

Análisis del efecto de las medidas suspensivas del Auto del 8 de noviembre de 2018 del Consejo de Estado sobre la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales en Colombia

Ivan Mauricio Suaza Espinosa

Trabajo de Grado para Optar el título de Especialista en Gerencia de Hidrocarburos

Director

Haiver Nahin Manosalva Solano
Especialista en Gerencia de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingeniería
Escuela de ingeniería de Petróleos
Especialización en Gerencia de Hidrocarburos
Bucaramanga

2021

Dedicatoria

A Dios todo poderoso por darme las habilidades, el conocimiento y la perseverancia para poder alcanzar esta meta.

A mi esposa, quien, con su amor incondicional y entusiasmo, me alienta e impulsa siempre para alcanzar las metas y los sueños.

A mis padres, por su gran amor y ejemplo.

Agradecimientos

A la Universidad Industrial de Santander, por permitir la culminación de esta meta, como miembro de esta importante institución.

A mi director de trabajo de grado, ingeniero Haiver Nahin Manosalva Solano, por su apoyo incondicional, acompañamiento, consejos y recomendaciones en el desarrollo del proyecto.

A cada uno de los docentes, por toda su orientación, todo lo aprendido durante mi formación y camino para poder optar por el título de Especialista en Gerencia de Hidrocarburos.

A nuestra coordinadora Ph.D. Zuly Calderón por sus orientaciones prácticas y asesorías académicas en el desarrollo del proyecto y durante toda la especialización.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción.....	15
1. Objetivos.....	17
1.1 Objetivo General.....	17
1.2 Objetivos Específicos.....	17
2. Experiencia Internacional y Potencial de YNC en Colombia.....	18
2.1 Estados Unidos.....	18
2.2 Canadá.....	24
2.3 Argentina.....	27
2.4 China.....	28
2.5 Polonia.....	29
2.6 Colombia.....	29
3. Marco Normativo para YNC y Estados Contractuales en Colombia.....	32
3.1 Marco Normativo.....	33
3.2 Contratos Suscritos por la ANH en Yacimientos No Convencionales.....	35
3.2.1 Contrato de Exploración y Explotación La Loma – Contrato E&E La Loma.....	36
3.2.2 Contrato de Exploración y Producción VMM 5 – Contrato E&P VMM 5.....	37
3.2.3 Contrato de Exploración y Producción VMM 9 – Contrato E&P VMM 9.....	38
3.2.4 Contrato Adicional de Exploración y Producción VMM 3 – Contrato Adicional E&P VMM 3.....	40
3.2.5 Contrato de Exploración y Producción CR 4 – Contrato E&P CR 4.....	42

3.2.6 Contrato de Exploración y Producción CR 2 – Contrato E&P CR 2.....	44
3.2.7 Contrato de Exploración y Producción CR 3 – Contrato E&P CR 3.....	46
3.2.8 Contrato Adicional de Exploración y Producción La Loma – Contrato Adicional E&P Loma	48
3.2.9 Contrato Adicional de Exploración y Producción VMM 2 – Contrato Adicional E&P VMM 2.....	49
4. Fallos del Consejo de Estado e Informe de la Comisión Interdisciplinaria Independiente.....	51
5. Análisis del Efecto de las Medidas Suspensivas de los Fallos del Consejo de Estado	55
5.1 En el Periodo de Exploración	55
5.2 En el Periodo de Explotación.....	59
5.3 En la Autosuficiencia Energética	59
5.4 En la Transformación Energética.....	61
5.5 En las Finanzas de la Nación	62
6. Conclusiones.....	62
7. Recomendaciones.....	65
Referencias Bibliográficas.....	67

Lista de Tablas

Tabla 1. <i>Producción y reservas probadas de petróleo 2017-2018 en campos de esquisto en Estados Unidos.</i>	20
Tabla 2. <i>Producción y reservas probadas de gas 2017-2018 en campos de esquisto en Estados Unidos</i>	23
Tabla 3. <i>Comparación de los cálculos de reservas de YRG en el Valle del Magdalena Medio ..</i>	30
Tabla 4. <i>Comparación de principales características de yacimientos en roca generadora entre Estados Unidos, Argentina y Colombia</i>	31
Tabla 5. <i>Contratos de Exploración y Producción vigentes suscritos por la ANH</i>	35
Tabla 6. <i>Programa obligatorio de exploración Contrato E&P VMM 5</i>	37
Tabla 7. <i>Programa exploratorio mínimo Contrato E&P VMM 9</i>	39
Tabla 8. <i>Programa exploratorio mínimo Contrato adicional E&P VMM 3</i>	41
Tabla 9. <i>Programa exploratorio mínimo Contrato E&P CR 4</i>	43
Tabla 10. <i>Programa exploratorio mínimo Contrato E&P CR 2</i>	44
Tabla 11. <i>Programa exploratorio mínimo Contrato E&P CR 3</i>	46
Tabla 12. <i>Programa de evaluación Contrato adicional E&P La Loma</i>	48
Tabla 13. <i>Programa exploratorio mínimo Contrato adicional E&P VMM 2</i>	50
Tabla 14. <i>Inversión pendiente por ejecutar periodo exploratorio de contratos vigentes suscritos por la ANH</i>	55
Tabla 15. <i>Actividades pendientes por desarrollar periodo exploratorio de contratos vigentes suscritos por la ANH</i>	56

Tabla 16. <i>Derechos Económicos y Programa en Beneficio de las Comunidades pactados durante el periodo exploratorio de los contratos vigentes suscritos por la ANH</i>	57
---	----

Lista de Figuras

Figura 1. <i>Producción mensual de petróleo 2010-2019 en Estados Unidos (millones de barriles por día)</i>	19
Figura 2. <i>Producción de petróleo 2006-2020 por campos de yacimientos no convencionales en Estados Unidos (millones de barriles por día)</i>	20
Figura 3. <i>Reservas probadas de petróleo y gas a 2018 en Estados Unidos</i>	21
Figura 4. <i>Reservas probadas de gas de 2011 a 2018 en Estados Unidos, desagregando las fuentes de esquisto (trillones de pies cúbicos)</i>	22
Figura 5. <i>Producción anual de petróleo 2001-2019 en Canadá (millones de barriles por día)</i> ..	25
Figura 6. <i>Producción de petróleo 2006-2018 en Canadá por tipo de yacimientos (millones de barriles por día)</i>	25
Figura 7. <i>Reservas probadas de petróleo a 2019 en Canadá (billones de barriles)</i>	26
Figura 8. <i>Reservas probadas de petróleo a 2019 en Canadá por tipo de yacimientos (billones de barriles)</i>	27

Glosario

Contratista: Persona jurídica o conjunto de personas jurídicas que, bajo la modalidad de Consorcio o de Unión Temporal, celebran con la ANH Contrato de Evaluación Técnica, TEA, de Exploración y Producción, E&P, o Especial, como resultado de la adjudicación de un Procedimiento de Selección Competitivo, sea abierto o cerrado, o de uno reglado de Asignación Directa, y, por consiguiente, de la asignación de una o más Áreas (Acuerdo 02 ANH, 2017).

Contrato de Exploración y Producción – E&P: Tiene por objeto otorgar al Contratista derecho exclusivo para acometer y desarrollar actividades exploratorias en un Área determinada y para producir los Hidrocarburos propiedad del Estado que se descubran dentro de la misma, a sus únicos costo y riesgo y con arreglo a programas específicos, a cambio de retribuciones consistentes en el pago de Regalías y Derechos Económicos.

La exclusividad que se otorga en razón de estos Contratos se circunscribe también al Tipo de Yacimiento para cuya Exploración y Producción se hayan celebrado, de manera que no impide que la ANH desarrolle directamente labores destinadas a obtener información técnica adicional en el Área, o que la asigne a otro interesado, cuando las condiciones de Capacidad no permitan al Contratista extender sus actividades a otro Tipo Yacimiento y este no se asocie para alcanzarla, y para este preciso efecto (Acuerdo 02 ANH, 2017).

Derechos Económicos: Retribuciones en dinero o en especie a cargo de los Contratistas y a favor de la ANH, por los diferentes conceptos establecidos en el ordenamiento superior, en especial, en el presente Reglamento, y que se estipulan en los respectivos Contratos de Evaluación Técnica, TEA, de Exploración y Explotación, E&E, de Exploración y Producción, E&P, y Especiales, así

como en los Convenios de Exploración y/o Explotación celebrados entre la ANH y Ecopetrol S.A., algunos de ellos cedidos por esta última a terceros (Acuerdo 02 ANH, 2017).

Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal – FH-PH: Técnica usada en la extracción de gas o petróleo en 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 el flujo de los fluidos de la formación productora al pozo perforado horizontalmente. Esta técnica difiere de las técnicas utilizadas en los yacimientos convencionales en los que se utiliza el fracturamiento hidráulico y en los YNC de gas metano asociado a los mantos de carbón y las arenas bituminosas (Resolución 40185 Ministerio de Minas y Energía, 2020). El término “fracking” es un anglicismo utilizado para referirse a la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal.

Período de Exploración: Lapso en Meses, contado a partir de la Fecha Efectiva, así como cualquier prórroga otorgada al mismo, durante el cual el Contratista está obligado a ejecutar las actividades previstas en el Programa Exploratorio y a sufragar los costos y gastos correspondientes, de acuerdo con el régimen jurídico superior y el Contrato, sin perjuicio de satisfacer oportuna, eficaz y eficientemente los demás compromisos de su resorte (Acuerdo 02 ANH, 2017).

Período de Explotación o de Producción: Lapso de hasta veinticuatro (24) Años y sus extensiones, si las hay, o de hasta treinta (30) Años y sus prórrogas, de pactarse, contado desde la fecha de la Declaración de Comercialidad de uno o más Yacimientos Descubiertos que conforman el correspondiente Campo Comercial, respecto de cada porción del Área Asignada que se encuentre en Producción de Hidrocarburos, según se trate de Yacimientos Convencionales o de

Acumulaciones de Hidrocarburos en Trampas, o de Yacimientos No Convencionales o de Acumulaciones de Hidrocarburos en Rocas Generadoras, o de Yacimientos Costa Afuera, respectivamente, durante el cual el Contratista debe realizar, entre otras, las Operaciones de Desarrollo y de Producción (Acuerdo 02 ANH, 2017).

Programa en Beneficio de las Comunidades: Conjunto de actividades acordado entre el Contratista y las comunidades de la Zona de Influencia de las Operaciones de aquel en Áreas Continentales, o del Área de Interés, tratándose de Contratos Costa Afuera, en la que tengan repercusión o efectos las actividades de Exploración, Evaluación, y eventuales de Desarrollo y Producción, a cuya ejecución debe destinarse la Inversión Social a la que se obliga contractualmente, para contribuir al mejoramiento de la calidad y las condiciones de vida de sus habitantes. Ha de comprender los Conceptos de Inversión Social a que se refiere el presente Anexo.

Debe tratarse de proyectos y actividades diferentes de aquellos que el Contratista está en el deber de acometer en cumplimiento de Licencias Ambientales y de Planes de Manejo Ambiental, o en ejecución de Medidas de Manejo acordadas en Procedimientos de Consulta Previa para prevenir, corregir, mitigar y/o compensar impactos derivados de la ejecución del Contrato en Comunidades Étnicas, todo ello con sujeción al ordenamiento superior.

La inversión de recursos en el desarrollo de tales Programas ha de corresponder, como mínimo, a suma equivalente al uno por ciento (1%) del Valor Total del Programa Exploratorio, incluidos Mínimo y Adicional, de eventuales Programas Exploratorio Posterior y de Evaluación, expresados en Barriles de Petróleo, así como al uno por ciento (1%) de la cuantía del Programa Anual de Operaciones de todos los Campos Comerciales del Área o Áreas en Producción, durante el Período correspondiente (Acuerdo 02 ANH, 2017).

Proyecto Piloto de Investigación Integral - PPII: Proceso experimental, científico y técnico, de carácter temporal, que se desarrolla en un polígono específico, y que busca: (i) recopilar información social, ambiental, técnica, operacional y de dimensionamiento de los YNC, que requieran el uso de la técnica de 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 del FH-PH, según las condiciones de diseño, vigilancia, monitoreo y control que se establezcan (Resolución 40185 Ministerio de Minas y Energía, 2020).

Yacimiento No Convencional - YNC: Son aquellos que se caracterizan por tener una baja permeabilidad primaria y que se les debe realizar estimulación para mejorar las condiciones de movilidad y recobro, entre ellos se incluyen gas y petróleo de lutitas, carbonatos apretados, gas metano asociado a los mantos de carbón, las arenas apretadas y arenas bituminosas (Resolución 40185 Ministerio de Minas y Energía, 2020).

Resumen

Título: Análisis del efecto de las medidas suspensivas del Auto del 8 de noviembre de 2018 del Consejo de Estado sobre la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales en Colombia*

Autor: Ivan Mauricio Suaza Espinosa**

Palabras Clave: Yacimientos no convencionales, contratos, hidrocarburos, exploración y explotación, lutas.

Descripción: La exploración y explotación de Yacimientos No Convencionales en Colombia se ha convertido en un reto para el Gobierno Nacional con el objetivo de aprovechar el potencial hidrocarburífero del país, y así poder aumentar las reservas de petróleo y gas para extender el horizonte de autosuficiencia energética, mejorar la economía nacional y asegurar los ingresos fiscales. En este sentido, el Gobierno decidió fomentar el desarrollo de los Yacimientos No Convencionales adjudicando contratos de exploración y producción de hidrocarburos, así mismo, con la expedición de actos administrativos como el Decreto 3004 de 2013 y la Resolución 90341 de 2014, que supondría la autorización de exploración y explotación de Yacimientos No Convencionales. No obstante, el Consejo de Estado en noviembre de 2018, decidió suspender provisionalmente dichas normas invocando la aplicación del principio de precaución, manifestando que antes de implementar la técnica del fracking, es necesario allanar el camino para que sus daños potenciales y riesgos se puedan calificar como aceptables y manejables. Sin embargo, es importante señalar que aún no existe un pronunciamiento de fondo sobre el asunto materia de litigio. Así las cosas, conforme a las medidas suspensivas del fallo del Consejo de Estado, a la fecha no se pueden ejecutar los contratos de exploración y producción de Yacimientos No Convencionales suscritos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Haiver Nahin Manosalva Solano. Especialista en Gerencia de Hidrocarburos

Abstract

Title: Analysis of the effect of suspensive measures of the order of november 8, 2018 of the State Council on the exploration and exploitation of hydrocarbons in unconventional reservoirs in Colombia*

Author: Ivan Mauricio Suaza Espinosa**

Key Words: Unconventional reservoirs, contracts, hydrocarbons, exploration and exploitation, shale.

Description: The exploitation and exploration of unconventional reservoirs in Colombia have become a challenge for the National Government to explore the country's hydrocarbons potential, and to increase oil and gas reserves to extend the horizon of energy self-sufficiency, improve the national economy, and secure tax revenues. In this regard, the Government decided to promote the development of unconventional reservoirs by awarding contracts for exploration and production of hydrocarbons, as well as by issuing administrative acts such as Decree 3004 of 2013 and Resolution 90341 of 2014, which would involve the authorization of exploration and exploitation of unconventional reservoirs. However the State Council in November 2018 decided to suspend provisionally administrative acts invoking the application of the precautionary principle, stating that before the fracking technique is implemented, is necessary to ensure that its potential damage and risks can be described as acceptable and manageable. It is important to note that there is still no ruling on the substance of the matter in dispute. According to the suspensive measures of the ruling of the State Council, to date the exploration and production contracts for unconventional reservoirs signed by the National Hydrocarbons Agency cannot be executed.

* Degree Work

** Faculty of Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Haiver Nahin Manosalva Solano. Hydrocarbon Management Specialist

Introducción

El 26 de diciembre de 2013 el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto No. 3004, estableciendo los criterios y procedimientos para 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 comprende esta clase de formaciones. Así las cosas, en cumplimiento de lo dispuesto en el Decreto mencionado con anterioridad, el 27 de marzo de 2014 el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 90341, fijando los requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, con el fin de garantizar el desarrollo sostenible de la actividad industrial.

No obstante, el Consejo de Estado mediante fallo del 8 de noviembre de 2018, decidió suspender provisionalmente el Decreto 3004 del 26 de diciembre de 2013 y la Resolución No. 90341 del 27 de marzo de 2014, causando entre otras cosas, que no se puedan ejecutar los contratos de exploración y producción de yacimientos no convencionales suscritos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

El Gobierno Nacional y las Compañías petroleras han unido esfuerzos con el fin de aprovechar el potencial geológico del subsuelo con el objetivo de aumentar las reservas de petróleo y gas para extender el horizonte de autosuficiencia energética, situación que ha originado la necesidad de acceso a nuevas oportunidades en un sector que en los últimos años ha tomado gran relevancia a nivel mundial, los yacimientos de hidrocarburos no convencionales, y que en Colombia se habían dado los primeros pasos en materia de su reglamentación. Es así como, en la actualidad se encuentran vigentes 9 contratos E&P de yacimientos no convencionales suscritos por

la Agencia Nacional de Hidrocarburos en los cuales se fijaron una serie de compromisos por parte de los contratistas como plan de inversiones, estudios, programas en beneficio de las comunidades, etc., y que, debido a las medidas cautelares adoptadas en el fallo del consejo de estado no se han podido ejecutar a la fecha.

El presente trabajo de monografía permite entender y visualizar las implicaciones derivadas de la suspensión de los contratos de exploración y producción de yacimientos no convencionales suscritos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, a causa de la aplicación del fallo suspensivo del Consejo de Estado al Decreto 3004 del 26 de diciembre de 2013 y la Resolución No. 90341 del 27 de marzo de 2014.

Lo anterior, debido a la importancia que representa para el país la exploración e incorporación de nuevas reservas hidrocarburíferas, con el fin de extender el horizonte de autosuficiencia energética, lo cual se logrará con nuevos e importantes hallazgos, que en este sentido resulta ser un escenario muy prometedor los yacimientos no convencionales, de los cuales desconocemos su verdadero potencial en Colombia a causa de las restricciones en las actividades que pretenden desarrollar su exploración.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Analizar el efecto de las medidas suspensivas del Auto del 8 de noviembre de 2018 del Consejo de Estado sobre la exploración y explotación de hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales en Colombia.

1.2 Objetivos Específicos

Revisar la experiencia internacional en la exploración y explotación de hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales y su potencial en Colombia.

Reseñar los principales aspectos normativos en Colombia y los Contratos suscritos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos para la exploración y explotación de Yacimientos No Convencionales.

Describir el fallo del 8 de noviembre de 2018 y del 17 de septiembre de 2019 del Consejo de Estado e informe de la Comisión Interdisciplinaria Independiente y sus implicaciones en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales.

Analizar el efecto de las medidas suspensivas adoptadas en el fallo del 8 de noviembre de 2018 y del 17 de septiembre de 2019 del Consejo de Estado sobre los Contratos de Exploración y Producción de Yacimientos No Convencionales suscritos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

2. Experiencia Internacional y Potencial de YNC en Colombia

2.1 Estados Unidos

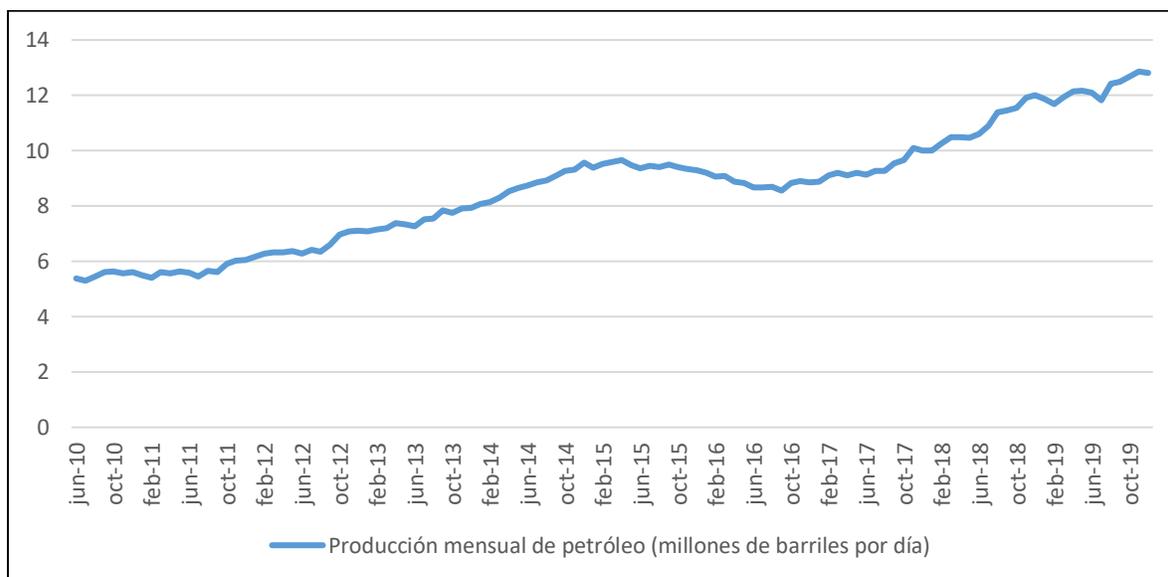
Según la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL, 2015), en la última década, la producción de gas y petróleo a partir de formaciones de esquisto (lutitas) han crecido exponencialmente en los Estados Unidos. Este desarrollo se comenzó a gestar a mediados de los años setenta, cuando el país enfrentaba serios cuellos de botella en materia energética. Entre los factores clave para su desarrollo se encuentra la interacción virtuosa entre los incentivos públicos y un sector privado dispuesto a innovar. Desde la crisis energética de los años 1970, el desarrollo del sector se convirtió en un componente importante de la agenda de políticas públicas.

No obstante, no fue hasta el año 1997, cuando la compañía Mitchell Energy, tras años de pruebas en el campo de Barnett (Texas), consiguió dar con la mezcla de fluidos de fracturación adecuada (agua, arena o apuntalante y diversos químicos) para hacer una extracción más eficiente (Gómez, Sanz, & Portero, 2013). Esto sumado, a los avances tecnológicos en materia de perforación horizontal y el elevado precio internacional del petróleo permitieron, que en la década del 2000 Estados Unidos se posicionara como el principal precursor de la explotación de Yacimientos No Convencionales.

El desarrollo de los Yacimientos No Convencionales en Estados Unidos ha generado según cifras de la Administración de Información de Energía (EIA, por sus siglas en inglés) un aumento significativo en la producción de petróleo, de tal forma que se haya más que duplicado en la última década, pasando de un promedio de 5,4 millones de barriles diarios en 2010 a un promedio de 12,2 millones de barriles diarios en 2019, como se puede apreciar en la Figura 1.

Figura 1.

Producción mensual de petróleo 2010-2019 en Estados Unidos (millones de barriles por día).



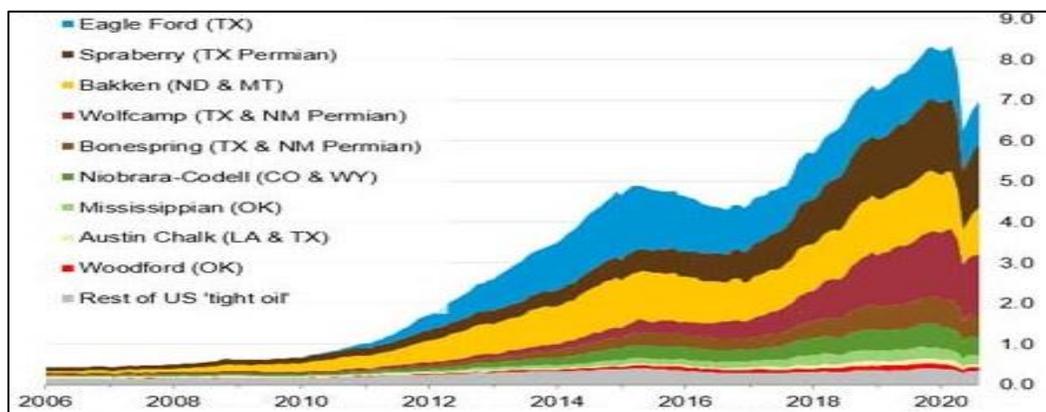
Nota: Adaptado de <https://www.eia.gov/petroleum/production/>. U.S. Energy Information Administration.

Del mismo modo la EIA estimó que en 2019 se produjeron alrededor de 7,76 millones de barriles por día de petróleo directamente de recursos petrolíferos no convencionales en los Estados Unidos. Esto equivale a aproximadamente el 63% de la producción total de petróleo en 2019, como se observa en la Figura 2.

De los recursos petrolíferos de Yacimientos No Convencionales, la producción estimada de petróleo de lutitas se ubicó en 1,9 millones de barriles, representando el 24% de los recursos petrolíferos no convencionales, siendo el campo Wolfcamp / Bone Spring de la cuenca Permian el productor de petróleo de lutitas más grande de los Estados Unidos (Tabla 1).

Figura 2.

Producción de petróleo 2006-2020 por campos de yacimientos no convencionales en Estados Unidos (millones de barriles por día).



Nota: Recuperado de <https://www.eia.gov/petroleum/data.php#crude>. U.S. Energy Information Administration.

Tabla 1.

Producción y reservas probadas de petróleo 2017-2018 en campos de esquisto en Estados Unidos.

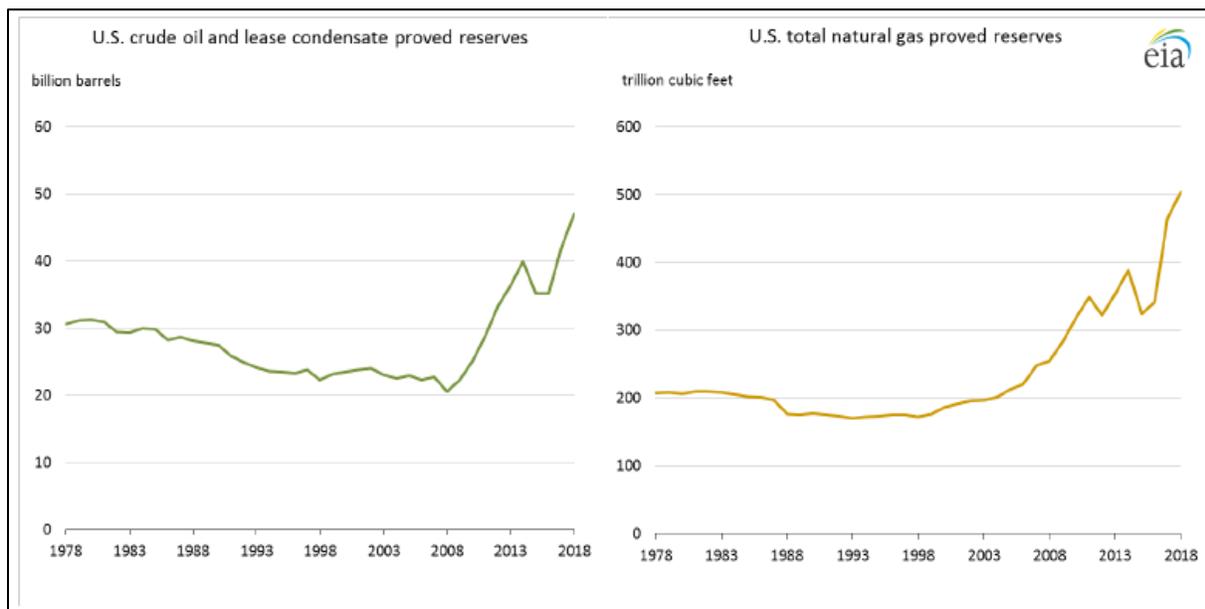
Cuenca	Campo	Estado(s)	2017 Producción	2017 Reservas probadas	2018 Producción	2018 Reservas probadas	2017-18 Variación en las Reservas
Permian	Wolfcamp/ Bone Spring	New Mexico, Texas	592	8.319	922	11.096	2.777
Williston	Bakken/ Three Forks	Dakota, Montana, South Dakota	387	5.447	458	5.862	415
Western Gulf Anadarko, South Oklahoma	Eagle Ford	Texas	411	4.815	449	4.734	-81
	Woodford	Oklahoma	36	412	34	560	148
Appalachian	Marcellus	Pennsylvania, West Virginia	17	279	17	345	66
Denver- Julesburg	Niobrara	Colorado, Kansas, Nebraska, Wyoming	11	232	25	317	85
Fort Worth	Barnett	Texas	2	20	2	20	0
Total			1.456	19.524	1.907	22.934	3.410

Nota: las cifras de producción y reservas se encuentran en millones de barriles. Adaptado de U.S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves, Year-End 2018 (EIA, 2019).

Por otro lado, en la Figura 3 se observa como las reservas probadas de petróleo y gas en la última década, pasaron de 19,1 billones de barriles a 43,8 billones de barriles en 2018, y de 300 trillones de pies cúbicos a 500 trillones de pies cúbicos en 2018 respectivamente (EIA, 2019). A 31 de diciembre de 2018, siete importantes campos de lutitas en Yacimientos No Convencionales representaban el 49% de todas las reservas probadas de petróleo de Estados Unidos con 22,9 billones de barriles (Tabla 2).

Figura 3.

Reservas probadas de petróleo y gas a 2018 en Estados Unidos.



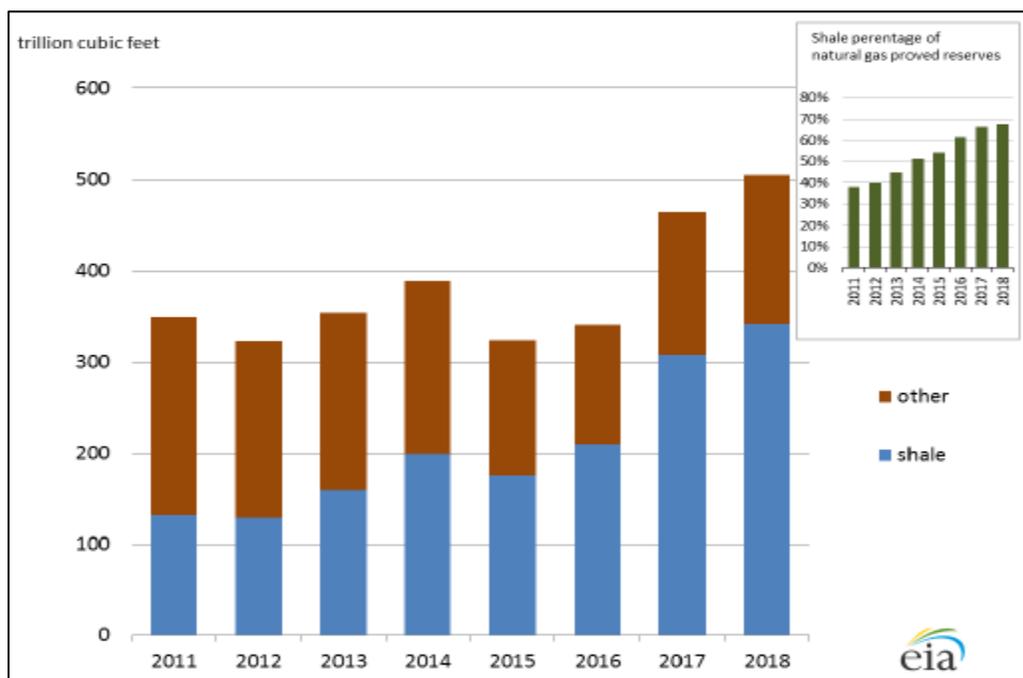
Nota: Recuperado de U.S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves, Year-End 2018 (EIA, 2019).

Las reservas probadas de gas natural de Estados Unidos a partir de lutitas en Yacimientos No Convencionales se ubicaron 342,1 trillones de pies cúbicos en 2018. La proporción de gas

natural de lutitas en comparación con el total de reservas probadas de gas natural de Estados Unidos representa el 68% en 2018 (Figura 4). El campo Marcellus siguió siendo el de mayor cantidad de reservas probadas de gas natural de lutitas en 2018. El segundo campo más grande de gas de lutitas en 2018 fue Wolfcamp / Bone Spring en la cuenca Permian, que superó el campo de lutitas Bossier / Haynesville (Tabla 2).

Figura 4.

Reservas probadas de gas de 2011 a 2018 en Estados Unidos, desagregando las fuentes de esquisto (trillones de pies cúbicos).



Nota: Recuperado de U.S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves, Year-End 2018 (EIA, 2019).

La producción estimada de gas natural a partir de lutitas registró 22,0 trillones de pies cúbicos en 2018, de acuerdo con los datos de producción y reservas probadas de nueve de los más importantes campos de lutitas de los Estados Unidos. El campo Marcellus se posiciona como el de mayor producción en 2018. El segundo campo con mayor producción de gas de lutitas en 2018 fue

Wolfcamp / Bone Spring en la cuenca Permian, superando el campo de lutitas Bossier / Haynesville (Tabla 2).

Tabla 2.

Producción y reservas probadas de gas 2017-2018 en campos de esquisto en Estados Unidos.

Cuenca	Campo	Estado(s)	2017 Producción	2017 Reservas probadas	2018 Producción	2018 Reservas probadas
Appalachian	Marcellus	Pennsylvania, West Virginia	6,9	123,8	7,6	135,1
Permian	Wolfcamp/Bone Spring	New Mexico, Texas	2,2	31,9	3,3	46,7
TX-LA Salt	Haynesville/Bossier	Louisiana, Texas	1,8	35,9	2,6	44,7
Western Gulf	Eagle Ford	Texas	1,9	27,4	2	30,8
Appalachian	Utica/Pt. Pleasant	Ohio	1,7	26,5	2,3	23,9
Anadarko, South Oklahoma	Woodford	Oklahoma	1,3	22,5	1,3	21,4
Fort Worth	Barnett	Texas	1,2	19,2	1,2	17,2
Williston	Bakken/Three Forks	North Dakota, Montana	0,7	10,2	0,9	12
Arkoma	Fayetteville	Arkansas	0,6	7,1	0,5	6
Total			18,3	304,5	21,7	337,8

Nota: las cifras de producción y reservas se encuentran en trillones de pies cúbicos. Adaptado de U.S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves, Year-End 2018 (EIA, 2019).

Si bien, Estados Unidos ha logrado un desarrollo muy importante en materia energética con la explotación de los Yacimientos No Convencionales que lo ha llevado a posicionarse como uno de los países con mayor producción de hidrocarburos y reservas a nivel mundial. Así mismo, varias organizaciones e instituciones de los Estados Unidos han evidenciado impactos ambientales severos e irreversibles a fuentes hídricas superficiales y subterráneas, incidencia en la generación

de sismos, contaminación atmosférica, alto consumo de agua y daños a la salud pública, entre otros, debido a la aplicación de la técnica del fracking (Borbón, 2015).

2.2 Canadá

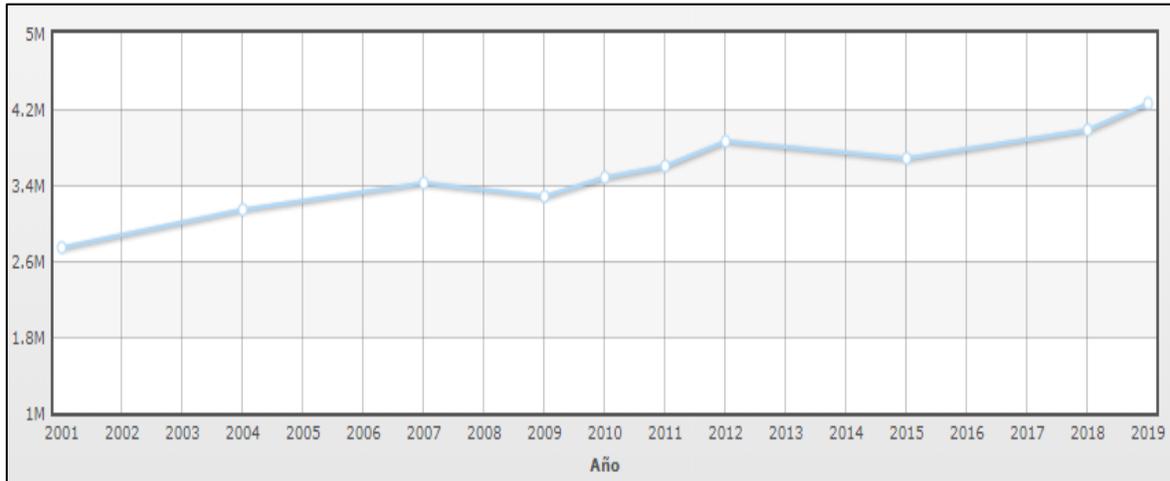
Fue hasta 2005 cuando comenzó, en la cuenca Montney Trend (con la explotación de tight gas y shale gas), la primera producción de gas de esquisto (lutitas), seguida en 2007 de las operaciones realizadas en la cuenca Horn River (exclusivamente de gas de esquisto). Así mismo, el interés de la industria por otros yacimientos canadienses de esquisto y arena compacta comenzó en el mismo periodo en Alberta, New Brunswick, Québec y Nueva Escocia incrementándose significativamente desde entonces las actividades en las mismas. No obstante, existen preocupaciones públicas y oposición al desarrollo del gas de esquisto (lutitas), particularmente en jurisdicciones productoras de hidrocarburos no convencionales, debido a que algunos de estos yacimientos están ubicados debajo de áreas pobladas y/o agrícolas. Es así, como se hace muy necesario la transferencia de información científica entre las partes involucradas, y los estudios científicos y las regulaciones deben desarrollarse de manera coherente para garantizar un desarrollo sostenible y un marco adecuado de desarrollo de recursos (Rivard, et al., 2013).

En la Figura 5 se observa como la producción de petróleo ha mostrado un incremento desde comienzos de la explotación de Yacimientos No Convencionales pasando de un promedio de 3,4 millones de barriles diarios en 2007 a un promedio de 4,2 millones de barriles diarios en 2019.

En lo correspondiente a la producción de arenas bituminosas en Yacimientos No Convencionales ha superado la producción de petróleo convencional desde 2010. Es así como, en 2018, la producción de arenas bituminosas fue de 2,91 millones de barriles por día, representando el 64% de la producción total de petróleo de Canadá, en comparación con 1,64 millones de barriles por día de producción de petróleo convencional, según el Gobierno de Canadá (Figura 6).

Figura 5.

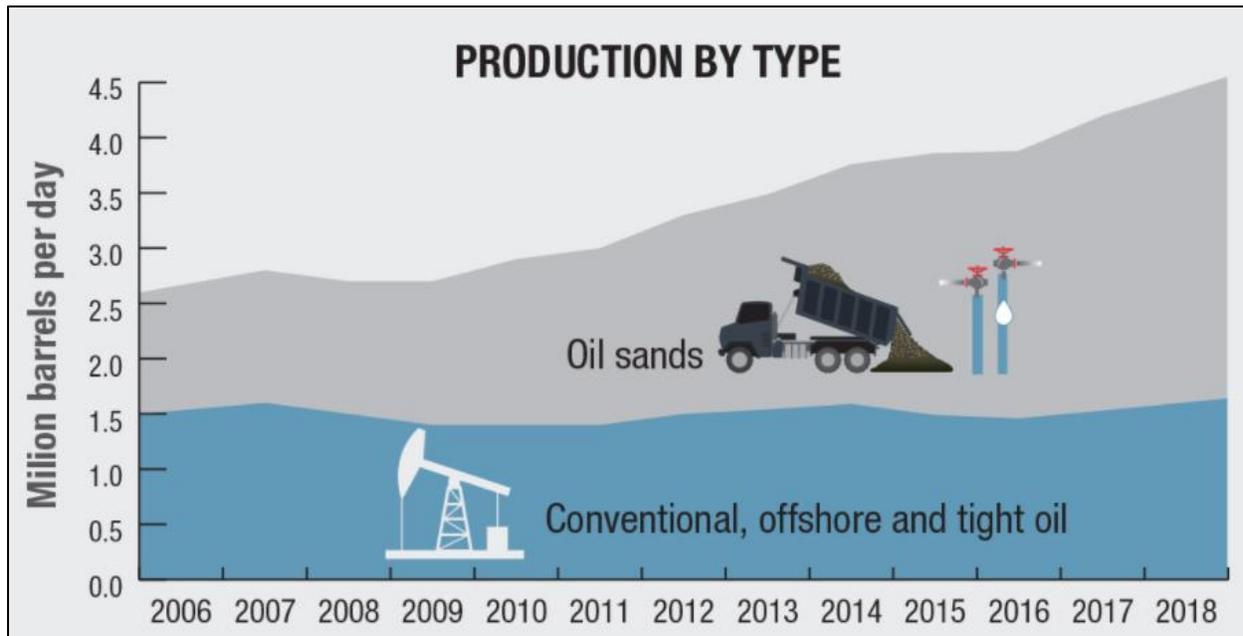
Producción anual de petróleo 2001-2019 en Canadá (millones de barriles por día).



Nota: Recuperado de <https://www.indexmundi.com/g/g.aspx?c=ca&v=88&l=es>.

Figura 6.

Producción de petróleo 2006-2018 en Canadá por tipo de yacimientos (millones de barriles por día).

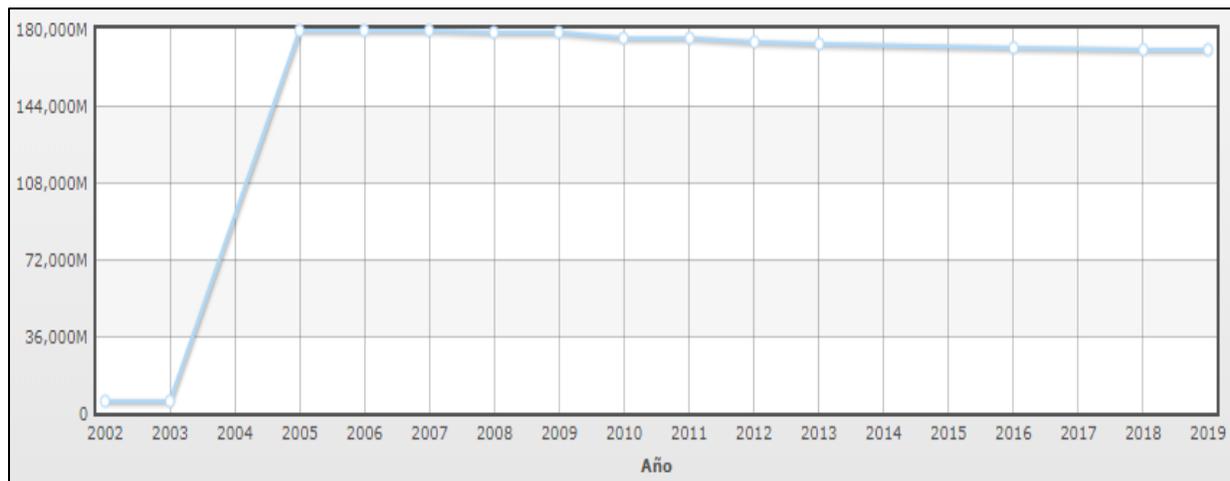


Nota: Recuperado de <https://www.nrcan.gc.ca/science-data/data-analysis/energy-data-analysis/energy-facts/crude-oil-facts/20064>.

Por otro lado, las reservas probadas de petróleo tuvieron un aumento significativo relacionado con la época en que inicia el auge de los Yacimientos No Convencionales, pasando de aproximadamente 5 billones de barriles en 2002 a 178 billones de barriles en 2005 (Figura 7).

Figura 7.

Reservas probadas de petróleo a 2019 en Canadá (billones de barriles).

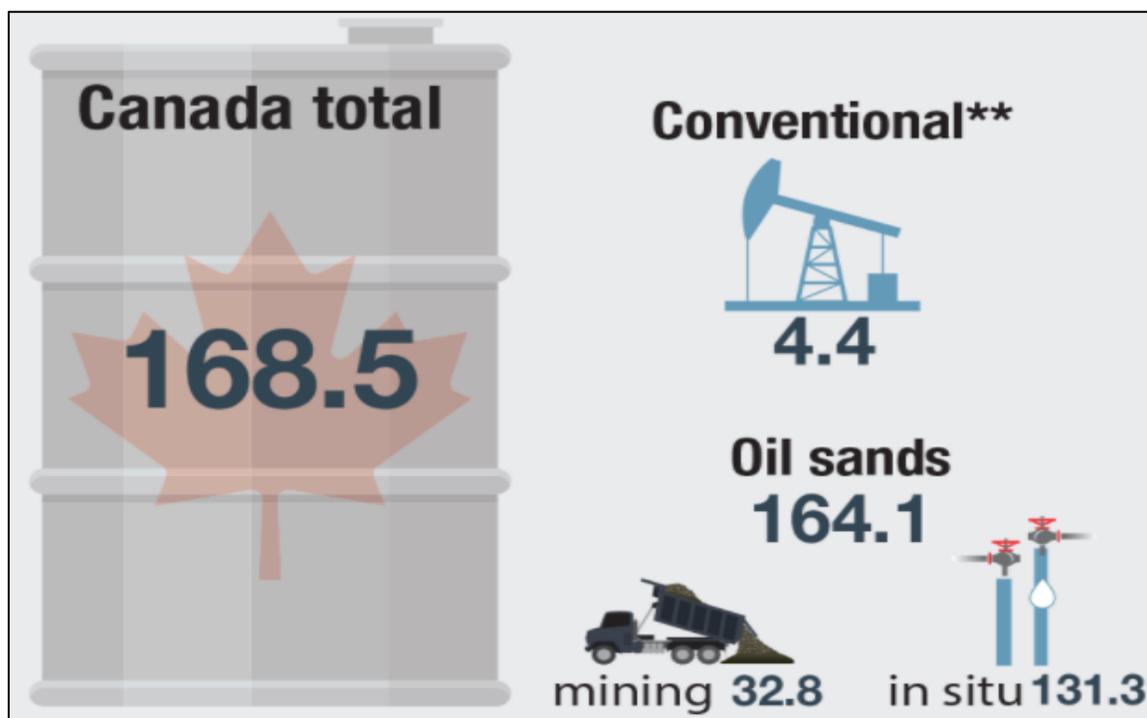


Nota: Recuperado de <https://www.indexmundi.com/g/g.aspx?c=ca&v=97&l=es>.

Con corte a 2019, las reservas probadas de petróleo crudo en Canadá registraron 168,5 billones de barriles, de los cuales 164,1 billones de barriles corresponden a arenas bituminosas de Yacimientos No Convencionales, lo cual representa el 97,5% de las reservas totales y solo 4,4 billones de barriles son de yacimientos convencionales (Figura 8).

Figura 8.

Reservas probadas de petróleo a 2019 en Canadá por tipo de yacimientos (billones de barriles).



Nota: Recuperado de <https://www.nrcan.gc.ca/science-data/data-analysis/energy-data-analysis/energy-facts/crude-oil-facts/20064>.

2.3 Argentina

En el año 2011, publicó el yacimiento de gas en lutita de Vaca Muerta que, según estudios, sería el más grande fuera de América del Norte, y situaría a Argentina entre los principales productores mundiales de hidrocarburos no convencionales durante las próximas décadas (Abellán, 2014).

En cuanto a la disponibilidad de recursos no convencionales, Argentina se ubica en el segundo y cuarto puesto mundial de países con mayores recursos de gas y petróleo de esquisto (lutitas), respectivamente. La proporción de no convencionales en la producción de gas paso del 1.16% en 2010 al 21.34% en 2016. Para el caso del petróleo de fuentes no convencionales su evolución ha sido en menor dimensión, pasando de una proporción del 0.08% en 2010 al 6.78%

en 2016, dependiendo un poco más el desarrollo de este tipo de hidrocarburos de los precios internacionales del crudo, según lo afirmó el Ministerio de Energía y Minería (2018), en su informe “Desarrollo de Vaca Muerta: Impacto económico agregado y sectorial”.

En el mismo informe, el Ministerio de Energía y Minería concluyó que, tener conocimiento de la magnitud del impacto económico e identificar los principales sectores que se verán afectados, permitirá analizar políticas para: i) evitar cuellos de botella en los requerimientos de insumos de producción y equipos de perforación, por ejemplo, fomentando el desarrollo de proveedores nacionales, ii) alcanzar un desarrollo urbano planificado, y iii) anticipar las necesidades de inversión en infraestructura para obtener mejores condiciones de financiamiento.

2.4 China

En 2010, el gobierno chino comenzó a explorar la producción de gas de esquisto (lutitas). Mientras no hay unas estadísticas oficiales, se estima que China posee alrededor de 1.275 trillones de pies cúbicos en depósitos de gas de esquisto (lutitas), que podría ser la mayor fuente de energía terrestre de China. Así las cosas, el país está intentando desarrollar este recurso con el fin de disminuir su dependencia de Rusia y de otras fuentes extranjeras de gas de esquisto (Castellet, 2014).

La apuesta en China por los recursos no convencionales se presume ardua, ya que en 2011 el gas natural tan sólo supuso el 5% del suministro energético nacional, representando el carbón un 68,4%, el petróleo un 18,6% y las energías renovables el 8% restante. Aun así, las estimaciones de los líderes chinos apuntan que el gas de esquisto (lutitas) podría impulsar el gas natural y aumentar el 5% del 2011 a un 10% en 2020, supliendo con ello el consumo de carbón en todo el país, teniendo en cuenta que, junto a Rusia, concentra casi el 43% de reservas del gas no convencional mundial. Por lo tanto, la explotación del gas de esquisto progresará gracias a los

ambiciosos objetivos del gobierno, que sin embargo debe enfrentarse a la insuficiencia técnica, comportamiento de precios del mercado, así como otros perjuicios eco-ambientales y sociales (Abellán, 2014).

2.5 Polonia

Cuenta con el 29% de los recursos no convencionales en Europa (menos del 3% de las reservas mundiales), siendo el país europeo más activo en la exploración del gas no convencional, iniciada en 2007, ya que de cumplir sus objetivos de explotación comercial del gas pizarra (de lutitas) conseguiría terminar con la dependencia energética de Rusia de la que hoy día importa el 70% del gas y más del 80% del petróleo. Los recursos no convencionales estimados en Polonia se sitúan entre los 187 tcf y los 148 tcf de gas y alrededor de 0,01 tcf de petróleo de esquisto (lutitas). Aunque las exploraciones iniciales ratificaron el potencial de recursos de esquisto, el Instituto Geológico Polaco desveló que estos son diez veces menores de lo inicialmente estimado, así como sus tasas de producción y calidad esperadas (Abellán, 2014).

2.6 Colombia

De acuerdo con cifras reportadas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), en Colombia las reservas probadas de petróleo para 2019 se ubicaron en 2.036 millones de barriles, representando una autosuficiencia de 6,3 años. En el caso del gas, las reservas probadas se registraron en 3,1 tera pies cúbicos en 2019, con una vida media útil de 8 años.

Exploraciones preliminares en Sudamérica sugieren que grandes depósitos de gas de esquisto (lutitas) se encuentran en varios países como Argentina, Brasil, y Colombia (Castellet, 2014).

Colombia tiene potencial de gas y petróleo de esquisto (lutitas) en tres cuencas principales: Valle Medio del Magdalena, Llanos, y Catatumbo. Los recursos técnicamente recuperables de gas

y petróleo de esquisto son estimados aproximadamente en 55 tera pies cúbicos de gas y 6,8 mil millones de barriles de petróleo. En 2011 la Universidad Nacional de Colombia realizó una evaluación de recursos de gas de esquisto (lutitas) para la Agencia Nacional de Hidrocarburos, estimando un total de 33 tera pies cúbicos de potencial en las regiones de la Cordillera Oriental, los Llanos Orientales y Caguan-Putumayo (EIA, 2015).

PROMIGAS (2019) afirma que, podrían sumarse entre 4 y 24 tera pies cúbicos adicionales en reservas de gas, provenientes de yacimientos no convencionales en el Magdalena Medio y en el Catatumbo, en caso de darse las autorizaciones respectivas.

Según la Comisión Interdisciplinaria Independiente (2019) las principales cuencas colombianas con potencial en yacimientos no convencionales son: Valle Medio del Magdalena, Valle Superior del Magdalena, Caguán-Putumayo, Catatumbo, Cordillera Oriental, Cesar-Ranchería, La Guajira y Llanos Orientales. La cuenca del Valle Medio del Magdalena, dada su localización geográfica y sus características geológicas, es la cuenca con mejores condiciones para desarrollar en la actualidad la explotación comercial de estos yacimientos.

Tabla 3.

Comparación de los cálculos de reservas de YRG en el Valle del Magdalena Medio.

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

Nota: las cifras se dan en millones de barriles de petróleo equivalente. Adaptado de Informe de Comisión Interdisciplinaria Independiente (2019).

En la Tabla 3 se puede apreciar una comparación de los diferentes estimativos sobre recursos de hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales en roca generadora empleando métodos estadísticos y de balance de masas en la cuenca del Valle del Magdalena Medio.

Por otro lado, al comparar las principales características de los yacimientos en roca generadora de Colombia con los de países más representativos de la región como Estados Unidos y Argentina, observamos que presentan características muy similares (Tabla 4).

Tabla 4.

Comparación de principales características de yacimientos en roca generadora entre Estados Unidos, Argentina y Colombia.

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

Nota: TOC (%): Porcentaje total de materia orgánica. Ro (%): Porcentaje de reflectancia de la vitrinita. Adaptado de Informe de Comisión Interdisciplinaria Independiente (2019).

Como se mostró anteriormente Colombia presenta buenos prospectos en materia de Yacimientos No Convencionales en roca generadora. De lograr hacer factible su desarrollo se estima que en un escenario moderado se podrían incorporar reservas de petróleo entre 2.000 a 7.000 millones de barriles aproximadamente, que, al compararlo con las reservas de 2019, esto significaría un incremento más del doble de las reservas actuales. Para el caso del gas se estima que se podrían incorporar entre 4 a 24 tera pies cúbicos, lo cual representaría más que duplicar las reservas de gas actuales del país. Así mismo, conllevaría a un incremento de la producción tanto

de petróleo como de gas, que serían fuente de nuevos recursos para la nación y los entes territoriales.

Si bien, los cálculos sobre recursos de hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales son variables de acuerdo con los diferentes estudios y Autores, y en general, no han sido estudiados ni explorados intensamente en Colombia, hay que tener presente que su explotación comercial requeriría la superación de considerables barreras técnicas, socioambientales, políticas y económicas. En este sentido la Cámara Colombiana de Bienes y Servicios Petroleros (CAMPETROL, 2019) en el estudio “EL FRACKING: UNA DECISIÓN DE PAÍS” indica que permitir la realización de los pilotos de Fracking en el Valle Medio del Magdalena, daría cuenta del verdadero potencial del país en materia de Yacimientos No Convencionales y de las probabilidades de tener reservas significativas de hidrocarburos. Solamente bajo sus resultados, se podrá saber dónde, cómo y cuándo se puede hacer Fracking en Colombia, y cuáles serían los potenciales impactos ambientales y sociales de su implementación. Del mismo modo la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP, 2019) afirma que permitir el desarrollo de los Yacimientos No Convencionales le da la oportunidad al país de iniciar megaproyectos cuya inversión anual equivale a 120 mil millones de dólares, además, aportaría el petróleo y el gas requeridos por más de 25 años para la autosuficiencia energética de Colombia a largo plazo, generaría recursos fiscales, y crecimiento económico del país.

3. Marco Normativo para YNC y Estados Contractuales en Colombia

3.1 Marco Normativo

La Constitución Política de Colombia en su Artículo 332 determinó que el Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables. Por otro lado, en su Artículo 334 dispuso que el Estado, intervendrá en la explotación de los recursos naturales, entre otros, para racionalizar la economía con el fin de conseguir el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades y los beneficios del desarrollo de la preservación de un ambiente sano.

El artículo 13 de la Ley 1530 de 2012 dispuso que le correspondía al Gobierno Nacional definir los criterios y procedimientos que permitieran desarrollar la exploración y explotación de recursos naturales no renovables técnica, económica y ambientalmente eficiente.

El 16 de mayo de 2012 el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 180742, de acuerdo con lo dispuesto en el Parágrafo del Artículo 1° de la Resolución 181495 de 2009, estableciendo los procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales.

El 26 de diciembre de 2013 el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto No. 3004, estableciendo los criterios y procedimientos para 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 comprende esta clase de formaciones.

En cumplimiento de lo dispuesto en el Decreto mencionado con anterioridad, el 27 de marzo de 2014 el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 90341, derogando la Resolución 180742 de 16 de mayo de 2012, y fijando los requerimientos técnicos y procedimientos

para la exploración y explotación de hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales, con el fin de garantizar el desarrollo sostenible de la actividad industrial.

El 28 de febrero de 2020 el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto No. 328, 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.

En cumplimiento de lo dispuesto en el Decreto No. 328 de 2020, el 7 de julio de 2020 el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 40185, estableciendo los lineamientos técnicos para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII en Yacimientos No Convencionales de hidrocarburos a través de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal.

El 20 de agosto de 2020 el Ministerio del Interior y de Minas y Energía expidieron la Resolución No. 0904, por la cual se fijan los lineamientos sociales para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII en Yacimientos No Convencionales.

El 11 de septiembre de 2020 la Agencia Nacional de Hidrocarburos expidió el Acuerdo No. 06, por medio del cual se reglamenta la selección de contratistas y establecen las condiciones contractuales especiales para el desarrollo de proyectos de investigación en el marco de Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII.

El 24 de septiembre de 2020 el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible expidió los términos de referencia para la elaboración del estudio de impacto ambiental de Proyectos Piloto de Investigación – PPII sobre Yacimientos No Convencionales.

3.2 Contratos Suscritos por la ANH en Yacimientos No Convencionales

En virtud del marco normativo mencionado con anterioridad, la ANH, desde 2004 ha realizado la adjudicación de áreas en donde las compañías operadoras de cada bloque o contrato, podían llevar a cabo la exploración y producción de Yacimientos No Convencionales. En la actualidad, se encuentran vigentes 9 contratos de exploración y producción o exploración y explotación de Yacimientos No Convencionales suscritos por la ANH, los cuales se detallan en la Tabla 5.

Tabla 5.

Contratos de Exploración y Producción vigentes suscritos por la ANH.

Contrato	Tipo de Contrato	Cuenca	Fecha Suscripción	Contratista	Periodo
LA LOMA	E&E	Cesar-Ranchería Valle	12-nov-04	DRUMMOND LTD (100%)	Explotación
VMM-5	E&P	Medio del Magdalena Valle	12-dic-12	ECOPETROL S.A. (100%)	Exploración
VMM-9	E&P	Medio del Magdalena Valle	18-sep-14	PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD (100%)	Exploración
VMM-3 Adicional	E&P	Medio del Magdalena	2-dic-15	CONOCOPHILLIPS COLOMBIA VENTURES LTD (80%), CNE OIL & GAS S.A. (20%)	Exploración
CR-4	E&P	Cesar-Ranchería	22-dic-16	DRUMMOND ENERGY INC (100%)	Exploración
CR-2	E&P	Cesar-Ranchería	23-dic-16	DRUMMOND ENERGY INC (100%)	Exploración
CR-3	E&P	Cesar-Ranchería	23-dic-16	DRUMMOND ENERGY INC (100%)	Exploración
LA LOMA Adicional	E&P	Cesar-Ranchería Valle	21-dic-16	DRUMMOND ENERGY INC (100%)	Evaluación
VMM-2 Adicional	E&P	Medio del Magdalena	13-jul-17	CONOCOPHILLIPS COLOMBIA VENTURES LTD (80%), CANACOL ENERGY COLOMBIA S.A. (20%)	Exploración

Nota: Elaboración propia con información de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, minutas contractuales. <http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Paginas/contratosfirmadosEyP-TEAS.aspx>

3.2.1 Contrato de Exploración y Explotación La Loma – Contrato E&E La Loma

El Contrato E&E La Loma, se suscribió el 12 de noviembre de 2004 con el objeto de explorar y explotar hidrocarburos incluido el gas metano asociado al carbón. En la actualidad el Contrato E&E La Loma se encuentra en periodo de explotación, razón por la cual no presenta compromisos exploratorios pendientes por ejecución. No obstante, se continúan efectuando las retribuciones por concepto de los siguientes Derechos Económicos y Programa en Beneficio de las Comunidades.

Por uso del subsuelo: El Contratista reconocerá y pagará a la ANH un derecho, cuyo monto económico será de un centavo de dólar de los Estados Unidos de América (USD \$0,01) por cada mil pies cúbicos (1.000 PC) de gas metano asociado al carbón.

Por precios altos: Cinco (5) años después del inicio de explotación del campo, y en el evento de que el gas metano asociado al carbón supere el precio base pactado, El Contratista pagará a la ANH, un valor nominado en dólares de los Estados Unidos.

Por pruebas de producción: Los hidrocarburos obtenidos como resultado de las pruebas de producción.

Programa en beneficio de las comunidades – PBC: El valor de inversión del PBC corresponderá a la inversión social voluntaria concertada con la comunidad durante el periodo de producción.

Ahora bien, para el caso concreto en la operación de los pozos Caporo, se encuentra en curso la resolución de un recurso de súplica interpuesto contra el proceso de nulidad simple 2016-00140 del Consejo de Estado de 12 de diciembre de 2019 y a que este se notifique, pues solo a partir de ese momento quedará ejecutoriada dicha providencia, en la cual se otorga un término de

tres meses para la suspensión de las actividades de producción, una vez adquiriera ejecutoria la decisión.

3.2.2 Contrato de Exploración y Producción VMM 5 – Contrato E&P VMM 5

El Contrato E&P VMM 5, se suscribió el 12 de diciembre de 2012 con el objeto de acometer y desarrollar actividades exploratorias y para producir los hidrocarburos descubiertos en Yacimientos No Convencionales dentro del área asignada, excluyendo la posibilidad de explorar ni producir gas metano asociado a mantos de carbón, ni hidrocarburos en arenas bituminosas. El área total comprendida dentro del bloque asignado corresponde a 146.485,1890 hectáreas.

En desarrollo del Contrato E&P VMM 5 se pactaron las siguientes inversiones y actividades de obligatorio cumplimiento como parte del programa obligatorio de exploración (Tabla 6), Programa en Beneficio de las Comunidades y retribuciones por concepto de Derechos Económicos.

Tabla 6.

Programa obligatorio de exploración Contrato E&P VMM 5.

Fase	Duración (Meses)	Cantidad	Unidad	Actividad	Inversión pactada (USD)
		732	km2	Cartografía Geológica de Superficie	326.752
		293	Km	Sísmica 2D	12.731.321
1	36	2	Un	Perforación Pozo Estratigráfico	28.000.000
		272	km	Sísmica 2D (Programa Exploratorio Adicional)	11.800.000
		1	Un	Programa en Beneficio de las Comunidades	528.581
		2	Un	Perforación Pozo Exploratorio	32.000.000
2	36	1	Un	Programa sísmico	10.184.969
		1	Un	Programa en Beneficio de las Comunidades	421.850

Fase	Duración (Meses)	Cantidad	Unidad	Actividad	Inversión pactada (USD)
3	36	4	Un	Perforación Pozo Exploratorio	64.000.000
		1	Un	Programa en Beneficio de las Comunidades	640.000

Nota: Agencia Nacional de Hidrocarburos, minuta contractual. <http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Paginas/contratosfirmadosEyP-TEAS.aspx>

Programas en Beneficio de Las Comunidades – PBC: El valor de inversión del PBC en el periodo exploratorio corresponderá, como mínimo, al uno por ciento (1%) del valor total de la inversión contenida en el programa exploratorio y en el programa exploratorio posterior, para cada una de las fases exploratorias.

Derecho económico por uso del subsuelo: Por cada fase, El Contratista reconocerá y pagará a la ANH un derecho económico calculado sobre la superficie del área asignada en exploración o por unidad de producción en áreas asignadas en evaluación y áreas asignadas en producción.

Derecho económico por concepto de precios altos: El Contratista pagará a la ANH un derecho por este concepto sobre la producción de su propiedad.

Derecho económico por participación en la producción: El Contratista pagará a la ANH a título de derecho como participación en la producción, el equivalente al uno por ciento (1%) de la producción total neta, después de regalías.

3.2.3 Contrato de Exploración y Producción VMM 9 – Contrato E&P VMM 9

El Contrato E&P VMM 9, se suscribió el 18 de septiembre de 2014 con el objeto de acometer y desarrollar actividades exploratorias y para producir los hidrocarburos descubiertos en Yacimientos No Convencionales dentro del área asignada, excluyendo la posibilidad de explorar

ni producir gas metano asociado a mantos de carbón, ni hidrocarburos en arenas bituminosas. El área total comprendida dentro del bloque asignado corresponde a 61.679,1444 hectáreas.

En desarrollo del Contrato se pactaron las siguientes inversiones y actividades de obligatorio cumplimiento como parte del programa exploratorio mínimo (Tabla 7), Programa en Beneficio de las Comunidades y retribuciones por concepto de Derechos Económicos.

Tabla 7.

Programa exploratorio mínimo Contrato E&P VMM 9.

Fase	Duración (Meses)	Cantidad	Unidad	Actividad	Inversión pactada (USD)
1	36	200	km	Sísmica 2D	9.090.800
		2	Un	Perforación Pozo Exploratorio o Estratigráfico	26.000.000
		165	km2	Sísmica 3D	12.000.000
		3	Un	Perforación Pozo Exploratorio Programa en Beneficio de las Comunidades	42.000.000
		1	Un	Comunidades	890.908
2	36	4	Un	Perforación Pozo Exploratorio Programa en Beneficio de las Comunidades	52.000.000
		1	Un	Comunidades	520.000
3	36	4	Un	Perforación Pozo Exploratorio Programa en Beneficio de las Comunidades	52.000.000
		1	Un	Comunidades	520.000

Nota: Agencia Nacional de Hidrocarburos, minuta contractual. <http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Paginas/contratosfirmadosEyP-TEAS.aspx>

Programas en Beneficio de Las Comunidades – PBC: El valor de inversión del PBC en el periodo exploratorio corresponderá, como mínimo, al uno por ciento (1%) del valor total del programa exploratorio, tanto mínimo como adicional, para cada una de las fases del periodo de exploración.

Derecho económico por uso del subsuelo: Retribución periódica en dinero a cargo del Contratista, como compensación por concepto del derecho exclusivo a utilizar el subsuelo del área asignada para exploración y producción de los hidrocarburos provenientes de yacimientos convencionales y/o no convencionales.

Derecho económico por concepto de precios altos: El Contratista pagará a la ANH un derecho por este concepto sobre la producción de su propiedad.

Derecho económico por participación en la producción: El Contratista pagará a la ANH una participación sobre la producción de propiedad del mismo, proveniente de los Yacimientos No Convencionales de toda el área asignada, equivalente al uno por ciento (1%) de la producción total neta.

3.2.4 Contrato Adicional de Exploración y Producción VMM 3 – Contrato Adicional E&P VMM 3

El Contrato adicional E&P VMM 3, se suscribió el 2 de diciembre de 2015 con el objeto de acometer y desarrollar actividades exploratorias en el área asignada y para producir los hidrocarburos de propiedad del Estado provenientes de Yacimientos No Convencionales que se descubran en ella, excluyendo la posibilidad de explorar ni producir gas metano asociado a mantos de carbón, ni hidrocarburos en arenas bituminosas. El área total comprendida dentro del bloque asignado corresponde a 33.714,8906 hectáreas.

En desarrollo del Contrato se pactaron las siguientes inversiones y actividades de obligatorio cumplimiento como parte del programa exploratorio mínimo del contrato adicional (Tabla 8), Programa en Beneficio de las Comunidades y retribuciones por concepto de Derechos Económicos.

Tabla 8.*Programa exploratorio mínimo Contrato adicional E&P VMM 3.*

Fase	Duración (Meses)	Cantidad	Unidad	Actividad	Inversión pactada (USD)
1	36	1		Completamiento y pruebas pozo Picoplata-1	4.500.000
		1		Análisis y procesamiento muestras geológicas y geoquímicas	1.000.000
		330	km2	Adquisición, procesamiento y análisis imágenes satelitales	300.000
		1		Programa en Beneficio de las Comunidades	58.000
2	36	1		Perforación Pozo Exploratorio Programa en Beneficio de las Comunidades	25.000.000
		1		Perforación Pozo Exploratorio Horizontal	250.000
		1		Perforación Pozo Exploratorio Horizontal	45.000.000
3	36	200	km	Adquisición, procesamiento e interpretación de Sísmica 2D o 3D	10.000.000
		1		Programa en Beneficio de las Comunidades	550.000

Nota: Agencia Nacional de Hidrocarburos, minuta contractual. <http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Paginas/contratosfirmadosEyP-TEAS.aspx>

Programas en Beneficio de Las Comunidades – PBC: El valor de inversión del PBC en el periodo exploratorio corresponderá, como mínimo, al uno por ciento (1%) del valor total del programa exploratorio, incluido tanto el mínimo como el adicional, de haberlo, para cada una de las fases del periodo de exploración.

Derecho económico por uso del subsuelo: Debe liquidarse y cancelarse anualmente sobre la superficie remanente materia del contrato, en áreas asignadas en exploración y en evaluación sin que exista producción, tanto respecto de yacimientos convencionales como de no convencionales.

Derecho económico por pruebas de producción: Los hidrocarburos obtenidos como resultado de pruebas de producción realizadas por el Contratista en Yacimientos No Convencionales.

Derecho económico por participación en la producción: El Contratista pagará a la ANH una participación en la producción propiedad del mismo, el equivalente al dos por ciento (2%) de la producción total neta, una vez descontadas las regalías.

Derecho económico por concepto de precios altos: El Contratista pagará a la ANH un derecho por este concepto sobre la producción de su propiedad, proveniente de los Yacimientos No Convencionales de toda el área asignada.

3.2.5 Contrato de Exploración y Producción CR 4 – Contrato E&P CR 4

El Contrato E&P CR 4, se suscribió el 22 de diciembre de 2016 con el objeto de acometer y desarrollar actividades exploratorias en el área asignada y para producir los hidrocarburos de propiedad del Estado provenientes de Yacimientos No Convencionales que se descubran en ella, excluyendo la posibilidad de explorar ni producir gas metano asociado a mantos de carbón, ni hidrocarburos en arenas bituminosas. El área total comprendida dentro del bloque asignado corresponde a 234.882,5244 hectáreas.

En desarrollo del Contrato se pactaron las siguientes inversiones y actividades de obligatorio cumplimiento como parte del programa exploratorio mínimo (Tabla 9), Programa en Beneficio de las Comunidades y retribuciones por concepto de Derechos Económicos.

Tabla 9.*Programa exploratorio mínimo Contrato E&P CR 4.*

Fase	Duración (Meses)	Cantidad	Unidad	Actividad	Inversión pactada (USD)
1	36	1	Un	Perforación Pozo Estratigráfico	3.500.000
		2	Un	Perforación Pozo Estratigráfico (Ptes del TEA CR-4)	12.000.000
		1	Un	Programa en Beneficio de las Comunidades	155.000
2	36	2	Un	Perforación Pozo Exploratorio	15.000.000
		1	Un	Programa en Beneficio de las Comunidades	150.000
3	36	1	Un	Perforación Pozo Exploratorio Horizontal	14.000.000
		1	Un	Programa en Beneficio de las Comunidades	140.000

Nota: Agencia Nacional de Hidrocarburos, minuta contractual. <http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Paginas/contratosfirmadosEyP-TEAS.aspx>

Programas en Beneficio de Las Comunidades – PBC: El valor de inversión del PBC en el periodo exploratorio corresponderá, como mínimo, al uno por ciento (1%) del valor total del programa exploratorio, incluido tanto el mínimo como el adicional, de haberlo, para cada una de las fases del periodo de exploración.

Derecho económico por uso del subsuelo: Retribución periódica en dinero a cargo del Contratista, como compensación por concepto del derecho exclusivo a utilizar el subsuelo del área asignada para exploración y producción de los hidrocarburos provenientes de yacimientos convencionales y/o no convencionales.

Derecho económico por participación en la producción: El Contratista pagará a la ANH una participación en la producción de propiedad del mismo, proveniente de los Yacimientos No Convencionales de toda el área asignada, equivalente al dos por ciento (2%) de la producción total neta, una vez descontadas las regalías.

Derecho económico por concepto de precios altos: Retribución económica, a cargo del Contratista, calculada sobre cada unidad de la producción de su propiedad. Se causa y liquida según el tipo de yacimiento.

3.2.6 Contrato de Exploración y Producción CR 2 – Contrato E&P CR 2

El Contrato E&P CR-2, se suscribió el 23 de diciembre de 2016 con el objeto de acometer y desarrollar actividades exploratorias en el área asignada y para producir los hidrocarburos de propiedad del Estado provenientes de Yacimientos No Convencionales que se descubran en ella, excluyendo la posibilidad de explorar ni producir gas metano asociado a mantos de carbón, ni hidrocarburos en arenas bituminosas. El área total comprendida dentro del bloque asignado corresponde a 157.235,7750 hectáreas.

En desarrollo del Contrato se pactaron las siguientes inversiones y actividades de obligatorio cumplimiento como parte del programa exploratorio mínimo (Tabla 10), Programa en Beneficio de las Comunidades y retribuciones por concepto de Derechos Económicos.

Tabla 10.

Programa exploratorio mínimo Contrato E&P CR 2.

Fase	Duración (Meses)	Cantidad	Unidad	Actividad	Inversión pactada (USD)
1	36	1	Un	Perforación Pozo Estratigráfico	3.500.000
		4	Un	Perforación Pozo Estratigráfico (Ptes del TEA CR-2)	24.000.000
		1	Un	Programa en Beneficio de las Comunidades	275.000
2	36	2	Un	Perforación Pozo Exploratorio	15.000.000

Fase	Duración (Meses)	Cantidad	Unidad	Actividad	Inversión pactada (USD)
		1	Un	Programa en Beneficio de las Comunidades	150.000
3	36	1	Un	Perforación Pozo Exploratorio Horizontal	14.000.000
		1	Un	Programa en Beneficio de las Comunidades	140.000

Nota: Agencia Nacional de Hidrocarburos, minuta contractual. <http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Paginas/contratosfirmadosEyP-TEAS.aspx>

Programas en Beneficio de Las Comunidades – PBC: El valor de inversión del PBC en el periodo exploratorio corresponderá, como mínimo, al uno por ciento (1%) del valor total del programa exploratorio, incluido tanto el mínimo como el adicional, de haberlo, para cada una de las fases del periodo de exploración.

Derecho económico por uso del subsuelo: Retribución periódica en dinero a cargo del Contratista, como compensación por concepto del derecho exclusivo a utilizar el subsuelo del área asignada para exploración y producción de los hidrocarburos provenientes de yacimientos convencionales y/o no convencionales.

Derecho económico por participación en la producción: El Contratista pagará a la ANH una participación en la producción de propiedad del mismo, proveniente de los Yacimientos No Convencionales de toda el área asignada, equivalente al dos por ciento (2%) de la producción total neta, una vez descontadas las regalías.

Derecho económico por concepto de precios altos: Retribución económica, a cargo del Contratista, calculada sobre cada unidad de la producción de su propiedad. Se causa y liquida según el tipo de yacimiento.

3.2.7 Contrato de Exploración y Producción CR 3 – Contrato E&P CR 3

El Contrato E&P CR-3, se suscribió el 23 de diciembre de 2016 con el objeto de acometer y desarrollar actividades exploratorias en el área asignada y para producir los hidrocarburos de propiedad del Estado provenientes de Yacimientos No Convencionales que se descubran en ella, excluyendo la posibilidad de explorar ni producir gas metano asociado a mantos de carbón, ni hidrocarburos en arenas bituminosas. El área total comprendida dentro del bloque asignado corresponde a 185.374,4930 hectáreas.

En desarrollo del Contrato se pactaron las siguientes inversiones y actividades de obligatorio cumplimiento como parte del programa exploratorio mínimo (Tabla 11), Programa en Beneficio de las Comunidades y retribuciones por concepto de Derechos Económicos.

Tabla 11.

Programa exploratorio mínimo Contrato E&P CR 3.

Fase	Duración (Meses)	Cantidad	Unidad	Actividad	Inversión pactada (USD)
1	36	1	Un	Perforación Pozo Estratigráfico	3.500.000
		1	Un	Perforación Pozo Estratigráfico (Pte del TEA CR-3)	1.500.000
		1	Un	Programa en Beneficio de las Comunidades	50.000
2	36	2	Un	Perforación Pozo Exploratorio	15.000.000

Fase	Duración (Meses)	Cantidad	Unidad	Actividad	Inversión pactada (USD)
		1	Un	Programa en Beneficio de las Comunidades	150.000
3	36	1	Un	Perforación Pozo Exploratorio Horizontal	14.000.000
		1	Un	Programa en Beneficio de las Comunidades	140.000

Nota: Agencia Nacional de Hidrocarburos, minuta contractual. <http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Paginas/contratosfirmadosEyP-TEAS.aspx>

Programas en Beneficio de Las Comunidades – PBC: El valor de inversión del PBC en el periodo exploratorio corresponderá, como mínimo, al uno por ciento (1%) del valor total del programa exploratorio, incluido tanto el mínimo como el adicional, de haberlo, para cada una de las fases del periodo de exploración.

Derecho económico por uso del subsuelo: Retribución periódica en dinero a cargo del Contratista, como compensación por concepto del derecho exclusivo a utilizar el subsuelo del área asignada para exploración y producción de los hidrocarburos provenientes de yacimientos convencionales y/o no convencionales.

Derecho económico por participación en la producción: El Contratista pagará a la ANH una participación en la producción de propiedad del mismo, proveniente de los Yacimientos No Convencionales de toda el área asignada, equivalente al dos por ciento (2%) de la producción total neta, una vez descontadas las regalías.

Derecho económico por concepto de precios altos: Retribución económica, a cargo del Contratista, calculada sobre cada unidad de la producción de su propiedad. Se causa y liquida según el tipo de yacimiento.

3.2.8 Contrato Adicional de Exploración y Producción La Loma – Contrato Adicional E&P Loma

El Contrato adicional E&P La Loma, se suscribió el 21 de diciembre de 2016 con el objeto de acometer y desarrollar actividades de evaluación y eventual producción en el área asignada y para producir los hidrocarburos de propiedad del Estado provenientes de Yacimientos No Convencionales que se descubran en ella, excluyendo la posibilidad de explorar ni producir gas metano asociado a mantos de carbón, ni hidrocarburos en arenas bituminosas. El área total comprendida dentro del bloque asignado corresponde a 145.811,4117 hectáreas.

En desarrollo del Contrato se pactaron las siguientes inversiones y actividades de obligatorio cumplimiento como parte del programa de evaluación del Contrato adicional (Tabla 12), Programa en Beneficio de las Comunidades y retribuciones por concepto de Derechos Económicos.

Tabla 12.

Programa de evaluación Contrato adicional E&P La Loma.

Duración (Meses)	Cantidad	Unidad	Actividad	Inversión pactada (USD)
24	1	Un	Programa de Evaluación	3.700.000
	1	Un	Programa en Beneficio de las Comunidades	37.000

Nota: Agencia Nacional de Hidrocarburos, minuta contractual. <http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Paginas/contratosfirmadosEyP-TEAS.aspx>

Programas en Beneficio de Las Comunidades – PBC: El valor de inversión del PBC corresponderá, como mínimo, a una suma equivalente del uno por ciento (1%) del valor total del programa de evaluación.

Derecho económico por uso del subsuelo: Debe liquidarse y cancelarse anualmente sobre la superficie remanente materia del Contrato, en áreas asignadas en evaluación sin que exista producción, tanto respecto de yacimientos convencionales como de no convencionales.

Derecho económico por pruebas de producción: Los hidrocarburos obtenidos como resultado de pruebas de producción realizadas por el Contratista en Yacimientos No Convencionales.

Derecho económico por participación en la producción: El Contratista pagará a la ANH una participación en la producción propiedad del mismo, el equivalente al uno por ciento (1%) de la producción total neta, una vez descontadas las regalías.

Derecho económico por concepto de precios altos: El Contratista pagará a la ANH un derecho por este concepto sobre la producción de su propiedad, proveniente de los Yacimientos No Convencionales de toda el área asignada.

3.2.9 Contrato Adicional de Exploración y Producción VMM 2 – Contrato Adicional E&P VMM

2

El Contrato adicional E&P VMM 2, se suscribió el 13 de julio de 2017 con el objeto de acometer y desarrollar actividades exploratorias en el área asignada y para producir los hidrocarburos de propiedad del Estado provenientes de Yacimientos No Convencionales que se descubran en ella, excluyendo la posibilidad de explorar ni producir gas metano asociado a mantos de carbón, ni hidrocarburos en arenas bituminosas. El área total comprendida dentro del bloque asignado corresponde a 29.564,8838 hectáreas.

En desarrollo del Contrato se pactaron las siguientes inversiones y actividades de obligatorio cumplimiento como parte del programa exploratorio mínimo del Contrato adicional (Tabla 13), programa en beneficio de las comunidades y retribuciones por concepto de derechos económicos.

Tabla 13.

Programa exploratorio mínimo Contrato adicional E&P VMM 2.

Fase	Duración (Meses)	Cantidad	Unidad	Actividad	Inversión pactada (USD)
1	36	1	Un	Perforación Pozo Estratigráfico	10.000.000
		1	Un	Programa en Beneficio de las Comunidades	100.000
2	36	1	Un	Perforación Pozo Exploratorio Horizontal	25.000.000
		1	Un	Programa en Beneficio de las Comunidades	250.000
3	36	1	Un	Perforación Pozo Exploratorio Horizontal	40.000.000
		1	Un	Programa en Beneficio de las Comunidades	400.000

Nota: Agencia Nacional de Hidrocarburos, minuta contractual. <http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Paginas/contratosfirmadosEyP-TEAS.aspx>

Programas en Beneficio de Las Comunidades – PBC: El valor de inversión del PBC en el periodo exploratorio corresponderá, como mínimo, al uno por ciento (1%) del valor total del programa exploratorio, incluido tanto el mínimo como el adicional, de haberlo, para cada una de las fases del periodo de exploración.

Derecho económico por uso del subsuelo: Debe liquidarse y cancelarse anualmente sobre la superficie remanente materia del Contrato, en áreas asignadas en exploración y en evaluación sin que exista producción, tanto respecto de yacimientos convencionales como de no convencionales.

Derecho económico por pruebas de producción: Los hidrocarburos obtenidos como resultado de pruebas de producción realizadas por el Contratista en Yacimientos No Convencionales.

Derecho económico por participación en la producción: El Contratista pagará a la ANH una participación en la producción propiedad del mismo, el equivalente al tres por ciento (3%) de la producción total neta, una vez descontadas las regalías.

Derecho económico por concepto de precios altos: El Contratista pagará a la ANH un derecho por este concepto sobre la producción de su propiedad, proveniente de los Yacimientos No Convencionales de toda el área asignada.

4. Fallos del Consejo de Estado e Informe de la Comisión Interdisciplinaria

Independiente

El Consejo de Estado mediante Auto del 8 de noviembre de 2018 con numero de radicación 11001032600020160014000 (57.819), decidió suspender provisionalmente el Decreto No. 3004 del 26 de diciembre de 2013 y la Resolución No. 90341 del 27 de marzo de 2014, sustentado 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 e invocando la aplicación del principio de precaución, que impone a

las autoridades públicas claros mandatos de protección al medio ambiente y a la salud humana cuando existen indicadores plausibles de que una determinada actividad podría comportar daños graves e irreversibles por la posible insuficiencia de las medidas adoptadas, sin necesidad de certeza científica. En este sentido, el Consejo de Estado afirma 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 de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal (fracking), en tanto subsisten dudas razonables de que las medidas adoptadas sean suficientes para la protección del medio ambiente y la salud humana. De tal forma que la aplicación del principio de precaución busca la adopción de medidas efectivas para mitigar daños potenciales y riesgos al medio ambiente y a la vida humana frente a la autorización de las técnicas cuestionadas. Por cuanto antes de implementar la técnica cuestionada, que es lo que permiten los actos administrativos en cuestión, se necesita allanar el camino para que sus daños potenciales y riesgos se puedan calificar como aceptables y manejables.

Ahora bien, el Consejo de Estado precisa que el análisis entre el acto y las normas invocadas como vulneradas no comporta un pronunciamiento de fondo sobre el asunto materia de litigio. En consecuencia, de ninguna manera puede considerarse que exista una posición de fondo sobre el presente asunto.

Así las cosas, conforme a las medidas suspensivas del fallo del Consejo de Estado mediante Auto del 8 de noviembre de 2018, no se podrán ejecutar los contratos de exploración y producción de Yacimientos No Convencionales suscritos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Por otra parte, el Congreso de la República en el pacto por los recursos minero-energéticos para el crecimiento sostenible y la expansión de oportunidades, estableció que el Gobierno Nacional tiene por reto incrementar las reservas para preservar la autosuficiencia de hidrocarburos

en el mediano y largo plazo, por lo cual, es necesario adelantar un diálogo nacional con la participación de expertos de alto nivel, y realizar investigaciones y exploraciones piloto, con el fin de identificar los principales riesgos asociados con el desarrollo de estos recursos (Plan Nacional de Desarrollo, 2018).

Así mismo, el Legislador en el "Pacto por los recursos minero-energéticos para el crecimiento sostenible y la expansión de oportunidades", Título IX, Capítulo B "Seguridad energética para el desarrollo productivo" incluido en las "Bases del Plan Nacional de Desarrollo: Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad", estableció que el Gobierno nacional tiene por reto incrementar las reservas para preservar la autosuficiencia de hidrocarburos en el mediano y largo plazo, por lo cual, es necesario adelantar un diálogo nacional con la participación de expertos de alto nivel, y realizar investigaciones y exploraciones piloto, con el fin de identificar los principales riesgos asociados con el desarrollo de estos recursos, determinando si la regulación e institucionalidad actuales pueden garantizar su explotación de una manera responsable con el medio ambiente y las comunidades. En el mismo capítulo establece que el Ministerio de Minas y Energía deberá evaluar la ejecución de planes piloto para obtener mayor información técnica sobre el desarrollo de la exploración y explotación de hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales.

En esa vía, 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”.

La Comisión Interdisciplinaria Independiente (2019), en el referido informe 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 recomendamos caracterizar como experimentos de naturaleza científica y técnica sujetos a las más estrictas condiciones de diseño, vigilancia, monitoreo y control y, por tanto, de naturaleza temporal. Deberían poder ser suspendidos en cualquier momento por orden de la autoridad competente y, por ende, tener efectos potenciales limitados en su alcance y en el tiempo."

Ahora bien, el Consejo de Estado mediante Auto del 17 de septiembre de 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".

5. Análisis del Efecto de las Medidas Suspensivas de los Fallos del Consejo de Estado

5.1 En el Periodo de Exploración

De los nueve (9) Contratos de exploración y producción o exploración y explotación de Yacimientos No Convencionales suscritos por la ANH, ocho (8) se encuentran suspendidos en periodo de exploración desde el 8 de noviembre de 2018 cuando el Consejo de Estado profirió la medida cautelar, con una inversión por ejecutar para dicho periodo cercana a los US\$ 650 millones de dólares como se puede apreciar en la Tabla 14.

El Contrato E&E La Loma se encuentra en periodo de explotación, razón por la cual no presenta compromisos exploratorios pendientes por ejecución.

Tabla 14.

Inversión pendiente por ejecutar periodo exploratorio de contratos vigentes suscritos por la ANH.

Contrato	Cuenca	Contratista	Periodo	Inversión pendiente por ejecutar (USD)
VMM-5	Valle Medio del Magdalena	ECOPETROL S.A. (100%)	Exploración	160.633.472
VMM-9	Valle Medio del Magdalena	PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD (100%)	Exploración	195.021.708
VMM-3 Adicional	Valle Medio del Magdalena	CONOCOPHILLIPS COLOMBIA VENTURES LTD (80%), CNE OIL & GAS S.A. (20%)	Exploración	86.658.000
CR-4	Cesar-Ranchería	DRUMMOND ENERGY INC (100%)	Exploración	44.945.000
CR-2	Cesar-Ranchería	DRUMMOND ENERGY INC (100%)	Exploración	57.065.000
CR-3	Cesar-Ranchería	DRUMMOND ENERGY INC (100%)	Exploración	34.340.000
LA LOMA Adicional	Cesar-Ranchería	DRUMMOND ENERGY INC (100%)	Evaluación	3.737.000

Contrato	Cuenca	Contratista	Periodo	Inversión pendiente por ejecutar (USD)
VMM-2 Adicional	Valle Medio del Magdalena	CONOCOPHILLIPS COLOMBIA VENTURES LTD (80%), CANACOL ENERGY COLOMBIA S.A. (20%)	Exploración	75.750.000
TOTAL INVERSIÓN POR EJECUTAR (US\$)				658.150.180

Nota: Elaboración propia con información de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, minutas contractuales. <http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Paginas/contratosfirmadosEyP-TEAS.aspx>

Dentro de las actividades pendientes por desarrollar en los diferentes programas obligatorios de exploración y exploratorio mínimo, de los contratos suspendidos de exploración y producción de Yacimientos No Convencionales suscritos por la ANH, se observan en la Tabla 15 diferentes actividades que pueden generar conocimiento del subsuelo, información técnica, evaluación de recursos y reservas e identificación de los principales riesgos asociados con el desarrollo de estos recursos. Entre ellas se encuentran 1.227 km² de adquisición, procesamiento e interpretación de sísmica 3D y análisis de imágenes satelitales, 965 km de adquisición, procesamiento e interpretación de sísmica 2D, la perforación de 28 pozos exploratorios y 15 estratigráficos, así como un programa de evaluación con un completamiento, pruebas de pozo y análisis y procesamiento de muestras geológicas y geoquímicas.

Tabla 15.

Actividades pendientes por desarrollar periodo exploratorio de contratos vigentes suscritos por la ANH.

Cantidad	Unidad	Actividad
732	km ²	Cartografía Geológica de Superficie
965	Km	Adquisición, procesamiento e interpretación de Sísmica 2D
165	km ²	Adquisición, procesamiento e interpretación de Sísmica 3D
330	km ²	Adquisición, procesamiento y análisis imágenes satelitales
4	Un	Perforación Pozo Exploratorio Horizontal
24	Un	Perforación Pozo Exploratorio
15	Un	Perforación Pozo Estratigráfico

Cantidad	Unidad	Actividad
1	Un	Programa de Evaluación
1	Un	Completamiento y pruebas pozo
1	Un	Análisis y procesamiento muestras geológicas y geoquímicas

Nota: Elaboración propia con información de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, minutas contractuales.
<http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Paginas/contratosfirmadosEyP-TEAS.aspx>

En cuanto a las retribuciones en favor de la ANH por concepto de Derechos Económicos contractuales, en la Tabla 16 se puede identificar que la participación en la producción varía entre el 1% y 3% de la producción total neta, después de regalías, que tres (3) Contratos pactaron contraprestación por concepto de pruebas de producción realizadas, y todos los contratos suspendidos de exploración y producción de Yacimientos No Convencionales suscritos por la ANH contemplan contraprestaciones por uso del subsuelo y por concepto de precios altos sobre la producción de hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales.

Tabla 16.

Derechos Económicos y Programa en Beneficio de las Comunidades pactados durante el periodo exploratorio de los contratos vigentes suscritos por la ANH.

Contrato	Programas en Beneficio de Las Comunidades – PBC	Por uso del subsuelo	Por concepto de precios altos	Por participación en la producción	Por pruebas de producción
VMM-5	1% del valor del Programa Exploratorio	calculado sobre el Área Asignada en Exploración	concepto sobre la producción	1% de la producción total neta, después de regalías	
VMM-9	1% del valor del Programa Exploratorio	calculado sobre el Área Asignada en Exploración	concepto sobre la producción	1% de la producción total neta, después de regalías	
VMM-3 Adicional	1% del valor del Programa Exploratorio	calculado sobre el Área Asignada en Exploración	concepto sobre la producción	2% de la producción total neta, después de regalías	hidrocarburos de pruebas de producción realizadas

Contrato	Programas en Beneficio de Las Comunidades – PBC	Por uso del subsuelo	Por concepto de precios altos	Por participación en la producción	Por pruebas de producción
CR-4	1% del valor del Programa Exploratorio	calculado sobre el Área Asignada en Exploración	concepto sobre la producción	2% de la producción total neta, después de regalías	
CR-2	1% del valor del Programa Exploratorio	calculado sobre el Área Asignada en Exploración	concepto sobre la producción	2% de la producción total neta, después de regalías	
CR-3	1% del valor del Programa Exploratorio	calculado sobre el Área Asignada en Exploración	concepto sobre la producción	2% de la producción total neta, después de regalías	
LA LOMA Adicional	1% del valor del Programa Evaluación	calculado sobre el Área Asignada en Evaluación	concepto sobre la producción	1% de la producción total neta, después de regalías	hidrocarburos de pruebas de producción realizadas
VMM-2 Adicional	1% del valor del Programa Exploratorio	calculado sobre el Área Asignada en Exploración	concepto sobre la producción	3% de la producción total neta, después de regalías	hidrocarburos de pruebas de producción realizadas

Nota: Elaboración propia con información de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, minutas contractuales. <http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Paginas/contratosfirmadosEyP-TEAS.aspx>

Por otro lado, también es preciso resaltar que todos los Contratos suspendidos de exploración y producción de Yacimientos No Convencionales suscritos por la ANH, establecen la ejecución de un Programa en Beneficio de las Comunidades, correspondiente al 1% del valor total del programa exploratorio o programa de evaluación, lo cual equivale a US\$ 6,5 millones de dólares aproximadamente, del valor de la inversión total pendiente por ejecutar para el periodo de exploración. Inversión de recursos que buscan promover el mejoramiento de la calidad de vida en las zonas de influencia de los proyectos, contribuir al crecimiento regional, promover la articulación entre los diferentes actores y aportar al fortalecimiento institucional.

5.2 En el Periodo de Explotación

Según cifras de la ANH la producción del campo Caporo durante el periodo de enero a agosto del año 2020 son en promedio 844 mil pies cúbicos de gas por día. Adicional a esto, por concepto de regalías, se han liquidado \$128 millones de pesos aproximadamente durante los primeros seis meses del año de acuerdo con el sistema oficial de liquidación y administración de regalías – SOLAR de la ANH.

Con base en lo anterior, en caso de hacerse efectiva la suspensión de las actividades de producción, una vez adquiriera ejecutoria la decisión del Consejo de Estado, el efecto sería la degradación de las reservas del campo a la categoría de recursos contingentes, lo cual implica que todas las reservas del campo Caporo se reducirían a cero (0) millones de pies cúbicos de gas, debido a que no se podrían extraer. Además, se estarían dejando de percibir cerca de \$250 millones de pesos al año aproximadamente por concepto de regalías generadas por la producción del campo Caporo, del Contrato E&E La Loma, específicamente en el Departamento del Cesar. Así como, ingresos a la nación por conceptos de impuestos, dividendos y Derechos Económicos.

Del mismo modo, el Programa en Beneficio de las Comunidades en el área de influencia sería impactado con la suspensión de las actividades de producción, viéndose comprometidos los proyectos de inversión social voluntaria que favorecen el mejoramiento de la calidad y las condiciones de vida de sus habitantes.

5.3 En la Autosuficiencia Energética

Según cifras reportadas por la ANH, a 31 de diciembre de 2019 Colombia disponía de 2.036 millones de barriles de reservas probadas de petróleo, representando 6,3 años de autoabastecimiento. En el caso del gas, el país contaba con 3,1 tera pies cúbicos de reservas probadas, con una vida media útil de 8 años.

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME, 2020) en el estudio “Determinación del Costo para el País por No Desarrollar los Yacimiento No Convencionales de Hidrocarburos” concluyó que, a partir del 2024 la producción de gas natural de los campos actuales será insuficiente para atender el mercado local, en caso de no incorporarse nuevos descubrimientos en el país. El costo para el país de abastecimiento del volumen faltante con gas importado se estima en 2.520 millones de dólares durante los próximos 20 años. Por producción insuficiente de crudo liviano nacional, hoy Barrancabermeja importa 5% de su dieta, y se prevé que estos volúmenes crecerán al 30% en 10 años y 90% en 20 años. Entre tanto Reficar importa 15% de su dieta y en 10 años se proyecta un 40%. Para atender la dieta de las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja en el año 2040, será necesario la importación de 339 mil barriles por día que le representaría al país un costo de 5.444 millones de dólares. La mayor importación para cargar las refinerías reduciría los ingresos de Ecopetrol y por tanto los dividendos para el Gobierno Central. El déficit actual de la balanza comercial aumentaría y el dólar subiría. Para el abastecimiento del país, hoy se importan 40 mil barriles por día de productos refinados (Diésel, Gasolina y Jet), equivalente al 16% de la demanda nacional y se estima que en 20 años este valor se triplique alcanzando los 118 mil barriles por día. El desarrollo de los YNC, además de potenciar la autosuficiencia petrolera posibilitaría incremento en la capacidad de refinación nacional en 150 mil barriles por día que proporcionaría la autosuficiencia de productos refinados, representando al país un beneficio de 14.862 millones de dólares en 20 años. No tomar la decisión de desarrollar los YNC representa para el país un costo total de 22.827 millones de dólares debido a la necesidad de importar gas natural, petróleo y combustibles líquidos, para abastecer la demanda nacional en los próximos 20 años. Este valor representa cerca de 80 billones de pesos colombianos.

Con este panorama de reservas limitadas, tanto en materia de crudo como de gas, con el fin de reducir los impactos de autosuficiencia energética es necesario contar con nuevas fuentes de suministro locales, donde los Yacimientos No Convencionales se convierten en la primera opción para garantizar el autoabastecimiento hasta el final de la próxima década, si se considera que, de poder continuar con el desarrollo de este tipo de yacimientos en el país, se podrían incorporar reservas en materia de crudo entre 2.700 y 7.000 millones de barriles, lo cual significaría un aumento del doble o de cuatro veces las reservas actuales. En materia de gas se estima que en esta fase se podrían incorporar entre 4 y 24 tera pies cúbicos de reservas, es decir, se triplicarían o sextuplicarían las reservas de gas del país.

5.4 En la Transformación Energética

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME, 2019) en el “PLAN ENERGETICO NACIONAL 2020-2050” indicó que el gas natural se proyecta como el energético de transición, llamado a sustituir otros asociados con mayores emisiones en todos los sectores, léase combustibles líquidos en transporte, carbón en industria y leña en residencial. El crecimiento promedio anual proyectado en el escenario 266 es de 2,74%, mientras que en el Nuevas Apuestas es de 2,47%. El crecimiento en el escenario Nuevas Apuestas es menor debido a que se asume una mayor penetración de la electricidad en sectores como transporte y residencial.

Con base en lo anterior, es fundamental realizar esfuerzos para asegurar nuevas fuentes locales de gas natural e incentivar la exploración y explotación de nuevos prospectos gasíferos en el país, donde los Yacimientos No Convencionales se convierten en el principal atractivo a corto y mediano plazo. En materia de gas se estima que con su desarrollo se podrían incorporar entre 4 y 24 tera pies cúbicos de reservas, en los próximos 20 años.

5.5 En las Finanzas de la Nación

El aporte estimado de los YNC en los próximos 25 años totalizaría 36 mil millones de dólares (10 mil millones USD en regalías, 18 mil millones USD en impuestos, 6 mil millones USD en dividendos y 2 mil millones USD en derechos económicos). Los YNC dejarían como legado para el país recursos fiscales que permitirían aumentar cerca de 4 billones de pesos por año la inversión total del Gobierno Central por 25 años. Si la exploración demuestra que los proyectos son viables y pasan a la etapa de desarrollo, la inversión podría alcanzar los 5 mil millones de dólares anuales, que equivaldrían a 120 mil millones de dólares en un horizonte de 25 años y se generarían alrededor de 68.000 nuevos empleos directos e indirectos. Esto equivale al 40% de las personas sin empleo actualmente en Cesar o 30% de los de Santander. Los encadenamientos productivos generarían ingresos fiscales adicionales para las regiones por ICA e impuestos a los combustibles de al menos 34 millones de dólares por año. Se estima que en el desarrollo de los YNC se invertirían al menos 2.400 millones de dólares en programas socio ambientales obligatorios, de los cuales el 50% en beneficio de las comunidades y el otro 50% en programas ambientales, en el área de influencia de los proyectos (ACP, 2019).

De este modo, se ve que el desarrollo de los Yacimientos No Convencionales en Colombia representaría ingresos económicos muy importantes para la nación y los entes territoriales por concepto de regalías, impuestos, dividendos y Derechos Económicos.

6. Conclusiones

Se analizó el efecto de las medidas cautelares decretadas por el Consejo de Estado sobre la exploración y explotación de hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales en Colombia.

Al revisar la experiencia internacional en la exploración y explotación de hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales, se observa en Estados Unidos, Canadá y Argentina un incremento en la producción de petróleo y gas, así como de las reservas probadas de hidrocarburos, relacionados con la época en que inicia el auge de la explotación de los Yacimientos No Convencionales. No obstante, estos países no han sido ajenos a las constantes preocupaciones y controversias de sectores de oposición que argumentan efectos en la salud pública y el medio ambiente.

Según los diferentes estudios, se estima que Colombia podría tener entre 2 mil y 7 mil millones de barriles de petróleo no convencional y de 4 a 24 tera pies cúbicos de gas; es decir, que se podría extender el horizonte de autosuficiencia energética de 2 a 3 décadas con el desarrollo de este tipo de recursos. Sin embargo, es preciso mencionar que la explotación comercial de este tipo de yacimientos requeriría la superación de considerables barreras técnicas, socioambientales, políticas y económicas.

A la fecha, se encuentran suscritos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos un total de 9 contratos de exploración y producción en Yacimientos No Convencionales, adjudicados a empresas locales y extranjeras, entre los cuales, el Contrato E&E La Loma se encuentra en periodo de explotación y 8 se encuentran en periodo de exploración.

En noviembre de 2018, como resultado de una acción judicial, el Consejo de Estado suspendió provisionalmente los actos administrativos relacionados con la exploración y explotación de hidrocarburos mediante Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal en Yacimientos No Convencionales. Posteriormente emitió una exención para la realización de Proyectos Piloto de Investigación Integral en Yacimientos No Convencionales. No

obstante, es importante señalar que aún no existe un pronunciamiento de fondo sobre el asunto materia de litigio.

Los 8 contratos de exploración y producción en Yacimientos No Convencionales suscritos por la ANH que se encuentran suspendidos en periodo de exploración, presentan una inversión pendiente por ejecutar cercana a los US\$650 millones de dólares, de los cuales US\$6,5 millones de dólares aproximadamente corresponden a inversión por ejecutar en los Programas en Beneficio de las Comunidades, que buscan promover el mejoramiento de la calidad de vida en las zonas de influencia de los proyectos y contribuir al crecimiento regional.

Dentro de las actividades pendientes por ejecución en el periodo de exploración de los Contratos suspendidos, se encuentran 1.227 km² de sísmica 3D y análisis de imágenes satelitales, 965 km de sísmica 2D, la perforación de 28 pozos exploratorios y 15 stratigráficos, actividades que representan generación de conocimiento del subsuelo, información técnica, evaluación de recursos y reservas e identificación de los principales riesgos asociados con el desarrollo de estos yacimientos.

De llegarse a hacer efectiva la orden del Consejo de Estado del 12 de diciembre de 2019 de suspender las actividades de producción de los pozos del campo Caporo del Contrato E&E La Loma, el efecto sería la degradación de las reservas a cero (0) millones de pies cúbicos de gas debido a que no se podrían extraer, se estarían dejando de percibir recursos importantes por concepto de regalías, dividendos, impuestos y Derechos Económicos, así como, la no ejecución de Programas en Beneficio de las Comunidades del área de influencia en temas de inversión social.

El bajo nivel de reservas de petróleo en los yacimientos convencionales indica un panorama de escasez de petróleo en menos de seis años y escasez de gas en menos de 8 años. Según la UPME, el no tomar la decisión de desarrollar los Yacimientos No Convencionales representa para el país

un costo total de US\$22.827 millones de dólares debido a la necesidad de importar gas natural, petróleo y combustibles líquidos, para abastecer la demanda nacional durante los próximos 20 años.

El gas natural se proyecta como el energético de transición, llamado a sustituir otros asociados con mayores emisiones en todos los sectores. Por esta razón, es fundamental realizar esfuerzos para asegurar nuevas fuentes locales de gas natural e incentivar la exploración y explotación de nuevos prospectos gasíferos en el país, donde los Yacimientos No Convencionales se convierten en el principal atractivo a corto y mediano plazo.

Según la ACP, el aporte estimado de los YNC en los próximos 25 años totalizaría 36 mil millones de dólares (10 mil millones USD en regalías, 18 mil millones USD en impuestos, 6 mil millones USD en dividendos y 2 mil millones USD en derechos económicos). Si la exploración demuestra que los proyectos son viables y pasan a la etapa de desarrollo, la inversión podría alcanzar los 5 mil millones de dólares anuales, que equivaldrían a 120 mil millones de dólares en un horizonte de 25 años y se generarían alrededor de 68.000 nuevos empleos directos e indirectos.

7. Recomendaciones

Se recomienda que el Gobierno Nacional y las compañías interesadas en el desarrollo de los Yacimientos No Convencionales – YNC en Colombia avancen en la ejecución de los Proyectos Piloto de Investigación Integral, en los términos recomendados por la Comisión Interdisciplinaria Independiente, para que de este modo se pueda recopilar información sustancial en aspectos sociales, ambientales, técnicos, operacionales y de potencial de reservas en los YNC; generar conocimiento para el fortalecimiento institucional; promover la participación ciudadana, la

transparencia y acceso a la información; y evaluar los efectos de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal – FH-PH, con el fin de tener evidencia sólida de que los impactos potenciales y riesgos asociados a la aplicación de la técnica en el desarrollo de este tipo de yacimientos se pueden calificar como aceptables, mitigables y compensables, lo cual ayudará al Consejo de Estado tomar una decisión de fondo sobre la suspensión de las normas que supondría la autorización de exploración y explotación de YNC en Colombia, al Gobierno Nacional en fortalecer el ordenamiento jurídico, y retomar la ejecución de las inversiones y actividades pendientes en los Contratos suscritos con la ANH.

Referencias Bibliográficas

- Abellán, A. (2014). *Recursos no convencionales susceptibles de ser explotados mediante fracking* (Trabajo de pregrado). Universidad de Murcia, Madrid, España. Recuperado de <https://digitum.um.es/digitum/handle/10201/40574>
- ACP. (2019). *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*. Recuperado de <https://acp.com.co/web2017/es/asustos/economicos/522-informe-economico-legado-ync-para-colombia-acp/file>
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2004). *Contrato de Exploración y Explotación La Loma*.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2012). *Contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos VMM 5*.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2014). *Contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos VMM-9*.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2015). *Contrato adicional de Exploración y Producción, E&P Yacimientos No Convencionales de Hidrocarburos VMM-3*.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2016). *Contrato adicional de Exploración y Producción Área La Loma, E&P Yacimientos No Convencionales de Hidrocarburos*.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2016). *Contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos con Prospectividad en Yacimientos No Convencionales CR-4*.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2016). *Contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos con Prospectividad en Yacimientos No Convencionales CR-2*.

Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2016). *Contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos con Prospectividad en Yacimientos No Convencionales CR-3*.

Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2017). *Acuerdo 02*.

Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2017). *Contrato adicional de Exploración y Producción de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales VMM-2*.

Borbón, C. (2015). *Identificación de los posibles impactos ambientales por el fracturamiento hidráulico (fracking) de yacimientos no convencionales* (Trabajo de especialización). Universidad Militar Nueva Granada, Bogotá D.C., Colombia.

CAMPETROL. (2019). *El Fracking: una decisión de país*. Recuperado de https://campetrol.org/wp-content/uploads/2019/03/CAMPETROL_El_Fracking_una_decision_de_Pais.pdf

Castellet, J. (2014). *Análisis Crítico de la Viabilidad del Fracking en España* (Tesis de Maestría). Universidad Politécnica de Cartagena, España. Recuperado de <http://hdl.handle.net/10317/4530>

CEPAL. (2015). *Energía y políticas públicas en los Estados Unidos: una relación virtuosa para el desarrollo de fuentes no convencionales*. Recuperado de <https://www.cepal.org/es/publicaciones/39172-energia-politicas-publicas-estados-unidos-relacion-virtuosa-desarrollo-fuentes>

Comisión Interdisciplinaria Independiente. (2019). *Informe sobre efectos ambientales (bióticos, físicos y sociales) y económicos de la exploración de hidrocarburos en áreas con posible despliegue de técnicas de fracturamiento hidráulico de roca generadora mediante perforación horizontal*. Recuperado de <https://energiaevolucionaria.org/static/expertos/Informe-final.pdf>

Consejo de Estado, Auto 11001032600020160014000 (57.819), 08 de noviembre de 2018.

Consejo de Estado, Auto 11001-03-26-000-2016-00140-00 (57.819), 17 de septiembre de 2019.

Consejo de Estado, Auto 11001032600020160014000 (57.819), 12 de diciembre de 2019.

EIA. (2015). *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Northern South America*. Recuperado de

https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Northern_South_America_Columbia_Venezuela_2013.pdf

EIA. (2019). *U.S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves, Year-End 2018*. Recuperado de <https://www.eia.gov/naturalgas/crudeoilreserves/index.php>

Gómez, D., Sanz, J. & Portero, J. (2013). Hidrocarburos no convencionales en EEUU y sus implicaciones. *Energética XXI, 138*. Recuperado de <http://www.energyoutofthebox.com/hidrocarburos-no-convencionales-en-eeuu-y-sus-implicaciones/>

<http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Paginas/contratosfirmadosEyP-TEAS.aspx>

<http://www.anh.gov.co/estadisticas-del-sector/sistemas-integrados-operaciones/estad%C3%ADsticas-producci%C3%B3n>

<https://www.anh.gov.co/buscar/Paginas/results.aspx?k=contrato%20eyp#k=contrato%20eyp>

<https://www.eia.gov/petroleum/data.php#crude>

<https://www.eia.gov/petroleum/production/>

<https://www.indexmundi.com/g/g.aspx?c=ca&v=88&l=es>

<https://www.indexmundi.com/g/g.aspx?c=ca&v=97&l=es>

<https://www.nrcan.gc.ca/science-data/data-analysis/energy-data-analysis/energy-facts/crude-oil-facts/20064>

<http://solarvorp.anh.gov.co/app2/#/page/visor/18>

Ministerio de Energía y Minería. (2018). *Desarrollo de Vaca Muerta: Impacto económico agregado y sectorial*. Recuperado de <http://datos.minem.gob.ar/dataset/desarrollo-de-vaca-muerta-impacto-economico-agregado-y-sectorial>

Plan Nacional de Desarrollo. (2018). Título IX.

PROMIGAS. (2019). *Informe anual de gestión*. Recuperado de <http://www.promigas.com/Es/Inversionistas/Paginas/Informes/Informes-de-Gestion-Anual.aspx>

Resolución N° 40185 Ministerio de Minas y Energía. Diario oficial de la República de Colombia, 07 de julio de 2020.

Rivard, C., et al. (2013). An overview of Canadian shale gas production and environmental concerns. *International Journal of Coal Geology*, 126(1), 64-76. Recuperado de <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0166516213002711>

UPME. (2019). *Plan Energético Nacional 2020 - 2050*. Recuperado de https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/PEN_documento_para_consulta.pdf

UPME. (2020). *Determinación del Costo para el País por No Desarrollar los Yacimiento No Convencionales de Hidrocarburos*.