a la amenaza de un castigo estricto como en el derecho penal, sino que esta columna del Derecho Ambiental, el principio In Dubio Pro-Natura, perfecciona procesos empresariales, industriales e instituciones aplicando a favor de la sociedad la quintaesencia del derecho: el trato justo y favorece trabajar con otros campos profesionales" (Subrayado y negrilla fuera de texto) (Roa, 2017)

En ese sentido, aun cuando desde el derecho se analiza la procedencia del principio de precaución y la priorización del ambiente, esto no pueda desligarse del estricto estudio de la ingeniería de petróleos, geomecánica, química, y la geología frente a los avances en materia técnica respecto de los efectos colaterales y directos generados por la exploración y producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. Esta información, en prima facie, se encuentra bajo el capital privado a nivel internacional que por regla general desarrolla estos proyectos, lo cual genera insatisfacción en la sociedad y aún puede que lo resienta la misma Colegiatura, dado que existe una desconfianza poco dicha pero sí manifiesta respecto de la transparencia y veracidad de la información técnica que proporciona el inversionista/operador/contratista petrolero, dado que por beneficiarse del sector se cree que no daría la información real sus estudios sobre los efectos adversos de las actividades de fracturamiento hidráulico con perforación horizontal en los yacimientos no convencionales.

Según el fallo que se analiza, no puede confundirse el principio de precaución mencionado con el de prevención, en el sentido que el principio de precaución parte de la falta de evidencia científica o falta de certeza científica sobre los efectos colaterales o daños irreversibles que pueda generar una actividad; en cambio el principio de prevención parte de la seguridad absoluta sobre las consecuencias que genera determinada actividad y conforme a ello se toman decisiones concretas.

B. Sobre el mínimo de evidencias que acreditan el peligro de daño grave o irreversible

La Colegiatura refirió que para la imposición de la medida cautelar de suspensión provisional de la regulación demandada por nulidad debía contarse con un mínimo de evidencias de acuerdo con lo dispuesto en Sentencia del 11 de diciembre de 2013 del Consejo de Estado, según la cual dichas evidencias permitan "(…) acreditar de manera objetiva y razonable que se está ante el peligro de daño grave e irreversible de un determinado ecosistema o recurso, (ii) resultar adecuadas para impedir que dicha afectación se concrete y (iii) tener una motivación completa, en la que

se expongan con claridad y suficiencia las razones por las que dicha medida es adoptada. No se trata, naturalmente, de pedir certeza absoluta sobre lo primero; simplemente de evitar la arbitrariedad de la autoridad y de respetar la garantía del debido proceso (…)". (Subrayado y negrilla por fuera del texto)

En línea con lo expuesto, el análisis del Consejo de Estado frente a los posibles riesgos que la regulación demandada genera y a los cuales es aplicable el principio de precaución, no pueden ser considerados como un prejuzgamiento o como una victoria anticipada del demandante, sino como una garantía de protección de los derechos sobre los cuales se solicita protección, hasta tanto se emita una decisión de fondo sobre el medio de control de nulidad incoado.

En consecuencia, se procedió a analizar si el contenido de la regulación demandada contempla los mecanismos que permitan mitigar o evitar posibles riesgos provenientes de la exploración y explotación de yacimientos no convencionales, o si, por el contrario, dicha regulación resultaba aparentemente insuficiente ante los riesgos a mitigar ante lo cual entre otras cosas el órgano colegiado determinó lo siguiente:

1. Que de acuerdo con los artículos 12, 13 y 14 de la Resolución 90341de 2014 cuenta con una justificación que reposa en la implementación de medidas encaminadas a paliar los riesgos o daños potenciales de las actividades de exploración y producción de Yacimientos No Convencionales.
2. Que es precipitado o aventurado por parte de la Colegiatura asegurar que los riesgos o daños potenciales de la técnica que refiere como "fracking" son previsibles o reversibles.
3. Que con la técnica que menciona como "fracking" puede impactar bienes jurídicos tutelados, al existir la posibilidad de contaminación de acuíferos con desechos radioactivos, sin desconocer que la afectación a la salud por parte de la radioactividad depende del nivel o de intensidad con la que se genere.
4. Que los daños irreversibles que pueden generarse afectarían el medio ambiente y la vida de forma grave, frente a lo cual aparentemente existe una falta de certeza científica.
5. Que el Decreto 3004 de 2013 y la Resolución 90341 de 2014 habilitaron el uso de la fracturación hidráulica como técnica de exploración y producción de hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales, dejando en claro el respeto a la normatividad en la materia, sin embargo, aquí la Alta Corporación hace énfasis en la que denomina "(…) orfandad de motivaciones en materia ambiental (…)", puesto que como se expuso anteriormente en la materia se contaba con

el Anexo 3 de la Resolución 0421 del 20 de marzo de 2014 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, en la que se definen los "Términos de Referencia y Requerimientos Complementarios para el Estudio de Impacto Ambiental y Plan de Manejo Ambiental para la Actividad de Exploración de Hidrocarburos en Yacimientos no Convencionales", mas no se contaba con estudios ambientales previos sobre la materia que hubieren sido elaborados por parte de las autoridades competentes, como el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, las Corporaciones Autónomas Regionales u otros institutos de investigación científicos en Colombia.

Aunado al anterior análisis, el Consejo de Estado le dio gran protagonismo a un documento elaborado por la rama ejecutivo en el año 2012 (Contraloría General de la Nación, 2012) (7 años antes) reiterado en 2014, siendo éste el informe de la Contraloría General de la República en ejercicio de la función de advertencia, según el cual: "(…) la estimulación hidráulica o fracking generaba riesgos geológicos por el aumento de la sismicidad, la afectación del recurso hídrico por su contaminación y la salubridad por los fluidos utilizados en la estimulación. Igualmente, señaló que esos riesgos podían potenciarse de efectuarse en zonas de áreas protegidas y ecosistemas estratégicos como los páramos, teniendo en cuenta el cruce con las áreas prospectivas señaladas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos". Al respecto, la Corporación consideró que existen dudas razonables sobre el actuar del ejecutivo frente a los mecanismos de mitigación de los riesgos potenciales frente al desarrollo de Yacimientos No Convencionales en el país.

C. Sobre la necesidad de la medida de suspensión provisional de la regulación demandada

Teniendo en cuenta lo expuesto anteriormente, el Consejo de Estado expuso: "Del análisis preliminar de las pruebas hasta ahora aportadas, en especial, la función de advertencia de la Contraloría General de la República (CD aportado por la parte actora, fl. 77, c. ppal), se concluye que, a la luz del principio de precaución, la autorización en Colombia de la técnica de estimulación hidráulica puede conllevar un daño potencial o riesgo al medio ambiente y a la salud humana, cuya gravedad e irreversibilidad se cimienta en la posible insuficiencia de las medidas adoptadas". (Subrayado y negrilla fuera de texto)

Acorde con lo dicho, también expresó que "(…) es necesaria y adecuada la suspensión provisional de los actos administrativos enjuiciados, toda vez que su aplicación comporta la vía libre a la técnica del fracking y puede generar un daño po-

tencial o riesgo grave e irreversible para el medio ambiente y la salud humana, en tanto subsisten dudas razonables de que las medidas adoptadas sean suficientes para su protección. (…) En ese orden, la decisión más razonable, proporcionada y prudente resulta ser el decreto de la suspensión provisional solicitada. (…) Según quedó expuesto, en los años subsiguientes a la expedición de los actos administrativos aquí enjuiciados, importantes estudios han señalado la posibilidad de graves riesgos para el medio ambiente por el desarrollo de esta tecnología, hasta el punto de que han llevado a distintos países a su prohibición o al decreto de moratorias o aplazamientos, con el fin de conocer los verdaderos efectos del fracking en el medio ambiente y en la salud humana. Incluso, en algunos Estados de Norteamérica, donde esta técnica es de mayor utilización y aceptación, se han tomado medidas similares.". (Subrayado y negrilla fuera de texto)

Sobre el particular, la Corporación tuvo en cuenta que la Contraloría General de la República expuso a las entidades del sector de hidrocarburos la necesidad de tomar medidas de carácter ambiental frente al desarrollo de yacimientos no convencionales, que aparentemente resultaron insuficientes, y considerando que en otros países hasta no contar con estudios suficientes frente a los efectos del desarrollo de este tipo de yacimientos, no se autorizó la ejecución de actividades para su exploración y producción, la Alta Corporación determinó la necesidad del otorgamiento de la medida cautelar, sin ser ésta un pre juzgamiento sobre la nulidad o constitucionalidad de la Resolución 90341 de 2014 y el Decreto 3004 de 2013. Por lo tanto, se ordenó la suspensión de los efectos de la referida regulación, lo que significa que no podrían tramitarse solicitudes, permisos, autorizaciones ni procesos de contratación para la asignación de áreas con el objeto de desarrollar yacimientos no convencionales en el país, hasta tanto la Corporación no resuelva de manera definitiva sobre su legalidad, o decida levantar la medida cautelar impuesta.

Decisión: Auto del 17 de septiembre de 2019.

Por medio del Auto del 17 de septiembre de 2019 (Consejo de Estado) la Sala resolvió sobre los recursos de súplica interpuestos por el Ministerio de Minas y Energía y la Agencia Nacional de Hidrocarburos contra la decisión anteriormente analizada del 8 de noviembre de 2018, por la cual se decretó la medida cautelar de suspensión provisional del Decreto 3004 de 2013 y la Resolución 90341 de 2014.

Al respecto, la Alta Corporación se pronunció concretamente sobre el análisis teórico de la técnica de fracturación hidráulica como técnica de exploración y explotación de yacimientos no convencionales, hizo hincapié en la diferencia entre los principios

de precaución y prevención, y desestimó casi en su totalidad los argumentos presentados por parte del Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol S.A., la Agencia Nacional de Hidrocarburos, la Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos (ACIPET) y dos personas naturales coadyuvantes de la demanda, por el hecho que en general dichos supuestos trataban asuntos de fondo sobre la legalidad de las disposiciones demandadas en demanda que busca su declaratoria de nulidad, por lo que serían analizados de fondo en Sentencia sobre el fondo del problema jurídico de la demanda. Adicionalmente, la Corte fue enfática sobre el hecho de que los riesgos y posibles daños graves que se puedan generar del desarrollo de YNC no habían sido mitigados a la fecha y permanecían las incertidumbres, por lo que evidentemente se cumplían los requisitos para mantener la medida cautelar.

Ahora, como uno de los aspectos más relevantes de la providencia se observa el análisis sobre la posibilidad de ejecutar Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII) en Colombia, esto es, acorde con lo expuesto en el "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" de la Comisión Interdisciplinaria Independiente de Expertos convocada por el Gobierno nacional, la cual enunció que "(…) los PPII deben pasar por tres fases, las cuales involucran aspectos tan relevantes como: (i) obtener licencia social para el uso del "fracking"; (ii) definición de la línea base social y ambiental. Esta última, debe incluir una descripción de los ecosistemas terrestres y acuáticos; (iii) fortalecimiento institucional para tener capacidad de seguimiento y control de las actividades, y (iv) la selección de tecnologías de mínimo impacto.

Así las cosas, la Sala confirmará la decisión de suspender provisionalmente los efectos de las normas demandadas, toda vez que a la fecha no se ha superado el escenario de incertidumbre sobre los posibles o eventuales riesgos derivados de la técnica de fracturación hidráulica o "fracking" para el contexto colombiano, de allí que el principio de precaución tiene prevalencia sobre otros principios o derechos, como se explicó previamente.".

Asimismo, la Colegiatura comprendió la recomendación de la Comisión en el sentido que "la Comisión recomendó que, a partir de los insumos recabados en ese estudio y el análisis de experiencias de países donde se utiliza el "fracking", se implementen uno o varios Proyectos Pilotos de Investigación Integral (PPII), que según el capítulo 13 de ese acto, corresponden a "experimentos de naturaleza científica y técnica sujetos a las más estrictas condiciones de diseño, vigilancia, monitoreo y control y, por tanto,

de naturaleza temporal. Deberían poder ser suspendidos en cualquier momento por orden de la autoridad competente y, por ende, tener efectos potenciales limitados en su alcance y en el tiempo". El propósito de esos Proyectos es generar conocimiento y evidencias para tomar decisiones sobre la producción comercial mediante esa técnica".

Por lo expuesto, aun cuando la decisión confirmó la medida cautelar de suspensión provisional de la regulación, el Consejo de Estado marcó el inicio de un importante precedente y es la recomendación del desarrollo de Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII), considerando que ésta fue la sugerencia concreta de la Comisión Interdisciplinaria Independiente de Expertos convocada por el Gobierno nacional en el capítulo 14 de su referenciado Informe. En ese sentido, en la parte resolutiva del Auto en estudio, se advirtió claramente que el alcance de la decisión de confirmar la medida cautelar no impedía que se llevaran a cabo los mencionados pilotos de carácter científico.

Decisión: Auto del 12 de diciembre de 2019.

A través del Auto del 12 de diciembre de 2019, el Consejo de Estado procedió a analizar y decidir sobre el incidente de desacato que fue presentado por el coadyuvante Luis Enrique Orduz, por el incumplimiento del Ministerio de Minas y Energía y de la Agencia Nacional de Hidrocarburos frente a la medida cautelar de suspensión provisional del Decreto 3004 de 2013 y la Resolución 90341 de 2014, que fue decretada mediante Auto del 8 de noviembre de 2018.

Sobre la providencia, se solicitó al Despacho se declarara el desacato a la medida cautelar decretada con fundamento en que a la fecha se encontraba vigente (sin suspensión) el Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos La Loma, el cual se suscribió en 2004 especialmente para el desarrollo de tales actividades sobre yacimientos de Gas Metano Asociado a Mantos de Carbón o Coal-Bed Methane o CBM como se le conoce en general; a lo que se suma que en 2016, de modo posterior a la expedición de regulación para YNC, la ANH y la compañía suscribieron un Contrato Adicional específicamente para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales. En ese sentido, quien presenta el incidente de desacato en suma manifiesta que por encontrarse vigente el contrato principal de 2004 y su adicional, cuyo desarrollo encuentra sustento para operar en la regulación suspendida por orden judicial, se estaría cometiendo un evidente desacato o desobediencia ante lo ordenado por la Corporación.

Al respecto, el Consejo de Estado procedió a resolver el problema jurídico consistente en determinar qué efectos jurídicos produjo la medida de suspensión provisional so-

bre las actividades de exploración y/o explotación de yacimientos no convencionales regulados por las normas suspendidas, que fueron iniciadas con anterioridad a la suspensión, frente a lo cual determinó lo siguiente:

1. Que el Decreto 3004 de 2013 y la Resolución 90341 de 2014 suspendidos, regulan de manera integral la perforación de pozos de exploración y producción de Yacimientos No Convencionales, por lo cual este tipo de actividades al encontrarse temporalmente sin reglamentación o fundamento jurídico para su desarrollo deben suspenderse.

2. Que la Licencia Ambiental otorgada por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales mediante Resolución 1655 del 21 de diciembre de 2015, aun cuando se otorgó con fundamento en la Resolución 90341 de 2014 que se encuentra suspendida, en ese sentido, resulta altamente preocupante que el instrumento de seguimiento y control ambiental al proyecto hidrocarburífero tenga como base una norma que temporalmente se encuentra sin vigencia.

3. Que de acuerdo con el anterior argumento, en consideración de la definición del Parágrafo- artículo 1 - Decreto 3004 de 2013 (suspendido) los "(…) yacimientos no convencionales incluyen gas y petróleo en arenas y carbonatos apretados, gas metano asociado a mantos de carbón (CBM), gas y petróleo de lutitas (shale), hidratos de metano y arenas bituminosas", asimismo aunque en el artículo 2º Ibidem aclara que la regulación sobre Yacimientos No Convencionales que posteriormente expida el Ejecutivo no se referirá a Gas Metano Asociado a Mantos del Carbón - CBM, es claro que el objetivo del regulador inicial era hacer claridad sobre la naturaleza del CBM y el régimen aplicable.

4. Que, según las premisas anteriores, el CBM hace parte del grupo de Yacimientos No Convencionales, cuya regulación ha sido suspendida temporalmente, no podrán explorarse ni explotarse bajo dicha regulación hasta tanto sea emitida una decisión definitiva del Consejo de Estado, sobre la legalidad o inconstitucionalidad del Decreto 3004 de 2013 y la Resolución 90341.

5. Que los quince (15) pozos activos que operan en el marco del Contrato E&E La Loma, o de cualquier otro Contrato de Hidrocarburos en el país, deben ser suspendidos por virtud del Auto del 8 de noviembre de 2018.

Debido a lo considerado por el Magistrado Ponente, se ordenó la suspensión de los quince (15) pozos del Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos La Loma, y de cualquier otro con características similares (no convencional), para lo cual se encomendó al Ministerio de Minas y Engería la tarea de liderar la tarea

se suspensión de actividades dentro de los tres (3) meses siguientes a la fecha de expedición del fallo, es decir hasta el mes de marzo de 2020, so pena de incurrir en multa por desacato.

Decisión: Auto del 9 de diciembre de 2020.

Mediante Auto del 9 de diciembre de 2020 (Consejo de Estado), la Sala procedió a resolver sobre los recursos de súplica que fueron interpuestos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos y el Ministerio de Minas y Energía, con el auto del 12 de diciembre de 2019 en el cual se declaró el desacato frente a lo ordenado en Auto del 8 de noviembre de 2018. Por lo tanto, la Corporación analizó los argumentos de los recurrentes, frente a lo cual expuso:

1. Que la medida cautelar de suspensión provisional del Decreto 3004 de 2013 y la Resolución 90341 de 2014 decretada el 8 de noviembre de 2018, fue emitida en el marco de una Acción de Nulidad Simple, que versa sobre aspectos generales y actos administrativos generales, por lo que no puede hacerse extensiva a la Licencia Ambiental del Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos emitida a través de la Resolución 1655 del 21 de diciembre de 2015, que es un acto administrativo particular, de modo que no pueden vulnerarse los derechos otorgados al particular DRUMMOND LTD.
2. Que la suspensión provisional que se decretó debió especificar qué tipo de actividad era susceptible de dicha medida, bien fuera la estimulación hidráulica, o si las actividades sobre Yacimientos No Convencionales, por ejemplo, por lo que a través de la decisión del Incidente de Desacato no se podía extender el efecto de la providencia del 8 de noviembre de 2018.
3. Que en el incidente de desacato no se logra demostrar que para los quince (15) pozos sobre los cuales se declaró la suspensión y que corresponden al Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos La Loma, fuere necesario obtener una licencia ambiental general o específica para dicha actividad. Además, en el incidente no se demostró fehacientemente que sobre los pozos sobre los que se solicitó la suspensión se llevó a cabo la técnica que refiere como “fracking”, por lo que no se evidenció de manera material el incumplimiento a lo establecido en el Auto del 8 de noviembre de 2018.

En consecuencia, la Sala resolvió revocar la decisión proferida el 12 de diciembre de 2019, por la que se declaró en desacato a lo dispuesto en Auto del 8 de noviembre de 2018, por lo cual se negó la solicitud de desacato incoada ante el Despacho.

Ahora bien, los autos que se consideran más relevantes hasta la fecha publicados por el Consejo de Estado con los cuales se puede entender el debate en curso sobre la legalidad de la regulación emitida para la exploración y producción de Yacimientos No Convencionales es la enunciada, sin embargo, frente a los Proyectos Piloto de Investigación Integral, en especial sobre el Decreto 328 del 28 de febrero de 2020 "Por el cual se fijan lineamientos para adelantar Proyectos Piloto de Investigación Integral.-PPII sobre Yacimientos No Convencionales- YNC de hidrocarburos con la utilización de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal – FH-PH, y se dictan otras disposiciones", cursa ante el Consejo de Estado proceso con radicación 11001-03-26-000-2020-00042-00 (65992) sobre el cual se considerará en el acápite de Proyectos Piloto de Investigación Integral.

Aprendizaje del acápite II

1. Es evidente que el Consejo de Estado en sus pronunciamientos, hace énfasis en la importancia de la aplicación del principio de precaución, y de la regla in dubio pro reo como medida cautelar en el proceso de nulidad que cursa contra la regulación sobre yacimientos no convencionales; sin embargo, resulta preocupante que uno de los insumos que considera más relevantes para propender por la suspensión temporal es la advertencia de la Contraloría General de la República de 2012 y 2014.

2. De manera preliminar puede vislumbrarse el sesgo de la Corporación sobre el asunto, dado que esta asevera que a la fecha el conocimiento científico obtenido resulta insuficiente frente al conocimiento de los efectos de la exploración y producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

3. En ese sentido, la Colegiatura se limita a los casos en los cuales gobiernos de otros países han optado por quitarle la oportunidad a los YNC y declarar una moratoria.

4. El Consejo de Estado ha sido enfático en el hecho que debe darse cumplimiento a las recomendaciones emitidas por la Comisión Interdisciplinaria Independiente de Expertos, de modo que los Proyectos Piloto de Investigación Integral se desarrollen en tres fases: la obtención de la licencia social, el establecimiento de las líneas base social ambiental y la selección de tecnologías de mínimo impacto. A partir de lo anterior, se entiende que con el fin de conseguir éxito en los PPII se deben seguir cuidadosamente las recomendaciones, a lo que se suma la transformación insti-

tucional, que es la base para contar con eficiencia en el seguimiento y control a los referidos pilotos.

4.3. Antecedentes de la aplicación de los principios de precaución y prevención en Colombia desde 1992 e interpretación dada a los principios de precaución y prevención frente a los YNC y PPII

Como se expuso en los antecedentes de la regulación en materia de la exploración y producción de hidrocarburos en Colombia, se tienen diferentes hitos como lo son la expedición de la Constitución Política de 1991, la Declaración de Río sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo en 1992 que se llevó a cabo en la Cumbre de la Tierra y la expedición de la Ley 99 de 1993.

Del articulado de la Constitución Política de 1991 podemos resaltar principalmente los artículos 58, 79, 80 y 332 que a su tenor literal indican:

> Artículo 58. "La propiedad es una función social que implica obligaciones. Como tal, le es inherente una función ecológica". (Subrayado y negrilla fuera de texto)
>
> Artículo 79. "Todas las personas tienen derecho a gozar de un ambiente sano. La ley garantizará la participación de la comunidad en las decisiones que puedan afectarlo. Es deber del Estado proteger la diversidad e integridad del ambiente, conservar las áreas de especial importancia ecológica y fomentar la educación para el logro de estos fines". (Subrayado y negrilla fuera de texto)
>
> Artículo 80. "El Estado planificará el manejo y aprovechamiento de los recursos naturales, para garantizar su desarrollo sostenible, su conservación, restauración o sustitución. Además, deberá prevenir y controlar los factores de deterioro ambiental, imponer las sanciones legales y exigir la reparación de los daños causados. Asimismo, cooperará con otras naciones en la protección de los ecosistemas situados en las zonas fronterizas". (Subrayado y negrilla fuera de texto)
>
> Artículo 332. "El Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables, sin perjuicio de los derechos adquiridos y perfeccionados con arreglo a las leyes preexistentes". (Subrayado y negrilla fuera de texto)

Dichos artículos van encaminados a la búsqueda del bienestar social que se asocia al desarrollo sostenible, o sostenibilidad, inicialmente interpretado, de modo que todos los aspectos relacionados con la utilización de recursos naturales, en especial los no renovables, se verán observados y deberán ceñirse a las mejores y más estrictas prácticas que sean acordes a la conservación ambiental, al uso adecuado de

dichos recursos, a las compensaciones y restauraciones ambientales a las que haya lugar y, sobre todo, a la prevención del daño ambiental.

La Declaración de Río en mención estableció el punto de partida para considerar el principio de precaución en estricto sentido, aunque se cuenta con el antecedente del Código de los Recursos Naturales (Presidencia de la República, Decreto 2811 del 18 de diciembre de 1974) (que permanece vigente), la declaración en estos aspectos refiere en uno de sus principios lo siguiente:

"(…) PRINCIPIO 15. Con el fin de proteger el medio ambiente, los Estados deberán aplicar ampliamente el criterio de precaución conforme a sus capacidades. Cuando haya peligro de daño grave o irreversible, la falta de certeza científica absoluta no deberá utilizarse como razón para postergar la adopción de medidas eficaces en función de los costos para impedir la degradación del medio ambiente" (ONU, 1992) (Subrayado y negrilla fuera de texto).

Bajo ese espíritu fue expedida la Ley 99 de 1993 "Por la cual se crea el Ministerio del Medio Ambiente, se reordena el Sector Público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables, se organiza el Sistema Nacional Ambiental, SINA y se dictan otras disposiciones", que en su artículo 1º estableció los catorce (14) principios de la política ambiental de Colombia, entre los cuales se observan los siguientes:

"1. El proceso de desarrollo económico y social del país se orientará según los principios universales y del desarrollo sostenible contenidos en la Declaración de Río de Janeiro de junio de 1992 sobre Medio Ambiente y Desarrollo.

(…) 6. La formulación de las políticas ambientales tendrá en cuenta el resultado del proceso de investigación científica. No obstante, las autoridades ambientales y los particulares darán aplicación al principio de precaución conforme al cual, cuando exista peligro de daño grave e irreversible, la falta de certeza científica absoluta no deberá utilizarse como razón para postergar la adopción de medidas eficaces para impedir la degradación del medio ambiente".

En línea con lo anterior, sobre la aplicación del principio de precaución se traen a colación providencias judiciales que han establecido lineamientos del derecho ambiental

1. En la Sentencia C-073 de 1995 (Corte Constitucional), se analizó la Ley 164 de 1994 por la cual se aprueba la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático que, como se expuso anteriormente, incluye en el Principio No. 15 el de Precaución.

2. En la Sentencia C-293 de 2002, la Corte Constitucional se refirió al principio de precaución en el sentido de aclarar que "(…) cuando la autoridad ambiental deba tomar decisiones específicas, encaminadas a evitar un peligro de daño grave, sin contar con la certeza científica absoluta, lo debe hacer de acuerdo con las políticas ambientales trazadas por la ley, en desarrollo de la Constitución en forma motivada y alejada de toda posibilidad de arbitrariedad o capricho" (Bermúdez, 2016)

3. En actividades de aspersión de glifosato en cultivos ilícitos según Sentencia T-236 de 2017 (Corte Constitucional, 2017), dado que afectan la relación vital de las comunidades con los cuerpos de agua, la tierra y en entorno en general, a lo que se suma la evidencia poco concluyente sobre sus efectos en la salud de dichas comunidades.

4. En actividades de exploración y explotación minera según Sentencia C-339 de 2002, al aseverar que, en caso de existir una falta de certeza científica absoluta frente a dichas actividades respecto de una zona minera específica, las decisiones que se tomen deben ir orientadas a la protección del medio ambiente, con el fin de evitar daños o consecuencias negativas irreversibles.

5. En la Sentencia T-703 de 2010[182], la Corte Constitucional expresó sobre la interpretación y aplicación del principio, lo siguiente: "(…) en tanto que el principio de precaución o tutela se aplica en los casos en que ese previo conocimiento no está presente, pues tratándose de éste, el riesgo o la magnitud del daño producido o que puede sobrevenir no son conocidos con anticipación, porque no hay manera de establecer, a mediano o largo plazo, los efectos de una acción, lo cual tiene su causa en los límites del conocimiento científico que no permiten adquirir la certeza acerca de las precisas consecuencias de alguna situación o actividad, aunque se sepa que los efectos son nocivos". (Subrayado y negrilla fuera de texto)

6. En la Sentencia T-622 de 2016, la Corte Constitucional manifestó entre otras cosas, que a nivel internacional el principio de precaución, aunque genera posiciones encontradas y significa un reto para los sectores que se enfrentan a su aplicación, este se considera como una herramienta eficaz para lograr la consecución de acciones que atiendan desafíos ecológicos para el cambio climático.

   No obstante, lo anterior, la Corte recalca que aún no existe consenso internacional sobre su alcance y aplicación, por lo que estas se dejan al arbitrio de los

182 Corte Constitucional., (2010), Sentencia T-703, tomado de: https://www.corteconstitucional.gov.co/relatoria/2010/C-703-10.htm

gobiernos. El punto en el que existe discrepancia según la Corte es el grado o nivel de exigencia científica que se deba exigir para ejecutar el proyecto al que se pretenda aplicar el principio de precaución.

7. En la instalación de antenas telefónicas cercanas a viviendas, que genere exposición a campos electromagnéticos en adultos, adolescentes y niños, acorde con las Sentencias T-1077 (Corte Constitucional, 2012), T-104 (Corte Constitucional, 2012a) y T-397 de 2014 (Corte Constitucional, 2014).

8. En la construcción y operación de transporte ferroviario de carbón en cercanía a lugares de vivienda, acorde con lo dispuesto en la Sentencia T-672 de 2014 (Corte Constitucional, 2014a).

9. En la declaración del río Atrato como sujeto de derechos, debido a la utilización de sustancias tóxicas en el marco de actividades de exploración minera, de modo que, con el fin de propender por la protección de la salud de las personas que viven cerca al referido cuerpo de agua, se dio aplicación al principio de precaución de acuerdo con la Sentencia T- 622 del 2016 (Corte Constitucional, 2016).

Como se observó anteriormente, la Corte Constitucional se ha pronunciado sobre la aplicación del principio de precaución, para estos casos en los que no existía ningún tipo de evidencia científica que brindara una seguridad más allá de toda duda razonable de los riesgos o consecuencias irreversibles que las actividades mencionadas podían generar. No es este el caso para el sector de los hidrocarburos puesto que, si bien es cierto que en Colombia a la fecha de la emisión del fallo del 8 de noviembre de 2018 (proceso de nulidad contra el Decreto 3004 de 2013 y la Resolución 90341 de 2014) no se contaba con un estudio de los efectos de la exploración y explotación de yacimientos no convencionales, a nivel del subsuelo, aguas superficiales o subterráneas, salud, entre otros, en el ámbito internacional estos efectos han sido estudiados ampliamente, por ejemplo por parte de la United States Enviromental Protection Agency en los documentos "Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States"[183], "Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources"[184] y "Compilation of Physicochemical and Toxicological Information About Hydraulic Fracturing-Related Chemicals"[185]; además, en la actualidad se cuenta con estudios adicionales tales como el comparativo del ciclo del agua en

183 Fracturación hidráulica para hidrocarburos: Impactos de la ciclo de agua de la fracturación hidráulica sobre los recursos hídricos en Estados Unidos
184 Evaluación de los impactos potenciales de la fracturación hidráulica de petróleo y gas sobre el agua potable
185 Compilación de información fisicoquímica y toxicológica de los productos químicos relacionados con la técnica FHPH

actividades FHPH de China y Norte América "Comparison of the Hydraulic Fracturing Water Cycle in China and North America: A Critical Review". Por lo anterior, la Corte en su decisión debe tener en cuenta de manera objetiva y bajo el estricto rigor científico los estudios internacionales aplicables a las condiciones en que se pretenden explotar los recursos no convencionales en Colombia, que permiten subsanar el desconocimiento científico de posibles daños derivados de la técnica FHPH.

Aprendizaje del acápite III

1. De acuerdo con los antecedentes normativos y jurisprudenciales sobre la aplicación del principio de precaución, se evidencia la preferencia por la protección el ambiente en caso de versar un absoluto desconocimiento científico frente a los efectos reales de una actividad sobre el medio ambiente y/o la salud humana, de modo que a diferentes industrias como la agroquímica, minera y de telecomunicaciones se les ha ordenado detener sus actividades.

2. De acuerdo a la aplicación que se ha dado al principio de precaución, frente al caso de la regulación demandada sobre yacimientos no convencionales, se observa que no versa en este caso un desconocimiento científico absoluto sobre los efectos que genere su exploración y explotación, puesto que pueden ser tomados de experiencias de la industria de hidrocarburos en otros países. En ese sentido, se requiere que la Corte actúe con rigor en la decisión al analizar que para el caso de los YNC existe suficiente información científica sobre la materia aplicable a Colombia, por lo que no habría lugar a la nulidad de la regulación demandada.

4.4. Marco regulatorio de los PPII

En lo concerniente a la regulación de los Proyectos Piloto de Investigación Integral – PPII, el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto 328 del 28 de febrero de 2020 "Por el cual se fijan lineamientos para adelantar Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII sobre Yacimientos No Convencionales- YNC de hidrocarburos con la utilización de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal- FH-PH, y se dictan otras disposiciones".

A través del mencionado Decreto, el Ministerio de Minas y Energía en virtud de lo expresado por el Consejo de Estado en providencia del Auto del 17 de septiembre de 2019, desarrolló el primer antecedente de los proyectos piloto de investigación integral y marcó la pauta al darle el nombre correcto en la regulación a la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal – FHPH, la cual es mal llamada de manera popular como "fracking". En el decreto se observa como el ministerio en mención acoge las recomendaciones no solo del Consejo de Estado

en la referenciada providencia, sino además las que brindó la Comisión Interdisciplinaria Independiente de Expertos.

En el documento mencionado, el ministerio emitió algunas definiciones de base, tales como la de la técnica FHPH, la de las líneas base en materia general y local, las tecnologías de mínimo impacto en favor del medio ambiente, los yacimientos no convencionales y del Contratista PPII, las cuales, aunque resultaban relevantes para la lectura y entendimiento del documento, resultaban muy preliminares respecto de la entrega de definiciones técnicas, por lo que fueron ampliadas en el reglamento técnico.

Sobre este respecto, resulta fundamental observar que según el ministerio, los "Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII: Son procesos experimentales, científicos y técnicos, de carácter temporal, que se desarrollan en un polígono especifico, y que buscan: (y) recopilar información social, ambiental, técnica, operacional y de dimensionamiento de los Yacimientos No Convencionales YNC que requieran el uso de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH para su extracción; (ii) generar conocimiento para el fortalecimiento institucional; promover la participación ciudadana, la transparencia y acceso a la información; y iii) evaluar los efectos de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal FH-PH, según las condiciones de diseño, vigilancia, monitoreo y control que se establezcan". (Subrayado y negrilla fuera de texto)

Asimismo, se definió a la técnica FHPH como aquella "(…) usada en la extracción gas o petróleo en Yacimientos No Convencionales - YNC, como lutitas y carbonatos apretados de baja porosidad y permeabilidad, mediante la cual se inyecta en una o varias etapas, un fluido compuesto por agua, propante y aditivos a presiones controladas con el objetivo de generar canales que faciliten flujo los fluidos de la formación productora al pozo perforado horizontalmente. Esta técnica difiere las técnicas utilizadas en los yacimientos convencionales en los que se utiliza el fracturamiento hidráulico y en los Yacimientos No Convencionales - YNC de gas metano asociado a los mantos de carbón y las arenas bituminosas". (Subrayado y negrilla fuera de texto)

Por otro lado, se definió a la línea base de la siguiente manera: "(…)- Línea Condiciones iniciales ambientales, sociales, económicas y de salud, previa a las intervenciones que se originen de Proyectos Piloto de Investigación Integral PPII sobre un espacio determinado". (Subrayado y negrilla fuera de texto)

Estas definiciones brindan un marco claro de las expectativas del ejecutivo, del Gobierno nacional frente a los pilotos, que de ninguna manera podrán ser permanen-

tes, que tendrán una naturaleza científica, partiendo de unas líneas base que brinden una imagen clara de "el antes y el después" de la utilización de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal.

En el decreto se observa cómo el Ministerio de Minas otorgó a la Agencia Nacional de Hidrocarburos la responsabilidad de determinar los requisitos que los interesados en desarrollar un PPII debían cumplir; sin embargo, se dejó en cabeza del ministerio referido la obligación de emisión del reglamento técnico, mientras que se estableció que los requisitos ambientales sobre la materia deben ser definidos por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible acorde con la Ley 99 de 1993.

En el documento fue incluido un artículo fundamental sobre ajustes y fortalecimiento institucional, de acuerdo con el cual las entidades deben efectuar un diagnóstico de su capacidad institucional frente a su gestión y de esta manera generar los ajustes que sean necesarios para el desarrollo de yacimientos no convencionales a través de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal. FHPH.

Respecto de las etapas de los pilotos, se dividieron en (i) etapa de condiciones previas (ii) etapa concomitante y (iii) la etapa de evaluación, lo que es acorde a la recomendación del Comité Interdisciplinario de Expertos, y las decisiones proferidas por el Consejo de Estado al respecto.

Adicionalmente, en lo concerniente a la participación ciudadana y la transparencia, se observa que este es uno de los principios fundamentales, de modo que además de las obligaciones específicas a desarrollarse sobre este respecto en cada una de las epatas, se determinó la creación del Centro de Transparencia, del Programa de Apropiación Social del Conocimiento que divulgue el conocimiento obtenido en el desarrollo de los PPII de manera didáctica. A lo anterior, se debe sumar que es una obligación el acompañamiento territorial permanente y el diálogo territorial efectivo entre contratistas PPII, el Estado y las comunidades- ciudadanía.

Es de resaltar que existen evidencias de los avances respecto a la conformación del Centro de Transparencia, en la página web del Ministerio de Minas y Energía; sin embargo, aún no se observa la creación de un canal de comunicación unificado entre entidades, de modo que el actuar del referido Centro, y el desarrollo de apropiación social sean de conocimiento público.

Posteriormente, fue expedida la Resolución 40185 del 7 de julio de 2020 del Ministerio de Minas y Energía que fue modificada por la 40011 del 15 de enero de 2021, puesto que el ministerio observaba la necesidad de ampliar su contenido, incluy-

endo definiciones adicionales y modificaciones necesarias con el fin de dar mejor entendimiento al desarrollo de las actividades derivadas de los Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII). Respecto de las modificaciones, se observa en sus definiciones, en la determinación de limitar a 500 metros cuadrados la perforación de pozos PPII cerca de una población caracterizada en el Estudio de Impacto Ambiental correspondiente, asimismo fueron modificadas las actividades específicas previas a la utilización de la técnica FHPH; otra de las modificaciones versó sobre el método de evaluación de los pilotos, y sobre el Anexo 2 de "INFORMACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL CENTRO DE TRANSPARENCIA".

Adicional al análisis técnico que pueda realizarse sobre cada uno de los aspectos de las dos resoluciones en mención, existe un aspecto que vale la pena resaltar, consistente en la facultad de controlar y suspender las actividades de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con perforación Horizontal, establecida en el artículo 17 de la Resolución 40185 del 7 de julio de 2020, en dos casos: el primer caso se refiere al evento en el cual se genere un "(…) sismo con magnitud igual o superior a cuatro, cuyo epicentro esté ubicado dentro del cilindro cuyo radio en torno al pozo sea de dos veces la profundidad medida del pozo y a una profundidad hipocentral menor a 16km (…)", y el segundo al evento en que se presente una "(…) pérdida de contención de fluidos por fallas de integridad en el pozo, flujo a otras formaciones o estratos subyacentes o flujo no controlado de fluidos a superficie (…)".

Lo expuesto propende por brindar una mayor tranquilidad a la ciudadanía de modo que se contemplan dos opciones para suspender el fracturamiento FHPH, con el fin de priorizar la sostenibilidad, la protección de acuíferos, la salud y la integridad humana, lo que es acorde a las recomendaciones de los expertos y de la Alta Corporación mencionados.

En consideración de la regulación enunciada, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (2020) procedió a establecer el régimen de contratación para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral – a través de los Contratos Especiales de Proyectos de Investigación- CEPI en el Acuerdo No. 07 del 9 de octubre de 2020, en el Acuerdo se aprueban los términos de Referencia definitivos (ANH, 2020a) del Proceso de selección de contratistas para el desarrollo de Proyectos de Investigación sobre la utilización en Yacimientos No Convencionales de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal- FHPH y el modelo del Contrato Especial del Proyecto de Investigación (ANH, 2020b).

Dicho acuerdo fue modificado mediante los Acuerdos 8 y 9 del 29 de octubre y 24 de diciembre de 2020, y como consecuencia fue suscrito entre la Agencia Nacional

de Hidrocarburos y ECOPETROL S.A. el Contrato Especial del Proyecto de Investigación CEPI No. 1 Kalé (ANH, 2020b) para ser desarrollado en el municipio de Puerto Wilches-departamento de Santander.

Proceso de Nulidad – Decisión: Auto sobre medidas cautelares del 4 de septiembre de 2020. Asunto: Nulidad- Lineamientos para el desarrollo de Proyectos Piloto de Investigación Integral.

Disclaimer: Se hace claridad que en el acápite no se mencionarán la totalidad de las decisiones (autos de interlocutorios y de sustanciación) emitidas en el proceso que cursa ante el Consejo de Estado con radicación 11001-03-26-000-2020-00042-00 (65992).

En el marco de la demanda del Medio de Control de Nulidad presentada por los Señores Cesar Augusto Pachón Achury, Luvi Katherine Miranda Peña y Cesar Augusto Ortiz Zorro, a través de la cual solicitan la declaratoria de inconstitucionalidad y en consecuencia la anulación del Decreto 328 del 28 de febrero de 2020 "Por el cual se fijan lineamientos para adelantar Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII sobre Yacimientos No Convencionales- YNC de hidrocarburos con la utilización de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal – FH-PH, y se dictan otras disposiciones", por los siguientes cargos:

1. Presunta violación del principio de precaución en materia ambiental.
2. La no realización de consulta previa como instancia preliminar y obligatoria, en atención a la afectación de comunidades tribales e indígenas derivada del acto administrativo demandado.

Frente a la solicitud de la imposición de la medida cautelar, los solicitantes aseveran la trasgresión del principio de precaución por la aparente falta de garantía de imparcialidad del Comité de Evaluación que emitirá concepto sobre los Proyectos Piloto de Investigación Integral que lleguen a desarrollarse, y el incumplimiento a las recomendaciones de la Comisión Interdisciplinaria de Expertos sobre los Pilotos, y por confusión entre actividades científicas a desarrollarse en un PPII y las características propias de los proyectos piloto de exploración.

Al respecto, el Consejo de Estado analizó que si bien es cierto los argumentos de la medida cautelar hacen referencia a asuntos relacionados directamente con el principio de precaución, por el hecho de ser asuntos de fondo a ser resueltos frente a la solicitud de nulidad y declaratoria de inconstitucionalidad de la normatividad demandada, no podría discutirse ni analizarse para efectos de la medida cautelar. Adicionalmente, la Corte analizó el argumento de la no realización de consulta pre-

via, frente a lo cual, la Alta Corporación no encontró que esta debiera ejecutarse por la generalidad de los actos administrativos demandados.

En consecuencia, el órgano colegiado determinó negar la medida cautelar de suspensión provisional del Decreto 328 de 28 de febrero de 2020, "Por el cual se fijan lineamientos para adelantar Proyectos Piloto de Investigación Integral – PPII sobre Yacimientos No Convencionales – YNC de hidrocarburos con la utilización de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal – FH-PH, y se dictan otras disposiciones".

Aprendizaje del acápite IV

A través del Decreto y las Resoluciones emitidas sobre PPII, se da cumplimiento "formal" a las recomendaciones brindadas por los expertos; sin embargo, no existe claridad ni uniformidad en la información que recibe la ciudadanía frente a los pilotos, quienes reciben noticias al respecto en los periódicos, entrevistas radiales y televisivas pero pocas veces por medios oficiales del Gobierno. Esta falencia puede llegar a constituir el talón de Aquiles o incluso el fracaso de los pilotos, dado que la desinformación constituye una gran arma de quienes son opositores a la utilización de la técnica en el país.

4.5. Recomendaciones de la comisión interdisciplinaria e independiente convocada por el Gobierno nacional

Frente a lo expuesto en el "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" elaborado por la Comisión Interdisciplinaria Independiente de Expertos convocada por el Gobierno nacional, es de resaltar el capítulo o numeral 14, el cual fue enfático y claro sobre las expectativas de los pilotos.

De acuerdo a lo expuesto por la Comisión, estos debían desarrollarse en tres etapas, siendo la primera previa al proyecto piloto como tal, de modo que en esta etapa se llevare a cabo el licenciamiento social, término que es comúnmente conocido, pero nunca antes incluido en la legislación colombiana.

Se contempló que la segunda etapa sería aquella del desarrollo simultáneo de uno o varios Proyectos Piloto de Investigación Integral, con la utilización de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal (FHPH), en esta etapa la comisión contempló que se seguirían desarrollando los aspectos sociales, institucionales y, por supuesto técnicos, por lo que no son exclusivos de una etapa

previa, sino actividades de tracto sucesivo.

Como etapa final o de evaluación, la comisión la refiere como de estudio de los resultados obtenidos durante las investigaciones efectuadas; de modo que sea posible definir si es viable o no ejecutar al largo plazo en Colombia los proyectos piloto mencionados utilizando la técnica FHPH.

Para ello, la comisión determinó ciertas acciones sin las cuales no sería posible la ejecución correcta de los PPII, que son:

1. En todas las etapas:

    1.1. Garantizar la seguridad de las operaciones derivado del diálogo con las autoridades locales regionales.

    1.2. El establecimiento de diálogo permanente con comunidades bajo la generación de confianza.

    1.3. El acceso a la información bajo los que se consideran principios del derecho administrativo de publicidad y transparencia.

2. En la etapa primera de condiciones previas:

    2.1. Promover la ejecución adecuada de la Ley de Transparencia y Acceso a la Información Pública, de manera que la información obtenida en los Proyectos Piloto de Investigación Integral se comparta a la sociedad sin reserva alguna, y así generar una confianza social de los datos que son divulgados frente al avance de las operaciones, de las contingencias presentadas y de los logros obtenidos.

    2.2. Identificación de las necesidades que deben suplirse en materia institucional, que contemplan:

        2.2.1. Necesidades de capacitación técnica a los funcionarios y contratistas o colaboradores de las entidades del sector público e hidrocarburos, que se encargarán del seguimiento a los PPII-YNC.

        2.2.2. Necesidades organizativas, de modo que se analice que tipo de cambios o reestructuraciones requieren las entidades para el seguimiento estricto a los pilotos y en general a los yacimientos no convencionales.

    2.3. La utilización de las tecnologías de mínimo impacto, que deben ser iden-

tificadas por parte del Gobierno nacional y las compañías, y socializadas con las comunidades.

2.4. Generación de participación ciudadana, a través de la creación de veedurías ciudadanas.

2.5. Definición de las líneas base en materia social, de salud, ambiental, que incluya un análisis económico.

3. En la etapa segunda de acciones concomitantes:

3.1. Gestión continua de la licencia social, a través del análisis de los aspectos ambientales no resueltos, la continuidad de la promoción de la información a la sociedad en general.

3.2. Generación de desarrollo local y gestión territorial bajo el desarrollo sostenible.

3.3. Fortalecimiento integral de las instituciones relacionadas con los PPII-YNC.

4. En la etapa de evaluación final:

4.1. Obtención de la licencia social, que se suma a la de fortalecimiento social, transparencia sobre el manejo de la información y su adecuada publicidad, sin las cuales resulta absolutamente inviable la ejecución de los PPII.

4.2. Obtención de la información biofísica suficiente para la valoración de los proyectos de naturaleza científica.

4.3. Veeduría y seguimiento continuos.

Aprendizaje del acápite V

1. El Estado dio inicio a uno de sus proyectos más ambiciosos en épocas de preocupación generalizada en la población colombiana por el medio ambiente y la conservación de ecosistemas estratégicos, y es sentar a la mesa al Gobierno, a la academia, a las comunidades, a sectores que se oponen frente al mal llamado "fracking", debido a opiniones personales y heredadas de los miedos de otros, todo

ello, bajo una cubierta de incertidumbre, de miedo generalizado y de poca lectura, de casi nula investigación por parte de la sociedad que teme a una práctica que puede dar impulso a una industria hidrocarburífera que aporta considerables recursos a la nación.

2. Aun cuando el Gobierno estableció la regulación para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral, y considerando que nos encontramos en la etapa previa o de condiciones previas, no se evidencia la tan esperada transformación y modernización institucional, para que las entidades del sector de hidrocarburos se encuentren listas respecto de la exigente tarea que le espera frente al control y estudio de los PPII.

3. Por otro lado, queda mucho camino frente a los temas de publicidad como se expondrá más adelante, puesto que no se encuentra fácilmente en internet información oficial del Gobierno Nacional sobre los PPII, ni en la página de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, que de hecho es poco intuitiva y antipedagógica para el manejo del ciudadano y de la comunidad que desea informarse al respecto.

Adicionalmente al análisis efectuado anteriormente, sobre el libro "La inviabilidad del fracking frente a los retos del siglo XXI" publicado en 2019 por la Alianza Colombia Libre del Fracking y la Fundación Heinrich Böll, resulta pertinente aclarar, frente al capítulo de análisis jurídico que inicia en la página 127, que este realiza un recuento breve de la regulación en otros países, sin embargo, obvia el análisis de la regulación interna en materia de exploración y producción de yacimientos no convencionales. De modo que no se conocen de fondo los argumentos que sirven de fundamento legal/jurídico/regulatorio para la fuerte oposición del desarrollo de yacimientos no convencionales en el país.

4.6. El activismo "ambiental" judicial y los principios de coordinación y concurrencia

En consideración a las observaciones realizadas frente a la interpretación de la Corte Constitucional y del Consejo de Estado en las providencias expuestas, surgen muchas inquietudes respecto de la imparcialidad y objetividad de la Rama Judicial del Poder Público, en especial en lo concerniente a la aplicación de los principios que acoge la Constitución Política Colombiana, aquellos que integran el Bloque de Constitucionalidad, y por supuesto los principios generales ambientales descritos en el artículo 1º de la Ley 99 de 1993.

Ahora bien, el activismo judicial puede ser considerado como una suposición en la que un juez realiza "(…) una función que en principio solo corresponde al órgano leg-

islativo: crear normas. Pero el juez no crea en sentido formal y estricto de la palabra norma, no obstante, sí crea una regla de regulación para similares casos y puede otorgar o extender derechos que taxativamente el sistema jurídico no contemplaba (…) Así entonces, cuando hacemos alusión al efecto difuminador – o también podríamos llamarle 'desvanecedor' – del activismo judicial frente al principio de división de poderes, señalando que cuando el juez asume en sus decisiones una actitud extremadamente activista, que produce injerencia en la esfera competencial de otro poder, - y esto no puede ser contrarrestado- de alguna manera las líneas o límites que separan funcionalmente las diferentes potestades del Estado, son desdibujadas o son saltadas por un poder judicial que implícitamente administra o legisla". (Turizo y Pérez, 2015) (Subrayado y negrilla fuera de texto)

En ese sentido, ante la presión social sobre la corriente de protección desmedida de los derechos del ambiente, los jueces pueden verse abocados o expuestos a la toma de decisiones polarizadas, que aun cuando gocen de alta popularidad por exacerbar los derechos colectivos ambientales, no consideren aspectos socioeconómicos y del marco macroeconómico del país.

Sobre el particular, se resalta la Sentencia de Unificación de Línea SU - 095 de 2018 (Corte Constitucional, 2018)[186] respecto de la sentencia proferida el 7 de marzo de 2017 del Tribunal Contencioso Administrativo del Meta, en la que se declaró constitucional el texto de la consulta popular en el municipio de Cumaral (Meta) que indica: "¿Está usted de acuerdo ciudadano cumaraleño que dentro de la jurisdicción del Municipio de Cumaral, se ejecuten actividades de exploración sísmica, perforación exploratoria, producción de hidrocarburos?". (Subrayado y negrilla fuera de texto)

En la sentencia de unificación, la Corte Constitucional hace un llamado a las autoridades en todos los niveles, especialmente a nivel local-regional para que la toma de decisiones en especial prohibitivas de actividades de los sectores minero, energético y petrolero que lleguen a afectar el marco fiscal a mediano plazo de Colombia, lleven a cabo los respectivos estudios de impactos fiscales de sus decisiones, esto es, de acuerdo con lo establecido en la Sentencia C-123 de 2014 y el Auto 053 de 2017 de la misma Corporación.

En ese sentido, las decisiones en materia recursos naturales no renovables (entre los cuales se encuentran los hidrocarburos) no pueden ser emitidas bajo un arbitrario análisis de la rama judicial o ejecutiva, de modo que aun cuando la corriente en boga, tendencia y presión social apunten a la prohibición actividades y técnicas como la de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal- FHPH,

186 Acción de Tutela instaurada por Mansarovar Energy Colombia Ltda., contra el Tribunal Contencioso Administrativo del Meta.

antes de emitir estos juicios, debe llevarse a cabo una ponderación y estudio fiscal a nivel país, en la que de manera coordinada entre las entidades departamentales, municipales, nacionales y entidades especializadas del sector determinen si es viable en Colombia prescindir de los recursos provenientes de la actividad a limitar o prohibir. En consecuencia, la decisión que, aunque deba ser emitida por un juzgado de rango municipal o de pequeñas causas, al referirse a sectores de importancia fundamental para las finanzas del país, debe ejecutar previamente los principios de coordinación, concurrencia y subsidiariedad.

En línea con lo expuesto, la Colegiatura resaltó que "(…) los beneficios económicos que representan la exploración y explotación de RNNR[187] para el país en términos de regalías que se distribuyen en todo el territorio nacional y son fuente de desarrollo social y económico en términos de aportes en dividendos, impuestos y regalías que tienen impacto en el Producto Interno Bruto –PIB-, la economía del país e inversiones sociales transporte, agua potable, deporte, educación, salud, gestión de riesgo, cultura, ciencia, tecnología e innovación, entre otros.

Lo anterior hace indispensable que las actividades del sector minero energético se realicen bajo el principio de desarrollo sostenible y que las autoridades locales y comunidades asentadas en las zonas de operación de los proyectos de hidrocarburos o de minería cuenten con instrumentos que permitan la identificación de necesidades de los territorios, en términos no solamente ambientales, sino también en términos económicos y sociales, que conduzcan a conocer de primera mano los riesgos que se puedan generar y así, se implementen estrategias para su administración y manejo, con el fin de evitar, prevenir, mitigar o compensar su realización (…)". (Subrayado y negrilla fuera de texto)

Asimismo, expone que en la regulación minero energética y petrolera que expida el Ministerio de Minas y Energía deben contemplarse principios como el de participación ciudadana y pluralidad, coordinación y concurrencia de nación-territorio, diferencia, gradualidad, enfoque territorial, legitimidad y representatividad, información previa, permanente, transparente, clara y suficiente, desarrollo sostenible, diálogo- comunicación y confianza, respeto, protección y garantía de los derechos humanos, buena fe, coordinación y fortalecimiento de la capacidad institucional nacional y territorial, sostenibilidad fiscal. Estos criterios "(…) deben ser aplicados por el Legislador, el gobierno nacional central y las autoridades locales en el desarrollo de acciones para la exploración y explotación de los RNNR", de los cuales se resaltan los siguientes:

187 Recursos Naturales No Renovables-RNNR, tales como los hidrocarburos y minerales.

"(…) 2. Coordinación y concurrencia nación territorio. Garantizar un grado de participación razonable y efectivo de los municipios y distritos en el proceso de decisión respecto a las actividades de exploración o de explotación del subsuelo y los RNNR. Las posiciones y opiniones de las entidades territoriales deben ser expresadas a través de los órganos legítimos de representación, tener una influencia apreciable en la toma decisiones, sobre todo en aspectos centrales a la vida del municipio en materia ambiental y social, sin perjuicio de las competencias del nivel nacional.

3. Inexistencia de un poder de veto de las entidades territoriales para la exploración y explotación del subsuelo y de recursos naturales no renovables. De acuerdo con los postulados constitucionales que prevén la explotación del subsuelo y los RNNR, su propiedad en cabeza del Estado y las competencias de las entidades territoriales y de la nación –gobierno nacional central- sobre el suelo, el ordenamiento territorial, el subsuelo y los RNNR, las entidades territoriales no pueden prohibir el desarrollo de actividades y operaciones para tales fines en su jurisdicción (…)". (Subrayado y negrilla fuera de texto)

En relación con lo expuesto, la rama judicial, en cualquiera de sus órdenes, debe aplicar los anteriores principios antes de emitir una decisión que afecte a la industria petrolera, dado su impacto en el marco fiscal a mediano y largo plazo del país, de modo que el activismo judicial si bien es una tendencia en países latinoamericanos, resulta contrario a los predicamentos de la Corte Constitucional y del principio rector de unidad nacional.

De acuerdo con lo planteado y a modo de ejemplo, se observa que, debido a la opinión pública sobre la insistente preocupación de los efectos de la técnica FHPH en el medio ambiente y la salud humana, desde se han propuesto proyectos de ley cuyo fin es la prohibición de la técnica a la que nominan como 'fracking' que a la fecha no han prosperado. A continuación, los proyectos:

1. Proyecto de Ley No. 58 de 2018 Senado- Legislatura 2018-2019. Epígrafe: "por medio del cual se prohíbe en Colombia la utilización del fracturamiento hidráulico fracking para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales". (se acumuló con el PL115/218)

2. Proyecto de Ley No. 71 de 2018 Senado- Legislatura 2018-2019. Epígrafe: "por medio del cual se prohíbe en el territorio nacional la exploración y/o la explotación de yacimientos no convencionales (YNC) de hidrocarburos y se dictan otras disposiciones". (se acumuló con el PL115/218)

3. Proyecto de Ley No. 115 de 2018 Senado- Legislatura 2018-2019. Epígrafe: "por

medio de la cual se declara una moratoria al desarrollo de la actividad del fracturamiento hidráulico para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales y se dictan otras disposiciones".

4. Proyecto de Ley No. 126 de 2020- Cámara. Legislatura 2020-2021. Epígrafe: "POR MEDIO DE LA CUAL SE PROHÍBE EN EL TERRITORIO NACIONAL LA UTILIZACIÓN DE LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO MULTIETAPA CON PERFORACIÓN HORIZONTAL – FH-PH (FRACKING), PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES DE HIDROCARBUROS EN ROCA GENERADORA DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES Y SE DICTAN OTRAS DISPOSICIONES". (se acumuló con el PL336/20)

5. Proyecto de Ley No. 336 de 2020 Cámara- Legislatura 2020-2021. Epígrafe: "Por medio del cual se prohíbe en el territorio nacional la exploración y/o explotación de los Yacimientos No Convencionales (YNC) de hidrocarburos y se dictan otras disposiciones".

Estado de los proyectos: Los proyectos fueron archivados de conformidad al Artículo 190 de la Ley 5° de 1992, y en concordancia con lo establecido en el Art 375 de la Constitución Política.

4.7. El desarrollo sostenible y los YNC en Colombia

En lo concerniente al concepto del desarrollo sostenible, debe observarse que este ha contado con una amplia evolución desde el año 1992 debido a la Declaración de Río sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo (ONU) que se llevó a cabo en el marco de la Cumbre de la Tierra, por lo que inicialmente se contemplaba como el aseguramiento de los recursos para las generaciones futuras, y aunque en la actualidad comprende una serie de características más amplias y complejas, conserva la esencia de la conservación en pro de la supervivencia humana en los siguientes términos:

> "(…) Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) constituyen un llamamiento universal a la acción para poner fin a la pobreza, proteger el planeta y mejorar las vidas y las perspectivas de las personas en todo el mundo. En 2015, todos los Estados Miembros de las Naciones Unidas aprobaron 17 Objetivos como parte de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, en la cual se establece un plan para alcanzar los Objetivos en 15 años". (ONU, s.f.)

De acuerdo con tal concepto, y con el fin de propender por su materialización en cada pueblo y nación, la Organización de Naciones Unidas catalogó ciertos objetivos que los países (que estuvieren de acuerdo) se comprometieren a cumplir bajo

metas específicas, denominados los Objetivos del Milenio (8 iniciales), que evolucionaron a un total de 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible que conforman la Agenda 2030 de las Naciones Unidas, y son los enunciados a continuación:

1. Fin de la pobreza.
2. Hambre Cero.
3. Salud y bienestar.
4. Educación de calidad.
5. Igualdad de género.
6. Agua limpia y saneamiento.
7. Energía asequible y no contaminante.
8. Trabajo decente y crecimiento económico.
9. Industria, innovación e infraestructura.
10. Reducción de las aguas residuales.
11. Ciudades y comunidades sostenibles.
12. Producción y consumos responsables.
13. Acción por el clima.
14. Vida submarina.
15. Vida de ecosistemas terrestres.
16. Paz, justicia e instituciones sólidas.
17. Alianzas para lograr los objetivos.

Ahora bien, Colombia, al haberse acogido a los compromisos del Acuerdo de París debe observar el cumplimiento de cada uno de los Objetivos de Desarrollo Sostenible-ODS, por lo que expidió el Documento CONPES No. 3918 del 16 de marzo de 2018 del Consejo Nacional de Política Pública Económica y Social – Departamento Nacional de Planeación, en el cual se efectuó un balance de los ODS, un análisis de las deficiencias en la información, la ausencia de estrategia de los ODS a nivel territorial y la baja articulación con otros actores.

Frente a lo expuesto y teniendo en cuenta que en país se cuenta con un sinnúmero de instrumentos de participación y de control ambiental a las actividades industria-

les, para los efectos de este estudio se traen como referencia el CONPES No. 3918, la Declaración de Río 1992 y la Agenda 2030 con sus 17 ODS.

Al respecto, aun cuando parece extenso el catálogo de Objetivos de Desarrollo Sostenible y dan una apariencia de estar desligados entre sí, su naturaleza les vincula de modo que, si se cumple uno solo de los objetivos, de alguna manera se influencia el cumplimiento de los 16 restantes. Es así como, al permitir el desarrollo de actividades hidrocarburíferas en el país, y más específicamente la fracturación hidráulica multietapa con perforación horizontal, se generarían empleos directos e indirectos en las zonas de influencia de cada proyecto impactando de manera directa los ODS No. 1 "Fin de la pobreza", No. 2 "Hambre cero", 3 "Salud y bienestar" y No. 8 "Trabajo decente y crecimiento económico", en consecuencia, al disminuir los índices de pobreza y de desigualdad se impacta el ODS No. 10 "Reducción de desigualdades" el que a su vez permite la promoción de una mayor equidad no solo en términos económicos, también en asuntos de género, influyendo el ODS No. 5 "Igualdad de género", así como en asuntos educativos al promover el ODS No. 4 "Educación de calidad".

Así mismo, debido a las obligaciones impuestas por la normativa y regulación ambiental, del proyecto deben destinarse grandes sumas de dinero a proyectos de protección de recursos hídricos, de ecosistemas estratégicos, entre otros, se destinan montos para el mejoramiento de la calidad de vida de las comunidades desde el saneamiento y agua potable, por lo que se impactan los ODS No. 13 "Acción por el clima", ODS No. 15 "Vida de Ecosistemas", ODS No. 6 "Agua limpia y saneamiento".

Como se observa en el anterior ejemplo, el impacto en un ODS genera un efecto que repercute en los demás objetivos, por lo que se debe garantizar que en cada uno de los proyectos hidrocarburíferos en los que se emplee la técnica FHPH se tracen líneas de acción concretas para que puedan constituir un aporte a la sociedad en términos, sociales, económicos, de protección ambiental, de equidad, de paz, de trabajo, dignidad humana y bienestar integral, todo ello en coordinación con los gobiernos locales y entidades del sector involucradas.

Para llegar a la materialización de los ODS, debe entonces partirse de la licencia social como lo enunció la Comisión Interdisciplinaria Independiente de Expertos convocada por el Gobierno nacional, dado que sin la participación de las comunidades resulta imposible diagnosticar sus necesidades y las estrategias de intervención en acciones derivadas de ODS, lo que fue ratificado por el Consejo de Estado mediante providencia (que fue estudiada anteriormente) del 8 de noviembre de 2018 en la que

manifestó que "(…) los PPII deben pasar por tres fases, las cuales involucran aspectos tan relevantes como: (i) obtener licencia social para el uso del "fracking"; (ii) definición de la línea base social y ambiental. Esta última, debe incluir una descripción de los ecosistemas terrestres y acuáticos; (iii) fortalecimiento institucional para tener capacidad de seguimiento y control de las actividades, y (iv) la selección de tecnologías de mínimo impacto".

4.8. Recomendaciones jurídicas, para propender por un adecuado desarrollo de los PPII- YNC

1. Como punto de partida para una adecuada ejecución de los Proyectos Piloto de Investigación Integral, acorde con las indicaciones de la Comisión Interdisciplinaria y con lo sugerido por el Consejo de Estado, es indispensable la realización de un DIAGNÓSTICO ESTATAL INTEGRAL, por parte de cada una de las entidades que hacen parte del sector hidrocarburífero, sobre sus debilidades, fortalezas y plan de acción, frente a su rol para el exitoso seguimiento y control a los PPII - YNC. Una vez ejecutado el diagnóstico interinstitucional, debe llevarse a cabo la elaboración de una propuesta conjunta de mejoramiento de dichas entidades del sector, puesto que el diagnóstico sin acción no tiene ningún sentido.

2. Frente al proyecto Kalé (Contrato No. 1 CEPI) y Platero (No. 2 CEPI) como ejemplo del primer Proyecto Piloto de Investigación Integral suscrito y de los que en adelante se firmarán, se recomienda al Ministerio de Minas y Energía-MME y a la Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH:

2.1. Dar respuesta a las solicitudes de información en los términos de ley, dado que, con el fin de obtener información en materia de yacimientos no convencionales, uno de los autores del estudio elevó derecho de petición ante la ANH y no se recibió respuesta oportunidad por parte de la entidad.

2.2. Crear una plataforma por medio de la cual de manera unificada se divulgue toda la información relativa a los Proyectos Piloto de Investigación Integral, dado que resulta dispendiosa la recolección de información de los PPII y YNC. No se observa la unidad de información entre las entidades, ni mucho menos la sinergia entre ANH, MME con el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible - MADS, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales y el Servicio Geológico Colombiano-SGC.

2.3. De manera unificada brindar información a la ciudadanía, sobre el estado del proceso de nulidad contra la regulación en materia de YNC.

2.4. Incluir en la plataforma de divulgación, información sobre el cumplimiento de los diecisiete (17) Objetivos de Desarrollo Sostenible, a través de la regulación emitida frente a los PPII, en consideración de que el Consejo de Estado hace referencia constante al desarrollo sostenible (que se lleva a cabo a través de tales objetivos), lo que resulta fundamental al analizar la aplicación del principio de precaución.

2.5. Promover desde el ejecutivo y hacia la rama judicial mecanismos de participación de las diferentes ramas del Poder Público, frente a la aplicación de los principios de coordinación, concurrencia y subsidiariedad en las decisiones más relevantes del sector hidrocarburos.

CASO DE ESTUDIO

CASO DE ESTUDIO: Desarrollo de la explotación hidrocarburífera por medio de técnicas no convencionales en la República Argentina

Autor: Juan José Aranguren, Ex Ministro de Energías y Minas de la República Argentina

El presente es un documento de trabajo preparado a solicitud del Instituto de Ciencia Política Hernán Echavarría Olózaga de Colombia (ICP) para ser utilizado en el debate púbico local sobre la aplicación de técnicas no convencionales para la explotación hidrocarburífera en Colombia.

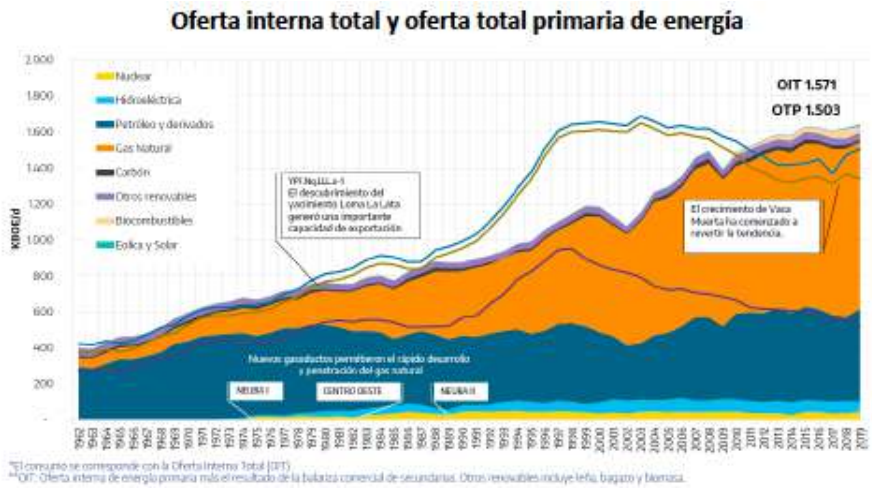
El objetivo del ICP al convocar a ENERGY Consilium para esta tarea, ha sido la identificación de los desafíos, oportunidades y riesgos que se experimentaron en otros países donde la técnica de fractura hidráulica se utiliza en forma masiva para recuperar los recursos hidrocarburíferos entrampados en las rocas formadoras.

No es motivo de este estudio explicitar los desafíos técnicos que enfrenta la explotación no convencional, cuya resolución queda en cabeza de la capacidad y experiencia acumulada por las compañías petroleras que se interesen en invertir en Colombia, sino aquellos desafíos que englobados en el concepto de sustentabilidad social, generan resistencias a este tipo de explotación, la mayoría de las veces consecuencia de la falta de información y/o comunicación tanto de parte de los actores privados, como de las autoridades de aplicación en la materia; describiendo como fueron y son administrados en Argentina desde hace ya cerca de diez años.

1. Introducción

La Argentina es un país con petróleo y gas natural, cuya oferta energética ha crecido a razón del 2,2% anual acumulado en los últimos sesenta años (Gráfico I). Su matriz energética ha estado dominada por los hidrocarburos fósiles con picos de producción de 853 kbbl/d en 1998 para petróleo y 5 BCF/d en 2004 para gas natural (Gráfico II), y que en conjunto representan el 85% de la oferta total de energía.

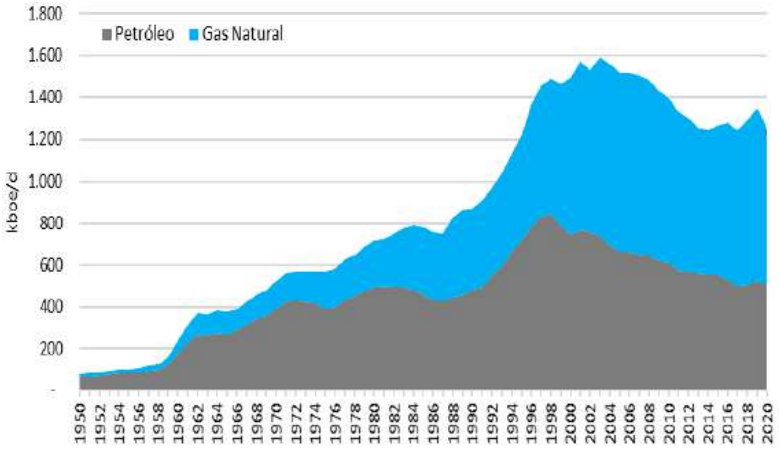
Gráfico I



Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía

Gráfico II

Producción histórica de petróleo y gas natural



Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía

En el país existen diecinueve cuencas sedimentarias (Figura I), de las cuales solo cinco han sido comercialmente explotadas desde que se descubriera el petróleo en 1907.

Figura I

Cuencas sedimentarias

Fuente: Instituto Argentino del Petróleo (IAPG)

Las cinco cuencas productivas se encuentran en un estado maduro de explotación, dependiendo de recuperación secundaria y terciaria una vez agotada la presión natural del reservorio. Es por ello que en algunas de ellas, especialmente la cuenca Neuquina, pero también en el área Santa Cruz Sur de la cuenca Austral, se empezó a replicar a inicios de la década pasada la experiencia acumulada a partir de principios de siglo en EE.UU., con el proceso de aumento de producción hidrocarburífera a partir de la técnica de punzado de las rocas madres con la inyección de agua a alta presión conteniendo un agente sostén, proceso más conocido como de estimulación hidráulica, de fractura hidráulica o simplemente fracking.

Es importante destacar que la explotación hidrocarburífera por técnicas no convencionales no se desarrolló para remplazar a la convencional, sino para complementarla, ante la ausencia de descubrimientos exploratorios que permitieran sostener y, posteriormente, aumentar la producción petrolera y gasífera de Argentina.

Esta técnica desarrollada en EE.UU. a mediados del siglo pasado para mejorar la permeabilidad de los reservorios convencionales, también se aplica en Argentina desde los años sesenta. Así como los 'reservorios convencionales' pueden o no ser

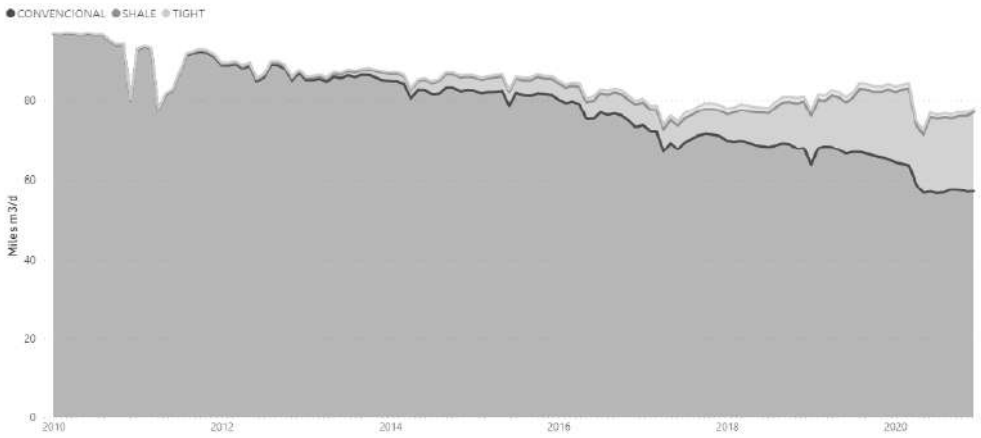
estimulados hidráulicamente, los reservorios 'no convencionales' (aquellos ubicados en arenas compactas o en rocas generadoras) requieren obligatoriamente —y en una escala mucho mayor— de la estimulación hidráulica, pues en caso contrario no podrían extraerse los hidrocarburos ocluidos en los microporos de dichas formaciones.

Las diferencias entre ambos tipos de explotaciones radican también en el comportamiento de la producción que proviene del pozo, la cantidad de pozos necesarios y la magnitud de la inyección de fluido de estímulo requerido; esto provoca que la explotación de reservorios no convencionales demande niveles iniciales de inversión superiores a la de los reservorios convencionales.

La relevancia que ha adquirido la explotación no convencional en Argentina en los últimos años, ante la ausencia de descubrimientos exploratorios de reservorios convencionales, queda reflejada en el rol que ha tenido para compensar el decline de la explotación convencional tanto para petróleo, como —y en mayor medida— para gas natural (Gráficos III y IV).

Gráfico III

Producción convencional y no convencional de petróleo



Fuente: Energy Consilium sobre la base de Secretaría de Energía

Gráfico IV

Producción convencional y no-convencional de gas natural

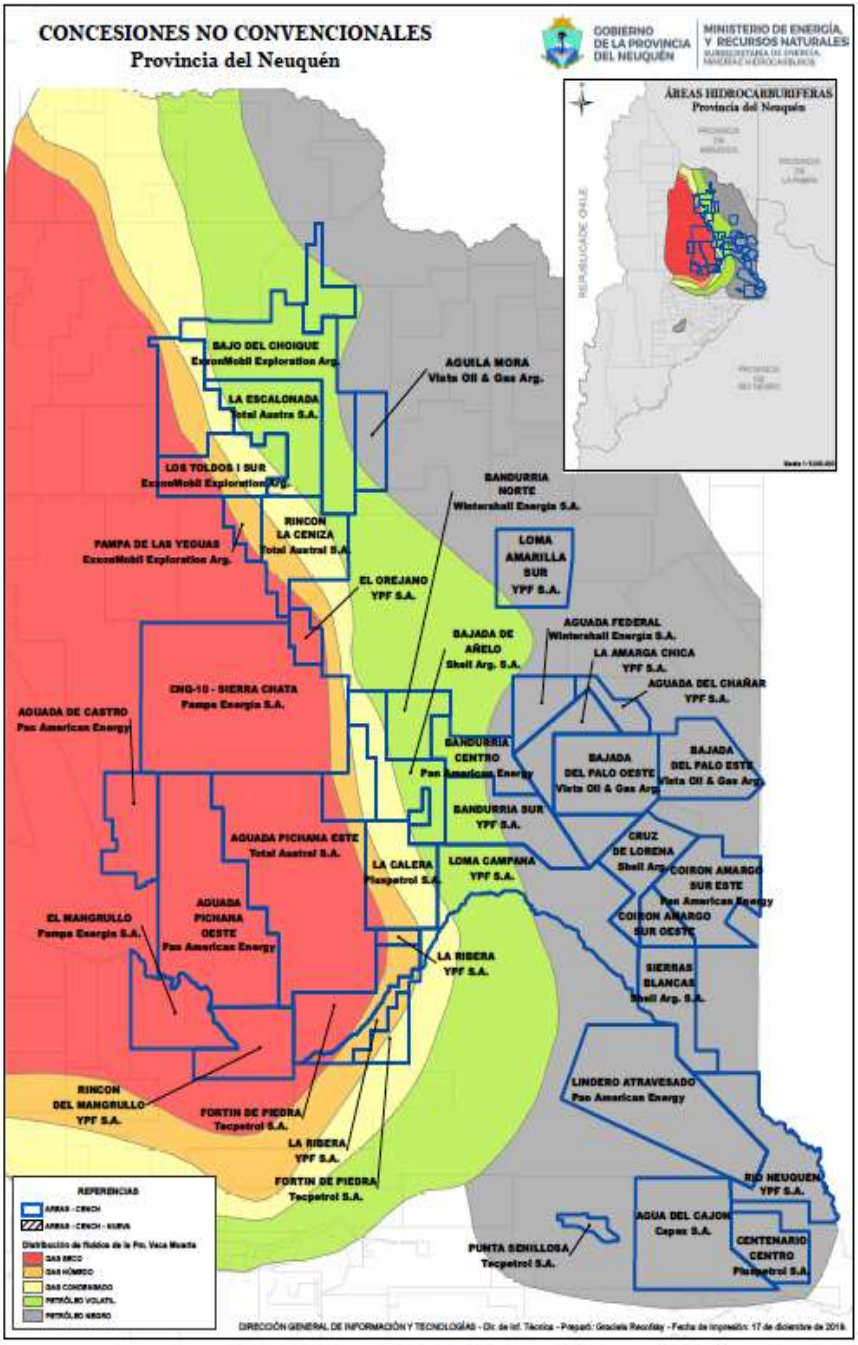
Fuente: Energy Consilium sobre la base de Secretaría de Energía

Paradójicamente, o tal vez no tanto, el despegue de la explotación no convencional en Argentina, liderado por el punzado de roca formadora Vaca Muerta en la cuenca Neuquina, se inició en 2013 luego de la nacionalización del 51% de las acciones de la compañía Repsol-YPF (otrora estatal y privatizada en la década de 1990), que pasó a llamarse simplemente YPF, la cual —en asociación con Chevron— comenzó a explorar y posteriormente explotar la concesión Loma Campana, en la ventana de black/volatile oil de la mencionada formación rocosa.

Desde entonces, en un proceso no exento de vicisitudes —vinculadas principalmente a la inestabilidad macroeconómica del país— se han otorgado hasta el presente 41 concesiones de exploración/explotación no convencional en Vaca Muerta (Figura II), la última de las cuales, Mata Mora Sur, fue otorgada en el mes de marzo de 2021 a la empresa Phoenix Global Resources Inc.

Figura II

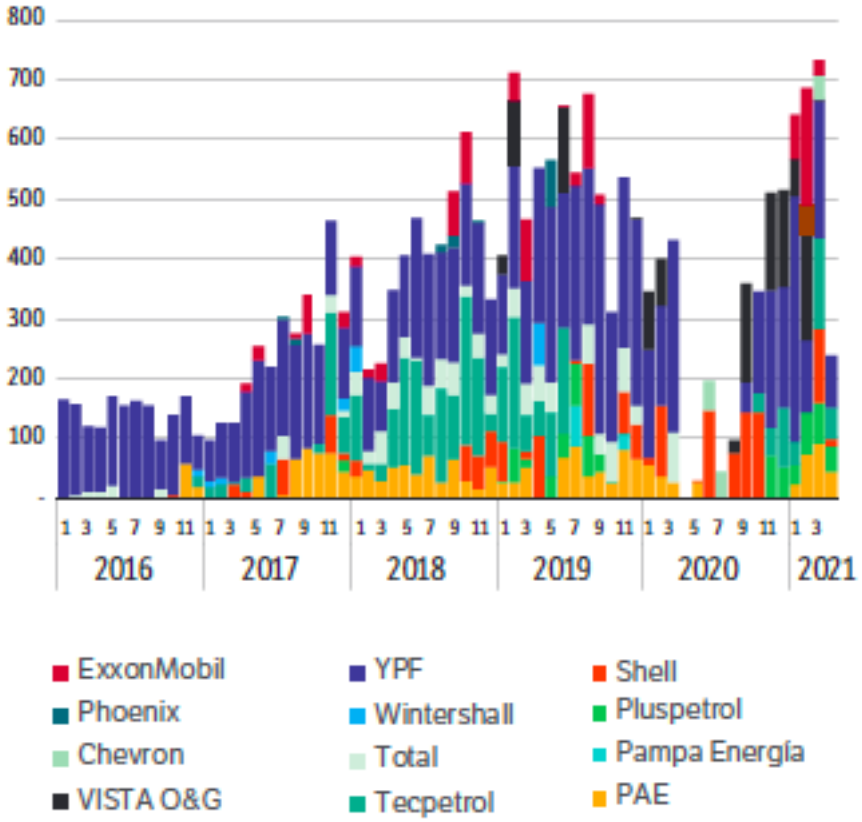
Concesiones no convencionales en Vaca Muerta



Otra manera de visualizar la aceleración que tuvo la explotación hidrocarburífera no convencional en Vaca Muerta es a partir de la cantidad de fracturas mensuales realizadas en esa roca formadora en el último quinquenio (Figura III).

Figura III

Etapas de fractura mensuales en Vaca Muerta



Si bien la explotación no convencional, como toda la explotación hidrocarburífera del país, se ha desarrollado en provincias cuya economía depende de la extracción de sus recursos naturales, la obtención de la sustentabilidad social para este tipo de explotación es un proceso en el que la comunicación y la transparencia juegan un rol fundamental, en el cual se debe invertir principalmente más tiempo y esfuerzo que recursos económicos.

A continuación, se describirán las áreas más relevantes que han enmarcado el proceso de desarrollo del no convencional en Argentina en los últimos años.

2. Marco regulatorio a nivel nacional

Como en cualquier otra actividad, el marco regulatorio es relevante para asegurar los derechos y establecer las obligaciones de los agentes económicos, así como para definir las garantías mínimas sobre las cuales se pueden comprometer inversiones que son —para las industrias extractivas- —de magnitud y con largos períodos de repago.

En el caso de la Argentina, conforme a la reforma constitucional del año 1994, la propiedad del subsuelo y de aquellos recursos que se extraigan del mismo corresponde a las provincias hasta 12 millas afuera del territorio continental, quedando para el Gobierno federal la propiedad de todo lo extraído en la plataforma continental marítima sobre la cual Argentina tiene jurisdicción fuera de las 12 millas anteriormente mencionadas.

Es potestad entonces de las provincias o del Gobierno federal dentro de su área de responsabilidad, la explotación del subsuelo por sí o por terceros, adoptándose en este último caso la figura de permiso de exploración y/o de concesión de explotación para atraer los capitales y la tecnología requerida para hacerlo.

Son múltiples las normas que regulan la actividad y, seguramente, específicas de cada país, por lo que a continuación listaremos las relevantes para este tipo de explotación en Argentina indicando los principios u objetivos de cada una de ellas, pero con el link pertinente para quien quiera abundar en detalles sobre las mismas:

- Ley 17.319: Ley de Hidrocarburos. Si bien fue dictada durante un gobierno no constitucional, es la ley rectora de la actividad hidrocarburífera en el país. En ella se define la titularidad de los recursos, el otorgamiento de los permisos exploratorios y de las concesiones de explotación, la restricción de disponer de la producción del país en tanto este no esté abastecido, la libertad de precios (mercado desregulado), la autoridad de aplicación, la reserva de ciertas zonas para la explotación por parte de empresas del Estado y la participación de las provincias productoras en lo obtenido por regalías. Se determinan los derechos (principalmente plazos) y obligaciones de aquellas compañías que obtengan permisos de reconocimiento superficial y/o de exploración, concesiones de explotación y concesiones de transporte. Se establece el proceso para la adjudicación y cesión de los permisos y concesiones regulados por esta ley, el cobro de tributos y las normas de inspección y fiscalización, así como las sancionatorias.
- Ley 24.076: Regulación del transporte y la distribución del gas natural. Privatización de Gas del Estado Sociedad del Estado.
- Ley 24.145: Ley de federalización de hidrocarburos. Transformación empresaria y privatización del capital de YPF S.A.
- Ley 25.675: Ley General del Ambiente

- Ley 26.197: Transfiere a las provincias la titularidad y la administración de los yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en sus respectivos territorios, lecho y subsuelo del mar territorial del que fueran ribereñas.
- Ley 27.007: Modifica varios artículos de la Ley 17.319, introduciendo el concepto de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, adyacente o no a otra convencional preexistente. Establece los períodos de vigencia de las concesiones: 25 años para las explotaciones convencionales on shore, 30 años para las explotaciones convencionales off shore y 35 años para las explotaciones no convencionales (incluyendo un período de plan piloto de hasta 5 años). Flexibiliza lo dispuesto en cuanto al pago de regalías, las reduce, para el caso de explotaciones muy costosas o poco productivas y permite su aumento en el caso de otorgamiento de prórrogas en explotaciones convencionales adyacentes a explotaciones no convencionales. Se incorpora al régimen de promoción de inversiones creado por el Dto. 929/13 a los proyectos que impliquen una inversión directa no inferior a US$250 millones a ser invertidos en los tres primeros años del proyecto.
- Decreto 3036/68: Reglamenta artículos de la Ley 17.319 vinculados con el pago de canon.
- Decreto 8546/68: Reglamenta artículos de la Ley 17.319: Deslinde y mensura de áreas.
- Decreto 1671/69: Reglamenta artículos de la Ley 17.319 en lo relativo a liquidación de regalías.
- Decreto 6815/69: Reglamenta artículos de la Ley 17.319 en lo relativo a tributos a los que están obligados los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación.
- Decreto 2233/84: Faculta a la Secretaría de Energía a ejercer el poder de policía en todas las etapas del proceso productivo, de industrialización y comercialización de hidrocarburos.
- Decreto 1443/85: Reglamenta artículos de la Ley 17.319. Autoriza a YPF a convocar a Concurso Público Internacional.
- Decreto 623/87: Reglamenta artículos de la Ley 17319. Autoriza a YPF a convocar Concurso Público Internacional (modifica Dto. 1443/85) y celebrar contratos de exploración y posterior explotación.

- Decreto 44/91: Reglamenta el transporte de hidrocarburos por oleoductos, gasoductos y poliductos, y determina el régimen de operación de estos.
- Decreto 1028/01: Crea el sistema de Información Federal de Combustibles.
- Decreto 12/05: Determina los importes indemnizatorios para los propietarios superficiarios.
- Decreto 1770/05: Determina las fechas de pago de los cánones previstos en los art. 57 y 58 de la Ley de Hidrocarburos.
- Decreto 1454/07: Determina nuevos cánones de exploración y explotación.
- Resolución 105/92: Define normas y procedimientos para proteger el medio ambiente durante la etapa de exploración y explotación de hidrocarburos.
- Resolución 188/93: Reglamenta el pago de regalías de gas natural y gasolina.
- Resolución 309/93: Aprueba los métodos para la realización de trabajos de deslinde y mensura que deben realizar los concesionarios de áreas de explotación y permisionarios de áreas de exploración.
- Resolución 319/93: Aprueba normas y procedimientos para la remisión de información estadística.
- Resolución 24/04: Clasifica los incidentes ambientales y determina las normas para la presentación de informes de incidentes ambientales.
- Resolución 435/04: Establece los mecanismos de información a las provincias productoras y a la Secretaría de Energía de los volúmenes efectivamente producidos y su calidad.
- Resolución 785/05: Establece el Programa Nacional de Control de Pérdidas de Tanques Aéreos de Almacenamiento de Hidrocarburos y Derivados.
- Resolución 2057/05: Modifica la Res. 319/93 para remisión de información estadística.
- Resolución 7/06: Crea el Programa Nacional de Control de Calidad del Gas Licuado de Petróleo.
- Resolución 324/06: Establece el régimen de presentación anual de la información sobre reservas comprobadas, no comprobadas y recursos hidrocarburíferos correspondientes a las áreas de las cuales son titulares, certificadas ante auditores externos.

- Resolución 1040/09: Aprueba las normas para la clasificación y nomenclatura de pozos de hidrocarburos.
- Resolución 318/10: Determina las normas y los procedimientos a los que se deberán ajustar los permisionarios de exploración y los concesionarios de explotación de hidrocarburos líquidos y gaseosos.

3. Marco regulatorio a nivel provincial

- Ley 1.926: Define el poder de policía en hidrocarburos y sus facultades. Determina el valor boca de pozo para el cálculo de las regalías. Establece régimen sancionatorio.
- Ley 2.175: Establece normas para la preservación del medio ambiente y multas por infringirlas.
- Ley 2.183: Definiciones sobre el régimen indemnizatorio para los superficiarios.
- Ley 2.453: Ley de Hidrocarburos Provincial, sancionada previamente a la Ley Nacional 26.197 por la que se transfiriera la titularidad de los recursos hidrocarburíferos a las provincias conforme la Constitución reformada de 1994.
- Ley 2.454: Pagos de regalías conforme a los precios de contrato de compraventa.
- Ley 2.600: Requerimiento de certificado de aptitud ambiental de la actividad hidrocarburífera para operar en la provincia.
- Ley 2.615: Renegociación de las concesiones hidrocarburíferas correspondientes a empresas inscritas en el Registro Provincial de Renegociaciones de Áreas Hidrocarburíferas.
- Ley 2.666: Implementación del sistema de locación seca, control de sólidos y el tratamiento de lodos y cutting en plantas adecuadas para tal fin.
- Ley 2.718: Creación de la Tasa de Control de Transporte de Hidrocarburos Líquidos y Gaseosos, en condición comercial.
- Decreto 2247/96: Reglamentación de la Ley 1.926 que creó el régimen de policía de hidrocarburos.
- Decreto 0353/98: Reglamentación de la Ley 2.183 que creó el régimen indemnizatorio para los superficiarios.

- Decreto 29/01: Reglamentación de la Ley 2.175 de Preservación del Medio Ambiente.
- Decreto 3124/04: Reglamentación de la Ley 2.453 de Hidrocarburos Provincial.
- Decreto 225/06: Determina que a los efectos de la liquidación de regalías sobre la producción de petróleo crudo sólo se permite detraer del precio local basado en el WTI los descuentos por calidad y flete que correspondan, no permitiéndose ningún otro tipo de descuentos (léase: derechos de exportación).
- Decreto 0226/06: Determina que a los efectos de la liquidación de regalías sobre la producción de gas natural sólo se permite detraer los descuentos por compresión, tratamiento y flete, según corresponda, del precio promedio en frontera de importación de gas natural a la Argentina, no permitiéndose ningún otro tipo de descuentos (léase: derechos de exportación).
- Decreto 1631/06: Aprobación de normas ambientales para el abandono de pozos.
- Decreto 0467/08: Fijación de los cánones de exploración y explotación.
- Decreto 2112/08: Establece que las adjudicaciones de tierras fiscales excluyen el derecho de cobro establecido para los superficiarios en las concesiones hidrocarburíferas.
- Decreto 2124/08: Reglamentación de la Ley 2.615 de Renegociación de las Concesiones Hidrocarburíferas.
- Decreto 1905/09: Reglamentación de la Ley 2.600 que implementa el Certificado de Aptitud Ambiental.
- Resolución 177/06: Creación del Registro Provincial de Operador de Abandono de Pozos.
- Resolución 70/08: Determina los procedimientos a aplicar para las inspecciones que corresponda efectuar conforme al poder de policía hidrocarburífera otorgado a la autoridad de aplicación.
- Resolución 230/08: Establece la remisión, por parte de las empresas operadoras y transportistas de hidrocarburos líquidos y gaseosos, a la autoridad de aplicación de todos los datos técnicos y de ubicación planimétrica de sus instalaciones.

- Resolución 54/09: Fija pautas instrumentales y procedimientos administrativos para proceder a la autorización de la cesión de permisos de exploración y/o concesiones de explotación.
- Resolución 247/09: Establece el requerimiento de presentación de una memoria técnica descriptiva ante la autoridad de aplicación previa a la realización de cualquier tipo de obras o tareas inherentes a la actividad hidrocarburífera.
- Resolución 4/10: Determina que las empresas operadoras y transportistas de hidrocarburos deberán mantener actualizada y puesta a disposición en los puestos de trabajo toda la información y antecedentes de todas las partes y de todos los Planes de Gerenciamiento de Integridad, de Mantenimiento y Operaciones.
- Resolución 234/10: Establece la presentación ante la autoridad de aplicación provincial de toda la información requerida por la autoridad de aplicación nacional conforme resoluciones 319/93, 2057/05 y 324/06.
- Resolución 347/10: Aprueba los alcances para la aplicación de la Res. 4/10.
- Resolución 316/10: Instruye a la Subsecretaría de Tierras a que, previamente al otorgamiento de cualquier derecho sobre tierras fiscales, requiera a la autoridad de aplicación provincial en materia hidrocarburífera la existencia de actividad hidrocarburífera en las mismas.
- Resolución 83/12: Aprueba los procedimientos a aplicar en el marco de la Resolución Nacional 318/10.
- Resolución 119/12: Crea Base de Datos de Información Primaria Hidrocarburífera.
- Disposición 29/12: Aprueba la Norma de Procedimientos para las Prácticas de Recuperación Asistida.

4. Prácticas laborales implementadas y relación con los sindicatos

En la Argentina, la representación sindical se encuentra dividida por rama de actividad y por la zona geográfica en donde esta se desarrolla. Si bien los convenios laborales tienen elementos comunes, la negociación convencional, incluida la salarial, está fragmentada y las empresas petroleras centralizan la negociación en el ámbito de la Cámara de Exploración y Producción de Hidrocarburos (CEPH) y la Cámara de Empresas de Operaciones Petroleras Especiales (CEOPE).

Del lado sindical, la representación se divide entre el Sindicato de Personal Jerárquico y Profesional del Petróleo y Gas Privado de las provincias de Neuquén, Río Negro y La Pampa y el Sindicato de Petróleo y Gas Privado de las mismas provincias, cuyos afiliados son responsables de las tareas de: perforación, terminación, reparación, intervención, producción de petróleo y gas, movimiento de suelos, servicios de ecología y medioambiente, servicios de operaciones especiales y exploración geofísica.

Normalmente los convenios colectivos tienen una vigencia de tres años y las negociaciones salariales de doce meses, aunque en épocas de alta inflación se negocian cláusulas gatillo para disparar la renegociación salarial, cuando la inflación supera el umbral estimado durante la negociación salarial anual.

Los convenios colectivos acuerdan las siguientes condiciones generales del contrato laboral: dotaciones, cobertura de vacantes, modalidades de contratación (a plazo determinado y por tiempo indeterminado), personal ingresante sin experiencia, ascensos, mayor función, feriados, vacaciones, licencias especiales con goce de haberes, licencias extraordinarias, accidentes y enfermedades profesionales, jubilación por invalidez, capacitación en seguridad/higiene/salud en el trabajo, protección de radioactividad, examen médico periódico, lugar insalubre, ropa de trabajo, bonificación por antigüedad, cómputo de antigüedad, adicional por presentismo, suplemento por asistencia y puntualidad perfecta, beneficios preexistentes, traslados, indemnización por fallecimiento, horas extras, salario básico y adicional por zona desfavorable, instalaciones costa afuera, programas socio-culturales, subsidio por hijo discapacitado, bonificación extraordinaria por egreso por jubilación, autoridad de aplicación, sanciones por incumplimiento del convenio, mecanismo de solución de conflictos, vianda-ayuda alimentaria, bono de paz social, contratistas, personal nacional, representación gremial, delegados del personal, licencia gremial, desempeño de los delegados, elección del delegado, cartelera sindical, posiciones/categorías, transporte de cargas peligrosas, carnet de manejo y cursos de capacitación.

Adicionalmente se acuerdan condiciones particulares para el personal perteneciente a empresas que se desempeñan en actividades hidrocarburíferas con excepción de aquellas dedicadas a operaciones especiales y exploración geofísica (perforación; terminación; reparación; intervención; testeo de pozos; ecodinamometría; producción, mantenimiento y laboratorio de petróleo y gas; servicios de ecología, medio ambiente, seguridad, y salud laboral; servicios de comedores, gamelas, catering y enfermería; transporte de personal a yacimiento y equipos de torre; movimiento de suelos en locaciones y caminos; despacho y distribución de combustibles en yacimiento; inyección; telecomunicaciones -instalación y mantenimiento-;

servicio de pesca; ensayos no destructivos; control geológico y control de sólidos), a saber: jornada de trabajo y descanso para el personal de turno, diferencial por turno, guardia pasiva, horas de viaje, espera de transporte, adicionales, transporte de equipos de perforación y terminación, relevos de equipos, adicional de torre y adicional choferes.

Para los servicios catalogados como operaciones especiales (cementación, fractura, estimulación, coiled tubing, wire lines, mantenimiento, punzado y perfilaje, ensayos no destructivos, inspección, roscado, partículas magnéticas, tubing y varillas de bombeo) y exploración geofísica se adicionan otras condiciones particulares.

A título meramente informativo se adjunta el link al Convenio Colectivo 637/2011 firmado entre CEPH/CEOPE/Sindicato de Personal Jerárquico y Profesional del Petróleo y Gas Privado; y al Convenio Colectivo 644/12 firmado entre CEPH/CEOPE/Sindicato de Petróleo y Gas Privado.

Con el auge de la explotación no convencional y las características particulares que tiene esta actividad, los convenios laborales arriba mencionados fueron renegociados en el año 2017, dando origen a una adenda modificatoria de los mismos para la explotación no convencional en la cuenca neuquina, conocida como la Adenda Vaca Muerta, que fue un elemento crítico para el desarrollo del no convencional y para la mejora de la productividad asociada a este tipo de explotación.

En la Adenda Vaca Muerta se reconoce que la explotación no convencional requiere altos niveles de inversión y de eficiencia para su desarrollo, por lo que se hace necesario establecer pautas específicas a las regulaciones oportunamente pactadas. Entre ellas:

- Modalidad de contratación a plazo determinado.
- Eximición del impuesto a las ganancias del adicional de zona desfavorable, horas de viaje, ayuda alimentaria y vianda.
- Creación de una Comisión Especial de Interpretación y Resolución de Conflictos como instancia previa a la toma de medidas de acción directa.
- No exigencia de pago de remuneración alguna cuando se toman medidas de acción directa, a menos que sean por falta de pago.
- Implementación del multi-oficio con la capacitación correspondiente y en observancia de los procesos de seguridad vigentes.
- Espera del personal (hasta máx.. de 4 horas) en los equipos de torre o las cua-

drillas de producción o mantenimiento hasta que llegue el reemplazo.

- Limite salarial (igual al personal operativo de la misma categoría) a los servicios periféricos.
- Compromiso de revisión de estructuras (dotaciones) ante la implementación de nuevas tecnologías que signifiquen una innovación en las formas y procedimientos de trabajo. Los empleadores comprometerán sus mayores esfuerzos para reubicar aquel personal que sufra el efecto de la reorganización.
- Implementación de un plan de capacitación anual en las particularidades que tiene la explotación no convencional.
- Determinación de dotaciones para todas las actividades incluidas en la explotación no convencional.
- Implementación de un nuevo diagrama de trabajo: dos semanas de trabajo por una de descanso. Jornada laboral de 12 horas. Se eliminan las denominadas 'horas taxi'.
- Permitir el desmontaje, acondicionamiento y montaje de equipos de perforación en horario nocturno en forma eficiente y segura (se definen niveles mínimos de iluminación).
- Nuevos límites (menos exigentes) para las operaciones con viento en distintas actividades y determinando los puntos de medición.
- Permitir operaciones simultáneas en una misma locación.

Aunque las concesiones de explotación no convencional tienen una extensión de 35 años y si bien es difícil identificar el impacto de cada iniciativa aplicada en particular, el gran número de concesiones que pasaron de la etapa piloto a la de desarrollo en los últimos cuatro años y la participación alcanzada por el no convencional en la producción de la cuenca neuquina se debe en gran medida —conforme al juicio unánime de la industria y de los Gobiernos nacional y provincial— a la actualización negociada del convenio colectivo de trabajo.

La implementación de la Mesa Ejecutiva Vaca Muerta en el año 2018 justamente tuvo por objetivo asegurar la contribución positiva en todos los frentes del desarrollo del recurso, pero principalmente el laboral, para sostener y mejorar el vínculo desarrollado.

La Adenda Vaca Muerta fue el primer convenio de productividad firmado por la administración del presidente Macri y la importancia que tuvo en el desarrollo de un

tipo de explotación más intensiva en el uso del capital, que requería la adaptación de ciertas prácticas laborales, sirvió como ejemplo para la implementación de este tipo de modalidad laboral en otras industrias del país.

5. Sustentabilidad social: impacto ambiental

Uno de los desafíos más importantes vinculados con la nueva forma de explotación, caracterizada por la estimulación masiva de las rocas formadoras, ha sido aquel relacionado con la potencial afectación ambiental que la nueva tecnología podría ocasionar.

En ese sentido, las empresas petroleras nucleadas en el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) iniciaron un proceso de concientización de los formadores de opinión y de la opinión pública en general sobre los alegatos (generalmente infundados) efectuados en contra del fracking, comunicando en forma precisa y transparente, respondiendo las principales preocupaciones de las ONG ambientales. Para ello fue muy útil y esclarecedor un documento de trabajo preparado por la Academia Nacional de Ingeniería titulado "Aspectos Ambientales en la Producción de Hidrocarburos de Yacimientos No Convencionales".

Las principales preocupaciones en la materia son:

- ¿La estimulación hidráulica puede contaminar los acuíferos de agua dulce? En este caso, la preocupación no es propia de la explotación no convencional, está también presente en la convencional.

  Los acuíferos cercanos a la superficie, que son los que generalmente se utilizan para obtener agua dulce, son protegidos durante la perforación por medio de la combinación entre un encamisado de acero protector y el cemento, lo cual constituye una práctica muy consolidada en la industria. Una vez terminado el encamisado y fraguado el cemento, se corren por dentro de la tubería unos perfiles que permiten visualizar si hay alguna falla de hermeticidad en el pozo para repararla. Una vez alcanzada la profundidad objetivo, se vuelve a entubar, encamisar y comprobar hermeticidad. Una vez confirmada la estanqueidad, recién allí se procede a inyectar agua y arena a presión. Otra preocupación está vinculada por la posible trayectoria que podrían seguir las fisuras provocadas por la estimulación hidráulica. En Argentina la mayoría de

las rocas generadoras comienzan a ser explotables a partir de los 2.000 metros bajo la superficie y los acuíferos conteniendo agua para uso doméstico se encuentran a menos de 200 metros de profundidad y se encuentran separados de las formaciones generadoras por varias formaciones impermeables, siendo la posibilidad de contacto remota o nula. En Argentina se han perforado cerca de 70.000 pozos sin que se hayan producido inconvenientes de contaminación de las capas acuíferas.

- ¿La estimulación hidráulica requiere de grandes cantidades de agua?

  La explotación hidrocarburífera no convencional requiere del uso de mayor cantidad de agua comparada con la explotación convencional, sin embargo, es menor a la requerida para la generación eléctrica o por otras ramas de la industria y del agro. Un pozo vertical tipo requiere hasta 6.500 m3 y un pozo horizontal hasta 12.000 m3. En el proceso de fractura se llegan a demandar 30.000 m3. En todos estos casos, el agua se utiliza por una única vez en la historia del pozo. El abastecimiento de agua está regulado por la autoridad provincial y, en el caso de la provincia del Neuquén solo se puede utilizar aguas de cursos superficiales (ríos y lagos), estando prohibido el abastecimiento por recursos acuíferos subterráneos de agua dulce. En el caso del Neuquén, de la disponibilidad total del recurso acuífero (principalmente proveniente del deshielo de alta montaña), 1% se utiliza en la explotación petrolera, 5% lo utiliza la población y el resto de la industria y el agro, y el 94% restante se usa en otras regiones o termina siendo vertido en el Océano Atlántico. No obstante, el uso limitado del agua, la industria hidrocarburífera también alimenta la estimulación hidráulica con agua de purga (aquella que se extrae junto con los hidrocarburos en explotaciones convencionales) y comenzó a reutilizar el agua en varias etapas del proceso de estimulación hidráulica.

- ¿Los fluidos utilizados en la estimulación hidráulica contienen químicos peligrosos que no se dan a conocer al público?

  Los fluidos de estimulación hidráulica están compuestos en pro-

medio por 94,5% de agua, 5% de arena y 0,5% de productos químicos específicos que cumplen funciones bien definidas en el proceso de fracking, como ocurre prácticamente en todos los procesos industriales. En el caso de la estimulación hidráulica, dependiendo de la formación que se fractura y de la característica del agua que se utilice, varía la cantidad y tipo de aditivos usados. Entre otros, se trata de inhibidores del crecimiento bacteriano, gelificantes (para que el fluido adquiera consistencia de gel) y reductores de fricción (para que el fluido fluya más eficientemente dentro del pozo). La mayoría de los aditivos utilizados están presentes en aplicaciones comerciales y hogareñas, en concentraciones por lo general más elevadas que en los fluidos de estimulación (Figura IV). No obstante, en ninguna parte del proceso el fluido de estimulación hidráulica entra en contacto con el ambiente.

Figura IV

Sustancias utilizadas en el fracking

Tipo de sustancia	Función en la industria	Función en el hogar	Concentración en el hogar	Concentración en fluido estimulación
Hipoclorito de sodio (lavandina)	Acondicionamiento del agua,	Desinfectante. Blanqueador.	0,1-20%	0,01-0,02%
Glutaraldehído	Control microbiano	Desinfectante. Esterilizante medico.		0,01%
Hidróxido de sodio (soda cáustica)	Ajuste de pH del fluido de fractura	Preparación de alimentos. Jabones.	0,1-5%	0,04-0,08%
Ácido clorhídrico (ácido muriático 33%)	Disolver carbonatos, bajar el pH	Destapar cañerías. Presente en estómago.		0,33%
Carbonato de sodio	Ajuste del pH del fluido de fractura	Limpiadores. Lavavajillas. Dentífrico.	0,5-85%	<0,025%
Bicarbonato de sodio	Ajuste de pH del fluido de fractura	Polvo leudante. Limpiadores..	1-100%	<0,006%
Ácido acético (vinagre)	Estabilizador de hierro	Preparación de comidas. Limpieza.	1-5%	0,003%
Cloruro de potasio	Control de expansion de arcillas	Sal de mesa dietética	0,5-40%	<0,9%
Goma guar	Gelificante (polímero)	Cosméticos, helados, dulces.	0,5-20%	<0,25%
Sales de borato / ácido bórico	Para reticular el fluido de fractura	Cosméticos, antisépticos, deterg.	0,1-5%	<0,001%
Enzima hemi celulósica	Ruptor de gel	Aditivo de vinos y alimentos de granja	0,1-25%	<0,0005%
Enzimas	Ruptor de gel	Detergentes, jabones, limpiadores	0,1%	<0,0005%
Surfactantes	Tensioactivo. Reduce tension superficial	Detergentes, lavavajillas, shampoo.	0,5-2%	0,02%
Sílica (arena)	Agente de sostén	Vidrio. Limpiadores en polvo	1-100%	4-6%
Resina acrílica	Recubrimiento de granos de sostén	Desinfectante. Colorante	0,01-2%	0,002%

Fuente: Instituto Argentino del Petróleo (IAPG)

- ¿La estimulación hidráulica puede activar fallas geológicas y producir terremotos?

  Las vibraciones generadas por la estimulación hidráulica han sido medidas por sensores adecuados, arrojando que su magnitud es 100.000 veces inferior al del nivel perceptible por los seres humanos y mucho menores que las que podrían producir algún daño. Hasta la fecha y conforme a los numerosos estudios científicos realizados no se ha comprobado ninguna relación entre eventos sísmicos potencialmente peligrosos y/o dañinos y la estimulación hidráulica en procesos de producción de petróleo y gas natural.

- ¿Son perjudiciales para el medio ambiente las aguas residuales que se generan por la explotación de recursos no convencionales?

  El agua de retorno (flowback) representa un tercio o menos del agua total utilizada para la estimulación hidráulica, el resto queda entrampado en la formación. El agua de retorno tiene altas concentraciones de sales (cloruros y carbonatos) y no es apta para ser liberada en el ambiente. Las regulaciones existentes obligan a tratarla y, como mencionamos más arriba, reciclarla en nuevas estimulaciones hidráulicas, reduciendo el requerimiento de agua fresca. La autoridad de aplicación ha aprobado el confinamiento de las aguas de retorno en pozos sumideros (pozos petroleros agotados o perforados con ese fin específico). No obstante, previo a su inyección, el agua de retorno debe recibir un tratamiento adecuado.

Argentina, como otros países ha estado también sometida a la propagación de información alarmista con relación al riesgo ambiental implícito en el uso de la fracturación hidráulica como forma de estimular las formaciones rocosas para extraer los hidrocarburos ocluidos en ellas. De hecho, existen algunas pocas provincias (sin historia petrolera o gasífera, ni vestigios de recursos hidrocarburíferos) que han prohibido la actividad, más como una actitud declamatoria que efectiva y conducente a modificar potenciales desarrollos.

No obstante, la aceptación activa del debate público, la adecuada y temprana información del manejo ambiental por parte de la industria y el férreo control ejercido por la autoridad regulatoria en la materia, han logrado una explotación eficiente y

sin riesgos superiores a aquellos típicos de una industria extractiva, como la hidrocarburífera convencional.

6. Sustentabilidad social: relación con las comunidades

Esta es tal vez el área que ha requerido y continúa requiriendo el mayor esfuerzo de seguimiento, tanto de las empresas petroleras, como de los Gobiernos (nacional, provincial y municipal) para evitar que las operaciones sean interrumpidas por el reclamo de las comunidades.

En el caso de la explotación no convencional, a diferencia de la convencional, se requiere una mayor intervención sobre la superficie, en cuanto a la cantidad de pozos a perforar en un área determinada; y esa área tiene en gran parte de los casos tres grupos de interés vinculados con la titularidad u ocupación de la misma, los cuales serían merecedores de algún tipo de compensación por la ocupación y el uso de la superficie. Ellos son: el Superficiario, el Puestero Rural y la Comunidad Indígena.

El superficiario es poseedor de un título de propiedad y está previsto que sea compensado por los daños y perjuicios que pueda sufrir la misma (incluido un potencial lucro cesante por superposición con la actividad agropecuaria). En la propia Ley de Hidrocarburos 17.319 y en el Decreto 861/96 se establece el pago en concepto de servidumbre y daños causados. Las empresas hidrocarburíferas están obligadas a informar y obtener su consentimiento (ubicación de pozos, apertura de caminos, tendido de oleoductos o gasoductos, etc.) sobre cualquier tipo de actividad en el área de la que son propietarios. Opcionalmente, también son incluidos en programas de inversión social. El vínculo entre superficiarios y empresas se desarrolla en armonía y no es conflictivo.

En el caso del puestero rural, también llamados crianceros, se presentan distintas situaciones que ameritan distinto abordaje:

a) Con título de propiedad o adjudicación en venta. Merecen el mismo tratamiento que para los superficiarios.

b) Con tenencia precaria o permiso de pastoreo en tierra fiscal. Reciben el 50% de la indemnización prevista en el Dto. 861/96 y las compañías petroleras tienen el deber de informar y obtener consentimiento.

c) Sin permiso, ocupando tierra fiscal. No son sujetos de ningún tipo de compensación. Opcionalmente se los incluye en los programas de inversión social. Aplica el deber de información, no así el de lograr consentimiento (buenos vecinos).

d) Ocupante ilegal de tierra privada. Ninguna compensación (la recibe el titular de la tierra: superficiario). Se los incluye en los programas de inversión social solo bajo el consentimiento del privado titular del dominio. Aplica el deber de información, no así el de lograr consentimiento (buenos vecinos).

El vínculo entre los puesteros rurales y las empresas se desarrolla en forma pacífica, no es conflictivo, y está incluido dentro de las buenas prácticas de responsabilidad social empresaria. Por otra parte, su falta de organización y la fragmentación de la ocupación de la tierra no generan riesgos para la actividad hidrocarburífera.

La Comunidad Indígena (pueblo Mapuche en el caso de Vaca Muerta) presenta el caso más complejo de manejar, tanto para las empresas hidrocarburíferas, como para los Gobiernos en sus tres jurisdicciones (nacional, provincial y municipal).

En Argentina existen regulaciones, tanto en la Constitución Nacional, como en las leyes nacionales y provinciales, que protegen y aseguran la identidad y los derechos colectivos de los pueblos indígenas. Entre ellas:

- Ley 23.302: crea la Comisión Nacional de Asuntos Indígenas para protección y apoyo a las comunidades aborígenes.
- Decreto 155/89: reglamenta la Ley 23.302.
- Ley 24.071: ratifica la Convención 169 de la Organización Internacional del Trabajo (ILO). La ILO 169, sobre pueblos indígenas y tribales en países independientes, promueve el respeto por la cultura, las formas de vida, tradiciones y el sistema jurídico aplicable a los pueblos indígenas y tribales.
- Ley 24.375: aprueba Convenio sobre la Diversidad Biológica.
- Ley 24,544: aprueba Convenio Constitutivo del Fondo para el Desarrollo de los Pueblos Indígenas de Latinoamérica y el Caribe, suscripto durante la 2da. Cumbre Iberoamericana de Jefes de Estado y de Gobierno.
- Resolución INAI (Instituto Nacional de Asuntos Indígenas) 4811/96:

fija los requerimientos para registrar las comunidades indígenas en el registro nacional (RENACI).

- Ley 24.956: incorpora la temática de autoidentificación de identidad y pertenencia a comunidades aborígenes al Censo Nacional de Población y Vivienda del año 2000.
- Ley 25.517: restitución a los pueblos indígenas y/o comunidades de pertenencia que lo reclamen, de los restos mortales de aborígenes que formen parte de museos y/o colecciones públicas o privadas.
- Res. INAI 152 y 301/04: crea el Consejo de Involucramiento Indígena.
- Ley 26.120: declara el estado de emergencia con relación a la tenencia y propiedad de las tierras tradicionalmente ocupadas por comunidades indígenas originarias del país, cuya personería jurídica haya sido inscripta en el RENACI u organismo provincial competente o aquéllas preexistentes.
- Ley 27.400: extiende el estado de emergencia por cuatro años (hasta el 23/11/21).

La provincia del Neuquén es la tercera provincia en Argentina (después de Chubut y Jujuy) con la mayor concentración de indígenas locales con 43.357 habitantes de ese origen, representando 4,5% de la población. El tratamiento de este grupo de interés requiere de un abordaje especial, que incluye la intervención del estado provincial como mediador y parte firmante de los acuerdos alcanzados entre las comunidades indígenas y las empresas, y que depende de cada escenario en particular:

a) Comunidad indígena con personería jurídica. Merecen el mismo tratamiento que para los superficiarios en cuanto a la compensación prevista en el Dto. 861/96. Se establece relacionamiento como comunidad. Se les informa las actividades que no solo los involucren, sino aquellas que los puedan afectar o impactar. Opcionalmente incluidos en los programas de inversión social.

b) Comunidad indígena sin personería jurídica (no por ello dejan de ser considerados comunidad indígena). Mismo tratamiento que en el escenario anterior, aunque en cuanto a la compensación Dto. 861/96 se les aplica la establecida para el puestero rural.

c) Comunidad indígena que reclama territorio en tierra privada. Mismo tratamiento que en a), aunque en cuanto a la compensación Dto. 861/96,

esta se realiza por período de actividad en la que se causen molestias (ej. construcción de obra) y se usa el decreto como valor referencial, sin superar lo que se compensa al titular registral. En el acuerdo no se hace mención al lote registral y se firma un acuerdo adicional con el titular del lote.

d) Comunidad indígena que reclama territorio en tierra fiscal y/o con permiso o tenencia precaria. Mismo tratamiento con compensación al 50% del monto establecido en el Dto. 861/96.

Un punto a destacar en el relacionamiento de las empresas con las comunidades indígenas es que el mismo no ha sido efectuado a nivel de la industria, sino en forma individual, por lo que ha resultado muy ineficiente y costoso para algunas de ellas, particularmente para YPF (51% de las acciones administradas por el Estado nacional).

En la mayoría de los casos la comunidad indígena solo ha pretendido obtener una compensación económica por el usufructo de tierras que consideran que ancestralmente les correspondían. No ha habido denuncias sobre faltante de agua, contaminación de esta o enfermedades de los indígenas debidas a la explotación hidrocarburífera. No obstante, las empresas y el Gobierno provincial siguen muy de cerca el vínculo con la comunidad indígena.

7. Impactos macroeconómicos real y potencial a nivel nacional y provincial

En forma genérica, si bien la actividad de perforación y la de fractura hidráulica en el caso de la explotación no convencional, pueden ser las tareas más asociadas con el desarrollo de la producción de petróleo y gas natural, existen múltiples actividades, anteriores y posteriores a ellas, que generan impactos económicos significativos.

Los relevamientos símicos requieren de personal especializado. Con la ayuda de pozos exploratorios que permiten el de-risking de la explotación, se identifica el área objetivo (sweet-spot) y posteriormente se instala la infraestructura necesaria para perforar y fracturar en modo factoría, que requiere de servicios, recursos humanos y actividades suministradas localmente (suministro de agua y arena, entre otros). Posteriormente se instalan los equipos de producción por pozo, las tuberías de conexión con los oleoductos o gasoductos troncales y las plantas de tratamiento, lo cual a su vez estimula la actividad comercial local. Por último, a lo largo de la vida útil de producción de la concesión se pagan regalías y otros tributos a los Estados nacional, provincial y municipal; lo que a su vez estimula la economía local y ofrece recursos

adicionales para servicios comunitarios, como salud y educación (Figura V).

Figura V

Operaciones petroleras y beneficiarios

Operaciones	Beneficiarios
Derechos de paso	Dueños de la tierra
Exploración sísmica	Empresas de servicio
Análisis de datos	Empresas de investigación
Perforación	Proveedores de equipos Cuadrillas de construcción Servicios de transporte
Terminación (fractura)	Proveedores de equipos Proveedores de insumos Servicios de consultoría
Producción	Constructores Proveedores de servicios ambientales
Regalías	Estados
Instalaciones de pozo	Proveedores de equipo Constructores Empresas de mantenimiento Servicios de transporte
Empleo	Empleados y familias
Impuestos	Estado y residentes locales Gastos de viviends, educación y obras de infraestructura Familias y distritos escolares
Programas comunitarios	Instituciones de bien público

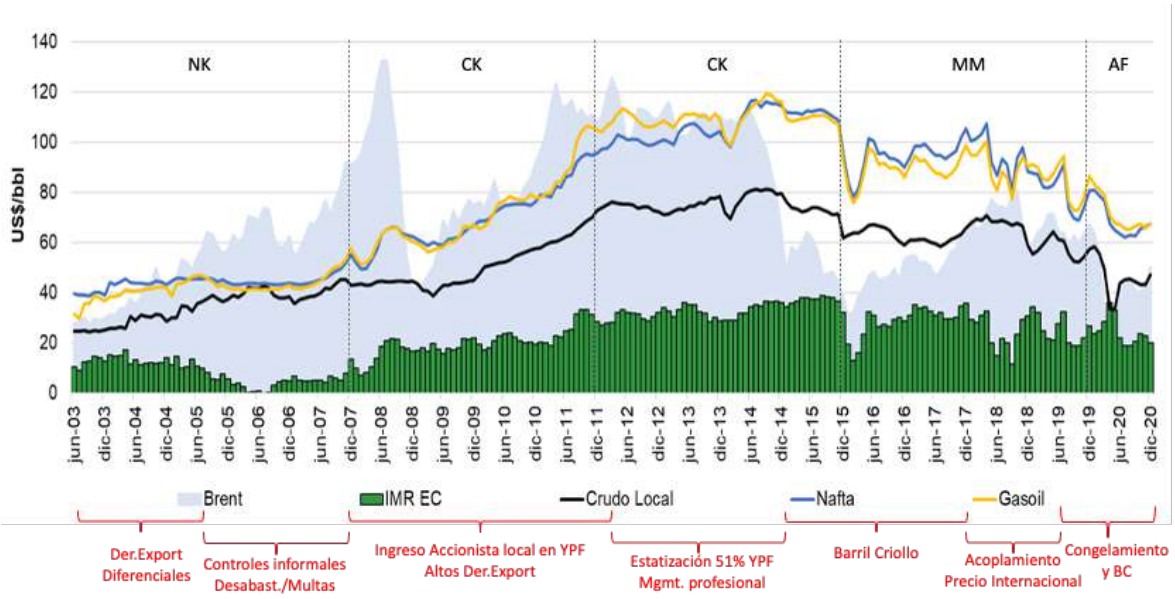
Fuente: Instituto Argentino del Petróleo (IAPG)

Se han realizado muchos intentos por desagregar el impacto económico individual producido por los distintos sectores de la actividad hidrocarburífera. El principal problema en lograrlo radica en la posibilidad y capacidad de desvincular las políticas macroeconómicas de aquellas intrínsecas al desarrollo sectorial.

Como ejemplo de esta influencia podemos mostrar el impacto sectorial, tanto para el upstream (precio del petróleo crudo local) como para el downstream (precios de los combustibles exrefinería), de las políticas públicas aplicadas en los últimos años por las diferentes administraciones políticas del país (Gráfico V).

Gráfico V

Políticas públicas e impacto sectorial upstream/downstream



Fuente: Elaboración propia de ENERGY Consilium

Nota: IMR es el Índice de la evolución del Margen de Refinación

La desconexión entre los precios internacionales y los precios locales de petróleo crudo, y entre estos y los precios de los combustibles, como consecuencia de políticas macro, dificulta la evaluación precisa del impacto de un sector en particular en la economía del país o de una región.

Por otra parte, en el caso de Argentina, se puede visualizar claramente que en los períodos en el que los precios locales no reflejaron los valores internacionales, la inversión se retrajo; lo cual, siendo Argentina un país que todavía produce petróleo y gas para satisfacer su demanda interna, tiene el impacto macroeconómico de pasar a ser dependiente de la importación de estos energéticos.

No obstante, en el caso particular de Vaca Muerta, el mejor análisis efectuado hasta la fecha del impacto económico derivado del desarrollo de los hidrocarburos no convencionales es el realizado hacia fines de 2014 por la Comisión de Estudios Económicos del IAPG, aplicado específicamente a la provincia del Neuquén.

El estudio calculó el impacto a generar en la economía de la provincia del Neuquén en un momento en que la actividad de O&G alcance un nivel de perforación significativo por año (1000 pozos). Para ello, se compararon los resultados alcanzados

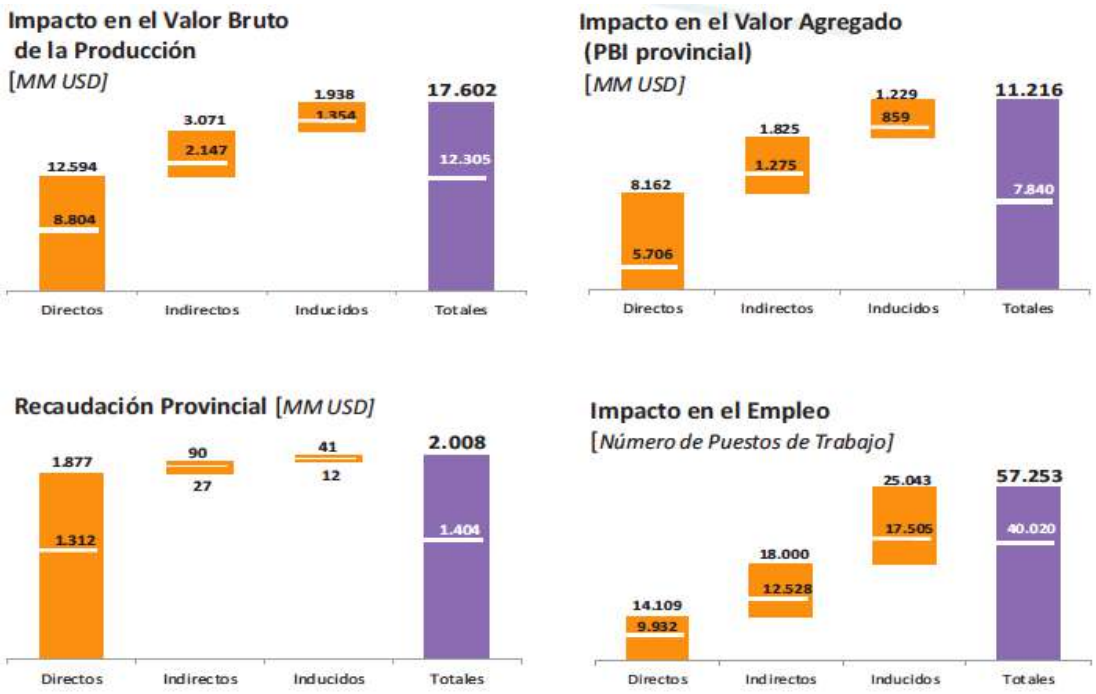
por formaciones rocosas de similar magnitud (en cuanto a extensión y espesor) en USA: Eagle Ford, Bakken, Barnett, Haynesville y Marcellus y, estimando los desarrollos futuros de Vaca Muerta en cuanto a productividad (dos rangos de producción), costos/inversión, tipo de pozos, estrategia de perforación e hidrocarburo objetivo.

Utilizando la matriz insumo producto, que permite cuantificar el impacto que genera sobre la economía el aumento/disminución de la producción de un sector en particular, se analizaron las relaciones entre los encadenamientos productivos hacia adelante (consumo local, valor agregado industrial y explotación) y hacia atrás (insumos, servicios y transporte), identificando los efectos directos (los generados por la actividad específica de perforación y terminación), indirectos (son los proveedores de los contratistas) e inducidos (ingresos observados en el sector de consumo final, que determina mayor gasto familiar), para finalmente calcular los impactos económicos a nivel de PBI provincial, PBI nacional, empleo, recaudación fiscal y balanza energética.

Dicho análisis arrojó los siguientes impactos económicos a nivel sectorial (Figura VI) y de la provincia del Neuquén (Figura VII):

Figura VI

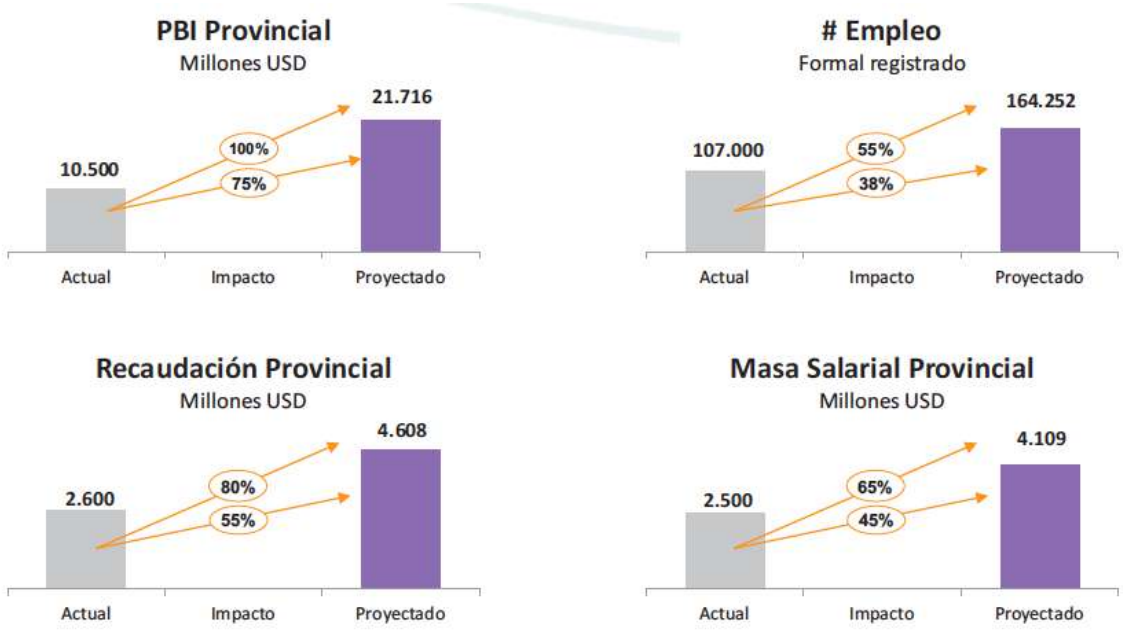
Impacto sectorial de la explotación de Vaca Muerta



Fuente: Instituto Argentino del Petróleo (IAPG)

Figura VII

Impacto en la Provincia del Neuquén de la explotación de Vaca Muerta



Fuente: Instituto Argentino del Petróleo (IAPG)

Este resultado a nivel provincial tendría un impacto en el PBI nacional de entre 3% y 4%, permitiendo ahorros en la balanza energética al dejar de importar LNG (y combustibles líquidos para producir energía eléctrica) y generar excedentes de exportación de gas natural a los países vecinos en gran parte del año y de petróleo crudo en forma continua a los mercados mundiales.

En resumen, el estudio concluye:

- Incremento del PBI provincial de 75%-100%.
- Impacto en el PBI nacional entre 3 y 4 pp.
- Incremento de puestos de trabajo entre 40.000 y 60.000.
- Aumento de la recaudación fiscal provincial entre 55% y 80%.
- Impacto en la balanza comercial entre 15.000 y 19.000 millones US$.

Las diferencias técnicas entre la explotación convencional y no convencional (por ejemplo, el perfil de declinación más abrupto de la primera) se traducen en difer-

encias significativas para el resto de la operación. Para la explotación de YNC se requiere un ritmo continuo de perforación y estimulación de la roca formadora para sostener la producción. Ante fenómenos que puedan alterar la inversión de capital (por ejemplo, cambio en las reglas de juego, conflictos laborales prolongados, restricciones causadas por una pandemia), la producción se ve afectada inmediatamente y su consecuente impacto económico-financiero debe ser diligentemente administrado. En contraste, cuando se restablecen las condiciones y se recupera el ritmo de perforación y fractura, la producción se recupera rápidamente y el perfil planificado de la ecuación económica-financiera del proyecto se restaura.

8. Lecciones aprendidas e identificación de mejoras

En su inicio, el desarrollo de Vaca Muerta se concretó merced al liderazgo de YPF S.A. Una empresa que, luego de varias experiencias en cuanto a su estructura corporativa, fue parcialmente nacionalizada (51%) en 2012, y que, sin embargo, designó para su gerenciamiento a un equipo profesional con amplia experiencia en empresas internacionales.

Dicho equipo se embarcó en el desarrollo temprano de Vaca Muerta a la luz de la experiencia norteamericana en formaciones rocosas de características similares y con una misma técnica para su explotación, transcurriendo su propio proceso de aprendizaje en dos desarrollos iniciales: uno masivo en alianza con Chevron en la concesión Loma Campana (en la ventana de petróleo volátil y black oil) y, un par de años después, otro con la empresa petroquímica Dow Chemicals en la concesión El Orejano (en la ventana de gas seco).

Con la ventaja que da el tiempo transcurrido y la experiencia adquirida desde entonces, la estrategia de perforación inicial -ventana de petróleo y perforación horizontal- no fue la más eficiente desde el punto de vista de la relación costos/ingresos y las necesidades del país, pasando luego (2015/2016) a explotar masivamente la ventana de gas (sin desatender la de petróleo) pero perforando horizontalmente, en toda la región, tanto gas como petróleo, debido a la mayor productividad lograda.

Mientras YPF desandaba su curva de aprendizaje, otras compañías, locales e internacionales, bajo el paraguas de la Ley 27.007 empezaron a posicionarse en Vaca Muerta comprometiendo con la provincia del Neuquén inversiones exploratorias en un período inicial de 3 a 5 años, para luego —en la medida que se clarificaba la macroeconomía y se ganaba confianza con el mantenimiento de las reglas de

juego— comprometerse al desarrollo masivo en las respectivas concesiones.

Sin embargo, dicho proceso fue desarrollado en forma muy fragmentada, perdiéndose mucha energía en transitar el mismo proceso distintas empresas, con poco intercambio de información que mejorara la productividad del conjunto, sin por ello dejar de competir para lograr la eficiencia propia.

Fue el reconocimiento de dicha falencia, lo que dio origen al principal aprendizaje: el desarrollo masivo y eficiente de Vaca Muerta no se podría lograr sin identificar en forma conjunta los cuellos de botella y trabajar para resolverlos entre los distintos actores económicos, respetando los intereses individuales de cada uno de ellos.

Fue así que en la segunda mitad del año 2018 se conformó la denominada Mesa Ejecutiva de Vaca Muerta, con la activa participación del Gobierno nacional, del Gobierno provincial, de las empresas petroleras y de servicios, de los sindicatos y de las empresas proveedoras, entre otros actores. El objetivo de la Mesa Ejecutiva de Vaca Muerta fue identificar los problemas y desafíos que afectaban a la explotación masiva de Vaca Muerta, proponer soluciones y comprometer los pasos para resolverlos, e identificar el estado de situación en cada uno de ellos y los responsables de hacerlo.

Ante la variedad de temas e involucramiento de distintos actores en los mismos, para hacer más eficiente el proceso, se crearon sub-mesas, cubriendo las siguientes áreas de interés:

- Upstream (exploración y producción de hidrocarburos) y midstream (transporte de hidrocarburos y GNL).
- Infraestructura vial, ferroviaria, portuaria, acuífera, logística y telecomunicaciones.
- Cadena de valor, desarrollo de proveedores, tecnología y gestión de importaciones.
- Uso intensivo del gas para el desarrollo de la economía: transporte, industria, petroquímica y otros GNL.
- Productividad, seguridad, capacitación, vivienda, salud y otros aspectos laborales.
- Aspectos sociales, ambientales y comunicacionales.
- Refinación y comercialización de combustibles líquidos.

Entre septiembre de 2018 y junio de 2019, se realizaron seis reuniones de la Mesa Ejecutiva de Vaca Muerta, los interesados pueden analizar las temáticas abordadas recorriendo las minutas de las mismas.

Lamentablemente el proceso se interrumpió con la disputa electoral por el recambio de Gobierno nacional en 2019 y por la crisis sanitaria devenida como consecuencia de la pandemia SARS-CoV-2 que aún nos sigue afectando.

No obstante, para terminar este recorrido por lo que ha sido, hasta ahora, el desarrollo de Vaca Muerta en Argentina, es necesario destacar la imperiosa necesidad de comprometer un abordaje integral, con la participación de todos los actores involucrados, de todas las áreas que afectan al desarrollo de la explotación no convencional, como práctica recomendable para aquel país o región que esté interesado en ingresar a dicho proceso.

9. Recursos no convencionales y la transición energética

La energía es una necesidad básica de la sociedad moderna. Con relación a ella, la humanidad se enfrenta en la actualidad ante un doble desafío: lograr el acceso energético masivo para que las sociedades se desarrollen conforme a sus capacidades y, al mismo tiempo, mitigar el impacto que produce en términos de cambio climático, la oferta, el transporte y la demanda de energía.

Las transiciones energéticas son las transformaciones estructurales que experimentan los sistemas energéticos a lo largo del tiempo. En la actualidad, las transiciones energéticas que los distintos países experimentan se caracterizan por la migración de sus matrices energéticas desde fuentes emisoras de gases de efecto invernadero (energía fósil) hacia fuentes no productoras de los mismos (las llamadas energías renovables no convencionales, principalmente energía eólica y solar).

Es por ello que se espera que los hidrocarburos fósiles alcancen un pico de demanda dentro de la actual década para iniciar un proceso gradual de reducción de su incidencia en las matrices energéticas de cada país. Consecuencia de ello, la contribución que los recursos hidrocarburíferos ofrecerán a la riqueza de las naciones irá disminuyendo gradualmente.

Los recursos de petróleo y gas natural, extraídos tanto por técnicas convencionales como no convencionales, están sometidos a esta tensión. Aunque el gas natural tiene y tendrá un rol todavía relevante en las actuales transiciones energéticas

—muchos lo denominan el combustible de transición— por ser el energético que permite absorber la variabilidad e intermitencia de las energías renovables no convencionales dentro de las matrices eléctricas individuales de cada país, hasta tanto no se logre desarrollar sistemas de almacenamiento de energía económicos.

Es por ello que la ventana temporal para el desarrollo del no convencional (agotada la posibilidad de lograr producción hidrocarburífera de menor costo) es muy estrecha y, seguramente, todo recurso que no inicie su explotación en el próximo quinquenio, difícilmente sea factible de ser producido en forma económica en el futuro.

REFERENCIAS

REFERENCIAS DE LOS CAPÍTULOS

REFERENCIAS Artículos de Bohórquez, Cabezas, Orozco y Legarda

_____. (s.f.). ¿Las Gargantas De Poro De Esquisto Tienen Un Diámetro De Umbral Para El Almacenamiento De Aceite? https://spa.kyhistotechs.com/do-shale-pore-throats-have-threshold-diameter-55330937

_____. (2020, marzo 13). 'Todo apunta a que la devaluación continúe': expertos. Vanguardia. https://www.vanguardia.com/economia/nacional/todo-apunta-a-que-la-devaluacion-continue-expertos-YB2131760

ACIPET. (2020). Webinar - Generalidades y percepciones sobre riesgos en el desarrollo de recursos no convencionales. ACIPET. https://www.youtube.com/watch?v=D-k9kVeKZccY

Adelantos. (2017). "El «hielo que arde», no el «fracking», cambiará el esquema energético global". https://www.adelantosdigital.com/web/no-es-el-fracking-sino-el-clatrato-el-que-abrira-una-nueva-etapa-en-el-esquema-energetico-global/

Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH. (2014). Reforma Acuerdo 03 de 2014. https://www.anh.gov.co/Sala-de-Prensa/Lists/Anuncios/Noticias.aspx?ID=217

Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH. (2016). Contrato adicional de exploración y producción área La Loma, E&P Yacimientos no convencionales de Hidrocarburos. https://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Contratos%20EP%20y%20TEAS%20firmados/CTO%20ADICIONAL%20EyP%20LA%20LOMA.PDF

Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH. (2020). Acuerdo No. 007 de 2020. https://www.anh.gov.co/la-anh/sobre-la-anh/normatividad/Normatividad/ACUERDO%20No.%2007%20DE%2009%20DE%20OCTUBRE%20DE%202020.pdf

Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH. (2020a). Proceso de selección de contratistas para el desarrollo de proyectos de investigación sobre la utilización en yacimientos no convencionales de la técnica de fracturamiento hidráulico multietapa con perforación horizontal – FHPH. https://www.anh.gov.co/la-anh/sobre-la-anh/normatividad/Normatividad/ANEXO%201%20DEL%20ACUERDOO%20No.%2007%20DE%2009%20DE%20OCTUBRE%20DE%202O2O%20-%20TDR.pdf

Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH. (2020). Balance de reservas de petróleo y gas natural país 2019. https://www.anh.gov.co/Documentos%20compartidos/BALANCE%20DE%20RESERVAS%20DE%20PETROLEO%20Y%20GAS%20NATURAL%20PAIS%202019.pdf

Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH. (2020b). Contrato especial de proyecto de investigación (CEPI). https://www.anh.gov.co/la-anh/sobre-la-anh/normatividad/Normatividad/ANEXO%202%20DEL%20ACUERDOO%20No.%2007%20DE%2009%20DE%20OCTUBRE%20DE%202O2O%20-%20MINUTA%20CEPI.pdf

American Petroleum Institute. (s.f.). Does hydraulic fracturing cause earthquakes? https://www.api.org/oil-and-natural-gas/energy-primers/hydraulic-fracturing/

does-hydraulic-fracturing-cause-earthquakes

Argus. (2020). China aims to attract shale gas investment. Argus. https://www.argus-media.com/en/news/2168131-china-aims-to-attract-shale-gas-investment

Arrow, K. (2003). Evaluating Projects and Assessing Sustainable Development in Imperfect Economies. Econpapers. https://econpapers.repec.org/paper/femfemwpa/2003.109.htm

Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos – ACIPET. (2020). Avance en la construcción del catálogo de cualificaciones del sector hidrocarburos en Colombia. https://acipet.com/comunicados-de-prensa/avance-en-la-construccion-del-catalogo-de-cualificaciones-del-sector-hidrocarburos-en-colombia

Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos – ACIPET. (2020a). Resultados preliminares: catálogo de cualificaciones del sector de extracción de petróleo y gas. https://acipet.com/comunicados-de-prensa/resultados-preliminares-catalogo-de-cualificaciones-del-sector-de-extraccion-de-petroleo-y-gas

Asociación Colombiana de Generalidades de Energía Electrónica - ACOLGEN (s.f.). Capacidad instalada en Colombia. https://www.acolgen.org.co/

Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA. (s.f.). Glosario. http://portal.anla.gov.co/subdireccion-evaluacion-y-seguimiento

Badileanu, M. (2015). Shale Gas Exploitation– Economic Effects and Risks. Center of Industry and Services Economy, Calea. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2212567115002312

Banco Interamericano de Desarrollo – BID. (2020). Diseño y desempeño de regímenes fiscales en petróleo, gas y minería en América Latina y el Caribe. https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Diseno-y-desempeno-de-regimenes-fiscales-en-petroleo-gas-y-mineria-en-America-Latina-y-el-Caribe-Revision-sobre-pr%C3%A1cticas-actuales-lecciones-aprendidas-y-mejores-pr%C3%A1cticas.pdf

Bancolombia. (2020). Impactos de la caída del precio del petróleo en Colombia. Bancolombia. https://www.bancolombia.com/wps/portal/negocios/actualizate/perspectivas-economicas/impacto-caida-precio-petroleo-en-colombia

Bank, T., Fortson, L., Malizia, T. (2012, 4-7 de noviembre). Trace Metal Occurrences in the Marcellus shale (invited presentation). 2012 GSA Annual Meeting y Exposition, Charlotee, USA. https://gsa.confex.com/gsa/2012AM/webprogram/Paper205890.html

Barbieri, A. (2017, mayo 13). Los objetos radiactivos que nos rodean, entre ellos las bananas. Vanguardia. https://www.lavanguardia.com/natural/a-fondo/20170515/422528212965/objetos-radioactivos-rodean-bananas.html

Barreto, C. y Campo, J. (2012). Relación a largo plazo entre consumo de energía y PIB en América Latina: Una evaluación empírica con datos panel. Ecos de Economía 16 (pp. 73-89). http://www.scielo.org.co/pdf/ecos/v16n35/v16n35a4.pdf

Bauhr, M. y Grimes, M. (2017). Transparency to curb corruption? Concepts, measures

and empirical merit. Crime Law Soc Change 68, 431–458. https://link.springer.com/article/10.1007%2Fs10611-017-9695-1

Bayón, F. (2017). Perspectivas y Retos de la Ingeniería para Ecopetrol. http://www.acofi.edu.co/eiei2017/wp-content/uploads/2017/10/Felipe-Bay%C3%B3n.pdf

Benavides, J. y Cabrales, S. (2020). Hacia un mercado único de gas natural en Colombia: Policy Note. Fedesarrollo. Centro de investigación, Económica y Social. https://www.repository.fedesarrollo.org.co/bitstream/handle/11445/3908/Repor_Marzo_2020_Benavides_y_Cabrales.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Bermúdez, S. (2016). La evolución del principio de preocupación en Colombia y su aplicación para la protección y cuidado del ambiente. https://repository.usta.edu.co/bitstream/handle/11634/2144/bermudezsandra2016.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Blasco, L. (2019). "La Guajira es una zona en donde Colombia refleja sus miedos": Weildler Guerra, el indígena a quien le encomendaron gobernar una región en crisis. BBC News. https://www.bbc.com/mundo/noticias-america-latina-46863854

Bohórquez, K. (2019, diciembre 10). Alertan por la autosuficiencia nacional de GLP en el segundo semestre de 2020. La República. https://www.larepublica.co/economia/alertan-por-la-autosuficiencia-nacional-de-glp-en-el-segundo-semestre-de-2020-2942369

Bolsa Mercantil de Colombia - BMC. (2020). Informe mensual mercado de gas natural. Diciembre 2020. https://www.bmcbec.com.co/sites/default/files/2021_01/Informe%20Mensual%20Diciembre%202020.pdf

Botero, M., Hofman, J., Hernández, D. y Pico, M. (2015). Regalías y desequilibrios territoriales en Colombia: una brecha que no se cierra. Documentos de investigación 47. https://www.urosario.edu.co/Documentos/Facultad-de-Ciencia-Politica-Gobierno-y-Relacione/Series-de-Documentos/Regalias-y-desequilibrios-territoriales-en-Colombi.pdf

BP. (2020). Statistical Review of World Energy. https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html

Brooks, R. (2021). Export Volumes for oil exporters during COVID-19 [Twitter] https://twitter.com/RobinBrooksIIF/status/1345735359657816066

Buttler, B. (2021, enero 27). Rating agency S&P warns 13 oil and gas companies they risk downgrades as renewables pick up steam. The Guardian. https://www.theguardian.com/business/2021/jan/27/rating-agency-sp-warns-13-oil-and-gas-companies-they-risk-downgrades-as-renewables-pick-up-steam

Campetrol. (2020). Informe de taladros. https://campetrol.org/wp-content/uploads/2020/09/Informe_Taladros-ago_2020.pdf

Campetrol. (s.f.). Carga Tributaria del Sector Petrolero Colombiano. http://campetrol.org/wp-content/uploads/GDS/2015/mayo/GDS-20150514-2.pdf

Campetrol. (2019). El fracking: una decisión de país. http://campetrol.org/wp-content/uploads/2019/03/CAMPETROL_El_Fracking_una_decision_de_Pais.pdf

Campetrol. (2020). Reactivación y Competitividad en la Pandemia. Sostenibilidad del sector petrolero y de la oferta de bienes y servicios. http://campetrol.org/wp-content/uploads/2020/07/REACTIVACION-Y-COMPETITIVIDAD-EN-LA-PANDEMIA.pdf

Campo, J. y Sarmiento, V. (2013). The Relationship Between Energy Consumption and GDP: evidence from a panel of 10 Latin American Countries. Latin American Journal of Economics 50. https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0719-04332013000200004

Cárdenas, A. (2020, septiembre 7). Se cae artículo que daba incentivos al 'fracking' en Colombia. El Tiempo. https://www.eltiempo.com/politica/congreso/fracking-se-cae-articulo-que-daba-incentivos-al-fracking-en-colombia-536563

CENIT. (s.f.). ¿Qué hacemos? https://cenit-transporte.com/que-hacemos/

CENIT. (2019). Informe integrado de gestión sostenible 2019. https://cenit-transporte.com/wp-content/uploads/2020/04/informe-integrado-de-gestion-2019-largo.pdf

Chen, Z., Osadetz, K. y Chen, X. (2015). Economic appraisal of shale gas resources, an example from the Horn River shale gas play, Canada. Petroleum Science 12 (pp. 712-725). https://link.springer.com/article/10.1007%2Fs12182-015-0050-9

Choudhury, N. (2020, diciembre 28). Energy M&A: 5 Biggest Deals of 2020 & the Outlook for 2021. Nasdaq. https://www.nasdaq.com/articles/energy-ma%3A-5-biggest-deals-of-2020-the-outlook-for-2021-2020-12-28

Congreso de la República. Ley 1523 de 2012. http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1523_2012.html

Congreso de la República, Colombia. (2020). "El preocupante escenario del GLP en Colombia": senador José David Name. Congreso de la República. https://www.senado.gov.co/index.php/component/content/article/13-senadores/684-el-preocupante-escenario-del-glp-en-colombia-senador-jose-david-name

Congreso de la República. (2020). Ley 2056 de 2020. https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=142858

Consejo de Estado. (2019). Sala de lo Contencioso Administrativa, Sección Tercera, Expediente 11001-0326-000-2016-00140-00 (57.819). https://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?ruta=ConsejoEstado/30038311

Consejo de Estado. (2020). Sala de lo Contencioso Administrativa, Sección Tercera, Expediente 11001-0326-000-2016-00140-00 (57.819). https://www.redjurista.com/appfolders/images/news/11001-03-26-000-2016-00140-00(57819).pdf

Contraloría General de la Nación. (2012). Función de advertencia. Principio de precaución y Desarrollo Sostenible. Posibles riesgos. Hidrocarburos no convencionales. https://observatorioambiental.contraloria.gov.co/InformesRelacionados/funcion-de-advertencia-hidrocarburos-no-convencionales-contraloria.pdf

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. (2019). Comercialización de Capacidad de Transporte de Gas Natural. Resolución a consulta. https://www.creg.gov.co/sites/default/files/2019.09.09_presentacion_comercializacion_t_-_creg.pdf

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. (2020). Taller metodología de remuneración de transporte de gas natural Resolución Consulta: CREG 160-2020. https://www.creg.gov.co/sites/default/files/2020.11.17_metodologia_t_gn_taller.pdf

Corte Constitucional. (1995) Sentencia C-073, M.P. https://www.corteconstitucional.gov.co/relatoria/1995/C-073-95.htm

Corte Constitucional., (2002) Sentencia C-293, M.P. https://www.corteconstitucional.gov.co/relatoria/2002/C-293-02.htm

Corte Constitucional. (2012), Sentencia T-1077, M.P. https://www.corteconstitucional.gov.co/relatoria/2012/t-1077-12.htm

Corte Constitucional., (2012a) Sentencia T-104, M.P. https://www.corteconstitucional.gov.co/relatoria/2012/T-104-12.htm

Corte Constitucional., (2014) Sentencia T-397, M.P. https://www.corteconstitucional.gov.co/relatoria/2014/T-397-14.HTM

Corte Constitucional., (2014a) Sentencia T-672, M.P. https://www.corteconstitucional.gov.co/RELATORIA/2014/T-672-14.htm

Corte Constitucional. (2016). Sentencia T- 622 del 2016. https://www.corteconstitucional.gov.co/relatoria/2016/t-622-16.htm

Corte Constitucional. (2017). Sentencia T-236/17. https://www.corteconstitucional.gov.co/relatoria/2017/T-236-17.htm

Corte Constitucional. (2018). Sentencia SU095/18. https://www.corteconstitucional.gov.co/relatoria/2018/SU095-18.htm

Council of Economic Advisers. (2019). The Value of U.S. Energy Innovation and Policies Supporting the Shale Revolution. https://trumpwhitehouse.archives.gov/wp-content/uploads/2019/10/The-Value-of-U.S.-Energy-Innovation-and-Policies-Supporting-the-Shale-Revolution.pdf

Delvasto & Echeverria Asociados. (2011). Documento compilado diagnóstico y propuestas metodológicas. https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/23957986/201217_estudio_oleoductos_MME_2017.pdf/9fe7072f-85e9-43eb-893f-f8caa3533e13

DANE. (2021a). Mercado Laboral. https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/mercado-laboral/empleo-y-desempleo

DANE. (2021). Exportaciones. Información Octubre 2021. https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/comercio-internacional/exportaciones

Delamaide, E. y Parra, W. (2015). Enhanced Oil Recovery of Heavy Oil in Reservoirs With Bottom Aquifer. Western Regional Meeting, Garden Grove, California, USA. https://onepetro.org/SPEWRM/proceedings-abstract/15WRM/All-15WRM/SPE-174050-MS/182877

Deloitte. (2020). Implications of COVID-19 for the US shale industry. Navigating the great compression in shale oil production. Deloitte. https://www2.deloitte.com/us/

en/pages/energy-and-resources/articles/covid-19-implications-for-us-shale-industry.html

Departamento Nacional de Estadística – DANE. (2021). Aprueban CONPES para facilitar la inversión privada en proyectos fluviales. https://www.dnp.gov.co/Paginas/Aprueban-CONPES-para-facilitar-la-inversion-privada-en-proyectos-fluviales.aspx

Departamento Nacional de Planeación – DANE. (2020). Aprobada la reforma al Sistema General de Regalías, un cambio que permitirá una reactivación con equidad desde las regiones. https://dnp.gov.co/Paginas/Aprobada-la-reforma-al-Sistema-General-de-Regal%C3%ADas.aspx

Departamento Nacional de Planeación – DNP. (2020). Plan Maestro Ferroviario. https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/Plan-Maestro-Ferroviario.pdf

Department of Energy US. (2021, enero). Economic and National Security Impacts under a Hydraulic Fracturing Ban. https://www.energy.gov/sites/prod/files/2021/01/f82/economic-and-national-security-impacts-under-a-hydraulic-fracturing-ban.pdf

Diseño y desempeño de regímenes fiscales en petróleo, gas y minería en América Latina y el Caribe: Revisión sobre prácticas actuales, lecciones aprendidas y mejores prácticas, Davis, Graham A.; Smith, James L.DOI http://dx.doi.org/10.18235/0002578, DISPONIBLE EN: https://publications.iadb.org/es/diseno-y-desempeno-de-regimenes-fiscales-en-petroleo-gas-y-mineria-en-america-latina-y-el-caribe

Ecopetrol. (s.f.). Refinería de Barrancabermeja desarrollará plan de actualización y reposición tecnológica. https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/noticias/detalleNoticia/?page=detalleNoticias&urile=wcm:path%3A%2FEcopetrol_WCM_Library%2FAS_es%2FNoticias%2FNoticias%2B2021%2Frefineria-barrancabermeja-desarrollara-plan-actualizacion-reposicion-tecnologica

Ecopetrol. (2018). Segmento de Transporte, un salvavidas en caso de tormenta Midstream, pieza clave en la generación de EBITDA. https://www.casadebolsa.com.co/documents/1726188/2472843/Mayo-2018-Ecopetrol-I-Midstream-un-salvavidas-en-caso-de-tormenta-2.pdf/87419046-5282-a053-10ca-93a90520b94c?t=1617902065248

Ecopetrol. (2021). Informes de gestión y sostenibilidad. https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/ResponsabilidadEtiqueta/InformesGestionSostenibilidad/Informesdegestion

Energy Information Administration U.S – EIA. (2015). World Shale Resource Assessments. https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/

El legado de los Yacimientos No Convencionales (YNC) en Colombia: beneficios para el país de desarrollar los YNC en el próximo cuatrenio y con posterioridad, Vicepresidencia de Asuntos Económicos y Regulatorios ACP, Febrero 2019, disponible en: https://acp.com.co/web2017/en/publicaciones-e-informes/economicos/522-informe-econo-mico-legado-ync-para-colombia-acp/file

Energy Information Administration U.S – EIA. (2016). Initial production rates in tight oil formations continue to rise. https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=24932

Energy Information Administration U.S – EIA. (2018). U.S. crude oil production efficiency continues to improve. https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=36012

Energy Information Administration U.S – EIA. (2019). U.S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves, Year-end 2019. https://www.eia.gov/naturalgas/crudeoilreserves/

Energy Information Administration U.S – EIA. (2021). Proved Reserves of Crude Oil and Natural Gas in the United States, Year-End 2019. https://www.eia.gov/naturalgas/crudeoilreserves/pdf/usreserves.pdf

Energy Insights. (s.f.). LTO. McKinsey. https://www.mckinseyenergyinsights.com/resources/refinery-reference-desk/lto/

Erol, U. y Eden, S. (1987). On the Causal Relationship Between Energy and Income for Industrialized Countries. The Journal of Energy and Development 13 (113-120). https://www.jstor.org/stable/24807616

Fedesarrollo. (2017). Estudio sobre el impacto de la actividad petrolera en las regiones productoras de Colombia. https://www.repository.fedesarrollo.org.co/handle/11445/3509

Fleckenstein, W., Eustes, A., Stone, C. (2015). An Assessment of Risk of Migration of Hydrocarbons or Fracturing Fluids to Fresh Water Aquifers: Wattenberg Field, CO. SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference, Mishref, Kuwait.

Fischer, K. (2010). Data Confirm Safety Of Well Fracturing. The American Oil & Gas Reporter. https://www.aogr.com/magazine/frac-facts/data-confirm-safety-of-well-fracturing

García, A. (s.f.). Desarrollos regulatorios y derechos de recursos de gas y carbón, elementos en consideración para el desarrollo de proyectos CBM en Colombia. https://www.globalmethane.org/documents/meeting060315_garcia.pdf

García Arbeláez, C., G. Vallejo, M. L. Higgings y E. M. Escobar. (2016). El Acuerdo de París. Así actuará Colombia frente al cambio climático.

Garzón, J. (s.f.). Recursos de CBM en Colombia. Estimación del Potencial. https://www.globalmethane.org/documents/meeting060315_garzon.pdf

Gasnova. (2019). Informe del sector GLP. http://www.gasnova.co/wp-content/uploads/2019/08/INFORME-DEL-SECTOR-DEL-GLP-2019.pdf

Gbadedo, O. y Okonkwo, C. (2009). Does Energy Consumption Contribute to Economic Performance? Empirical Evidence from Nigeria. Journal of Economics and Business 12 (pp. 43-79). https://www.u-picardie.fr/eastwest/fichiers/art79.pdf

Global Energy Monitor – GEM. (2021). Oleoducto Alto Magdalena. https://www.gem.wiki/Oleoducto_Alto_Magdalena

Gluyas, J., Auld, A., Adams, C., Hirst, C., Hogg, S. y Craig, J. (2018). Geothermal Potential of the Global Oil Industry. https://www.intechopen.com/chapters/63548

IEA. (2020). World Energy Outlook 2020. https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020

IEA (2021), World Energy Model, IEA. Paris https://www.iea.org/reports/world-energy-model

Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas – EITI. (2016). Inversión Forzosa de no Menos del 1%. https://www.eiticolombia.gov.co/es/informes-eiti/informe-2016/seguimiento-ambiental/inversion-forzosa-de-no-menos-del-1/

Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales – IDEAM. (s.f.). Cambio Climático. http://www.cambioclimatico.gov.co/gases-de-efecto-invernadero

Investincolombia. (s.f.). Información Regional. https://investincolombia.com.co/es/informacion-regional

Gnana, J. (2021). Adnoc invites US energy companies to develop its unconventional hydrocarbons sector. Bussiness. https://www.thenationalnews.com/business/energy/adnoc-invites-us-energy-companies-to-develop-its-unconventional-hydrocarbons-sector-1.1149809

Gould, T. y McGlade, C. (2019). Could tight oil go global? IEA. https://www.iea.org/commentaries/could-tight-oil-go-global

Gobierno de Canadá. (s.f.). Naturally occurring radioactive material. https://nuclearsafety.gc.ca/eng/resources/fact-sheets/naturally-occurring-radioactive-material.cfm

Gobierno de Canadá. (2013). Oil Sands. A Strategic Resource of Canada, North America and the Global Market. https://www.nrcan.gc.ca/sites/www.nrcan.gc.ca/files/energy/pdf/eneene/pubpub/pdf/OS-brochure-eng.pdf

Große, P. (2019, Octubre 2010). Metano: el malvado hermano gemelo del CO2. DW. https://www.dw.com/es/metano-el-malvado-hermano-gemelo-del-co2/a-50923199

Hipple, K. (2020, enero 8). IEEFA update: Bankruptcies multiply for fracking sector. IEEFA. https://ieefa.org/ieefa-update-bankruptcies-multiply-for-fracking-sector/

Hipple, K. y Sanzillo, T. (2020). Situación actual en Vaca Muerta: Los planes de explotación de las reservas de esquisto de Argentina se tambalearán más sin inversión privada. IEEFA. https://ieefa.org/wp-content/uploads/2020/06/Vaca-Muerta-Update_June-2020_ES.pdf

IDEAM (2019). Estudio Nacional del Agua 2018. Bogotá: IDEAM. http://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/bvirtual/023858/ENA_2018.pdf

IEA. (2020). Methane Tracker 2020. https://www.iea.org/reports/methane-tracker-2020

IEA. (2020, a). World Energy Outlook 2020. Part of World Energy Outlook. https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020

Jacobs, N. (2019). 5 Key Facts on WSJ's Inaccurate Portrayal of U.S. Oil & Natural Gas Methane Emissions. EID Climate. https://eidclimate.org/5-key-facts-on-wsjs-inac-

curate-portrayal-of-u-s-oil-natural-gas-methane-emissions/?fbclid=IwAR03X-LF7tyEBqjc93sKsBWLawFQiSMKJoOa0qjc7sX0dAcUYweEFScuiYbg

King, Horbart. (s.f.). What is Frac Sand? This special sand is one of the keys to producing oil and natural gas from tight shale formations. https://geology.com/articles/frac-sand/

King, G. (2013). Environmental Risk Arising From Well-Construction Failure—Differences Between Barrier and Well Failure, and Estimates of Failure Frequency Across Common Well Types, Locations, and Well Age. SPE Prod & Oper 28 (04): 323–344. https://onepetro.org/PO/article-abstract/28/04/323/204985/Environmental-Risk-Arising-From-Well-Construction?redirectedFrom=fulltext

King, G. (2014). Maximizing Recovery Factors. Improving Recovery Factors In Liquids-Rich Resource Plays Requires New Approaches. The American Oil & Gas Reporter. https://www.aogr.com/magazine/editors-choice/improving-recovery-factors-in-liquids-rich-resource-plays-requires-new-appr

Kondash, A. (2017). Quantity of flowback and produced waters from unconventional oil and gas exploration. Science of The Total Environment 574 (314-321). https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S004896971631988X

Lagos, E. (2014, marzo 27). Acción contencioso Administrativa, pretensión de Nulidad Simple con solicitud de suspensión provisional. https://www.uninorte.edu.co/documents/133320/0/ANS+Fracking+Definitiva+14+de+julio.pdf/fb172eaf-2548-4ae9-b55e-0d9af6a802e0

Logistics Capacity Assesments. (s.f.). 2.3. Colombia Red de Carreteras. https://dlca.logcluster.org/display/public/DLCA/2.3+Colombia+Red+Carretera

López, A. (2020, junio 5). Más de 5 millones de personas en el país aún cocinan con leña. Portafolio. https://www.portafolio.co/economia/mas-de-5-millones-de-personas-en-el-pais-aun-cocinan-con-lena-541774

López, J. (1991). Riego en la palma de aceite en Colombia. Revista Palma 12. https://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:ayEewbmY5PkJ:https://publicaciones.fedepalma.org/index.php/palmas/article/download/308/308+&cd=3&hl=es&ct=clnk&gl=co

López de Benito, J. (2020). Los mitos energéticos del eco-modernismo (9 de 9). Energy News. https://www.energynews.es/los-mitos-energeticos-del-eco-modernismo-9-de-9/

López, S. (2021). Intermediación laboral en la industria de los hidrocarburos: conflictividad social en Barrancabermeja, Puerto Wilches y Sabana de Torres. CrudoTransparente. https://crudotransparente.com/2021/06/18/intermediacion-laboral-en-la-industria-de-los-hidrocarburos-conflictividad-social-en-barrancabermeja-puerto-wilches-y-sabana-de-torres/

Malagón, J. (2016). La competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia. PNUD.

Market Insights. (s.f.). Differentials explained: why alberta crude sells at a deep discount. Oil sands Magazine. https://www.oilsandsmagazine.com/market-insights/crude-oil-pricing-differentials-why-alberta-crude-sells-at-deep-discount-to-wti

Martel-Valles, J., Foroughbakchk, R., Benavides-Mendoza, A. (2016). Produced Waters of the Oil Industry as an alternative Water Sourcefor Food Production. Revista Internacional de Contaminación Ambiental 32, 4 (436-475). https://www.revistascca.unam.mx/rica/index.php/rica/article/view/RICA.2016.32.04.10/46603

Masnadi, M. (2018). Global carbon intensity of crude oil production. Science 361 (pp. 851-853). https://www.science.org/doi/abs/10.1126/science.aar6859

Matthews, C. y Glazer, E. (2021, enero 15). Exxon Draws SEC Probe Over Permian Basin Asset Valuation. The Wall Street Journal. https://www.wsj.com/articles/exxon-draws-sec-probe-over-permian-basin-asset-valuation-11610716622

Mazerov, K. (2014). Broad-scope advances in RSS, mud motors, bits, LWD/MWD push limits of directional drilling as automation vision takes shape. Drilling Contractor. https://www.drillingcontractor.org/a-long-and-winding-road-27938

Mejía, J. (2017). Las regalías en Colombia, una fuente de equidad y progreso. [Tesis de pregrado, Universidad del Rosario]. https://repository.urosario.edu.co/bitstream/handle/10336/17796/MejiaSalazar-JuanManuel-2017.pdf?sequence=1&isAllowed=y

MERCOSUR. (s.f.). Los recursos naturales como palanca del desarrollo en américa del sur: ¿ficción o realidad? Centro Internacional de Investigaciones para el Desarrollo de Canadá. https://www.redsudamericana.org/sites/default/files/doc/Los%20RecursosNaturalesPalancaDesarrollo.pdf

Michigan Tech. (s.f.). Earthquake Magnitude Scale. https://www.mtu.edu/geo/community/seismology/learn/earthquake-measure/magnitude/

Ministerio de Defensa Nacional. (2018). Estadísticas Transporte Marítimo. https://www.dimar.mil.co/sites/default/files/informes/V2_BROCHURE_TRANSPORTE_MARITIMO.pdf

Ministerio de Minas y Energía. (s.f.). Transparencia, diálogo territorial y fortalecimiento institucional condiciones esenciales en 'Proyectos Piloto de Investigación Integral' en yacimientos no convencionales. https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24162653/Comunicado+proyecto+PPII.pdf

Ministerio de Minas y Energía. (2010). Resolución 180005 de 2010. https://www.icbf.gov.co/cargues/avance/docs/resolucion_minminas_180005_2010.htm

Ministerio de Minas y Energía, Colombia. (2014). Resolución 90325. https://www.minenergia.gov.co/documents/10180//23517//22603-11491.pdf

Ministerio de Minas y Energía. (2019). Cobertura de servicio de gas Natural. https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24109840/Consolidado+Cobertura+GN+RED+I+-+2019.pdf/d9b0069b-a9a7-4c70-91f7-7f67f71e0745

Ministerio de Minas y Energía. (2020). Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural. Unidad de Planeación Minero Energético. https://www1.upme.gov.co/

Hidrocarburos/Plan_de_gas_documento_de_consulta.pdf

Ministerio de Minas y Energía (2021). Transición energética: un legado para el presente y el futuro de Colombia. https://www.minenergia.gov.co/en/libro-transicion-energetica;jsessionid=gInieiABl7hUPK79I9W4XWAF.portal2

Ministerio del Medio Ambiente. (s.f.). Escalas de Magnitud. https://www.snet.gob.sv/ver/seccion+educativa/sismologia/escalas+de+magnitud/

Ministerio de Trabajo. (2014). Programa de Asistencia Técnica para el fortalecimiento de las políticas de empleo, emprendimiento y generación de ingresos.

Mittal, A. y Shattuck, T. (2019). Exploration & production: Overcoming barriers to success. Decoding the O&G downturn. Deloitte. https://www2.deloitte.com/us/en/insights/industry/oil-and-gas/decoding-oil-gas-downturn/exploration-production-upstream.html

Mukhtarov, S., Mikayilov, J. y İsmayılov, V. (2017). The Relationship between Energy Consumption and Economic Growth: Evidence from Azerbaijan. International Journal of Energy Economics and Policy 7 (pp. 32-38). https://core.ac.uk/download/pdf/161802367.pdf

Nasralla, S. (2020, junio 25). Satellites reveal major new gas industry methane leaks. Reuters. https://www.reuters.com/article/us-climatechange-methane-satellites-insi-idUSKBN23W3K4

Natural Resource Governance Institute. (2017). Colombia. Oil & Gas. https://www.resourcegovernanceindex.org/country-profiles/COL/oil-gas

OCENSA. (2021). Capacidad efectiva https://www.ocensa.com.co/bto/Paginas/CapacidadEfectiva.aspx

Oil and Gas Editors. (2014). EIA estimates average Eagle Ford EUR at 168,000 bbl/well. Oil and Gas Journal. https://www.ogj.com/drilling-production/production-operations/article/17272445/eia-estimates-average-eagle-ford-eur-at-168000-bblwell

Oil and Gas Journal. (2019, septiembre 25). Rystad Energy: US shale bankruptcies not 'industry-wide epidemic'. Oil and Gas Journal. https://www.ogj.com/drilling-production/production-operations/unconventional-resources/article/14040625/rystad-energy-us-shale-bankruptcies-not-industrywide-epidemic

Oleoducto de Colombia. (s.f.). Capacidad de Diseño. https://www.oleoductodecolombia.com/BTO/Paginas/Capacidad-de-dise%C3%B1o.aspx

Oleoducto de los Llanos de Colombia – ODL. (s.f.). Boletín del Transportador. https://bto.odl.com.co/

Organización de las Naciones Unidas – ONU. (1992). Declaración de Rio sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo. https://www.un.org/spanish/esa/sustdev/agenda21/riodeclaration.htm

Organización de las Naciones Unidas – ONU. (s.f.). La Agenda para el Desarrollo Sostenible. https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/development-agenda/

Organización de las Naciones Unidas – ONU. (s.f.a.). De los ODM a los ODS. https://www.sdgfund.org/es/de-los-odm-los-ods

Organización de las Naciones Unidas – ONU. (s.f.b.). Objetivos de Desarrollo Sostenible. https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/

Orozco, A. (s.f.). Infraestructura para la equidad y competitividad. Ministerio del Transporte. https://infraestructura.org.co/15congreso/presentaciones/miercoles/MINISTERIO%20DE%20TRANSPORTE.pdf

Oropesa, I. (2017). Fuego del hielo. https://www.juventudrebelde.cu/suplementos/detras-ciencia/2017-05-25/fuego-del-hielo

Pardo, E. (2018, septiembre 14). ¿Regalías por obras? Posible solución al problema. Asuntos: legales. https://www.asuntoslegales.com.co/analisis/estefanny-pardo-515736/regalias-por-obras-posible-solucion-al-problema-2770774

Petzet, A. (2012). Canacol, ExxonMobil eye Magdalena shale oil play. Oil & Gas Journal. https://www.ogj.com/exploration-development/article/17274851/canacol-exxonmobil-eye-magdalena-shale-oil-play

Petrowiki. (s.f.). CBM production operations. https://petrowiki.spe.org/CBM_production_operations

Presidencia de la República. Decreto 2811 de 1974. http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/decreto_2811_1974.html

Presidencia de la República. (2020). Reservas probadas de petróleo en Colombia aumentaron a 6,3 años al cierre de 2019. https://id.presidencia.gov.co/Paginas/prensa/2020/Reservas-probadas-de-petroleo-en-Colombia-aumentaron-a-6-3-anios-al-cierre-de-2019-200430.aspx

PNUD. (2018). Pobreza energética: análisis de experiencias internacionales y aprendizajes para Chile. https://www.cl.undp.org/content/chile/es/home/library/environment_energy/pobreza-energetica--analisis-de-experiencias-internacionales-y-a.html

Portafolio. (2020). Así se está organizando toda la oferta de GLP en el país. Portafolio. https://www.portafolio.co/negocios/asi-se-esta-organizando-toda-la-oferta-de-glp-en-el-pais-537348

Restrepo, O. (2021). Ecopetrol anunció mejoras en la gasolina colombiana: ahora con 50 ppm de azufre. El carro Colombiano. https://www.elcarrocolombiano.com/industria/ecopetrol-anuncio-mejoras-en-la-gasolina-colombiana-ahora-con-50-ppm-de-azufre/

Roa, M. (2017). Principio "In Dubio Pro Natura" o de Precaución como base del Derecho Ambiental. Revista Nova et Vetera 3(24). https://www.urosario.edu.co/Revista-Nova-Et-Vetera/Vol-3-Ed-24/Omnia/Principio-In-Dubio-Pro-Natura-o-de-Precaucion-c/

Roca, R. (2018). La transición energética en Alemania, el gran fracaso de Ange-

la Merkel. El periódico de la energía. https://elperiodicodelaenergia.com/la-transicion-energetica-en-alemania-el-gran-fracaso-de-angela-merkel/

Romero, G. (2017, mayo 2). Los 8 puertos de montaña más duros de Colombia. Noticiclismo. https://noticiclismo.com/2017/05/02/los-8-puertos-montana-mas-duros-colombia/

Saegong, M. (2021). Oil prices went negative a year ago: Here's what traders have learned since. MarketWatch. https://www.marketwatch.com/story/oil-prices-went-negative-a-year-ago-heres-what-traders-have-learned-since-11618863839

Sanderson, S., Bonny, T. y Slaughter, A. (2019). Deciphering the performance puzzle in shales. Moving the US shale revolution forward. Deloitte. https://www2.deloitte.com/us/en/insights/industry/oil-and-gas/us-shale-revolution-playbook/introduction-shale-performance-productivity.html/#endnote-sup-9

Schlumberger. (s.f.). Coalbed Methane. https://glossary.oilfield.slb.com/en/terms/c/coalbed_methane.aspx

Schlumberger. (s.f.a.). Fracturamiento hidráulico. https://glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/h/hydraulic_fracturing.aspx

Shahidan, M., Ermawati, N. y Shariff, M. (2012). Relationship between Energy Consumption and Economic Growth: Empirical Evidence for Malaysia. https://www.researchgate.net/publication/256043320_Relationship_between_Energy_Consumption_and_Economic_Growth_Empirical_Evidence_for_Malaysia

Society of Petroleum Engineers. (s.f.). Petroleum Reserves and Resources Definitions. https://www.spe.org/en/industry/reserves/

SPE Workshop. (2019). SPE Workshop: Challenges to Develop Unconventional Resources in Colombia. https://www.spe.org/binaries/content/assets/spe-events/2019/workshop/19abuc/19abuc_program_0319_c_web.pdf

Sutherlin, L. (2020, septiembre 4). Fracking Fiasco: The Banks That Fueled the U.S. Shale Bust. RAN. https://www.ran.org/press-releases/fracking-fiasco-the-banks-that-fueled-the-u-s-shale-bust/

The Scientific Inquiry into Hydraulic Fracturing in the Northern Territory. (2018). Final Report. https://frackinginquiry.nt.gov.au/inquiry-reports?a=494286

Turizo, J. y Pérez, R. (2015). Activismo judicial y su efecto difuminador en la división y equilibrio de poderes. Justicia 27 (pp. 30-41). http://www.scielo.org.co/pdf/just/n27/n27a03.pdf

Unidad de planeación Minero energético – UPME. (2010). Determinación de un esquema para la planeación a mediano y largo plazo del abastecimiento de petróleo y combustibles líquidos para Colombia. Informe de avance No. 4. https://bdigital.upme.gov.co/bitstream/001/1180/2/VOL%202.pdf

Unidad de planeación Minero energético – UPME. (2018). Plan indicativo de abastecimiento de combustibles líquidos. https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Plan_Abastecimiento_Combustibles_Liquidios_Final2019.pdf

United States Department of Energy. (2021). Economic and National Security Impacts under a Hydraulic Fracturing Ban. https://www.energy.gov/sites/prod/files/2021/01/f82/economic-and-national-security-impacts-under-a-hydraulic-fracturing-ban.pdf

United States 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.

United States Environmental Protection Agency – EPA. (2016. a) Review of Well Operator Files for Hydraulically Fractured Oil and Gas Production Wells: Hydraulic Fracturing Operations. https://www.epa.gov/sites/default/files/2016-07/documents/wfr2_final_07-28-16_508.pdf

U.S. Department of Energy. (2021). Economic and National Security Impacts under a Hydraulic Fracturing Ban. https://www.energy.gov/sites/prod/files/2021/01/f82/economic-and-national-security-impacts-under-a-hydraulic-fracturing-ban.pdf

USGS. (s.f.). What is hydraulic fracturing? https://www.usgs.gov/faqs/what-hydraulic-fracturing?qt-news_science_products=0#qt-news_science_products

USGS. (s.f.a.). Does fracking cause earthquakes? https://www.usgs.gov/faqs/does-fracking-cause-earthquakes?qt-news_science_products=0#qt-news_science_products

USGS. (2017). Assessment of Continuous Oil and Gas Resources in the Middle and Upper Magdalena Basins, Colombia, 2017. https://pubs.usgs.gov/fs/2017/3060/fs20173060.pdf

USGS. (2000). Water Produced with Coal-Bed Methane. https://pubs.usgs.gov/fs/fs-0156-00/fs-0156-00.pdf

Vaca muerta. (2019, septiembre 2019). Ranking Vaca Muerta: cuáles son las principales petroleras. Rionegro. https://www.rionegro.com.ar/ranking-vaca-muerta-cuales-son-las-principales-petroleras-1113227/

Valora Analitik. (2021, enero 20). Producción de petróleo en Colombia siguió bajando en segunda semana de enero. Valora Analitik. https://www.valoraanalitik.com/2021/01/20/produccion-de-petroleo-en-colombia-siguio-bajando-en-segunda-semana-de-enero/

Vargas, C. (2012). Evaluating total of Yet-to-Find hydrocarbon Volume in Colombia. Earth Sciences Research Journal, 16, 1- 126. https://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Documents/Evaluating%20total_Yet_to_Find_hydrocarbon_volume_in_Colombia.pdf

Wensong, H., Heping, C. y Zheng, M. (2013). Evaluation Techniques of Reserves for Heavy Oil and Oil Sands. International Petroleum Technology Conference, Beijing, China. https://onepetro.org/IPTCONF/proceedings-abstract/12IPTC/All-12IPTC/IPTC-16743-MS/154880

Wachtmeister, H. y Lund, L. (2017). Production Decline Curves of Tight Oil Wells in Eagle

Ford Shale. Natural Resources Research 26 https://www.researchgate.net/publication/312573889_Production_Decline_Curves_of_Tight_Oil_Wells_in_Eagle_Ford_Shale

Wethe, D. y Crowley, K. (2020, julio 23). Shale's Bust Shows Basis of Boom: Debt, Debt and Debt. The Washington Post. https://www.washingtonpost.com/business/energy/shales-bust-shows-basis-of-boom-debt-debt-and-debt/2020/07/22/0e6ed98c-cc41-11ea-99b0-8426e26d203b_story.html

Wook Mackenzie. (2019, diciembre 16). Shale oil in China: the long journey ahead. Wood Mackenzie. https://www.woodmac.com/news/opinion/shale-oil-in-china-the-long-journey-ahead/

Yepes, L. (s.f.). El país, saliendo de la pobreza energética. Portafolio. https://www.portafolio.co/opinion/luis-augusto-yepes/el-pais-saliendo-de-la-pobreza-energetica-coyuntura-g-547485

Younes, M. (2018). Flow Simulation in Shale Gas Reservoirs. https://www.researchgate.net/figure/Example-of-horizontal-drilling-and-hydraulic-fracturing-from-a-multi-well-pad-4_fig4_330556285

Zaixing, J., Zhang, W., Liang, C. (2016). Basic characteristics and evaluation of shale oil reservoirs. Petroleum Research 2, 149-163. https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S209624951730039X?token=65CFC1A136AB6B118464FAE978FFEA0F1BED771A873A195A669BE829E77D5E96B15C7F5C8E485314114A0432142DB230&originRegion=us-east-1&originCreation=20211218220130

Zou, C. "Natural Gas Hydrate". Unconventional Petroleum Geology (pp. 337-354). Elsevier.

Bibliografía Artículo de José Vicente Zapata

Jurisprudencia Corte Constitucional:

Corte Constitucional. Sentencia C-293 de 2002. Magistrado Ponente: Alfredo Beltrán Sierra. Temas generales: principio de precaución ambiental en matera internacional y nacional; elementos del principio de precaución ambiental; principio de precaución ambiental como un acto administrativo excepcional.

Corte Constitucional. Sentencia C-339 de 2002. Magistrado Ponente: Jaime Araujo Rentería. Temas generales: recursos naturales y medio ambiente sano; aplicación del principio de precaución ambiental por parte de autoridades ambientales; falta de certeza científica ante explotación minera.

Corte Constitucional. Sentencia C-988 de 2004. Magistrado Ponente: Humberto Sierra Porto. Temas generales: consagración constitucional y alcance del principio de precaución ambiental.

Corte Constitucional. Sentencia T-299 de 2008. Magistrado Ponente. Jaime Córdoba Triviño. Temas generales: elementos del principio de precaución ambiental.

Corte Constitucional. Sentencia T-360 de 2010. Magistrado Ponente: Nilson Pinilla Pinilla. Temas generales: principio de precaución debe ser aplicado a falta de certeza científica.

Corte Constitucional. Sentencia C-595 de 2010. Magistrado Ponente: Jorge Iván Palacio Palacio. Temas generales: presunción de culpa o dolo en materia de infracciones ambientales; alcance y aplicación del principio de precaución; derecho sancionador.

Corte Constitucional. Sentencia C-703 de 2010. Magistrado Ponente: Gabriel Eduardo Mendoza Martelo. Temas generales: aplicación del principio de precaución ambiental; proceso sancionatorio ambiental; constitucionalización del principio de precaución ambiental; Constitución Ecológica.

Corte Constitucional. Sentencia T-104 de 2012. Magistrado Ponente: Nilson Pinilla Pinilla. Temas generales: principio de precaución ambientales debe ser aplicado a falta de certeza científica.

Corte Constitucional. Sentencia T-365 de 2012. Magistrado Ponente: Alberto Rojas Ríos. Temas generales: principio de precaución y examen acerca de la suspensión de la vacuna contra el virus del papiloma humano.

Corte Constitucional. Sentencia T-1077 de 2012. Magistrado Ponente: Jorge Ignacio Pretelt Chaljub. Temas generales: principio de precaución y prevención; principio de precaución en materia de radicación producida por equipos de telefonía celular.

Corte Constitucional. Sentencia T-397 de 2014. Magistrado Ponente: Jorge Iván Palacio Palacio. Temas generales: exposición a campo electromagnético; principio de precaución en el sistema jurídico colombiano; in dubio pro ambiente; principio de precaución en emisión de ondas electromagnéticas.

Corte Constitucional. Sentencia T-672 de 2014. Magistrado Ponente: Jorge Iván Palacio Palacio. Temas generales: contaminación ambiental y principio de precaución ambiental y su aplicación para proteger el derecho a la salud de las personas.

Corte Constitucional. Sentencia T-701 de 2014. Magistrado Ponente: Mauricio González Cuervo. Temas generales: naturaleza del principio de precaución; principio de precaución en materia de radiación producida por equipos de telefonía móvil celular.

Corte Constitucional. Sentencia T-139 de 2016. Magistrado Ponente: Jorge Iván Palacio Palacio. Temas generales: naturaleza del principio de precaución ambiental.

Corte Constitucional. Sentencia T-713 de 2016. Magistrado Ponente: María Victoria Calle Correa. Temas generales: principio de precaución en materia de radicación producida por equipos de telefonía celular.

Corte Constitucional. Sentencia T-080 de 2017. Magistrado Ponente: Jorge Iván Palacio Palacio. Temas generales: derecho fundamental a la consulta previa; Constitución Ecológica; alcance del principio de precaución para proteger la salud humana según instrumentos internacionales, normas y jurisprudencia nacional.

Corte Constitucional. Sentencia T-298 de 2017. Magistrado Ponente: Aquiles Arrieta Gómez. Temas generales: consulta previa y principio de precaución ambiental.

Corte Constitucional. Sentencia T-236 de 2017. Magistrado Ponente: Aquiles Arrieta Gómez. Temas generales: derecho a la consulta previa; programas de aspersión con glifosato; principio de precaución contenido y alcance en la jurisprudencia constitucional.

Corte Constitucional. Sentencia T-339 de 2017. Magistrado Ponente: Alberto Rojas Ríos. Temas generales: derecho fundamental al agua; aplicación y alcance del principio de precaución.

Corte Constitucional. Sentencia T-006 de 2019. Magistrado Ponente: Luis Guillermo Guerrero Pérez. Temas generales: aplicación excepcional del principio de precaución.

Corte Constitucional. Sentencia T-021 de 2019. Magistrado Ponente: Alberto Rojas Ríos. Temas generales: alcance del principio de precaución en materia ambiental.

Corte Constitucional. Sentencia T-342 de 2019. Magistrado Ponente: Luis Guillermo Guerrero Pérez. Temas generales: principio de precaución en el medio ambiente.

Corte Constitucional. Sentencia T-614 de 2019. Magistrado Ponente: Alberto Rojas Ríos. Temas generales: aplicación y alcance del principio de precaución.

Corte Constitucional. Auto A-387 de 2019. Magistrado Ponente: Alberto Rojas Ríos. Temas generales: alcance del principio de precaución en materia ambiental.

Jurisprudencia Consejo de Estado

Consejo de Estado. Sentencia del 13 de febrero de 2015. Consejero Ponente: Jaime Orlando Santofimio Gamboa.

Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Tercera, Subsección C. Sentencia del 19 de septiembre de 2016, Radicación número: 11001-03-26-000-2013-00149-00(49058), C.P.: Jaime Orlando Santofimio Gamboa.

Consejo de Estado. Sección Primera. Sentencia del 15 de diciembre de 2016. Consejero Ponente: Guillermo Vargas Ayala. Temas generales: distinción entre el principio de prevención y el principio de precaución; aplicación del principio de precaución.

Consejo de Estado. Sala de Consulta y Servicio Civil. Sentencia del 28 de marzo de 2017. Consejero Ponente: Édgar González López. Temas generales: el principio de precaución en la contratación estatal.

Consejo de Estado. Sección Primera. Sentencia del 13 de julio de 2017. Consejero Ponente: Roberto Augusto Serrato Valdés. Temas generales: alcance del principio de precaución en materia ambiental.

Consejo de Estado. Sección Tercera. Sentencia del 22 de noviembre de 2017. Consejero Ponente: Jaime Orlando Santofimio Gamboa. Temas generales: alcance del principio de precaución.

Consejo de Estado. Sección Primera. Sentencia del 11 de abril de 2018. Consejero Ponente: Roberto Augusto Serrato Valdés. Temas generales: aplicación del principio de precaución.

Consejo de Estado. Sección Segunda. Sentencia del 26 de abril de 2018. Consejero Ponente: William Hernández Gómez. Temas generales: aplicación del principio de precaución en materia ambiental.

Consejo de Estado. Sección Tercera. Sentencia del 19 de julio de 2018. Consejero Ponente: Jaime Enrique Rodríguez Navas. Temas generales: alcance del principio de precaución.

Consejo de Estado. Sección Primera. Sentencia del 31 de mayo de 2018. Consejero Ponente: Hernando Sánchez Sánchez. Temas generales: aplicación del principio de precaución en materia ambiental; carga de la prueba en sede de principio de precaución.

Consejo de Estado. Sección Tercera. Sentencia del 19 de julio de 2018. Consejera Ponente: Marta Nubia Velásquez Rico. Temas generales: principio de precaución frente a peligro de daño ambiental.

Consejo de Estado. Sección Tercera. Sentencia del 8 de noviembre de 2018. Consejero Ponente: Ramiro Pazos Guerrero. Temas generales: aplicación del principio de precaución en yacimientos no convencionales.

Consejo de Estado. Sección Primera. Sentencia del 14 de marzo de 2019. Consejero Ponente: Oswaldo Giraldo López. Temas generales: aplicación del principio de precaución.

Consejo de Estado. Sección Tercera. Sentencia del 8 de mayo de 2019. Consejera Ponente: Marta Nubia Velásquez Rico. Temas generales: aplicación del principio de precaución en materia ambiental.

Consejo de Estado. Sección Tercera. Sentencia del 12 de diciembre de 2019. Consejero Ponente: Ramiro Pazos Guerrero. Temas generales: aplicación del principio de precaución en yacimientos no convencionales.

Consejo de Estado. Sección Tercera. Sentencia del 3 de agosto de 2020. Consejero Ponente: Alberto Montaña Plata. Temas generales: aplicación del principio de precaución.

Consejo de Estado. Sección Tercera. Sentencia del 4 de septiembre de 2020. Consejero Ponente: Nicolás Yepes Corrales. Temas generales: alcance del principio de precaución.

Consejo de Estado. Sección Tercera. Sentencia del 24 de septiembre de 2020. Consejero Ponente: José Roberto Sáchica. Temas generales: Alcance y aplicación del principio de precaución.

Consejo de Estado. Sección Primera. Sentencia del 26 de noviembre de 2020. Consejero Ponente: Roberto Augusto Serrato Valdés. Temas generales: alcance del principio de precaución en materia ambiental; requisitos para la adopción de actos ad-

ministrativos en aplicación del principio de precaución.

Consejo de Estado. Sección Tercera. Sentencia del 24 de septiembre de 2021. Consejera Ponente: María Adriana Marín. Temas generales: alcance y aplicación del principio de precaución.

Auto del 8 de noviembre de 2018. Consejo de Estado. Sala de lo Contencioso Administrativo. Sección Tercera. Subsección B. Consejero Ponente: Ramiro de Jesús Pazos Guerrero. Radicación número: 11001-03-26-000-2016-00140-00 (57.819).

Auto del 17 de septiembre de 2019. Consejo de Estado. Sala de lo Contencioso Administrativo. Sección Tercera. Sala Plena. Consejero Ponente: María Adriana Marín. Radicación número: 11001-03-26-000-2016-00140-00 (57.819),

Auto del 29 de noviembre de 2021. Consejo de Estado. Sala de lo Contencioso Administrativo. Sección Tercera. Subsección C. Consejero Ponente: Nicolás Yepes Corrales. Radicación número: 11001-03-26-000-2020-00042-00 (65992) y 11001-03-26-000-2020-00052-00 (66049) acumulados.

Marco Normativo.

Constitución Política de Colombia.

Congreso de Colombia. Ley 99 de 1993 por la cual se crea el Ministerio del Medio Ambiente, se reordena el sector público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables, se organiza el Sistema Nacional Ambiental, SINA, y se dictan otras disposiciones.

Congreso de Colombia. Ley 1437 de 2011 por la cual se expide el Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo.

Congreso de Colombia. Ley 2111 de 2021 por medio del cual se sustituye el Título XI "De los delitos contra los recursos naturales y el medio ambiente" de la Ley 599 de 2000, se modifica la Ley 906 de 2004 y se dictan otras disposiciones.

Presidencia de la República. Decreto 2811 de 1974 por el cual se dicta el Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente.

CONPES 3517 de 2008 - Lineamientos de política para la asignación de los derechos de exploración y explotación de gas metano en depósitos de carbón.

Ministerio de Minas y Energía Resolución 181495 de 2009 por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos.

Ministerio de Minas y Energía Resolución 18 07 43 de 2012 por la cual se establecen los procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

Ministerio de Minas y Energía. Decreto 3004 de 2013 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. Resolución 90341 de 2014 por la cual se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. Resolución 0421 de 2014 por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos y se toman otras determinaciones.

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. Decreto 1076 de 2015 por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible.

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. Resolución 631 de 2015 por la cual se establecen los parámetros y los valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales a cuerpos de aguas superficiales y a los sistemas de alcantarillado público y se dictan otras disposiciones.

Servicio Geológico Colombiano. Resolución número D-149 de 2017 por la cual se determinan las especificaciones del monitoreo de sismicidad cerca de los pozos de exploración y/o producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

Servicio Geológico Colombiano. Resolución número d-277 de 2017 por la cual se modifica el artículo 3º de la Resolución número D-149 de 2017.

Agencia Nacional de Hidrocarburos. Acuerdo 2 de 2017 por el cual se sustituye el Acuerdo 4 de 2012.

Ministerio de Minas y Energía. Decreto 328 de 2020 por el cual se fijan lineamientos para adelantar Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII) sobre Yacimientos No Convencionales (YNC) de hidrocarburos con la utilización de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal (FH-PH), y se dictan otras disposiciones.

Autoridad Nacional de Licencias Ambientales. Auto 9626 de 2021 por el cual se ordena la celebración de una audiencia pública ambiental y se toman otras determinaciones.

Procesos judiciales en curso

Acción de Nulidad Simple promovida por Esteban Antonio Lagos en contra del Decreto 3004 de 2013 y Resolución 90341 de 2014). Radicado 11001032600020160014000. Sección Tercera del Consejo de Estado. Consejero Ponente Jaime Enrique Rodríguez Navas antes Ramiro de Jesús Pazos Guerrero – Pendiente discusión de proyecto de sentencia.

Acción de Nulidad Simple promovida Bryan Danilo Mejía y otros en contra de la Resolución 180742 de 2012. Radicado 11001032600020170014700. Sección Tercera del Consejo de Estado. Consejero Ponente Martín Gonzalo Bermúdez Muñoz – Se registró proyecto de sentencia para ser discutido por la Sala Plana de la Sección Tercera en marzo de 2021.

Acción de Nulidad Simple promovida por Carlos Andrés Echeverry y otros en contra del Decreto 328 de 2020. Radicado 11001032600020200004200. Sección Tercera del Consejo de Estado. Consejero Ponente Nicolás Yepes Corrales.

Acción de Nulidad Simple promovida por Carlos Andrés Echeverry en contra del artículo 2.2.1.1.1A.2.3 del Decreto 328 de 2020. Radicado 11001032600020200005200. Sección Tercera del Consejo de Estado. Consejero Ponente Alberto Montaña Plata – Este proceso fue acumulado dentro del proceso con No. de radicado 11001032600020200004200. Sección Tercera del Consejo de Estado. C.P. Nicolás Yepes Corrales.

Acción de Nulidad Simple promovida por Jaime Luis Olivella y otros en contra del Decreto 3004 de 2013, la Resolución 90341 de 2014, la Resolución 1655 de 2015, la Resolución No. 6984 de 2016, y el Decreto 328 de 2020. Radicado 11001032600020200005000. Sección Tercera del Consejo de Estado. Consejero Ponente Martín Gonzalo Bermúdez Muñoz – Este proceso va a ser tramitado por la Sección Primera del Consejo de Estado con ocasión a una declaración de falta de competencia, a la fecha no se ha asignado nuevo consejero ponente.

Acción Popular para la "protección de los derechos e intereses colectivos a un medio ambiente sano con ocasión del Fracking" promovida por Álvaro Efraín Diazgranados de Pablo. Radicado 25000234100020180069100. Sección Primera del Tribunal Administrativo de Cundinamarca. Consejero Ponente Moisés Rodrigo Mazabel Muñoz.

Apelación contra el Auto del 16 de enero de 2020 proferido por la Sección Primera del Tribunal Administrativo de Cundinamarca dentro del proceso de acción popular para la "protección de los derechos e intereses colectivos a un medio ambiente sano con ocasión del Fracking". Radicado 25000234100020180069101. Sección Primera del Consejo de Estado. Consejera Ponente Nubia Margoth Peña Garzón.

Informes o conceptos.

Informe sobre los efectos ambientales (bióticos, físicos y sociales) y económicos de la exploración de hidrocarburos en áreas con posible despliegue de técnicas de fracturamiento hidráulico en roca generadora mediante perforación horizontal. Comisión Interdisciplinaria Independiente. Bogotá, abril de 2019.

Doctrina

WESTBERG PETERS, L. (2014) Fractured Land - The Price of Inheriting Oil, St. Paul, The Minnesota Historical Society Press.

PRUD'HOMME, A. (2014) Hydrofracking - What Everyone Needs to Know Oxford, Oxford University Press.

GRAVES, J. (2012) Fracking - America´s Alternative Energy Revolution, Ventura, CA., Safe Harbor International Publishing.

FAULKNER, CH. (2014) The Fracking Truth, Doylestown, PA, Platform Press.

RODRIGUEZ, G.A. & VARGAS-CHAVEZ, I. (2016) (compiladores) La Prevención en Materia Ambiental: Tendencias Actuales, Bogotá, Universidad del Rosario.

RODRIGUEZ, G.A. & VARGAS-CHAVEZ, I. (2017) (compiladores) Principio de Precaución - Desafíos y Escenarios de Debate, Bogotá, Universidad del Rosario - Editorial Temis.

SUNSTEIN, C.R. (2009) Laws of Fear - Beyond the Precautionary Principle, Cambridge, Cambridge University Press.

SANDS, PH. (2003) Principles of International Environmental Law, (second edition), Cambridge, Cambridge University Press, p. 267.

MONTOYA PARDO, M.F., "Regulation of Unconventional Reservoirs in Colombia" en ZILLMAN, D.N., MCHARG, A., BARRERA-HERNÁNDEZ, L.B. & BRADBROOK, A. (2014) (Editors) The Law of Energy Underground - Understanding New Developments in Subsurface Production, Transmission, and Storage, Oxford, Oxford University Press, p. 231-244.

VINEY, G. & DUBUISSON, B. (2006) Les Responsabilités Environnementales Dans L´espace Européen, Bibliothèque de la Faculté de Droit de L'Université Catholique de Louvain, Bruxelles, Bruylant, p. 62-65.

BERNIE, P.W. & BOYLE, A.E. (1992) International Law & The Environment, New York, Oxford University Press, p. 97-98;

NANDA, V.P. & PRING, G. (2013) (2nd Revised Edition) International Environmental Law & Policy for the 21st Century, Leiden, Martinus, Nijhoff Publishers, p. 63-64.

GÜIZA-SUÁREZ, L, RODAS MONSALVE, J.C., CIFUENTES-GUERRERO, J.A. & GONZÁLEZ, J.P. (2019) (editores) Energías Renovables No Convencionales y Cambio Climático: Un Análisis para Colombia, Bogotá, Editorial Universidad del Rosario.

FOSTER, C.E. (2011) Science and the Precautionary Principle in International Courts and Tribunals, Cambridge, Cambridge University Press.

FAURE, M. & WIBISANA, A. (2013) (editors) Regulating Disasters, Climate Change and Environmental Harm, Cheltenham, Glos, Edward Elgar.

JELLINEK, G. (2004) Teoría General del Estado, México, Fondo de Cultura Económica, p. 324.

GARCIA PELAYO, M., (1999) Derecho Constitucional Comparado, Madrid, Alianza Editorial, p. 31.

Universidad
Externado
de Colombia

INCP
DESDE 1987

Publicación
Julio de 2022