

Documento

Conpes

Consejo Nacional de Política Económica y Social
República de Colombia
Departamento Nacional de Planeación



3517

LINEAMIENTOS DE POLÍTICA PARA LA ASIGNACIÓN DE LOS DERECHOS DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE GAS METANO EN DEPÓSITOS DE CARBÓN

Ministerio de Minas y Energía
Agencia Nacional de Hidrocarburos
Instituto Colombiano de Geología y Minería

DNP: DIES

Versión aprobada

Bogotá, D.C., 12 de mayo de 2008

ÍNDICE

I.	INTRODUCCIÓN.....	2
II.	ANTECEDENTES	2
III.	ASPECTOS TÉCNICOS	7
IV.	ASPECTOS JURÍDICOS.....	12
VI.	OBJETIVOS.....	16
VII.	ESTRATEGIAS Y PLAN DE ACCIÓN	16
VIII.	RECOMENDACIONES	18

I. INTRODUCCIÓN

Este documento somete a consideración del Consejo Nacional de Política Económica y Social – Conpes – los lineamientos de política para la asignación de los derechos de exploración y explotación de gas metano en depósitos de carbón y el desarrollo de las normas técnicas para su explotación.

II. ANTECEDENTES

El gas metano en depósitos de carbón (GMDC) es una forma de gas natural presente en yacimientos no convencionales¹, que hace parte de la oferta energética de combustibles fósiles. El comportamiento de la oferta y la demanda de este hidrocarburo está asociado con la creciente necesidad de contar con energéticos provenientes de diferentes fuentes y, en particular, obedece a la situación mundial del mercado de gas natural, caracterizado por una oferta relativamente estable y una producción creciente en respuesta a la dinámica de la demanda.

Por las características de los yacimientos de GMDC, 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.

A. Oferta de gas natural

i. Contexto internacional

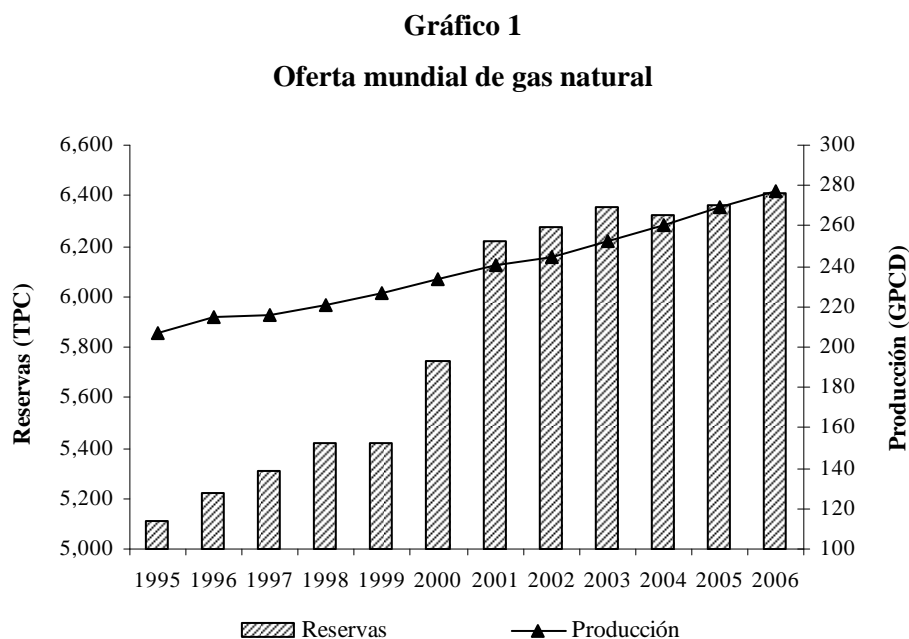
La oferta de gas natural se puede describir en términos de las reservas, la producción y la relación entre reservas y producción (R/P)². Durante los últimos años, las reservas mundiales de gas se han incrementado con un comportamiento aleatorio³, mientras que la producción ha mantenido niveles de crecimiento más homogéneos, a una tasa de 2.1% anual entre 1995 y 2006. Así, en el año

¹ Los gases de yacimientos no convencionales son aquellos que se encuentran en reservorios diferentes a aquellos en donde se presenta el gas natural. Entre estos gases se suelen incluir: i) los gases extraídos de arenas de baja permeabilidad (tight sands); ii) los gases presentes en arcillas bituminosas (gas shales); y iii) el gas metano en depósitos de carbón (coalbed natural gas, coalbed gas methane o natural gas in coal).

² Cociente de las reservas probadas de gas natural sobre la producción anual de este hidrocarburo, que indica el número de años durante el cual se puede producir gas natural con las reservas disponibles, en caso de mantener el ritmo actual de producción.

³ Las reservas de gas aumentaron en un 8.22% entre 2000 y 2001, aumentaron 0.96% entre 2001 y 2002, y disminuyeron 0.52% entre 2003 y 2004.

2006 las reservas fueron de 6,405 tera pies cúbicos (TPC) y la producción fue de 277 giga pies cúbicos (GPC), como se observa en el Gráfico 1. Por lo anterior, la relación R/P que osciló entre 63 y 71 años durante la última década, fue de 63 años en 2006.

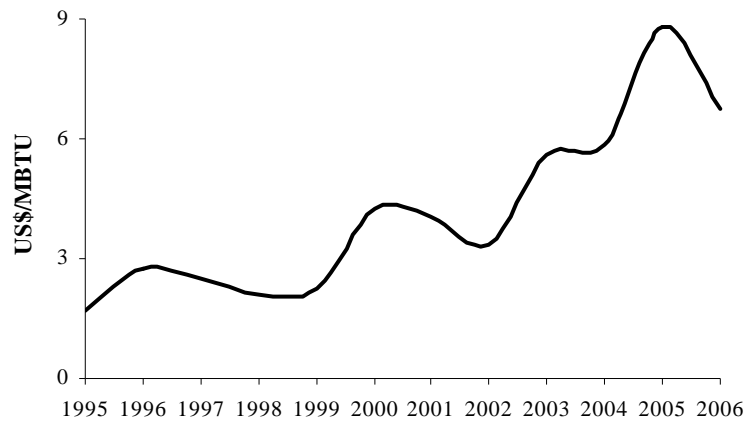


Fuente: Statistical Review Workbook 2007. British Petroleum.

Por otro lado, el precio internacional del gas natural ha tenido un comportamiento errático⁴, con una tendencia al alza, que en promedio equivale a un incremento anual del 19% entre 1995 y 2006, tal como se presenta en el Gráfico 2.

⁴ El precio se incrementó 50.4% entre 2004 y 2005 y disminuyó en 23.2% entre 2005 y 2006. Situaciones similares se presentan desde 1995.

Gráfico 2
Precio internacional de gas natural⁵



Fuente: Statistical Review Workbook 2007. British Petroleum.

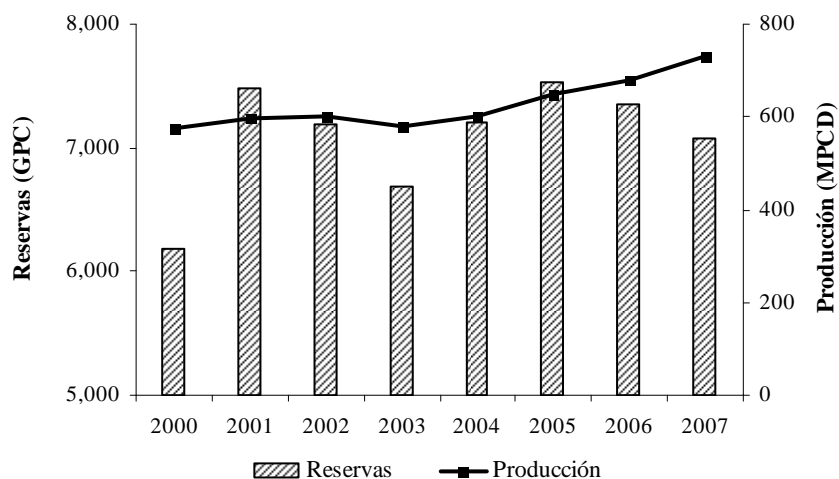
ii. Contexto nacional

Las reservas nacionales de gas natural fueron 7,084 GPC en el año 2007, de las cuales 3,746 GPC correspondieron a reservas probadas. De otra parte, desde el año 2000 la producción ha presentado un incremento anual de 3.5% aproximadamente, alcanzando 730 MPCD en el año 2007⁶. Como consecuencia de lo anterior, la relación R/P fue de 14 años en 2007. (Gráfico 3).

⁵ Precio internacional con referencia Henry Hub. Henry Hub es un punto del sistema de gasoductos de los Estados Unidos, ubicado en Erath, Louisiana, en el cual confluyen 16 subsistemas que sirven los mercados de la costa del Golfo de México, la costa este de los Estados Unidos, el medio oeste y la frontera con Canadá. El precio internacional con referencia Henry Hub es el precio de los contratos de futuros para el gas natural en la bolsa de Nueva York (New York Mercantile Exchange (NYMEX)).

⁶ La producción de gas natural fue 575 MPCD en el año 2000.

Gráfico 3
Oferta nacional de gas natural⁷



Fuente: Ecopetrol, UPME, ANH

B. Variables en la comercialización de gas metano en depósitos de carbón

La posibilidad de comercializar GMDC frente al gas natural proveniente de yacimientos convencionales depende principalmente de los volúmenes disponibles de GMDC, de los precios del gas natural, de los costos de producción del GMDC y del costo de oportunidad del carbón en el cual se encuentra depositado.

Por una parte, la decisión de invertir en la explotación de GMDC se basa en los precios internacionales del gas natural. No obstante lo anterior, las características del proceso de producción de GMDC generan un mayor nivel de incertidumbre para los inversionistas, ya que para la adecuada explotación de este hidrocarburo se requiere asegurar continuidad en el proceso de extracción⁸ y el manejo de unas tasas de producción que hagan óptima su explotación⁹. De esta manera, a diferencia de los procesos de producción de gas natural de yacimientos convencionales, en el caso del GMDC resulta difícil adecuar la producción a los precios del mercado ‘spot’ del gas natural.

⁷ La información de reservas de gas incluye las reservas probadas, las no probadas y las proyecciones de gas para el consumo en operación, según se puede observar en los documentos de “Indicadores de Gestión” publicados en la sección “Hidrocarburos en Colombia” de la página web de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (www.anh.gov.co).

⁸ Esto debido a que una vez liberada la presión, el agua puede ocupar el espacio dejado por el gas.

⁹ Relación de producción agua vs gas.

Por otra parte, la decisión de producir GMDC depende de variables que afectan los costos de producción, como son: i) las condiciones de almacenamiento de este hidrocarburo en el reservorio; ii) los avances tecnológicos en su exploración y explotación¹⁰; iii) las economías de escala en la producción; y iv) la logística de acceso a los mercados disponibles.

En primera instancia, debido a las condiciones de almacenamiento del GMDC, los pozos requeridos para su extracción son poco profundos en comparación con los pozos de gas natural convencional¹¹, lo cual permite ahorros en los costos unitarios de explotación, no obstante se requiere de varios pozos para producir volúmenes que aseguren la viabilidad financiera de la operación. Además, el espacio entre dichos pozos es menor al necesario para la producción de gas natural convencional. En segunda instancia, el avance en las técnicas de exploración, explotación y recuperación de pozos incide en la disminución de los costos de inversión, operación y mantenimiento del proceso de explotación de GMDC¹². Finalmente, para asegurar la viabilidad financiera de la explotación de GMDC se requiere alcanzar un volumen crítico de producción, factor que depende de las características geológicas de la cuenca, además de lograr unos costos logísticos de distribución física que hagan viable su acceso al mercado objetivo.

Teniendo en cuenta lo anterior y como consecuencia de la reducción en la producción de gas natural en Estados Unidos¹³, sólo desde mediados de la década de 1980 se inició la producción comercial de GMDC en ese país¹⁴. El comportamiento de la producción de este hidrocarburo en Estados Unidos se muestra en el Gráfico 4.

En el año 2006, la producción mundial de GMDC fue 1.9 TPC, que representó el 1.9% de la producción de gas natural. Cerca del 90% de la producción provino de Estados Unidos y el resto de Canadá y Australia. En el mismo año, las reservas mundiales probables eran de 4,500 TPC y las

¹⁰ Coalbed methane development in the Intermountain West. Gary Bryner, Natural Resources Law Center, University of Colorado School of Law.

¹¹ La profundidad puede variar entre 1,000 y 6,000 pies. Gas Asociado al Carbón. ICP – Ecopetrol S.A. División de Exploración y Producción.

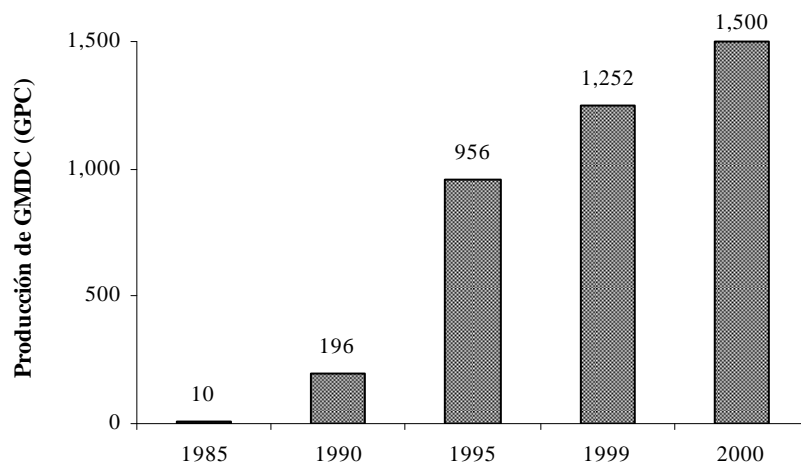
¹² A long term view for unconventional gas. The natural gas frontier: 2015 and beyond. Vello A. Kuuskraa y Brian T. Kuck. Advanced Resources International, Inc. Presentación realizada en el National Energy Modeling System/Annual Energy Outlook Conference 2001. Se requiere del uso de medidores de gas para bajos caudales y pequeños diferenciales de presión, además de tuberías flexibles de bajo diámetro para su producción.

¹³ Coalbed methane – A global look at a regional supply. Smith, Leta, IHS, Inc., Houston, U.S.A.

¹⁴ Estados Unidos es el precursor en la explotación comercial de gas proveniente de fuentes no convencionales. El 40% de la producción de gas natural en ese país proviene de fuentes no convencionales, entre las que se encuentra el GMDC, con una participación del 7.5% en la producción total de gas natural.

reservas recuperables se estimaron en 600 TPC, lo cual equivale al 70% y 9% de las reservas totales de gas natural, respectivamente¹⁵.

Gráfico 4
Producción de GMDC en Estados Unidos



Fuente: Coalbed methane development in the Intermountain West. Gary Bryner, Natural Resources Law Center, University of Colorado School of Law.

Por otro lado, las reservas de GMDC identificadas en Colombia son del orden de 4.7 TPC¹⁶. Con base en estudios preliminares, se estima que las reservas probables en las regiones colombianas con mayor potencial¹⁷ son de 17 TPC, que se concentrarían principalmente en las cuencas de Cesar y Ranchería¹⁸.

III. ASPECTOS TÉCNICOS

A continuación se presenta una breve descripción de las principales diferencias entre las características del GMDC y el gas natural y entre sus técnicas de producción, de los conflictos que tienen origen en estas diferencias, y de los argumentos de orden técnico que en el ámbito internacional han permitido solucionar tales conflictos.

¹⁵ Coalbed methane – A global look at a regional supply. Smith, Leta, IHS, Inc., Houston, U.S.A. Conventional & unconventional hydrocarbon resources. International Congress. February 2008.

¹⁶ Gas Metano Asociado a Carbón. Agencia Nacional de Hidrocarburos. Noviembre 2007.

¹⁷ Entre las regiones con mayor potencial se encuentran: sabana de Bogotá, formación Guaduas, formación Guachinte-Ferreira, cuenca del Cauca, cuenca Catatumbo, cuenca de los Llanos, cuenca de Magdalena Medio, y cuenca baja y media del Río Cauca.

¹⁸ Coalbed methane resources of Colombia. Mario García González. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga. Colombia. Conventional & unconventional hydrocarbon resources. International Congress. February 2008.

i. Características generales del GMDC

El GMDC es una forma de gas natural¹⁹ que se produce cuando material orgánico se convierte en carbón, quedando atrapado en las capas del mismo mineral por presión hidráulica²⁰. Una vez se genera el gas, éste es física y químicamente adsorbido²¹ en el mineral, creando una reserva de gas²².

Generalmente, el GMDC es un gas dulce con un contenido alto de metano y trazas de etano, propano, butano, dióxido de carbono y nitrógeno. A manera de ejemplo, la Tabla 1 presenta la diferencia entre la composición del GMDC y la del gas natural de la Cuenca del río Powder en Estados Unidos.

Tabla 1
Comparación composición del GMDC y gas natural en la Cuenca del Río Powder

Composición	GMDC	Gas Natural
Dióxido de carbono	1.1%	1.8%
Nitrógeno	0.1%	2.1%
Etano	0.1%	12.4%
Metano	98.6%	73.9%
Otros	0.1%	9.8%

Fuente: Coalbed methane development in the Intermountain West. Gary Bryner, Natural Resources Law Center, University of Colorado School of Law.

A pesar de estas diferencias, el GMDC puede ser mezclado con gas natural y transportado por gasoductos para ser usado como materia prima²³ o como combustible.

¹⁹ Coalbed methane development in the Intermountain West. Gary Bryner, Natural Resources Law Center, University of Colorado School of Law.

²⁰ Debido a que los mantos de carbón tienen áreas superficiales grandes, pueden almacenar entre 6 y 7 veces más del gas equivalente que se puede almacenar en las reservas de gas convencional.

²¹ La adsorción es un proceso por el cual átomos, iones o moléculas son atrapadas o retenidas en la superficie de un material.

²² Coalbed methane. Cerrejón. Décima Asamblea y Congreso Anual de Naturgas. 2006.

²³ El gas natural se emplea como materia prima en procesos de síntesis para la producción de petroquímicos.

ii. Argumentos técnicos en conflictos derivados de la coexistencia de explotaciones de carbón y GMDC

El GMDC se encuentra adsorbido en carbón, razón por la cual se puede presentar una coexistencia de explotaciones de carbón y de GMDC. Esta coexistencia ha provocado controversias sobre los alcances de los títulos o contratos de concesión y/o asociación otorgados y sobre la propiedad del GMDC, así como debates sobre la optimización de la producción de minerales e hidrocarburos.

Por lo general, estas circunstancias han sido debatidas desde el punto de vista jurídico, partiendo de discusiones de tipo técnico que se orientan principalmente a: i) identificar si el GMDC y el carbón deben tratarse como productos asociados o como recursos diferentes e independientes; y ii) determinar si es posible adoptar soluciones para asegurar la coexistencia de la explotación del carbón y del GMDC.

En relación con el primer aspecto, se ha argumentado que la naturaleza del carbón²⁴ debe permitir establecer si este mineral es depósito del GMDC o si por el contrario el GMDC y el carbón hacen parte del mismo producto y por lo tanto este hidrocarburo llega a ser gas sólo después del proceso de explotación. Este debate obedece a que durante el proceso de carbonificación²⁵ se forma carbón y gas como parte de un mismo proceso físico-químico.

Sobre este tema, debates judiciales adelantados en Estados Unidos y Canadá²⁶ han concluido que: i) los mecanismos de almacenamiento del gas en el carbón no han sido entendidos de manera plena y por tanto ésta no es una evidencia conclusiva; ii) la adsorción es el mecanismo de almacenamiento dominante; iii) el GMDC tiene un vínculo débil con el carbón; iv) debido a que el GMDC no puede existir como líquido a la temperatura in situ, el GMDC se encuentra naturalmente en estado gaseoso en los yacimientos; y v) el carbón es una roca compuesta principalmente de material carbonáceo²⁷. En este sentido, como resultado de estos debates judiciales se ha concluido que el GMDC y el carbón son dos recursos diferentes e independientes.

²⁴ En algunos procesos jurídicos se ha planteado que el carbón está compuesto de materia sólida, líquida y gaseosa.

²⁵ Proceso geológico de formación de materiales con contenido creciente de carbono, a partir de materiales orgánicos.

²⁶ Coal bed methane: Canadian and US legal experiences. AIPN CMAC Conference. Alan Harvie. Macleod Dixon. Calgary, Alberta. Canadá.

²⁷ En 1999 la Suprema Corte de Estados Unidos, en un caso de la compañía Amoco Production Company vs. Southern Ute Indian Tribe, decretó que el GMDC no está incluido en el significado de carbón y que por estar en estado gaseoso no

Adicionalmente, países como Estados Unidos²⁸, Canadá²⁹, Australia³⁰, Sudáfrica³¹ e India³² cuentan con legislación que clasifica al GMDC como un hidrocarburo, y no como parte o componente del carbón o sometido al régimen de éste.

En relación con el segundo aspecto, cabe mencionar que las técnicas de perforación y explotación han evolucionado durante los últimos años, haciendo posible la coexistencia ordenada de la explotación del carbón y del GMDC.

Entre los potenciales problemas asociados con la explotación conjunta se encuentran el excesivo flujo de agua y su tratamiento, la producción súbita de gas originada en mantos sobrepresionados, la inestabilidad de los pozos, y el posible daño mantos comerciales de carbón. Por lo anterior, las técnicas de explotación³³ se centran en los siguientes objetivos: i) la prevención del daño al manto de carbón; ii) la estabilidad del pozo; iii) el control de las presiones; iv) la optimización en la producción de GMDC; y v) la obtención de información para exploración y producción.

Para el logro del primer objetivo se emplean técnicas de perforación y completamiento del manto de carbón a desbalance³⁴ usando lodo aireado o agua de formación. Esto previene que el fluido de perforación, los aditivos químicos y los sólidos taponen el sistema de fracturas, lo cual evita en el hinchamiento del carbón y en consecuencia un daño significativo al manto.

Frente al segundo y tercer objetivo, las técnicas se basan en sistemas de corazamiento desde la superficie hasta profundidad total del pozo para luego ser perforado y estimulado con fracturamiento hidráulico³⁵. Una variación a esta técnica consiste en utilizar grandes volúmenes de aire a altas presiones dentro del pozo a través de un equipo especial de perforación/completamiento.

hace parte del carbón. Si bien las compañías de carbón pueden liberar el gas en el proceso de extracción de este mineral, este proceso no implica el derecho sobre el gas.

²⁸ Energy Policy Act de 2005, reseñado en “Report on Relevant International Experiences Regarding CBM”, estudio de Macleod Dixon para Ecopetrol S.A.

²⁹ Carta Informativa IL91-11 del Alberta Energy and Utilities Board, provincia de Alberta, Canadá.

³⁰ Petroleum Act de 1923, Petroleum and Gas Production and Safety Act de 2004, y Mineral Resources Act de 1998.

³¹ Gas Act de 2001.

³² Oilfields – Regulations and Development Act, Mines and Minerals – Development and Regulation Act de 1957, reformada en 1999, y Petroleum and Natural Gas Rules.

³³ Contemplan las actividades de: perforación, completamiento, estimulación, reacondicionamiento y producción de los pozos.

³⁴ A menor presión del yacimiento.

³⁵ La perforación con Slim-Hole (huecos delgados o pequeños) ha sido muy utilizada en este caso.

Otra técnica es perforar los pozos para ser completados con empaquetamientos³⁶ y posterior estimulación, lo cual permite seleccionar los mantos individuales para el fracturamiento, mantener la estabilidad del pozo durante la perforación, controlar el flujo excesivo de agua y las explosiones de gas, y asegurar el control de la producción.

En relación con el cuarto objetivo, se ha demostrado que los pozos horizontales, perforados perpendicularmente a la dirección del clivaje frontal³⁷, producen mayores volúmenes de gas, dado que el pozo puede ser orientado en la dirección de la máxima permeabilidad e incrementar el área de drenaje.

Para el logro del quinto objetivo, es preciso señalar que existen técnicas para la aplicación de registros eléctricos de pozos para evaluar el potencial del GMDC. Los diferentes registros dan información relacionada con propiedades del carbón como la resistividad de los carbones y densidad, la identificación de las rocas almacenadoras y las condiciones de depositación de las arcillas, el rango del carbón en función de su porosidad, y el contenido de gas que permite el modelamiento de los yacimientos de GMDC.

Teniendo en cuenta que es posible optimizar la producción de carbón y de GMDC cuando se realiza la extracción coexistencia de los dos recursos, la provincia de British Columbia en Canadá adoptó reglas que permiten la solución de posible conflictos entre productores³⁸: i) cuando el yacimiento de carbón no justifica su producción comercial y no se han asignado derechos para la explotación de este mineral, el GMDC tiene prelación; ii) cuando existe el prospecto de producción de carbón, pero no se ha otorgado el derecho para la explotación de este mineral, se concede el derecho sobre el GMDC, bajo regulaciones de perforación y operación que protejan el recurso carbonífero; iii) cuando previamente existe el título sobre el carbón y posteriormente se conceden los derechos sobre el GMDC, la producción del hidrocarburo se supedita a un acuerdo entre el explotador de GMDC y el titular del carbón; y iv) cuando existe el derecho sobre el carbón y el gas y no se ha logrado el acuerdo para la extracción de estos productos, las condiciones de producción del GMDC son evaluadas por la autoridad administrativa competente.

³⁶ tipo grava o con tubería ranurada (liner ranurado).

³⁷ Traducción libre de '*face cleat*'. Planos de debilidad principal que favorecen el desarrollo de la permeabilidad de los mantos de carbón.

³⁸ Basado en Policy on Coalbed Methane, Government of British Columbia. Ministry of Energy and Mines. Diciembre 1999.

IV. ASPECTOS JURÍDICOS

La exploración y explotación minera y de gas natural se rigen a partir de los códigos de minas y de petróleos respectivamente. Cada uno de ellos presenta aspectos legales particulares que obedecen a las técnicas de exploración y explotación de los minerales e hidrocarburos y a los recursos a los cuales se tiene derecho sobre las áreas asignadas.

A. Legislación minera

A diferencia de la legislación anterior³⁹ que regulaba de manera específica la exploración y explotación de cada uno de los diversos minerales, la gran mayoría de las previsiones contenidas en el Código de Minas vigente (Ley 685 de 2001) cubre de manera general a todos los recursos mineros, entre éstos el carbón.

En tal virtud, son aplicables a este mineral las disposiciones generales del Título I del citado Código, las normas sobre la concesión de minas (Título II), la regulación en materia de servidumbres mineras, expropiación y medio ambiente (Título V), y los aspectos procedimentales (Título VII).

De conformidad con lo establecido en el artículo 2 del Código de Minas, su ámbito material o campo de aplicación lo constituyen las relaciones jurídicas del Estado con los particulares y las de éstos entre sí, respecto de los trabajos y obras de la industria minera.

Con el objeto de evitar conflictos con las normas que rigen la exploración y explotación de hidrocarburos líquidos y gaseosos, la misma norma excluye expresamente estas actividades del ámbito de aplicación del Código y las remite a las disposiciones especiales sobre la materia.

El artículo 10 del Código de Minas confirma la diferenciación que en el régimen legal colombiano existe entre los minerales y los hidrocarburos, al definir mineral como “*la sustancia*

³⁹ Código de Minas contenido en el Decreto 2655 de 1988.

*crystalina, por lo general inorgánica, con características físicas y químicas propias debido a un agrupamiento atómico específico*⁴⁰.

En relación con los recursos naturales no renovables sobre los cuales el contrato de concesión minera otorga derechos de explotación, el artículo 61 del mismo Código⁴¹ determina que el derecho del concesionario a explotar abarca, además de los minerales expresamente previstos en el contrato, los que se hallen en liga íntima o asociados con aquéllos o se obtengan como subproductos de la explotación. El inciso segundo de la misma disposición precisa que, para sus efectos: i) se encuentran en liga íntima los minerales que hacen parte del mineral extraído y cuya separación se obtiene mediante posteriores procesos físicos o químicos de beneficio; ii) están asociados aquellos minerales que hacen parte integral del cuerpo mineralizado objeto del contrato de concesión; y iii) son subproductos de la explotación los minerales que son necesariamente extraídos con los que son objeto del contrato y que por su calidad o cantidad no serían económicamente explotables en forma separada.

En consecuencia, las condiciones de hallarse en liga íntima, estar asociados o ser subproductos del carbón objeto de los contratos de concesión de este mineral sólo son predicables de otros minerales y nunca de los hidrocarburos líquidos o gaseosos.

En armonía con lo anterior, el artículo 15 del Código de Minas señala que el contrato de concesión y los demás títulos emanados del Estado⁴² confieren al beneficiario el derecho de establecer, en forma exclusiva y temporal dentro del área otorgada, la existencia de minerales y a apropiárselos mediante su extracción. El artículo 58, por su parte, señala que el contrato de concesión otorga al concesionario, en forma excluyente, la facultad de efectuar dentro de la zona concedida los estudios, trabajos y obras necesarios para establecer la existencia de los minerales objeto del contrato y para explotarlos.

El alcance de las expresiones “*en forma exclusiva*” y “*en forma excluyente*” empleadas en estos dos artículos es el de impedir que terceros pretendan explotar en el área concedida los mismos minerales objeto del contrato de concesión. Por consiguiente, el derecho o facultad del

⁴⁰ La condición de “*sustancia cristalina*” implica que los minerales son siempre sólidos cuyos átomos y moléculas están regular y repetidamente distribuidos en el espacio Diccionario de la Lengua Española, vigésima segunda edición 2001. Primera acepción del vocablo “cristal”.

⁴¹ Titulado “Minerales que comprende la concesión”.

⁴² Permisos o licencias de explotación, contratos de explotación y contratos celebrados sobre áreas de aporte.

concesionario no resultará vulnerado en el evento en que el Estado, en su condición de propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables, otorgue a otras personas en el área vinculada a la concesión minera derechos de exploración y explotación de cualesquiera otros recursos diferentes del mineral o minerales contratados, como por ejemplo de hidrocarburos líquidos o gaseosos.

B. Normatividad en materia de exploración y explotación de hidrocarburos

De conformidad con lo señalado en el artículo 2 del Decreto 1895 de 1973⁴³, gas natural es toda mezcla de hidrocarburos en estado gaseoso que puede tener cantidades variables de impurezas. La definición no determina que la mezcla de hidrocarburos, para tener la calidad de gas natural, deba localizarse en un yacimiento gasífero convencional o pueda encontrarse en una ubicación no convencional como los depósitos de carbón.

El marco legal que rige la exploración y explotación de hidrocarburos⁴⁴ está conformado fundamentalmente por el Decreto Ley 1760 de 2003 que creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y fijó sus funciones, por los reglamentos de asignación y contratación de áreas para la exploración y producción de hidrocarburos expedidos por esa misma entidad, y por el Decreto 70 de 2001 que determina las competencias del Ministerio de Minas y Energía (MME) en relación con los hidrocarburos.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 4 del Decreto Ley 1760 de 2003, el objetivo de la ANH es la administración integral de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación, en desarrollo de lo cual le corresponde la función de administrar las áreas hidrocarburíferas y asignarlas para su exploración y explotación⁴⁵. No obstante lo anterior, es importante señalar que siguen vigentes contratos de asociación suscritos por Ecopetrol, como antiguo administrador del recurso de la Nación y en virtud de lo señalado en el Decreto 2310 de 1974.

⁴³ Por el cual se dictan normas sobre exploración y explotación de petróleo y gas, con el fin de evitar el desperdicio físico y económico de las reservas de petróleo y gas de propiedad nacional o privada y de asegurar su máxima recuperación final y tomar medidas para la prevención de la contaminación ambiental. Obliga a todo explorador y explotador de aportes, concesiones y áreas de propiedad privada a presentar anualmente informes de geología y geofísica y de ingeniería e informes contractuales para concesiones en exploración y explotación.

⁴⁴ Líquidos o gaseosos.

⁴⁵ Artículo 5, numeral 5.1

A diferencia de la explotación minera, la cual debe llevarse a cabo con sujeción a la legislación contenida en el Código de Minas que regula íntegramente la materia, las actividades de exploración y producción de hidrocarburos están sometidas a las reglas contenidas en la minuta del contrato de asociación, en aquellos casos en que aplique, en el reglamento de asignación de áreas adoptado por el Consejo Directivo de la ANH⁴⁶ y en el contrato modelo de exploración y producción de hidrocarburos aprobado por ese mismo órgano.

De conformidad con lo previsto en el contrato modelo de exploración y producción de hidrocarburos, el mismo tiene por objeto otorgar exclusivamente al contratista el derecho de explorar el área contratada y de explotar los hidrocarburos de propiedad del Estado que se descubran dentro de dicha área (cláusula 2, numeral 2.1).

Al tenor de las definiciones consagradas en la cláusula 1 del mencionado contrato modelo, hidrocarburos son todos los compuestos orgánicos constituidos principalmente por la mezcla natural de carbono e hidrógeno, así como también de aquellas sustancias que los acompañan o se derivan de ellos (numeral 1.20).

En la medida en que el organismo estatal que administra los recursos mineros y que contrata su exploración y explotación es el MME, en su calidad de Autoridad Minera⁴⁷, y por delegación el Instituto Colombiano de Geología y Minería (INGEOMINAS) y seis gobernaciones de departamento⁴⁸, mientras que la entidad pública que administra las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación es la ANH, y que los contratos de concesión minera y los de exploración y producción de hidrocarburos que cada una de ellas celebra están restringidos a los respectivos recursos naturales no renovables objeto de los mismos, en ningún caso habrá lugar a que el contrato de concesión minera comprenda los hidrocarburos que puedan hallarse en la mina o depósito de mineral, como tampoco a que en el contrato de exploración y producción de hidrocarburos se entiendan incluidos los minerales definidos en el Código de Minas.

El aprovechamiento del GMDC en Colombia no hace necesaria la adopción de nuevas normas de carácter legal, toda vez que ni la legislación minera ni la normatividad en materia de hidrocarburos presentan vacíos o inconsistencias que deban ser subsanados. Sin perjuicio de lo

⁴⁶ Acuerdo No. 008 de 2004 y sus modificaciones y adiciones.

⁴⁷ Artículo 317 de la Ley 685 de 2001 (Código de Minas).

⁴⁸ Los departamentos con delegación de funciones de contratación y titulación minera son Antioquia, Bolívar, Boyacá, Caldas, Cesar y Norte de Santander.

anterior, dadas las especificidades que presenta la extracción del GMDC, y en especial la posible coexistencia con títulos mineros, es conveniente la expedición de las normas técnicas correspondientes, de los reglamentos de contratación y de los modelos de contratos a que haya lugar. La regulación que expidan los organismos administrativos competentes no constituirá desarrollo de las previsiones del Código de Minas, estatuto éste del que se encuentran excluidos los hidrocarburos, sino de la normatividad prevista para los recursos hidrocarburíferos.

VI. OBJETIVOS

A. Objetivo General

Definir los lineamientos de política pública para la asignación de los derechos de exploración y explotación de GMDC y el desarrollo de las normas técnicas para su explotación, considerando la eventual coexistencia de títulos mineros y de hidrocarburos.

B. Objetivos específicos

- i. Analizar aspectos técnicos relevantes para la exploración y explotación de GMDC.
- ii. Identificar los mecanismos jurídicos necesarios para la asignación de los derechos de exploración y explotación de GMDC.
- iii. Identificar los aspectos normativos y contractuales requeridos para la asignación de los derechos de exploración y explotación de GMDC.

VII. ESTRATEGIAS Y PLAN DE ACCIÓN

Teniendo en cuenta el diagnóstico y los objetivos planteados en este documento, se recomienda implementar las siguientes acciones orientadas a consolidar el marco normativo, contractual y técnico para la asignación de los derechos de exploración y explotación de gas metano en depósitos de carbón.

A. Establecer las normas técnicas para la exploración y producción de GMDC

Se recomienda al MME expedir, en el marco de su competencia y con el apoyo de la ANH y el INGEOMINAS, las normas técnicas para la exploración y producción de GMDC, considerando la especificidad técnica de esta actividad. Se recomienda a este Ministerio que estas normas incorporen los criterios técnicos para la adecuada coexistencia de las actividades de exploración y producción de GMDC y carbón, tomando en consideración su condición de recursos diferentes e independientes, buscando claridad en la naturaleza los derechos mineros e hidrocarburíferos para una explotación eficiente de los mismos y maximizando el valor para todas las partes involucradas. Así mismo, se recomienda al MME contemplar entre los criterios técnicos el cumplimiento de las normas ambientales para el proceso de exploración y explotación de GMDC.

B. Definir un reglamento para la contratación de áreas y diseñar un modelo de contrato para la exploración y producción de GMDC

Dada la condición de hidrocarburo que posee el GMDC, cuya administración está en consecuencia a cargo de la ANH, se recomienda a dicha entidad elaborar y adoptar, en el marco de sus competencias y en coordinación con el MME, un reglamento para la contratación de áreas para la exploración y producción de GMDC o proponer los ajustes pertinentes al reglamento de contratación vigente.

De manera similar, se recomienda a la ANH elaborar y adoptar, en el marco de sus competencias y en coordinación con el MME, un modelo de contrato de exploración y producción de GMDC.

C. Asegurar la coordinación en el manejo y suministro de la información técnica relacionada con carbón y GMDC entre las entidades competentes

Se recomienda a la ANH y al INGEOMINAS adoptar y poner en marcha las medidas necesarias a efecto de que exista la debida coordinación en el manejo, intercambio y suministro de la información técnica disponible en los bancos de información o bases de datos que tales entidades administran, en armonía con lo establecido en el Plan Nacional de Desarrollo 2006 – 2010⁴⁹.

⁴⁹ Plan Nacional de Desarrollo 2006 – 2010. Estado Comunitario: desarrollo para todos. Tomo I, Capítulo 4, Sección 4.2.3.

D. Adoptar mecanismos de prevención y solución de posibles conflictos entre explotadores de carbón y productores de GMDC ante la coexistencia de licencias

Se recomienda al MME adoptar los mecanismos pertinentes para prevenir posibles conflictos entre explotadores de carbón y productores de GMDC, y para obrar como facilitador en la solución de tales conflictos, en caso que se presenten.

Adicionalmente, se recomienda a la ANH, al INGEOMINAS y las Gobernaciones de los departamentos con delegación de funciones de contratación y titulación minera, bajo la orientación del Ministerio de Minas y Energía, poner en marcha un proceso de coordinación de sus actividades de asignación y contratación de áreas para la exploración y producción de GMDC y de carbón, con el ánimo de mitigar los potenciales riesgos asociados con la coexistencia de las actividades de explotación de ambos recursos.

VIII. RECOMENDACIONES

El Ministerio de Minas y Energía, la Agencia Nacional de Hidrocarburos, el Instituto Colombiano de Geología y Minería (INGEOMINAS) y el Departamento Nacional de Planeación recomiendan al Conpes:

1. Solicitar al Ministerio de Minas y Energía que, con el apoyo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos y el Instituto Colombiano de Geología y Minería, y en un plazo no mayor a seis meses, expida las normas técnicas para la exploración y producción de gas metano en depósitos de carbón, considerando la especificidad técnica de esta actividad, la normativa ambiental y el objetivo de maximizar la explotación del recurso, logrando el beneficio de todas las partes involucradas.
2. Solicitar a la Agencia Nacional de Hidrocarburos que, en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía y en un plazo no mayor a nueve meses, elabore y adopte un reglamento para la contratación de áreas para la exploración y producción de gas metano en depósitos de carbón o proponga los ajustes pertinentes al reglamento de contratación vigente.

3. Solicitar a la Agencia Nacional de Hidrocarburos que, en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía y en un plazo no mayor a nueve meses, elabore y adopte un modelo de contrato de exploración y producción de gas metano en depósitos de carbón.
4. Solicitar a la Agencia Nacional de Hidrocarburos y al Instituto Colombiano de Geología y Minería que adopten y pongan en marcha las medidas necesarias a efecto de que exista la debida coordinación en el manejo, intercambio y suministro de la información técnica disponible en los bancos de información o bases de datos que tales entidades administran.
5. Solicitar al Ministerio de Minas y Energía que, en un término no superior a nueve meses, adopte los mecanismos pertinentes para prevenir posibles conflictos entre explotadores de carbón y productores de gas metano en depósitos de carbón, y para obrar como facilitador en la solución de tales conflictos, en caso que se presenten.
6. Solicitar a la Agencia Nacional de Hidrocarburos, al Instituto Colombiano de Geología y Minería y a las Gobernaciones de los departamentos con delegación de funciones de contratación y titulación minera que, bajo la coordinación del Ministerio de Minas y Energía, pongan en marcha un proceso de coordinación de sus actividades de asignación, contratación y administración de áreas para la exploración y producción de carbón y gas metano en depósitos de carbón.