

Más allá de los ensayos de desorción en la exploración del gas asociado al carbón (CBM). Caso Colombia

GEOLOGICAL ENGINEERING

Beyond Desorption Testing on Coal Bed Methane Exploration (CBM). Colombia Case

Claudia I Duarte-Barrera^{1§}, Jorge E Mariño-Martínez²

¹*Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Ciencias, Departamento de Geociencias, Maestría en Ciencias–Geología, Bogotá, Colombia*

²*Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia UPTC, Escuela de Ingeniería Geológica, Grupo de investigación INGEOLOG, línea hidrocarburos no convencionales, Sogamoso, Colombia*

§*cduarteb@unal.edu.co, jorge.marino@uptc.edu.co*

Recibido: 7 de junio de 2021 – **Aceptado:** 22 de noviembre de 2021

Abstract

Due to the decrease of natural gas reserves and the high death toll from explosions in coal mines, Colombia has been carrying out preliminary explorations of coalbed methane (CBM). Until now, CBM exploration has focused on the gas content per ton of coal from canister desorption systems, but few additional tests have been done to determine coal gas saturation, gas origin, methane percentage and coalbeds permeability. The purpose of this research is to analyze recent information in the country on the use of adsorption isotherms, C¹³ and deuterium isotopes analyses, gas chromatography and permeability modeling. Adsorption isothermal test indicates that coalbeds are sub saturated, isotopic results show that gas origin is mainly biogenic, that methane content would be below 77%, and that permeability values could be high. These results also indicate that more isotherms, isotopes, chromatography and permeability tests are required to clarify with greater precision methane saturation, gas origin, methane percentage and flow capacity that CBM deposits would have in Colombia, and in this way ensure that there is enough gas to achieve economic feasibility in future projects. It is also concluded that the exploration has been superficial and that it is necessary to investigate the CBM at depths greater than 600 m, at a prudent distance from mining works and away from highly fractured areas; preferably in structures such as synclines with low deep structures, which should include studies of fractures, diagenesis, and reservoir modeling.

Keywords: *CBM, coal bed gas, isotherms, isotopes, chromatography, permeability.*

Cómo citar:

Duarte-Barrera CI, Mariño-Martínez JE. Más allá de los ensayos de desorción en la exploración del gas asociado al carbón (CBM). Caso Colombia. *INGENIERÍA Y COMPETITIVIDAD*, 2022; e20511343. <https://doi.org/10.25100/iyc.v24i2.11343>



Este trabajo está licenciado bajo una Licencia Internacional Creative Commons Reconocimiento–NoComercial–CompartirIgual 4.0

Resumen

Debido a la disminución de las reservas de gas natural y al elevado número de fallecidos por explosiones en minas de carbón, Colombia ha venido adelantando exploraciones preliminares del gas metano asociado al carbón (CBM). Hasta ahora, la exploración de CBM se ha centrado en el contenido de gas por tonelada de carbón a partir de sistemas de desorción utilizando canister, pero se han hecho pocos ensayos adicionales para determinar la saturación de gas en el carbón, el origen del gas, el porcentaje de metano y la permeabilidad de los carbones. El propósito de esta investigación es analizar la información reciente en el país sobre el uso de isothermas de adsorción, ensayos en isótopos de C^{13} y deuterio, cromatografía de gases y modelación de la permeabilidad. Los ensayos de isothermas de adsorción indican que el carbón está subsaturado, los resultados isotópicos muestran que el origen del gas sería biogénico principalmente, que los contenidos de metano estarían por debajo de 77 %, y que los valores de permeabilidad podrían ser altos. Los resultados también indican que se requieren más ensayos de isothermas, isótopos, cromatografía y permeabilidad, para aclarar con mayor precisión la saturación del metano, el origen del gas, el porcentaje de metano y la capacidad de flujo que tendrían los depósitos de CBM en Colombia, y de esta manera asegurar que haya gas suficiente para lograr la factibilidad económica en futuros proyectos. La exploración de CBM en el país ha sido superficial, se requiere investigar a profundidades superiores a 500 m, a prudente distancia de los trabajos mineros y lejos de áreas muy fracturadas, preferiblemente en estructuras como sinclinales con bajos buzamientos, y que se incluyan estudios de fracturas, diagénesis y modelado del yacimiento.

Palabras clave: CBM, gas asociado al carbón, isothermas, isótopos, cromatografía, permeabilidad.

1. Introducción

Debido a la disminución de las reservas convencionales de gas, Colombia ha estado explorando los hidrocarburos no convencionales como el gas asociado al carbón (CBM) y el shale gas (gas de lutitas). Este país es uno de los principales productores de carbón de Suramérica y por esta razón el foco inicial ha sido en CBM, por lo que ya hay pozos de exploración perforados en varias cuencas de carbón, especialmente en La Guajira, Cesar, Cundinamarca, Boyacá, Antioquia, Santander y Norte de Santander (Figura 1).

La exploración se ha orientado a determinar el contenido de gas mediante pruebas de desorción que utilizan sistemas de desorción canister, pero con pocos análisis adicionales necesarios para conocer todo el potencial de CBM de las cuencas de carbón, tales como isothermas de adsorción para determinar la saturación del gas, isótopos de gas para establecer el origen y cromatografía de gases para precisar el contenido de metano. Los estudios más completos se han hecho en Guajira y Cesar, pero la mayor parte de la información no es pública. Además, los esfuerzos de exploración no se han hecho de manera coordinada entre las

oficinas del Gobierno relacionadas con el tema del gas en el carbón, pues algunos buscan gas para aumentar las reservas, otros se han concentrado en el riesgo relacionado con el gas en las minas de carbón, debido al aumento del número de muertes a causa de explosiones de metano, y otros se han enfocado en las emisiones de minería de carbón en respuesta a los nuevos compromisos del Acuerdo de París sobre la medición y notificación de emisiones de gases fugitivos.

Entre los muchos estudios de CBM, se destaca un libro de la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia (UPTC), que reúne toda la información de CBM hasta el año 2015. Esta obra revisa la información de varios proyectos de exploración, analiza alrededor de 80 pozos con una profundidad promedio de 500 m y concluye que el contenido de gas es bajo, puesto que solo unos pocos pozos reportaron un par de muestras con contenido de gas cercano a los 300 pies³/tonelada. El libro se centra en el contenido de los gases y reporta la información breve y dispersa sobre otros análisis claves como isótopos, cromatografía e isothermas de adsorción (2).

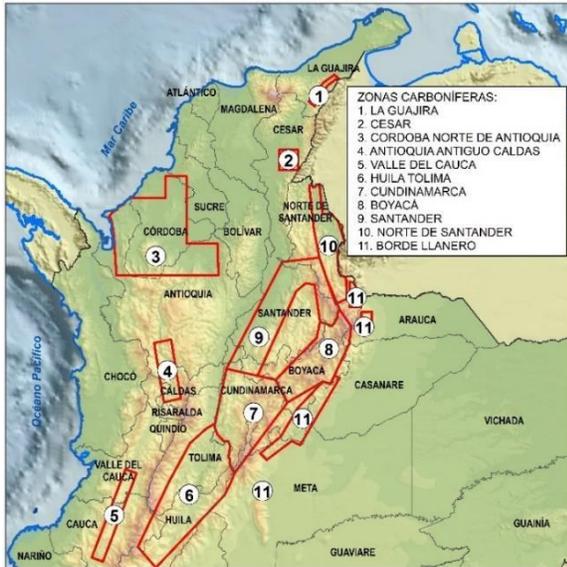


Figura 1. Zonas carboníferas en Colombia donde se han adelantado estudios de CBM. La Guajira (1), Cesar (2), Antioquia (4), Cundinamarca (7), Boyacá (8), Santander (9), Norte de Santander (10). Fuente: (1)

Otro esfuerzo para reunir y analizar la información existente fue realizado por la Unidad de Planeamiento Minero Energético (UPME) del Ministerio de Minas con el objetivo de localizar un área potencial para un proyecto piloto de explotación de metano en minas de carbón (CMM) (3). La UPME concluyó que el contenido de gas no es alto, que se debe hacer una exploración adicional y escoger un área para un proyecto piloto. Se analizaron cuatro áreas para dicho proyecto piloto: Úmbita-Chinavita y Socha-Socotá en la zona de Boyacá, y Cucunubá-Sutatausa y Guacheté en la zona de Cundinamarca (3). El Servicio Geológico Colombiano (SGC) también ha explorado CBM desde el año 2011. Cada año el SGC perfora dos pozos en una cuenca diferente e informa del contenido de gas. Hasta ahora ha explorado las cuencas Cundinamarca, Boyacá y Santander (4-6, 7).

Muchos estudios preliminares generan incertidumbre en la información porque relacionan el contenido de gas con el rango de carbón utilizando tablas internacionales, pero esas

dos variables no parecen estar directamente relacionadas en las zonas carboníferas colombianas (2). Dicha suposición inicial llevó a pensar que Colombia tenía un gran potencial de CBM (8, 9). En general, la exploración hasta ahora ha sido superficial, con perforaciones que no han sobrepasado los 600 m de profundidad ni se han reportado estudios de fracturas, diagénesis y modelamiento del yacimiento.

Como se mencionó, los esfuerzos iniciales de exploración se han centrado en medir el contenido de gas en el carbón a través de pruebas de desorción que utilizan canisters. En general, los contenidos encontrados son bajos para los estándares internacionales y proyectos comerciales (2). Dichos contenidos se han reportado sin más explicaciones que los relacionen con las diferentes variables geológicas, y sin ensayos adicionales que aclaren el bajo contenido de gas a pesar del buen rango del carbón (10, 2).

El propósito de esta investigación es presentar la información sobre algunos ensayos adicionales tales como: isotermas de adsorción que ayuden a concretar el porcentaje del gas que permanece todavía en los mantos de carbón, isótopos para precisar el origen del gas, cromatografía de gases para determinar el porcentaje de metano en el gas CBM, y permeabilidad de los mantos de carbón; dicha información adicional ayudaría a puntualizar la rentabilidad de la producción del gas asociado al carbón. Aunque en la Guajira y en Cesar se han hecho más ensayos de los reportados en este estudio, no se presentan por tratarse de información privada.

1.1 Información geológica

La información geológica se enfoca en la estratigrafía y en las características de los mantos de las formaciones productoras en las zonas carboníferas en donde la mayor parte de la exploración de CBM se ha llevado a cabo (La Guajira, Cesar-Ranchería, Cundinamarca y

Boyacá), por esa razón los resultados de esta investigación se centran en dichas zonas. Estos resultados podrían ayudar a precisar el potencial real de CBM en Colombia, a orientar futuros esfuerzos de exploración y a ubicar proyectos piloto.

Zona La Guajira. Formación Cerrejón. Los mantos de carbón de La Guajira se encuentran en el área de Cerrejón en la Formación Cerrejón, de edad Paleoceno con 40 a 50 capas de carbón. La Formación Cerrejón se ha dividido en tres niveles, llamados inferior, medio y superior; alrededor de 12 mantos de carbón en el nivel inferior llamados M20 a M60, 15 mantos de carbón en el nivel medio llamados M75 a M113, y 14 mantos de carbón en el nivel superior denominados de M115 a M175, clasificados como bituminosos altos volátiles A, B y C (1).

Zona Cesar Ranchería. Formación Los Cuervos. Los mantos de carbón de la zona carbonífera del Cesar se encuentran en la Formación Los Cuervos, que forma parte de la cuenca Cesar Ranchería. Los estudios de CBM se han centrado en el sector de La Loma, ubicada en el centro del departamento, entre los municipios de El Paso, Chiriguana y La Jagua de Ibirico, en un área de 180 km². En la Formación Los Cuervos se han identificado más de 60 mantos con hasta 6 m de espesor, pero los explotables están entre 22 y 42 mantos dependiendo del espesor (3).

Zonas de Cundinamarca y Boyacá. Formación Guaduas. Los mantos de carbón de las zonas de Cundinamarca y Boyacá se encuentran en la parte central de la cordillera Oriental y hacen parte de la Formación Guaduas, que es de composición arcillosa con algunas capas de arenitas y mantos de carbón. El carbón de la Formación Guaduas es económicamente importante por su alto rango, a tal punto que la mayoría de sus mantos son coquizables (1). La Formación tiene una reducción sistemática en su espesor en el norte (Boyacá) y en el este. En el norte de

Cundinamarca su espesor puede alcanzar los 1100 m (sinclinal de Checua-Lenguazaque), en el norte de Boyacá alcanza los 250-500 m y en el este los 80 m (11, 12 y 13). El Grupo Guadalupe infrayace a la Formación Guaduas, y las Formaciones Cacho o Socha la suprayacen.

2. Metodología

2.1 Saturación de gas - isothermas de adsorción

La cantidad total de gas presente en una muestra es la sumatoria de tres componentes o ensayos en una prueba de desorción: perdido + desorbido + residual; sin embargo, el gas total no representa necesariamente la capacidad de almacenamiento del depósito de carbón, por esa razón las isothermas de adsorción se utilizan para determinar esa capacidad total de saturación de gas en un manto de carbón. Durante esa prueba se inyecta y se extrae un gas de una muestra a temperatura constante para establecer su capacidad de almacenamiento. El procedimiento se repite varias veces aumentando la presión, lo que representaría la presión del depósito (2, 14). Esta prueba ayuda a entender el comportamiento de adsorción del gas a medida que cambia la presión del yacimiento.

Si la cantidad de gas en el carbón de la prueba de desorción es muy inferior a la capacidad de almacenamiento obtenida de las isothermas de adsorción, ese carbón está subsaturado. La saturación de gases es el porcentaje de gas medido frente al gas potencial adsorbido tomado de la isoterma y es importante para la producción de gas, ya que permite a los ingenieros estimar el tiempo de producción del depósito y evaluar las reservas de gas desde un punto de vista comercial.

Para isothermas de adsorción se analizaron 4 muestras en Boyacá y 4 muestras en el departamento del Cesar. Para el ensayo de Isothermas se utilizó una celda especial para ensayos de adsorción. Primero se muele la muestra a malla <60, después se equilibra a su

humedad natural in situ, posteriormente se le inyecta gas a la temperatura constante del reservorio, incrementando la presión hasta obtener una curva de distribución de equilibrio de las presiones de adsorción (Figuras 2 y 3). Los análisis se hicieron en los laboratorios de Corelab en Denver (EE. UU).

2.2 Uso de isótopos para determinar origen

Los isótopos son átomos que tienen el mismo número de protones y el mismo número atómico, pero tienen un número diferente de neutrones y, por lo tanto, una masa diferente. La composición isotópica de una muestra se expresa en términos relativos en lugar de términos absolutos. Las unidades para los isótopos son valores de delta (δ) que representan la relación entre los valores isotópicos de la muestra y los valores isotópicos de un estándar. En general, un valor positivo de δ indica que la muestra se ha enriquecido en el isótopo pesado en relación con el estándar, mientras que un valor negativo indica lo contrario.

El objetivo del análisis isotópico es definir el origen del gas en el carbón. Este origen podría ser termogénico a partir del enterramiento y la influencia tectónica, o podría ser biogénico, generado por bacterias relacionadas con la infiltración de aguas meteóricas. Para ello se utiliza un isótopo de hidrógeno conocido como deuterio (D) y un isótopo del carbono conocido como carbono 13 (C13). Como el gas asociado al carbón es un hidrocarburo, los isótopos de hidrógeno y carbono siempre están presentes.

En general, el metano de origen biogénico tiende a ser más liviano o empobrecido en $\delta C13$, mientras que el metano de origen termogénico biogénico tiende a estar más enriquecido en $\delta C13$ y en δD (14).

Para ensayos isotópicos se analizaron 4 muestras en el departamento del Cesar (municipio El Paso). Los ensayos isotópicos al igual que los de

isotermas fueron hechos por la empresa de servicios Corelab en Denver (EE. UU).

2.3 Cromatografía

La cromatografía de gases es una técnica que se usa para determinar la composición química de los gases asociados al carbón. En cromatografía de gases, la muestra es volatilizada en el inyector del cromatógrafo, luego es transportada por un gas inerte (nitrógeno, helio o hidrógeno) denominado fase móvil a través de la columna cromatográfica, la cual posee una fase estacionaria conformada por moléculas activas que interactúan con los diferentes compuestos de la muestra separándolos en función de su afinidad y grado de volatilidad (punto de ebullición, peso molecular). La detección de los compuestos separados se efectúa en el detector, el cual es seleccionado de acuerdo a las propiedades de los compuestos de interés (18, 25). Los componentes del gas se identifican y se presentan en una curva. Este ensayo se lleva a cabo para determinar en la muestra el porcentaje de metano, nitrógeno, dióxido de carbono y otros gases tomados de un sistema de desorción canister.

Para tomar las muestras de gas de los canister, se usa un sistema de vacío (2), las muestras se almacenan en dispositivos como bolsas Tedlar, tubos de ensayo sellados al vacío, botellas de vidrio cerradas al vacío (botellas Giggenbach) para llevarlas al sistema cromatográfico, acondicionándolas a presión y temperatura ambiente (18, 22).

Para cromatografía se analizaron 4 muestras en el Cesar, y 13 más en los departamentos de Boyacá, Cundinamarca y Santander.

2.4 Permeabilidad de carbón

La permeabilidad de los mantos de carbón está íntimamente relacionada con el sistema de fracturas naturales del carbón, las fracturas son fallas, diaclasas y cleats. Los cleats son diaclasas ortogonales de origen natural en el carbón, producto de la contracción de la materia orgánica

y controlan la permeabilidad de los carbones. Se presentan como dos conjuntos perpendiculares de fracturas. Los cleats predominantes son conocidos como fracturas frontales (face), y los cleats secundarios (butt) que se forman perpendiculares a los frontales. Los cleats principales o frontales se orientan paralelamente a la tensión de compresión horizontal máxima en el proceso de carbonificación y por lo tanto son más evidentes en los carbones (2).

No es fácil determinar la permeabilidad de una muestra de carbón en el laboratorio, porque la mayoría de las muestras de corazones no soportan las presiones de una prueba convencional; en cualquier caso, la permeabilidad debe estar por encima de un milidarcy (mD) para que el flujo ocurra (15, 16). La permeabilidad también se puede calcular a partir de pruebas de pozos o pruebas de baldeo (bailer), como el ensayo de Lugeon, que consisten en extraer agua instantáneamente de un pozo y registrar la recuperación con el tiempo. A partir de estos datos se puede determinar, no solo la permeabilidad, sino también la conductividad hidráulica.

El ensayo de Lugeon, es un ensayo que se hace en el campo, consiste en medir el volumen de agua que se consigue inyectar en el suelo durante un tiempo determinado “t”, a una presión constante Ht.

Para la aplicación de la prueba, se identifica en el pozo las zonas donde se requiere conocer la información de permeabilidad, para aislarlas a través de sellos (packers) y proceder a inyectar agua a presión con una bomba.

En la boca del pozo se controla la presión con un manómetro. Un contador de agua y una válvula de descarga permiten medir los caudales inyectados a una presión dada mantenida constante. El Equipo utilizado consta de un cilindro de aire comprimido, medidor de volumen, medidor de presión, sello neumático o packer, tubería de

alimentación (por donde se inyecta agua) y tubería perforada (por donde sale el agua).

Para permeabilidad se analizaron 3 pozos en Santander, en un pozo localizado en el Sinclinal de Los Andes (Carmen de Chucurí-1) se analizaron 20 capas de carbón (19) y en dos pozos localizados en el sinclinal de Armas (22) se analizaron 20 mantos (pozo Landázuri-1) y 11 mantos (pozo Landázuri-2). En Cundinamarca, se analizaron dos pozos. En el pozo Guachetá1-SGC se analizaron 5 capas de carbón y en el pozo Lenguaque1-SGC se analizaron 12 capas de carbón (20).

3. Resultados

En primer lugar, se presentan y analizan los resultados de saturación de gas en los carbones a partir de ensayos de isoterma. No hay muchas pruebas de isoterma de adsorción que se hayan realizado en Colombia, debido a su costo y porque el país no tiene una celda certificada para esta prueba, por lo que estas se deben hacer en el extranjero en laboratorios certificados (2, 3).

De las pocas pruebas de isoterma que se conocen, se presenta primero el análisis de las muestras de la zona del Cesar (Figura 2), seguidas por las muestras de Boyacá (Figura 3).

Para la obtención de las isoterma de adsorción presentadas en la Figura 2 se utilizó una celda para isoterma de adsorción en la que se mantuvo la temperatura constante de 40 grados centígrados que es la temperatura del yacimiento de donde se obtuvieron las muestras. Después de moler el carbón, se inyectó gas a diferentes presiones y se notó que la capacidad de adsorción del manto es proporcional al aumento de la presión. Para el caso del manto 600, al final del ensayo se encontró que la máxima cantidad de gas que ese carbón adsorbió fue de 120 pies³/ton. Como en el ensayo de desorción sobre la misma muestra del manto 600 se encontró que el contenido de gas fue de 48 pies³/ton (3), si se divide el contenido de

gas (48 pies³/ton) sobre la máxima cantidad de gas que podría tener (120 pies³/ton), se obtiene una saturación de 40%. La saturación obtenida para dicha muestra indica que gran parte del gas en ese carbón se escapó y la muestra esta subsaturada porque está por debajo del 50% (2).

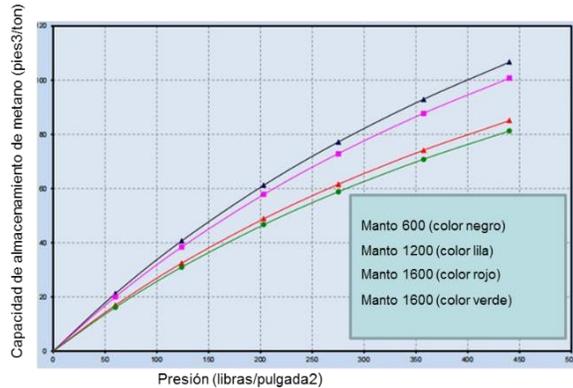


Figura 2. Isoterma de adsorción de cuatro mantos en la zona del Cesar. Note como la capacidad de almacenamiento de gas aumenta a medida que aumenta la presión. Fuente: elaboración propia.

Las muestras del Cesar presentaron saturaciones entre 28 y el 53%, lo que significa que las pruebas de desorción encontraron la mitad o menos del gas que los mantos deberían contener en esas condiciones de presión y temperatura. Esto también quiere decir que el gas total que realmente se presenta en esos carbones es inferior a la capacidad de almacenamiento de estos y que un buen porcentaje del gas generado en el carbón se ha desorbido naturalmente (14).

En la zona de Boyacá se analizaron cuatro muestras. Las isotermas de adsorción indican que el contenido máximo de gas que esos carbones podrían contener está entre 500 y 600 pies³/ton, pero el contenido de gas de los análisis de desorción que utilizan sistemas de desorción canister fluctúa entre 50 y 250 pies³/tonelada, lo que revela que los carbones están subsaturados con aproximadamente entre el 10 y el 50%, con un promedio del 30 % de su capacidad de almacenamiento (Figura 3).

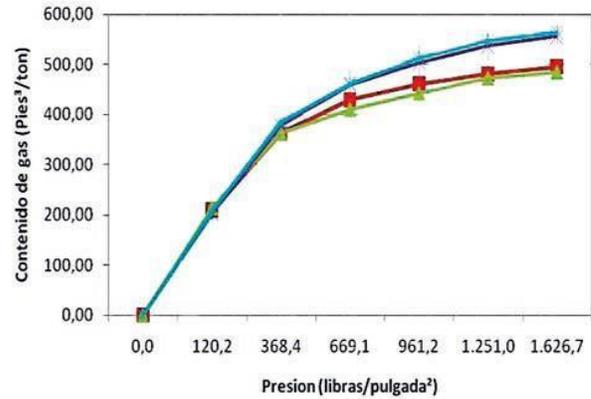


Figura 3. Cuatro isotermas de adsorción de la zona de Boyacá que indican que los carbones podrían retener hasta 500-600 pies³/ton. Fuente: (2).

El análisis global de las isotermas de adsorción muestra que la saturación de los diferentes mantos de carbón se encontró entre el 28% y el 53%, con una saturación media del 40%, lo que significa que los mantos de carbón están subsaturados porque las pruebas de desorción encontraron la mitad o menos del gas que el carbón deberían tener en esas condiciones de presión y temperatura (Figuras 2 y 3). Eso también significa que el gas total que se encuentra en tales mantos es menor que la capacidad de almacenar gas de dichos carbones y que un buen porcentaje del gas escapó (14).

Por lo tanto, se podría asumir que gran parte del gas (CBM) ha sido naturalmente desorbido, posiblemente debido a factores asociados a la despresurización relacionada con la intensa fracturación resultante de la orogenia andina y las labores de minería. Este es un factor que debe analizarse con más detalle, ya que podría ser parte de la explicación del bajo contenido de CBM encontrado hasta ahora. Los valores de saturación en Cesar y La Guajira son cercanos al 50%, es decir, son más altos que en Boyacá y Cundinamarca, lo que demuestra que dichos mantos retuvieron más gas, probablemente debido al menor plegamiento y fallamiento de la zona adyacente a la Sierra Nevada de Santa Marta

frente al estrés tectónico de la cordillera Oriental (2).

Con respecto a los valores de los resultados de análisis isotópicos que se conocen en la zona Cesar, se graficaron los valores delta (δ) de desviación del carbono 13 contra los del deuterio ($2H$) para determinar su posible origen de acuerdo a las investigaciones de Whiticar (26). Los valores de ^{13}C se encontraron entre -60 y -80, y los valores de $2H$ fluctuaron entre -170 y -220 en valores por mil (‰). Lo que permite observar que las muestras analizadas se ubican entre un origen microbiano principalmente a un origen mixto y transicional (2) (Figura 4).

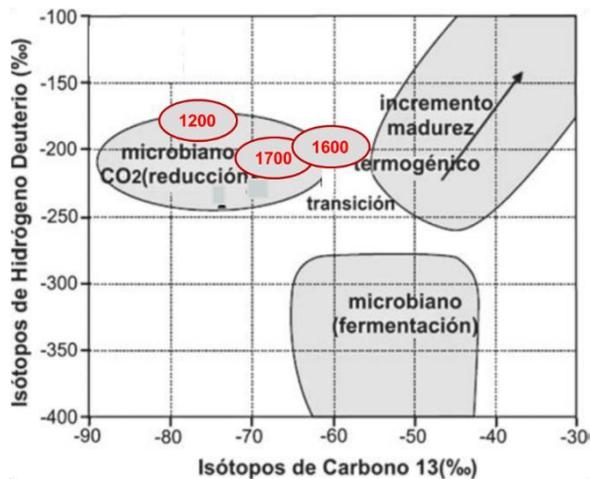


Figura 4. Composición isotópica (carbono 13 vs deuterio) a partir de muestras de CBM de la zona de Cesar (El Paso), para determinar si el origen es microbiano o termogénico. Fuente: Adaptado de (2, 26)

A partir del análisis de la ubicación de las muestras de la Figura 4, se concluye que, de las tres muestras analizadas, una muestra indica un origen mixto o transitorio entre microbiano y termogénico, y las otras dos revelan un origen biogénico. Para la cuarta muestra no fue posible determinar con precisión la composición isotópica de C^{13} , pero a partir de la composición isotópica de deuterio (-200) se pudo establecer un origen biogénico.

De los pocos análisis isotópicos se concluye que el origen del gas es principalmente biogénico. Ese gas biogénico podría haber tenido un origen temprano, pero también pudo surgir en un tiempo posterior o secundario relacionado con la recarga subterránea de aguas meteóricas. En este caso es difícil establecer un marco temporal de formación sin estudios hidrogeológicos presentes y pasados (15, 22). Todavía no está claro lo que realmente pasó, pero la elevación tectónica y la erosión relacionada con la falla Bucaramanga-Santa Martha que afectan dichas cuencas pudieron haber permitido la recarga de aguas meteóricas (que contenían bacterias) a través de los mantos de carbón, lo que produjo el metano mediante un proceso de descomposición anaeróbica. La conclusión de que el metano es principalmente biogénico coincide con el alto contenido de nitrógeno en los gases encontrados durante las pruebas de cromatografía. El alto contenido de nitrógeno y el bajo contenido de gas (de las pruebas de desorción) también podrían estar relacionados con la circulación de aguas meteóricas, por la cercanía a la superficie en algunos casos y en otros por el alto buzamiento de las estructuras.

Análisis adicionales de los isótopos en el gas del carbón son necesarios para precisar si el origen del gas asociado al carbono es biogénico a partir de bacterias o termogénico producto del enterramiento de los carbones y, como resultado, del aumento del rango de la materia orgánica. Los pocos análisis de isótopos que se han hecho en Colombia muestran un porcentaje apreciable de componente biogénico, lo cual es una buena noticia para la posible explotación de CBM en minas abandonadas (MMA). Por otro lado, el aumento del contenido de gas con profundidad en algunos pozos, por ejemplo, el pozo Cucunubá 1 en Cundinamarca, en el que la relación contenido-profundidad es casi directamente proporcional, confirma que hay un fuerte componente termogénico (2, 4).

Las experiencias isotópicas adquiridas tanto en Colombia como en el mundo y los nuevos

descubrimientos en sitios "no convencionales", así como el hecho de que en muchos carbones de bajo rango el CBM que se encontró se considere de origen biogénico, han llevado a la conclusión de que cada caso es particular y que las condiciones locales deben estar muy bien determinadas. Por lo expresado anteriormente, se deben hacer más análisis isotópicos de los gases de los mantos de carbón colombianos para aclarar con mayor precisión su origen (14).

Para analizar la información sobre análisis de cromatografía se seleccionaron cuatro mantos de carbón de la zona Cesar (S600, S1200, S1600 y S1700). Los primeros resultados mostraron que el contenido de nitrógeno era relativamente alto, especialmente para las muestras S1700 y S600, donde los valores porcentuales eran del 21 % y del 75 % per mol, respectivamente. Debido a esto, la cromatografía se repitió para estos dos carbones y los resultados del contenido de nitrógeno fueron similares (Tabla 1).

Tabla 1. Resultados de la cromatografía de gases de la zona del Cesar (El Paso)

| Identificación de la muestra | Manto | Espesor (m) | Profundidad (m) Desde - hasta | | Por mol (%) | | | Por peso (%) | | |
|------------------------------|-------|-------------|----------------------------------|-------|---------------------|--------------------|---------------------|---------------------|--------------------|---------------------|
| | | | | | CO ₂ (%) | N ₂ (%) | CH ₄ (%) | CO ₂ (%) | N ₂ (%) | CH ₄ (%) |
| Muestra 1 | S1700 | 1,13 | 202,3 | 202,7 | 1 | 75 | 24 | 2 | 82 | 15 |
| | | | | | 2 | 75 | 24 | | | |
| Muestra 2 | S1600 | 7,51 | 237,3 | 237,6 | 1 | 36 | 61 | 3 | 49 | 47 |
| Muestra 3 | S1200 | 3,00 | 262,1 | 262,5 | 2 | 21 | 77 | 5 | 30 | 64 |
| Muestra 4 | S600 | 3,29 | 303,9 | 304,3 | 2 | 21 | 76 | 6 | 30 | 63 |
| | | | | | 2 | 38 | 59 | 5 | 49 | 47 |

Fuente: elaboración propia

Según la Tabla 1, y con excepción de la muestra 1, los resultados iniciales muestran que el contenido de gas asociado a los carbones de Cesar es principalmente metano con un porcentaje que fluctúa entre el 24 % y el 77 %. Los valores de metano más bajos están en la muestra S1700, que es la más superficial, y los valores de nitrógeno son relativamente altos, lo que podría estar relacionado con errores en el muestreo. El contenido de CO₂ se mantuvo bajo en los mantos analizados y no superó el 2 %. Otros gases como el etano, el propano y el butano no se encontraron en los análisis de cromatografía.

De igual manera, se tienen valores de cromatografía para las zonas de Boyacá (17, 18), Cundinamarca (18), (19, 20) y Santander (21, 22), en los muestreos para CBM que el SGC ha adelantado en parte de las principales zonas

carboníferas del país, los cuales se indican en la Tabla 2.

En la Tabla 2 se observa que, en algunas muestras de minas y pozos, de acuerdo con las curvas de calibración empleadas en el análisis de cromatografía, se identificó la presencia de etano con valores entre 0.02 % hasta 11.02 %. Los valores de gas metano varían en un rango amplio, alcanzando porcentajes del 99.5 %; para estas áreas de estudio el gas metano continúa siendo el gas de mayor importancia.

Los resultados iniciales de los análisis de cromatografía de gases muestran que el contenido de gas asociado a estos carbones es principalmente metano, con un porcentaje que fluctúa entre el 24 % y el 99 %, sin embargo, existen algunos carbones que no registran valores de metano o este se presenta en

Tabla 2. Resultados de la cromatografía de gases en las zonas Boyacá, Cundinamarca y Santander realizadas por el SGC

| Zona carbonífera | Minas /Pozos | %N ₂ | %CH ₄ | %C ₂ H ₆ | %CO ₂ |
|------------------|-------------------------|-----------------|------------------|--------------------------------|------------------|
| Boyacá | Úmbita-1 | 55.1 | 38.9 | | 0.0 |
| | Chinavita-1 | 0.6 – 30.2 | 56.7 – 84.8 | | 0 - 5 |
| | Jenesano-1-SGC | 2.0 | 95.5 | 0.2 | 2.3 |
| Cundinamarca | Caparrapí-1-SGC | 5.4 - 86.3 | 13.1 - 88.2 | 0 - 0.1 | 0.6 - 6.4 |
| | Caparrapí-2-SGC | 2.5 - 46.4 | 17.7 - 82.6 | 5.9 - 11.0 | 4.8 - 7.1 |
| | Minas Jenesano-Machetá | 0 - 0.7 | 65.5 - 94.2 | 2.2 - 5.0 | 2.8 - 29.4 |
| | Machetá-1 | 0.0 – 2-6 | 94.2 – 97.8 | 0.1 – 2.8 | 0.7 – 2.2 |
| | Lenguazaque1-SGC | 0.3 - 14.2 | 79.1 - 99.5 | 0.1 - 0.3 | 0.2 - 18.8 |
| | Guachetá1-SGC | 0.5 - 83.1 | 4.4 - 99.5 | 0 - 0.1 | 0.2 - 66.9 |
| Santander | Minas Carmen de Chucurí | 73.9 – 81,1 | 0 – 47,8 | 0,0 | 1,1 – 10,7 |
| | Carmen de Chucurí-1 | 6.6 - 81.1 | 0 - 92.1 | 0 - 7.7 | 0 - 2.9 |
| | Landázuri-1 | 7 - 59.5 | 40.0 - 91 | 0 - 0.7 | 0.5 - 3.6 |
| | Landázuri-2 | 4.6 - 55.6 | 41.9 - 92.5 | 0 - 4.1 | 0.8 - 4.4 |

Fuente: (17-22)

porcentajes muy bajos. El segundo gas más importante es el nitrógeno, con valores hasta del 86 %, el valor más alto se halla en los mantos más cercanos a la superficie (Caparrapí1-SGC-Tabla 2) y el valor más bajo en parte de los carbones de los pozos Machetá1, Lenguazaque1-SGC, Guachetá1-SGC, y Chinavita1 de las zonas carboníferas de Cundinamarca y Boyacá. El contenido de CO₂ alcanzó el 66.9% en el pozo Guachetá1-SGC, siendo el valor más alto.

Otros gases, como el etano, el propano y el butano, no se encontraron en todos los análisis cromatográficos, solo se registra información de etano en las zonas de Boyacá, Cundinamarca y Santander; en algunos sectores evaluados se evidencia un origen de gas termogénico (23) e incluso procedencias mixtas, aunque el principal origen sea biogénico.

Los resultados discutidos anteriormente indican que los porcentajes de metano en el CBM varían mucho, y que al igual que este, los porcentajes de

otros gases como el nitrógeno o el CO₂ son importantes. Eso es preocupante, porque la comercialización del gas se dificulta con porcentajes inferiores al 75-85 % (2, 14).

Al igual que con la cromatografía, son pocos los ensayos de isotermas hechos hasta ahora, pero es importante que se realicen como parte de los estudios CBM, con el fin de tener una base de datos que permita conocer los porcentajes de saturación prevalentes, ya que este es un factor clave en la producción de gas.

Al revisar los datos de permeabilidad en las zonas del país donde se han llevado a cabo estudios de CBM, se encuentra que en dos oportunidades se modeló el área carbonífera del sinclinal de Úmbita en la zona de Boyacá. Como no se contaba con datos de permeabilidad, se tomaron de la literatura. Rivera (15) modeló el comportamiento del agua subterránea en pozos de bombeo de gas en el sinclinal y utilizó los valores de permeabilidad del modelado de la arenisca

Ferrón en Estados Unidos, dichos valores estuvieron entre 9 y 34 mD (mili darcys), y concluyó que aún con los valores más altos sería difícil drenar el macizo para permitir que fluyera el gas (15). Alvarado y Neira (16), en un modelado que tenía por objetivo la caracterización del reservorio de CBM en el sinclinal de Úmbita, utilizaron valores entre 0.5 y 10 mD, y concluyeron que a menos que los valores de permeabilidad estén por encima de 10 mD, no se podrán obtener flujos de producción de gas aceptables.

En Colombia, las únicas pruebas de permeabilidad en carbones in situ en la zona de Cesar – Ranchería han sido adelantadas por la industria privada y no son de conocimiento público. Por lo tanto, se analizan los ensayos de permeabilidad efectuadas en los estudios de CBM del Servicio Geológico Colombiano (SGC) en las zonas de Santander y Cundinamarca, utilizando el ensayo Lugeon. En Santander, en el sinclinal de Los Andes (21), se adelantó esta prueba en el pozo denominado Carmen de Chucurí-1 y se obtuvieron valores de conductividad hidráulica entre 253.5 a 7839.0 m/día en 20 capas de carbón de interés (19). En esta misma zona, al sur, hacia el sinclinal de Armas, se registraron valores de conductividad hidráulica en unidades m/día, entre 37,67 a 102,09 determinados en 20 capas de carbón (pozo Landázuri-1) y valores entre 30,52 a 109,96 m/día en el pozo Landázuri-2 en 11 capas de interés (22).

Sobre los datos de conductividad hidráulica, en la zona de Santander, en el sinclinal de Los Andes, la permeabilidad es alta a muy alta y en el sinclinal de Armas la permeabilidad relativa es media a muy alta para todos los mantos de carbón donde se realizaron las pruebas de Lugeon (21, 22).

Para la zona de Cundinamarca, en el sinclinal de Checua-Lenguazaque, con esta misma prueba se obtuvieron valores de conductividad hidráulica

entre 52,15 a 98,30 m/día (pozo Guachetá-1-SGC) en 5 capas de carbón y 47,78 a 90,20 m/día (pozo Lenguazaque-1-SGC) en 12 capas de carbón (20). En la zona de Cundinamarca, sinclinal de Checua-Lenguazaque, en los pozos evaluados la permeabilidad determinada oscila entre baja a media (20). Las variaciones en los valores de conductividad hidráulica pueden estar relacionadas con las diferencias en el rango del carbón, la tectónica, la profundidad de enterramiento, las cuales indican la capacidad para alojar y permitir flujos importantes de gas (20, 21, 22). Los valores encontrados en Santander y Cundinamarca entre 30.52 m/d (3.5 E-04 m/s) a 7839 m/d (9.07E-02m/s) muestran, de acuerdo con Holting y Bernward (24), que corresponden a un coeficiente de permeabilidad alto a muy alto.

De las zonas donde se tienen valores de conductividad hidráulica, se identifica que la de Santander presenta mejores condiciones para permitir el flujo de gas en los carbones, quizás por el alto grado de fracturamiento de estos por el efecto del sistema de fallas de La Salina y Landázuri.

En general, la exploración ha sido relativamente superficial, por eso los siguientes proyectos de CBM deben centrarse en profundidades superiores a 600 m y a prudente distancia de los trabajos mineros y áreas muy fracturadas. Los estudios llevados a cabo en diferentes cuencas del mundo sugieren que más del 50 % de las reservas de CBM están por debajo de 1500 m y que pueden existir fracturas que favorezcan la permeabilidad del carbón a profundidades de 2000-3000 m. Se deben preferir estructuras sinclinales con bajo buzamiento sobre anticlinales y los estudios deben ir acompañados de estudios de fracturas, diagénesis y modelado hidrogeológico (presente y pasado) (15, 16). El contenido relativamente bajo de gas reportado hasta ahora, la falta de infraestructura y los precios del petróleo y el gas deben ser factores que se deben tener en cuenta al

considerar un proyecto comercial de CBM en Colombia. Por otro lado, la disminución de las reservas de gas natural y el aumento del consumo son factores recientes que fomentan la exploración de CBM.

4. Conclusiones

Las saturaciones de los carbones entre 10 y 53% obtenidas a partir de los ensayos de desorción indican que los carbones podrían estar subsaturados y que un buen porcentaje del gas se escapó, esto explicaría los bajos contenidos de gas que se han encontrado en los carbones colombianos, y el origen preferencialmente biogénico encontrado en este estudio.

Los análisis isotópicos preliminares muestran que el origen del metano es principalmente biogénico, sin embargo, en algunos pozos el incremento del contenido del gas con la profundidad podría indicar un componente termogénico.

Los contenidos de metano fluctúan entre el 24 y el 77 %, indicando una gran variabilidad. Esto preocupa, porque si los valores no están sobre 85 %, se afecta la comercialización del gas. Se requieren más ensayos de cromatografía con aseguramiento de la calidad para evitar la tan frecuente contaminación del CBM.

De acuerdo con las pruebas de Lugeon adelantadas en algunas perforaciones del SGC en las zonas de Santander y Cundinamarca, los valores de conductividad hidráulica para los carbones objeto de muestreo (entre 30,52 y 7839 m/d) corresponden a un coeficiente de permeabilidad alto a muy alto. En las zonas donde se registran mayores valores de conductividad hidráulica, el origen del sistema de fracturamiento natural en los carbones es más tectónico que diagenético. Esto contradice los resultados encontrados en las pocas modelaciones de los yacimientos de CBM, en los que el drenaje del agua que acompaña al gas se demoraría varios años por la baja permeabilidad.

Se requieren más ensayos de isoterma, isotopos, cromatografía y permeabilidad para aclarar más la saturación del gas, el origen, el porcentaje de metano y la capacidad de flujo que tendrían los depósitos de CBM, pero principalmente para asegurar el real contenido de gas y la factibilidad económica.

La exploración de CBM en el país requiere investigar a profundidades superiores a 600 m, en zonas alejadas de los trabajos mineros y de áreas muy fracturadas, en estructuras como sinclinales con bajos buzamientos, en donde se integren investigaciones de fracturas, diagénesis y modelado del yacimiento.

5. Reconocimientos

Esta investigación forma parte de los estudios realizados por el Laboratorio de Hidrocarburos No Convencionales, Carbón, CBM-Gas Asociado al Carbón de la UPTC (Contrato RC n. CT 669/2009) financiado por Colciencias (ahora Minciencias) y la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

6. Referencias

- (1) Rincón M, Monroy W, Duarte C. Potencial carbonífero de Colombia [internet]. Bogotá: Servicio Geológico Colombiano; 2012 [citado 5, nov, 2020]. 41p. Disponible en: www.sgc.gov.co.
- (2) Mariño J, Castro A, Ángel A, Mojica L, Granados D, Acuña C. Desarrollo del CBM en Colombia. En: Mariño et al. Editores. Gas asociado al carbón (CBM o GMAC): geología, contenidos, reservas, minería y posibilidades en Colombia [internet]. Tunja, Colombia: UPTC; 2015 [citado 6 oct 2020]. p. 110-130. Disponible en: <https://uptc.metalibros.org/index.php/editorial-uptc/catalog/book/70>

- (3) Unidad de Planeamiento Minero Energético UPME. Estrategias para el aprovechamiento del gas metano asociado a los mantos de carbón en explotaciones bajo tierra. Informe integrado, Consorcio EG Carbón-Metano [internet]. Bogotá: UPME; 2016 [citado 7 oct 2020]. 282 p. Disponible en: http://www1.upme.gov.co/simco/CifrasSectoriales/EstudiosPublicaciones/Estrategias_para_el_aprovechamiento_del_Gas_Metano.pdf
- (4) Servicio Geológico Colombiano, Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia. Exploración gas metano asociado al carbón GMAC. Área Checua-Lenguazaque. Sector Boquerón de Tausa-La Pluma, Cucunubá. Sogamoso: Biblioteca UPTC; 2011. [citado 8 oct 2020].
- (5) Duarte C, Parra F. Exploración gas metano asociado al carbón. Área Checua-Lenguazaque. Guachetá-Samacá [internet]. Bogotá: Servicio Geológico Colombiano; [citado 9 oct 2021] 2013. Disponible en: <http://recordcenter.sgc.gov.co/B9/22004001024621/documento/pdf/2105246211101000.pdf>
- (6) Duarte C, Parra F. Exploración gas metano asociado al carbón. Área Tasco-Socotá. [Internet]. Bogotá: Servicio Geológico Colombiano; [citado 10 oct 2021] 2014. Disponible en: <http://recordcenter.sgc.gov.co/B9/22004002524678/documento/pdf/2105246781101000.pdf>
- (7) Duarte C, Parra F. Exploración gas metano asociado al carbón. Área Úmbita- Rondón [internet]. Bogotá: Servicio Geológico Colombiano; [citado 11 oct 2021] 2014. Disponible en: <http://recordcenter.sgc.gov.co/B9/22004002524732/documento/pdf/2105247321101000.pdf>
- (8) Agencia Nacional de Hidrocarburos, Arthur D Little. Análisis de tecnología y estrategia de promoción para desarrollos de gas metano asociado al carbón (CBM) en Colombia. Bogotá: ANH; 2010.
- (9) Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANTEK. Caracterización hidrogeológica e hidrógeno química de las áreas con potencial para yacimientos no convencionales de hidrocarburos, tipo coalbed methane -CBM. Bogotá: ANH; 2015.
- (10) Moore T. General introduction to coal bed methane. In: First Annual Illinois Basin Coalbed Symposium; 2004; the Midwest PTTC Center. Evansville, Indiana. Oklahoma, USA; 2004.
- (11) Sarmiento G. Estratigrafía y medios de depósito de la Formación Guaduas. Boletín Geológico [internet] 1995 [citado 9, oct, 2020]; 32 (1-3). Disponible en: <https://www2.sgc.gov.co/Publicaciones/Cientificas/Seriadas/Documents/BoletinGeolVol32No1-3.pdf>
- (12) Cooper M, Addison F, Álvarez R, Cora M, Graham H, Hayward B, et al. Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia. A.A.P.G Bulletin [internet]. 1995 [citado 12 oct 2020]; 1421-1443. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/249896522_Basin_Development_and_Tectonic_History_of_the_Llanos_Basin_Easter

- n_Cordillera_and_Middle_Magdalena_Valley_Colombia_Discussion. 2524732/documento/pdf/2105247321101000.pdf
- (13) Amaya E, Mariño J, Jaramillo C. Litofacies y ambientes de acumulación de la Formación Guaduas en la parte central de la cordillera Oriental. Implicaciones paleogeográficas. *Boletín de Geología* [internet]. 2010 [citado 13 oct 2020]; 32(1). Disponible en: <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistaboletindegologia/article/view/1006/3704>
- (14) Demir I, Morse D, Scott D, Elrick S, Chenoweth C. Delineation of the coalbed methane resources of Illinois. Illinois Department of Natural Resources. Illinois State Geological Service, 2004. Circular 564.
- (15) Rivera L. Infinite acting aquifer (IAA). Implications for coalbed methane production at the syncline of Úmbita, Colombia. *International Journal of Coal Geology* [internet]. 2019 [citado 14 oct 2020]; 219: 54–71. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.coal.2019.03.018>
- (16) Alvarado D, Neira D. Estudio de prefactibilidad para el aprovechamiento de gas asociado a carbón, en una sección del flanco oriental del sinclinal de Úmbita, entre los municipios de Chinavita y Úmbita, del departamento de Boyacá [tesis pregrado]. Sogamoso: Escuela Ingeniería Geológica UPTC; 2019.
- (17) Rincón M, Duarte C, Parra F. Exploración gas metano asociado al carbón. Área Úmbita-Rondón [internet]. Bogotá: Servicio Geológico Colombiano; [citado 15 nov 2019] 2014. Disponible en: <http://recordcenter.sgc.gov.co/B9/2200400>
- (18) Ortiz L, Parra F, Duarte C. Exploración de gas metano asociado al carbón. Área Machetá–Jenesano [internet]. Bogotá: Servicio Geológico Colombiano; [citado 16 oct 2021] 2018. Disponible en: <https://miig.sgc.gov.co/Paginas/Resultados.aspx?k=340120101046761323000000000>
- (19) Ortiz L, Parra F, Duarte C. Exploración de gas metano asociado al carbón. Área Guaduas–Caparrapí [internet]. Valle medio del Magdalena. Departamento de Cundinamarca. Bogotá: Servicio Geológico Colombiano; [citado 17 oct 2021] 2018. Disponible en: <https://miig.sgc.gov.co/Paginas/Resultados.aspx?k=340120101030239345000000000>
- (20) Ortiz L, Parra F, Duarte C. Prospección de gas metano asociado al carbón. Área Cucunubá–Guachetá. Bogotá: Servicio Geológico Colombiano; 2019.
- (21) Duarte C, Parra F, Ortiz L. Exploración gas metano asociado al carbón. Área El Carmen de Chucurí departamento de Santander [internet]. Bogotá: Servicio Geológico Colombiano; [citado 16 oct 2020] 2016. Disponible en: <http://recordcenter.sgc.gov.co/B9/22004002524825/documento/pdf/2105248251101000.pdf>
- (22) Ortiz L, Parra F, Duarte C. Exploración gas metano asociado al carbón. Área Landázuri–Vélez. Departamento de Santander [internet]. Bogotá: Servicio Geológico Colombiano; [citado 17 oct 2021] 2016. Disponible en: <https://miig.sgc.gov.co/Paginas/Resultados>
-

.aspx?k=340120101013470656000000000

Petroleum System—From Source to Trap:
Memoir, 60. AAPG, Tulsa, pp. 261–283.

- (23) Moore T. Coalbed methane: A review. *International Journal of Coal Geology* [internet]. 2012 [citado 19 oct 2020]; 101: 36-81. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.coal.2012.05.011>
- (24) Hölting B, Coldewey W. *Hydrogeology*. Münster, Germany: Springer; 2019. 357 p.
- (25) Quirós M. *Principios y aplicaciones de la cromatografía de gases*. Editorial Universidad de Costa Rica. Retrieved from https://books.google.com/books?id=g3o_PUTmr3wC&pgis=1. 2006.
- (26) Whiticar, M.J., 1994. Correlation of natural gases with their sources. In: Magoon, L.B., Dow, W.G. (Eds.), the