



POTENCIAL DE GAS ASOCIADO AL CARBÓN EN COLOMBIA

Coalbed methane potential in Colombia

JUAN ESTEBAN RIAZA CAÑOLA

Trabajo de grado

Asesor

Carlos Molinares

UNIVERSIDAD EAFIT

ESCUELA DE CIENCIAS APLICADAS E INGENIERÍA

GEOLOGÍA

MEDELLÍN

2025

**CONTENIDO**

1.	INTRODUCCIÓN .....	6
2.	MARCO TEÓRICO .....	7
2.1	GAS ASOCIADO AL CARBÓN .....	7
2.2	EL CARBÓN .....	8
2.3	ORIGEN DEL GAS ASOCIADO AL CARBÓN .....	12
2.4	MECANISMOS DE ALMACENAMIENTO Y LIBERACIÓN.....	16
3.	PANORAMA INTERNACIONAL.....	18
4.	PARÁMETROS CLAVE PARA CARACTERIZAR UN RESERVORIO DE CBM.....	20
5.	PANORAMA NACIONAL .....	24
6.	POTENCIAL EN COLOMBIA.....	28
7.	CONCLUSIONES .....	30
8.	REFERENCIAS .....	31

## **LISTA DE FIGURAS**

Figura 1. Proceso de carbonización.....	9
Figura 2. Relación entre diferentes variables en sistemas CBM.....	11
Figura 3. Rutas metabólicas de los consorcios microbianos.....	13
Figura 4. Correlación de parámetros .....	15
Figura 5. Relación entre el porcentaje de poros total y el rango del carbón .....	17

## **LISTA DE TABLAS**

Tabla 1. Parámetros clave para caracterizar un reservorio de CBM.....	23
Tabla 2. Resumen de la evaluación de potencial en cuencas colombianas.....	27

## RESUMEN

El gas asociado al carbón es una fuente no convencional de gas que tiene el potencial de diversificar la matriz energética de Colombia. Ante el actual déficit y las estimaciones futuras, este recurso se vuelve clave al contar con 7.5 billones de pies cúbicos de gas potencialmente recuperable. Este trabajo buscó establecer si el gas asociado al carbón es una solución al déficit de este energético en el país.

El estudio se enfocó en analizar las bases teóricas y los parámetros clave para caracterizar reservorios de gas asociado a carbón, examinando luego el panorama internacional y el potencial geológico en Colombia. Se identificó que regiones como Cesar, La Guajira y Boyacá son las más atractivas por su potencial.

A pesar de ello, el sector enfrenta grandes retos y retrasos para alcanzar la producción comercial. Los estudios preliminares muestran una subsaturación en el contenido de gas en el carbón. Además, se presentan desafíos como la complejidad estructural, la incertidumbre hidrogeológica, la escasez de datos especializados y la falta de normatividad clara.

Con todo esto, se establece que, aunque el potencial de gas asociado al carbón no es una solución inmediata, sí es una posibilidad futura condicionada por la exploración profunda, caracterización detallada de los yacimientos y la resolución de retos técnicos y legales.

Palabras clave: Gas asociado al Carbón (CBM), Gas no convencional, Metano, Déficit de gas.

## ABSTRACT

Coalbed methane is an unconventional source of gas that has the potential to diversify Colombia's energy matrix. Given the current deficit and future estimates, this resource becomes key, with 7.5 trillion cubic feet of potentially recoverable gas. This study sought to establish whether coalbed methane is a solution to the country's energy deficit.

The study focused on analyzing the theoretical basis and key parameters for characterizing coalbed methane reservoirs, then examining the international landscape and geological potential in Colombia. Regions such as Cesar, La Guajira, and Boyacá were identified as the most attractive due to their potential.

Despite this, the sector faces major challenges and delays in achieving commercial production. Preliminary studies show undersaturation in the gas content of coal. In addition, there are challenges such as structural complexity, hydrogeological uncertainty, a shortage of specialized data, and a lack of clear regulations.

With all this in mind, it is established that, although the potential of coalbed methane is not an immediate solution, it is a future possibility conditioned by deep exploration, detailed characterization of the deposits, and the resolution of technical and legal challenges.

Keywords: Coalbed methane (CBM), unconventional gas, methane, gas deficit.

## 1. INTRODUCCIÓN

El gas asociado al carbón o CBM es una fuente de gas no convencional que se forma en los mantos de carbón por procesos de carbonización y/o bioquímicos (Brown, 2002; Mariño-Martínez, 2015). Compuesto principalmente por metano, la extracción comercial de CBM se encuentra bien establecida a nivel mundial, con países como Estados Unidos, Australia, Canadá, China e India liderando su explotación (Moore, 2012). Para Colombia, el metano asociado al carbón representa un recurso energético con potencial comercial (Mariño-Martínez et al., 2016), que podría contribuir a la soberanía energética y a la diversificación de la matriz generadora de energía. Las estimaciones del potencial de CBM in situ en Colombia ascienden a 17.8 Tcf de los cuales 7.5 Tcf son potencialmente recuperables, distribuidos en regiones como Cesar, La Guaira y Boyacá (Arthur D. Little, 2010).

A pesar de la magnitud de estos recursos, la exploración de fuentes no convencionales de energía es una necesidad en Colombia. Actualmente el país abastece el 95% de su consumo de gas natural. No obstante, los escenarios muestran un panorama desafiante, y es que el plan de abastecimiento de gas natural (PAGN) de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) estima que, ante el crecimiento de la demanda, las importaciones de gas natural aumentarían en los próximos años, volviéndose significativas a partir del 2028. Asimismo, la incorporación de recursos contingentes es necesaria para garantizar la soberanía energética, al menos, hasta el 2033. Esta urgencia por asegurar el abastecimiento contrasta con la situación actual del CBM en el país, la cual enfrenta grandes retos y atrasos para alcanzar la producción comercial (Ministerio de Minas y Energía, 2024).

Los 7.5 Tcf de gas recuperables, sugieren que el CBM podría ser una solución potencial y a largo plazo para el déficit energético colombiano. Sin embargo, la materialización de esta posibilidad está condicionada por la superación de retos identificados. Por lo tanto, el presente trabajo busca establecer si el gas asociado al carbón es una solución al déficit de este energético en Colombia.

Para abordar la pregunta, el estudio se enfocó en analizar las bases teóricas con el fin de establecer parámetros clave con el fin de caracterizar los reservorios de CBM, para luego examinar el panorama internacional y nacional. El fin último, es evaluar si las características geológicas intrínsecas de los sistemas CBM en Colombia, permiten que este recurso se consolide como un componente estratégico para la seguridad energética y el abastecimiento nacional.

## 2. MARCO TEÓRICO

### 2.1 GAS ASOCIADO AL CARBÓN

El gas asociado al carbón o CBM por sus siglas en inglés “Coalbed methane”, es el gas que se forma en los mantos de carbón por carbonización y/o procesos bioquímicos causados por bacterias (Mariño-Martínez, 2015). El CBM se considera una fuente de gas no convencional porque el carbón es la roca fuente y reservorio, volviéndolo autocontenido (Moore, 2012).

El CBM está compuesto principalmente por metano, se ha reportado que puede conformar entre el 80 y el 99% de la composición del gas de carbón (Flores, 1998). Un promedio de la composición del gas realizado en ocho cuencas de Estado Unidos, mostró un contenido del 93% de metano. El etano junto con otros hidrocarburos pesados pueden representar el 3% del gas total, sin embargo, sus concentraciones pueden alcanzar hasta el 11%. El dióxido de carbono forma 3% del gas en las cuencas de Estados Unidos, sin embargo, puede variar desde 0% hasta más del 40% (Seidle, 2011). El nitrógeno es un componente minoritario junto con el vapor de agua, el oxígeno, el hidrógeno, el helio y los compuestos de azufre; el propano y los butanos también hacen parte de la composición del CBM (Flores, 1998; Seidle, 2011; Moore, 2012; Mastalerz & Drobniak, 2020).

La formación del CBM es un proceso geológico y químico asociado a la transformación de la materia orgánica vegetal en carbón durante el proceso de carbonización. Su origen puede ser biogénico, termogénico o mixto. El gas biogénico es aquel que se genera por la descomposición de la materia orgánica a través de consorcios metanogénicos de microorganismos. El gas termogénico se forma en las etapas avanzadas de carbonización durante un proceso de desvolatilización química que genera metano. Este se genera a medida que el carbón madura. El gas mixto es la transición entre la formación biogénica y termogénica, ya que el cambio entre estas dos no ocurre de manera tajante, ambos se pueden generar al mismo tiempo y es común que haya una mezcla de ambos tipos de gases (Seidle, 2011; Moore, 2012; Mastalerz & Drobniak, 2020).

Independientemente del origen, el gas metano se almacena en el carbón de manera particular y distinta a como se almacena el gas en los yacimientos convencionales. El principal mecanismo de almacenamiento es la adsorción en la superficie del carbón. Aunque el gas también se puede encontrar libre en los vacíos abiertos (cleats) (Moore, T., 2012).

## **2.2 EL CARBÓN**

El carbón juega un papel fundamental en el desarrollo de los sistemas CBM, ya que la variación de sus propiedades, afecta los procesos que generan el gas. Además, el carbón actúa como roca generadora y reservorio, lo que lo hace un elemento fundamental.

Moore, (2012) establece que, en el proceso de generación de gas, la propiedad del carbón más importante que interviene es el rango; este se define como el nivel de metamorfismo orgánico o nivel de carbonización. El rango establece en qué medida y cómo se transformó la materia orgánica física y químicamente en un proceso irreversible. En la Figura 1 se observa más a detalle los cambios que se dan en cada etapa de la carbonización. El rango y la capacidad máxima de adsorción de gas son directamente proporcionales ya que, al aumentar el rango hay una disminución de la humedad y un aumento en la porosidad. Esta propiedad suele ser estimada a través de la reflectancia de la vitrinita, sin embargo, puede tener margen de error considerable por procesos secundarios que sufre el carbón (Newman & Newman; 1982).



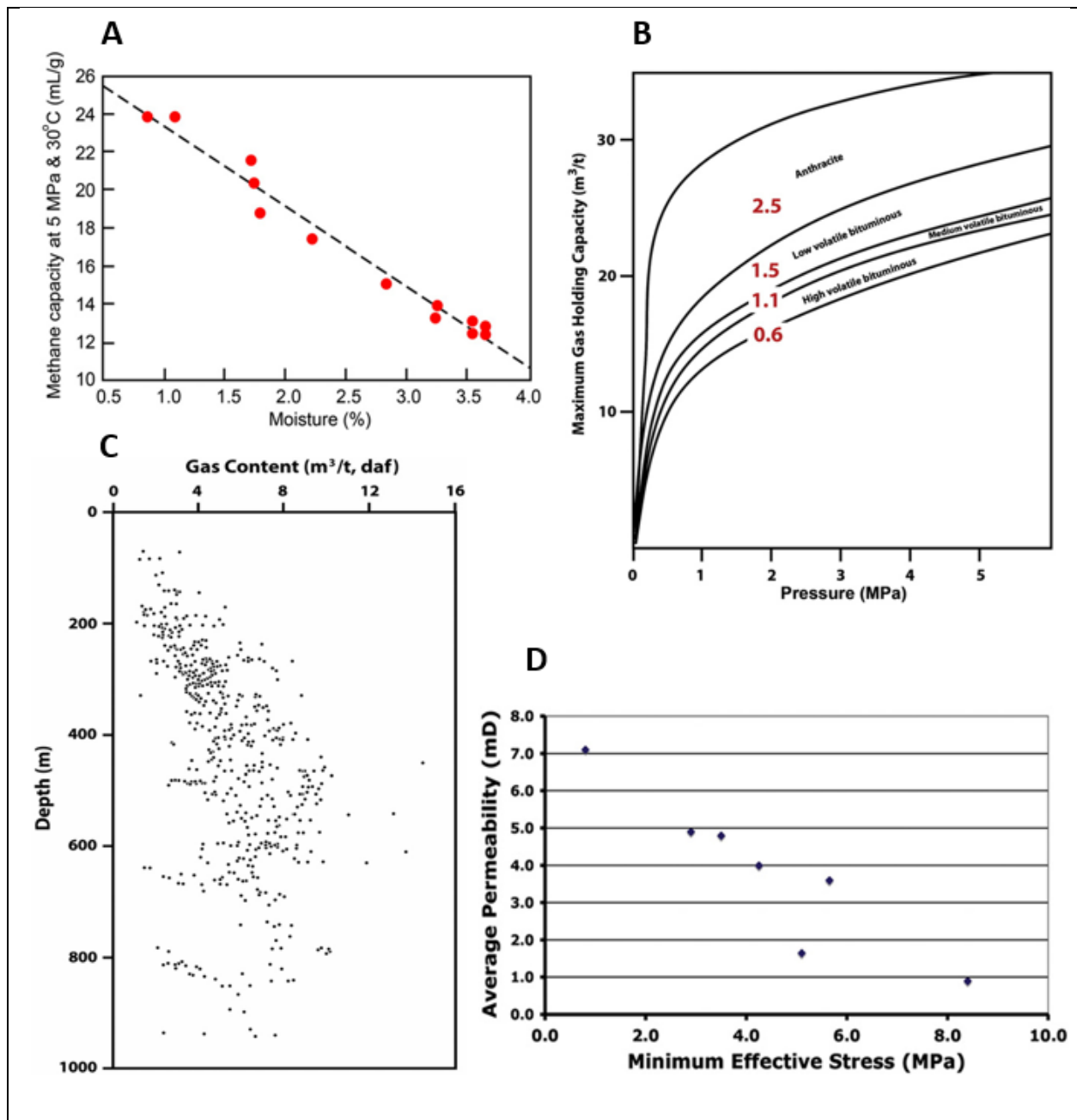
Como se mencionó anteriormente, la humedad afecta el contenido de gas en el carbón (ver Figura 2A). Ozdemir y Schroeder (2009) encontraron que la capacidad de adsorción aumenta cuando la humedad se reduce porque hay menos partículas de agua ocupando espacios que podría ocupar el metano. Además, pequeños cambios en la humedad afectan significativamente la capacidad de adsorción (Levy et al., 1997).

El rango del carbón también determina el tipo de gas que se dará en el carbón (biogénico, termogénico o mixto) y, además, la composición que este tendrá. Los carbones de bajo rango tienen gases biogénicos en el que el gas predominante es el metano, por otra parte, los carbones de alto rango tienen gases termogénicos o mixtos, y se componen principalmente de gas metano, aunque también se encuentran gases como el eteno, etano, propano y butano (Moore, 2012).

La permeabilidad se ve afectada por el rango del carbón. El aumento del nivel de carbonización incrementa el número de fracturas y, en consecuencia, eleva la permeabilidad (Wang, 2007). A pesar de esto, la permeabilidad en la matriz del carbón disminuye con el aumento del rango por la disminución del tamaño de poro (Durucan et al., 2009).

Dentro de las características que más destacan del carbón dentro de los sistemas CBM es el ambiente deposicional, este no solo determina la geometría de los mantos de carbón, sino que también, el tipo de vegetación, este último genera cambios composicionales entre mantos de carbón e incluso dentro de un mismo manto (Ayers, 2002). Las diferencias en el tipo de vegetación provocan diferentes tipos de turba. Lateralmente debido a que dentro de un mismo ambiente puede haber distintos tipos de plantas; y verticalmente, a que las plantas evolucionan y con ellas, los compuestos de los que están hechas. Gracias a esto los carbones de diferente edad son únicos en sus propiedades (Greb et al., 2006; Moore, 2012).

Los mantos de carbón pueden sufrir deformación al ser compresibles (Ayers, 2002). El principal esfuerzo que sufre el carbón es la presión litoestática que aumenta con la profundidad, estas dos variables afectan la capacidad máxima de adsorción y el contenido de gas como se muestra en la Figura 2B y 2C. Sin embargo, el aumento de la presión causa una caída en la permeabilidad (ver Figura 2D) ya que cierra las fracturas. La presión horizontal también disminuye la permeabilidad (Enever et al., 1999).



**Figura 2.** Relación entre diferentes variables en sistemas CBM.

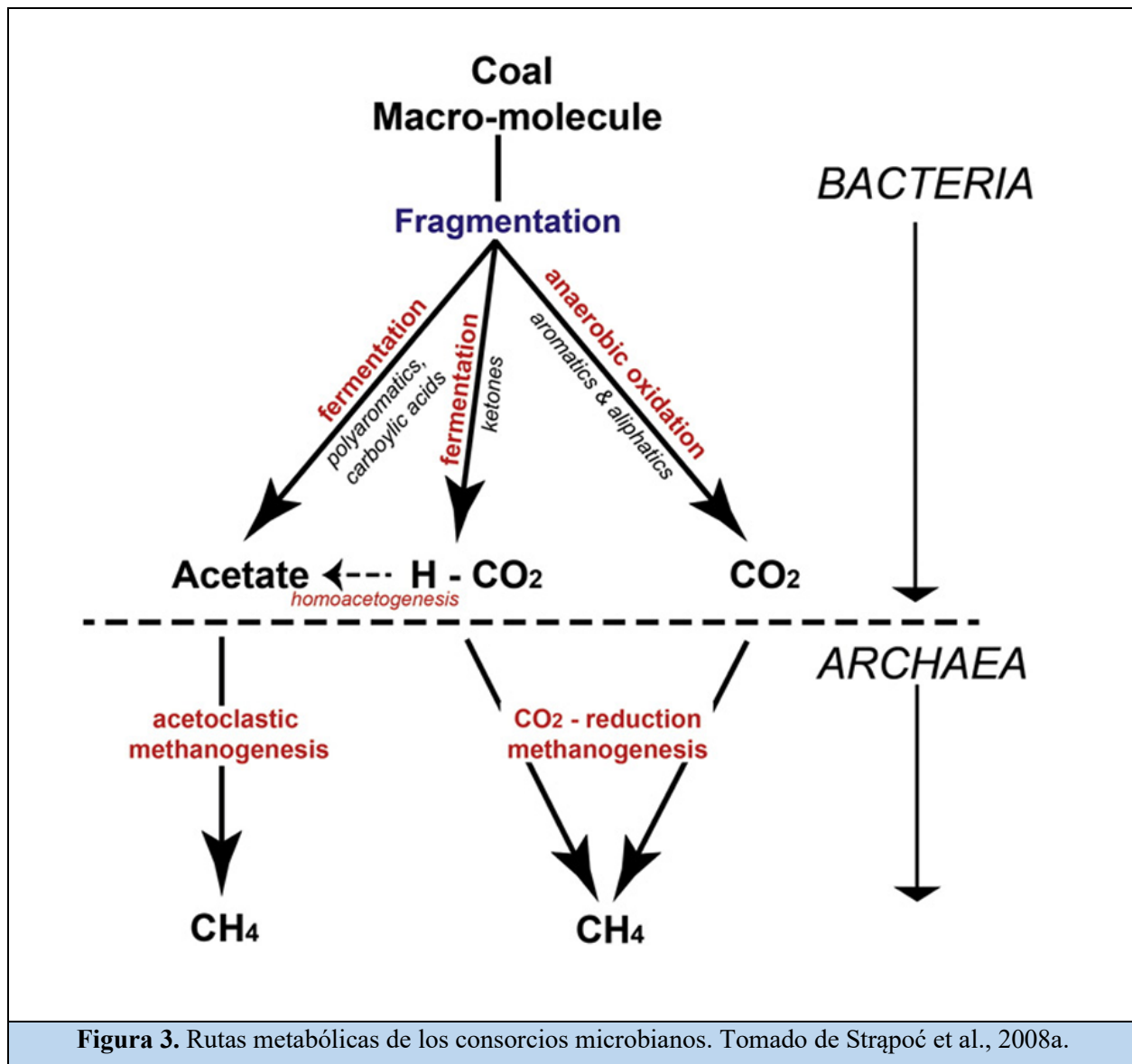
- A) Humedad vs Capacidad de adsorción. Tomado de Levy et al. (1997).
- B) Presión vs Capacidad máxima de adsorción. Tomado de Kim (1977). Los números rojos son la reflectancia promedio de vitrinita.
- C) Profundidad vs Contenido de gas. Tomado de Scott et al. (2007st).
- D) Esfuerzo mínimo efectivo vs Permeabilidad promedio. Tomado de Bell (2006).

### **2.3 ORIGEN DEL GAS ASOCIADO AL CARBÓN**

Como se expuso anteriormente, el gas asociado al carbón puede tener un origen biogénico, termogénico o mixto, y su clasificación depende netamente de los procesos que intervinieron en su génesis.

El gas biogénico es el gas metano que se produce en los sistemas CBM a bajas temperaturas, durante la descomposición de la materia orgánica por microorganismos anaeróbicos (Rice & Claypool, 1981), en la turba y en los carbones de bajo rango (Strapoć et al., 2008a). Aunque la metanogénesis primaria ocurre en las primeras etapas de carbonización, la metanogénesis secundaria, biogénica; se da cuando las aguas meteóricas recargan los mantos de carbón, introduciendo o estimulando los consorcios microbianos necesarios (Green et al., 2008).

La producción de metano biogénico requiere de la simbiosis de un consorcio microbiano que incluye bacterias fermentativas y acetogénicas, junto con archaeas metanogénicas (Papendick et al., 2011). Este es un proceso complejo (ver Figura 3), en el que en primera instancia las bacterias fragmentan la macromolécula del carbón en moléculas intermedias solubles y biodegradables, utilizando exoenzimas hidrolíticas (Papendick et al., 2011; Moore, 2012). Luego, mediante la fermentación y oxidación anaeróbica, las bacterias degradan esos compuestos intermedios en moléculas más sencillas, como acetato, dióxido de carbono e hidrógeno. (Green et al., 2008; Seidle, 2011; Moore, 2012). Después, las archaeas consumen esos compuestos para producir el metano, que puede ser generado, principalmente, a través de dos vías metabólicas. La metanogénesis hidrogenotrófica, donde el dióxido de carbono y el hidrógeno se combinan para formar metano y agua (Seidle, 2011; Moore, 2012). Y la metanogénesis acetoclástica, en la que el acetato es fermentado para producir metano y dióxido de carbono (Green et al., 2008; Papendick et al., 2011).



Las vías metabólicas usadas por los metanógenos dependen de las características locales de los mantos de carbón. Mientras que la ruta hidrogenotrófica es la dominante para la generación de gas biogénico en los yacimientos de carbón, la ruta acetoclástica es común en ambientes de agua dulce (Green et al., 2008; Papendick et al., 2011; Moore, 2012). Además de estas vías metabólicas, algunos metanógenos son metilótrofos y pueden usar el metanol, metilaminas o sulfuro de dimetilo para generar el gas (Green et al., 2008).

Para que la metanogénesis biogénica sea relevante, se requiere de condiciones ambientales específicas. Los metanógenos son microorganismos completamente anaeróbicos y no toleran

ninguna cantidad de oxígeno (Green et al., 2008). Generalmente, las condiciones favorables en los yacimientos CBM incluyen bajas concentraciones de sulfato (< 500 mg/L) y bajas concentraciones de calcio y magnesio, altas concentraciones de sodio, bicarbonato y en algunos casos, cloruro (Rice & Claypool, 1981; Green et al., 2008; Papendick et al., 2011).

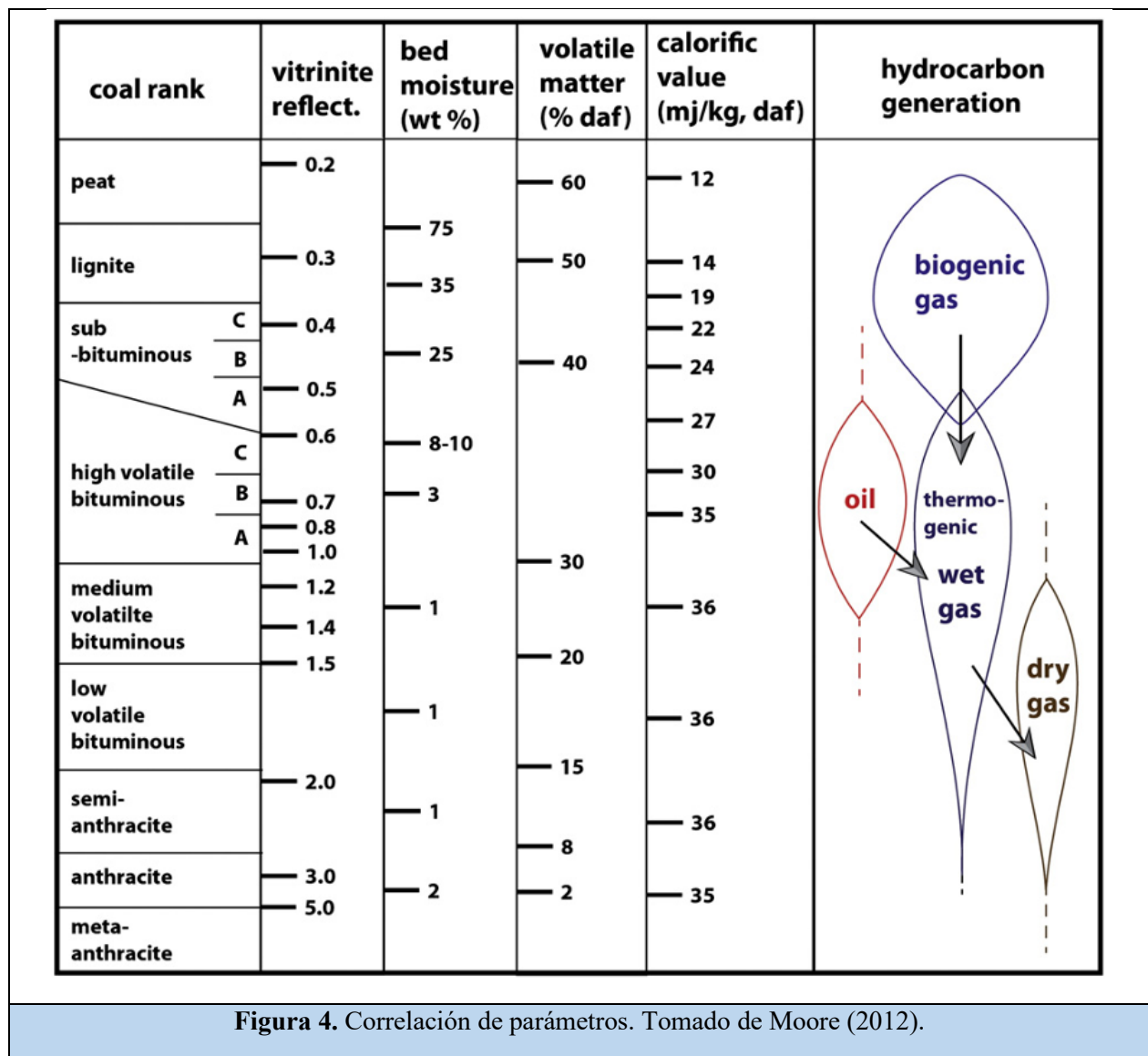
Green et al. (2008), encontraron que la cantidad de gas biogénico que se genera en un reservorio depende de tres factores principales: el pH, la temperatura y el área superficial. La disminución del pH (de 7.4 a 6.4) y el aumento de la temperatura (de 22 °C a 38 °C) pueden elevar significativamente la tasa de producción de metano. Sin embargo, un factor limitante en la producción de gas es la bioaccesibilidad del carbón (Green et al., 2008; Papendick et al., 2011). Dado que el carbón es un material sólido complejo, las barreras fisicoquímicas como la limitada área superficial, pueden restringir el acceso microbiano (Papendick et al., 2011). Es por eso que, la tasa de producción de gas biogénico tiene una relación directa con el área de la superficie de las partículas de carbón (Moore, 2012).

A pesar de que el gas biogénico se genera en las primeras etapas del proceso de carbonización, cuando el carbón alcanza altas temperaturas y su rango aumenta, la actividad microbiana cesa y comienza la generación termogénica. Sin embargo, la producción de metano biogénico puede reaparecer de forma secundaria por re-inoculación en carbones de rango medio o alto si el manto recupera condiciones ambientales favorables, como temperaturas más bajas, alta permeabilidad y el reingreso de aguas meteóricas, las cuales transportan y estimulan los consorcios microbianos necesarios (Rice & Claypool, 1981; Green et al., 2008).

Por otra parte, el gas termogénico es el gas metano que se forma como resultado del proceso de carbonización, en el cual el tiempo, el calor y la presión transforman el carbón y generan metano a través de la desvolatilización química (Zhang et al., 2008). En este proceso también se liberan otros gases como dióxido de carbono, nitrógeno, sulfuro de hidrógeno, etano, propano y otras cadenas de hidrocarburos (Moore, 2012).

Los hidrocarburos gaseosos se derivan de la degradación térmica del querógeno durante el calentamiento por enterramiento del carbón (Clayton, 1998). En los carbones el metano se produce principalmente por reacciones de desalquilación de la materia orgánica residual a altas temperaturas (Behar et al., 1995).

El gas termogénico empieza a evolucionar cuando el carbón alcanza un rango de madurez de 0.55% de reflectancia de vitrinita (%Ro) como se muestra en la Figura 4, lo que corresponde al campo del carbón bituminoso de alta volatilidad (Moore, 2012). La generación de gas es continua a lo largo de la maduración del carbón. El volumen máximo de generación de metano y gas total termogénico ocurre en los carbones bituminosos de volatilidad media. La generación acumulada es considerablemente mayor en los rangos más altos (Seidle, 2011). El metano se produce en pequeñas cantidades al comienzo de la degradación, pero se convierte en el gas dominante a alta madurez, especialmente después de que el carbón alcanza una %Ro > 0.8% (Zhang et al., 2008).



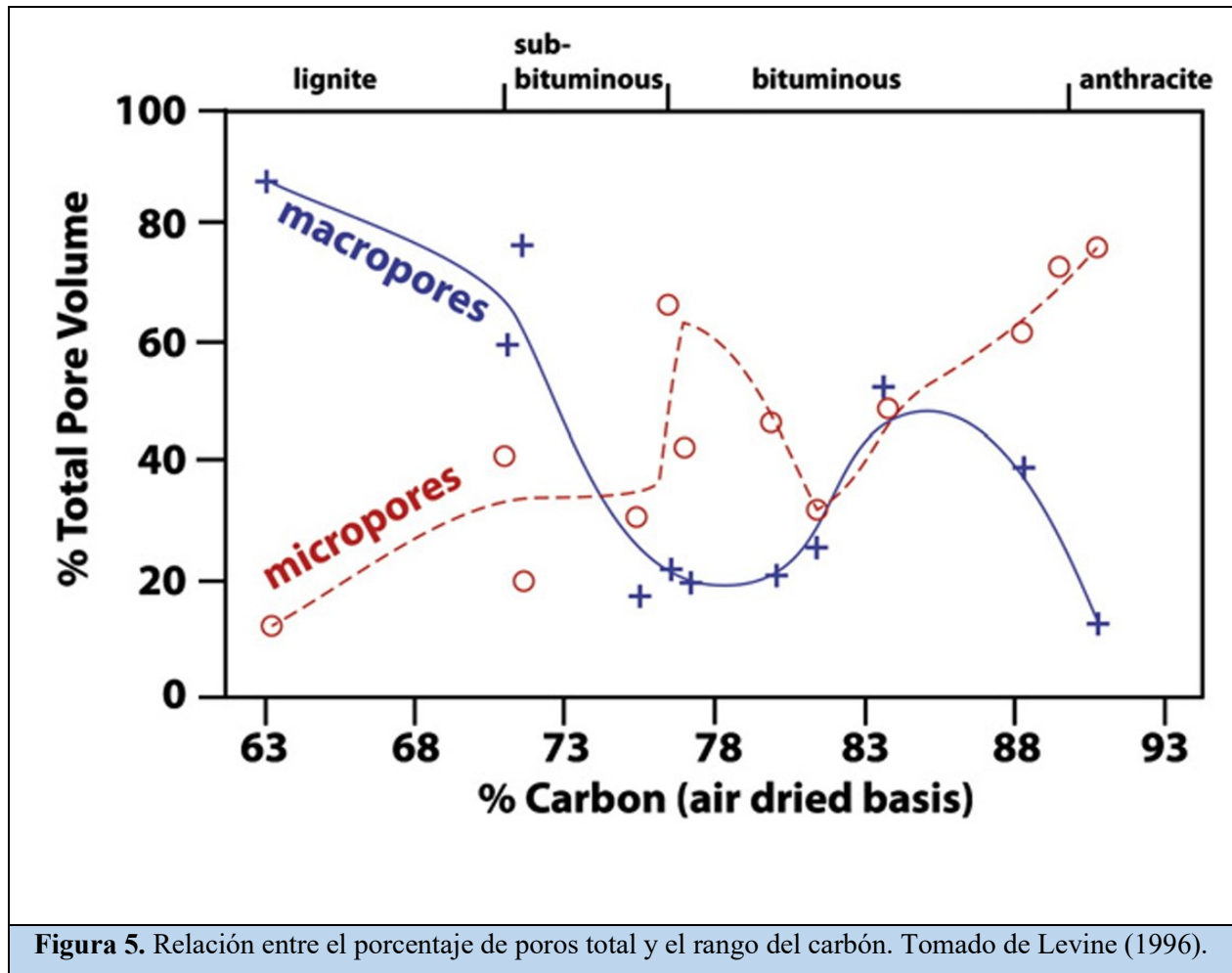
Los carbones que tienen un rango lo suficientemente alto como para generar y retener gas termogénico tienden a tener contenidos de gas totales más altos que aquellos que solo contienen gas biogénico. Sin embargo, puede que haya desgasificación debido a la pérdida de presión, a la exhumación, al fracturamiento, a la migración de gases, entre otros (Moore, 2012).

## **2.4 MECANISMOS DE ALMACENAMIENTO Y LIBERACIÓN**

El gas que se genera tanto biogénicamente como termogénicamente, se almacena en el carbón de manera distinta a la de los yacimientos convencionales.

El almacenamiento del metano tiene una gran relación con la estructura de doble porosidad del carbón, la cual se compone por un sistema de porosidad primaria y una secundaria (St. George & Barakat, 2001; Busch & Gensterblum, 2011). La porosidad primaria está formada por los microporos de la matriz de carbón, en donde se lleva a cabo la función principal de almacenamiento. La porosidad secundaria incluye a las fracturas naturales, conocidas como el sistema de “cleats”, que actúan como vías de transporte de gas y agua (Ceglarsk-Stefańska & Brzóska, 1998; Ceglarsk-Stefańska & Zarębska, 2002; Busch & Gensterblum, 2011).

Entre el 90 y 98% del gas se almacena en la matriz primaria, a través de la adsorción física en la superficie del carbón, por fuerzas de van der Waals. Otra parte del gas total se encuentra en estado absorbido que es cuando el metano se disuelve dentro de la estructura molecular del carbón. Y el resto se encuentra en estado libre en macroporos y cleats o disuelto en el agua de formación. La capacidad de sorción disminuye con el aumento de la temperatura y con el aumento de la humedad. También depende de la presión y el rango del carbón (ver Figura 5) (Rice, 1993; Ceglarsk-Stefańska & Brzóska, 1998; Milewska-Duda et al., 2000; Ceglarsk-Stefańska & Zarębska, 2002).



La liberación del CBM se debe a la despresurización de la capa de carbón, proceso que generalmente involucra el bombeo del agua contenida en los cleats. La reducción de la presión permite al metano adsorbido desorberse de la matriz y luego transportarse en dos etapas, por difusión en la matriz y flujo laminar en cleats. El movimiento en la matriz está dominado por el gradiente de concentración (de la matriz a los cleats), la cinética de desorción está determinada por la difusión. Ya en los cleats, el flujo es impulsado por la presión (Busch & Gensterblum, 2011). Un factor muy importante en la liberación es el efecto volumétrico (Ozdemir & Schroeder, 2009). La desorción del metano hace que la matriz del carbón sufra una contracción, abriendo fracturas y aumentando la permeabilidad. La adsorción de dióxido de carbono puede inducir el hinchamiento de la matriz, estrechando los cleats (St. George & Barakat, 2001; Ceglarsk-Stefańska & Zarębska, 2002).

### 3. PANORAMA INTERNACIONAL

El CBM no es un concepto novedoso, sino una fuente de energía que ha alcanzado una madurez comercial significativa a nivel global, con sus orígenes en actividades que se remonta varias décadas atrás. La producción comercial de CBM comenzó en la cuenca de los Apalaches en 1930 y en la cuenca de San Juan desde principios de 1950 (Ayers, 2002). Ya en 1943 se había descrito con gran detalle el potencial de la industria comercial de CBM. Este desarrollo temprano fue impulsado en Estados Unidos por la necesidad de desgasificar minas para prevenir explosiones, así como por la crisis del petróleo de 1970, que condujo a incentivos fiscales, como la Ley de impuestos sobre ganancias inesperadas de petróleo crudo de 1980, para fomentar la explotación de recursos no convencionales (Massarotto, 1999; Ayers, 2002). Hoy en día la extracción comercial de metano de mantos de carbón se encuentra bien establecida en varios países, siendo parte del panorama energético mundial (Moore, 2012).

Estados Unidos se ha consolidado como el líder mundial y pionero en el CBM, con producción comercial en más de doce cuencas. Entre las cuencas más estudiadas y productivas se encuentra la de San Juan en Colorado y Nuevo México, y la del Río Powder en Wyoming (Ayers, 2002). Otros productores importantes a nivel mundial son Australia, Canadá, China e India, donde la extracción comercial ya se encuentra bien establecida (Moore, 2012). Australia, por ejemplo, ya cuenta con proyectos comerciales en marcha en las cuencas de Bowen y Surat (Ayers, 2002; Moore, 2012). China está promoviendo activamente el desarrollo del CBM, no solo por el crecimiento de su demanda energética, sino también por razones de seguridad en la minería del carbón y para mejorar la calidad del aire (Tao et al., 2019). India también ha aumentado sus esfuerzos para promover la explotación y desarrollo de CBM en su territorio (Moore, 2012). Rusia, el país con las mayores estimaciones de recursos de CBM a nivel global, ha tenido un desarrollo poco significativo de esta industria, sin embargo, en 2010 se inició la recuperación comercial de metano en el distrito de Taldinsky, en donde por primera vez se declaró el metano como un recurso autosuficiente en Rusia (Kiryaeva, 2012).

Dentro de las cuencas productoras de CBM más estudiadas, se encuentran la cuenca de San Juan y la cuenca del Río Powder. La cuenca de San Juan representa el caso más maduro y de mayor éxito histórico, siendo el campo CBM más grande del mundo. La producción de CBM comenzó en década de los cincuenta, pero se expandió a finales de los ochenta e inicios de los noventa,

impulsada por créditos fiscales para combustibles no convencionales. Para 1999, la producción acumulada de CBM superaba los 7 TFC o 200 Gm<sup>3</sup>, lo que confirma la magnitud de su éxito. No obstante, el desarrollo ha experimentado desafíos socioambientales, pues la gestión del agua coproducida es una carga operativa significativa. El agua de la cuenca San Juan se gestiona mediante la inyección o evaporación, un proceso costoso. Además, el gas en la zona de alta productividad o fairway suele tener un contenido de dióxido de carbono de entre 6 y 13% o más, lo que requiere eliminación del gas para aumentar la capacidad calorífica del producto (Ayers, 2002; Moore, 2012).

Por otra parte, la cuenca del Río Powder es conocida como una de las áreas de mayor crecimiento en Estados Unidos, y se caracteriza por el desarrollo exitoso en carbones de bajo rango (sub-bitumioso) que albergan gas biogénico principalmente. Las capas de carbón, son gruesas y tienen alta permeabilidad, lo que simplifica y abarata los costos de producción. El mayor desafío de esta cuenca tiene que ver con el manejo de los enormes volúmenes de agua coproducida. Para poner en contexto, solo en 2006 se produjeron más de 678 millones de barriles de agua. A diferencia de la cuenca San Juan, el agua en la cuenca del Río Powder es de buena calidad, lo que permite la utilización de métodos de tratamiento más baratos como la descarga superficial, sin embargo, esto ha generado conflictos con la ganadería y preocupaciones sobre el agotamiento de recursos hídricos subterráneos y la sodicidad del suelo (Ayers, 2002; Moore, 2012).

En otros países como Australia, se han identificado desafíos técnicos específicos, como la producción y migración de finos de carbón durante la perforación y la producción inicial en campos como Moranbah, lo que puede reducir la permeabilidad y obstruir el equipo (Massarotto, 2013). Por otra parte, en China el exitoso desarrollo de grandes áreas de producción como la cuenca de Qinshui, no ha estado exento retos intrínsecos, allí la producción promedio de los pozos es significativamente más baja que en Estados Unidos y Australia debido a las complejas condiciones geológicas, como la baja presión y permeabilidad del yacimiento (Tao et al., 2019).

A pesar de los retos que la producción de CBM presenta durante su desarrollo, este recurso se está convirtiendo en una parte creciente del portafolio energético mundial (Ayers, 2002), siendo percibido como una fuente de energía limpia y de transición más favorable que el carbón o el petróleo, especialmente en países como china (Tao et al., 2019). Una tendencia global clave se encuentra en el interés en las técnicas de recuperación mejorada de CBM (ECBM) (Ayers, 2002;

Busch & Gensterblum, 2011). El ECBM consiste en inyectar gases como dióxido de carbono y nitrógeno en los mantos de carbón, lo que no solo aumenta la producción de metano, sino que, en el caso de dióxido de carbono, permite el secuestro geológico de carbono. El CO<sub>2</sub> es un gas viable para el ECBM debido a su alta capacidad de adsorción en el carbón (CCS), incluso mayor que la del metano; lo que impulsa la desorción del metano y su desplazamiento (Ayers, 2002; Harpalani et al., 2006; Ozdemir & Schroeder, 2009; Gou et al., 2021; Liang et al., 2021). Las pruebas de ECBM y CCS han demostrado que la recuperación del gas original puede superar el 90% con la inyección de estos gases a pesar de esto, el ECBM enfrenta retos, como el fenómeno de la hinchazón de la matriz del carbón. Los principales obstáculos para el desarrollo del CBM incluyen el manejo del agua coproducida, así como conflictos entre los derechos de explotación de carbón y de CBM, o la superposición de derechos mineros. La competencia por el uso del suelo y el impacto en las comunidades locales, como el ruido y el riesgo de fugas, también son cruciales (Ayers, 2002, Moore, 2012).

#### **4. PARÁMETROS CLAVE PARA CARACTERIZAR UN RESERVORIO DE CBM**

Con base en la información expuesta anteriormente, se puede afirmar que la caracterización de un reservorio de CBM requiere la evaluación de parámetros del gas, del carbón como roca reservorio y del entorno geológico e hidrológico. Con respecto al gas, la determinación del contenido de gas es fundamental para evaluar la viabilidad económica de un yacimiento (Busch & Gensterblum, 2011). El contenido de gas se predice usando isotermas de sorción que brindan información sobre la capacidad máxima de sorción (Harpalani et al., 2006; Busch & Gensterblum, 2011). La saturación de gas es la relación entre el gas in situ y la capacidad máxima de sorción, está controlada por factores como el gas generado, el gas perdido, la hidrogeología y el metano biogénico secundario (Hildenbrand et al., 2006). La composición del gas normalmente tiene hidrocarburos ligeros (C1 a C4), dióxido de carbono y a veces nitrógeno. El metano es común en carbones de alta volatilidad bituminoso o de rango superior (Clayton, 1998). El origen del gas se diferencia por las composiciones isotópicas, el metano termogénico tiene en promedio valores  $>50\%$  de  $\delta^{13}C_{CH_4}$ , mientras que el biogénico suele tener valores  $<55\%$  (Rice and Claypool, 1981)

El carbón como roca reservorio, se evalúa mediante sus propiedades físicas y composicionales (Flores, 1998; Hildenbrand et al., 2006). El rango del carbón o madurez térmica (%Ro) es un control primario de la capacidad de sorción de gas (Flores, 1998), ya que influye en la estructura

de microporos (Ceglarsk-Stefańska & Brzóska, 1998; Ozdemir & Schroeder, 2009). El espesor y la continuidad de los mantos de carbón son parámetros críticos para la capacidad de almacenamiento y la producibilidad, siendo atractivos mantos gruesos (>2m). La composición del carbón incluye la composición proximal (materia volátil, carbón fijo, cenizas y humedad) y petrográfica (vitrinita, liptinita e inertita). La vitrinita, rica en microporosidad, generalmente tiene mayor capacidad de sorción de metano que la inertita (Busch & Gensterblum, 2011). La porosidad del carbón se describe como un sistema dual, la porosidad primaria (microporos) alberga el gas adsorbido, y la porosidad secundaria (macroporos y cleats) facilita el flujo (Pillalamarry et al., 2011). El flujo de gas está restringido por la permeabilidad del sistema de cleats (Pillalamarry et al., 2011) La permeabilidad es disminuida por el alto contenido de cenizas (Flores, 1998).

Los parámetros del entorno geológico son muy importantes para la acumulación y recuperabilidad. La profundidad del yacimiento se relaciona directamente con la presión y la temperatura, influyendo en la capacidad de sorción del gas (Hildenbrand et al., 2006). Las estructuras geológicas definen la distribución del carbón y la permeabilidad por fractura (Flores, 1998). En cuanto a la hidrogeología, el régimen hidrogeológico influye en la saturación de gas y en la generación de metano biogénico secundario. En contacto con aguas meteóricas o la lixiviación de agua dulce puede iniciar la metanogénesis microbiana, sobre todo en carbones de bajo rango o someros (Strapoč et al., 2008b). La presencia de agua en el carbón reduce la capacidad de sorción del gas en comparación con el carbón seco (Busch & Gensterblum, 2011).

Con lo anterior, se puede establecer que la caracterización de un yacimiento CBM es de vital importancia para evaluar eficazmente su potencial, ya que la viabilidad y productividad tienen una fuerte dependencia de los factores geológicos intrínsecos. La experiencia ha demostrado que la extrapolación de modelos de una cuenca a otra no es recomendable, y que el éxito de un proyecto CBM radica en identificar y entender las condiciones locales particulares (Mariño-Martinez, 2015). Es por eso que, en la Tabla 1 se establecen los parámetros clave para caracterizar un reservorio de CBM.

En síntesis, la integración de los parámetros del gas, del carbón como roca reservorio y del entorno geológico e hidrológico evidencia la complejidad inherente a la evaluación de un yacimiento de CBM y la necesidad de comprender sus particularidades locales para estimar con precisión su potencial. Con el fin de organizar de manera clara estos aspectos y facilitar su aplicación, se

propone la elaboración de la Tabla 1, de elaboración propia, en la cual se sintetizan los parámetros clave para caracterizar un reservorio de CBM, constituyendo así una herramienta conceptual preliminar que servirá como base para el análisis posterior dentro de la propuesta investigativa.

Tabla 1. Parámetros clave para caracterizar un reservorio de CBM. Elaboración propia			
Propiedades del carbón	Contenido y almacenamiento de gas	Contenido total de gas in situ	
		Componentes del gas total	Gas perdido
			Gas desorbido
			Gas residual
		Capacidad de sorción del gas	
		Porcentaje de saturación de gas	
	Tasa de desorción		
	Madurez y composición del carbón	Rango del carbón	
		Reflectancia de vitrinita	
		Contenido de macerales	
		Análisis proximal	Humedad
			Cenizas
			Materia volátil
	Carbón fijo		
	Poder calorífico		
	Índices geoquímicos		
	Propiedades de ingeniería del reservorio	Permeabilidad	Primaria
			Secundaria
		Porosidad	
		Densidad	
		Compresibilidad	
Saturación de agua			
Viscosidad de los fluidos			
Gradiente geotérmico			
Parámetros geológicos y estructurales	Estructura y geometría	Estructura geológica	
		Espesor neto del carbón	
		Número de mantos de carbón	
		Profundidad del carbón	
		Continuidad y extensión superficial del carbón	
		Espaciado de cleats	
	Hidrogeología	Presión del yacimiento	
		Cantidad de agua producida	
		Hidrogeoquímica	Composición
			Iones
			Metales
			Radionúclidos
Origen y composición del gas	Origen		
	Composición química		
	Análisis de isótopos		

## 5. PANORAMA NACIONAL

Colombia es el principal productor de carbón de Sudamérica y el undécimo a nivel mundial (Tewalt et al., 2006). Actualmente, el país enfrenta la necesidad de diversificar su matriz energética y asegurar su soberanía energética, lo que impulsa la exploración de recursos de hidrocarburos no convencionales, entre ellos el gas asociado al carbón (CBM) (Duarte-Barrera & Mariño-Martínez, 2022). Históricamente este gas ha sido visto como un factor de riesgo en la minería colombiana debido a las explosiones que causa, especialmente en el altiplano cundiboyacense donde se produce aproximadamente el 60% del carbón subterráneo (Mariño-Martínez et al., 2021). Sin embargo, el metano asociado al carbón representa un recurso energético con potencial comercial (Mariño-Martínez et al., 2016).

El país cuenta con unas reservas probadas de carbón de 6.746 millones de toneladas (U.S. Environmental Protection Agency, 2017), distribuidas en doce zonas carboníferas (Cortes et al., 2022). Los carbones colombianos, formados principalmente en el Cretácico y el Terciario, se caracterizan por tener bajos contenidos de azufre, ceniza y contaminantes atmosféricos peligrosos (Tewalt et al., 2006).

Los depósitos de carbón más significativos se encuentran en los departamentos de La Guajira y Cesar (U.S. Environmental Protection Agency, 2017; McIntyre et al., 2018). El Cerrejón en La Guajira, es una de las minas a cielo abierto más grandes del mundo y Cesar es el segundo departamento productor de carbón, albergando minas importantes como La Loma y La Jagua (U.S. Environmental Protection Agency, 2017). Además, regiones como Cundinamarca y Boyacá también tienen grandes reservas conocidas (McIntyre et al., 2018). En Boyacá, las reservas superan los 1.700 millones de toneladas, con carbones que van desde metalúrgicos hasta térmicos de alto poder calorífico (Arthur D. Little, 2010; Mojica & Mariño, 2013). Las formaciones geológicas que portan el carbón varían por región e incluyen a la Formación Cerrejón (Paleoceno) en La Guajira, la Formación Los Cuervos (Eoceno) en Cesar y la Formación Guaduas (Cretácico-Terciario) en el altiplano cundiboyacense (Arthur D. Little, 2010).

El primer estudio sobre potencial de CBM en Colombia se completó en 1992 (Cortes et al., 2022). Posteriormente, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) comenzó a estudiar los recursos no convencionales. En 2010 la ANH le encargó a Arthur D. Little un estudio detallado sobre el análisis

tecnológico y la estrategia de promoción para desarrollos de CBM en Colombia, en el cual caracterizo las nueve cuencas carboníferas con mayor potencial (Arthur D. Little, 2010).

La exploración de CBM se ha concentrado sobre todo en la medición del contenido de gas por tonelada de carbón, utilizando metodologías directas como las pruebas de desorción con equipos canisters (Duarte-Barrera & Mariño-Martínez, 2022). Estos métodos que siguen lineamientos de la USBM y el GRI, determinan por separado el gas perdido, el desorbido y el residual (Mariño-Martínez et al., 2016). Aunque se ha avanzado considerablemente en la recopilación de datos de gas asociado al carbón a través de proyectos conjuntos financiados por la ANH y Colciencias (Mojica & Mariño, 2013), la exploración ha sido más que todo superficial, sin alcanzar profundidades superiores a 600 metros (Duarte-Barrera & Mariño-Martínez, 2022).

Los resultados de las mediciones preliminares sugieren que los contenidos de gas en los carbones colombianos no son tan altos como en los principales países productores, esto se debe en gran medida a la desorción parcial de los carbones (Duarte-Barrera & Mariño-Martínez, 2022). La saturación se estima entre 10 y 53% y podría explicarse por la exhumación de los carbones durante la orogenia andina, lo que redujo la presión confinante y permitió que parte del gas se escapara naturalmente (Mariño-Martínez et al., 2021).

En consecuencia, se ha enfatizado la necesidad de realizar más ensayos complementarios, como isotermas de adsorción para determinar la saturación real, análisis isotópicos para establecer el origen de gas, que se sugiere es mayormente biogénico con componentes termogénicos; y mediciones permeabilidad. Estos datos son de suma importancia para diagnosticar la factibilidad económica de futuros proyectos (Duarte-Barrera & Mariño-Martínez, 2022).

El potencial de CBM in situ en Colombia se estima en 17.8 Tcf, de los cuales se cree que 7.5 Tcf son recuperables con tecnologías comerciales disponibles. Este potencial se localiza en siete cuencas.

El Cesar es la región que mayor potencial de gas in place tiene, con 6.9 Tcf; además, presenta el mayor potencial recuperable con 3.4 Tcf. Las estimaciones de Arthur D. Little en 2010 plantean un potencial de CBM de entre 2.3 y 6.3 Tcf. Esta región es muy atractiva debido características geológicas, altos rangos del carbón, gran cantidad de mantos de carbón gruesos y contenido de gas

favorable. La subregión de La Loma es la más atractiva con un potencial de gas de aproximadamente 5.5 Tcf (Arthur D. Little, 2010).

La guajira presenta 4.8 Tcf de gas in place y 2.4 Tcf recuperables. Las estimaciones sugieren un potencial de CBM de 2.5 T a 10.0 Tcf, siendo Cerrejón Norte la subregión más atractiva para el desarrollo de CBM, con un potencial mayor a 1 Tcf (Arthur D. Little, 2010).

Boyacá tiene un total de gas in place de 1.8 Tcf, de los cuales 0.9 Tcf son posiblemente recuperables. Las estimaciones preliminares indican un potencial de CBM de entre 2.1 y 5 Tcf. La subregión de Sogamoso-Jericó es la más atractiva con 1.6 Tcf estimados (Arthur D. Little, 2010). Estudios más recientes han encontrado los mayores contenidos de gas en Tasco-Socotá (norte del área Sogamoso-Jericó), sobrepasando los 300 m de profundidad (Mojica & Mariño, 2013).

En la región de Cundinamarca se reportan 1.6 Tcf de gas in place y 0.8 Tcf recuperables. El potencial de CBM se estima entre 1.96 y 2.45 Tcf, siendo la subregión de Checua-Lenguazaque la más atractiva. Otras regiones como Norte de Santander tiene un potencial de CBM de entre 0.92 y 1.2 Tcf, Córdoba se estima con 0.4 a 0.5 Tcf y Antioquia con 0.28 a 0.37 Tcf. Valle del Cauca tiene estimaciones preliminares de potencial de CBM que varían entre 0.1 a 6.2 Tcf (Arthur D. Little, 2010). La Tabla 2, muestra el resumen de la evaluación de potencial hecha en las cuencas colombianas por Arthur D. Little, (2010).

**Tabla 2.** Resumen de la evaluación de potencial en cuencas colombianas según Arthur D. Little (2010).

**A**

	Geología	Clasificación del carbón	Espesor mantos de carbón	Contenido de gas	Potencial de gas
La Loma					
La Jagua					
Cesar					

**B**

	Geología	Clasificación carbón	Espesor del carbón	Contenido de gas	Potencial de gas
Cerrejón Norte			<i>na</i>		
Cerrejón Central					
Cerrejón Sur			<i>na</i>		
Guajira					

**C**

	Geología	Clasificación del carbón	Espesor del carbón	Contenido de gas	Potencial de gas
Chechua Lenguazaque					
Suesca Albarracín					
Tunjá Pujía Duitama					
Sogamosa Jerico					
Umbita			<i>na</i>		<i>na</i>
Boyacá					

**D**

	Geología	Clasificación del carbón	Espesor del carbón	Contenido de gas	Potencial de gas
Jerusalén-Guataquí					
Guaduas-Caparrapí					
San Francisco-Subachoque-La Piedra		<i>na</i>	<i>na</i>		
Guatavita-Sesquilé-Chocotá					
Tabío-Río Frio-Carmen de Carupá					
Chechua-Lenguazaque					
Suesca-Albarracín					
Zipaquirá-Neusa					
Cundinamarca					

**E**

	Geología	Clasificación del carbón	Espesor del carbón	Contenido de gas	Potencial de gas
Chitaga					
Múscua-Cárcota		<i>na</i>		<i>na</i>	<i>na</i>
Pamplona-Pamplonita					
Herrán-Toledo					
Salazar					
Tasajero					
Zufia-Chinácota					
Catatumbo		<i>na</i>			
Norte De Santander		<i>na</i>			

**F**

	Geología	Clasificación del carbón	Espesor del carbón	Contenido de gas	Potencial de gas
Uraba				<i>na</i>	<i>na</i>
Ciénaga de Oro		<i>na</i>		<i>na</i>	<i>na</i>
Alto San Jorge					
Taraza - Río Man		<i>na</i>		<i>na</i>	<i>na</i>
Puri - Caserí				<i>na</i>	<i>na</i>
Córdoba				<i>na</i>	

**G**

	Geología	Clasificación del carbón	Espesor del carbón	Contenido de gas	Potencial de gas
Veneza Fredonia					
Anaga Angelópolis					
Veneza Bolombolo					
Tarbi					
Riosucio - Quincha				<i>na</i>	<i>na</i>
Aranzazu				<i>na</i>	<i>na</i>
Antioquia		<i>na</i>			

**H**

	Geología	Clasificación del carbón	Espesor del carbón	Contenido de gas	Potencial de gas
San Luis					
San Miguel					
Miranda		<i>na</i>	<i>na</i>		
Molagavita		<i>na</i>	<i>na</i>		
Páramo del Amorzado					
Cimitarra Sur				<i>na</i>	<i>na</i>
Vanegas				<i>na</i>	<i>na</i>
Santander					

**I**

	Geología	Clasificación del carbón	Espesor del carbón	Contenido de gas	Potencial de gas
Yumbo Asnazu					
San Miguel					
Miranda					
Norte De Santander					

**Leyenda**



- A) Cesar
- B) La Guajira
- C) Boyacá
- D) Cundinamarca
- E) Norte de Santander
- F) Córdoba
- G) Antioquia
- H) Santander
- I) Valle del Cauca

## 6. POTENCIAL EN COLOMBIA

El análisis basado en los criterios geológicos permite establecer las zonas más atractivas para el desarrollo de CBM en Colombia. La región del Cesar, y en especial la subregión La Loma, se posiciona como la de mayor atractivo, por su potencial de gas estimado en 5.5 Tcf, por su geología relativamente simple, su carbón de alta calidad y presencia de mantos gruesos (>2 m). La región de la Guajira, en la subregión Cerrejón Norte, también cumple con el umbral de inversión de 1 Tcf debido a la presencia de mantos gruesos de carbón y el alto rango que estos tienen. En Boyacá, la subregión de Sogamoso-Jericó es la más favorable con 1.6 Tcf estimados. En Cundinamarca, la subregión de Checua-Lenguazaque es la que más destaca (Arthur D. Little, 2010). Un estudio de simulación de flujo de fase simple llevado a cabo por Rivera y Mariño (2023) muestra que esta subregión es el prospecto más viable para una prueba piloto, debido a que es probable que alcance la etapa de producción de agua efectiva, superando desafíos hidrogeológicos.

Y es que el desarrollo del CBM en Colombia presenta grandes retos y limitaciones, muchos de ellos asociados a la propia geología y, además, a la escasez de datos en los yacimientos (Mariño-Martínez, 2015).

Una de las mayores limitaciones es que los estudios han mostrado que los carbones colombianos tienen unos niveles de saturación bajos (entre 10 y 53%), estos se encuentran subsaturados y gran parte del gas se ha desorbido naturalmente (Mojica & Mariño, 2013).

En adición, la hidrodinámica de los acuíferos también juega un rol muy importante. La presencia de condiciones de acuífero de acción infinita (IAA) que implica una producción sostenible de agua ineficaz, representa el principal desafío hidrogeológico; sobre todo en sinclinales estructuralmente complejos. Las simulaciones muestran, por ejemplo, que el sinclinal de Úmbita en Boyacá podría requerir de 20 años de bombeo de agua para que el metano comience a fluir (Rivera & Mariño, 2023). Sumando la falta de información hidrogeológica de calidad en el país, hace que el desarrollo de CBM sea altamente riesgoso.

La complejidad estructural y la permeabilidad también son grandes retos a los que se desafía el desarrollo de CBM en Colombia. En la Cordillera Oriental, la deformación crea una complejidad no solo geométrica, sino que también se extrapola a la distribución y retención del gas. Aunque se han medido coeficientes de permeabilidad altos en Santander, la permeabilidad general del yacimiento una incertidumbre. El alto contenido de cenizas en regiones como Norte de Santander

y Valle del Cauca, podría avisar de una permeabilidad reducida (Arthur D. Little, 2010; Mariño-Martínez, 2015; Duarte-Barrera & Mariño-Martínez, 2022).

Los análisis de cromatografía de gases muestran que el contenido de metano fluctúa ampliamente, entre el 24 y el 99%, sin embargo, en muchos casos se encuentra por debajo del 80% (requerido para la comercialización (Duarte-Barrera & Mariño-Martínez, 2022).

La oposición pública es un gran riesgo socioambiental en proyectos de este tipo, es alta y constituye una barrera para el desarrollo debido a la desconfianza hacia el sector y las preocupaciones sobre el impacto en los recursos hídricos (McIntyre et al., 2018).

A pesar del potencial, el sector del CBM en Colombia sigue siendo arcaico y enfrenta grandes atrasos para alcanzar la producción comercial y mitigar el déficit de gas.

Hasta la fecha, exploración de CBM ha sido superficial, con la mayoría de las perforaciones a menos de 600 metros de profundidad (Arthur D. Little, 2010). Es necesario que se realicen estudios a profundidades mayores, idealmente hasta los 1500 metros para cuantificar el volumen real de las reservas profundas (Rivera & Mariño, 2023). Y en adición, obtener datos sísmicos para lograr mejores imágenes de secciones y delimitar áreas para la perforación prospectiva (Arthur D. Little, 2010).

La falta de ensayos especializados y modelado de los yacimientos muestran poco avance. La exploración inicial se ha centrado en medir el contenido de gas a través de pruebas de desorción, pero aún faltan más ensayos de isoterma, isotopos, cromatografía y permeabilidad (Duarte-Barrera & Mariño-Martínez, 2022). Tampoco se ha estimado a través de métodos precisos el contenido en gas en el carbón (Mariño-Martínez, 2015).

Un desafío legal y logístico es que dos entidades estatales administran el recurso. La Agencia Nacional de Minería (ANM) para el carbón y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) para el gas. Esta coexistencia de derechos de exploración y explotación en el mismo yacimiento se ha convertido en un obstáculo para el desarrollo. Es por eso que se debe trabajar en la normatividad sobre el CBM para avanzar en el desarrollo de estos proyectos, así como establecer incentivos para que la explotación sea competitiva en comparación de las fuentes convencionales (Mariño-Martínez, 2015).

## 7. CONCLUSIONES

El gas asociado al carbón es un recurso energético con potencial comercial que puede contribuir a la soberanía energética y a la diversificación de la matriz en Colombia. El país requiere explorar recursos convencionales y no convencionales para mitigar el déficit de gas. Las estimaciones del potencial de CBM in situ en Colombia son de 17.8 Tcf, de los cuales 7.5 son recuperables.

Desde una perspectiva geológica, existen regiones altamente atractivas para el desarrollo de CBM. La región del Cesar, por ejemplo, tiene el mayor potencial recuperable con 3.4 Tcf; seguida por La Guajira con 2.4 Tcf y Boyacá con 0.9 Tcf. Estas cifras sugieren que el CBM tiene la magnitud necesaria para ser una solución potencial al déficit de gas en el largo plazo.

Sin embargo, a pesar del potencial, el sector del CBM no se encuentra desarrollado en el país y enfrenta grandes retrasos para alcanzar la producción comercial y mitigar el déficit de gas actual. Por lo tanto, hoy en día el gas asociado al carbón no es una solución inmediata sino una posibilidad que esta estrictamente condicionada por la superación de retos.

En conclusión, para que el CBM se consolide como una solución energética en Colombia es indispensable que se realicen inversiones significativas en la exploración y caracterización profunda de los yacimientos, sobre todo con ensayos de isotermas de adsorción en cuencas, análisis de cromatografía de gases. Además, se propone la creación de modelos hidrogeológicos precisos. Todo esto con el fin de que se mitiguen los riesgos relacionados a su desarrollo con la identificación y entendimiento de las condiciones locales y se establezca una normatividad clara que resuelva la coexistencia de derechos mineros y de hidrocarburos. La viabilidad de este recurso depende de la investigación ya que el potencial existe, pero la producción comercial requiere resolver retos geológicos, técnicos y legales.

## 8. REFERENCIAS

- Arthur D. Little. (2010). *Análisis de tecnología y estrategia de promoción para desarrollos de gas metano asociado al carbón (CBM) en Colombia: Fase I: Caracterización de Cuencas de CBM en Colombia.*  
[https://www.anh.gov.co/documents/1906/ADL\\_ANH\\_Fase\\_I\\_Caracterizaci%C3%B3n\\_de\\_e\\_cuencas\\_de\\_CBM\\_en\\_Colombia\\_Vf.pdf](https://www.anh.gov.co/documents/1906/ADL_ANH_Fase_I_Caracterizaci%C3%B3n_de_e_cuencas_de_CBM_en_Colombia_Vf.pdf)
- Ayers, W. B. (2002). Coalbed gas systems, resources, and production and a review of contrasting cases from the San Juan and Powder River basins. *AAPG Bulletin*, 86. <https://doi.org/10.1306/61eeddaa-173e-11d7-8645000102c1865d>
- Behar, F., Vandenbroucke, M., Teermann, S., Hatcher, P., Leblond, C., & Lerat, O. (1995). Experimental simulation of gas generation from coals and a marine kerogen. *Chemical Geology*, 126(3-4), 247-260. [https://doi.org/10.1016/0009-2541\(95\)00121-2](https://doi.org/10.1016/0009-2541(95)00121-2)
- Bell, J. (2006). In-situ stress and coal bed methane potential in Western Canada. *Bulletin Of Canadian Petroleum Geology*, 54(3), 197-220. <https://doi.org/10.2113/gscpgbull.54.3.197>
- Busch, A., & Gensterblum, Y. (2011). CBM and CO<sub>2</sub>-ECBM related sorption processes in coal: A review. *International Journal Of Coal Geology*, 87(2), 49-71. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2011.04.011>
- Ceglarska-Stefanska, G. (1998). The effect of coal metamorphism on methane desorption. *Fuel*, 77(6), 645-648. [https://doi.org/10.1016/s0016-2361\(97\)00177-4](https://doi.org/10.1016/s0016-2361(97)00177-4)
- Ceglarska-Stefańska, G., & Zarębska, K. (2002). The competitive sorption of CO<sub>2</sub> and CH<sub>4</sub> with regard to the release of methane from coal. *Fuel Processing Technology*, 77-78, 423-429. [https://doi.org/10.1016/s0378-3820\(02\)00093-0](https://doi.org/10.1016/s0378-3820(02)00093-0)
- Clayton, J. (1998). Geochemistry of coalbed gas – A review. *International Journal Of Coal Geology*, 35(1-4), 159-173. [https://doi.org/10.1016/s0166-5162\(97\)00017-7](https://doi.org/10.1016/s0166-5162(97)00017-7)

- Cortes, J., Castro, A., Arboleda, G., Sepulveda, V., Piragauta, N., & Higuera, O. (2022). Hydrogeological and hydrogeochemical evaluation of groundwaters and surface waters in potential coalbed methane areas in Colombia. *International Journal Of Coal Geology*, 253, 103937. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2022.103937>
- Duarte-Barrera, C., & Mariño-Martinez, J. E. (2022). Más allá de los ensayos de desorción en la exploración del gas asociado al carbón (CBM). Caso Colombia. *Ingeniería y Competitividad*, 24(2). <https://doi.org/10.25100/iyc.v24i02>
- Durucan, S., Ahsanb, M., & Shia, J. (2009). Matrix shrinkage and swelling characteristics of European coals. *Energy Procedia*, 1(1), 3055-3062. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2009.02.084>
- Enever, J., Casey, D., & Bocking, M. (1999). The Role of In-Situ Stress in Coalbed Methane Exploration. En *Springer eBooks* (pp. 297-303). [https://doi.org/10.1007/978-94-017-1062-6\\_18](https://doi.org/10.1007/978-94-017-1062-6_18)
- Flores, R. M. (1998). Coalbed methane: From hazard to resource. *International Journal Of Coal Geology*, 35(1-4), 3-26. [https://doi.org/10.1016/s0166-5162\(97\)00043-8](https://doi.org/10.1016/s0166-5162(97)00043-8)
- Gou, S., Li, H., Li, J., & Zhao, Y. (2021). Effective means to alleviate the greenhouse effect: case study of history match simulations on a brief CO<sub>2</sub> injection into less-deep low-rank coal seams. *Arabian Journal Of Geosciences*, 14(9). <https://doi.org/10.1007/s12517-021-07104-4>
- Greb, S. F., Dimichele, W. A., & Gastaldo, R. A. (2006). Evolution and importance of wetlands in earth history. En *Evolution and importance of wetlands in earth history* (1.<sup>a</sup> ed.). Geological Society of America. [https://doi.org/10.1130/2006.2399\(01\)](https://doi.org/10.1130/2006.2399(01))
- Green, M. S., Flanagan, K. C., & Gilcrease, P. C. (2008). Characterization of a methanogenic consortium enriched from a coalbed methane well in the Powder River Basin, U.S.A. *International Journal Of Coal Geology*, 76(1-2), 34-45. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2008.05.001>

- Harpalani, S., Prusty, B. K., & Dutta, P. (2006). Methane/CO<sub>2</sub> Sorption Modeling for Coalbed Methane Production and CO<sub>2</sub> Sequestration. *Energy & Fuels*, 20(4), 1591-1599. <https://doi.org/10.1021/ef050434l>
- Hildenbrand, A., Krooss, B., Busch, A., & Gaschnitz, R. (2005). Evolution of methane sorption capacity of coal seams as a function of burial history — a case study from the Campine Basin, NE Belgium. *International Journal Of Coal Geology*, 66(3), 179-203. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2005.07.006>
- Kim, A. G. (1977). Estimating methane content of bituminous coalbeds from adsorption data. [9 references]. En *Bureau Of Mines, Pittsburgh, PA (USA). Pittsburgh Mining And Safety Research Center*. <https://www.osti.gov/biblio/7219371>
- Kiryayeva, T. A. (2012). Evaluation of methane resources in Kuzbass in the context of new ideas on methane occurrence in coal beds. *Journal Of Mining Science*, 48(5), 825-831. <https://doi.org/10.1134/s1062739148050073>
- Levine, J. R. (1996). Model study of the influence of matrix shrinkage on absolute permeability of coal bed reservoirs. *Geological Society London Special Publications*, 109(1), 197-212. <https://doi.org/10.1144/gsl.sp.1996.109.01.14>
- Levy, J. H., Day, S. J., & Killingley, J. S. (1997). Methane capacities of Bowen Basin coals related to coal properties. *Fuel*, 76(9), 813-819. [https://doi.org/10.1016/s0016-2361\(97\)00078-1](https://doi.org/10.1016/s0016-2361(97)00078-1)
- Liang, W., Yan, J., Zhang, B., & Hou, D. (2021). Review on Coal Bed Methane Recovery Theory and Technology: Recent Progress and Perspectives. *Energy & Fuels*, 35(6), 4633-4643. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.0c04026>
- Mariño-Martínez, J. E. (2015). *Gas asociado al carbón* (1.<sup>a</sup> ed.). UPTC. <https://librosaccesoabierto.uptc.edu.co/index.php/editorial-uptc/catalog/book/70>
- Mariño-Martínez, J. E., Chanci-Bedoya, R. D., & Garcia, A. M. O. (2021). Emisiones de metano asociadas a la minería subterránea del carbón en el altiplano cundiboyacense (Colombia). *Revista de la Academia Colombiana de Ciencias Exactas Físicas y Naturales*. <https://doi.org/10.18257/raccefyn.1372>

- Mariño-Martínez, J. E., Ortégón-Cuéllar, M. T., & Mariño-Santos, N. (2016). Degasification possibilities evaluation in Socotá coal mines (Boyacá, Colombia). *Revista Facultad de Ingeniería*, 25(43), 59-71. <https://doi.org/10.19053/01211129.v25.n43.2016.5298>
- Massarotto, P. (1999). Cost Benefit Analysis of Coalbed Methane Recovery Activities in Australia and New Zealand- Implications for Commercial Projects and Government Policy. En *Springer eBooks* (pp. 33-54). [https://doi.org/10.1007/978-94-017-1062-6\\_4](https://doi.org/10.1007/978-94-017-1062-6_4)
- Massarotto, P., Iyer, R. S., Elma, M., & Nicholson, T. (2013). An Experimental Study on Characterizing Coal Bed Methane (CBM) Fines Production and Migration of Mineral Matter in Coal Beds. *Energy & Fuels*, 28(2), 766-773. <https://doi.org/10.1021/ef401098h>
- Mastalerz, M., & Drobniak, A. (2020). Coalbed methane. En *Future Energy* (pp. 97-109). <https://doi.org/10.1016/b978-0-08-102886-5.00005-0>
- McIntyre, N., Angarita, M., Fernandez, N., Camacho, L., Pearse, J., Huguet, C., Baena, O. R., & Ossa-Moreno, J. (2018). A Framework for Assessing the Impacts of Mining Development on Regional Water Resources in Colombia. *Water*, 10(3), 268. <https://doi.org/10.3390/w10030268>
- Milewska-Duda, J., Duda, J., Nodzeński, A., & Lakatos, J. (2000). Absorption and Adsorption of Methane and Carbon Dioxide in Hard Coal and Active Carbon. *Langmuir*, 16(12), 5458-5466. <https://doi.org/10.1021/la991515a>
- Ministerio de Minas y Energía. (2024). *Escenarios: Escenarios nacionales Transición energética justa*. <https://www.minenergia.gov.co/documents/12383/Escenarios-TEJ-2024.pdf>
- Mojica, L., & Mariño, J. (2013). *ESTADO DE LA EXPLORACIÓN y POSIBILIDADES DE GAS ASOCIADO AL CARBÓN (GAC) EN BOYACÁ (COLOMBIA)*. [http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0120-02832013000200002](http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0120-02832013000200002)
- Moore, T. A. (2012). Coalbed methane: A review. *International Journal Of Coal Geology*, 101, 36-81. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2012.05.011>
- Newman, J., & Newman, N. A. (1982). Reflectance anomalies in Pike River coals: Evidence of variability in vitrinite type, with implications for maturation studies and “Suggate rank”.

*New Zealand Journal Of Geology And Geophysics*, 25(2), 233-243.  
<https://doi.org/10.1080/00288306.1982.10421412>

Ozdemir, E., & Schroeder, K. (2009). Effect of Moisture on Adsorption Isotherms and Adsorption Capacities of CO<sub>2</sub> on Coals. *Energy & Fuels*, 23(5), 2821-2831.  
<https://doi.org/10.1021/ef801126a>

Papendick, S. L., Downs, K. R., Vo, K. D., Hamilton, S. K., Dawson, G. K., Golding, S. D., & Gilcrease, P. C. (2011). Biogenic methane potential for Surat Basin, Queensland coal seams. *International Journal Of Coal Geology*, 88(2-3), 123-134.  
<https://doi.org/10.1016/j.coal.2011.09.005>

Pillalamarry, M., Harpalani, S., & Liu, S. (2011). Gas diffusion behavior of coal and its impact on production from coalbed methane reservoirs. *International Journal Of Coal Geology*, 86(4), 342-348. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2011.03.007>

Rice, D. D. (1993). Composition and Origins of Coalbed Gas. *Geology*, 38.  
<https://www.searchanddiscovery.com/documents/rice/>

Rice, D. D., & Claypool, G. E. (1981). Generation, Accumulation, and Resource Potential of Biogenic Gas. *AAPG Bulletin*, 65. <https://doi.org/10.1306/2f919765-16ce-11d7-8645000102c1865d>

Rivera, L. E., & Mariño, J. E. (2023). Hydrogeological Challenge for Coal Bed Methane (CBM) Production in Structurally Complex Reservoirs: Case Study for the Synclines of Umbita and Checua-Lenguazaque, Colombia. *Journal Of GeoEnergy*, 2023, 1-11.  
<https://doi.org/10.1155/2023/5547618>

Scott, S., Anderson, B., Crosdale, P., Dingwall, J., & Leblang, G. (2007). Coal petrology and coal seam gas contents of the Walloon Subgroup — Surat Basin, Queensland, Australia. *International Journal Of Coal Geology*, 70(1-3), 209-222.  
<https://doi.org/10.1016/j.coal.2006.04.010>

Seidle, J. (2011) *Fundamentals of Coalbed Methane Reservoir Engineering*. PennWell Books, Tulsa. - References - Scientific Research Publishing. (s. f.).  
<https://www.scirp.org/reference/referencespapers?referenceid=2008970>

- St George, J., & Barakat, M. (2001). The change in effective stress associated with shrinkage from gas desorption in coal. *International Journal Of Coal Geology*, 45(2-3), 105-113. [https://doi.org/10.1016/s0166-5162\(00\)00026-4](https://doi.org/10.1016/s0166-5162(00)00026-4)
- Strapoć, D., Mastalerz, M., Schimmelmann, A., Drobniak, A., & Hedges, S. (2008a). Variability of geochemical properties in a microbially dominated coalbed gas system from the eastern margin of the Illinois Basin, USA. *International Journal Of Coal Geology*, 76(1-2), 98-110. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2008.02.002>
- Strapoć, D., Picardal, F. W., Turich, C., Schaperdoth, I., Macalady, J. L., Lipp, J. S., Lin, Y., Ertefai, T. F., Schubotz, F., Hinrichs, K., Mastalerz, M., & Schimmelmann, A. (2008b). Methane-Producing Microbial Community in a Coal Bed of the Illinois Basin. *Applied And Environmental Microbiology*, 74(8), 2424-2432. <https://doi.org/10.1128/aem.02341-07>
- Tao, S., Chen, S., & Pan, Z. (2019). Current status, challenges, and policy suggestions for coalbed methane industry development in China: A review. *Energy Science & Engineering*, 7(4), 1059-1074. <https://doi.org/10.1002/ese3.358>
- Tewalt, S. J., Finkelman, R. B., Torres, I. E., Simoni, F., & USGS. (2006). *World Coal Quality Inventory: Colombia*. <https://pubs.usgs.gov/of/2006/1241/Chapter%205-Colombia.pdf>
- U.S. Environmental Protection Agency. (2017). *Pre-Feasibility study for methane drainage and utilization at the San Juaquin Mine, Antioquia Department, Colombia*. <https://www.globalmethane.org/documents/san-juaquin-colombia-pre-feas.pdf>
- Wang, X. (2007). Influence of coal quality factors on seam permeability associated with coalbed methane production. *unsworks.unsw.edu.au*. <https://doi.org/10.26190/unsworks/16762>