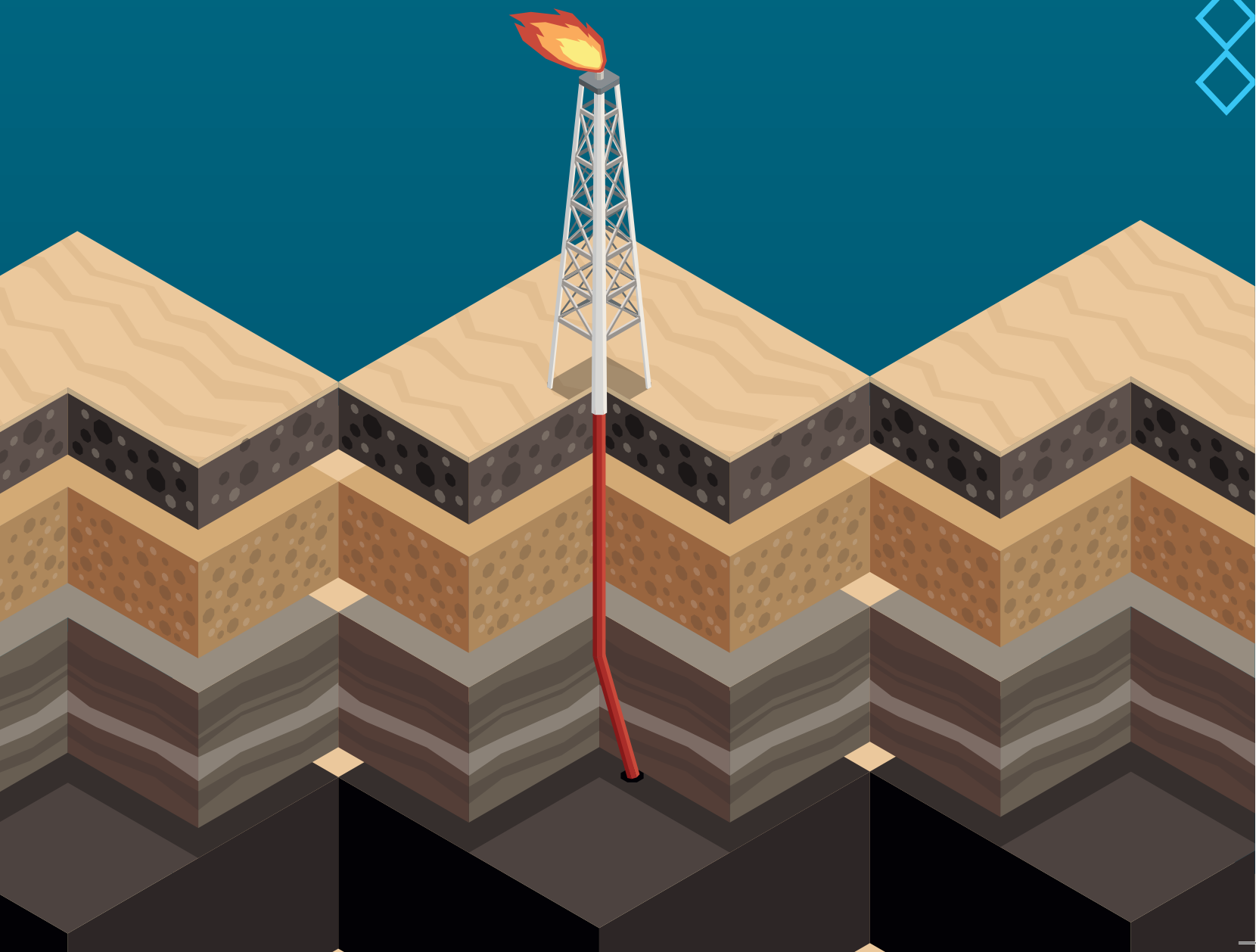


Yacimientos no convencionales en Colombia.

Análisis sobre la extracción de gas
en mantos de carbón en la cuenca Cesar-Ranchería

Jenny Carolina Grillo González





Yacimientos no convencionales en Colombia

Análisis sobre la extracción de gas en mantos de carbón
en la cuenca Cesar-Ranchería

Jenny Carolina Grillo González







Yacimientos no convencionales en Colombia. Análisis sobre la extracción de gas en mantos de carbón en la cuenca Cesar-Ranchería

Jenny Carolina Grillo González

Documento Podion N° 36

Corporación Podion
Calle 54 # 10- 81 piso 6
Bogotá, Colombia

Edición

Lizeth Gómez Sierra

Revisión de textos

Luisa María Navas Camacho

Ilustraciones

Fabio Jiménez

Diseño y diagramación

Fabio Jiménez

Bogotá, Colombia, diciembre de 2023

ISBN 978-628-95316-9-5

Publicación con licencia Creative Commons CC BY-NC-ND 3.0
Atribución-NoComercial-SinDerivadas



Esta obra fue posible gracias al apoyo de la Fundación Heinrich Böll - Oficina Bogotá, Colombia, y de Agiamondo.

Puede descargarse gratuitamente en www.podion.org y en <http://co.boell.org>.

El texto publicado es de exclusiva responsabilidad de su autora y no expresa, necesariamente, los puntos de vista de la Fundación Heinrich Böll, Oficina Bogotá – Colombia, ni de Agiamondo.

<http://co.boell.org> | www.agiamondo.de





Índice

Prefacio	11
Introducción	13
1. Yacimientos no convencionales (YNC) en Colombia y en el mundo . . .	15
1.1 ¿Qué son los YNC?	15
1.2 Tipos de YNC	16
1.3 Distinciones entre YNC y <i>fracking</i>	20
1.4 Los YNC y su explotación en el mundo.	21
1.5 Los YNC en Colombia	28
2. Gas en mantos de carbón (GMC): actualidad y perspectivas	37
2.1 ¿Qué es el GMC?	37
2.2 La explotación del GMC en Colombia	54
2.3 ¿Qué empresas explotan GMC? ¿Dónde? ¿Qué contratos relevantes existen?	57
3. YNC y transición energética	73
3.1 Los YNC y el poder empresarial: concentración de poder político y democracia.	74
3.2 La situación política y jurídica nacional alrededor de los YNC en Colombia	75
3.3 La narrativa del gas como “combustible limpio para la transición energética” e implicaciones del gas de YNC	80
3.4 El rol del gas en la matriz energética de Colombia: reservas y consumo. . .	82
Conclusiones	86
Referencias	90

Índice de figuras

Figura 1. Algunos tipos de YNC y sus técnicas de explotación	18
Figura 2. Esquematización de impactos ambientales del <i>fracking</i>	20
Figura 3. Bloques de YNC concedidos en Colombia y cuenca sedimentaria Amagá de reservas de GMC.	32
Figura 4. Cruce de bloques de YNC concedidos en Colombia y cuenca sedimentaria Amagá de reservas de GMC con áreas protegidas. . .	34
Figura 5. Cruce de bloques de YNC concedidos en Colombia y cuenca sedimentaria Amagá de reservas de GMC con ecosistemas estratégicos	35
Figura 6. Cruce de bloques de YNC concedidos en Colombia y cuenca sedimentaria Amagá de reservas de GMC con comunidades étnicas	36
Figura 7. Pozo de extracción de gas a partir del carbón	38
Figura 8. Migración del metano en mantos de carbón	39
Figura 9. Formas o proyectos de extracción del gas asociado al carbón. . .	40
Figura 10. Provincias carboníferas en Colombia.	41
Figura 11. Comparación reservas probadas gas en Colombia, Cesar y GMC con corte a diciembre 2022.. . . .	44
Figura 12. Curva típica de producción	46
Figura 13. Producción de agua en la cuenca Powder River por pozo por día entre 1990 y 2000.. . . .	48
Figura 14. Impactos bióticos y abióticos identificados por mujeres étnicas	52
Figura 15. Impactos socioeconómicos y culturales identificados por mujeres étnicas	53
Figura 16. Áreas de estudio de Gas Metano Asociado al Carbón, 2011-2015	55
Figura 17. Bloques Ronda 2014 GMC.	56
Figura 18. Línea del tiempo contrato E&E Adicional La Loma	59
Figura 19. Localización del proyecto Exploración de Hidrocarburos Convencionales (gas y petróleo) y Gas Metano asociado a Carbón denominado La Loma.	61



Figura 20. Localización del proyecto Producción de gas asociado al carbón en el Área de Desarrollo Iguana.	63
Figura 21. Localización de pozos perforados en el Área de Desarrollo Iguana y piscina Load Out de la mina de carbón <i>Pribbenow</i>	64
Figura 22. Localización de Área de Desarrollo Caporo Norte.	66
Figura 23. Curvas de producción de gas y agua en pozos operando durante mayo de 2020 y mayo de 2021 en el Campo La Loma de Drummond	71
Figura 24. Bloques de YNC adjudicados en Colombia entre 2008 y 2012. . . .	76
Figura 25. Historia del <i>fracking</i> en Colombia – principales hitos.	79
Figura 26. Histórico Reservas Probadas, Producción e Incorporación Anual de Gas.	83
Figura 27. Histórico de consumo final de energía y emisiones de CO_2 por combustible en Colombia para el año 2019	84
Figura 28. Distribución sectorial del consumo final de gas en Colombia para el año 2019	85





Índice de tablas

Tabla 1. Tipo de YNC, ubicación en Colombia e impactos socioambientales	18-19
Tabla 2. YNC en Colombia: reservas y cuencas con mayor potencial.	29
Tabla 3. Contratos de YNC en Colombia 2023	30-31
Tabla 4. Cruce de áreas protegidas, territorios de comunidades étnicas y ecosistemas estratégicos con contratos de YNC	33
Tabla 5. Estimaciones de las reservas de GMC en 2012	42
Tabla 6. Reservas probadas, probables y posibles de GMC a 31 diciembre de 2022.	43
Tabla 7. Estadísticas de los pozos perforados en el Bloque Amagá	57
Tabla 8. Resumen de la producción para cada uno de los pozos del Campo La Loma GMC	69-70





Siglas

ACP: Asociación Colombiana del Petróleo y Gas

ACIPET: Asociación Colombiana de Ingenieros
de Petróleos

ACLF: Alianza Colombia Libre de Fracking

ANLA: Autoridad de Licencias Ambientales

ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos

ANM: Agencia Nacional de Minería

CE: Consejo de Estado

CEPI: Contratos Especiales de Proyectos de
Investigación

CO₂: Dióxido de carbono

CONPES: Consejo Nacional de Política Económica
y Social

CPF: Centro de Facilidades de Producción

E&E: Exploración y Explotación

E&P: Exploración y Producción

GEI: Gases de Efecto Invernadero

GMC: Gas en Mantos de Carbón

ICA: Informe de Cumplimiento Ambiental

IPCC: Intergovernmental Panel on Climate
Change (Panel Intergubernamental de
Expertos sobre el Cambio Climático)

MADS: Ministerio de Minas y Energía

MME: Ministerio de Minas y Energía

NATURGÁS: Asociación Colombiana de Gas
Natural

PPII: Proyecto Piloto de Investigación Integral

PTARI: Planta de Tratamiento de Aguas
Residuales Industriales

SGC: Servicio Geológico Colombiano

TDR: Términos de Referencia

UPME: Unidad de Planeación Minero Energética

YC: Yacimientos Convencionales

YNC: Yacimientos No Convencionales







Prefacio

La Corporación Podion desde su Programa Socioambiental ha considerado pertinente investigar acerca de los impactos socioambientales derivados de la explotación de hidrocarburos, habida cuenta de que generan pasivos ambientales en perjuicio de los territorios y de sus habitantes. Estima igual de pertinente hacer la difusión de estos estudios.

Desde nuestra Corporación, hemos acompañado a las comunidades en sus manifestaciones y movilizaciones, utilizando acciones jurídicas y administrativas contra el *fracking* y la extracción de hidrocarburos de yacimientos no convencionales, por considerarlos altamente nocivos para la vida de las poblaciones y de sus lugares de vida. Nuestras acciones en estos campos las adelantamos en vínculo con la Alianza Colombia Libre de Fracking.

En Podion nos unimos a estas luchas con el convencimiento de que permitir la explotación de yacimientos no convencionales es abrir la puerta a un camino sin retorno al neo-extractivismo. Eso agravaría la crisis climática, afectaría el agua, el suelo y el aire y perpetuaría las violaciones a derechos humanos, evidenciadas en los casos similares de la explotación de carbón, de petróleo y de gas.

Esta investigación se titula *Yacimientos no convencionales en Colombia: análisis sobre la extracción de gas en mantos de carbón en la cuenca Cesar-Ranchería*, la elaboró la ingeniera ambiental Jenny Grillo González y ahonda en argumentos técnicos, ambientales y políticos orientados a prohibir la producción de gas comercial contenido en los *mantos de carbón*, un yacimiento no convencional que no utiliza la técnica de *fracking* en su sentido estricto, pero que sí genera impactos similares como sismicidad inducida y afectación a aguas subterráneas.

Colombia, por medio de sus gobiernos, ha explorado reservas de este gas en los departamentos de Boyacá, Santander, Cundinamarca, Risaralda y Antioquia, y ha permitido que la empresa Drummond Energy Inc. explote gas de este tipo de yacimientos en 15 pozos en la cuenca Cesar-Ranchería.

Esperamos que este documento se difunda ampliamente para contribuir a un conocimiento informado sobre los yacimientos no convencionales. Con ese propósito, además de imprimirla, la publicamos en nuestra página web: www.podion.org



Agradecemos a Agiamondo y a la Fundación Heinrich Böll Colombia su apoyo para llevar a cabo esta investigación. También, a las organizaciones de mujeres pertenecientes a distintos grupos étnicos por sus aportes en el análisis de impactos socioambientales en La Guajira. Estas organizaciones son: Movimiento Cesar Sin Fracking y Sin Gas (MCSFSG), Organización de Mujeres Afro-campesinas África en mi Tierra (OMAAAT) (Barrancas, La Guajira), Colectivo de Mujeres Afrodescendientes La Negrura (Barrancas, La Guajira), Grupo de Investigación La Negra Hosca (Barrancas, La Guajira), Red Municipal de El Paso, Mujeres Guerreras de La Sierra y a las Mujeres Indígenas del Resguardo Provincial.

Dr. Jaime H. Díaz A.
Director Corporación Podion





Introducción



En las últimas décadas la forma en que se produce energía es una preocupación mundial. La razón es que ella se genera, en su mayor parte, empleando grandes cantidades de combustibles de origen fósil, causantes de daños ambientales severos, irreparables e irreversibles. Una problemática desestimada por las empresas extractivas, gobiernos y sociedades enteras.

Es una realidad que las fuentes de energía fósil se agotan y que, para algunos, los yacimientos no convencionales de hidrocarburos (YNC) representan una solución al agotamiento de las reservas actuales de gas y petróleo proveniente de yacimientos convencionales (YC). La dependencia de los hidrocarburos como energéticos ha dado lugar a que gobiernos de diferentes países del mundo adelanten exploraciones, estimaciones y desarrollos normativos para viabilizar la producción de YNC. En especial, la producción de gas y de petróleo en lutitas, mediante técnicas como el *fracking*, mucho más costosas y agresivas para los ecosistemas y las comunidades locales.

En Colombia, las reservas de gas y petróleo no son ajenas a esta realidad mundial. Desde 2008, se están promulgando en el país políticas públicas, leyes y decretos que regulan la extracción de hidrocarburos de YNC y la técnica de fracturamiento hidráulico en lutitas. La explotación de estos yacimientos mediante *fracking* y otras técnicas de alto impacto ambiental representa un riesgo para los ecosistemas, las comunidades locales, las metas climáticas y la posibilidad de avanzar hacia una transición energética justa.

Activistas ambientales, sindicalistas, defensores de derechos humanos, científicos, políticos y comunidades étnicas han contribuido a visibilizar el riesgo que representa el *fracking*



para nuestro país, sobre todo, para la región del Magdalena Medio. Sin embargo, poco se ha hablado en la opinión pública del gas en mantos de carbón (GMC), uno de los YNC.

Desde 2007, la Empresa Drummond de Estados Unidos, que explota carbón en el sur del departamento del Cesar, viene haciendo de manera continua la exploración y extracción de GMC. Además, el Estado colombiano ha adelantado múltiples exploraciones de este tipo de yacimiento en otros departamentos como Boyacá, Santander, Risaralda, Antioquia y Cundinamarca. Este documento se concentra en estos yacimientos de GMC, de los que poco conoce la ciudadanía colombiana.

Este estudio es el resultado de una investigación cualitativa basada en el análisis, tanto de fuentes primarias, como de fuentes secundarias. Hace un permanente diálogo entre la información oficial y los conocimientos de las comunidades locales aledañas a los lugares donde se explotan o pretenden explotarse algunos YNC. Para recoger estos últimos conocimientos, diseñó grupos focales y entrevistas semiestructuradas, para recoger los aportes comunitarios.

El documento tiene tres capítulos:

- *YNC en Colombia y en el mundo*: presenta una síntesis de la información disponible de los YNC que hay en el país, su ubicación, los impactos socioambientales que producen en mujeres y comunidades étnicas, contratos y reservas.
- *GMC, actualidad y perspectivas*: describe en forma detallada los aspectos técnicos, normativos y ambientales del GMC, junto al análisis de caso del contrato de exploración y explotación de la empresa Drummond en la cuenca petrolera Cesar-Ranchería.
- *YNC y transición energética*: describe el marco legal vigente de los YNC y la búsqueda de su prohibición en Colombia. También, aborda los hallazgos relacionados con la explotación de YNC y su efecto en la postergación de la transición energética.

Al final del estudio, se encuentran conclusiones.

Esta investigación pretende aportar con información, argumentos y divulgación a la propuesta de moratoria petrolera en Colombia. Lo hace presentando casos internacionales y un análisis nacional sobre los probables impactos y proyecciones de una eventual explotación de YNC. Su contenido puede apoyar las acciones legales, administrativas y movilizadoras de las comunidades y de entidades tomadoras de decisiones en oposición al extractivismo y neo-extractivismo, en el contexto de la búsqueda de una transición energética y una transformación socioecológica justa y equitativa.

1.



Yacimientos no convencionales (YNC) en Colombia y en el mundo



1.1 ¿Qué son los YNC?

En general, un yacimiento es una concentración de hidrocarburos (gas, petróleo y agua) en el subsuelo constituida como una roca permeable (UNAM, 2022). El gas o petróleo se encuentra contenido entre los poros de la capa de roca, que se ubica a varios kilómetros (km) de profundidad bajo tierra. Un yacimiento puede ser *convencional* o *no convencional*.

Los YNC son bastante diferentes entre sí y, por esta razón, es difícil encontrar definiciones que entreguen características comunes a todos los existentes. Por ejemplo, hay diferentes técnicas de explotación de los YNC, se encuentran a diferentes profundidades, hay distintas características de porosidad de la formación y del aspecto del hidrocarburo. Sin embargo, estos yacimientos tienen en común su baja permeabilidad, lo que hace que su extracción sea más compleja y requiera de tecnologías y costos (económicos, sociales y ambientales) que, incluso, los hacen poco rentables (Van der Weijst, 2023).

En Colombia, la legislación define los YNC como “la formación rocosa con baja permeabilidad primaria a la que se le debe realizar estimulación para mejorar las condiciones de movilidad y recobro de hidrocarburos” (Decreto 3004 de 2013. Presidencia de la República, 2013).



1.2 Tipos de YNC

La normativa en Colombia, específicamente, el Decreto 3004 de 2013, definió los YNC como aquellos que incluyen: 1) gas y petróleo en arenas y carbonatos apretados, 2) gas metano asociado a mantos de carbón (GMC¹), 3) gas y petróleo de lutitas (*shale*), 4) hidratos de metano y 5) arenas bituminosas. Si bien el decreto enuncia los tipos de YNC, no ahonda en la definición de cada uno de ellos. El GMC es el único YNC definido en la normatividad colombiana, desde la expedición del Documento Conpes 3517 de 2008² (DNP, 2008). La definición de los demás YNC no está contenida en su marco regulatorio, sino en documentos técnicos de soporte de los decretos y resoluciones que se expidieron desde 2008.

1) Gas y petróleo en arenas y carbonatos apretados

Igual que en las lutitas, el gas y, en menor grado, el petróleo, se encuentran en rocas profundas (arenas o carbonatos) tan densas, que no pueden fluir de manera espontánea hacia los pozos. Necesitan fracturamiento hidráulico multietapa con perforación horizontal/direccional. La ubicación de estos yacimientos es compleja, debido a su geología. Esto hace, además, que la exploración de estos yacimientos sea técnicamente compleja y económicamente muy costosa y arriesgada. Por estas razones, estos yacimientos no han recibido tanta atención como el petróleo y gas en lutitas (Vargas, 2012 y Naik, 2003).

2) Gas metano asociado a mantos de carbón

En comparación con los demás tipos de YNC, el GMC tiene la característica de ser absorbido en los microporos del carbón, al encontrarse a menores profundidades con respecto a la superficie. Aunque el fracturamiento hidráulico es esencial para el desarrollo del gas asociado a lutitas, este no es siempre el caso para obtener GMC, ya que, en este tipo de depósitos, la perforación horizontal a lo largo de la capa de gas conduce a menudo a un drenaje efectivo (CGR, 2018).

1 Su nombre en inglés es Coal Bed Methane, de manera que su sigla conocida en ese idioma es CBM.

2 Conpes es la sigla del Consejo Nacional de Política Económica y Social. El Departamento Nacional de Planeación (DNP) lo define como “la máxima autoridad nacional de planeación y se desempeña como organismo asesor del Gobierno en todos los aspectos relacionados con el desarrollo económico y social del país” Indica que para “lograrlo, coordina y orienta a los organismos encargados de la dirección económica y social en el Gobierno, a través del estudio y aprobación de documentos sobre el desarrollo de políticas generales que son presentados en sesión”. De allí que se llamen a este tipo documentos como *Documentos Conpes*.

3) Gas y petróleo de lutitas

Se les conoce más con su nombre en inglés: respectivamente, *shale gas* y *shale oil*. Se trata de petróleo y de gas atrapados en una roca de origen arcilloso (lutitas) a gran profundidad. Son tan compactos, que no pueden fluir hacia los pozos de extracción. Para extraerlos, se necesita de fracturamiento hidráulico, que crea fisuras en la roca.

Por las fisuras, el hidrocarburo fluye hacia los pozos, pero solo en distancias cortas. Por lo mismo, se necesita de perforación horizontal multietapa, lo que permite generar muchas fracturas en un solo pozo. Aun así, las fisuras tienden a cerrarse y la producción declina en estos pozos rápidamente: por lo general, en un periodo que abarca de dos a tres años, cae en un 80 %. Por lo mismo, el *fracking*, para que se considere productivo, requiere de cantidades muy grandes de pozos (ACLF, 2023).

4) Hidratos de metano

Los hidratos de metano son cristales de hielo formados por una molécula de gas rodeada de moléculas de agua. Se forman en ambientes donde hay poco oxígeno, alta presión y frío, condiciones que se encuentran, normalmente, en el fondo del mar o cerca a los polos (Kvenvolden, 1988, Vargas, 2012, Popescu et al., 2006, Anderson, 2014).

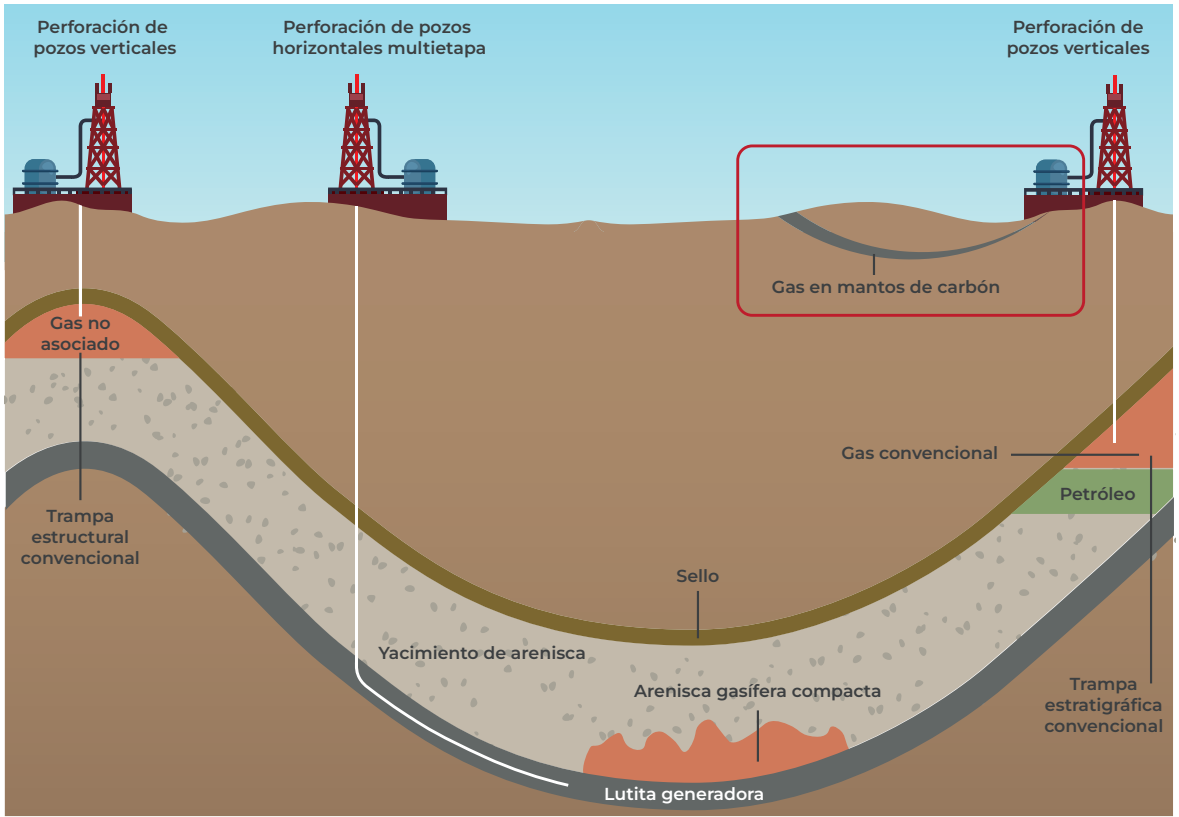
5) Arenas bituminosas

Son residuos de vida orgánica que se presentan en forma de impregnaciones viscosas (betún) en arenas, principalmente. Los depósitos se forman, a menudo, en la superficie o cerca de la superficie, donde entran en contacto con la atmósfera, los acuíferos superficiales o el agua superficial (Chillingarian y Yen, 1978). Las capas más superficiales son explotadas mediante técnicas mineras a cielo abierto a escalas gigantescas. La explotación a más de 200 metros de profundidad requiere de inyección de vapor de más de 500 °C para hacer el bitumen menos viscoso y así permitir su bombeo hacia la superficie (ACLF, 2023).

La **figura 1** muestra algunos tipos de YNC y su explotación en el subsuelo. La **tabla 1** enuncia los tipos de YNC, su explotación, ubicación en Colombia y principales impactos socioambientales.



Figura 1. Tipos de YNC y sus técnicas de explotación. En la figura, no se encuentran hidratos de metano, ni arenas bituminosas, debido a que sus técnicas de explotación son sustancialmente diferentes a las de los demás yacimientos: el primero se encuentra en el océano y el segundo se explota como minería a cielo abierto.



Fuente: figura adaptada de McCarthy *et al.*, 2011.

Tabla 1. Tipo de YNC, ubicación en Colombia e impactos socioambientales

Tipo de YNC	Distribución geográfica aproximada	Impactos de la explotación de los YNC en los territorios
Gas y petróleo en arenas y carbonatos apretados	La información disponible (incompleta y con muchas incertidumbres) apunta a que las mayores reservas se encuentran en las cuencas Llanos Orientales, Caguán-Putumayo, Cordillera Oriental y Vaupés, seguidos por el Valle Superior, Medio y Bajo del Magdalena.	Contaminación de aguas superficiales y de acuíferos, con hidrocarburos, con químicos usados durante el <i>fracking</i> y con los fluidos de retorno. Estos últimos contienen los químicos usados durante el fracturamiento hidráulico y cantidades tóxicas de sales y material radioactivo recogidos a gran profundidad. Escasez de agua, por el consumo decenas de millones de litros por pozo y por la gran cantidad de pozos. Sismicidad inducida (véase figura 2).
Petróleo y gas de lutitas	Llanos Orientales, Cordillera Oriental y Vaupés-Amazonas. Cuencas con otros yacimientos substanciales son el Valle Medio del Magdalena, Valle Inferior del Magdalena, Caguán-Putumayo y Sinú-San Jacinto.	



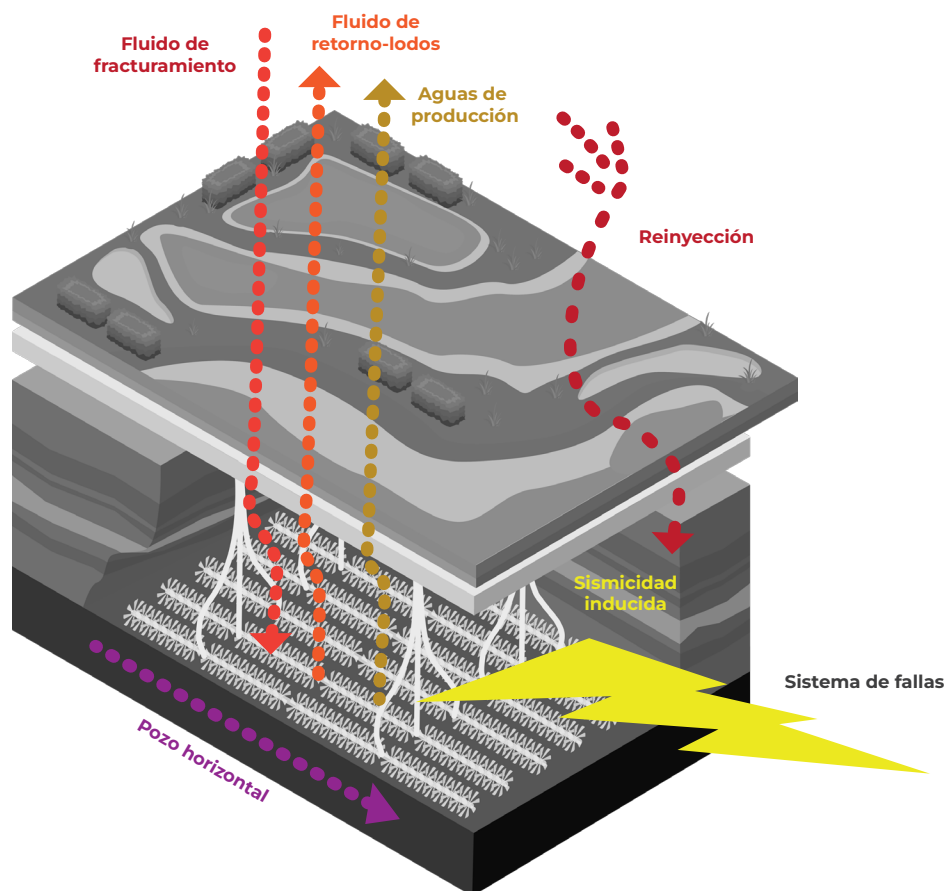
Tipo de YNC	Distribución geográfica aproximada	Impactos de la explotación de los YNC en los territorios
Gas en mantos de carbón	Bloque Amagá, entre Caldas y Antioquia; Boyacá, La Guajira y Cesar. Cuencas Sinú-San Jacinto, Cesar-Ranchería y Valle Medio del Magdalena.	El hecho de que el gas en mantos de carbón se encuentre a menores profundidades implica contaminación y desecamiento de acuíferos de agua dulce que están, por lo general, a un nivel superficial. La protección del agua subterránea requiere de integridad de los pozos, allí donde la integridad del revestimiento superficial es crítica, en especial, entre los 100 y los 1.000 metros.
Hidratos de metano	Costas del Mar Caribe y del Pacífico. De la península de La Guajira, hasta Córdoba. En el Pacífico, están frente a las costas del Chocó (altura de Quibdó/ Nuquí) y van hasta Nariño (Tumaco).	Perturbación a gran escala de ecosistemas marinos, liberación de gigantescas cantidades de metano a la atmósfera, impactos sobre la actividad pesquera, riesgo de maremotos tras la extracción. Fugas de metano (Anderson, 2014). Alto consumo de energía, ya que se requiere calor y fuerza en las bombas para extraer el agua y descomponer el hidrato de metano (ACIPET, 2023).
Arenas bituminosas	Cordillera Oriental, en Boyacá, Santander y los departamentos de Cundinamarca y sus respectivas zonas de piedemonte, tanto en el Alto como en el Medio Valle del Magdalena, Putumayo (macizo de Garzón) y partes del Meta (La Macarena) y Casanare.	Contaminación de aguas superficiales y acuíferos con hidrocarburos y los productos que restan del procesamiento del bitumen. Cambio irreversible de paisajes y ecosistemas por las grandes superficies que deben ser minados. Contaminación de aire con productos químicos y polvo (ACLF, 2023). La explotación de arenas bituminosas implica uso de áreas extensas, el uso de grandes cantidades de agua, consumo de grandes cantidades de energía. El procesamiento de arenas bituminosas para combustible requiere tecnología muy compleja y un proceso de refinamiento que consume gran cantidad de energía (ACIPET, 2023)

Fuente: elaboración propia a partir de datos de Vargas (2012), ACLF (2023) y ACIPET (2023).



1.3 Distinciones entre YNC y *fracking*

Figura 2. Esquematzación de aspectos ambientales del *fracking*



Fuente: Adaptado de Bertinat, Svampa, OPS, Ochandia, Viale, 2014.

Es necesario ver con claridad qué son los YNC y qué es el *fracking* para distinguirlos entre sí: los YNC son el grupo de yacimientos expuestos en el numeral 1.2, que se caracterizan por tener baja permeabilidad. El *fracking*, o fracturamiento hidráulico multietapa con perforación horizontal/direccional es una técnica usada de manera amplia para extraer YNC, principalmente para petróleo y gas en lutitas.

El *fracking* se hace inyectando en estas rocas profundas y compactas un líquido a gran presión. La presión es tan fuerte, que la roca se fractura y, debido a las fracturas o grietas creadas, el petróleo o el gas pueden fluir hacia el pozo y ser llevados a la superficie. Tras perforar el primer tramo del pozo, que es vertical, el taladro perfora un tramo horizontal y sigue la dirección de la capa de la roca en la que se encuentran el petróleo o el gas. La perforación horizontal se hace en varias etapas (tramos cortos de entre 1 y 3 km de largo).



1.4 Los YNC: su explotación en el mundo

La explotación de hidrocarburos provenientes de YNC no era de interés antes de 2001, pues, la producción de hidrocarburos en los YC mantenía un precio estable por barril de petróleo que variaba entre 20 y 30 dólares (Arroyo y Perdriel, 2015). Este panorama cambió en el periodo comprendido entre 2001 y 2010.

Hubo varios acontecimientos en esos años que condujeron a un aumento de los precios históricos del petróleo. En particular, se recrudeció la situación sociopolítica en Medio Oriente ante las invasiones lideradas por Estados Unidos en Afganistán e Irak, la confrontación política de Estados Unidos con Venezuela, y la Primavera Árabe. El petróleo alcanzó a cotizarse en más 130 dólares el barril (Portafolio, 2008).

Ante los precios altos en la cotización del barril de petróleo, varios países, entre ellos, Canadá, Rusia, China y Estados Unidos, comenzaron a promulgar políticas y programas orientados a conseguir la autosuficiencia energética y a reducir su dependencia de los hidrocarburos provenientes de los países árabes, africanos o de América Latina. En ese contexto, se tomaron medidas para permitir el desarrollo de los YNC.

Dichas medidas se orientaron a flexibilizar las leyes y normas ambientales. Por ejemplo, en los Estados Unidos, se promulgó en 2005 la *Energy Policy Acts*, una ley federal que exime a las empresas petroleras de cumplir leyes que protegen la naturaleza: la Ley de Aire Limpio, la Ley de Agua Limpia o la Ley de Agua Potable (Roca, 2020), entre ellas.

Luego, vino el impulso tecnológico en la *fracturación hidráulica y perforación de pozos horizontales/direccionales*, lo que se conoce, popularmente, como *fracking*³. Eso se consolidó como técnica para extraer gas y petróleo en lutitas y permitió que la producción aumentara y que la explotación de este tipo de yacimientos fuera rentable en Estados Unidos, en especial, para aquellos campos gasíferos de alto poder calórico (Arroyo y Perdriel, 2015). Importante

3 La tecnología de desarrollo de yacimientos no convencionales a través de la fractura de roca no porosa e impermeable, mediante inyección a alta presión de compuestos de agua, arena y químicos, fue desarrollada desde principios de los años ochenta por el ingeniero estadounidense George Mitchell, el cual durante más de una década desarrolló y perfeccionó esta tecnología sobre el reservorio Barnett en Texas, Estados Unidos. El emprendimiento contó con el apoyo del Departamento de Energía a través del Proyecto Eastern Gas Shales, el cual fomentó por catorce años esta investigación tecnológica con un presupuesto de cerca 137 millones de dólares.



precisar que, en estas pretensiones, junto al *fracking*, coadyuvaron los altos precios del gas natural *Henry Hub* cercanos a 9 dólares/MMbtu en 2005 e incentivos fiscales en la perforación.

Se consolidaron, entonces, la puesta en marcha y la utilización del *fracking* para la extracción del petróleo y gas de lutitas en los Estados Unidos, lo que generó dos realidades globales: una, la extensión de esta técnica en países como Australia, China, Canadá y Argentina, que poseen potenciales reservas en estos yacimientos; otra, la réplica de dinámicas que permitieron el desarrollo de los YNC en los Estados Unidos, al tiempo con la publicación de leyes o normas en países que tuvieran algún mínimo de reservas (Colombia, Bolivia y Chile), orientadas a atraer inversión y desarrollar los yacimientos petroleros. Son ejemplo de esas leyes, la que reduce de pago de regalías, o la que permite a las empresas contar con exenciones tributarias si construyen obras.

En dicho contexto con respecto al gas en mantos de carbón (GMC), **Estados Unidos** había entrado para comienzos de los años 90 en una etapa de madurez y tenía miles de pozos en producción. La mayoría de esos pozos, en la cuenca de San Juan, en Colorado, Nuevo Méjico (Montañas Rocosas), que aportaban más del 50 % al total de la producción del país.

Ese aporte se logró por el estímulo que recibieron las compañías en los años 80, cuando se introdujo una política de exención de impuestos. Con esta política, las compañías recibirían ganancias, no solamente por la venta del gas, sino, también, por dicha exención, lo que condujo al aumento del número de pozos y a mejorar en forma notable la tecnología utilizada. En tal forma, cuando se retiraron los apoyos por impuestos, las mejoras tecnológicas permitieron que la industria del GMC se mantuviera sin los subsidios y siguiera creciendo (Mariño, 2015).

En la actualidad, hay más de 8.000 pozos produciendo gas asociado al carbón. Las cuencas con mayores producciones de gas están en las Montañas Rocosas y en los Apalaches, sobre todo, en los Estados de Colorado, Nuevo México, Wyoming y Alabama (UPME, 2016).

En Alberta, **Australia**, la producción comercial de GMC se dio a partir de 2002. En 2005, se perforaron más de 1.600 pozos y, ese mismo año, se conectaron más de 3.100 pozos (el doble de la actividad de 2004). Desde 1991, el país cuenta con la norma IL-91-1, resultado de un esfuerzo por reconocer y aclarar parte de la incertidumbre que rodeaba lo que entonces era un “nuevo recurso” y delinear algunos parámetros regulatorios preliminares hasta que se desarrollara una legislación, o una política más completa, después de las pruebas de producción. Si bien el Departamento de Energía de Alberta, *Alberta Energy*, examinaría y monitorearía la actividad de GMC, no fue sino hasta 2006 que se desarrolló una regulación

específica, o una regulación dirigida a gases poco profundos, que incluiría la extracción de GMC (Griffiths *et al.*, 2007).

El desarrollo normativo de cada país se ha enfocado en la aplicación del *fracking* como técnica para explotar ciertos YNC. En cada uno, influyen aspectos diferenciados en la formulación de esta normatividad: avances en la legislación ambiental y de hidrocarburos, dependencia de los ingresos petroleros, necesidad de no importar petróleo y gas, resistencia a la transición energética; también, prioridades de crecimiento económico en los que estos intereses priman sobre restricciones de tipo ambiental y social. En el caso colombiano, el desarrollo normativo tiene un especial auge a partir de 2012, cuando se expidieron normas técnicas del Ministerio de Minas y Energía (MME); después, se trazaron lineamientos para su licenciamiento ambiental.

En cinco países de Latinoamérica (Colombia, México, Brasil, Chile y Argentina), ya existen políticas o normas que promueven y regulan los YNC, con diferentes grados de profundidad y detalle. Estos países, aunque tienen obligaciones legales en materia de derechos humanos, protección del medio ambiente y cambio climático, no están implementando medidas efectivas para evitar los daños graves e irreversibles que implica la técnica del *fracking*. Por el contrario, las normas nacionales se han modificado para abrir las puertas y facilitar el acceso de esta técnica a los territorios, como ocurrió en el caso de **México**, mediante la Reforma Energética de 2013 (que incluye la explotación de arenas compactas) y del proyecto de Ley General de Aguas: con esta ley se planea seguir usando agua para hacer *fracking*, gracias a una redacción del artículo 220 que deja abierta esta posibilidad; **Argentina**, por medio de la reforma a la Ley de Hidrocarburos en 2014 se abrió la posibilidad de rentabilizar nuevas fronteras petroleras en el país con Vaca Muerta, formación de lutitas con enormes cantidades de recursos de YNC, como eje (Alianza Latinoamericana Frente al Fracking, 2016).

1.4.2 Políticas de prohibición en algunos países referenciales

Promovida fuertemente por Estados Unidos, la explotación de hidrocarburos provenientes de YNC mediante el *fracking* ha buscado expandirse en varios países del continente, aunque ninguno de ellos posee un conocimiento integral de sus riesgos, los daños graves e irreversibles que puede ocasionar en la salud de las personas y el ambiente, ni de cómo prevenirlos o mitigarlos (Alianza Latinoamericana Frente al Fracking, s.f.). Frente a esto, decenas de países, regiones, municipios y comunidades han prohibido o declarado moratoria al



fracking utilizando mecanismos legales y administrativos basados en el *principio de precaución*⁴. Justamente, América Latina se encuentra en ese debate.

En conjunto, en Europa, América y Oceanía, se han presentado 15 casos de moratoria o prohibición del *fracking*⁵ que han avanzado bajo los siguientes argumentos (véase Aidun, Giunta y Clínica de Protección Ambiental de la Universidad de Yale, 2019):

- El riesgo grave que corren el agua superficial, el agua subterránea, el aire y el suelo.
- La incertidumbre que tiene la ciencia en relación con el *fracking* y la magnitud de los impactos de la técnica en la salud pública.
- La incertidumbre sobre la eficacia de las medidas que se toman en la explotación de hidrocarburos para prevenir estos impactos.

En **Francia**, el movimiento anti*fracking* sumó más de 260 activistas y 30.000 manifestaciones y protestas (Aidun, Giunta y Clínica de Protección Ambiental de la Universidad de Yale, 2019). Todo eso presionó para que, en 2011, el Parlamento francés abordara la discusión prohibiendo la utilización del *fracking*. Además, en 2017, por iniciativa del gobierno entrante de Emmanuel Macron, se prohibió toda extracción nueva de hidrocarburos convencionales y no convencionales en el territorio francés, en desarrollo de su política de transición energética hacia fuentes limpias (Comisión Interdisciplinaria Independiente, 2019).

El 18 de enero de 2012, siguiendo el ejemplo de Francia, **Bulgaria** se convirtió en el segundo país europeo en prohibir el *fracking*, después de una multitudinaria protesta en 20 ciudades de todo el país. En **Irlanda del Norte**, en 2015, con su Política de Ordenamiento Territorial Estratégico, el ministro de Ambiente señaló que no se debían desarrollar operaciones de *fracking* para extraer YNC hasta que se conociera más de sus impactos potenciales.

En julio de 2015, el gobierno de **Holanda** anunció una moratoria hasta 2020 en la expedición de permisos para explorar o producir gas con propósitos comerciales utilizando *fracking*. En 2017, **Alemania** suspendió hasta 2021, como resultado de una negociación política para conformar un nuevo gobierno y a instancias del Partido Verde, las licencias de producción comercial de hidrocarburos mediante técnicas no convencionales y autorizó a cada estado federal a expedir hasta cuatro permisos para exploración y extracción experimental.

4 En términos generales, el *principio de precaución* consiste en que, ante el riesgo de un daño grave o irreversible y ante la falta de certeza científica, los tomadores de decisión deben adoptar medidas proactivas para proteger la salud de las personas y el ambiente.

5 Los casos corresponden a: Francia, Bulgaria, Irlanda del Norte, Escocia, Gales, Países Bajos, Tasmania (Estado insular y rural de Australia), Provincia de Quebec (Canadá), Estado de Vermont (Estados Unidos), Estado de Nueva York (Estados Unidos), Estado de Maryland (Estados Unidos), condado de Monterrey, California (Estados Unidos), pueblo indígena Chippewa de Turtle Mountain (Estados Unidos), pueblo indígena Banda Oriental de los Cherokee (Estados Unidos).

Recientemente, tanto el Partido Liberal –socio menor de la coalición de socialdemócratas y verdes–, como la federación de la industria alemana han hecho llamamientos públicos al levantamiento de la moratoria al *fracking* en el contexto de la guerra entre Rusia y Ucrania.

Algunos estados de **Estados Unidos** y comunidades nativas americanas reconocidas federalmente por el Estado han prohibido o restringido el *fracking*. Por ejemplo, en **Pittsburg, Pensilvania**, ubicado sobre el *Marcellus Shale*, formación de gas de esquisto de gran interés para su explotación, se prohibió, mediante ordenanza la extracción comercial de gas natural de ese yacimiento para prevenir que el *fracking* dañe el ambiente y la salud de sus residentes.

En **Australia**, han sido significativos los avances en la exploración de GMC. La intensa explotación del carbón y sus efectos ambientales han llevado al gobierno a establecer un mecanismo de costos por producción de carbón (*carbón pricing mechanism*) que incluye el cobro de 23 dólares por tonelada de dióxido de carbono (CO₂) producido. La razón, disminuir emisiones y forzar adelantos tecnológicos que ayuden en esa reducción mediante la quema o utilización del gas metano.

Algunos de los países que han prohibido, suspendido, retrasado o limitado el *fracking* lo han hecho porque tienen economías desarrolladas que no dependen de la producción de hidrocarburos. También, porque esas decisiones no afectan su seguridad energética, dado que tienen acceso a una matriz diversificada. Esas decisiones se han apoyado en investigaciones científicas exhaustivas, desarrolladas a instancias estatales. En estos casos, la política electoral ha sido determinante en limitar la producción de YNC y ocurrió en Colombia a partir de 2022 con el gobierno de Gustavo Petro, que ha apoyado el proyecto de ley que busca prohibir el *fracking* y la explotación de YNC de hidrocarburos.

1.4.3 Impactos sociales y ambientales de los YNC en algunos países referenciales

Los estudios sobre impactos socioambientales ocasionados por la explotación de YNC se han concentrado en la exploración y explotación de petróleo y gas en lutitas (*shale oil* y *shale gas*), debido al desarrollo de la técnica del *fracking* y a un mayor número de reservas explotadas con respecto a otros YNC.

En 2014, Estados Unidos, Canadá, China y Argentina eran los únicos países en el mundo que estaban produciendo volúmenes comerciales de gas natural proveniente de estas formaciones (U.S. EIA, 2015). Un estudio de caso detallado en el Estado de Texas (Scanlon & Nicot, 2014) concluyó que en 2009 hubo un descenso de 31 a 61 metros en los niveles de los acuíferos del 6 % de una superficie en Texas, debido al incremento de actividades de estimulación hidráulica.

Por otra parte, **Argentina**, en particular, las provincias de Neuquén y Mendoza, es el lugar de América Latina donde la extracción de hidrocarburos provenientes de lutitas mediante



fracking se comenzó a implementar con grandes beneficios tributarios para las empresas, con flexibilización en las normas ambientales, mientras generaban impactos irreparables en la naturaleza de dichas provincias; así lo han documentado organizaciones como el Observatorio Petrolero del Sur o la Fundación Ambiente y Recursos. Los impactos van desde la ocurrencia de derrames, incendios, explosiones, venteos de gas no autorizados, pérdida de elementos radiactivos y accidentes en el traslado de desechos que contaminan el agua superficial y subterránea, hasta expansión de basureros petroleros que implican riesgos de afectación al agua y suelo (Alianza Latinoamericana Frente al Fracking, 2016).

En materia de derechos humanos, en Argentina, se ha vulnerado el derecho a la información, en la medida en que se han ocultado a la ciudadanía contratos y acuerdos públicos, y el derecho a la participación de comunidades y poblaciones a las que se les han afectado su ambiente y lugares de trabajo. Además, se han reprimido comunidades afectadas y criminalizado la protesta social.

En **China**, país con una población de casi 1.300 millones de habitantes y actividades económicas arraigadas, como la agricultura y la industria, que es creciente, se ven aumentados los niveles de estrés hídrico en algunas provincias por la alta demanda de agua para la técnica del *fracking*. Eso ocurre, sobre todo, en época de sequía: por ejemplo, en esa época del año, el consumo promedio de agua para los pozos perforados en la Provincia de Sichuan varió entre 18.000 y 43.000 m³ (C&E, 2015).

En resumen, son desmedidos el uso de agua para la perforación de pozos horizontales y para el fracturamiento hidráulico, y la contaminación de agua con los fluidos de retorno. Pero, además de eso, la técnica del *fracking* puede generar *sismicidad inducida* por la inyección en el subsuelo, a enorme presión, de agua, arena y químicos; *contaminación* de agua y lodos con elementos radiactivos naturales presentes en el subsuelo, que pueden generar graves impactos a la salud por sus efectos cancerígenos. Finalmente, *emisiones* de metano, compuestos orgánicos volátiles, material particulado y polvo de sílice que contaminan el aire y profundizan la crisis climática (ACLF, 2020).

Es alarmante el caso de la explotación de arenas bituminosas o *tar sands* en **Alberta, Canadá**. El producto obtenido es un betún rico en crudo, que debe separarse de las arenas de alquitrán, o como el gobierno canadiense prefiere llamarlas, “arenas de petróleo”. A diferencia del crudo que se extrae en pozos petroleros, el bitumen requiere una operación de minería a cielo abierto, en la que grandes extensiones se lavan con una mezcla de agua y sustancias químicas para separar el betún de una mezcla de arena y arcilla.

En comparación con lo que ocurre con el petróleo convencional, para extraer y procesar el bitumen se requieren altas cantidades de agua. Extraer el betún y procesarlo es una operación muy intensiva desde el punto de vista energético. Grupos ambientalistas señalan, también, que las arenas de alquitrán se encuentran debajo de más de 140.800 kilómetros

cuadrados (km²) de bosques y humedales y que, además de que se deforestarían grandes áreas al querer incursionar en esa explotación, podrían contaminarse los bosques con aguas residuales tóxicas (Adkin, 2018).

1.4.4 Impactos diferenciados de la explotación de YNC en mujeres y pueblos étnicos

En la formación geológica conocida como **Vaca Muerta**, en **Argentina**, se da uno de los casos en los que la explotación de YNC en Latinoamérica ha afectado a comunidades étnicas. Vaca Muerta tiene una superficie de 30.000 km² y atraviesa, mayormente, la provincia de Neuquén, Río Negro, una parte de Mendoza y La Pampa. Su trascendencia geopolítica se reveló en 2010, con el descubrimiento de *shale gas* y *shale oil* (Acacio y Wyczykier, 2021). Las comunidades indígenas Mapuche han encabezado en el país los cuestionamientos a la actividad petrolera, puesto que esta explotación las ha afectado de modo sustantivo. Las empresas han avanzado hacia zonas no explotadas anteriormente (Svampa, 2013). No es para menos ese cuestionamiento, ya que la explotación convencional posee allá un gran historial de casos de contaminación en territorios comunitarios y de avasallamiento de los derechos de los pueblos originarios.

La crítica indígena a la explotación de YNC está sustentada en la experiencia vivida por la comunidad Gelay Ko, en el centro de la provincia de Neuquén. En el territorio de dicha comunidad, la empresa Apache hizo el primer pozo en 2011. Según las comunidades, la muerte por problemas respiratorios de Cristina Linkopan en 2013, mujer que lideraba la resistencia al ingreso de la empresa Apache, es el antecedente más doloroso y emblemático del conflicto. Después, las comunidades indígenas tuvieron dificultades para adelantar en laboratorios privados estudios orientados a determinar la causa de las dolencias. A eso se sumó que no se hacían mediciones de contaminación de aire, tierra y suelo. Además, denunciaban que otros integrantes de la misma comunidad sufrían los mismos síntomas respiratorios.

Es relevante, también, el caso de la explotación de arenas bituminosas en **Athabasca, Alberta, Canadá**, analizado con la lupa de ecología política feminista por Laurie Adkin (Adkin, 2018), de la Universidad de Toronto. La autora recalca las desigualdades en el desarrollo de los que, ella llama, *petroestados del primer mundo*. Dice que ellos se ajustan a patrones marcadamente racializados y de género que, en la práctica, no se mencionan en los relatos dominantes sobre el desarrollo de arenas bituminosas en Canadá (la segunda reserva de petróleo más grande del mundo). Uno de los impactos estudiados es la alteración de los roles de género en las comunidades ubicadas en las ciudades con un auge de actividades extractivas:

Las mujeres están sobrerrepresentadas en ocupaciones peor remuneradas que replican el trabajo reproductivo a nivel comunitario más amplio, como el cuidado infantil a domicilio, los servicios



de limpieza industrial y el sector sin fines de lucro; mientras que los trabajadores de la industria petrolera son, en cantidades abrumadoras, hombres (Adkin, 2018).

En 2016, Canadá era el mayor proveedor de petróleo crudo de Estados Unidos, lo que sitúa la explotación del petróleo y el gas de Alberta en la esfera de seguridad económica y militar del país estadounidense. Este desarrollo económico del país, basado en la extracción de recursos, ha perturbado, socavado y transformado las circunstancias de las comunidades indígenas. La extracción de arenas bituminosas ha alterado miles de kilómetros cuadrados y, según una estimación del Gobierno canadiense, se ha recuperado menos del 1 % de los 50.000 km² minados. Una de las preocupaciones más importantes es la salud del agua: las comunidades indígenas manifiestan tener miedo de beber agua o de comer pescado. Muchas personas de la comunidad ven ahora la tierra, que históricamente formó la base de la vida y el sustento en la región, como la fuente de un daño ambiental significativo.

En contraposición a los efectos negativos de esta actividad, las comunidades se han fortalecido y liderado la gobernanza ambiental. En febrero de 2008, 43 comunidades indígenas de Alberta se reunieron y aprobaron una resolución que establecía que no se debían aprobar nuevos proyectos de arenas petrolíferas hasta que se hubiera implementado y aprobado un plan integral de gestión de la cuenca del río Athabasca. Entre las más activas en esta lucha, están la Primera Nación Mikisew Cree y la Primera Nación Athabasca Chipewyan, de Fort Chipewyan:

Este escenario de David y Goliat ha atraído la atención en todo el mundo, capturando la imaginación y la preocupación de celebridades, científicos galardonados y autores; ha impulsado la creación de un panel federal de investigación sobre el monitoreo de la calidad del agua y ha llevado a audiencias con el Comité Permanente de las Naciones Unidas sobre los Derechos de los Pueblos Indígenas (Adkin, 2018).

1.5 Los YNC en Colombia

1.5.1 El potencial técnico de explotación de YNC

Es importante mencionar que la estimación de reservas de YNC en Colombia no es exacta. Para determinar esas reservas con claridad, hacen falta información de naturaleza geológica y geoquímica que no se tiene a la fecha. Justamente, por eso, Colombia ha proyectado y ejecutado campañas de exploración para conocer más sobre estos yacimientos y sobre su potencial económico. La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) ha adelantado exploración sísmica y registros en pozos en los casos de hidratos de metano, petróleo y gas en lutitas y de arenas y carbonatos apretados.

Sobre los **hidratos de metano**, la base de datos petroleros de la ANH reveló 807 líneas sísmicas (alrededor de 39.000 km) y 24 pozos con sus registros correspondientes. La explotación se realizaría mar afuera (*off shore*). Los depósitos, según estimaciones de esta agencia, tendrán más de seis millones de hectáreas (seis veces el área de la ciudad de Bogotá). Las reservas estimadas en Colombia (Vargas, 2012) se encuentran entre 4,89 trillones de pies cúbicos (*trillion cubic feet*, TCF) y 75,63 TCF. Con respecto a arenas bituminosas, señala la ANH, los depósitos tendrán un área total de 125,1 ha. La cuenca de la Cordillera Oriental (Piedemonte llanero), tendría la mayor cantidad.

Las estimaciones de **gas en lutitas** en Colombia ascienden a más de 2.000 TCF y las de petróleo superan los 157 mil millones de barriles y las cuencas con mayor potencial son Llanos Orientales, Cordillera Oriental y Sinú San Jacinto.

En materia de **gas y petróleo en arenas y carbonatos apretados**, las estimaciones de la ANH contienen datos de 435 pozos. La información sobre pozos permitió identificar que las cuencas con mayor concentración de gas de arenas compactas fueron el Valle del Magdalena Medio, el Valle del Alto Magdalena y el Sinú - San Jacinto, los Llanos Orientales, Caguán - Putumayo y Cordillera Oriental. Los valores en gas en el país ascienden a 43,7 TCF.

La **tabla 2** compila las estimaciones de reservas por YNC (Vargas, 2012). Es importante aclarar que las unidades estándar en las que se miden las reservas de gas están dadas en TCF y las de petróleo, en millones de barriles (MMbbl):

Tabla 2. YNC en Colombia: reservas y cuencas con mayor potencial.

YNC	Reservas	Cuencas con mayor potencial
Hidratos de gas	De 4,89 a 75,63 trillones de pies cúbicos.	Mar frente a Chocó y Guajira, Sinú y Tumaco.
Gas en mantos de carbón	De 0,75 a 77,5 trillones de pies cúbicos.	Sinú - San Jacinto Cesar – Ranchería, Alto Magdalena y Medio Magdalena
Arenas bituminosas	6,83 a 156 millones de barriles.	Cordillera oriental, llanos orientales, Valle Medio del Magdalena, Alto Magdalena, Caguán - Putumayo
Petróleo en lutitas	De 3.090 a 157.523 millones de barriles.	Llanos Orientales, Cordillera Oriental, Caguán – Putumayo.
Gas en lutitas	De 33,7 a 2.050,6 trillones de pies cúbicos.	
Gas, arenas y carbonatos apretados	De 0,9 a 43,7 trillones de pies cúbicos	Llanos Orientales, Cordillera Oriental, Caguán – Putumayo.

Fuente: elaboración propia con base en datos de Vargas, 2012.



Es necesario que las comunidades locales conozcan cuáles son las cuencas con mayor potencial (véase tabla 2), para que, aquellas que las habitan, adviertan el riesgo que significa ese hecho para sus territorios. La explotación de YNC acarrea impactos socioambientales y, además, Colombia no cuenta aún con una legislación que prohíba esa explotación.

1.5.2 Estado actual de la explotación de los YNC: proyectos y contratos

Según el listado de las áreas asignadas que presenta el Mapa de Tierras de la ANH (2023)⁶, existen nueve contratos relacionados con YNC: siete son de exploración y producción y dos, Contratos Especiales de Proyectos de Investigación (CEPI) relacionados con los Proyectos Piloto Integrales de Investigación (PPII). Estos bloques suman 849 mil hectáreas, en las cuencas Cesar-Ranchería (CR) y Valle Medio del Magdalena (VMM).

Los contratos relacionados con GMC son de Drummond Energy y están ubicados en los bloques La Loma, CR2, CR3 y CR4 y se describen en la **tabla 3** y en la **figura 3**. La información sobre estos contratos se dará en el capítulo 2. En la **figura 3**, se observa el bloque “Amagá GMC”, reservado por el Estado para explorar GMC, pero, no se encuentra en el listado de contratos.

Tabla 3. Contratos de YNC en Colombia al año 2023

CONTRATO	TIPO CONTRATO	ESTADO ÁREA	OPERADOR	CUENCA SEDIMENTARIA	PROCESO	ÁREA EN HECTÁREAS
ADICIONAL LA LOMA	Exploración y Producción (E&P)	Exploración	Drummond Energy, Inc.	Cesar-Ranchería	Contratación directa	145.811,4
CR 2	Exploración y Producción (E&P)	Exploración	Drummond Energy, Inc.	Cesar-Ranchería	Open Round 2010	157.235,8
CR 3	Exploración y Producción (E&P)	Exploración	Drummond Energy, Inc.	Cesar-Ranchería	Open Round 2010	185.374,5
CR 4	Exploración y Producción (E&P)	Exploración	Drummond Energy, Inc.	Cesar-Ranchería	Open Round 2010	234.882,5
KALÉ	Contrato Especial Proyecto Investigación (CEPI)	CEPI	Ecopetrol S.A.	Valle Medio del Magdalena (VMM)	CEPI	455,9

6 Dice la ANH: “[e]l estado de las áreas en Colombia [en materia de hidrocarburos] se representa gráficamente en el Mapa de Tierras, (...) actualizado periódicamente. En él se muestran las áreas asignadas con contratos de hidrocarburos, las áreas que la ANH ofrece dentro del Procedimiento Permanente de Asignación de Áreas (PPAA), al igual que las áreas reservadas y las áreas disponibles (...)” (ANH, 2023).

CONTRATO	TIPO CONTRATO	ESTADO ÁREA	OPERADOR	CUENCA SEDIMENTARIA	PROCESO	ÁREA EN HECTÁREAS
PLATERO	Contrato Especial Proyecto Investigación (CEPI)	CEPI	Exxon Mobil Exploration Colombia Limited	VMM	CEPI	455,9
VMM 2 ADICIONAL	Exploración y Producción (E&P)	Exploración	Conocophillips Colombia Ventures Ltd.	VMM	No aplica	29.564,9
VMM 3 ADICIONAL	Exploración y Producción (E&P)	Exploración	Conocophillips Colombia Ventures Ltd.	VMM	Minirronda 2008	33.714,9
VMM 9	Exploración y Producción (E&P)	Exploración	Parex Resources (Colombia) AG	VMM	Ronda 2014	61.679,1

Fuente: ANH, 2023a.

1.5.3 YNC, territorios étnicos y ecosistémicos

Las **figuras 4, 5 y 6** presentan los resultados de un análisis cartográfico de los bloques de YNC, listados en la **figura 3** y en la **tabla 3**. Este análisis se hizo utilizando las capas de información pública disponible del sistema de áreas protegidas, ecosistemas estratégicos y comunidades étnicas, y la información de los bloques y contratos de YNC concedidos por la ANH.

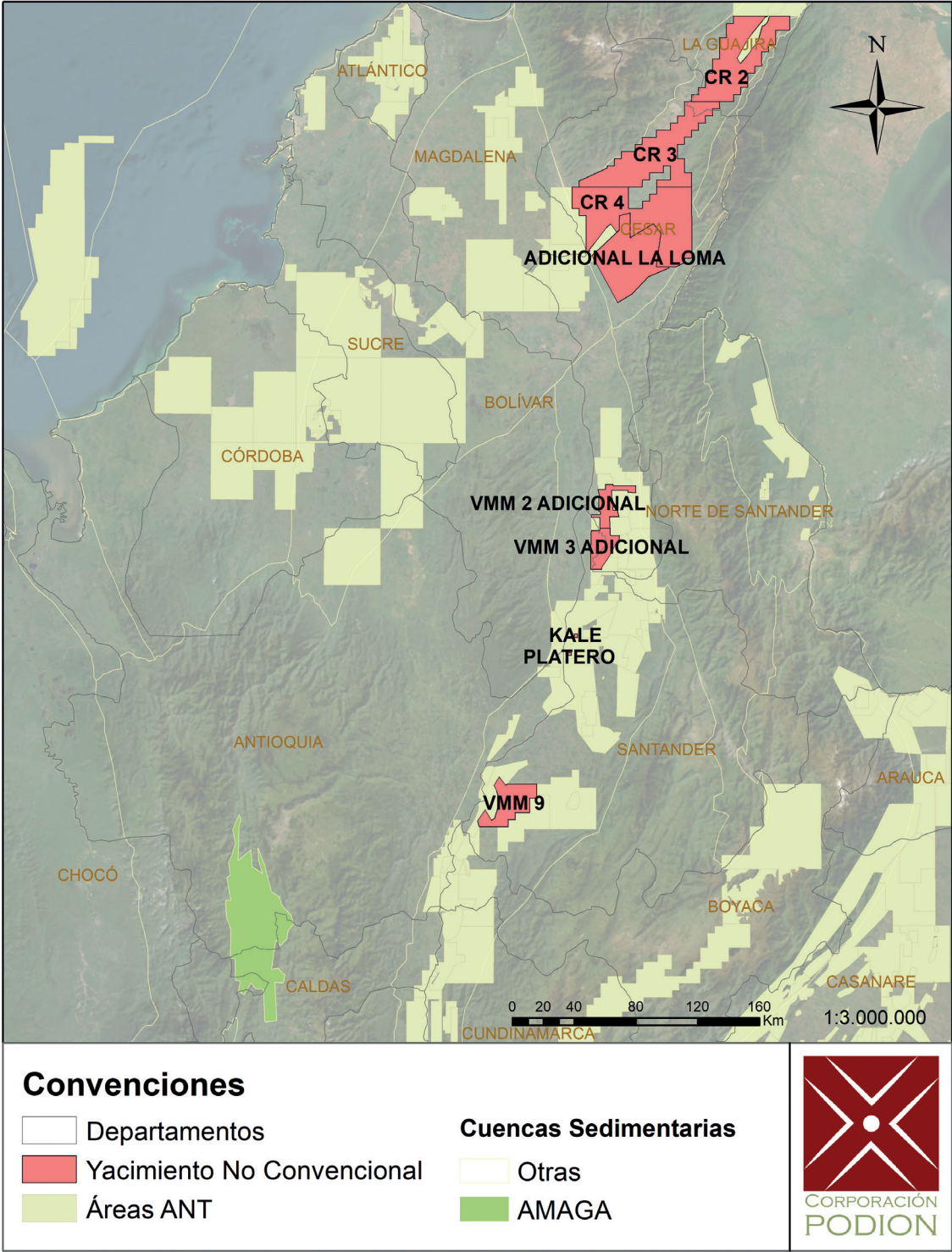
En la **tabla 4** se presentan las áreas en hectáreas de áreas protegidas, territorios de comunidades étnicas y ecosistemas estratégicos, que se cruzan con contratos de YNC.

Se evidencia que estos contratos podrían afectar más de 63 mil hectáreas de áreas protegidas de orden regional y local, como lo son Reservas de la Sociedad Civil, Distritos Regionales de Manejo Integrados, Distritos de Conservación de Suelos, Reservas Forestales Protectoras Regionales y Parques Naturales Regionales. Por otra parte, los contratos CR2, CR4 de GMC de Drummond y el bloque Amagá se cruzan con 12.400 hectáreas de territorios étnicos de los pueblos Wayuu, Wiwa - Arzario y Yuko Yukpa en La Guajira y Cesar, y Embera Chamí y Embera Katío en Antioquia, Caldas y Risaralda.

Por otra parte, estos contratos también podrían afectar más de 239,5 mil hectáreas de ecosistemas estratégicos, clasificados como Áreas Importantes para la Conservación de las Aves (AICAS), humedales y Reservas Forestales de la Ley 2da, que implicaría sustracciones de reserva en caso de que se requiera realizar aprovechamiento forestal.



Figura 3. Bloques de YNC concedidos en Colombia y cuenca sedimentaria Amagá de reservas de GMC, año 2023.



Fuente: elaboración propia a partir del Mapa de Tierras (ANH, 2023).



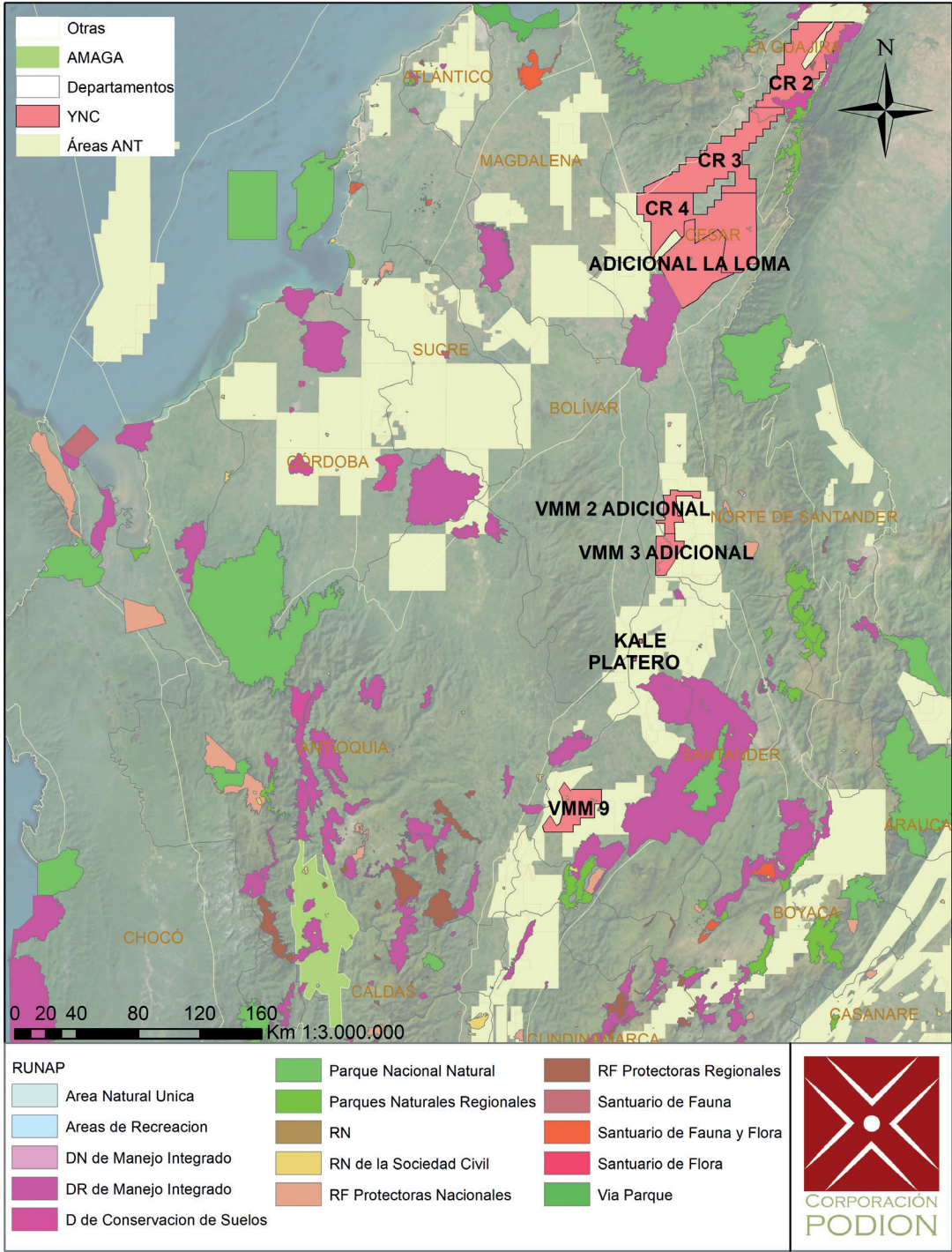
Tabla 4. Relación entre las áreas de contratos de YNC, áreas protegidas, territorios de comunidades étnicas y ecosistemas estratégicos.

CONTRATO YNC. CAMPO ANH	ÁREA TOTAL DEL CONTRATO (ha)	ÁREAS PROTEGIDAS (ha)	COMUNIDADES ÉTNICAS (ha)	ECOSISTEMAS ESTRATÉGICOS (ha)		
				Áreas importantes para la conservación de las aves	Humedal	Reserva forestal de la Ley 2da
VMM 3 ADICIONAL	3.714,89	-	-	-	31.205,77	-
VMM 9	1.679,14	574,90	-	-	10.132,68	-
CR 2	157.235,78	23.001,77	3.848,97	832,41	11.585,01	-
CR 3	185.374,49	210,05	-	-	29.565,08	89,97
CR 4	234.882,52	213,75	1.461,69	-	21.317,10	8.836,81
ADICIONAL LA LOMA	145.811,41	189,81	-	-	32.437,99	34,45
VMM 2 ADICIONAL	9.564,88	-	-	-	10.692,64	1.633,91
KALE	455,99	-	-	-	59,28	-
PLATERO	455,99	-	-	-	87,06	-
AMAGÁ CBM	282.492,91	39.110,79	7.151,22	72.922,50	8.012,15	146,63
Total	1.131.668,01	63.301,08	12.461,88	73.754,91	155.094,75	10.741,77

Fuente: elaboración propia basada en los datos de Runap (2023), el MADs (2021), la ANT (2023), el IAVh, 2006 y la ANH, 2023.



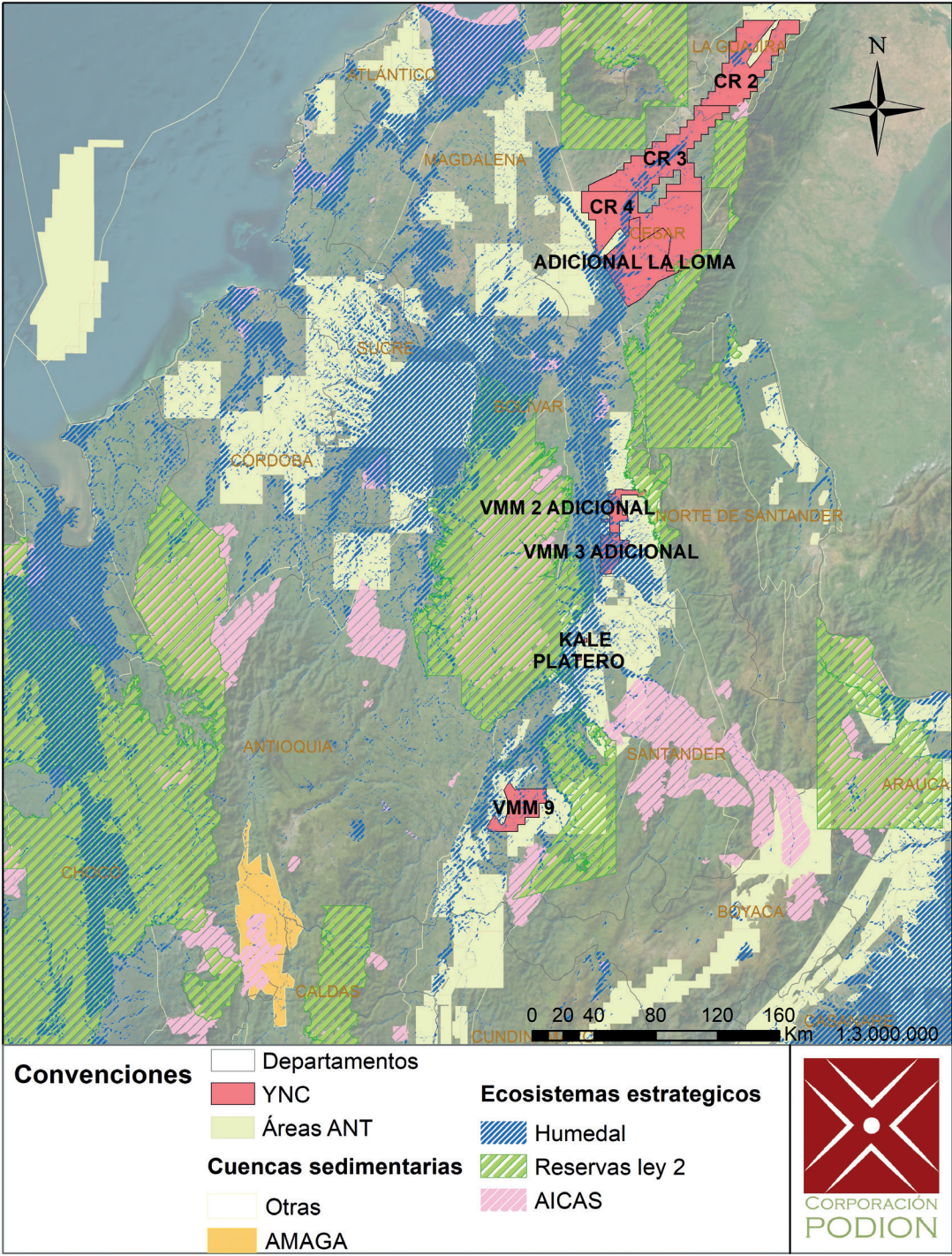
Figura 4. Cruce de bloques de YNC concedidos en Colombia y cuenca sedimentaria Amagá de reservas de GMC con áreas protegidas Fuente: elaboración propia con base en los datos de Runap y ANH, 2023.



Fuente: elaboración propia a partir de los datos de Runap y ANH, 2023.



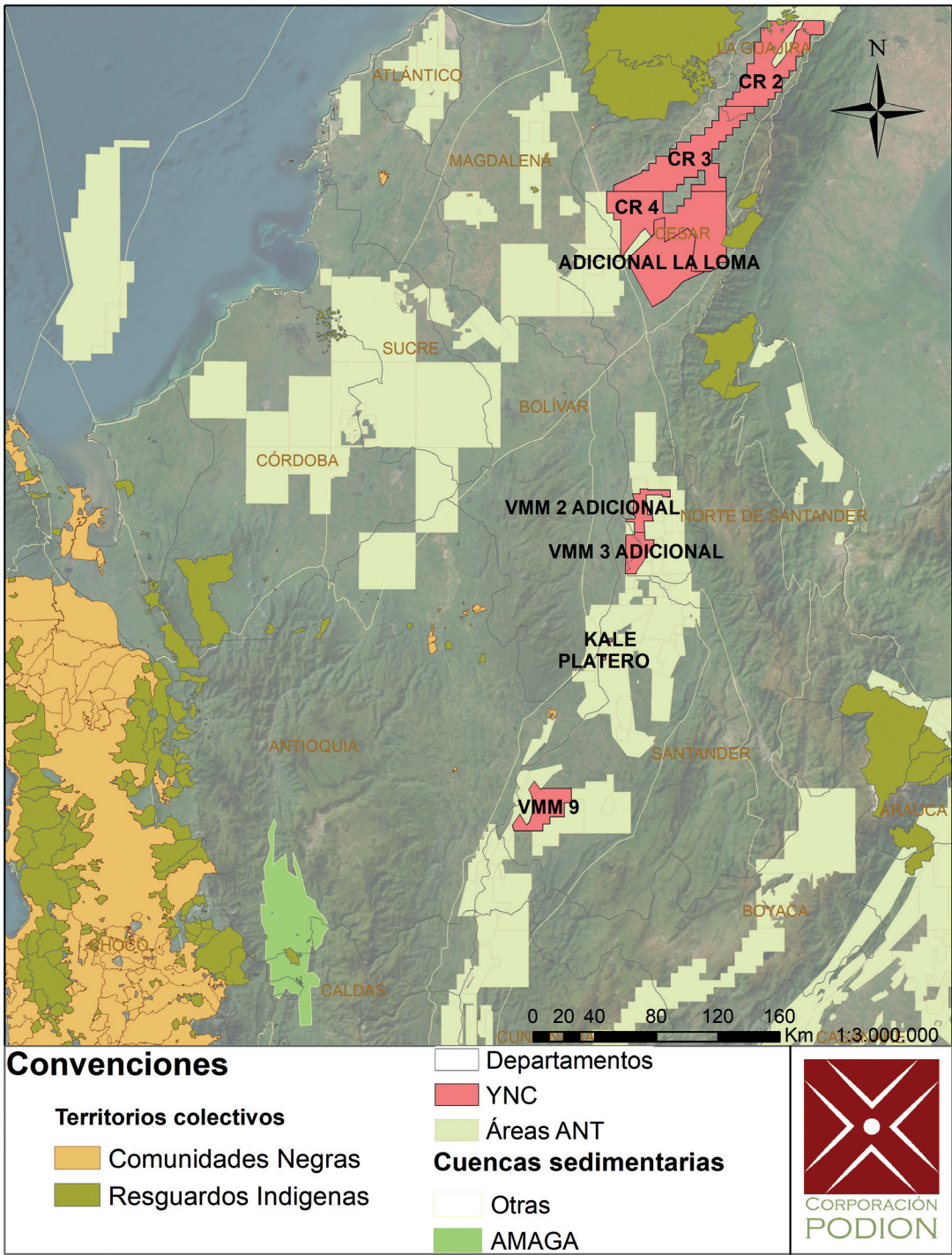
Figura 5. Cruce de ecosistemas estratégicos con bloques de YNC concedidos en Colombia y cuenca sedimentaria Amagá de reservas de GMC



Fuente: elaboración propia a partir de los datos de MADS, 2021, IAVH, 2006 y ANH, 2023.



Figura 6. Cruce de bloques de YNC concedidos en Colombia y cuenca sedimentaria Amagá de reservas de GMC con comunidades étnicas



Fuente: elaboración propia a partir de los datos de la Agencia Nacional de Tierras, 2023 y ANH, 2023.

2.



Gas en mantos de carbón: actualidad y perspectivas



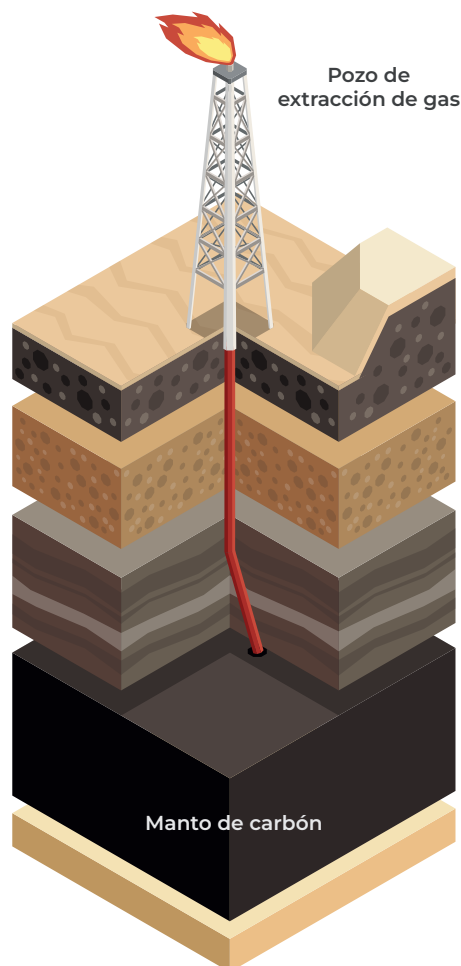
2.1 ¿Qué es el gas en mantos de carbón (GMC)?

El GMC es una forma de gas natural que se puede encontrar en las vetas de carbón. Se produce en la veta de carbón por la degradación de material orgánico durante millones de años, esta degradación puede darse por bacterias, temperatura y presión (Gao *et al.*, 2020). Adicionalmente, el gas surgido durante la formación del petróleo y que se encuentra por debajo de los mantos de carbón puede migrar y almacenarse en las capas de carbón.

Una vez se genera, el gas es absorbido en formas física y química en el carbón, de manera que se crea una reserva. Tal acontecimiento quiere decir que el carbón, además de ser roca fuente, pues, de él surge este mineral, es *roca madre y reservorio de gas no convencional* (Mariño, 2015), pues, retiene gas (**figura 7**). El carbón puede generar y atrapar su propio gas. Este gas está presente en las minas de carbón y puede ser peligroso para los trabajadores, por su facilidad para inflamarse (Thomas, 2022, citado por Mariño, 2015).

El GMC está compuesto en un 90%, o más, de metano; el resto, suele ser, por lo general, dióxido de carbono (CO_2), nitrógeno y trazas de etano, propano y butano (Mariño, 2015 y Gao, 2020). El metano es el punto de partida de la producción comercial de productos químicos como el hidrógeno y el monóxido de carbono y es, además, uno de los principales componentes del gas natural. El GMC puede mezclarse con gas natural y transportarse por gasoductos para ser usado como materia prima para la producción de petroquímicos o como combustible.

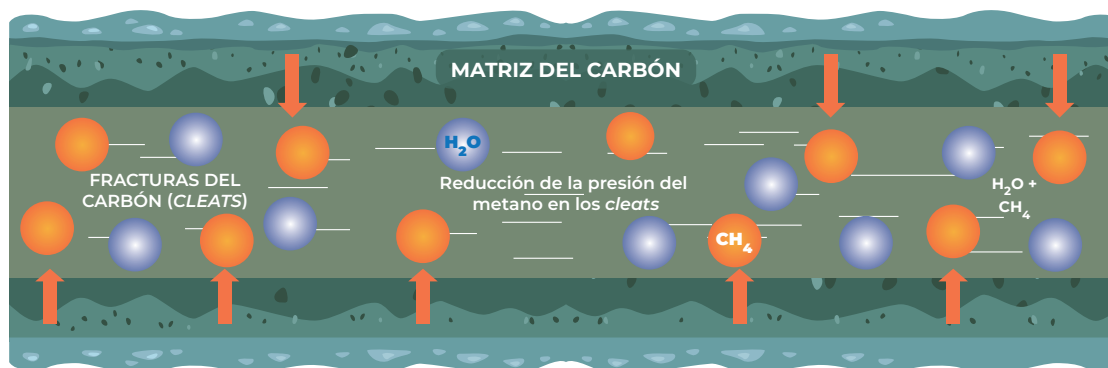


Figura 7. Pozo de extracción de gas a partir del carbón

Fuente: Adaptado de Schlumberger (2003).

Como sucede con los demás YNC, es muy baja la porosidad de la roca donde está el reservorio de GMC. Además, el gas se encuentra absorbido en la matriz del carbón, que suele estar húmeda y, por eso, no es posible extraerlo con métodos convencionales. Para liberar el metano, en los pozos se hace un fracturamiento, para causar una red de fracturas en el carbón e incrementar la permeabilidad y permitir que fluya el gas en la etapa de producción. Además, el agua contenida en la matriz es bombeada para bajar la presión y ayudar a desorber el gas del carbón, es decir, a desprenderlo de la superficie del carbón. Esto permite que el metano migre del manto de carbón hacia las fracturas naturales del carbón. Luego, agua y metano fluyen juntas hacia el pozo (Aminian, 2020 y Mariño, 2015) (**figura 8**). Por tal razón, los yacimientos de GMC entregan, inicialmente, solo agua; luego, el flujo de gas se vuelve más dominante y aumenta el volumen que sale (Aminian, 2020).

Figura 8. Migración del metano en mantos de carbón. La extracción del agua reduce la presión y esto permite que el metano se desorbe y vaya desde la matriz, hacia las fracturas (*cleats*). Luego, el agua y el metano fluyen conjuntamente.



Fuente: Adaptado de Papp *et al*, 1988.

Los mantos de carbón poseen una capacidad de almacenamiento de metano muy superior a la de los yacimientos de gas. Por ejemplo, el carbón puede almacenar entre dos y tres veces más gas in situ, de lo que puede hacerlo un yacimiento de areniscas. Además, es más fácil predecir la cantidad de gas acumulado en el carbón, que en la mayoría de los yacimientos (Mariño, 2015).

2.1.1 Tipos de GMC

Según los tipos de GMC, puede establecerse cómo se extrae el gas y para qué se extrae. En algunas ocasiones, se puede explorar el gas en una zona para conocer sus contenidos sin extraerlo y, de esta manera, se hace un mejor planeamiento minero y se evitan futuros riesgos. También, es posible extraer el gas en forma previa a la explotación del carbón, como una medida de seguridad para disminuir riesgos de explosiones y accidentes. Eso permite desgasificar el carbón y las zonas donde se va a desarrollar la explotación minera (Mariño, 2015).

En general, se pueden dividir en cuatro las posibilidades de utilizar el gas que hay en el carbón (**figura 9**):

1) Explotando el gas en los mantos de carbón, principalmente, mediante perforaciones verticales, de manera muy similar a la que se usa para explotar el gas natural asociado al petróleo. Este gas se llama **gas en mantos de carbón (GMC)** o *coal bed methane (CBM)*, en inglés. Tal posibilidad de explotación se puede considerar en zonas donde no hay minería o donde se va a desarrollar minería de carbón.

El GMC se encuentra presente, también, de manera natural en minas subterráneas de carbón y, desde el punto de vista técnico, se recomienda extraerlo antes de sacar el carbón, para prevenir las explosiones durante las operaciones mineras.

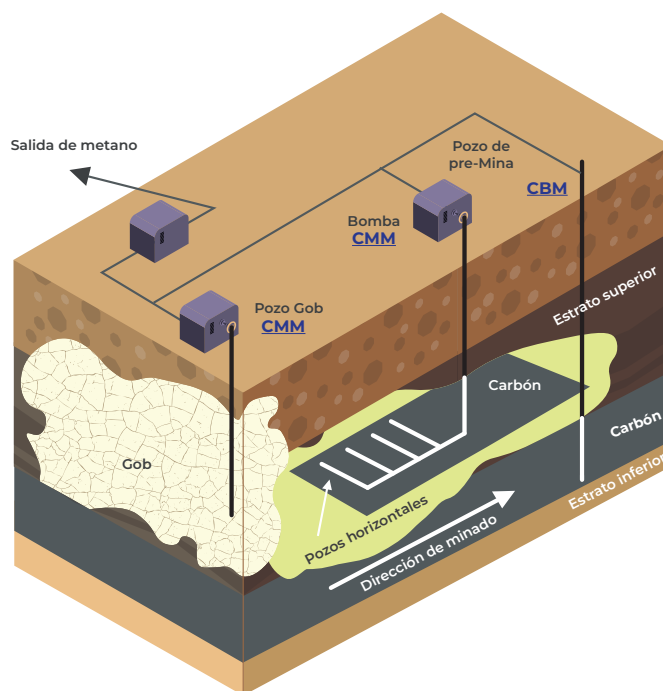


2) Utilizando el gas presente en las labores mineras durante la explotación del carbón. A eso se le llama **metano de mina de carbón (MMC)** o *gob hole-coal mine methane (CMM)* y consiste en extraer el gas por medio de tubos pequeños y delgados instalados en un sector hermético de la mina, con el fin de evitar la entrada de aire. Este gas es bombeado a la superficie y, si el metano es aceptable, se puede utilizar internamente en la mina o comercializar, y así reducir el riesgo de explosiones en la zona.

3) Capturando el metano en el sistema de ventilación, lo que se conoce como **metano en aire ventilado** o *ventilation air methane, (VAM)*. En zonas donde se desarrolla minería subterránea, se deben tener sistemas de ventilación para evacuar el gas viciado dentro de las minas, a fin de tener un volumen mínimo de aire que circule en las labores subterráneas. Dicho gas es una mezcla de GMC con aire. En ocasiones, esta mezcla es suficientemente rica en metano para separarlo del aire y utilizarlo.

4) Utilizando el gas presente en las labores mineras después de la explotación del carbón en minas abandonadas. Se le llama *abandoned mine methane (AMM)* o **metano en mina abandonada**. Si el abandono de la mina de carbón se ha hecho correctamente con los respectivos sellados de los puntos de acceso, es posible extraer metano de zonas mineras cerradas y ya explotadas. Una vez que la mina se abandona, comienza a concentrarse el metano en la mina.

Figura 9. Formas o proyectos de extracción del gas asociado al carbón.



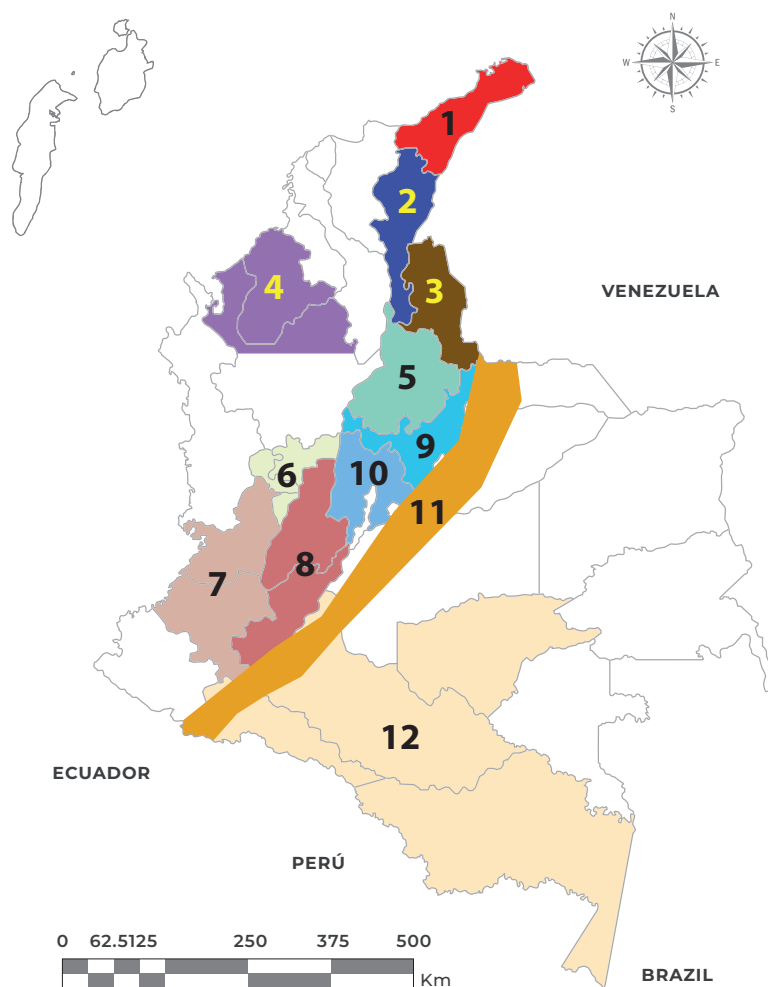
Fuente: Adaptado de Moore, 2004.

2.1.2 Ubicación de las reservas de GMC en Colombia

El GMC está asociado al carbón, algo evidente en casi todo el territorio nacional, desde La Guajira, hasta Leticia, en la Amazonía.

Colombia está dividida en 12 provincias carboníferas (**figura 10**): 1. Guajira; 2. César; 3. Norte de Santander; 4. Córdoba – Norte de Antioquia; 5. Santander; 6. Antiguo Caldas – Antioquia; 7. Valle del Cauca – Cauca; 8. Huila-Tolima; 9. Boyacá; 10. Cundinamarca; 11. Borda Llanero y 12. Llanura Amazónica. Las provincias con mayor poder calorífico están ubicadas en La Guajira (área de El Cerrejón), Cesar (La Loma y La Jagua de Ibirico), Cundinamarca y Boyacá (Ingeominas, 2004).

Figura 10. Provincias carboníferas en Colombia.



Fuente: Ingeominas (2004).



2.1.3 Magnitud de las reservas

Según estudio de la ANH (2012), los mayores recursos de GMC se encuentran en las cuencas de San Jacinto en el Sinú, Cesar - Ranchería, el Valle del Alto Magdalena, la Cordillera Oriental, el Valle del Magdalena Medio y las cuencas de la Guajira. Se estiman entre 0,75 y 77,5 TCF (véase tabla 5).

Tabla 5. Estimaciones de las reservas de GMC en 2012

Cuenca	Reservas posibles	Reservas probables	Reservas probadas
	Trillones de pies cúbicos		
Amagá	0,52	0,096	0,004
Áreas no prospectiva	2,56	0,48	0,024
Caguán - Putumayo	0,17	0,031	0,002
Catatumbo	0,68	0,13	0,007
Cauca - Patía	0,72	0,13	0,007
Cesar - Ranchería	17,7	3,3	0,16
Cordillera Oriental	4,58	0,87	0,044
Guajira	0,83	0,16	0,008
Llanos Orientales y Amazonia	0,57	0,11	0,005
Sinú - San Jacinto	33,29	6,34	0,31
Valle Inferior del Magdalena	0,25	0,047	0,002
Valle Medio del Magdalena	4,45	0,83	0,042
Valle Superior del Magdalena	11,18	2,1	0,11
TOTAL	77,5	14,624	0,725

Fuente: Vargas, 2012.

Por otra parte, según el Informe de Recursos y Reservas (IRR), con corte a 31 de diciembre de 2022, presentado anualmente a la ANH por parte de las compañías operadoras que hacen actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en el país, el país solo cuenta con reservas a ser comercialmente recuperables en YNC de GMC. La **tabla 6** presenta las reservas probadas, probables y posibles.

**Tabla 6.** Reservas probadas, probables y posibles de GMC⁷ a 31 de diciembre de 2022

Categoría de reservas	Volumen en gigapiés cúbicos (Gpc)
Probadas	3,57
Probables	0,72
Posibles	0,67

Fuente: elaboración propia a partir de ANH (2023b).

Teniendo en cuenta que los únicos pozos *productores* de GMC se encuentran en La Loma, Cesar, y son operados por la empresa Drummond, estas reservas presentadas en la **tabla 6** corresponden, exclusivamente, a esta empresa. Al comparar estos datos con la estimación de reservas hecha por la ANH en 2012 (**tabla 5**), se evidencia que son, significativamente, menores. Las reservas probadas de GMC representan apenas el 0,13 % de las reservas probadas totales de gas en Colombia (ANH, 2023b), mientras que para el departamento del Cesar, el GMC corresponde a un 29,7 % de las reservas de gas (**figura 11**).

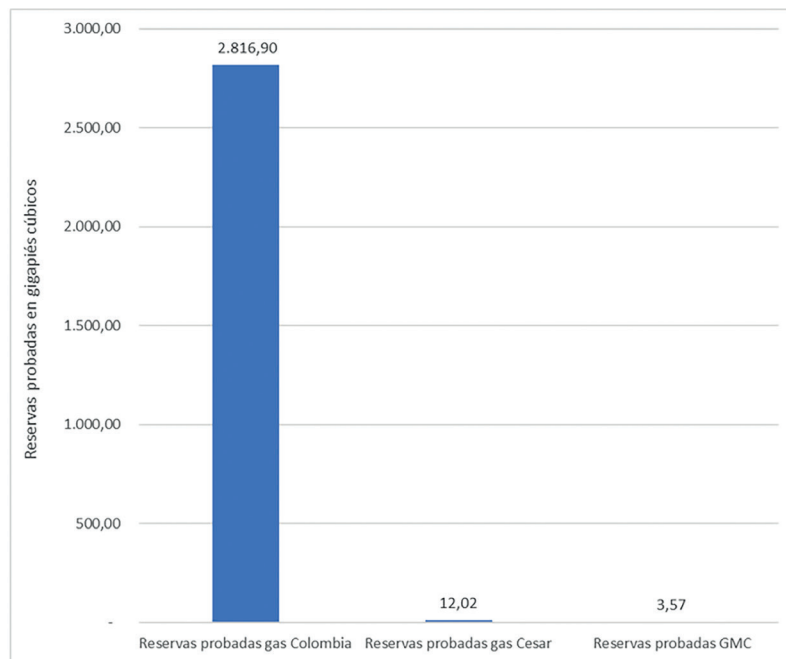
7 **“Reservas:** las reservas deben satisfacer cuatro criterios: [estar] descubiertas, [ser] recuperables, comerciales y remanentes (a partir de una fecha dada) basadas en el (los) proyecto (s) de desarrollo aplicado (s).

Reservas probadas: aquellas cantidades de petróleo, que mediante el análisis de datos de geociencias y de ingeniería, pueden ser estimadas con certeza razonable, para ser comercialmente recuperadas a partir de una fecha dada en adelante de yacimientos conocidos y bajo condiciones económicas definidas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales. Hay una probabilidad del 90% de que estas cantidades se encuentren.

Reservas probables: aquellas reservas adicionales en las cuales el análisis de los datos de geociencias y de ingeniería indican que son menos probables de ser recuperadas que las reservas probadas, pero más seguro de recuperarse que las reservas posibles. Debería existir una probabilidad de por lo menos 50% de que las cantidades reales recuperadas igualarán o excederán la estimación probable.

Reservas posibles: aquellas reservas adicionales que el análisis de los datos de geociencias y de ingeniería indican que son menos probables de ser recuperadas que las reservas probables. Cuando se utilizan los métodos probabilísticos, debería existir por lo menos una probabilidad de 10%, de que las cantidades reales recuperadas igualarán o superarán la estimación posible.” (Sistema de Administración de Recursos Petroleros - Petroleum Resources Management System SPE-PRMS, versión 2018 adoptada por la ANH para tal fin mediante el Acuerdo No. 11 de 2008).



Figura 11. Comparación de reservas probadas de gas en Colombia, Cesar y GMC, con corte a diciembre 2022.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de ANH (2023b).

2.1.4 ¿Cómo se explota el GMC?

El GMC puede obtenerse en dos etapas, igual que cualquier hidrocarburo: la etapa de exploración y la de explotación. Ambas etapas se componen de seis actividades:

1) Perforación de pozos: los pozos exploratorios se perforan igual que los pozos convencionales. Se usa lodo aireado o agua de formación para evitar su taponamiento por el uso del taladro. El pozo se reviste y se cementa a lo largo del intervalo del manto de carbón, que luego se perfora y estimula con fracturamiento hidráulico. Posteriormente, las fracturas se rellenan con arena. Los niveles de carbón se deben *corazonar*, es decir, se extrae un corazón o núcleo de carbón para medir los contenidos de gas, lo que permite determinar las reservas. A menos que los pozos sean de exploración, los demás se deben estimular para que sean rentables. La perforación atraviesa varios mantos de carbón (Mariño, 2015).

2) Evaluación: consiste en hacer los registros y pruebas de los corazones o núcleos tomados durante la perforación exploratoria. También, se adelantan pruebas a los pozos para determinar las reservas y las características del gas y del manto del carbón.

3) Completamiento del pozo: si los pozos son de prueba o de producción, deben ser acabados o terminados, lo que incluye el entubado y la cementación. El diseño del entubado y el cemento dependen del diseño del fracturamiento hidráulico, porque fracturar el carbón requiere presiones más altas que las convencionales y, por lo tanto, el entubado debe ser resistente. La terminación del pozo tiene como objetivo conectar de manera efectiva el sistema de fracturas de carbón a la pared del pozo.

4) Estimulación y fracturación: la estimulación se hace para incrementar el fluido de gas a través del carbón. Los métodos de estimulación empleados son los siguientes: cavidad en hueco abierto, fracturamiento hidráulico y perforación de pozos horizontales.

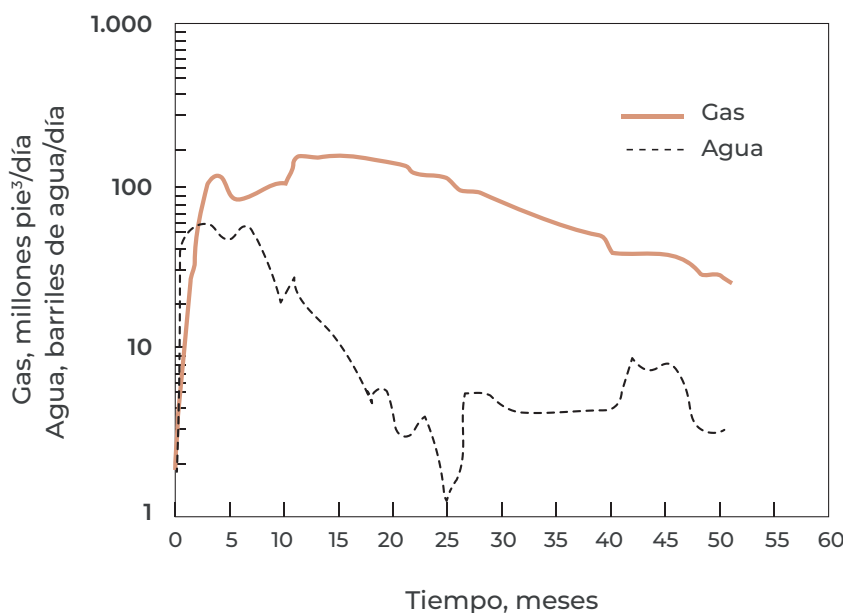
El más recomendado, según la literatura técnica, es el fracturamiento hidráulico, debido a que incrementa la productividad del pozo. Esta técnica utiliza fluidos base agua, arena y aditivos tóxicos para generar las fracturas en la roca. Una vez que la perforación, el completamiento y la estimulación han determinado la factibilidad del proyecto, se procede a la siguiente fase o desarrollo.

5) Desarrollo: esta actividad se conoce, también, como la prueba de producción. Busca determinar cuál será la producción diaria aceptable de cada pozo, pues deberá ser suficiente para mantener una producción razonable durante la vida útil del pozo. Para remover el agua y permitir el flujo del gas, se requiere construir varios pozos cercanos que se interfieran unos a otros, dado que se ha encontrado que el drenaje del agua es mejor si se tiene un enjambre de pozos, que si se tienen pozos aislados (Schlumberger, 2003). La producción debe contemplar la cantidad de gas producido, la separación del gas y el agua, la colección y comprensión del gas y la disposición del agua producida (Moore, 2004). Después de fracturar los pozos e inyectar arena, estos se deben limpiar con aire comprimido para sacar los restos de arena; luego, se coloca tubería de producción y equipo de bombeo. Este último, para evacuar el agua que fluye del yacimiento y facilitar la producción de gas.

6) Producción: el método estándar para obtener GMC consiste en disminuir la presión del reservorio desaguando o drenando toda el agua en la capa de carbón. Eso hace que el gas se desorba de la matriz y de los microporos. Posteriormente, el gas desorbido fluye hacia el pozo a través de las fracturas del carbón. Este método no recupera más del 50 % del GMC (Mariño, 2015). Las capas de carbón son almacenes que contienen gas y agua. Un típico perfil de producción muestra que inicialmente el pozo produce agua, y a medida que la producción de agua disminuye, aumenta la de gas, hasta alcanzar una cantidad máxima que luego se torna descendente (**figura 12**). Entre más agua se drene, más gas se liberará, hasta que se alcance un pico de producción, después del cual le sigue un declive en la extracción, que es lento y prolongado.



Figura 12. Curva típica de producción. Al inicio, el pozo produce principalmente agua, pero, a medida que la presión disminuye por el drenado del agua, aumenta la producción de gas.



Fuente: adaptada de Halliburton, 2007.

La perforación de pozos de GMC se puede hacer de dos maneras y en zonas diferentes: 1) drenando zonas activas o abandonadas de explotación minera o 2) perforando pozos de producción en zonas vírgenes donde los mantos de carbón no se han explotado.

Producción en zona minera: a medida que la mina se profundiza, aumentan los costos de ventilación. Son serias las consecuencias económicas de este hecho, pues, o aumenta el costo de la energía o hay pérdida de producción. Cuando esto se presenta, las empresas mineras deben pensar en ventear o recuperar y usar el GMC. Los diferentes sistemas de drenaje pueden remover entre 20 % y 70 % de gas en un manto de carbón, con la consiguiente disminución de presión sobre el sistema de ventilación, al mismo tiempo que se produce gas de buena calidad que se puede comercializar.

Muchas de las operaciones mineras en Colombia se han hecho cada vez más profundas, debido al agotamiento de las reservas superficiales y al mejoramiento de la tecnología en minería. El incremento de la profundidad hace que se llegue a zonas con alto contenido de GMC, lo que aumenta el trabajo del sistema de ventilación, que trata de mantener los porcentajes de gases por debajo de los límites establecidos (Mariño, 2015).

Esta producción se puede hacer con tres tipos de pozos:

- **Pozos verticales previos a la minería.** Estos producen GMC casi puro. Se perforan desde la superficie para drenar el gas de las zonas que la minería no ha alcanzado.

- **Pozos verticales en la explotación actual o en zonas explotadas-derrumbadas.** Estos pozos se perforan desde la superficie en zonas que ya se han explotado o donde se han colapsado los pilares y las cámaras. El GMC que se produce de estos pozos está mezclado con aire.

- **Pozos horizontales en zonas mineras.** Estos pozos drenan el gas desde los mantos de producción de carbón y desde áreas adyacentes utilizando perforación direccional controlada.

Producción en zonas no mineras. La producción en zonas no mineras mediante pozos ha experimentado un avance extraordinario en los últimos 20 años. De hecho, la mayor parte de la producción de GMC se está dando en zonas donde no se ha desarrollado minería del carbón por razones económicas o de profundidad. Los estudios de reservas han mostrado que más del 50 % de las reservas de GMC se encuentra a profundidades mayores a 1.500 metros y que hasta 3.000 metros puede haber condiciones de permeabilidad favorable (Thomas, 2002). En algunas de las cuencas más productivas, se ha producido abundante gas mediante la perforación de miles de pozos. Algunas de las cuencas más relevantes se encuentran en Estados Unidos: San Juan en Colorado, Nuevo México, la cuenca Powder River en Wyoming y la cuenca Black Warrior, en Alabama.

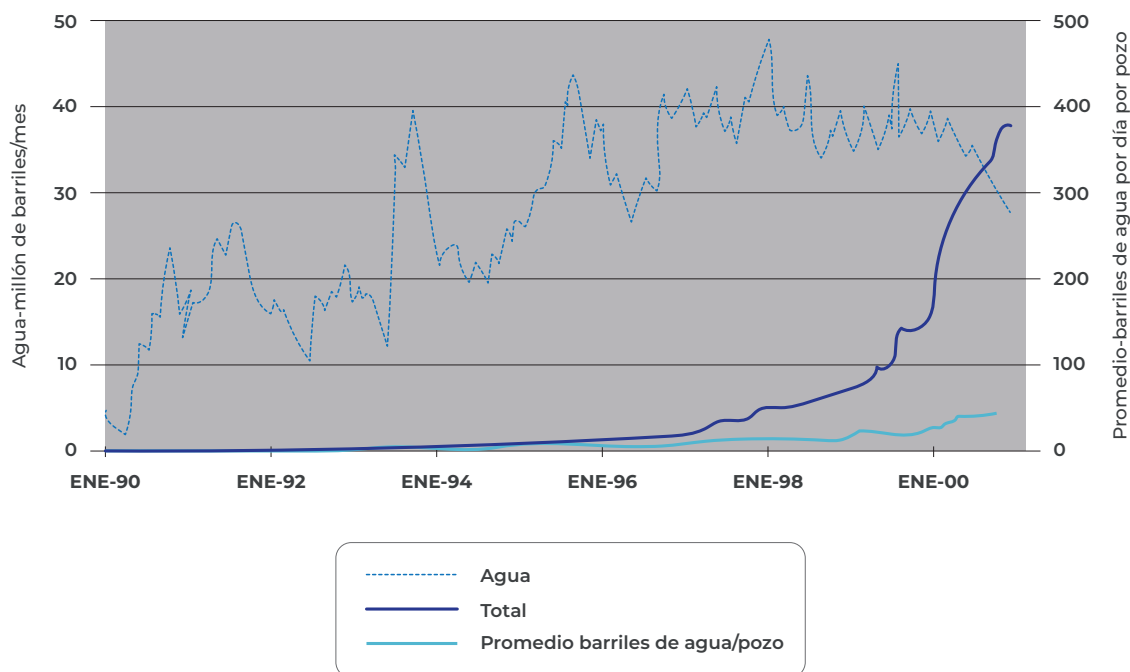
2.1.5 Algunos impactos ambientales de la explotación de GMC

Uno de los mayores desafíos del GMC se encuentra en los aspectos ambientales relacionados con la abundante generación de agua para disminuir la presión y permitir que el gas fluya, puesto que dicha agua debe descontaminarse y disponerse después de su uso, lo que puede ser una limitación para las perforaciones (Mariño, 2015). Como ya se mencionó, la producción de agua es alta, en especial, en la primera etapa, entre los primeros 10 a 15 meses del pozo. Por ejemplo, en los pozos de GMC en la cuenca Powder River (Estados Unidos), durante diez años, el promedio de la producción de agua en barriles por día por pozo fluctuó entre 100 y 500 barriles; por otra parte, el total de barriles de agua por mes estuvo cerca de los 50 millones (**figura 13**).

Esta presión sobre el consumo de agua se multiplica cuando la dinámica para que los pozos de GMC sean más productivos consiste en que se perfora gran cantidad, como un enjambre, como se expuso antes. El riesgo de desabastecimiento de agua potable debe evaluarse a la luz de las zonas de estrés hídrico donde hay mayor potencial de las reservas de GMC en Colombia, así como de la variabilidad climática y de escenarios de cambio climático.



Figura 13. Producción de agua en la cuenca Powder River por pozo por día entre 1990 y 2000. En algunos pozos, la producción de agua por día sobrepasó los 400 barriles.



Fuente: Adaptado de Flórez, 2004.

Otro impacto relevante de la extracción de cualquier YNC es la contaminación de las aguas subterráneas, por la migración de gases y químicos en el subsuelo. Esto puede ocurrir por realizar de manera inadecuada la protección de acuíferos al perforar, o por el llamado *casing*⁸. Inclusive, las fracturas inducidas pueden crecer con el tiempo y cruzarse con aguas de acuíferos. Al respecto, algunos investigadores han planteado que la cementación es una práctica que, si bien reduce el riesgo de contaminación de aguas subterráneas, no lo elimina (Gao, 2012). Sobre la base de datos de Bruffato et al. (2003), Ingraffea (2013) establece que cerca del 5% de los pozos de petróleo en los Estados Unidos presenta fallas en su cementación el primer año.

Datos de Australia, Austria, Bahrain, Brasil, Canadá, Holanda, Polonia, el Reino Unido y Estados Unidos muestran que es muy variable el porcentaje de pozos (entre 1,9 y 75%) con fallas en su integridad. De 8.300 pozos revisados entre 2005 y 2013 en el Marcellus Shale, en

8 Casing es la palabra inglesa que significa funda o revestimiento. El casing se utiliza para recubrir el interior del pozo perforado de manera que se provee estabilidad y se evita que sus paredes colapsen durante la extracción del hidrocarburo.



Los acuíferos de agua dulce están por lo general a un nivel superficial. La protección del agua subterránea requiere de la integridad de los pozos, donde el revestimiento superficial es crítico, especialmente, entre los 100 y los 1.000 metros de profundidad. En los YNC de Estados Unidos, el fracturamiento hidráulico se hace a profundidades del orden entre 1.200 y 3.600 m de la superficie, a miles de pies de donde se encuentran los acuíferos de agua dulce (Fierro, s.f.). Sin embargo, las profundidades que pueden alcanzar los yacimientos de GMC en Colombia, se encuentran entre los 300 y los 1.500 metros, según el SGC, y los pozos de GMC de Drummond se han perforado entre los 430 y los 777 metros de profundidad⁹. Dicho panorama aumenta el riesgo de contaminación de acuíferos por escapes de metano y de otros elementos tóxicos contenidos en las rocas, más, si se tiene en cuenta que los pozos, aljibes y manantiales en La Guajira se encuentran a siete metros de profundidad y que el sistema acuífero de Cesar, por ejemplo, tiene profundidades entre 190 y 1.280 metros y las capas más permeables pueden alcanzar los 400 metros (Corpocesar, UTP, GIAS, 2018).

Otros impactos relacionados al GMC tienen que ver con la construcción de la infraestructura. Esta incluye carreteras, electricidad, gaseoductos, etc., importantes en la viabilidad económica de un proyecto, pero, generadores de impactos ambientales como fragmentación de ecosistemas, aumento de riesgo por fugas y explosiones en gasoductos, movimientos significativos de tierras por las excavaciones y cambio del uso del suelo, del paisaje y de geoformas.

El carbón y los GMC producen unos impactos socioambientales, económicos y a los derechos humanos, que se expresan de manera especial en las mujeres étnicas de los departamentos de La Guajira y del Cesar. Veamos un contexto.

Como se dijo anteriormente, la explotación de carbón puede estar asociada a la de GMC, bien porque el gas se extrae de minas abandonadas o de minas en operación, bien porque se aprovecha el gas que se ventila. Así mismo, no se pueden desvincular los impactos ambientales de la explotación del carbón y de la explotación de GMC, pues, las empresas mineras podrían ser las primeras interesadas en explotar el gas, lo que genera un efecto acumulativo de las afectaciones de la minería de carbón, en los impactos específicos del GMC.

9 Según los estados mecánicos de los pozos del Campo La Loma (Drummond, 2021).



En este punto, es importantísimo recalcar el impacto sobre el medio ambiente, la calidad de vida y los derechos humanos de los pueblos Wayuu y de las comunidades afrodescendientes de La Guajira, cuyo caso más representativo es la empresa Carbones del Cerrejón Limited, de propiedad de Glencore, multinacional con sede en Suiza. Carbones del Cerrejón opera desde 1995 la mina de carbón a cielo abierto más grande de Latinoamérica, ubicada en la cuenca Ranchería – Cesar, donde hay importantes reservas de GMC, tal como se observa en la **figura 4**.

Según el Centro Nacional Salud, Ambiente y Trabajo (Censat Agua Viva) y el Centro de Investigación y Educación Popular (Cinep), la crisis humanitaria de La Guajira está asociada a la explotación minera:

[L]a apremiante crisis humanitaria y ambiental que viven las comunidades en La Guajira¹⁰ se ha profundizado por los daños acumulativos ocasionados por la actividad minera de Carbones del Cerrejón y la sistemática violación de [derechos humanos], como se ha demostrado [mediante] numerosas investigaciones y fallos judiciales¹¹, comunicaciones oficiales de los relatores especiales de la ONU, visitas de parlamentarios europeos y en la comunicación de la relatora especial de Derechos Económicos, Sociales, Culturales y Ambientales (DESCA) de la Comisión Interamericana de Derechos Humanos (CIDH). (Censat y Cinep, 2023).

Algunas de las denuncias interpuestas a Glencore señalan el despojo territorial, el desplazamiento forzado y el confinamiento; también, el desalojo forzado, sumado a los conflictos socioambientales por la contaminación y deterioro en la calidad del agua; amenazas, hostigamientos y persecuciones. Sin embargo, esa empresa sigue operando en la impunidad, pues, la legislación nacional y los acuerdos internacionales sobre empresas y derechos humanos son insuficientes para que haya verdad, reparación, sanciones y justicia integral.

En particular, en el sur de La Guajira, donde se extrae el carbón, el paisaje fue cambiando de manera drástica. La expansión de la frontera minera implicó procesos de apropiación de tierras, desplazamientos y reasentamientos involuntarios, así como la restricción a caminos ancestrales, territorios sagrados, el acceso al agua y a otros bienes comunes de la naturaleza (Cuenca *et al.*, 2017). En el caso de cercamientos de áreas que solían ser de libre circulación,

10 (Nota de pie añadida por la autora del presente documento). Mediante Decreto 1085 de 2023, se declaró el estado de emergencia económica, social y ecológica en La Guajira. Al respecto, puede ampliarse la información en Presidencia de la República-Prensa. (s.f.).

11 Algunas sentencias y fallos judiciales al respecto: i) Sentencias Corte Constitucional T-528/92, T256/15, T-704/16, SU-698/17, T-614/2019, T-329/2017, T-302/2017, T-445/2016; ii) Corte Suprema de Justicia 13/09/12, 0014-01 del 07 de mayo de 2002; iii) Consejo de Estado: 2016-00079 del 13 de octubre de 2016; y, iv) Juzgado Promiscuo de Barrancas: 2015-00473.

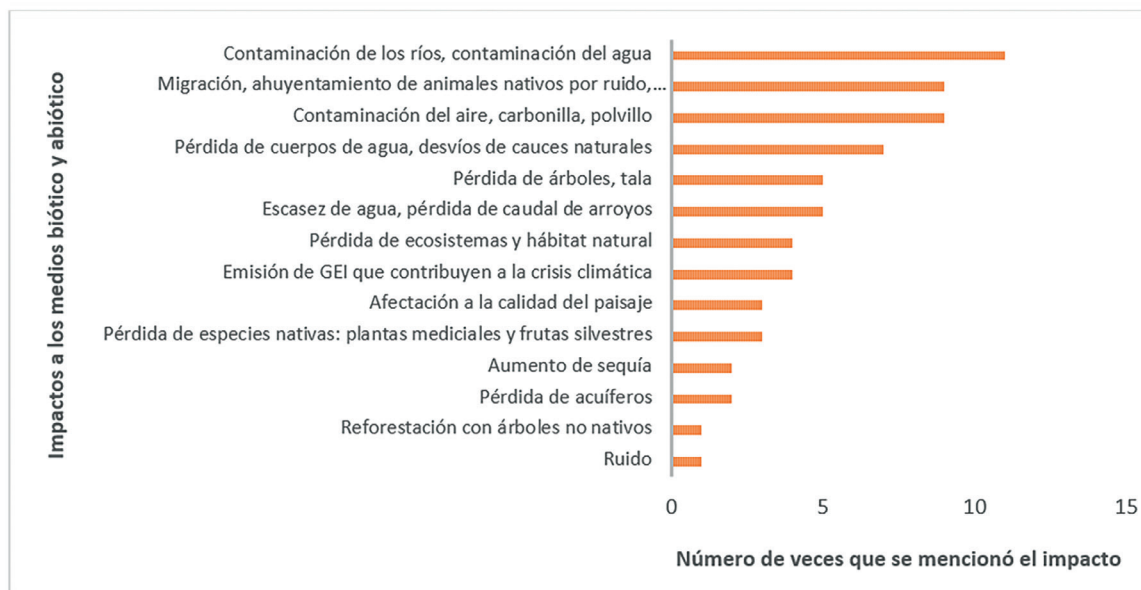


En octubre de 2023, se hizo un encuentro con mujeres indígenas y afrodescendientes de La Guajira y El Cesar ¹². En esa ocasión, se reiteraron los impactos socioambientales mencionados y su especial efecto sobre los cuerpos y las vidas de las mujeres étnicas. Ellas tienen una doble y triple carga laboral, pues atienden el cuidado de niños, niñas y personas de la tercera edad que enferman por la actividad minera (sufren enfermedades respiratorias y de la piel, principalmente); tienen abortos, viven un sentimiento de afectación al evidenciar los daños en el territorio y la pérdida de lugares de importancia cultural para ellas, como aquellos en los que se siembra la placenta; para ellas, son restringidos el trabajo y el estudio porque el tiempo lo deben dedicar al cuidado de la salud de sus hijas e hijos o al suyo propio, por sus propias enfermedades.

12 El encuentro fue organizado por Pensamiento y Acción Social (PAS), en conjunto con la Corporación Podion. Las organizaciones participantes fueron: Organización de mujeres afro-campesinas África en mi tierra (OMAAAT) (Barrancas, La Guajira), Colectivo de Mujeres Afrodescendientes La Negrura (Barrancas, La Guajira), Grupo de Investigación La Negra Hosca (Barrancas, La Guajira), Red Municipal de El Paso, Mujeres Guerreras de La Sierra, Movimiento Cesar sin fracking y sin gas y Mujeres Indígenas del Resguardo Provincial.

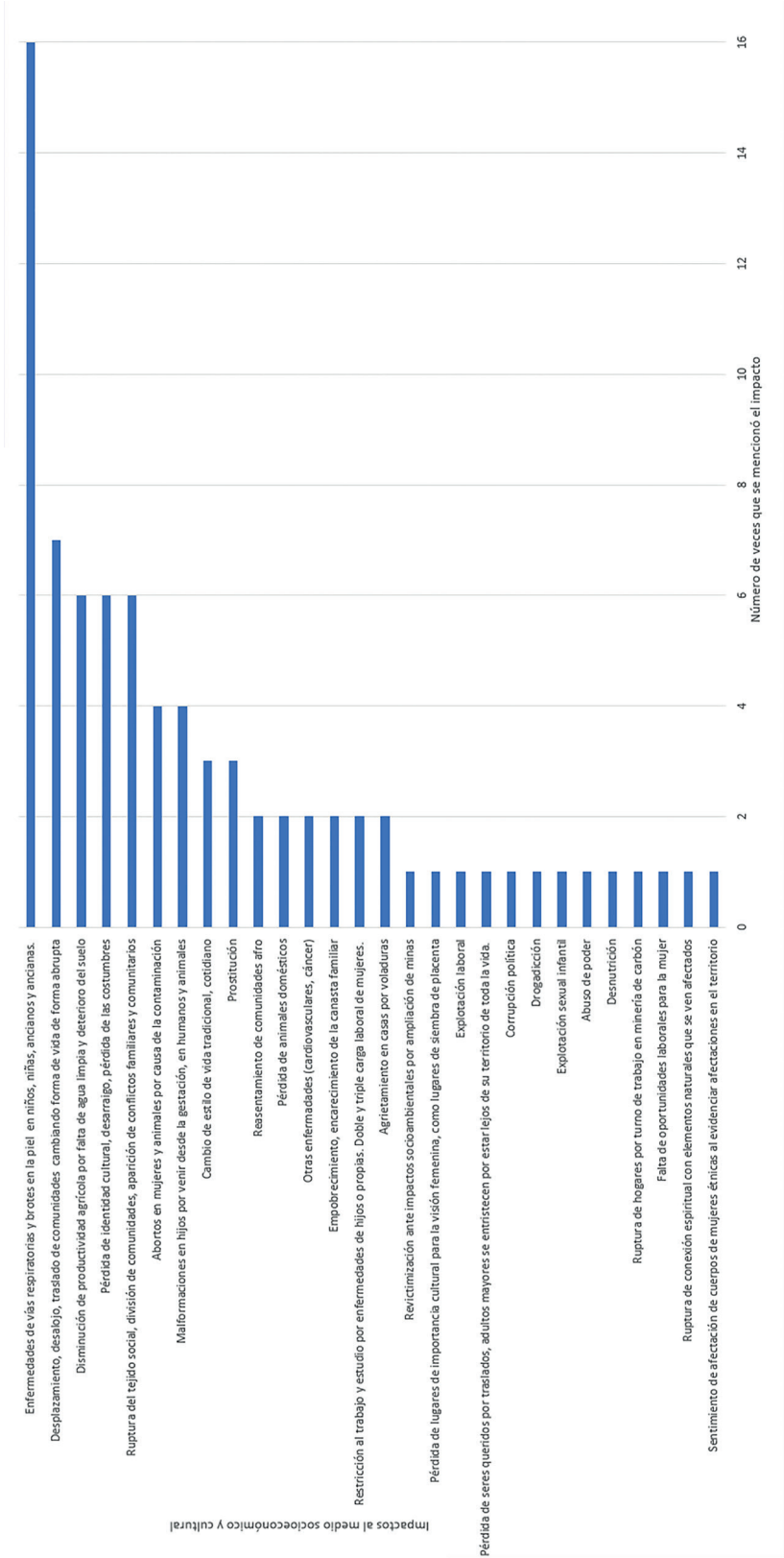
En las **figuras 14 y 15**, se presenta un resumen de los impactos relatados por las mujeres y su recurrencia, es decir, cuántas veces repitieron o mencionaron ese impacto. Ellas perciben que los impactos más relevantes se dan en aspectos relacionados con la salud pública, el desplazamiento, el desalojo o el traslado de comunidades, que derivan en el fallecimiento de personas ancianas; también, son la pérdida de la identidad cultural, del arraigo y las costumbres que han permitido la subsistencia y permanencia en el territorio, así como la ruptura del tejido social, la división de comunidades y la aparición de conflictos familiares y comunitarios. Los impactos ambientales más relevantes son la contaminación del agua y del aire, el desecamiento de cuerpos de agua y ahuyentamiento de la fauna silvestre.

Figura 14. Impactos bióticos y abióticos identificados por mujeres étnicas



Fuente: PAS y Podion, 2023.

Figura 15. Impactos socioeconómicos y culturales identificados por mujeres étnicas, en grupo focal adelantado en octubre de 2023



Fuente: PAS y Podion, 2023.



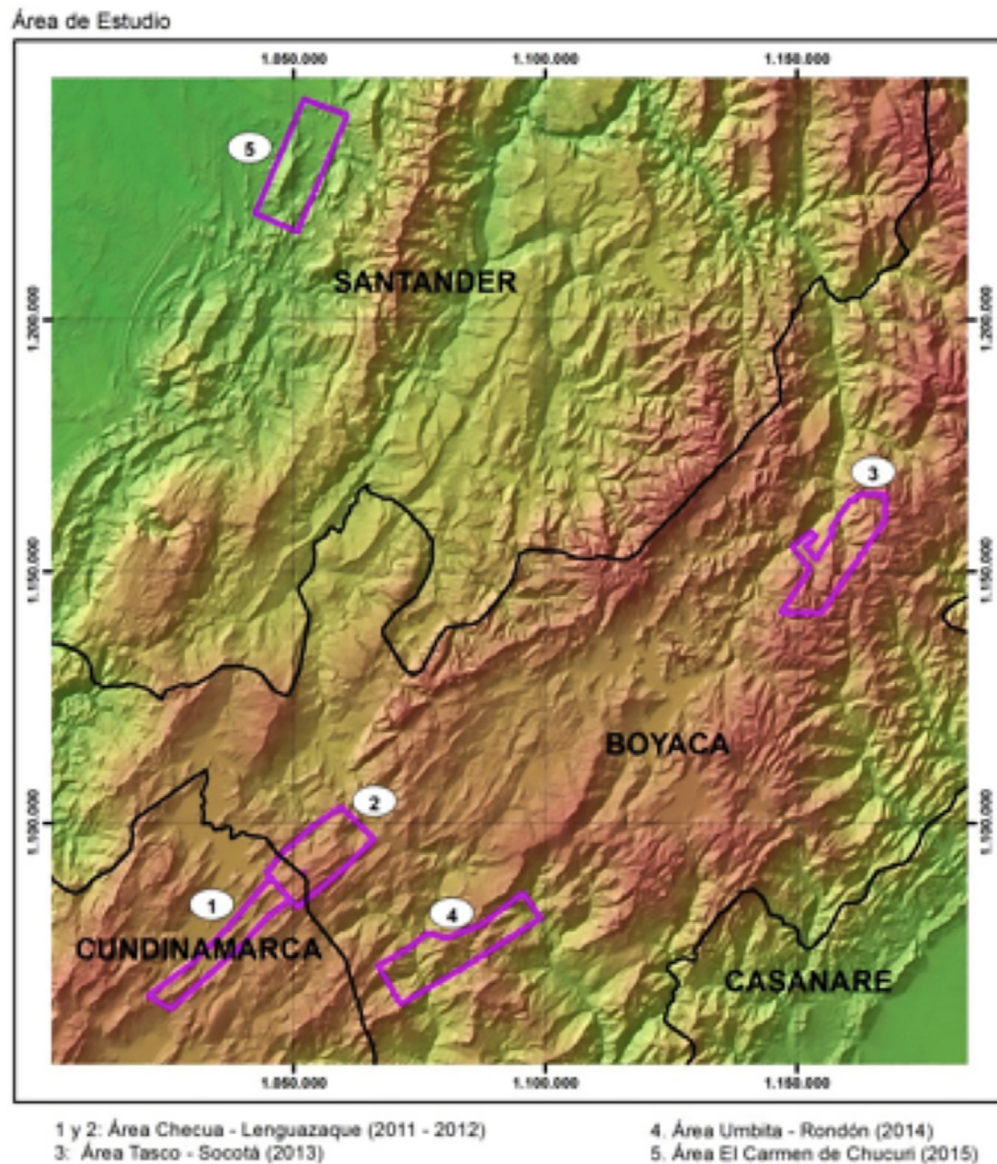
2.2 La explotación del GMC en Colombia: actualidad y perspectivas

Según el Documento Conpes 3517 de 2008, “el gas metano en depósitos de carbón (GMC) es una forma de gas natural presente en yacimientos no convencionales que hace parte de la oferta energética de combustibles fósiles” (DNP, 2008, p. 2). Este documento buscaba establecer los lineamientos de política para asignar los derechos de exploración y explotación de este YNC y el desarrollo de las normas técnicas para su explotación, con un enfoque económico casi por completo. Por las características de los yacimientos de GMC, tanto las licencias como las operaciones de exploración y producción pueden darse en condiciones de coexistencia geográfica y temporal con operaciones de minería de carbón (DNP, 2008). Por eso, sus impactos y conflictos socioambientales están asociados a la explotación carbonífera, siendo, aun así, gas y carbón, recursos diferentes e independientes.

En respuesta al Documento Conpes 3517 de 2008 (DNP, 2008), la ANH publicó el Decreto 3004 de 2013 (Presidencia de la República, 2013) que estableció criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en YNC y abrió la puerta para reglamentar normas técnicas específicas de los citados yacimientos, con excepción de las arenas bituminosas e hidratos de metano. Desde 2011, la Dirección de Recursos Minerales del Servicio Geológico Colombiano viene haciendo estudios de exploración y evaluación de potencial de gas metano asociado al carbón en áreas de los departamentos de Cundinamarca, Boyacá y Santander, con el fin de caracterizar los mantos de carbón en cuanto a su contenido de gas metano (figura 16); para ello, se ha contratado la ejecución de 4.600 metros lineales de perforaciones con recuperación de núcleos, distribuidos en 10 perforaciones (dos por año), con el objeto de muestrear los mantos de carbón en profundidad y medir el contenido de gas. Se encontraron valores de hasta 300 pies cúbicos de gas por tonelada de carbón (Mariño, 2015).

Según el portal web del SGC, en la campaña de exploración de la entidad de 2018 en Boyacá, se encontró oposición a la ejecución de las perforaciones exploratorias por parte de la comunidad de los municipios de Jenesano y Tibaná, que rechazan el *fracking*. Por eso, no pudieron adelantarlas, pese a que el personal de SGC mencionaba que investigan este gas para prevenir afectaciones a mineros de carbón y su aprovechamiento como energético y para evitar su escape a la atmosfera (SGC, 2018). Los resultados de las perforaciones realizadas entre 2011 y 2015 por el SGC indican que las profundidades oscilan entre 300 y 600 metros, con estimaciones de gas de hasta 153,4 gigapiés cúbicos. En Boyacá y Cundinamarca, los contenidos están directamente relacionados con la profundidad (**figura 16**). Lo anterior sugiere que, si se perfora a mayor profundidad, los contenidos serían mayores.

Figura 16. Áreas de estudio de gas metano asociado al carbón, 2011-2015.



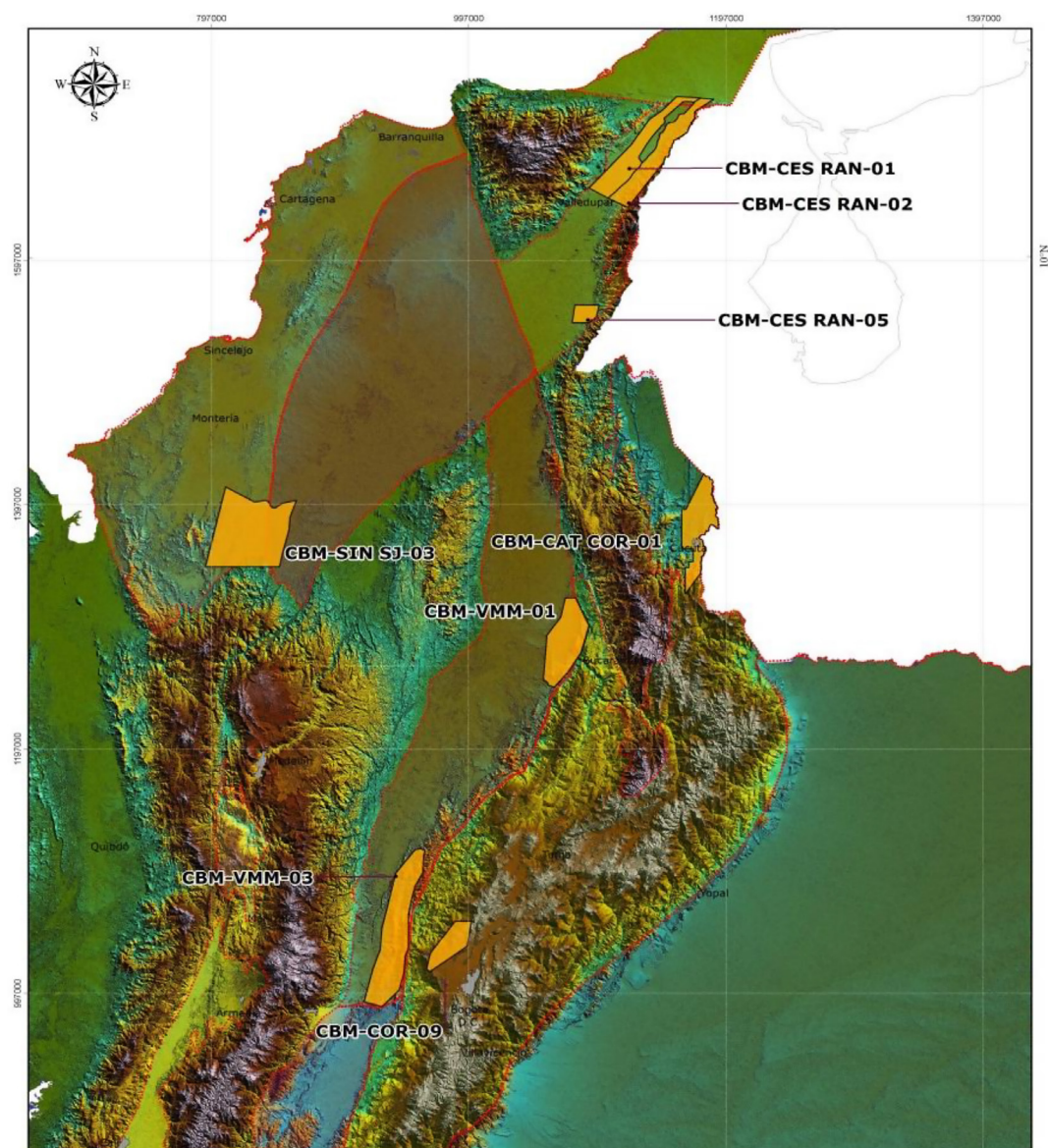
Fuente: elaboración propia adaptada de SGC, 2016.

En 2014, en la Ronda Colombia, la ANH ofreció para ese año ocho bloques en zonas carboníferas que ocupaban 1,2 millones de hectáreas (**figura 17**), con un estimado de los recursos de GMC entre 51,6 y 102,1 trillones de pies cúbicos. El 25 % de esas áreas se encuentra la zona Cesar- Ranchería. Estos yacimientos se encontrarían a una profundidad de entre 300 y 1.500 metros. Estos bloques, finalmente, no quedaron concesionados al tenerse en cuenta la pugna por la prohibición del *fracking* en Colombia.



El desarrollo del GMC ha sido continuo. En 2018, cuando el Consejo de Estado suspendió el *fracking* comercial, se exceptuó la explotación del GMC que ya adelantaba la empresa Drummond en el Cesar; luego, en julio de 2022, se levantó la moratoria al *fracking* comercial, por lo que el marco regulatorio del *fracking* y la explotación de YNC están vigentes.

Figura 17. Bloques Ronda 2014 GMC



Fuente: ANH, 2014.

2.3 ¿Qué empresas explotan GMC? ¿Dónde? ¿Qué contratos relevantes existen?

2.3.1 Bloque de YNC (GMC) reservado por el Estado

Con esta categoría se encuentra el bloque denominado “Amagá CBM” (véanse **figura 3** y **tabla 3**), con potencial de depósitos de GMC. En este bloque se han hecho varios estudios en los que se asegura que, a mayores profundidades y mayores rangos del carbón, los contenidos de gas pueden ascender a rangos de entre 500 y 700 pies cúbicos por tonelada. Según la ANH, el mayor potencial de producción en este bloque se encuentra hacia el costado norte, específicamente, hacia el costado noroccidental del municipio de Venecia, departamento de Antioquia. Allí se han perforado siete pozos, que se detallan en la **tabla 7**.

Tabla 7. Estadísticas de los pozos perforados en el Bloque Amagá

Pozo	Profundidad (metros)	Producción (pies3/tonelada)	Bloque	Recursos (millones de pies cúbicos) 95 % de probabilidad
Rincón Santo -1	467,5	12	Bloque 1	778,47
Venecia	278	44		1.022,65
Torreblanca-1	240	80	Bloque 2	1.348,41
La Loma-1	247,5	65	Bloque 3	-
El Cinco -1A	529	-	-	-
El Cinco-1B	327	-	-	-
Damasco-1	85,4	-	-	-
Total				3.149,53

Fuente: ANH, 2011.

El Bloque Amagá es el único que aparece reservado por parte del Estado para la prospección y producción de GMC. No obstante, en el país se han hecho, también, esfuerzos de prospección de este tipo de YNC mediante el Estudio de Caracterización Geológica y Geoquímica de las zonas carboníferas de Colombia. Esos esfuerzos se han basado en información existente y en nuevos datos geoquímicos de los carbones colombianos. Se orientan al diseño de las áreas de exploración del GMC en Colombia, de manera que no se descarta, en el futuro cercano, la oferta de bloques de GMC en una nueva Ronda de Ofertas de la ANH o la actualización de su mapa de tierras.



2.3.2 Drummond Energy Inc.

Drummond Energy Inc. es la única empresa que tiene, hasta el momento, contrato vigente relacionado con GMC en el Bloque Adicional La Loma. Si bien, también aparece como titular de los contratos de exploración y producción para los bloques CR2, CR3 y CR4, que se encuentran suspendidos.

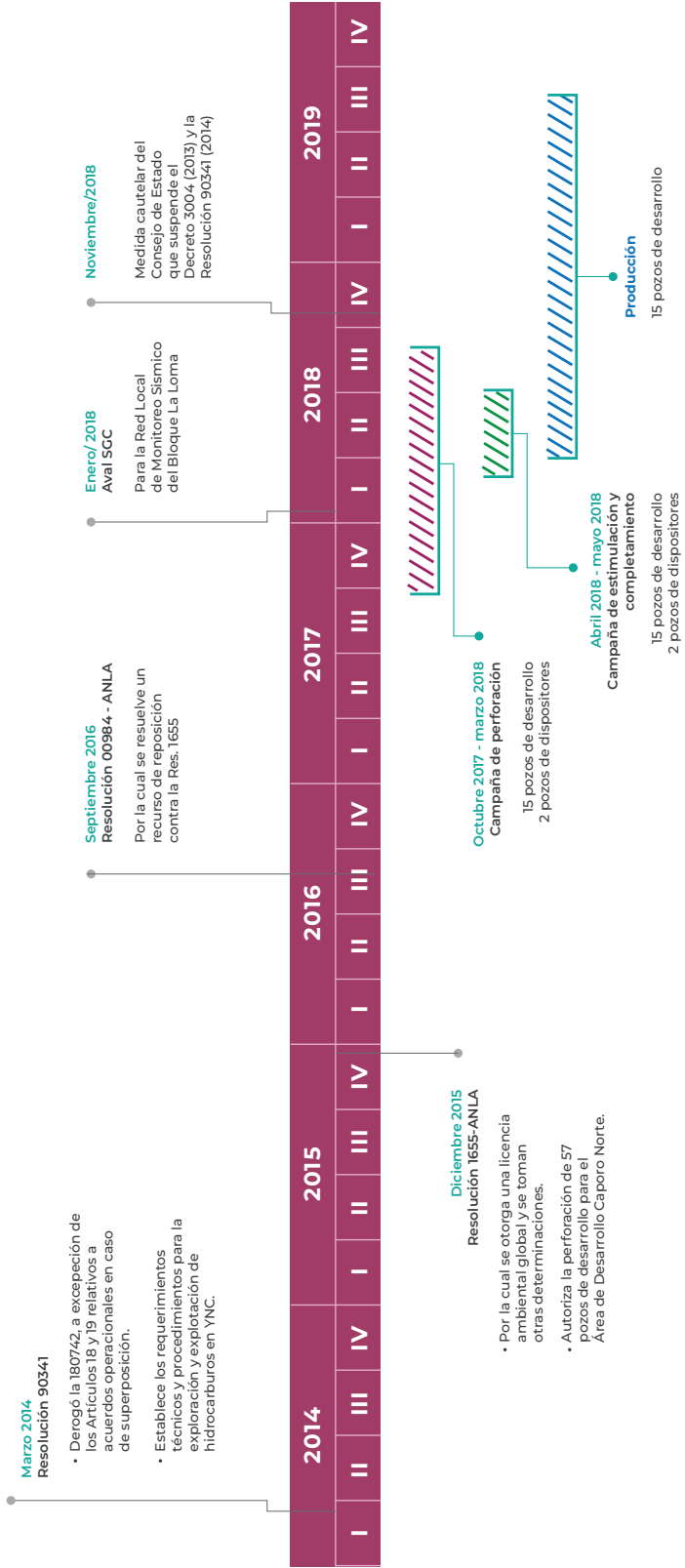
Previo a la suspensión de estos contratos, la Drummond alcanzó a adelantar un proceso de consulta previa con el Consejo Comunitario Gustavo Castro del Tablazo para el proyecto Área de Perforación Exploratoria APE-13. Igual, una etapa de pre-consulta en las Áreas de Perforación Exploratoria APE 6, APE-7 y APE-1, de los contratos CR2 y CR4 (Drummond, 2021, respuesta a derecho de petición DRU-E-01985-2021).

2.3.2.1 El contrato E&E Adicional La Loma

El bloque Adicional La Loma opera bajo el contrato de Exploración y Explotación firmado el 12 de noviembre de 2004 entre la Drummond Ltda. y la ANH. Se encuentra ubicado entre los municipios de La Paz, Agustín Codazzi, Becerril, la Jagua de Ibirico, Chiriguaná y El Paso, en el departamento del Cesar. Los trabajos exploratorios de Drummond permitieron descubrir un yacimiento con potencial productor de GMC, con los pozos Caporo 1 (octubre 2007), Iguana 1 (febrero 2009) e Hicotea 1 (enero 2010). De manera simultánea, se presentó un Programa de Evaluación Unificado que permitió definir el Área de Evaluación La Loma, sobre la que, finalmente, se declaró comercialidad del campo, el 14 de febrero de 2012.

Las operaciones de desarrollo se iniciaron en junio de 2017 tras surtir el proceso de licenciamiento ambiental. Entre otras operaciones, se desarrollaron las siguientes: la construcción de 17 plataformas para perforación de pozos y vías asociadas, perforación de 15 pozos de desarrollo, perforación de dos pozos inyector, estimulación hidráulica y completamiento de 15 pozos de desarrollo, construcción de líneas de flujo de gas y agua, construcción de un Centro de Facilidades Permanentes de Producción (CPF) y construcción de Planta de Tratamiento de Aguas Residuales Industriales (PTARI) (véase línea del tiempo en **figura 18**).

Figura 18. Línea del tiempo del contrato E&E Adicional La Loma



Fuente: Adaptado de Drummond, 2019. Respuesta a incidente de desacato.



2.3.2.2 Licencias ambientales del Bloque Adicional La Loma

En el bloque Adicional La Loma, la ANLA hace el seguimiento ambiental a la exploración y explotación de GMC mediante tres expedientes ambientales:

- LAM3308: *Exploración de hidrocarburos convencionales (gas y petróleo) y gas metano asociado a carbón, denominado La Loma* (ANLA, 2020a, 2020b, 2020c y 2020d).
- LAM4285: *Producción de gas asociado al carbón en el Área de Desarrollo Iguana* (ANLA, 2022b).
- LAV0106-00-2014. *Producción de gas asociado al carbón en Área de Desarrollo Caporo Norte* (ANLA, 2022c).

1) LAM3308: Exploración de hidrocarburos convencionales (gas y petróleo) y gas metano asociado a carbón, denominado La Loma (ANLA, 2020a, 2020b, 2020c y 2020d).

Para el LAM3308 se otorgó licencia ambiental mediante Resolución 2152 del 23 de diciembre de 2005. La autorización ambiental se expidió cuando aún no se encontraba vigente el Decreto 3004 de 26 de diciembre de 2013 (Presidencia de la República, 2013) que autoriza la etapa de exploración para *yc* y de GMC. Esta licencia y las posteriores modificaciones¹³ autorizaron hasta 71 pozos exploratorios, tres de estos, estratigráficos. De estos pozos, se perforaron 19, de los cuales solamente uno se encuentra operativo: el pozo Caporo 13, pozo observador para seguimiento de agua subterránea. El resto de pozos se encuentran abandonados, suspendidos o inactivos. Estos pozos son principalmente de gas de *yc*.

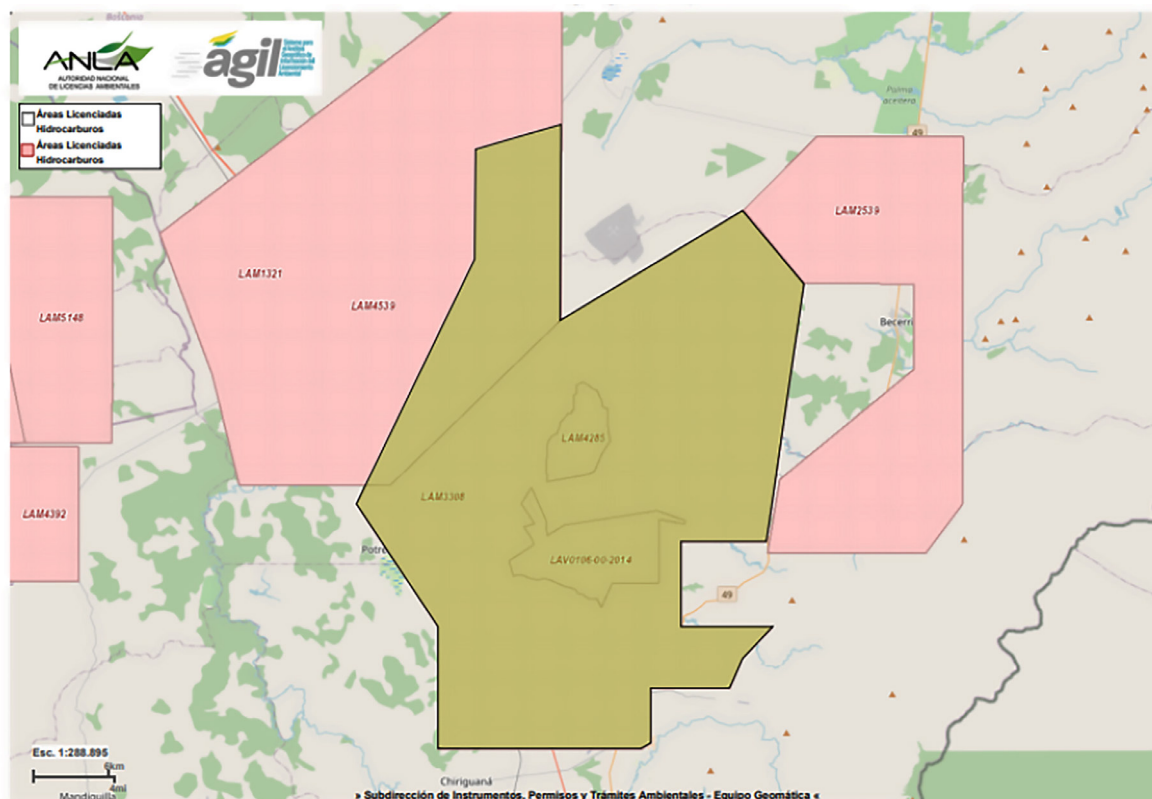
La Loma se localiza entre los municipios de La Paz, Agustín Codazzi, Becerril, La Jagua de Ibirico, Chiriguaná y El Paso, en el departamento del Cesar (véase **figura 19**).

En el contexto de esta licencia, se construyó y se encuentra operando desde 2018 la planta deshidratadora de gas, con una capacidad de hasta 2 millones de pies cúbicos de gas proveniente de mantos de carbón. El agua residual industrial que generó la planta durante el segundo semestre de 2019 fue de hasta 10 litros por semana. Esta agua fue tratada en la Planta de Tratamiento de Agua Residual Industrial (PTARI) del Área de Desarrollo Caporo Norte y se dispone en el pozo inyector la Jagua 2D, de ese mismo campo.

Con respecto a las aguas residuales industriales provenientes de las pruebas de producción y completamiento de pozos, solo durante el segundo semestre de 2019 se produjeron 494.130 galones de este tipo de agua en cada pozo. Esos galones se trataron y dispusieron

13 Modificaciones de la licencia ambiental que autorizaron actividades adicionales: Resolución 1483 de 2007, Resolución 1196 de 2008, Resolución 2294 de 2009 y Resolución 2769 de 2010.

Figura 19. Localización del proyecto Exploración de Hidrocarburos Convencionales (gas y petróleo) y Gas Metano asociado a Carbón denominado La Loma.



Fuente: ANLA, 2022a.

mediante un tercero, la empresa Geoambiental, sobre la que Drummond no incluyó licencias ambientales, ni permisos en el Informe de Cumplimiento Ambiental de 2019. Es de aclarar que las alternativas autorizadas por licencia ambiental, de tratamiento y disposición final de aguas de formación y de lodos de perforación fueron: almacenamiento en piscinas por cada pozo perforado, desecación de lodos y disposición y manejo en las lagunas de sedimentación de lodos y escombreras de la mina de carbón *Pribbenow* de Drummond, adyacente a esta área de exploración La Loma.

Por otra parte, el aprovisionamiento de agua por un caudal de 0,4 litros por segundo se da mediante carrotanques desde la mina *Pribbenow*, mina que a su vez capta del embalse Paujil. Este embalse está ubicado a menos de 1 km de la mina, de manera que la concesión de agua superficial y obligaciones ambientales no son de la licencia ambiental de La Loma, sino de la mina, que no cuenta con licencia, sino con Plan de Manejo Ambiental aprobado y cuyos permisos menores autoriza Corpocesar. Así, el seguimiento a estas obligaciones ambientales se vuelve difuso e indirecto. Solo en el segundo semestre de 2019, se consumieron 2.305 m³ de



agua para completamiento y pruebas de producción, volumen superado por la actividad de riego en vías, que gastó 3.953 m³.

En el Informe de Cumplimiento Ambiental de 2019, se evidencia también que la empresa Drummond está obligada y ejecutó revestimiento de los pozos en los primeros 100 pies (30,5 metros) de profundidad para protección de acuíferos. Con respecto a las aguas de formación provenientes de los pozos de GMC, no se entregaron los análisis de calidad de parámetros NORM (propios de YNC) en idioma español, por lo que la ANLA no los pudo revisar. Además, se incumplió la norma de calidad de ruido en la perforación y en las pruebas de producción del pozo Canario 2.

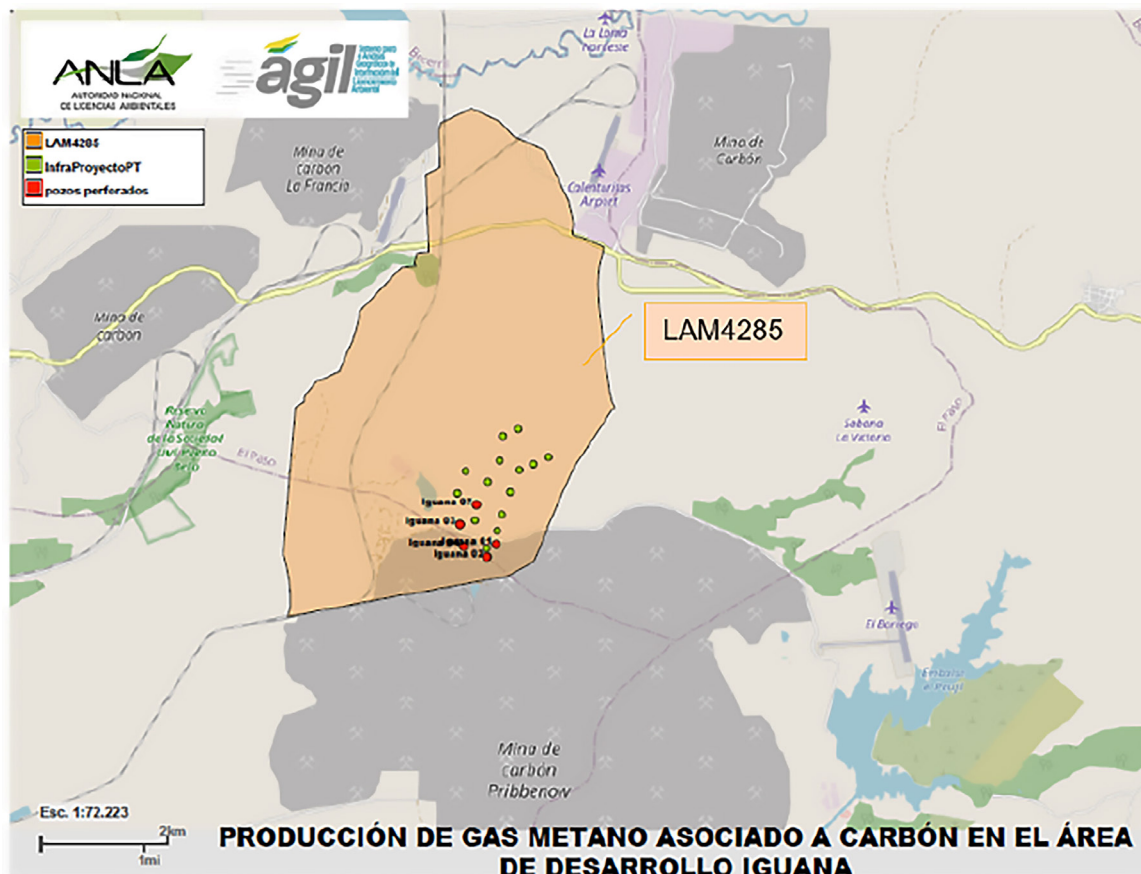
2) LAM4285: Producción de gas asociado al carbón en el Área de Desarrollo Iguana.

Al contrario de La Loma, en el Área de Desarrollo Iguana se autorizaron las actividades de explotación de gas provenientes únicamente de GMC. La licencia ambiental aprobada mediante la Resolución 0771 de 2009 dio vía libre a la construcción de la siguiente infraestructura:

- 114 pozos productores: la perforación se realizaría con lodos base agua a unas profundidades de hasta 3.500 pies (1.066 metros). Tendría dos fases: una, empezaría con 19 pozos y la segunda, los 95 adicionales.
- 30 piscinas de tratamiento de aguas de producción y 15 piscinas para tratamiento y secado de lodos.
- Infraestructura que brinda facilidades permanentes de producción, incluidas una planta deshidratadora de gas, gasoductos, líneas de flujo, líneas eléctricas y vías de acceso.

El Área de Desarrollo Iguana se localiza entre los municipios de La Jagua de Ibirico, Chiriguaná y El Paso, en el departamento del Cesar (véase **figura 20**).

Figura 20. Localización del proyecto producción de gas asociado al carbón en el Área de Desarrollo Iguana.



Fuente: ANLA, 2022b.

En 2022, la Drummond perforó cinco pozos en esta área: Iguana 1, Iguana 2, Iguana 3, Iguana 4 e Iguana 7, pozos actualmente abandonados. Según el expediente, la perforación se hizo en 2008; las pruebas de producción, entre 2009 y 2011 y el abandono, en 2013. Inclusive, ya hay actividad minera en tres de los cuatro pozos.

La captación de aguas superficiales, al igual que en la licencia ambiental de La Loma, fue autorizada para un caudal de 0,237 litros por segundo por pozo durante todo el año para ser bombeados de cualquier punto de los canales perimetrales de aguas lluvias y residuales de la mina de carbón *Pribbenow* de Drummond. El permiso de vertimientos para agua residual industrial y doméstica fue autorizado para riego en vías en el área de la misma mina.

Con respecto a vertimientos, en la práctica de lo realmente ejecutado por la empresa, las aguas residuales provenientes de las pruebas de producción se almacenaron en un tanque de recibo ubicado en la locación Iguana 1. Luego, se dispusieron junto con los lodos en las gigantescas piscinas Load Out de la mina *Pribbenow* (figura 21). Debido a que los pozos llevan



varios años abandonados, no fue posible, según los conceptos técnicos entregados por la ANLA, verificar los volúmenes de agua consumida y vertida por los pozos.

Figura 21. Localización de pozos perforados en el Área de Desarrollo Iguana y piscina Load Out de la mina de carbón Pribbenow



Fuente: ANLA, 2022b.

Según lo manifestado por ANLA en el Concepto Técnico 7275 de 2022,

[E]n la visita de seguimiento presencial realizada los días 31 de octubre y 1 de noviembre de 2022, se verificó que, a la fecha, las locaciones construidas se encuentran en abandono y los pozos cuentan con abandono mecánico; así mismo, se indicó que el titular no contempla continuar con la operación en este proyecto; no obstante lo anterior, verificada la información del sistema de Información de Licencias Ambientales –SILA–, el titular del instrumento de control no ha manifestado la intención de desarrollar abandono y restauración final del proyecto (ANLA, 2022b).

3) LAV0106-00-2014: *Producción de gas asociado al carbón en Área de Desarrollo Caporo Norte (ANLA, 2022c).*

Esta área de desarrollo está dedicada a la producción de gas proveniente exclusivamente de GMC y de las tres áreas descritas, esta es la que tiene pozos operativos. Sus actividades e infraestructura se aprobaron mediante la licencia ambiental Resolución 1655 de 2015. Lo aprobado incluye:

- Construcción de 61 locaciones: 54 de estas locaciones son de un solo pozo, tres son multipozos y cuatro son pozos reinyectores.
- Tratamiento de lodos base agua en tanques de circulación o piscinas, reúso de lodos en perforación de pozos o *well services*. Aplicación de tratamiento *dewatering* para usar en estimulación hidráulica de pozos. Disposición final a través de terceros y/o riego en vías.
- Tratamiento de agua de retorno del fracturamiento hidráulico y aguas de formación: remoción de sólidos en suspensión y posterior disposición final a través de reinyección en siete pozos perforados para tal fin.
- Autorización para usar la infraestructura existente en la mina de carbón *Pribbenow*, como el relleno sanitario, la zona de disposición y clasificación de residuos y el sistema de tratamiento de aguas residuales domésticas (piscinas).
- Construcción de vías de acceso.

Esta área de desarrollo se localiza entre los municipios de La Jagua de Ibirico y Chiriguaná (véase **figura 22**).

Según el Concepto Técnico de seguimiento ambiental de la ANLA 8170 de 2022, en el año de su promulgación se habían construido, en Caporo Norte, 18 locaciones: 16 de estas, en producción, y dos en abandono (ANLA, 2022c). Se perforaron dos pozos inyectoros: Jagua 1D y Jagua 2D. El primero, en abandono. Se construyó la locación multipozo LLA24, que contiene el pozo CP1705, el pozo inyector Jagua 2D, una planta de tratamiento de agua de producción, un campamento y una bodega. En conclusión, se encuentran produciendo 16 pozos de GMC.

Caporo Norte reinyecta las aguas de producción provenientes de las actividades de exploración de gas de La Loma en la locación LLA24. Además, cuenta con concesión de aguas superficiales por un caudal de 0,31 litros por segundo en el arroyo San Antonio. Con respecto a sus vertimientos, Caporo Norte generó 104.555 barriles de aguas de formación solo en enero de 2021: en promedio, 3.300 barriles diarios. De ese volumen, únicamente reusó para actividades de perforación de pozos 726,2 barriles en el primer semestre de 2021. Finalmente, con respecto a residuos, de enero a diciembre de 2021, generó 7.726 kg de lodos provenientes



Figura 22. Localización de Área de Desarrollo Caporo Norte



Fuente: ANLA, 2022c.

del tratamiento de agua residual industrial y 3.050 arenas de retorno. Estos lodos y arenas se evaluaron y resultó que sus contaminantes se encontraban lixiviados y por debajo de los límites de las normas Loussiana 29B, de manera que se dispusieron en el patio de lodos de la Trinchería 8 de la mina *Pribbenow*.

Como se ha observado en los anteriores expedientes, la Drummond ha aprovechado la infraestructura existente y operativa de la mina a cielo abierto *Pribbenow* para viabilizar el proyecto de explotación de GMC. La empresa inició operaciones en esta mina desde 1995, es decir años antes de la reglamentación del licenciamiento ambiental en Colombia, por lo que no cuenta con licencia ambiental, ni con Estudio de Impacto Ambiental, sino con un Plan de Manejo Ambiental aprobado mediante Resolución 017 de 2017. Años después, la Drummond abrió otras dos zonas de trabajo más: El Descanso y El Corozo, con las que en 2021 exportó 31,5 millones de toneladas de carbón a clientes en más de 30 países en todo el mundo. En la actualidad, cuenta con reservas aproximadas de 1.500 millones de toneladas de carbón en los

proyectos La Loma, El Descanso, Rincón Hondo y Similoa; los dos primeros, en explotación; los dos últimos, en proceso de licenciamiento ambiental (Drummond Ltd., s.f.).

Con respecto a la integridad del pozo, las medidas aplicadas para las operaciones de fracturamiento hidráulico están alineadas con el reglamento de la ANH Resolución Número 90341 de marzo 27 de 2014 y con todos los programas planteados en el PMA con respecto a manejo de aguas. Esto incluye:

- 1) Antes de las actividades de estimulación hidráulica se realizarán pruebas de presión a todos los revestimientos expuestos al tratamiento de estimulación hidráulica en el pozo.
- 2) Monitorear la presión del espacio anular de los revestimientos de manera permanente durante las actividades de estimulación hidráulica.
- 3) En los pozos de GMC, se realizarán actividades de estimulación hidráulica en lugares donde los acuíferos aprovechables para el consumo humano se encuentren a una distancia mayor a diez veces el espesor vertical del intervalo estimulado. Para esto, es necesario el inventario y la georreferenciación de los puntos de aguas dentro y cerca del polígono de estudio.
- 4) Las operaciones de estimulación hidráulica deben hacerse en pozos que se encuentren a más de doscientos (200) metros de distancia en superficie de un pozo de agua construido para actividades de subsistencia.

Según el Concepto Técnico de seguimiento ambiental de la ANLA 8170 de 2022, durante la visita de seguimiento se informó que se podrían reanudar las actividades de perforación de nuevos pozos en el proyecto, pues se levantó la medida cautelar que suspendió la Resolución 90341 de 2014 (MME, 2014) y el Decreto 3004 del 26 de diciembre de 2013 (Presidencia de la República, 2013), dando viabilidad a la reanudación de las actividades de exploración y explotación de YNC. Pero, la Drummond no ha decidido reanudar las actividades de producción hasta tanto no se establezcan políticas de Estado en relación con el desarrollo de las actividades de YNC en el país (ANLA, 2022c).

2.3.3 Incidente de desacato y medida cautelar contra el Decreto 3004 de 2013 y la Resolución 90341 de 2014 del MME

El 9 de septiembre de 2019, el señor Luis Enrique Orduz, abogado de la Corporación Podion, en calidad de coadyuvante de la parte demandante en el proceso de nulidad simple del Decreto 3004 y la Resolución 90341 de 2014 (MME, 2014), solicitó al Consejo de Estado el inicio de un incidente de desacato por el presunto incumplimiento a la medida cautelar ordenada mediante Auto del 8 de noviembre de 2018. Además, pidió que, de comprobarse este



desacato, se impongan sanciones a los directivos de las entidades públicas y/o particulares responsables, es decir, la ANLA, la ANH y la empresa Drummond.

Una vez conocida la solicitud por incidente de desacato, la ANLA, la ANH y la Drummond presentaron sus argumentos en contra de esta solicitud. Sin embargo, en Auto del 12 de diciembre de 2019, el Consejo de Estado se pronunció sobre el incidente atendiendo los argumentos presentados por la Corporación Podion. Declaró el estado de desacato a lo ordenado en el Auto del 8 de noviembre de 2018 y, en consecuencia, ordenó a la ANH suspender toda actividad de producción de los 15 pozos del Área de Desarrollo Caporo Norte e instó al MME para que lidere esa suspensión de actividades en el término de tres meses siguientes.

Luego de proferido por el Consejo de Estado el auto del 12 de diciembre de 2019, la ANH, el MME y la Drummond presentaron recursos de súplica y solicitudes de aclaración y adición; el Consejo de Estado resolvió esos recursos mediante Auto del 9 de diciembre de 2020 y revocó el desacato de diciembre 12 de 2019 adelantado en contra de la perforación y explotación de los Pozos Caporo.

El Consejo de Estado consideró que la perforación y explotación de los pozos Caporo no constituyen *fracking* puesto que los pozos son verticales, hacen estimulación hidráulica convencional (que no difiere de las realizadas en Colombia hace más de 50 años y es distinta a la del fracturamiento multietapa y a pozos horizontales/direccionales). Otra razón para considerar que la perforación y explotación de los pozos Caporo no constituyen *fracking* fue que la perforación de los 15 pozos concluyó en un momento previo a la promulgación de medida cautelar del Consejo de Estado, siguiendo la normatividad técnica vigente de la ANH; de esta manera, se da continuidad a las actividades de producción en los pozos existentes del Área de Desarrollo Caporo Norte.

A partir de la confirmación de la medida cautelar al *fracking* por parte del Consejo de Estado, el 17 de septiembre 2019, y como consecuencia de este pronunciamiento, desde esa fecha no se han planeado ni ejecutado nuevas actividades de desarrollo en el Campo La Loma por parte de la Drummond. Dicho escenario puede cambiar con el levantamiento que el mismo Consejo de Estado hizo de la medida cautelar en julio de 2022.

2.3.4 Actualidad del contrato

Es pertinente resaltar que en el Bloque La Loma, de acuerdo con la información de sus licencias ambientales, la ANLA autorizó la perforación de un total de 246 pozos; según el Informe Ejecutivo Semestral - Segundo Semestre de 2020 del Contrato E&E La Loma presentado por Drummond, están operando actualmente 16 pozos; uno de ellos, Caporo 13, desde 2008 y los restantes 15, desde 2018. En total, se han perforado 28 pozos (**tabla 8**) y de ellos hay

una producción acumulada de 855,431 miles de pies cúbicos de gas, en contraste con casi seis millones de barriles de agua.

Tabla 8. Resumen de la producción para cada uno de los pozos del Campo La Loma GMC. Agosto de 2007 a diciembre de 2020.

Pozo	Inicio de producción	Tiempo de producción hasta 21/12/2020	Gas producido (miles de pies cúbicos) en el segundo semestre 2020	Gas acumulado (miles de pies cúbicos)	Agua producida (barriles) en el segundo semestre 2020	Agua acumulada (barriles)
Caporo 1	6 agosto 2007	Abandonado desde abril 2011	-	238,8	-	390
Caporo 2	12 diciembre 2007	Abandonado desde abril 2011	-	314,0	-	343
Caporo 3	13 noviembre 2007	Abandonado desde abril 2011	-	135,0	-	476
Caporo 4	23 abril 2008	Abandonado desde abril 2011	-	1,0	-	122
Caporo 13	21 abril 2008	Pozo observador	-	246,0	-	2.886
Caporo 21	28 septiembre 2009	4060 días acumulados	16.007,8	338.912,6	17.384	846.744
Iguana 1	19 enero 2009	Abandonado desde diciembre 2013	-	326,0	-	16.124
Iguana 2	22 diciembre 2008	Abandonado desde diciembre 2013	-	1.764,0	-	15.274
Iguana 3	22 febrero 2009	Abandonado desde diciembre 2013	-	3.627,0	-	49.813
Iguana 4	7 febrero 2009	Abandonado desde diciembre 2013	-	5.949,0	-	12.476
Iguana Deep 1	4 febrero 2009	Abandonado desde diciembre 2013	-	686,0	-	237.194
Iguana 7	20 septiembre 2011	Abandonado desde noviembre 2017	-	29.161,0	-	44.273
Hicotea 1	12 septiembre 2009	Abandonado desde septiembre 2015	-	44.352,0	-	296.431
CP 1701	8 julio 2018	887 días acumulados	25.982,9	47.272,0	102.053	546.588
CP 1702	16 julio 2018	820 días acumulados	255,7	2.000,4	113.852	455.990



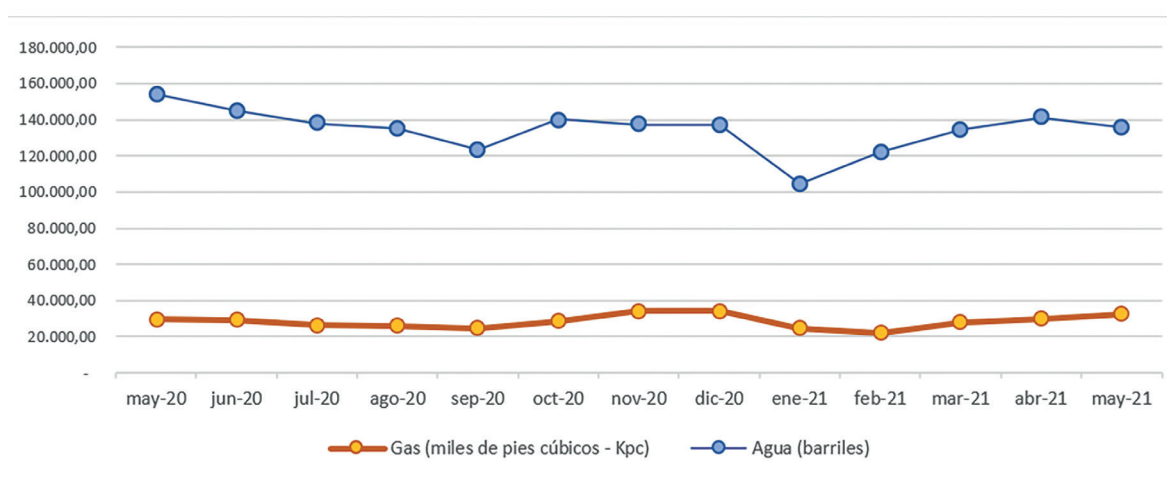
Pozo	Inicio de producción	Tiempo de producción hasta 21/12/2020	Gas producido (miles de pies cúbicos) en el segundo semestre 2020	Gas acumulado (miles de pies cúbicos)	Agua producida (barriles) en el segundo semestre 2020	Agua acumulada (barriles)
CP 1703	18 julio 2018	871 días acumulados	357,8	1.252,4	121.566	542.879
CP 1704	26 junio 2018	835 días acumulados	6.497,6	14.158,4	44.524	316.008
CP 1705	24 mayo 2018	914 días acumulados	11.489,2	36.546,0	22.213	227.081
CP 1706	26 mayo 2018	803 días acumulados	11.182,6	37.556,6	86.391	437.149
CP 1707	9 julio 2018	820 días acumulados	2.184	10.563,3	10.444	116.752
CP 1708	27 abril 2018	362 días acumulados	0,4	4.479,2	-	28.417
CP 1709	6 mayo 2018	981 días acumulados	11.211,1	75.605,1	13.294	151.947
CP 1710	19 mayo 2018	913 días acumulados	3.137,5	14.334,2	9.086	86.076
CP 1711	12 mayo 2018	924 días acumulados	2.951,2	8.848,8	8.317	72.701
CP 1712	15 julio 2018	847 días acumulados	29.786,4	62.986,1	121.488	615.979
CP 1713	7 junio 2018	883 días acumulados	8.257,4	26.833,4	20.746	173.545
CP 1714	14 junio 2018	832 días acumulados	2.704,6	12.380,7	14.157	162.676
CP 1715	22 junio 2018	863 días acumulados	42.676,7	74.902,5	106.274	424.185
Total			173.791,9	855.431,1	811.789	5.880.519

Fuente: Drummond, 2021.

La etapa de estimulación y completamiento de los pozos culminó en junio de 2018 y desde ese momento empezaron las pruebas iniciales en los pozos de desarrollo, con resultados, en general, típicos para la primera etapa de producción (altos volúmenes de agua y bajos

contenidos de gas). Según los datos aportados por Drummond en respuesta al derecho de petición con radicado DRU-E-01985-2021 de julio de 2021, durante el período comprendido entre 2020 y 2021, se produjeron 337,166 miles de pies cúbicos de gas, frente a más de 1,6 millones de barriles de agua (**figura 23**). Mensualmente, se produjeron 28,427 miles de pies cúbicos de gas y 134.575 barriles de agua.

Figura 23. Curvas de producción de gas y agua en pozos que operan entre mayo de 2020 y mayo de 2021 en el Campo La Loma de Drummond



Fuente: elaboración propia a partir de Drummond, 2021.

En septiembre de 2018, inició el funcionamiento del CPF La Loma. Antes de esta fecha, todo el gas producido se quemó en las teas de cada pozo. Luego, fue tratado y enviado a la Power Plant de la Mina *Pribbenow* para ser usado en generación de energía eléctrica. En agosto de 2020, se terminó la construcción de la unidad deshidratadora de glicol y se puso en funcionamiento.

Durante el segundo semestre de 2020, permaneció en producción el pozo Caporo 21 y 14 de los primeros 15 pozos de desarrollo. El pozo CP 1708 fue suspendido y la ANH aprobó su conversión de productor, a observador. El pozo Iguana 7 fue abandonado en noviembre de 2020. Los pozos Caporo 1, 2, 3, 4 y 9 fueron abandonados con aprobación del MME en abril de 2011, mientras que los pozos Iguana 1, 2, 3, 4 e Iguana Deep 1 fueron abandonados en diciembre de 2013. El pozo Hicotea 1 fue abandonado en septiembre de 2015. El Caporo 13 permanece como pozo observador con la debida aprobación por parte de la ANH (**tabla 8**).



El volumen de producción es enviado al CPF La Loma y, luego del tratamiento, es conducido a la *Power Plant* de la Mina *Pribbenow* para ser usado en generación eléctrica. El pronóstico de producción presentado por la Drummond a la ANH en el Programa de Trabajos de Explotación para 2021 fue de 234,416 miles de pies cúbicos de gas y las actividades esperadas para próximos años son continuar con la producción de los pozos de desarrollo, para así seguir incrementando la producción de gas en el Campo La Loma, gas que se usa exclusivamente para las mismas operaciones de Drummond.

3.



YNC y transición energética



El argumento del anterior Gobierno, el de Iván Duque, en Colombia para dar continuidad a la extracción de YNC se plasmó en el documento *Conclusiones y recomendaciones sobre los efectos ambientales y económicos de la exploración de hidrocarburos con la técnica del fracking*, elaborado por la Comisión Interdisciplinaria Independiente (2019). En ese documento, se quiso evidenciar la importancia del sector de hidrocarburos en el país desde el punto de vista macroeconómico, especialmente, para las cuentas externas y de las finanzas públicas. Inclusive, reconociendo que, aunque los costos de producción serían mayores en la aplicación de esta nueva tecnología, las estimaciones de un alto potencial de YNC no dejarían de ser importantes, tanto en términos del país, como en el ámbito latinoamericano.

En el mundo, la irrupción de los YNC en el panorama energético ha derivado en un cambio de perspectivas de la transición energética, hacia energías limpias. Se tiene una falsa percepción de abundancia de hidrocarburos no convencionales y de que estos están distribuidos por todos los continentes, cada vez más fuera del control del cartel de la Organización de Países Exportadores de Petróleo. Como se ha mencionado anteriormente, se ha dado un aumento acelerado de la extracción de YNC debido a la tendencia a la baja de los costos de producción originados en rápidos y constantes avances tecnológicos y en las exenciones tributarias.

En América Latina y el Caribe, las reservas probables de gas y de petróleo no son significativas, con excepción de lo que sucede en países con grandes reservas de YC y de YNC, como Venezuela, Brasil y, tal vez, México y Argentina. Pese a lo anterior, en Colombia, Bolivia, Brasil



y México se adelanta un fuerte lobby con el propósito de generar un ambiente político y tributario para permitir el desarrollo de los YNC utilizando la técnica del *fracking*. Por ejemplo, en México, se ha adelantado por parte de la autoridad competente, la adjudicación de varios de este tipo en los campos o bloques ubicados en la cuenca de Burgos. En Colombia, se avanzó con la adjudicación de varios bloques en la Ronda 2016 y se sigue avanzando en materia de la normatividad que soporta esta técnica.

3.1. Los YNC y el poder empresarial: concentración de poder político y democracia

En un primer momento, el desarrollo de los YNC y la consolidación del *fracking* como técnica para extraer hidrocarburos en Estados Unidos, igual que su expansión a otros países, desencadenaron la creación de muchas empresas que ofrecían servicios especializados y actividades específicas que requieren de alta tecnología, con altos estándares de innovación y conocimiento. De allí el alto costo de sus servicios. Pero, la dinámica del negocio y la incertidumbre acerca de él, llevaron a que en 2019 y en el primer semestre de 2020, una gran cantidad de esas empresas comenzaran a declararse en bancarota. También, sucedió que se valían de leyes fiscales o tributarias de los Estados Unidos para hacer una reestructuración, por la incapacidad de asumir sus obligaciones con los bancos e inversionistas. En consecuencia, se consolidaron pocos actores en el negocio del *fracking* en el mundo.

En los últimos 10 años, en América Latina, hubo gobiernos autoritarios de derecha, como el de Bolsonaro en Brasil o el de Añez en Bolivia, que desconocieron a las minorías e impusieron políticas económicas y extractivas con el propósito de desarrollar proyectos en cualquier tipo de ecosistemas y sobre cualquier población. El panorama actual latinoamericano es de matices: de una parte, hay logros como la defensa del Parque Nacional Yasuní ante la prospección petrolífera, decisión tomada por la mayoría de la ciudadanía ecuatoriana en un plebiscito; de otra, Luiz Inácio Lula da Silva, presidente de Brasil, decide ampliar la producción de petróleo en el llamado Margen Ecuatorial para mantenerse como el mayor productor de petróleo de América Latina, con un récord de 4,3 millones de barriles diarios (Gouvea de Andrade, 2023).

Otro miembro del Consejo Amazónico que apuesta por la exploración petrolífera es Guyana, que encontró vastas reservas de hidrocarburos en 2015. En 2022, según el Fondo Monetario Internacional (FMI), el país tuvo el mayor crecimiento del mundo: el aumento del 57,8 % de su Producto Interior Bruto (PIB) se apoyó en gran medida en el petróleo.

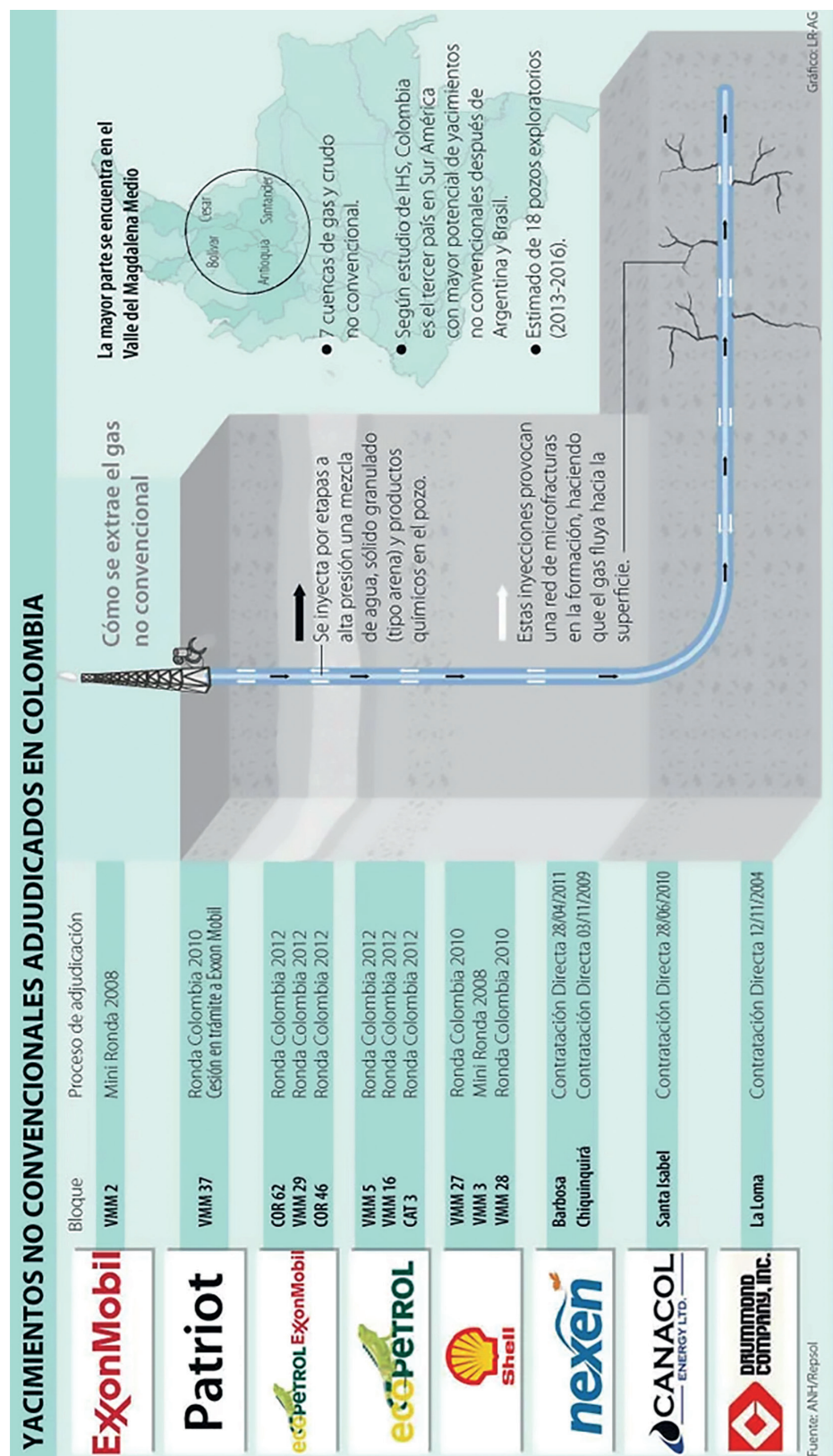
También, en Sudamérica, Argentina optó recientemente por seguir adelante con la explotación de Vaca Muerta, una de las mayores reservas de gas natural y de petróleo del mundo. El proyecto es controvertido por los impactos socioambientales y a los derechos humanos y por los acuerdos y contratos que la empresa Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), de propiedad



14 Parte de lo que incluyen estos acuerdos, bajo la figura de Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, es lo siguiente: explotación a 35 años (10 años más que antes), adjudicación directa de áreas, así como su subdivisión, de manera que se reordena el mapa territorial; eliminación de aranceles a la importación de bienes e insumos y libre disponibilidad de un 20 % de la producción, lo que abriría la puerta para su exportación (Alianza Latinoamericana Frente al Fracking, 2016).



Figura 24. Bloques de YNC adjudicados en Colombia entre 2008 y 2012.



Fuente: Elaboración propia, adaptada de ANH, Repsol, 2012.

Inclusive, en 2012, la Contraloría había emitido una Función de Advertencia para el MADS y la ANLA sobre los riesgos ambientales de este tipo de explotación. Aparte de enumerar estos riesgos, el ente de control solicitaba, por encima de todo, que si llegaba a aprobarse esta práctica en el país, se hiciera siempre teniendo en cuenta el derecho a un medioambiente sano.

En 2012, el MME mencionó que no había peligro de que hubiera impactos graves como los sucedidos en Estados Unidos en la salud pública, lo que implicó millonarias multas a empresas petroleras en Texas. Y decía que no lo había porque en Colombia se había expedido la reglamentación técnica y ambiental en 2013 y 2014 para la explotación de YNC: el Decreto 3004 de 2013, que establece criterios y procedimientos para la explotación y explotación de YNC, y la Resolución 90341 de 2014 (MME, 2014), que reglamenta los requerimientos técnicos para tal fin. En 2014, se incluyeron los términos de referencia para la elaboración de estudios ambientales de proyectos de perforación exploratoria y en ellos se limitó un tema tan importante como el de los YNC a un anexo de 23 páginas. Esto da cuenta de lo vago que era en términos ambientales en aquel momento. Esa reglamentación técnica y ambiental resultaba insuficiente frente a la incertidumbre de los efectos sobre la calidad y disponibilidad del agua, la sismicidad inducida, la complejidad química y los riesgos del fluido de fracturamiento y de retorno.

La ciudadanía colombiana solicitó al Consejo de Estado en 2016 la anulación de estas normas, porque no incluían las medidas para evitar todos los efectos sobre el medio ambiente y permitían una actividad con demostrados impactos negativos en los países donde se había implementado, por lo que violaban el principio de precaución. El 13 de junio de 2018, el Consejo de Estado admitió la demanda y, finalmente, el 8 de noviembre de 2018, suspendió provisionalmente el desarrollo del *fracking* comercial en el país, por los daños potenciales al medio ambiente y a la salud.

Hay que destacar, también, que el Consejo de Estado basó su decisión en el seguimiento a la función de advertencia de la Contraloría General de la República, hecha en 2014. De ese seguimiento se concluyó que si bien el MME, la ANH y el MADS habían adelantado procesos de gestión del conocimiento, en últimas, no habían acogido el principio de precaución: no se desarrollaron términos de referencia, ni reglamentación técnica para la fase de explotación de YNC, sino solo para la de exploración. Además, estos términos de referencia presentaban deficiencias y abordaban la generación de líneas base ambientales, como de agua subterránea y sismicidad de manera muy general y a escalas muy amplias.

La Contraloría reconoció una insuficiencia de generación de información en el ámbito local y de información específica para la fase de explotación.



Aun con lo observado, el Gobierno de Iván Duque insistió en imponer el *fracking* y, en 2019, salió un informe de una Comisión Interdisciplinaria Independiente, designada por el mismo gobierno. Ese informe recomendaba hacer Proyectos Piloto de Investigación (PPII) de naturaleza técnica y científica para monitorear los efectos socioambientales y generar confianza, así como abrir el espacio para avanzar en las etapas de exploración y explotación de YNC. Esto dio paso a que el Consejo de Estado, en el Auto del 17 de septiembre de 2019, excluyera del alcance de la suspensión del *fracking* comercial, los proyectos piloto. Así fue que nació el Decreto 328 de 2020, que reglamenta estos PPII. Hay que hacer énfasis en que los proyectos piloto no cumplen con las condiciones previas establecidas por la Comisión Interdisciplinaria Independiente, pues no garantizan una suficiente participación de la sociedad civil. Incluso, porque la actividad petrolera no cuenta con aceptación por parte de la comunidad, no cuenta con la denominada “licencia social”, condición necesaria para avanzar con actividades de *fracking*.

Las comunidades y organizaciones sociales tienen un gran rechazo por el *fracking*, en principio, porque la experiencia petrolera en Colombia ha causado despojo, violación de derechos humanos, violación de la Constitución Política al no garantizar un ambiente sano, incumplimiento normativo ambiental, pasivos ambientales¹⁵, es decir, impactos ambientales no resueltos. Hay debilidad institucional, no sólo para hacer seguimiento a estos proyectos, sino para multar y sancionar cuando se debe y para planificar, medir y monitorear los recursos provenientes de nuestro patrimonio natural.

Así que los PPII fueron avanzando entre 2018 y 2022 en un contexto de represión y violencia contra los defensores ambientales opositores del *fracking*, en especial, en el municipio de Puerto Wilches, Santander, donde se propusieron los dos proyectos piloto de *fracking*: Kalé y Platero. El primero, operado por Ecopetrol y el segundo, por Ecopetrol y Exxon Mobile. Es de aclarar, que el PPII Kalé surtió proceso de licenciamiento ambiental y obtuvo su aprobación mediante la Resolución 648 de 25 de marzo de 2020. El proyecto Platero se encuentra en trámite de evaluación. Sin embargo, la sociedad Exxon Mobile Exploration Colombia Limited, mediante escrito ante la ANLA con radicado 20236200347532 del 13 de julio de 2023, solicitó el desistimiento del trámite de licencia ambiental, motivo por el cual esta entidad se encuentra en términos de ley para pronunciarse.

En julio de 2022, el Consejo de Estado levantó la suspensión, de modo que quedaron en firme las leyes y decretos que regulan el *fracking* comercial y la explotación de YNC. El alto tribunal, a pesar de toda la evidencia científica aportada y contradiciendo su opinión anterior,

15 Recientemente, durante la elaboración de este documento, se publicó la Ley de Pasivos Ambientales: Ley 2327 de 2023 “por medio de la cual se establece la definición de pasivo ambiental, se fijan lineamientos para su gestión y se dictan otras disposiciones”.

consideró que en el proceso no se demostró que existiera una duda razonable sobre los riesgos irreversibles que tiene la técnica. El levantamiento de la suspensión se dio en un contexto político muy particular: justo después de que se eligiera el nuevo Gobierno nacional en 2022, el presidente Gustavo Petro, que ya lo había dicho en su campaña y lo había presentado en su programa de gobierno, recaló su intención de prohibir el *fracking* y la explotación de YNC de petróleo y gas. En varias intervenciones públicas, luego de su posesión, ha reiterado este propósito.

Figura 25. Historia del *fracking* en Colombia – principales hitos.



Fuente: elaboración propia.

3.2.2. Proyecto ley para la prohibición del *fracking* y la explotación de los YNC

En agosto de 2022, se radicó el Proyecto de Ley 114 en el Senado y, después, el proyecto de Ley 413 de 2023, en la Cámara de Representantes. La construcción del proyecto de ley fue liderada por la Alianza Colombia Libre de Fracking con más de 74 congresistas coautores. También, la apoyó el Gobierno nacional. En ella se propone prohibir el *fracking* y la explotación de cuatro tipos de YNC de petróleo y/o gas: lutitas, arenas bituminosas, gas en mantos de carbón e hidratos de metano. Esta era la cuarta vez que se radicaba un proyecto de ley de esta naturaleza. En ocasiones anteriores, no tuvo el apoyo suficiente de los y las congresistas.



A finales de 2022, Ecopetrol, considerando que el futuro de los PPII era incierto por el Plan de Gobierno de Gustavo Petro y dada la gestión del proyecto de ley que busca la prohibición del *fracking*, decidió solicitar a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) la suspensión de los Contratos Especiales de Proyecto de Investigación (CEPI) de los proyectos piloto, por mutuo acuerdo. En 2023, Ecopetrol cedió el 100 % de sus derechos en el proyecto Platero a Exxon Mobile, de tal manera que la parte contratista quedó conformada de manera exclusiva por Exxon Mobile. Como se evidenció anteriormente, Exxon Mobile solicitó el desistimiento del trámite de licencia ambiental ante la ANLA.

Ahora bien, el proyecto de ley avanza en un contexto político desafiante. Si bien es una iniciativa apoyada por el Gobierno nacional y liderada por las más de 100 organizaciones que conforman la Alianza Colombia Libre de Fracking, no se ha logrado la aprobación integral de la propuesta inicial. En el trámite legislativo de este proyecto de ley, se han hecho, debate tras debate, cambios muy importantes: en su primero y en su segundo debate en el Senado, se excluyó la explotación de gas en mantos de carbón (GMC) del alcance de la prohibición. Por esa razón, se encuentra en riesgo la región sur del departamento de la Guajira y norte del departamento del Cesar.

Sin embargo, aun con la exclusión del GMC, el trámite del proyecto de ley avanzó y logró que la Comisión V del Senado radicara una ponencia conjunta, aprobada por la plenaria del Senado con 62 votos a favor y 9 en contra. En la actualidad, el proyecto de ley se encuentra en la Comisión V de la Cámara de Representantes, pero su aprobación no es un hecho. En la Comisión, hay importantes fuerzas políticas que no hacen causa común a la prohibición del *fracking* y que recientemente (diciembre de 2023) radicaron una ponencia de archivo al proyecto de ley.

La aprobación de este proyecto de ley significa avanzar, salvaguardar a nuestro país de los impactos ambientales, sociales y de salud pública del *fracking* y fortalecer el camino hacia una transición energética justa. Es una tarea impostergable de la ciudadanía defender esta iniciativa y exigir al Congreso su aprobación.

3.3. La narrativa del gas como “combustible limpio para la transición energética” e implicaciones del gas de YNC

Dice la Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos (Acipet) que el gas natural “es un recurso probado (con ventajas geopolíticas estratégicas relativas) y tiene viabilidad económica en comparación con las soluciones tecnológicas de energías renovables emergentes” (Acipet, 2023). Los componentes del gas natural son gases de efecto invernadero y se asocian

a su producción y consumo. Sin embargo, produce menos emisiones de esos gases en comparación con otros combustibles fósiles como el carbón y el petróleo. Además, es fuente importante para la generación de hidrogeno azul (Acipet, 2023).

Por otro lado, el hecho de que se pueda aprovechar el GMC, que normalmente se ventila y se ventea por razones de seguridad en minas de carbón, es visto, según la Asociación Colombiana del Petróleo y Gas (ACP), la Asociación Colombiana de Gas Natural (Naturgás) y otros gremios de este tipo, como la “energía del futuro”, “el energético de la transición” que contribuye a la independencia energética del país. Según el Plan Integral de Gestión del cambio climático del sector Minas y Energía (MME, 2021), una buena práctica es el aprovechamiento de metano en mantos de carbón y lo explica de la siguiente manera:

Se considera que una de las fuentes de emisiones de gases efecto invernadero en la operación minera [es la proveniente] de la liberación del metano que se encuentra almacenado [en] forma natural en los mantos y es liberado a la atmósfera con el avance de la operación. Dada la magnitud de las emisiones de metano a la atmósfera, estas contribuyen de manera importante con el cambio climático. Se sabe que el metano tiene un potencial de calentamiento entre 28 y 32 veces mayor al del dióxido de carbono. Por lo tanto, es necesario conocer e implementar tecnologías que permitan su captura y adecuado aprovechamiento (MME, 2021).

Al respecto, la Agencia Nacional de Minería (ANM, s.f.) y el Ministerio de Minas y Energía han mencionado que están trabajando en una propuesta regulatoria que facilite los acuerdos operacionales y brinde las garantías legales suficientes para que se pueda explotar este gas, al tiempo que respeta los derechos mineros.

Inclusive, se han generado incentivos económicos para esta práctica: el IPCC (Intergubernamental Panel en Climate Change) ha establecido metodologías recomendadas para estimar las emisiones de metano en las actividades de minado del carbón. Si en un proyecto minero se logra capturar el metano y generar energía limpia utilizando el metano, se puede acceder a los bonos de carbono por reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero, lo que se traducirá en ingresos adicionales para la empresa (UPME, 2016).

La combustión del gas natural genera menos gases a la atmósfera que la de otros combustibles como la gasolina, el diésel y el carbón, gases relacionados con la calidad del aire en las ciudades, o la lluvia ácida, como material particulado fino y dióxidos de nitrógeno (Rystad Energy - IGU Global Gas Report, 2022). Sin embargo, al igual que cualquier combustible fósil, produce gases de efecto invernadero (GEI). Adicional a esto, hay que contar las enormes emisiones de GEI y otros gases contaminantes, que se generan, no solo por la actividad minera



de carbón, a la que está directamente asociada (que libera toneladas de metano), sino por la perforación de los pozos, tratamientos de aguas residuales, operación de diversos equipos de combustión interna y externa para tratar el gas y hacerlo comercial. Además, está la construcción de gasoductos, que implica intervenir ecosistemas boscosos que, al talar, liberan GEI almacenados en su biomasa.

La extracción de VNC es contraria al compromiso internacional asumido por los Estados de disminuir la emisión de gases de efecto invernadero. De acuerdo con estudios de la Universidad de Cornell (Estados Unidos) un 12% de la producción total de gas en yacimientos de lutitas se fuga a la atmósfera durante el ciclo completo del proyecto, que abarca desde la extracción del gas del pozo, hasta el consumidor final (Howard, 2015). A estas emisiones, se suman las fugas de metano, de pozos con deficiencias en la integridad de sus estructuras; incluso, la posible migración de gas desde las fracturas en la roca y de los pozos abandonados. Por ello, se considera que, en un periodo de 20 años, “la huella de gases de efecto invernadero del gas natural de lutitas es peor que la del carbón o la del petróleo” (Howarth y Ingraffea, 2011).

Es decir, si miramos todo el ciclo de vida del gas, desde “la cuna a la tumba”, las emisiones de GEI son altamente significativas. Entonces, llamarlo un combustible limpio no es el término más preciso. Menos acertado es considerarlo un combustible “puente” hacia energías más limpias en términos ambientales, políticos y sociales.

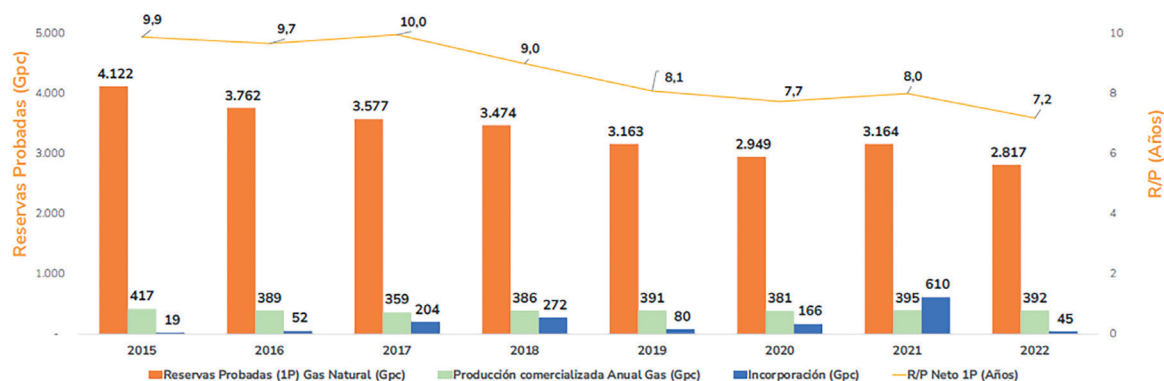
3.4. El rol del gas en la matriz energética de Colombia: reservas y consumo

La industria del petróleo y del gas ha insistido en que, pese a los recientes esfuerzos para encontrar nuevos yacimientos de hidrocarburos en el país, no se han generado descubrimientos importantes que hayan aumentado las reservas. Dice que, si el nivel de las reservas no se incrementa, el país pasará de ser exportador a ser importador de petróleo y gas. Indica que importar hidrocarburos implicaría un incremento en el precio de la gasolina, del diésel y de otros productos derivados del petróleo, lo que impactaría directamente el costo de vida en general, aumentando impuestos e inversiones sociales (ACP, s.f.). Eso quiere decir que perderíamos nuestra autosuficiencia energética.

Es importante enfatizar en que Colombia no es un país petrolero. En términos de reservas probadas, en nuestro territorio está solamente el 0,1% de las reservas globales de petróleo y menos del 0,05 % de las reservas de gas (BP, 2021). De acuerdo al último informe de reservas y recursos de la ANH, en 2022 se extrajeron 392 gigapiés cúbicos de gas, mientras que solo se incorporaron 45 gigapiés cúbicos de gas provenientes de nuevos descubrimientos. Es decir, continúa la tendencia de casi dos décadas de grandes inversiones en exploración que

incorporan reservas pequeñas (Gómez, 2023) (véase **figura 26**). La ANH proyecta que Colombia cuenta con reservas probadas de gas de 7,2 años.

Figura 26. Comportamiento histórico de reservas probadas, producción e incorporación anual de gas



Fuente: ANH, 2023.

Contrastan estos datos con la dependencia económica del país de los ingresos generados por la exportación de petróleo: entre 2017 y 2021, esos ingresos representaron el 60 % del total nacional (Gobierno de Colombia, PND 2022-2026):

En pocas palabras, nuestras exportaciones, y por tanto nuestros ingresos, dependen en su mayoría de un bien natural que no tenemos ni tendremos, razón que nos debe urgir a construir las condiciones de cambio necesarias, antes de caer en el pánico promovido por la industria fósil, responsable directa de la crisis climática que enfrentamos (Gómez, 2023).

A diferencia de la matriz global de generación de energía eléctrica cuya principal fuente es el carbón, en Colombia, la fuente principal es el agua (hidroeléctricas), que generó el 82 % de electricidad en 2021; la segunda fuente de generación es el gas natural, responsable del 11 % en el mismo año (XM, 2022). Con respecto a la proyección, según el Plan Energético Nacional (UPME, 2021), para 2050, incluso en un escenario disruptivo con alta participación de hidrógeno, el gas natural tendrá una participación del 16 % en la matriz energética.

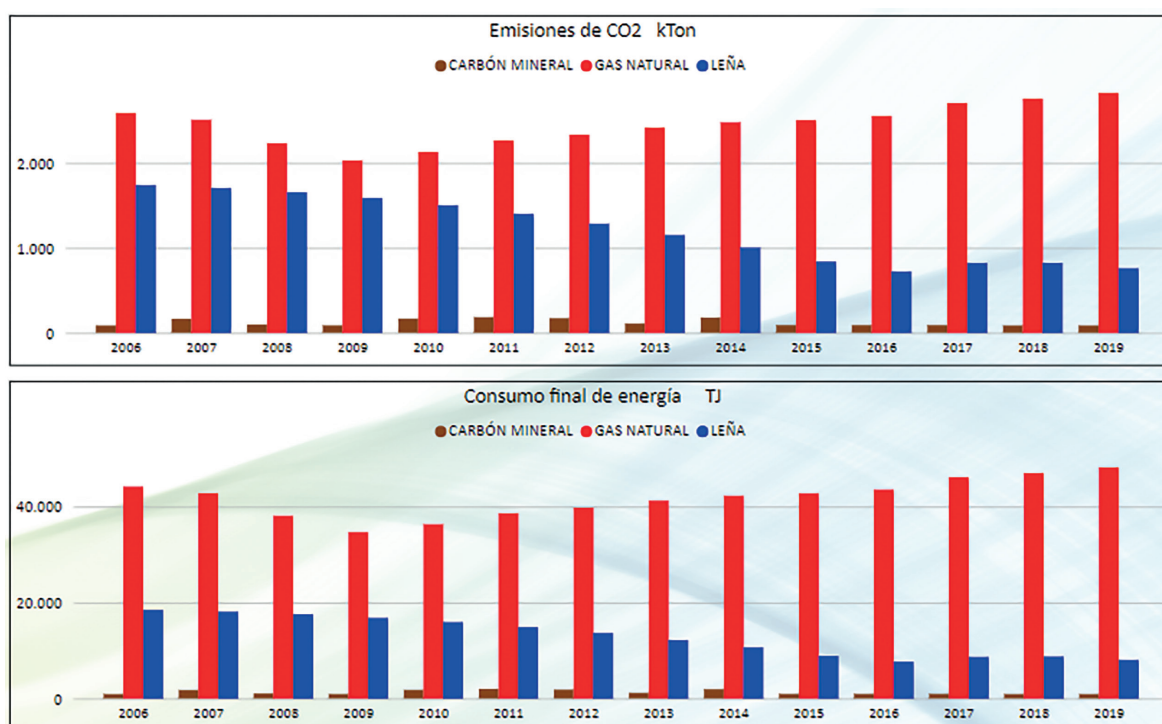
Ahora, en relación con la demanda y consumo final de la energía, según los datos del Balance Energético Colombiano (UPME, 2023), el gas es el combustible más usado a nivel nacional (48.184 Tera Jules, que es la unidad de calor o energía, en 2019), por encima de la leña y el carbón mineral (**figura 27**). Por ende, también es el combustible que más emite CO_2 (2.823



kilo-toneladas en 2019). Con respecto a la distribución del consumo final, este mismo balance muestra que en 2019 se consumieron 192.107 Tera Jules, siendo el sector más representativo el industrial con el 49 %, seguido por el residencial con el 40 %, el comercial, 15% y transporte, 14% (**figura 28**).

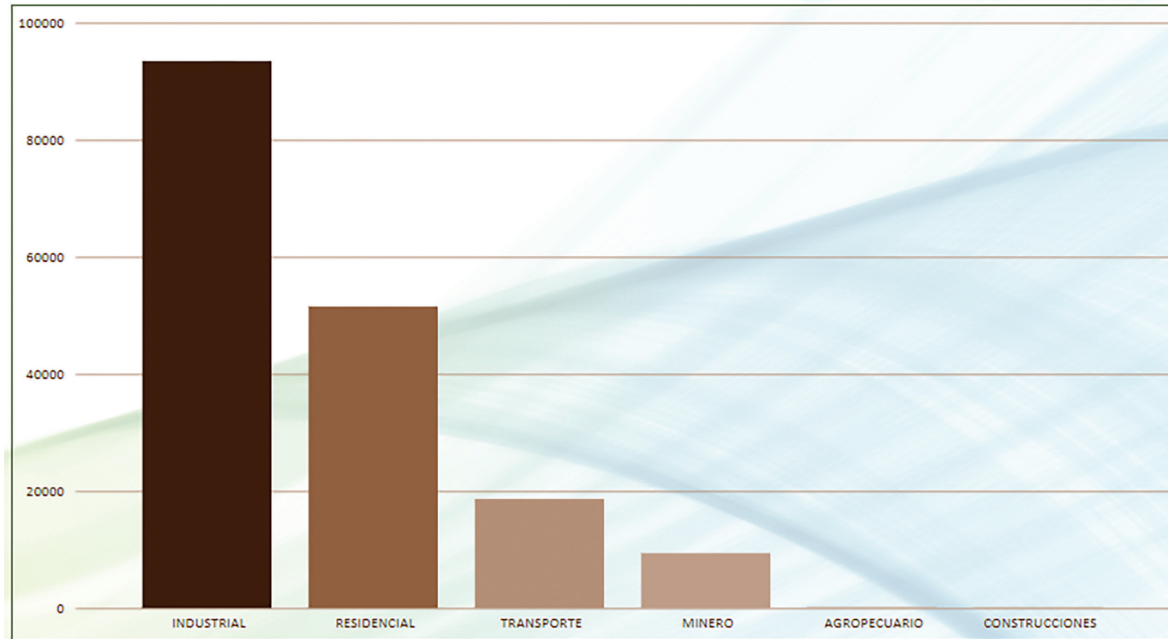
Con respecto al consumo en el sector industrial, según el Informe de Indicadores de Naturgás, correspondiente a 2019, el 24 % se destinó al sector petrolero, lo que evidenció un alto autoconsumo. Esto se ratifica en los porcentajes de comercialización de gas versus su producción: en enero de 2023, se comercializó el 62,1 % del gas que se extrajo; en febrero, el 65,9 %. Incluso, en algunos momentos, este valor ha sido menor al 50 % (Gómez, 2023 y ANH, 2023c).

Figura 27. histórico de consumo final de energía y emisiones de CO₂ por combustible en Colombia para el año 2019



Fuente: UPME, 2023.

Figura 28. Distribución sectorial del consumo final de gas en Colombia para el año 2019



Fuente: UPME, 2023.



Conclusiones

Existe evidencia científica de los graves impactos ocasionados por la explotación de YNC, tanto de lutitas y carbonatos apretados mediante la técnica del *fracking*, como de arenas bituminosas y GMC, que no utilizan la técnica de *fracking* en su sentido amplio. Los impactos se manifiestan en la salud de las personas y en los medios de vida de las comunidades. La evidencia proviene, principalmente, de los países pioneros en la aplicación de esa técnica, aunque ya han empezado a documentarse casos de daños en Latinoamérica, donde, además, se han presentado graves violaciones de derechos humanos y afectación a pueblos indígenas y a las mujeres y la ocurrencia de contingencias como fugas, derrames, explosiones e incendios. Otro elemento relevante de la extracción de YNC es el de las emisiones fugitivas de gas metano durante la producción y transporte de gas, emisiones que no mide el sector de hidrocarburos, pese a que este gas es responsable del 25 % del calentamiento global (PNUMA, 2022).

Particularmente, para el GMC, se suma un alto riesgo de contaminación y desecamiento de agua subterránea, pues, los pozos son de poca profundidad, en comparación con otros YNC (en el Campo La Loma, no han superado los 800 metros de profundidad y su revestimiento o *casing* se hace, apenas, para los primeros 35 metros). Hay que tener en cuenta, también, la altísima generación de agua de formación para lograr vacío en los poros del manto del carbón y para desorber el metano contenido allí. En los pozos de GMC en la cuenca *Powder River* (Estados Unidos), por ejemplo, durante diez años, el total de barriles de agua por mes estuvo cerca a los 50 millones y, en el Campo La Loma, con apenas 28 pozos perforados entre 2008

y 2018, se han generado 6 millones de barriles de esta agua residual industrial, cuya disposición final se hace mediante inyección, aunque en su licencia ambiental está autorizado el riego en vías.

Los impactos del GMC están directamente relacionados, además, con la extracción del carbón, y con todas las implicaciones ambientales, sociales, económicas que conlleva. Inclusive, de violación de derechos humanos sin ninguna responsabilidad contundente, como lo comprueba el emblemático caso de El Cerrejón en Colombia.

Eso demuestra que la promesa de reservas de gas y petróleo para años venideros provenientes de los YNC no compensan los riesgos e impactos socioambientales significativos que generarían. Además de la profundización de la crisis climática. En este punto, las preguntas determinantes son:

- ¿Vale la pena continuar con la exploración, explotación y consumo de gas?
- ¿Sería viable para el sector de hidrocarburos si se internalizaran los costos ambientales, sociales y de derechos humanos que actualmente pagan la sociedad y los territorios?

La respuesta es no para el caso colombiano, si se tienen en cuenta las bajas reservas y las pocas incorporaciones de reservas de gas en los últimos años.

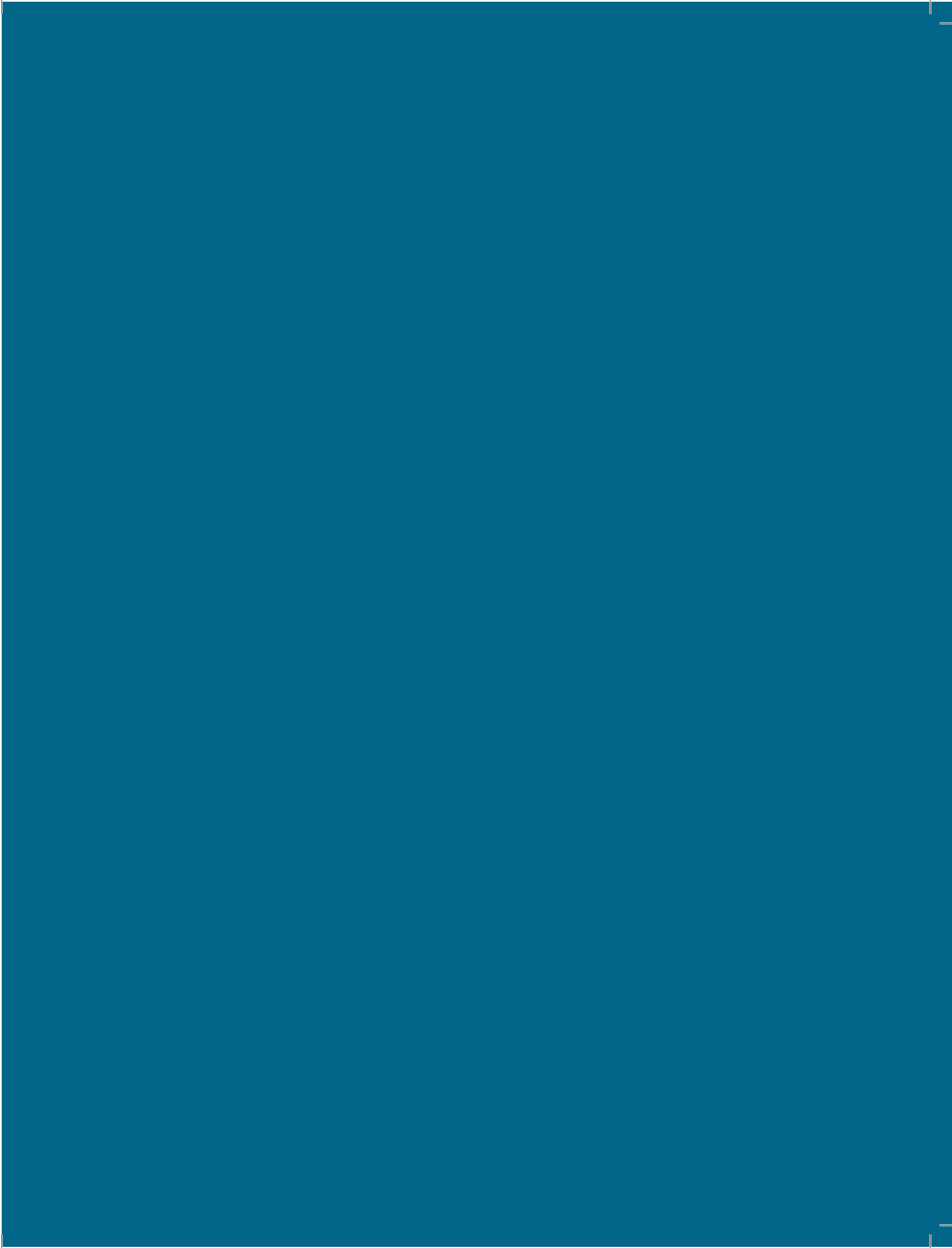
En dicho escenario, ¿es más conveniente dar la espalda a una fuerte dependencia de los combustibles fósiles y del consumismo que estos sustentan y elegir un camino sostenible en términos ecológicos? El economista ecológico Elmar Altvater (2006) ve los caminos que tenemos por delante como lo siguiente: esencialmente, una “revolución solar” que crea posibilidades para relaciones sociales más descentralizadas e igualitarias, o una forma cada vez más autoritaria de *apartheid* global, en la que las consecuencias del cambio climático y otras catástrofes ecológicas y sociales recaerán de manera desproporcionada (al menos inicialmente) en las poblaciones más pobres del mundo.

Los sociólogos Debra Davidson y Michael Gismondi (2011, 2015), como muchos ecologistas antes que ellos, sostienen que el camino actual de crecimiento de la población humana (consumo de recursos y producción de desechos) la ha llevado a un precipicio que no podemos saltar con la innovación tecnológica. Este es un momento para hacer una pausa y cambiar de rumbo, hacia un futuro post-carbono. Visto de esta manera, las alternativas al actual modelo de desarrollo en Colombia (y en el mundo) no son solo una desaceleración del ritmo de extracción de gas o el uso de tecnologías más eficientes desde el punto de vista energético para reducir las emisiones de GEI procedentes de la extracción y combustión de combustibles fósiles: son una moratoria petrolera y una importante inversión social en energías renovables, conservación de energía y energías comunitarias. Hay costos sociales y económicos asociados



con tales direcciones y, por lo tanto, cuestiones importantes sobre su distribución equitativa y sobre cómo garantizar medios de vida sostenibles. Las preocupaciones centrales deberían ser los posibles futuros ecológicos, las estrategias de transición y los “recursos de esperanza” para el cambio social y político (Williams, 1989).

De esa red de gran alcance de oposición al “capitalismo fósil” hacen parte la experiencia en Alberta, Canadá, en la que las naciones indígenas lideran la defensa territorial, con importantes avances y haciendo visibles los graves impactos del primer mundo extractivista; las miles de protestas en Europa y Estados Unidos que han logrado moratorias y prohibiciones al *fracking*; el número creciente de organizaciones sociales, comunidades e instituciones organizadas en América Latina para hacer frente a esta nociva técnica; la Alianza Colombia Libre de Fracking. Tales procesos ponen en evidencia que es menester prohibir la producción comercial de gas y petróleo de YNC, para poner en el centro la vida.



Referencias

- Acacio, J. y Wyczykier, G. (2021). Territorios en conflicto: resistencia Mapuche contra el *fracking* en Vaca Muerta. *Anales de Antropología* 55.2: 179–189. Web.
- Adkin, L. (2018). *First World Petro-Politics: The Political Ecology and Governance of Alberta* (Adkin, Ed.). University of Toronto Press.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH. (2014). *Yacimientos de gas asociado a mantos de carbón (Coal Bed Methane) CBM. Ronda Colombia 2014*. Disponible en https://www.anh.gov.co/documents/14213/Presentaci%C3%B3n_CBM.pdf
- Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH (2023a). *Mapa de tierras*. Disponible en <https://www.anh.gov.co/es/hidrocarburos/mapa-de-tierras/>
- Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH (2023b). Informe de reservas y recursos contingentes de hidrocarburos-Corte 31 de diciembre de 2022. Disponible en https://www.anh.gov.co/documents/21617/Informe_de_Reservas__y_Recursos_Contingentes_de_Hidrocarburos_2022_pfMyhzQ.pdf
- Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH. (2023c). Estadísticas de Producción. Producción Mensual de Hidrocarburos. Disponible en <https://www.anh.gov.co/es/operaciones-y-regal%C3%ADas/sistemas-integrados-operaciones/estad%C3%ADsticas-de-producci%C3%B3n/>
- Agencia Nacional de Minería, ANM. (s.f.). *Yacimientos no convencionales, nuestra energía del futuro*. Disponible en <https://www.anm.gov.co/?q=Yacimientos-no-convencionales-energia-del-futuro>
- Aidun, H., Giunta, T. y Clínica de Protección Ambiental de la Universidad de Yale. (2019). *Prohibiciones y moratorias al fracking: legislación comparada*. AÍDA. Primera edición.

- Alianza Colombia Libre de Fracking, ACLF. (2020). Folleto: *12 verdades sobre el fracking*. Bogotá: Alianza Colombia Libre de Fracking. Disponible en <https://justiciaambientalcolombia.org/12-verdades-sobre-el-fracking/> Alianza Colombia Libre de Fracking, ACLF. (2023). *¿Qué son los YNC?* Bogotá: Alianza Colombia Libre de Fracking.
- Alianza Latinoamericana Frente al Fracking (2016). Políticas públicas, impactos y resistencias al *fracking* en América Latina. *Revista Última Frontera*. Disponible en <https://app.box.com/s/h85xog5zel0toe4csg9o2hmsygaafir9>
- Altwater, E. (2006): Horror vor Null-Wachstum. Wachstum und Entwicklung oder Akkumulation, in *Wissenschaft & Umwelt Interdisziplinär*, Nr. 13, 2009, Wien: 101 – 109.
- Aminian, K. (2020). *Gas transportation in CBM reservoir. Coal Bed Methane* (Second Edition), Elsevier, pages 133-145.
- Anderson, R. (2014). Hidrato de metano, la energía oculta en el hielo. *BBC*. Disponible en https://www.bbc.com/mundo/noticias/2014/04/140421_ciencia_verde_hidratos_metano_energia_hidrocarburos_np
- Ángel, A. (2019). Impactos a perpetuidad. El legado de la minería. *Ideas Verdes-Análisis Político*. Número 20, octubre. AÍDA y Fundación Heinrich Böll.
- Asociación Colombiana de Gas Natural, Naturgás. (2019). Indicadores 2019. Disponible en <http://www.naturgas.com.co/documentos/2019/Indicadores2019.pdf>
- Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, ANLA. (2020a). Concepto técnico de seguimiento No. 368 de 2020. LAM3308.
- Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, ANLA. (2020b). Concepto técnico de seguimiento No. 2982 de 2020. LAM3308.
- Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, ANLA. (2020c). Concepto técnico de seguimiento No. 3985 de 2020. LAM3308.
- Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, ANLA. (2020d). Concepto técnico de seguimiento No. 5391 de 2020. LAM3308.
- Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, ANLA. (2022a). Concepto técnico de seguimiento No. 7919 de 2022. LAM3308.
- Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, ANLA. (2022b). Concepto técnico de seguimiento No. 7275 de 2022. LAM4285.
- Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, ANLA. (2022c). Concepto técnico de seguimiento No. 8170 de 2022. LAV0106-00-2014
- Arroyo, A., Perdiel, A. (2015). *Gobernanza del gas natural no convencional para el desarrollo sostenible de América Latina y el Caribe. Experiencias generales y tendencias en la Argentina, el Brasil, Colombia y México*. Organización de Naciones Unidas, ONU. Disponible en https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/37629/1/S1421128_es.pdf



- Asociación Colombiana del Petróleo y Gas, ACP. (s.f.). *Si no se implementa el fracking, ¿qué va a pasar?* Disponible en <https://acp.com.co/web2017/es/todo-sobre-el-fracking/828-si-no-se-implementa-que-va-a-pasar>
- Asociación Colombiana del Gas Natural, Naturgás. (2023). *Gas natural, el energético de transición*. Página de inicio. Disponible en <https://naturgas.com.co/>
- Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos, Acipet. (2023). *Comentarios y observaciones de carácter técnico por parte de Acipet sobre los temas en los que tiene competencia y que se relacionan en el Proyecto de Ley 114 de 2022 (Senado), el cual se encuentra radicado en la Cámara de Representantes para su primer debate en comisión*. Bogotá: Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos.
- Bertinat, P., D'elia, E., Observatorio Petrolero del Sur, Ochandio, R., Svampa, M. y Viale, E. (2014). *Veinte mitos y realidades del fracking*. Fundación Rosa Luxemburgo. Quito, Ecuador.
- BP. (2021). *BP Statistical Review of World Energy 2021*. Disponible en <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf>
- Bruffato, C., Cochran, J., Conn, L. et al. (2003). From mud to cement – Building gas wells. *Oilfield Review*. Volume 15. Issue 3. Page 62 – 76.
- Centro Nacional Salud, Ambiente y Trabajo, Censat Agua Viva, y Centro de Investigación y Educación Popular, Cinep. (2023). *¿Cerrejón siempre gana? Entre la impunidad corporativa por la violación de derechos humanos y la búsqueda de reparación integral en tiempos de transición*. Bogotá; Censat y Cinep.
- Cepeda Castro, I, Lozano Angélica y otros. *Proyecto de Ley 114 de 2022. Por medio de la cual se prohíbe el fracking, la exploración y producción de los yacimientos no convencionales de hidrocarburos, se ordena la reformulación de la política de transición energética y se dictan otras disposiciones*. Disponible en <https://leyes.senado.gov.co/proyectos/images/documentos/Textos%20Radicados/proyectos%20de%20ley/2022-2023/PL-114S-2022.pdf>
- Comisión Interdisciplinaria Independiente. (2019). *Informe sobre efectos ambientales (bióticos, físicos y sociales) y económicos de la exploración de hidrocarburos en áreas con posible despliegue de técnicas de fracturamiento hidráulico de roca generadora mediante perforación horizontal*. Bogotá. Disponible en <https://foronacionalambiental.org.co/wp-content/uploads/2023/03/Informe-de-la-Comision-de-expertos-para-la-exploracion-de-Yacimientos-No-Convencionales-en-Colombia.pdf>
- Consejo de Estado. (2022, 7 de julio). Sentencia 110010326000201600140-00 (57819). (C.P.: José Roberto Sáchica Méndez).
- Contraloría General de la República, CGR. (2018). *Riesgos y posibles afectaciones ambientales al emplear la técnica de fracturamiento hidráulico en la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales en Colombia*. Bogotá: Contraloría General de la República.
- Corporación Autónoma Regional del Cesar, Corpocesar; Universidad Tecnológica de Pereira y Grupo de Investigación en Agua y Saneamiento. (2018). *Formulación de Plan de Manejo Ambiental del Sistema*

- Acuífero Cesar. Fase diagnóstica.* Convenio Interadministrativo No. 19-7-0007-0-2017. Disponible en [https://www.corpocesar.gov.co/files/Informe%20diagnostico%20final%20\(1\).pdf](https://www.corpocesar.gov.co/files/Informe%20diagnostico%20final%20(1).pdf)
- C&en -By Free Feng-. (2015). China Backpedals On Shale Gas [Imagen]. *Chemical and Engineering News. Volume 93 Issue 3* (pp. 22-23). Disponible en <https://cen.acs.org/articles/93/i3/China-Backpedals-Shale-Gas.html>
- Chillingarian, G. V. & Yen, T. F. (1978). *Bitumens, Asphalts and Tar Sands*. New York: Elsevier Scientific Publishing Company.
- Departamento Nacional de Planeación, DNP. (2008). *Documento Conpes 3517. Lineamientos de política para la asignación de los derechos de exploración y explotación de gas metano en depósitos de carbón*. Bogotá: Ministerio de Minas y Energía, Instituto Colombiano de Geología y Agencia Nacional de Hidrocarburos.
- Drummond Ltd. (s. f.). *Nuestra historia. 37 años trabajando por Colombia*. Disponible en <https://www.drummondltl.com/nuestra-compania/acerca-de-nosotros/nuestra-historia/>
- Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, y Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, UPTC. (2001). *Definir oportunidades de prospección de gas a partir del carbón en las áreas aledañas al municipio de Cúcuta, Norte de Santander*. Bogotá: Ecopetrol, UPTC.
- Fierro, J. (s.f.). Riesgos e incertidumbres del fracturamiento hidráulico de yacimientos no convencionales. Terrae Investigación Geoambiental. Disponible en https://www.anh.gov.co/documents/1846/Consideraciones_Ambientales_sobre_Fracking_-_Julio_Fierro.pdf
- Flórez, R. (2004). *Total Petroleum System and Assessment of Coalbed Gas in the Powder River Basin Province, Wyoming and Montana*. USA: U.S. Geological Survey Digital Data Series DS-69-C.
- Gao US Government Accountability Office. (2012). *Oil and Gas. Information on Shale Resources, Development, and Environmental and Public Health Risks*. Disponible en <https://www.gao.gov/products/gao-12-732>
- Gao, L., Mastalerz, M., y Schimmelmann, A. (2020). The origin of coalbed methane. *Coal Bed Methane* (Second Edition), Elsevier, pages 3-34.
- Gómez, A. (2023). *Declinación de nuevos descubrimientos de petróleo y gas en Colombia: ¿debemos seguir invirtiendo en exploración de hidrocarburos?* Consejo Permanente de Transición Energética Justa en Colombia (CPTEJ).
- Gouvea de Andrade, Matheus. (2023, 28 de agosto). El futuro del petróleo divide cada vez más a Sudamérica. *DW*. Disponible en <https://www.dw.com/es/el-futuro-del-petr%C3%B3leo-divide-cada-vez-m%C3%A1s-a-sudam%C3%A9rica/a-66652410>
- Griffiths, L. et al. (2007). Coalbed Methane Development, Legal and Regulatory Issues for CBM. *Environmental Law. Volume X, No. 2*.
- Halliburton. (2007). *Coalbed Methane: Principles and Practiques*. Disponible en www.halliburton.com
- Howarth, R. W., Santoro, R. y Ingraffea, A. (2011). Methane and the Greenhouse-Gas Footprint of Natural Gas from Shale Formations. *Climatic Change*, 106(4), 679–690. Disponible en <https://doi.org/10.1007/s10584-011-0061-5>



- Howarth, R. e Ingraffea, A. (2011). *¿Should Fracking Stop?* Consejo de Académicos de Canadá. Disponible en <http://www2.cce.cornell.edu/naturalgasdev/documents/pdfs/howarth%20nature.pdf>
- Howarth, R. (2015). Methane Emissions and Climatic Warming Risk from Hydraulic Fracturing and Shale Gas Development: Implications for Policy. *Energy and Emission Control Technologies*, 5:3, p. 45-54. Disponible en http://www.eeb.cornell.edu/howarth/publications/f_EECT-61539-perspectives-onair-emissions-of-methane-and-climatic-warmin_100815_27470.pdf 10.
- Instituto de Investigación e Información Geocientífica, Minero-Ambiental y Nuclear, Ingeominas. (2004). *El carbón colombiano: recursos, reservas y calidad*. Bogotá: Ingeominas
- International Gas Union. (2022). *Global Gas Report WGC2022. Presentation*. Disponible en <https://www.igu.org/events/global-gas-report-wgc2022-presentation/>
- Kvenvolden, K. (1988). A Primer on the Geological Occurrence of Gas Hydrate. *Geological Society London Special Publications*, 137, 9-30.
- Mariño, J. (2015). *Gas asociado al carbón (CBM o GMAC)*. Geología, contenidos, reservas, minería y posibilidades en Colombia. Tunja: Editorial UPTC. Colección Investigación. Disponible en <https://librosaccesoabierto.uptc.edu.co/index.php/editorial-uptc/catalog/view/70/96/3431>
- Ministerio de Minas y Energía, MME. (2014, 27 de marzo). Resolución 90341. Por la cual se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. *Diario Oficial* 49106.
- Ministerio de Minas y Energía, MME. (2021). *Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del Sector Minero Energético 2050*. Disponible en https://www.minenergia.gov.co/documents/6393/PIGCCme_2050_vf.pdf
- Moore, T. (2004). *General Introduction to Coal Bed Methane*. First annual Illinois Basin Coalbed Symposium, The Midwest PITC Center. Evansville, Indiana. Oklahoma, USA.
- Naik, G. C. (2003). *Tight Gas Reservoirs: An Unconventional Natural Energy Source for the Future*.
- Papp, H., Hower, J. y Peters, K. (1988). Atlas of Coal Geology. *AAPG Studies in Geology*, (45).
- Popescu, I., De Marc, B., Leericolais, G., Nouze, H., Poort, J. & Panin, N. (2006). Multiple Bottomsimulating Reflections in the Black Sea: Potential Proxies of Past Climate Conditions. *Marine Geology*, 227(3), 163-176.
- Portafolio. (2008, 11 de diciembre). Petróleo rompió récords de alzas y de caídas durante 2008 debido a crisis. *Portafolio*. Disponible en <https://www.portafolio.co/economia/finanzas/petroleo-rompio-records-alzas-caidas-2008-debido-crisis-278300>
- Presidencia de la República. (2013, 26 de diciembre). Decreto 3004. Por el cual se establecen los criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. *Diario Oficial* 49015.
- Presidencia de la República-Prensa. (s.f.). *Con la declaración del Estado de Emergencia Económica, Social y Ecológica en La Guajira, el Gobierno prioriza 11 sectores para enfrentar crisis humanitaria y climática*.

- Disponible en <https://petro.presidencia.gov.co/prensa/Paginas/Con-la-declaracion-del-Estado-de-Emergencia-Economica-Social-y-Ecologica-en-La-Guajira-el-Gobierno-prioriza-230703.aspx>
- Roca, R. (2020). *Fracking: la ley que cambió el mundo cumple 10 años*. *El Periódico de La Energía*. Disponible en <https://elperiodicodelaenergia.com/fracking-la-ley-que-cambio-el-mundo-cumple-10-anos/>
- Schlumberger. (2003). *Oifield Review*. Disponible en www.slb.com/oildfieldreview
- Servicio Geológico Colombiano, SGC. (2016). *Exploración de gas metano asociado al carbón*. Disponible en <https://www2.sgc.gov.co/ProgramasDeInvestigacion/DireccionTecnicaRecursosMinerales/Paginas/Exploracion-de-gas-metano-asociado-al-carbon-.aspx>
- Servicio Geológico Colombiano, SGC. (2018). *Exploraciones geocientíficas adelantadas por el Servicio Geológico Colombiano en el municipio de Jenesano, Boyacá*. Disponible en <https://www2.sgc.gov.co/Noticias/Paginas/Exploraciones-geocient%C3%ADficas-adelantadas-por-el-Servicio-Geol%C3%B3gico-Colombiano-en-el-municipio-de-Jenesano,-Boyac%C3%A1.aspx>
- Svampa, M. (2013). El consenso de los *commodities*. *Le Monde Diplomatique*, 168. Disponible en <https://www.eldiplo.org/la-trampa-de-los-recursos-naturales/el-consenso-de-los-commodities/>
- Thomas, L. (2002). *Coal Geology*. England: John Wiley and Sons.
- Unidad de Planeación Minero-Energética, UPME (2016). *Estrategias para el aprovechamiento del gas metano asociado a los mantos de carbón en explotaciones bajo tierra*. Informe Integrado Contrato No 004-2016. Consorcio EG Carbón – Metano.
- Unidad de Planeación Minero-Energética, UPME (2021). *Plan Energético Nacional 2020-2050*. Resumen ejecutivo. Disponible en https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2020_2050/Resumen_Ejecutivo_PEN_2020_2050.pdf
- Unidad de Planeación Minero-Energética, UPME. (2023). Balance energético colombiano. *Herramienta Power BI*. Disponible en <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/BECO.aspx>
- Universidad Nacional Autónoma de México, UNAM. (2022). *La regulación de la fracturación hidráulica en México. Sus impactos sociales y ambientales*. México: UNAM.
- U.S. EIA, Energy Information Administration (2015). *Shale gas and tight oil are commercially produced in just four countries*. *Today in Energy*. Disponible en <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=19991>
- U.S. EPA. (2015). *Unconventional Extraction in the Oil and Gas Industry*. Disponible en <https://www.epa.gov/eg/unconventional-oil-and-gas-extraction-effluent-guidelines>
- Van der Weijst, Jan. (2023). *El fracking y sus impactos: entender la necesidad de su prohibición en Colombia y en el mundo*. Bogotá. Corporación Podion.
- Vargas, C. A. (2012). Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia. *Earth Sci. Res. J.*, Vol. 16, Special Issue (April, 2012): 1-246.





La crisis climática mundial implica varios retos para las generaciones presentes y futuras. Transitar hacia fuentes de energía menos extremas y contaminantes es el hito ambiental, social, y económico que se debe lograr para garantizar la existencia de todas las formas de vida en nuestro planeta.

La sociedad colombiana se encuentra en medio de un debate sobre su futuro energético. Este debate gira alrededor de qué fuentes de energía deben abastecer al país en los próximos años, así como de cuál es el rol de los combustibles fósiles provenientes de yacimientos no convencionales, frente a las ya limitadas reservas en yacimientos convencionales.

Este informe es el resultado de una investigación desarrollada por el Programa Socioambiental de la Corporación Podion. Incluye un panorama general de los yacimientos no convencionales en Colombia y en el mundo, junto a un análisis de caso de la extracción de gas en mantos de carbón en la cuenca Cesar-Ranchería, específicamente, en las áreas de exploración en La Loma, y de desarrollo Iguana y Caporo Norte.

ISBN: 978-628-95316-9-5



9 786289 531695