

Análisis prospectivo de la producción de gas asociado a mantos de carbón – Colombia, 2050

Laura Viviana Rojas Dulcey

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniera de Petróleos

Director

Zuly Himelda Calderón Carrillo

PhD. En Ingeniería Química

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Bucaramanga

2022

Dedicatoria

Dedicado a la constante perseverancia, a la desafiante resiliencia, a su inigualable ingenio, a la inminente eficacia, a ellas, las mujeres de la industria Oil & gas.

*A todas las personas que hicieron parte de mi proceso de formación como ingeniera de
petróleos.*

Agradecimientos

Quiero agradecer y reconocer a la Dra. Zuly Himelda Calderón Carrillo por su permanente orientación, acompañamiento, sus consejos y su constante guía durante el desarrollo de este proyecto de investigación.

A la Universidad Industrial de Santander, mi alma máter, por brindarme la oportunidad y el apoyo necesario para formarme como profesional integral. A la Escuela de Ingeniería de Petróleos y sus docentes por todos los conocimientos que me brindaron, así mismo, por permitirme tener mi primera experiencia laboral, Euge e ing. Calvete, estoy muy agradecida con ustedes.

A Lina Maria Dulcey Jordan, Magdalena Jordan Gamez y Carlos Eduardo Dulcey Jordan, mi familia, estoy infinitamente agradecida con ustedes por apoyarme en cada uno de mis objetivos personales y profesionales, además de creer fielmente en mi tenacidad. Los amo, muchas gracias.

A Luis Carlos Pinzón Jaimes, por su incondicional apoyo, por acompañarme durante el desarrollo de este proyecto de investigación leyendo capítulo a capítulo conmigo, brindarme sus tips y consejos, muchísimas gracias.

Finalmente, a Indira Velandia, gracias por las largas charlas de ánimo, las risas, los chismes y las trajicuteadas que vivimos a lo largo de este pregrado.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	14
1 Objetivos	16
1.1 Objetivo General	16
1.2 Objetivos Específicos.....	16
2 Características generales de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón	17
2.1 Proceso de formación del carbón.....	17
2.2 Coalbed Methane (CBM).....	19
2.3 Propiedades de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón.....	21
2.3.1 Porosidad de los mantos de carbón.....	22
2.3.2 Permeabilidad	23
2.3.3 Densidad del carbón.....	24
2.3.4 Reflectancia de la vitrinita	24
2.3.5 Contenido de gas.....	26
2.4 Almacenamiento del gas en los mantos de carbón	28
2.5 Proceso de producción de gas en CBM	30
2.6 Composición del gas.....	32
3 Producción de gas metano en casos de estudio nacionales e internacionales de yacimientos asociados a mantos de carbón.....	34
3.1 Colombia.....	35
3.1.1 Yacimiento / Mantos de carbón en la formación Los Cuervos.....	43
3.2 Estados Unidos.....	49

3.2.1 Yacimiento / Manto de carbón Fruitland	53
3.2.2 Yacimiento / Manto de carbón Mary Lee	59
3.2.3 Yacimiento / Manto de Carbón Wyodak	63
3.3 Canadá.....	69
3.3.1 Yacimiento / Mantos de Carbón de la formación Horseshoe Canyon.....	70
3.4 Australia.....	73
3.4.1 Yacimiento / Manto de carbón Walloon.....	78
3.5 India	83
3.5.1 Yacimiento / Mantos de carbón Jharia.....	86
4 Análisis de la producción de yacimientos de gas asociados a mantos de carbón internacionales similares al yacimiento colombiano del caso de estudio, definiendo las variables que impactan esta producción	90
4.1 Metodología MICMAC	90
4.1.1 Yacimientos de gas asociados a mantos de carbón en Estados Unidos y Colombia	97
4.1.2 Yacimientos de gas asociados a mantos de carbón en Canadá y Colombia	101
4.1.3 Yacimientos de gas asociados a mantos de carbón en Australia y Colombia	104
4.1.4 Yacimientos de gas asociados a mantos de carbón en India y Colombia.....	106
4.2 Análisis de la producción.....	110
5 Escenarios de producción de gas asociados a mantos de carbón en Colombia al año 2 050... 113	
5.1 Cálculo del Original gas in place y el factor de recobro.....	113
5.2 Escenarios de producción de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón en Colombia.....	118
5.2.1 Escenario tendencial	121

5.2.2 Escenario transición con seguridad energética	125
5.2.3 Escenario transición energética acelerada	129
5.3 Evaluación entre los escenarios de producción del yacimiento de gas CBM en Colombia .	131
6 Conclusiones	135
7 Recomendaciones	137
Referencias Bibliográficas	138

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Características generales de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón	33
Tabla 2. Departamentos prospectivos para la producción de CBM en Colombia	41
Tabla 3. Caracterización del Yacimiento / Mantos de carbón en la formación Los Cuervos.....	49
Tabla 4. Caracterización del Yacimiento / Manto de carbón Fruitland.....	58
Tabla 5. Caracterización del Yacimiento / Manto de carbón Mary Lee	62
Tabla 6. Caracterización del Yacimiento / Manto de carbón Wyodak	66
Tabla 7. Caracterización de los yacimientos / mantos de carbón en Estados Unidos	67
Tabla 8. Caracterización de los mantos de carbón de la formación Horseshoe Canyon	73
Tabla 9. Caracterización del Yacimiento / Manto de carbón Walloon.....	82
Tabla 10. Caracterización del Yacimiento / Mantos de carbón Jharia	89
Tabla 11. Clasificación de la influencia / dependencia directa de las variables	92
Tabla 12. Matriz MICMAC	92
Tabla 13. Porcentaje de influencia de las variables que impactan la producción.....	93
Tabla 14. Porcentaje de dependencia de las variables que impactan la producción.....	94
Tabla 15. Variables que impactan la producción la producción de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón.....	96
Tabla 16. Caracterización de los yacimientos / mantos de carbón en Estados Unidos y Colombia	98
Tabla 17. Evaluación de las variables que impactan la producción de yacimiento Los Cuervos y Fruitland.....	100

Tabla 18. Evaluación de las variables que impactan la producción de yacimiento Los Cuervos y Mary Lee.....	100
Tabla 19. Evaluación de las variables que impactan la producción de yacimiento Los Cuervos y Wyodak.....	101
Tabla 20. Caracterización de los yacimientos / mantos de carbón en Canadá y Colombia.....	102
Tabla 21. Evaluación de las variables que impactan la producción de yacimiento Los Cuervos y Horseshoe Canyon	103
Tabla 22. Caracterización de los yacimientos / mantos de carbón en Australia y Colombia	105
Tabla 23. Evaluación de las variables que impactan la producción de yacimiento Los Cuervos y Walloon.....	106
Tabla 24. Caracterización de los yacimientos / mantos de carbón en India y Colombia	107
Tabla 25. Evaluación de las variables que impactan la producción de yacimiento Los Cuervos y Jharia.....	108
Tabla 26. Porcentaje de error en los yacimientos internacionales similares al colombiano.....	109
Tabla 27. Data utilizada para evaluar el OGIP y el factor de recobro de los yacimientos / mantos de carbón en la formación Los Cuervos y Mary Lee.....	114
Tabla 28. Características del comienzo de los proyectos piloto de producción en el yacimiento / manto de carbón Mary Lee y Los Cuervos.....	119

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Proceso de formación del carbón	18
Figura 2. Generación de gas según el rango del carbón	21
Figura 3. Esquema de la porosidad en la matriz de un carbón	23
Figura 4. Variación en parámetros según el rango del carbón.....	25
Figura 5. Almacenamiento del gas en los mantos de carbón.....	29
Figura 6. Perfil del proceso de producción de gas asociado a mantos de carbón.....	30
Figura 7. Proceso de desorción del gas hasta el sistema de fracturas	31
Figura 8. Perfil de producción de CBM en los países con mayores recursos.....	34
Figura 9. Panorama mundial de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón (CBM) ..	35
Figura 10. Principales zonas carboníferas en Colombia.....	38
Figura 11. Ubicación del proyecto piloto CBM La Loma	43
Figura 12. Columna estratigráfica de la Formación Los Cuervos	44
Figura 13. Perfil de producción de uno de los pozos pilotos en la formación Los Cuervos.....	47
Figura 14. Cuencas y campos de CBM en Estados Unidos.....	50
Figura 15. Recursos recuperables de CBM estimados de las principales cuencas de EEUU al año 2016.....	51
Figura 16. Reservas probadas y producción acumulada de CBM por estados al año 2016	52
Figura 17. Producción anual de CBM en Estados Unidos.....	53
Figura 18. Recuento histórico de pozos activos en el yacimiento / manto de carbón Fruitland... 55	55
Figura 19. Producción de gas y agua del yacimiento / manto de carbón Fruitland	56

Figura 20. Producción acumulada de gas y agua en el yacimiento / manto de carbón Fruitland .	57
Figura 21. Producción de gas y agua en el yacimiento / manto de carbón Mary Lee	60
Figura 22. Producción de gas del yacimiento / manto de Carbón Wyodak	64
Figura 23. Producción de gas y perforación de pozos en los mantos de carbón Horseshoe Canyon	71
Figura 24. Cuencas con potencial CBM en Australia.....	74
Figura 25. Producción de CBM en Australia.....	76
Figura 26. Columna estratigráfica yacimiento / manto de carbón Walloon	78
Figura 27. Producción de gas y agua en el yacimiento / manto de carbón Walloon	80
Figura 28. Número de pozos en producción por año en el yacimiento / manto de carbón Walloon	81
Figura 29. Reservas de carbón en India	84
Figura 30. Producción de gas y agua en el yacimiento / mantos de carbón Jharia	87
Figura 31. Plano cartesiano de la relación directa de las variables que impactan la producción .	94
Figura 32. Declinación de la producción del yacimiento / manto de carbón Mary Lee	112
Figura 33. Factor de compresibilidad para gases naturales	116
Figura 34. Perfil de producción por pozo en el yacimiento / manto de carbón en la formación Los Cuervos	120
Figura 35. Perfil de producción por pozo en el yacimiento / manto de carbón Mary Lee	120
Figura 36. Perfil de producción por pozo en el yacimiento / manto de carbón Mary Lee al año 2050.....	122
Figura 37. Perfil de producción por pozo de los yacimientos Mary Lee y Los Cuervos al año 2050.....	123

Figura 38. Perfil de producción por yacimiento / manto de carbón al año 2 050 – Escenario tendencial	124
Figura 39. Producción acumulada por yacimiento / manto de carbón al año 2 050 – escenario tendencial	124
Figura 40. Perfil de producción por yacimiento / manto de carbón al año 2 050 – Escenario transición con seguridad energética	126
Figura 41. Producción acumulada por yacimiento / manto de carbón al año 2 050 – escenario transición con seguridad energética	128
Figura 42. Perfil de producción por yacimiento / manto de carbón al año 2 024 – Escenario transición energética acelerada	130
Figura 43. Producción acumulada por yacimiento / manto de carbón al año 2 024 – Escenario transición energética acelerada	130
Figura 44. Porcentajes de producción de recursos del OGIP estimado por escenario al 2 050..	132
Figura 45. Producción acumulada por escenario de producción al año 2 050.....	133

Resumen

Título: Análisis prospectivo de la producción de gas asociado a mantos de carbón – Colombia, 2050*

Autor: Laura Viviana Rojas Dulcey**

Palabras Clave: Coalbed methane, yacimiento, mantos de carbón, producción, metano.

Descripción:

Los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón son aquellos cuya roca generadora y almacenadora es el carbón. Llevar a cabo un análisis prospectivo de producción de yacimientos de gas asociados a mantos de carbón en Colombia al 2050 resulta indispensable debido a la necesidad de incrementar las reservas colombianas a largo plazo. En este trabajo de investigación se estudiaron las variables que impactan la producción de yacimientos de gas asociados a mantos de carbón en Estados Unidos, Canadá, Australia e India. Utilizando la metodología MICMAC se determinaron las variables que presentan mayor relevancia en su producción de gas. Estas variables fueron usadas para realizar la correlación entre los yacimientos de gas internacionales y el yacimiento colombiano “Los Cuervos”. Se obtuvo que el yacimiento internacional con mayor grado de similitud con el yacimiento colombiano fue Mary Lee de Estados Unidos.

Finalmente, utilizando las metodologías de Santivañez y Tocas (2021) y Sonny et al. (2012) se estimó el Original Gas In-Place (OGIP) y el factor de recobro (FR) de los dos yacimientos (Mary Lee y Los Cuervos). El análisis prospectivo de producción del yacimiento “Los Cuervos” fue abordado a través del planteamiento de tres escenarios: tendencial, transición con seguridad energética y transición energética acelerada.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Zuly Himelda Calderón Carrillo. PhD. En Ingeniería Química.

Abstract

Title: Prospective analysis of gas production associated with coal seams - Colombia, 2050*

Author: Laura Viviana Rojas Dulcey**

Key Words: Coalbed methane, reservoir, coal seams, production, methane.

Description:

Gas reservoirs associated with coal seams are those whose source and storage rock is coal. Carrying out a prospective analysis of the gas reservoir production in Colombia by 2050 is essential due to the need to increase Colombian reserves in the long term. In this research work, we studied the variables that impact the production in this type of reservoirs in the United States, Canada, Australia and India. Using MICMAC methodology, we determined the most relevant variables in the gas production. These variables were used to make correlation between the international gas reservoirs and the Colombian "Los Cuervos". It was determined that the US Mary Lee gas reservoir has the highest degree of similarity to the Colombian case.

Finally, using the methodologies of Santivañez and Tocas (2021) and Sonny et al. (2012) the Original Gas In-Place (OGIP) and the recovery factor (FR) of the two deposits (Mary Lee and Los Cuervos) were estimated. The prospective analysis of production of the "Los Cuervos" field was approached through the approach of three scenarios: trend, transition with energy security and accelerated energy transition.

* Degree Work

** Faculty of Physicochemical Engineering, Petroleum Engineering School. Director: Zuly Himelda Calderón Carrillo. PhD. In Chemical Engineering.

Introducción

De acuerdo con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en Colombia actualmente se disponen 8 años de reservas probadas de gas con 3.16 giga pies cúbicos (Gpc) (ANH, 2022), teniendo en cuenta que en las últimas décadas no se han presentado grandes descubrimientos de yacimientos gasíferos y que sus campos productores ya son maduros y se encuentran depletados, Colombia requiere con urgencia incrementar su exploración y explotación de nuevos yacimientos gasíferos, ya que este representa un papel fundamental en la inminente transición energética como el combustible fósil menos contaminante.

El *Coalbed Methane* (CBM) es el gas que se produce en la matriz del carbón y se almacena absorbido dentro de ella y/o adsorbido en su superficie. Colombia cuenta con la segunda reserva de carbón más grande de Sur América y la ANH ha adelantado algunos estudios en diferentes regiones del país que permiten estimar entre 52 y 102 tera de pies cúbicos (Tpc) de gas CBM, como recursos potenciales en sus yacimientos de gas asociados a mantos de carbón, lo cual convierte a estos yacimientos en una opción aún más atractiva. Adicionalmente, su desarrollo brinda tres beneficios importantes: seguridad para los trabajadores de las minas de carbón, reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y recursos energéticos adicionales, que contribuyen con la seguridad energética del país.

En este proyecto de investigación se analiza la producción de yacimientos asociados a mantos de carbón internacionales, se describirán sus propiedades petrofísicas y de los fluidos, así como las características geológicas y sus datos de producción para posteriormente, correlacionarlos con el único proyecto piloto de producción de gas CBM en Colombia, con el fin de evaluar su producción prospectiva al año 2 050 por medio del planteamiento de tres

escenarios de producción: tendencial, transición con seguridad energética y transición energética acelerada.

Como resultado se encontró que el yacimiento / manto de carbón Mary Lee de Estados Unidos es análogo al yacimiento colombiano localizado en la formación Los Cuervos. Adicionalmente, por medio de la caracterización del yacimiento colombiano, se obtuvo un estimado del *OGIP* de 3.9 Tpc, calculado a través de metodologías encontradas en la literatura. Finalmente, se propone una metodología sencilla para aproximar el perfil de producción del yacimiento de gas CBM colombiano y el de uno de sus pozos, mediante analogías del yacimiento de gas CBM Mary Lee.

1 Objetivos

1.1 Objetivo General

Realizar un análisis prospectivo de la producción de gas asociado a mantos de carbón en Colombia al 2050.

1.2 Objetivos Específicos

- Definir las características generales de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón.
- Describir la producción de casos de estudio nacionales e internacionales de yacimientos asociados a mantos de carbón.
- Analizar la producción de yacimientos de gas asociados a mantos de carbón a nivel mundial similares a yacimientos colombianos y definir las variables que impactan dicha producción.
- Plantear escenarios de producción de gas asociados a mantos de carbón en Colombia al año 2050, teniendo en cuenta la información de casos nacionales e internacionales.

2 Características generales de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón

Para caracterizar un yacimiento de gas asociado a mantos de carbón es necesario conocer cómo se genera la producción de gas desde el proceso de formación del carbón. Así mismo, comprender como son estos yacimientos mediante la evaluación de sus propiedades. Por otra parte, se debe tener en cuenta que, para estudiar el comportamiento de producción, es necesario analizar el almacenamiento del gas, dentro de los poros y fracturas del carbón.

2.1 Proceso de formación del carbón

El carbón es un combustible de origen orgánico, que es formado a partir de múltiples procesos generados por la descomposición de restos vegetales como cortezas, hojas, troncos, etc. El proceso de formación del carbón recibe el nombre de carbonificación, y se desarrolla por medio de dos etapas: la diagénesis y el metamorfismo, como se evidencia en la Figura 1.

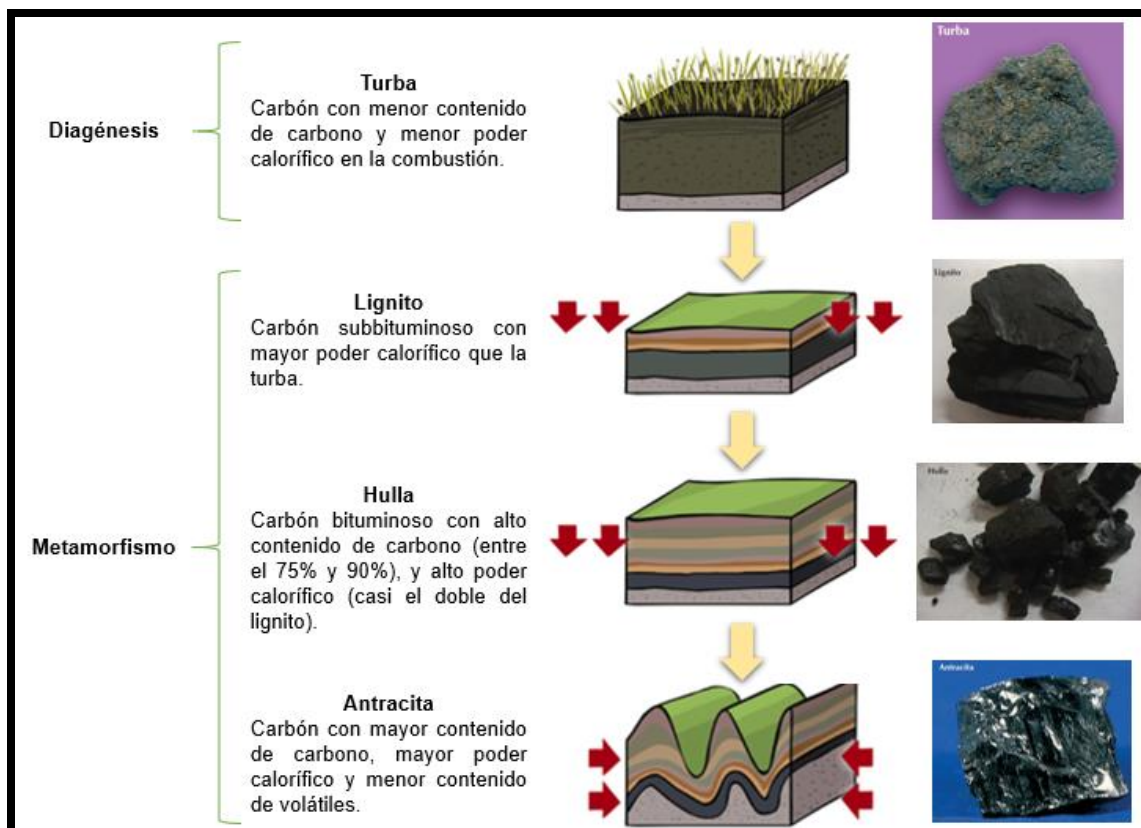
En la diagénesis, la materia orgánica producto de los restos vegetales sedimentados en lugares cercanos a pantanos, humedales o sitios con aguas ácidas, y con poca profundidad, es atacada por bacterias aeróbicas provocando una descomposición parcial, la cual finaliza una vez estas bacterias consumen todo el oxígeno presente. Justo en este instante, se inicia una descomposición de la materia orgánica por acción de bacterias anaeróbicas, en este proceso se producen ácidos húmicos que acidifican el medio hasta provocar la desaparición de las bacterias, y es allí donde se forma la turba (Altamirano, 2008).

En el metamorfismo se desarrolla de forma óptima la carbonización, proceso en el cual la materia orgánica aumenta sus niveles de carbono y su rango, por medio de un incremento en la

temperatura y la presión del medio. Por tanto, sobre la turba se va acumulando materia orgánica, que con el paso del tiempo genera más turba permitiendo aumentar la temperatura y la presión en las capas inferiores, liberando gases, sustancias volátiles y aceites que enriquecen cada vez más en carbono; de esta forma se atribuye a la evolución de la turba en lignito, hulla y antracita (Altamirano, 2008). Del mismo modo, el rango de los mantos de carbón aumenta generalmente de carbones sub-bituminosos, bituminosos alto volátil, semi antracita y antracita.

Figura 1.

Proceso de formación del carbón



Nota: En el gráfico se puede apreciar detalladamente el proceso de formación y evolución del carbón. Modificado de *Estudio de las propiedades para la caracterización de yacimientos de gas asociado a mantos de carbón* (p. 25), por Ospino, J. A. N., 2016.

Por otra parte, los mantos de carbón están conformados por algunos minerales inorgánicos y macerales o compuestos vegetales. Los macerales se clasifican en vitrinita, liptinita e inertinita. La vitrinita hace referencia a la materia orgánica proveniente de plantas leñosas como troncos, ramas, raíces y brotes; en los macerales liptiníticos se encuentran las partes más resistentes de la planta como resinas, polen, esporas y ceras; y en los macerales inertiníticos se establece todo material vegetal alterado y con menor estructura, por ello, son los macerales con mayor contenido de carbono, producto de los procesos de oxidación ocasionados durante la sedimentación. Conocer los macerales es muy importante puesto que evidencian la composición básica de los mantos de carbón, permitiendo a ingenieros de yacimientos y geólogos determinar el potencial del yacimiento de gas asociado a mantos de carbón (Anderson J. et al., 2003).

2.2 Coalbed Methane (CBM)

El metano de mantos de carbón (CBM) es un gas subproducto natural del proceso de carbonificación, este gas se diferencia del gas natural de un yacimiento convencional en que, se genera y almacena dentro de los mantos de carbón. Por lo tanto, es un recurso atractivo que se puede producir a partir del carbón, que es el combustible más abundante en el mundo (Ham y Kantzas, 2008).

El CBM consiste principalmente en metano (CH_4), pero puede haber algunas cantidades menores de dióxido de carbono, nitrógeno, vapor de agua e hidrocarburos más pesados como propano y etano. Adicionalmente, el CBM se considera dulce, ya que no contiene sulfuro de hidrógeno (H_2S) (Ham y Kantzas, 2008).

La principal característica del CBM es que se adsorbe en la superficie molecular del carbón y se almacena en los microporos. Aunque el volumen de los poros del carbón es pequeño (<10% de su volumen), los microporos del carbón tienen una inmensa capacidad de almacenamiento de metano. Por tanto, el carbón se puede comparar con una esponja, ya que puede almacenar seis veces el volumen de gas natural que se encuentra en los yacimientos convencionales (Ham y Kantzas, 2008). Así mismo, se estima que el poder calorífico del gas es menor que 1000 Btu/scf, debido a que el contenido de CO₂ no tiene poder calorífico (Correa, 2009).

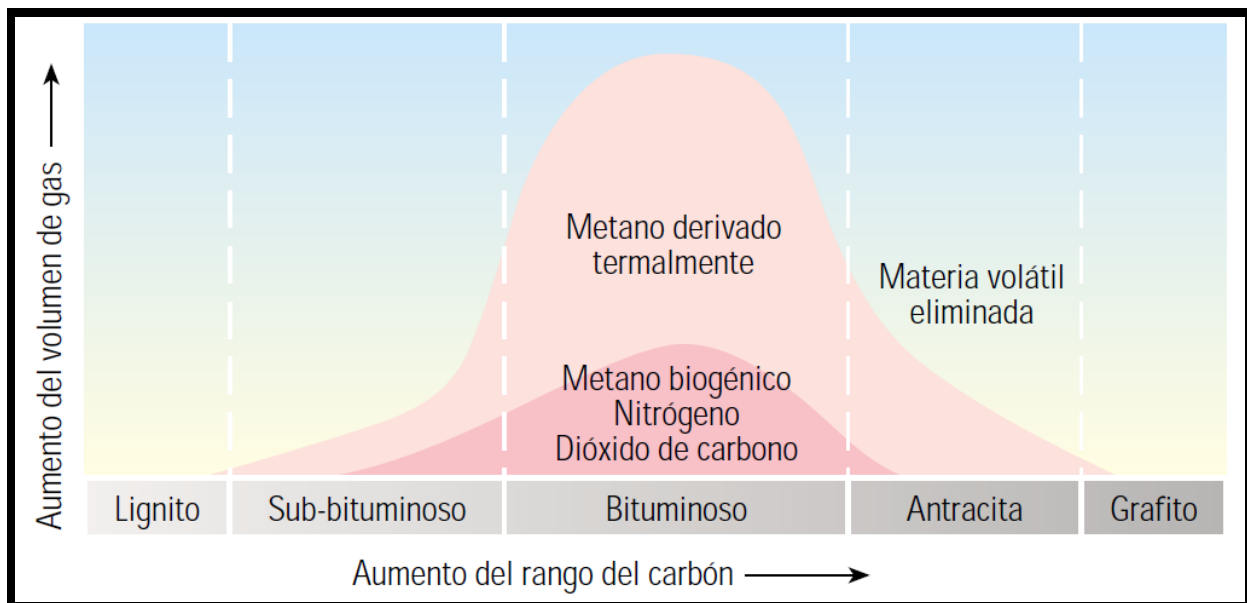
La producción del metano de los mantos de carbón se puede realizar por varios tipos como el metano capturado en las minas de carbón operativas (CMM), el metano capturado a través de los sistemas de ventilación de las minas de carbón, el metano restante después del cierre o abandono de las minas de carbón (MMA), el metano producido a partir de carbón no extraído utilizando pozos en superficie (VCBM), y el metano producido directamente desde yacimiento/manto de carbón que se encuentran bajo la superficie terrestre (Ham y Kantzas, 2008). En este proyecto de investigación, se enfocará en la producción de CBM desde el yacimiento/manto de carbón.

La producción de gas se da a partir de las etapas iniciales de la formación del carbón, en el proceso de transformación de turba a lignito, la acción bacteriana en conjunto con condiciones de baja temperatura (122 °F) y presión, permiten la generación de metano biogénico. Una vez evoluciona el proceso de formación del carbón, con el aumento de temperatura y mayor profundidad, se produce metano termogénico, en esta etapa, el carbón alcanza un rango bituminoso caracterizado por un incremento de volátiles e hidrocarburos in situ. Cuando el yacimiento/manto de carbón alcanza una temperatura de aproximadamente 300 °F y cuenta con

una gran profundidad, se origina la máxima producción de metano, por tanto, el contenido de gas es proporcional a la profundidad, presión, temperatura y rango (Figura 2) presente en ellos (Warlick, 2006).

Figura 2.

Generación de gas según el rango del carbón



Tomada de *Producción de gas natural a partir del carbón* (p. 6), por Anderson, J. et al., 2003.

2.3 Propiedades de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón

La evaluación de las propiedades de un yacimiento de gas asociado a mantos de carbón es de vital importancia ya que estas permiten efectuar estudios de exploración y explotación de gas; así mismo, es posible explicar el proceso de generación, migración y cinética de los hidrocarburos presentes en él (Corona-Esquivel et al., 2006).

2.3.1 Porosidad de los mantos de carbón

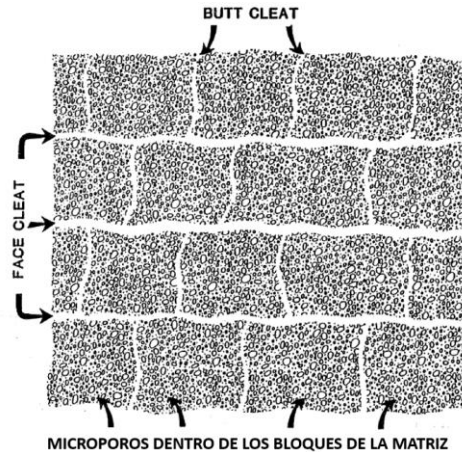
La porosidad del carbón es el porcentaje de volumen de poros o espacio poroso en el cual es posible almacenar fluidos como gas, agua o ambos. La porosidad en los yacimientos CBM es compleja de analizar puesto que suelen ser naturalmente fracturados y con dos tipos de porosidad diferente: porosidad primaria y porosidad secundaria (Paéz y Sánchez, 2012), como se evidencia en la Figura 3.

2.3.1.1 Porosidad primaria. La porosidad primaria está conformada por todos aquellos microporos o poros extremadamente pequeños presentes en la matriz del manto de carbón. Los microporos representan una extensa superficie interna sobre la cual se puede absorber gran cantidad de gas; así mismo son de baja permeabilidad, lo cual se hace impermeable al gas e inaccesible al agua. Sin embargo, el gas desorbido o expulsado del carbón puede fluir a través de los poros por medio de un proceso de difusión (Ortega, 2006).

2.3.1.2 Porosidad secundaria. La porosidad secundaria está conformada por todas las fracturas naturales, grietas y fisuras, o macroporos propios de los mantos de carbón. Los macroporos también conocidos como *cleats*, son los responsables de la permeabilidad al flujo de fluidos, ya que actúan como conductos hacia los pozos productores. Por otra parte, existen los *face cleat* que se encuentran a lo largo de todo el yacimiento y tienen la capacidad de drenar grandes áreas; y los *butt cleat* que presentan una capacidad de drenaje limitada, puesto que el área de contacto es mucho más pequeña (Ortega, 2006).

Figura 3.

Esquema de la porosidad en la matriz de un carbón



Nota: El grafico permite percibir la porosidad primaria con los microporos y la porosidad secundaria con los *cleats*. Modificado de *Pressure Transient Analysis of Coal Seams in the Presence of Multi-Mechanistic Flow and Sorption Phenomena* (p. 8) por Ertekin y Sung, 1989.

2.3.2 Permeabilidad

La permeabilidad del carbón tiende a ser muy baja, a pesar de ello en los yacimientos de carbón esta aumenta debido a la presencia de redes de fracturas o *cleats*, producto del proceso de carbonización, que desarrolla fracturas verticales o diaclasas (Anderson J. et al., 2003). Desde el proceso de formación del carbón la permeabilidad inicia su evolución, puesto que esta tiene una relación directa con el tipo de carbón; además, factores como la presión y la temperatura presentes durante la etapa del metamorfismo, producen un flujo plástico que suele reducir la formación de los *cleats*; aunque la dilatación de roca ocasionada por la producción de gas y la expulsión de agua compensan la reducción de la permeabilidad y ayuda a la creación de un alto volumen de fracturas (Parra, 2017).

La permeabilidad en los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón disminuye particularmente por la magnitud del esfuerzo neto de sobrecarga y por los efectos de adsorción y desorción del gas en la matriz. El efecto *shrinkage* distintivo de estos yacimientos, consiste en una reducción del volumen de la roca, una vez el gas se desorbe de ella, genera dos efectos que compiten entre sí: el cierre de los poros causado por la compresibilidad del medio y la dilatación ocasionada por la expansión de la roca (Parra, 2017).

2.3.3 Densidad del carbón

La densidad del carbón tiene una relación directa con su composición debido a que la materia mineral componente del carbón tiene una densidad considerablemente mayor que la materia orgánica del mismo y por lo ello su densidad se asociará directamente con el contenido de materia mineral. De igual modo, se debe tener en cuenta el contenido de humedad, ya que varía inversamente con el tipo de carbón; es decir, carbones bituminosos como la antracita presentan bajo contenido de humedad (aproximadamente <10%), mientras que carbones sub-bituminosos como la turba presentan altos contenidos de humedad (>25%), afectando esencialmente su densidad (Ortega, 2006).

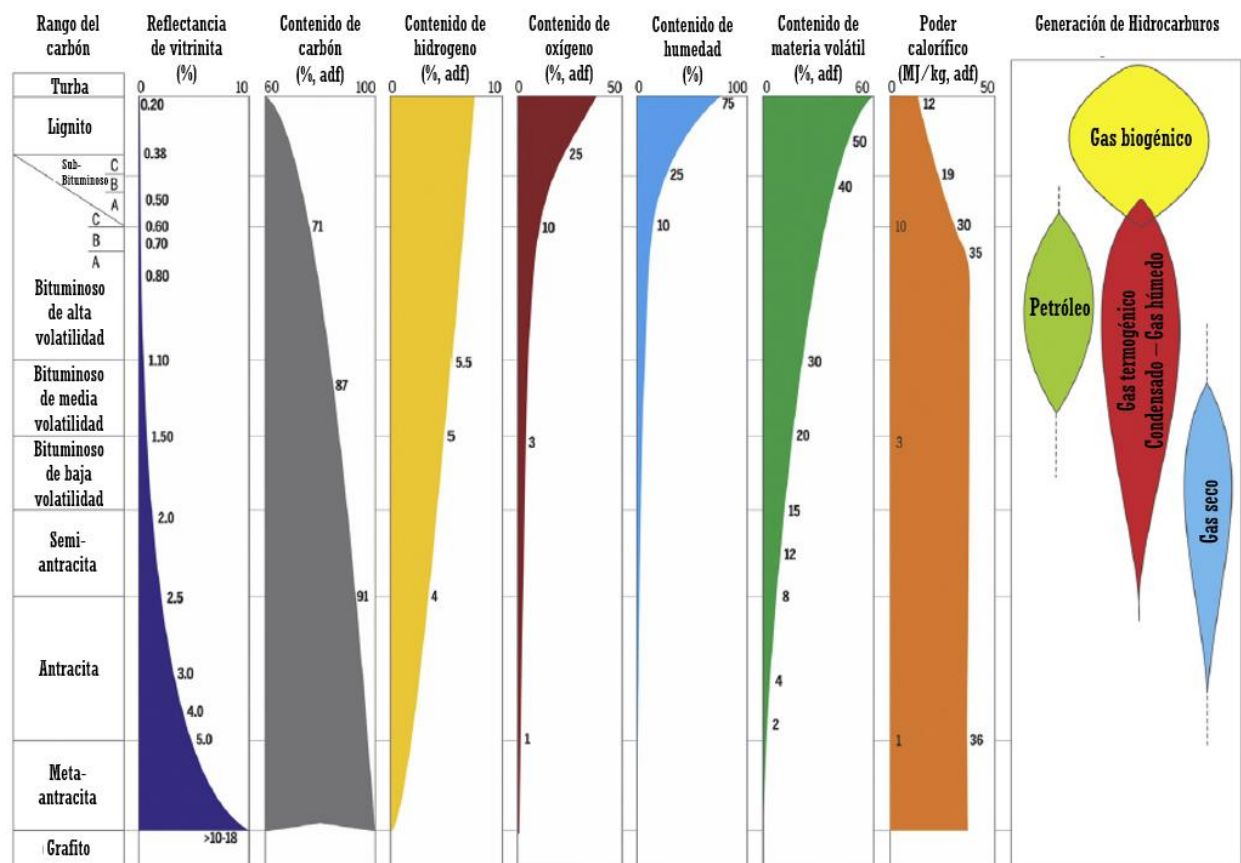
2.3.4 Reflectancia de la vitrinita

La reflectancia de la vitrinita (R_o) es uno de los análisis de macérales que indica el rango y calidad del carbón, por ello permite discernir la capacidad para la generación y el almacenamiento del gas metano en el carbón evaluado ya que, cada maceral o componente

orgánico del carbón almacena diferentes volúmenes de gas, es decir, con este método analítico es posible calificar la maduración del carbón (Figura 4). Este análisis consiste en cuantificar la intensidad o porcentaje de luz reflejada sobre una superficie pulida del maceral vitrinita (Mariño y Mojica, 2014).

Figura 4.

Variación en parámetros según el rango del carbón



Nota: El término "daf" hace referencia a "dry ash-free" o a una base "sin cenizas secas". Modificado de *Coalbed Methane: Reserves, Production, and Future Outlook* (p. 2) por Maria Mastalerz & Agnieszka Drobniak, 2020.

La generación del gas termogénico inicia con el rango de carbón bituminoso de alta volatilidad con valores de la reflectancia de vitrinita entre 0.6 y 0.8%. La producción de metano termogénico alcanza su máximo cuando $R_o \sim 1.2\%$, luego se vuelve insignificante cuando $R_o \sim 3\%$ debido a que el depósito de hidrogeno orgánico se ha agotado en gran medida dentro del carbón, y el carbono orgánico restante está presente en gran parte de las estructuras aromáticas condensadas. Por lo anterior, se espera que el carbón de mayor rango haya generado mayor CBM termogénico, lo que representa mayor contenido de CBM si el gas no se ha perdido o migrado (Mastalerz y Drobniak, 2020).

2.3.5 Contenido de gas

Al encontrar un manto de carbón con potencial de ser un yacimiento CBM, uno de los parámetros más importantes a evaluar es el contenido de gas in situ inicial (OGIP) para ello se cuenta con una correlación básica:

$$G = 1359.7Ah\rho_b G_c \quad \text{Ec. 1}$$

Donde:

G : Gas in situ inicial [scf]

A : Área de drenaje [acres]

h : Espesor del manto [pies]

ρ_b : Densidad aparente promedio del carbón [g/cm^3]

G_c : Contenido de gas promedio [scf/ton]

Datos como el espesor del manto y la densidad promedio del carbón son posibles de obtener por medio de registros de pozos convencionales, a diferencia del contenido de gas promedio (G_c) que se determina por medio de los métodos directo e indirecto (Ortega, 2006).

El método directo permite evaluar el contenido de gas por medio de una muestra del manto de carbón la cual es extraída en un recipiente hermético de desorción, posteriormente se procede a medir el volumen de gas que es desorbido de la muestra en función del tiempo a presión y temperatura ambiente; no obstante, el contenido de gas promedio es igual a la suma del gas desorbido, gas residual y el gas perdido durante el proceso de extracción de la muestra. Para determinar el gas residual o el gas que permanece absorbido, en la etapa final de esta prueba se destruye la muestra y se mide la cantidad de gas liberado, mientras que evaluar el gas perdido es más complejo, ya que en mantos con altas presiones el volumen de gas puede exceder el 50% del contenido total del gas en la muestra, por ello se suelen utilizar tres técnicas para determinarlo: método USBM (*United States Bureau of Mines*), la aproximación de Smith y Willians y la técnica de Seidle (Ortega, 2006).

El método indirecto deduce el contenido de gas empleando una isoterma de sorción y datos de presión. La isoterma de sorción es la encargada de especificar la capacidad de almacenamiento de gas en una muestra de carbón en función de la presión, a temperatura constante. Por medio de los datos suministrados por la isoterma de sorción es posible pronosticar el volumen de gas que se desorberá del manto a medida que el yacimiento es depletado. Por ello, es fundamental que la determinación del contenido de gas como los datos obtenidos por la isoterma sean precisos, ya que con ellos se realiza el perfil de producción y se calculan las reservas recuperables del manto (Ortega, 2006).

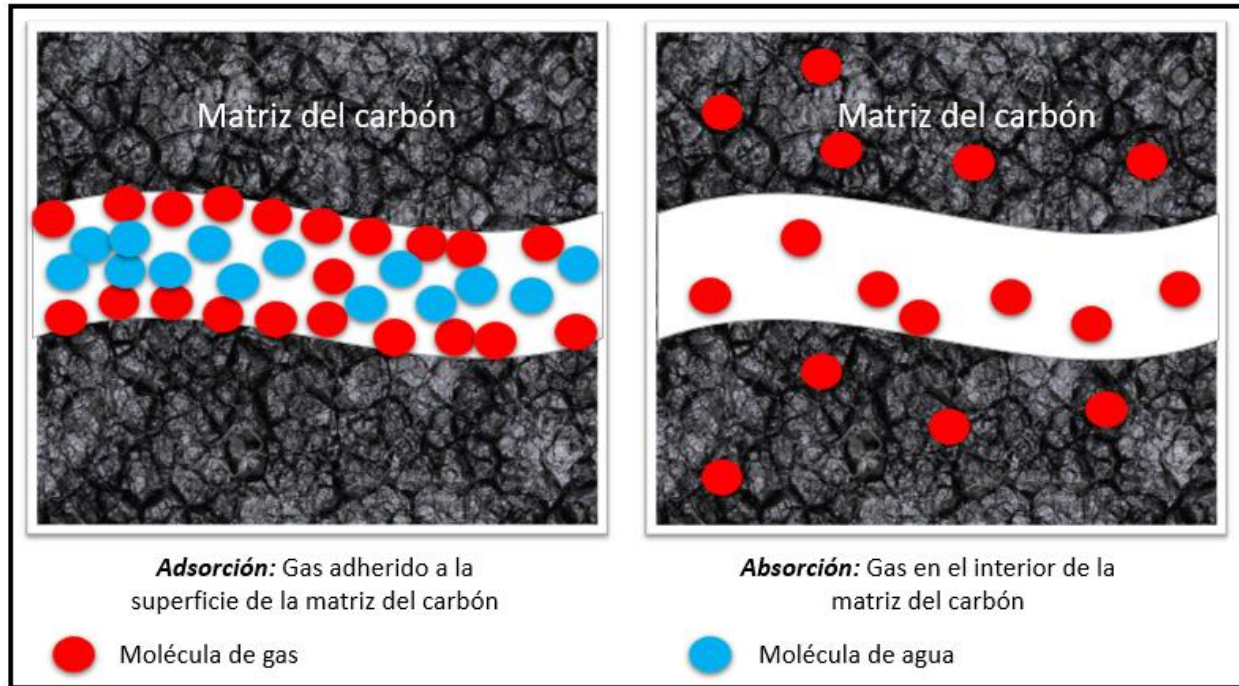
2.4 Almacenamiento del gas en los mantos de carbón

El gas generado en los mantos de carbón es almacenado por medio de la capacidad de sorción, la cual consiste en un proceso donde un componente se mueve de una fase para acumularse en otra, en este proceso se incluye la adsorción y la absorción (Leiva et al., 2012), visualizadas en la Figura 5. El principal mecanismo de almacenamiento del metano es la adsorción, fenómeno físico encargado de generar unas fuerzas eléctricas débiles las cuales permiten la unión de las moléculas del gas con las moléculas orgánicas sólidas del manto de carbón (Anderson J. et al., 2003). Debido a estas fuerzas la densidad de los fluidos cercanos a la matriz del carbón se aumenta, incrementando así la densidad del fluido adsorbido. Así mismo, este fenómeno físico puede representar más del 90% del gas in place (Paéz y Sánchez, 2012).

Por otra parte, una cantidad considerable de gas se encuentra almacenado por absorción, es decir, se localiza en el interior de la matriz del carbón, y se encuentra comprimido por una capa mono-molecular en estado semilíquido. El gas restante suele ser almacenado como gas libre o disuelto en agua presente en el sistema natural de fracturas (Fuquen y Valest, 2015).

Figura 5.

Almacenamiento del gas en los mantos de carbón



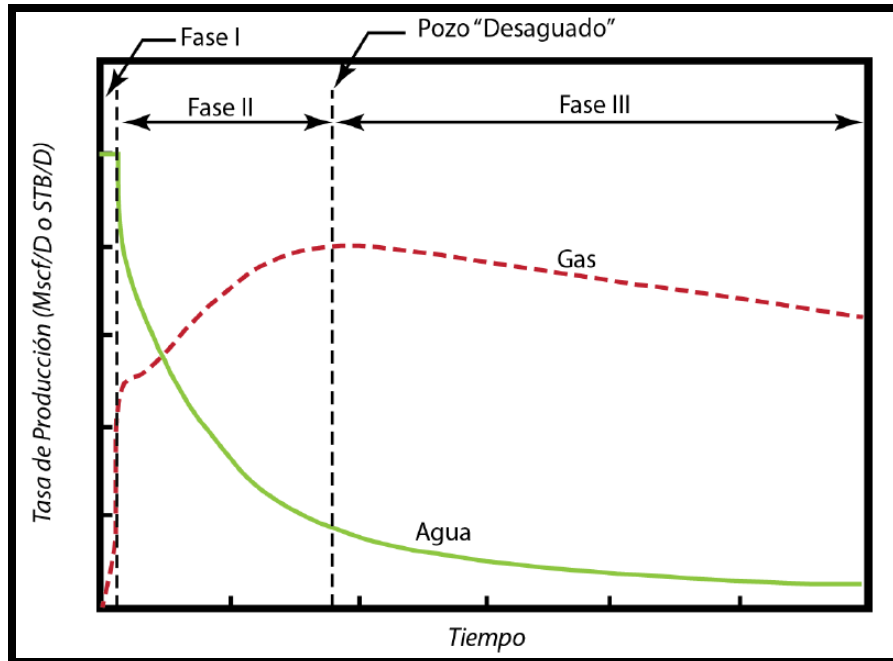
Nota: En el gráfico se puede apreciar claramente la diferencia del gas almacenado por adsorción y por absorción. Modificado de *Análisis de factibilidad para la explotación de gas asociado a mantos de carbón en Colombia* (p. 62) por Paéz y Sánchez, 2012.

La cantidad de gas almacenada en los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón depende especialmente de factores como el contenido de humedad, la presión del manto y el rango de carbón (Paéz y Sánchez, 2012). Debido a que en estos yacimientos es común tener presencia de fluidos en dos fases, gas y líquido, el sistema de almacenamiento de estas fases se organiza así: la mayor parte del gas se encuentra almacenado en los microporos del carbón, mientras que la mayor cantidad de agua está atrapada en las fracturas o *cleats* (Ordóñez et al., 2017).

2.5 Proceso de producción de gas en CBM

Figura 6.

Perfil del proceso de producción de gas asociado a mantos de carbón

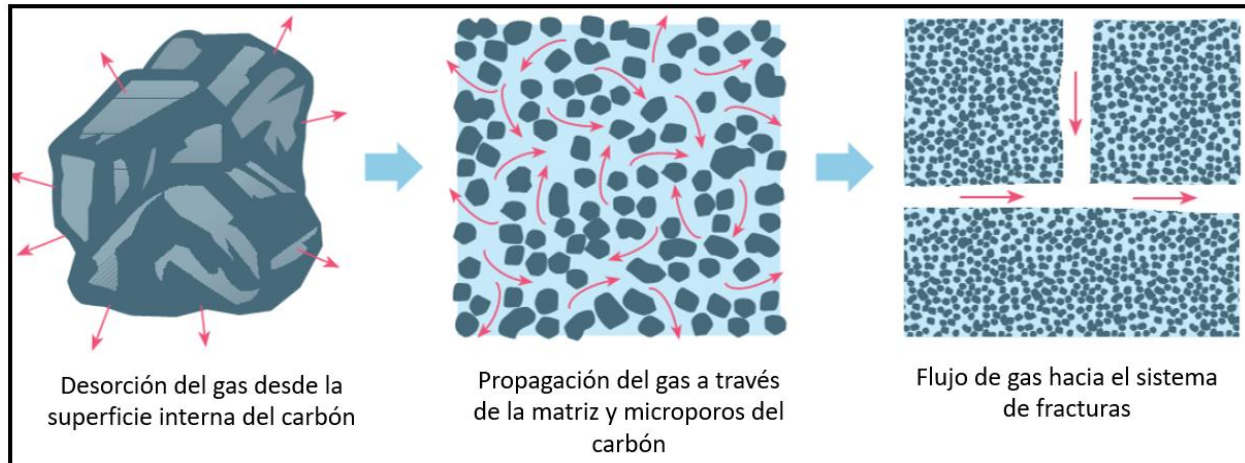


Tomada de *Yacimiento de gas asociado a mantos de carbón bajo diferentes configuraciones de pozo* (p. 67) por Amaya, A. R. F, 2011.

En la Figura 6 se expone el típico perfil de producción de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón se lleva a cabo por medio de tres fases, en la primera fase se presenta una alta producción de agua e inicia el proceso de desorción del gas, en la segunda fase se continua el proceso de desorción y se aprecian cambios dinámicos en el comportamiento del flujo de los fluidos, finalmente, en la tercera fase, el flujo de fluidos se encuentra en estado pseudo - estacionario ya que presión del yacimiento declina de forma constante durante toda la fase.

Figura 7.

Proceso de desorción del gas hasta el sistema de fracturas



Modificado de *Evaluación del contenido de gas metano asociado al carbón en la Zona Carbonífera de Boyacá, área Umbita-Laguna de Tota en la formación Guaduas (K2E1g)* (p. 34) por Fuquen y Valest, 2015.

Antes de iniciar la primera fase de producción, los *cleats* están saturados completamente de agua, y debe ser extraída para proporcionar la desorción del gas, este proceso es conocido como desagüe o deshidratación, e inicia en la primera fase y continua en menor proporción en la segunda fase. En la primera fase de producción, se efectúa una caída en la presión de fondo fluyendo que genera una producción en un 100% de agua. El desagüe aumenta la permeabilidad al gas dentro de los *cleats*, y permite que el gas presente en la matriz se desorba, propagándose a través de la matriz y desplazándose hacia el sistema de fracturas (Figura 7), lo que se traduce en el inicio de producción de pequeñas cantidades de gas (Anderson J. et al., 2003). Luego, debido a la gran cantidad de agua producida, la presión del pozo disminuye a niveles críticos, y el gas in situ será desorbido del manto por medio de dos fases más (Ospino, 2016). En la segunda fase se presentan cambios de flujo en el yacimiento, puesto que la permeabilidad relativa del gas

aumenta mientras que la permeabilidad relativa del agua disminuye, debido a que la presión del yacimiento disminuye por debajo de la presión de desorción del gas, empieza su circulación por medio de los *cleats* (Amaya, 2011).

Justo para iniciar la tercera fase, el pozo se encuentra desaguado, es decir, la producción de agua es mínima, la permeabilidad del gas finalmente se estabiliza ocasionando pocos cambios en las permeabilidades relativas del gas y del agua, y la producción de gas ha alcanzado su punto máximo. En la tercera fase la producción de gas y agua se declinan lentamente, manteniéndose el gas como el fluido de producción dominante (Amaya, 2011).

2.6 Composición del gas

Durante los cambios que presentan los mantos de carbón en el proceso de carbonificación el gas producido se compone de diferentes gases, los mayores productos son el metano, el dióxido de carbono, el nitrógeno y agua, con el metano generado de forma biogénica y termogénica; sin embargo, también se generan pequeñas cantidades de etano e hidrocarburos más pesados (Vásquez, H., 1997). Para evaluar el porcentaje de cada uno de ellos en la producción de gas, existen diferentes métodos, los principales son: indicadores de humedad del gas, contenido de dióxido de carbono e indicadores de sequedad (Scott, 1993).

La principal causa que genera la mayor producción de metano consiste en que el etano y los hidrocarburos más pesados son adsorbidos con mayor fuerza que el metano, como resultado, al generarse la desorción estos no pueden desprenderse fácilmente como lo realiza el metano (Amaya, 2011).

A continuación, en la Tabla 1 se muestra el resumen de este capítulo.

Tabla 1.*Características generales de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón*

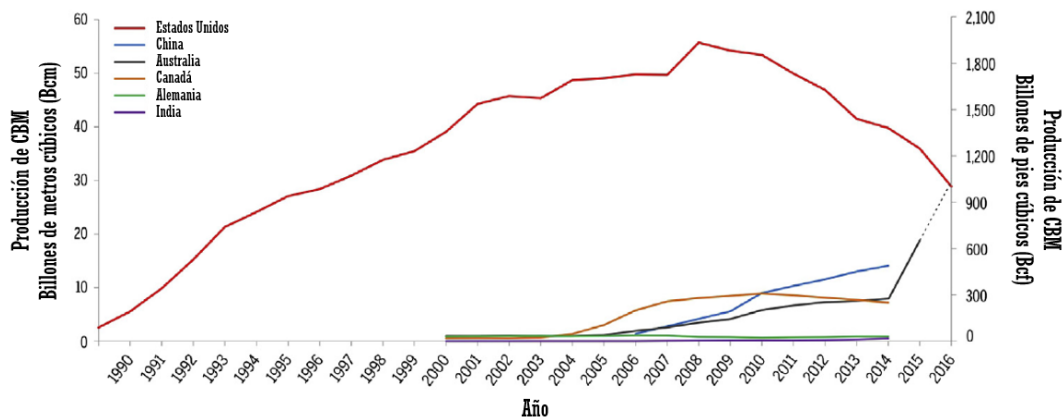
Características generales de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón (CBM)			
Parámetro	Criterio	Descripción	
Producción de gas durante el proceso de formación del carbón	Metano biogénico	Evolución de turba a lignito Baja presión y temperatura	
	Metano termogénico	Carbones bituminosos Alta presión y temperatura	
Propiedades de los yacimientos asociados a mantos de carbón	Porosidad	Primaria: Microporos en la matriz Secundaria: Fracturas naturales Face cleat: Presentes a lo largo del yacimiento	
	Permeabilidad	Butt cleat: Pequeña área de contacto	
	Densidad del carbón	Alta: Gran contenido de minerales Baja: Poco contenido de minerales	
	Poder calorífico del gas de producción	1000 BTU/scf	
	Reflectancia de vitrinita	0,6% - 0,8%	
	Almacenamiento del gas	Adsorción	Gas en la superficie del carbón
		Absorción	Gas en la matriz del carbón
Sistema de fracturas		Gas libre o disuelto en agua	
Proceso de producción	Fase 1	Alta producción de agua Inicio desorción	
	Fase 2	Continuación del proceso de desorción Variación en los fluidos de producción	
	Fase 3	Fluidos de producción en estado pseudo - estacionario	
Composición del gas	Metano (CH ₄)	En 80 – 90%	
	CO ₂ , N ₂ , H ₂ O, C ₂ H ₆ , C ₇ +	En 20 – 10%	

3 Producción de gas metano en casos de estudio nacionales e internacionales de yacimientos asociados a mantos de carbón

A nivel mundial hay gran variedad de cuencas con potencial de CBM, por tanto, se tiene un estimado de aproximadamente 4 000 a 7 011 tera de pies cúbicos (Tpc) en recursos, y de ellos 1 060 a 1 500 Tpc son recursos extraíbles (Mastalerz y Drobniak, 2020), en la Figura 8 se presentan los perfiles de producción de CBM en los países con mayores recursos, mientras que en la Figura 9 se expone el panorama mundial de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón. Teniendo en cuenta lo anterior, en este capítulo se describirá la producción y las principales características de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón nacionales y de los países con mayor cantidad de recursos y exploración en CBM como Estados Unidos, Canadá, Australia e India.

Figura 8.

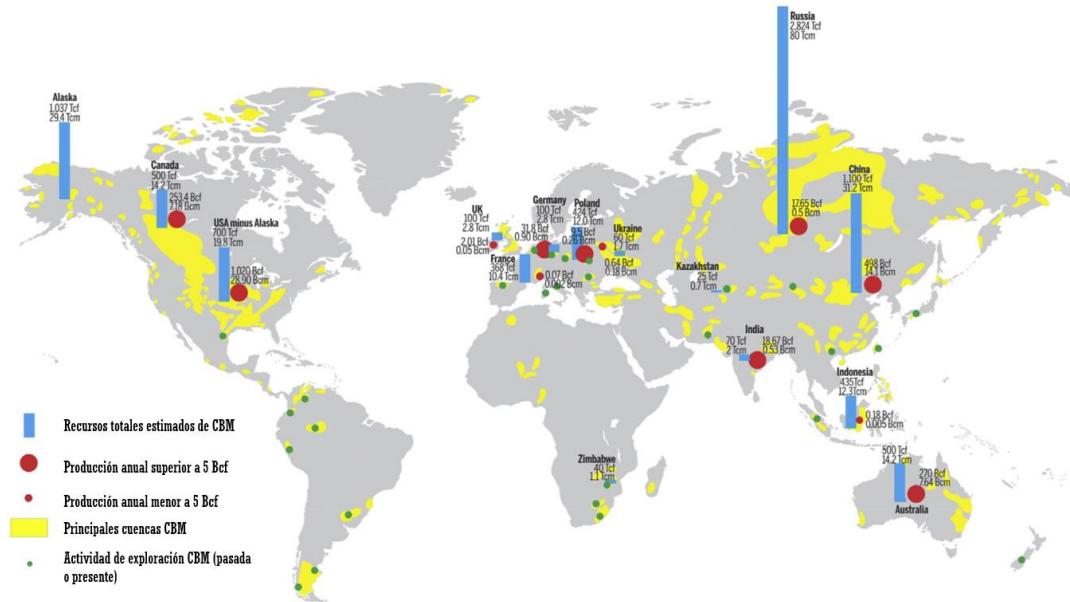
Perfil de producción de CBM en los países con mayores recursos



Nota: En el gráfico se presenta la producción aproximada de CBM de los principales países productores. Modificado de *Coalbed Methane: Reserves, Production, and Future Outlook* (p. 6) por Maria Mastalerz & Agnieszka Drobniak, 2020.

Figura 9.

Panorama mundial de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón (CBM)



Nota: En el gráfico se evidencian las actividades de exploración, producción y recursos de CBM a nivel mundial; adicionalmente, los recursos totales estimados se evalúan en trillones de pies cúbicos (Tcf) y trillones de metros cúbicos (Tcm), de la misma forma, los datos de producción son presentados en billones de pies cúbicos (Bcf) y billones de metros cúbicos (Bcm). Modificado de *Coalbed Methane: Reserves, Production, and Future Outlook* (p. 4) por Maria Mastalerz & Agnieszka Drobnik, 2020.

3.1 Colombia

A partir de 1 990 cuando en Colombia se presentaron frecuentes apagones y racionamientos de energía, se planteó la posibilidad de obtener mayor cantidad de fuentes energía provenientes de la industria petrolera. Por tanto, Ecopetrol en 1 992 evaluó la región cundiboyacense para estimar su potencial en CBM obteniendo importantes zonas prospectivas; de modo que, en 1 993 se decidió llevar a cabo un estudio de exploración para la producción de yacimientos de gas asociados a mantos de carbón en los departamentos de la Guajira y el Cesar

por parte de GeoMet y CoEnergy, compañías norteamericanas con experiencia y conocimiento en este tipo de yacimientos en Estados Unidos (Mariño, 2015).

Por lo anterior, para 1994 en la zona norte del Cerrejón se perforaron tres pozos debido a que es una de las zonas más extensas con mantos de carbón en Colombia, evidenciando propiedades ideales para la explotación y producción de gas lo cual incentivó el aumento de la perforación de más pozos. Geomet decidió continuar la exploración implementando modelos de yacimientos exitosos en Estados Unidos, y aunque los recursos encontrados fueron buenos de 200 a 300 ft³/ton, el proyecto no prosperó por la dificultad que se generó al drenar el agua asociada a estos mantos de carbón, para así disminuir su presión hidrostática y permitir la desorción del gas. En consecuencia, Geomet concluyó que los mantos hallados contaban con buenas características para la generación de metano, pero ingenierilmente la producción era muy compleja debido a las condiciones físicas del subsuelo como la baja permeabilidad, las múltiples fracturas, los daños en la formación y las altas presiones (Mariño, 2015).

En el 2000, el reporte de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) estableció que aproximadamente un 30% de las reservas totales de carbón en toda Latinoamérica estaba en Colombia, puesto que se contaba con doce zonas carboníferas que brindan gran potencial de producción de gas CBM. Durante el 2001, por medio de estudios del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) se evaluó la región de Cúcuta en búsqueda de mantos de carbón prospectos a producción de gas (Mariño, 2015).

En mayo de 2008, el Ministerio de Minas y Energía junto con la Dirección Nacional de Planeación hicieron público el documento CONPES 3517, en el cual se establecen los "Lineamientos de política para la asignación de los derechos de exploración y explotación de gas metano en depósitos de carbón", donde se presenta la importancia del CBM y del mismo modo,

un gran reto administrativo ya que tanto el carbón como el CBM, dos recursos que se encuentran en el mismo lugar, fueron asignados a dos entidades diferentes, el carbón es administrado por la Agencia Nacional Minera mientras que el CBM es administrado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Por lo anterior, el desarrollo de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón ha sido muy lento, ya que esto ha generado conflictos en compañías como Drummond y Cerrejón debido a que se asignaron derechos de exploración de CBM a Drummond en la misma área donde a Cerrejón se le concedieron derechos de explotación de carbón (Mariño, 2015).

Debido al aumento en el consumo interno del gas natural y a sus exportaciones, el Gobierno de Colombia hizo público un decreto en 2 011 donde se describe un plan cuyo objetivo es aumentar la producción nacional de gas natural incluyendo yacimientos asociados a mantos de carbón y gas shale. En esa misma línea, en diciembre de 2 012 la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) finalizó una ronda de licitación de 115 bloques, de los cuales se esperaba que alrededor del 30% contaran con gas metano CBM o gas sale, por tanto, para atraer mayores inversiones a estos bloques, el gobierno decretó un descuento del 40% sobre las regalías (Trujillo et al., 2014).

Actualmente, los potenciales recursos de CBM en Colombia varían entre 52 y 102 Tpc de gas in situ, además se han adelantado varios estudios de exploración en las seis principales zonas productoras de carbón: La Guajira, Cesar, Norte de Santander, Córdoba, Cundinamarca y Boyacá (Cortes et al., 2022), ilustradas en la Figura 10.

Figura 10.*Principales zonas carboníferas en Colombia*

Modificado de *Hydrogeological and hydrogeochemical evaluation of groundwaters and surface waters in potential coalbed methane areas in Colombia* (p. 2), por Cortes, J., Castro, A., Arboleda, G., Sepulveda, V., Piragauta, N., & Higuera, O., 2012.

La zona carbonífera de la Guajira está presente en la cuenca Cesar – Ranchería, donde se ubican los mantos de carbón de la formación Cerrejón depositada en el Paleógeno inferior, cuenta con un espesor entre 2 953 y 3 609 ft, aunque sus mantos de carbón varían entre 4.59 y 33 ft de espesor (Cortes et al., 2022). La Formación Cerrejón está dividida en tres niveles, llamados inferior, medio y superior; alrededor de 12 mantos de carbón se encuentran en el nivel inferior, 15 mantos de carbón en el nivel medio, y 14 mantos de carbón en el nivel superior, adicionalmente, son clasificados como bituminosos con alta volatilidad (Duarte y Mariño, 2021).

La zona carbonífera del Cesar se encuentra dentro de la cuenca Cesar – Ranchería donde los mantos de carbón hacen parte de la Formación Los Cuervos depositada en el Paleoceno - Eoceno Inferior. En esta formación se han identificado más de 60 mantos de carbón con hasta 20 ft de espesor, sin embargo, los explotables son entre 22 y 42 mantos dependiendo del espesor (Duarte y Mariño, 2021). Por otra parte, estudios de geoquímica han evidenciado que sus carbones presentan un TOC de 68.4%, temperatura promedio de 819 °F y reflectancia de la vitrinita de aproximadamente 0.53% (Cortes et al., 2022). No obstante, los estudios de CBM se han centrado en el sector de La Loma, ubicado en el centro del departamento y entre los municipios de El Paso, Chiriguaná y La Jagua de Ibirico (Duarte y Mariño, 2021).

En el departamento de Córdoba, la zona carbonífera se encuentra dentro del sinclinal San Jorge, aunque el interés comercial del carbón ha permanecido en Guacamayas, la mina a cielo abierto ubicada en la formación El Cerrito. Sin embargo, su formación cuenta con un espesor de 4 921 ft con dos miembros principales, el miembro medio con un espesor de 2 625 ft está conformado por 40 mantos de carbón, mientras que el miembro superior con un espesor de 984 ft posee pocos mantos de carbón (Cortes et al., 2022).

La zona carbonífera del departamento de Norte de Santander está dividida en dos áreas puesto que la conforman la Formación Catatumbo y la Formación Los Cuervos. La Formación Catatumbo presenta un espesor de 328 a 886 ft, y en su zona media se han reconocido algunos mantos de carbón, mientras que la Formación Los Cuervos evidencia en su parte inferior, la presencia de mantos de carbón. Sus mantos suelen encontrarse a profundidades entre 20 y 59 ft con espesores promedio de 8 ft, adicionalmente, su TOC oscila entre 57.7 y 80%, su temperatura promedio es de 817 °F y una reflectancia de vitrinita esta evaluada en ~0.65% (Cortes et al., 2022).

La mayor parte de las zonas carboneras de los departamentos de Cundinamarca y Boyacá se encuentran dentro de la Formación Guaduas, su carbón es muy importante por su alto rango, pues la mayoría de sus mantos de carbón son coquizables, sin embargo, en Cundinamarca se presenta mayor importancia económica debido a que produce el mejor coque de la zona (Duarte y Mariño, 2021). Por otra parte, sus mantos de carbón cuentan con TOC entre 30 y 89%, valores de reflectancia de vitrinita entre 0.45 y 2.88%, a profundidades que van desde 3.6 y 121 ft, con espesores entre 2.5 y 4 ft (Cortes et al., 2022). Es importante resaltar que, en el Sinclinal de Umbita en Boyacá se estimaron reservas de CBM de ~122 Gpc, contemplándose como el mayor play de CBM en el altiplano cundi-boyacense (Rivera, 2019).

A continuación, en la Tabla 2 se visualizan las características de los departamentos con mayor prospectiva para la producción de CBM en Colombia.

Tabla 2.*Departamentos prospectivos para la producción de CBM en Colombia*

Descripción / Propiedad	Departamentos prospectivos para la producción de CBM en Colombia						
	Boyacá	Cesar	Córdoba	Cundinamarca	Guajira	Norte de Santander	Santander
Cuenca	Cordillera Oriental ^e	Cesar - Ranchería ^c	Sinú – San Jacinto ^c	Cordillera Oriental ^e	Cesar - Ranchería ^c	Catatumbo ^b	Valle medio del Magdalena ^b
Formación	Guaduas ^d	Los Cuervos ^c	El Cerrito ^c	Guaduas ^d	Correjón ^c	Catatumbo, Carbonera, Los Cuervos ^c	Umir ^b
Edad	Maastrichtiano - Paleoceno ^b	Paleoceno - Eoceno ^b	Mioceno - Eoceno ^b	Maastrichtiano - Paleoceno ^b	Paleoceno ^b	Cretácico - Paleoceno ^b	Cretácico - Superior ^b
Rango de los mantos de carbón	Bituminosos – semi antracita ^c	Bituminosos con alta volatilidad ^a	Sub-bituminosos ^a	Bituminosos – semi antracita ^c	Bituminosos con alta volatilidad ^a	Bituminosos con alta volatilidad ^c	Sub-bituminosos - Bituminosos con alta volatilidad ^c
Espesor de los mantos de carbón (ft)	2.5 – 4 ^c	≤ 20 ^d	-	2.5 – 4 ^c	4.59 - 33 ^c	~ 8 ^c	-
Reflectancia de la vitrinita (%)	0.45 – 2.88 ^c	0.5 - 1 ^a	0.3 – 0.4 ^a	0.45 – 2.88 ^c	0.5 - 1 ^a	~ 0.65 ^c	0.53 – 0.89 ^b
Poder calorífico (BTU/ft)	8 112 – 13 914 ^a	5 309 – 12 570 ^a	4 837 – 8 180 ^a	8 112 – 13 914 ^a	6 158 – 12 200 ^a	5 058 – 13 807 ^a	-
Tipo de gas	Termogénico ^b	Biogénico y termogénico ^b	Biogénico ^b	Termogénico ^b	Biogénico ^b	Termogénico ^b	Termogénico ^b

Gas in situ (Tpc)	1.8 ^b	6.9 ^b	1.32 – 2.65 _b	1.6 ^b	4.8 ^b	2.46 – 4.72 ^b	1.17 – 2.35 ^b
Contenido de cenizas (%)	10.5 ^a	11.0 ^a	12.5 ^a	10.5 ^a	10.3 ^a	17.1 ^a	-
Carbono fijo (%)	56.6 ^a	48.4 ^a	39.3 ^a	56.6 ^a	53.6 ^a	46.4 ^a	-
Material volátil (%)	31.1 ^a	33.4 ^a	42.9 ^a	31.1 ^a	38.7 ^a	44 ^a	-
Humedad (%)	4.2 ^a	6.6 ^a	11.7 ^a	4.2 ^a	7.1 ^a	4.8 ^a	-
TOC (%)	30 – 89 ^c	~ 68.4 ^d	-	30 – 89 ^c	-	57.7 – 80 ^c	-
a. Mariño, 2015	b. Garzón, 2012	c. Cortes et al., 2022	d. Duarte y Mariño, 2021	e. Rivera, 2019			

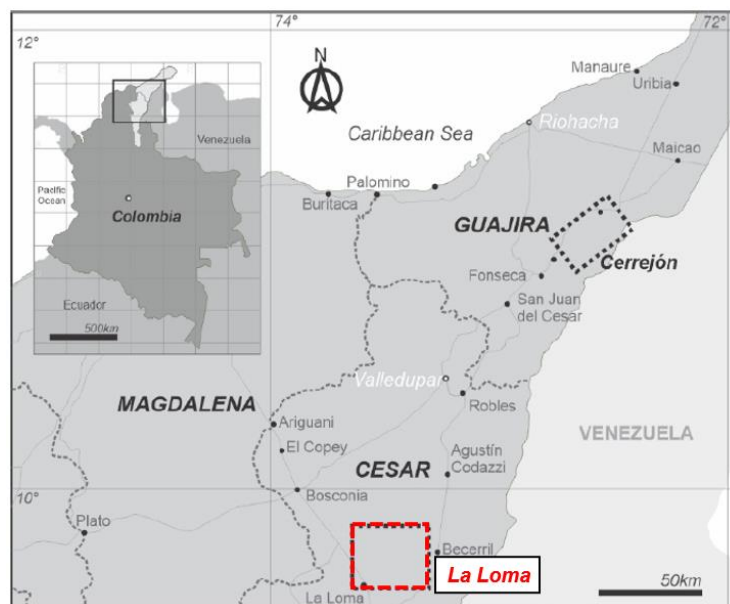
Nota: El símbolo – en esta tabla representa que no se pudo encontrar data hasta la fecha relacionada con esos ítems.

3.1.1 Yacimiento / Mantos de carbón en la formación Los Cuervos

En Colombia a la fecha no se ha iniciado producción comercial de gas CBM, únicamente se han realizado estudios de exploración y un solo proyecto piloto (La Loma, Figura 11) en el que se han realizado pruebas de producción e incluso evaluado la viabilidad de la producción incluyendo diferentes sistemas de levantamiento artificial para su desaguado. Por lo anterior, no hay definido un yacimiento o manto de carbón específico, sino que se han evaluado los mantos de carbón presentes en las formaciones, de forma similar en los casos internacionales, donde se establece como yacimiento CBM a las formaciones que contienen numerosos prospectivos mantos de carbón.

Figura 11.

Ubicación del proyecto piloto CBM La Loma

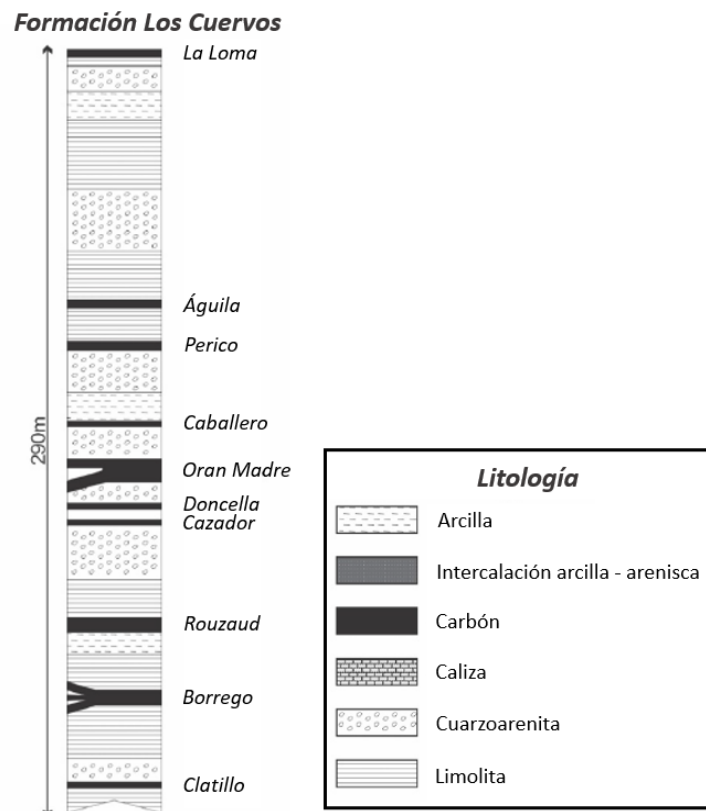


Modificado de *Methane emissions from coal open pits in Colombia* (p. 2), por Mariño-Martínez, J. E., Chanci-Bedoya, R. D., & González-Preciado, A. J., 2020.

La formación Los Cuervos se encuentra dentro de la cuenca Cesar – Ranchería, y se ubica en el departamento del Cesar entre los municipios de El Paso, Chiriguaná y La Jagua de Ibirico, cubriendo un área de 44 479 acres (Mariño et al., 2020). Esta formación tiene un espesor de 1 969 ft y está conformada por limolitas, lutitas y más de 60 mantos de carbón intercalados con espesores de 2 a 26 ft que van aumentando hacia la zona noreste, su principal estructura es el sinclinal de La Loma con eje orientado NE-SW (Rodríguez et al., 2012). A continuación, en la Figura 12 se contempla su columna estratigráfica.

Figura 12.

Columna estratigráfica de la Formación Los Cuervos



Modificado de *Methane emissions from coal open pits in Colombia* (p. 3), por Mariño-Martínez, J. E., Chanci-Bedoya, R. D., & González-Preciado, A. J., 2020.

Por medio de análisis de isótopos realizados a los mantos de carbón en la formación Los Cuervos, los cuales permiten determinar el origen de los gases asociados a los mantos de carbón, es decir, con ellos se establece si es gas es biogénico o termogénico; se concluyó que el origen del gas es mixto, sin embargo predomina el gas biogénico y por ello se establecieron teorías como que se pudo originar dentro de una etapa temprana, de igual forma, pudo surgir en un tiempo posterior con la recarga subterránea de agua meteóricas, o por la elevación tectónica y la erosión relacionada con la falla Bucaramanga - Santa Martha que afectan estas cuencas, e incluso, fue posible que se permitiera una recarga de aguas meteóricas (que contenían bacterias) a través de los mantos de carbón, lo que ocasionó la producción de metano por medio de un proceso de descomposición anaeróbica (Duarte y Mariño, 2021). Por otra parte, gracias a la caracterización geoquímica se evidenció que su TOC promedio es de 68.9%, su temperatura promedio es de 80 °F y su reflectancia de la vitrinita es de aproximadamente 0.53%, lo cual los categoriza como mantos de carbón bituminosos con alta volatilidad (Cortes et al., 2022).

En cuanto al proyecto piloto de CBM en La Loma, la compañía Drummond Energy Inc comenzó sus estudios de exploración a partir del 2 004 por medio de 26 pozos estratigráficos, 39 pozos exploratorios, 15 pozos de desarrollo, 39 kilómetros cuadrados (km²) de sísmica 3D y 475 kilómetros de sísmica 2D (Drummond Energy Inc, 2018), con el fin de obtener la mayor caracterización de sus mantos de carbón a través de isothermas de adsorción, pruebas de composición del gas, rango del carbón, porosidad y permeabilidad. Posteriormente, se perforaron pozos con espaciamiento especial para realizar pruebas de presión con dos pozos de observación y un pozo con una tasa de producción constante, lo cual permitió determinar que la permeabilidad era muy baja y que se evidencia gran restricción en el flujo de fluido de los mantos a los pozos (Sarmiento et al., 2013).

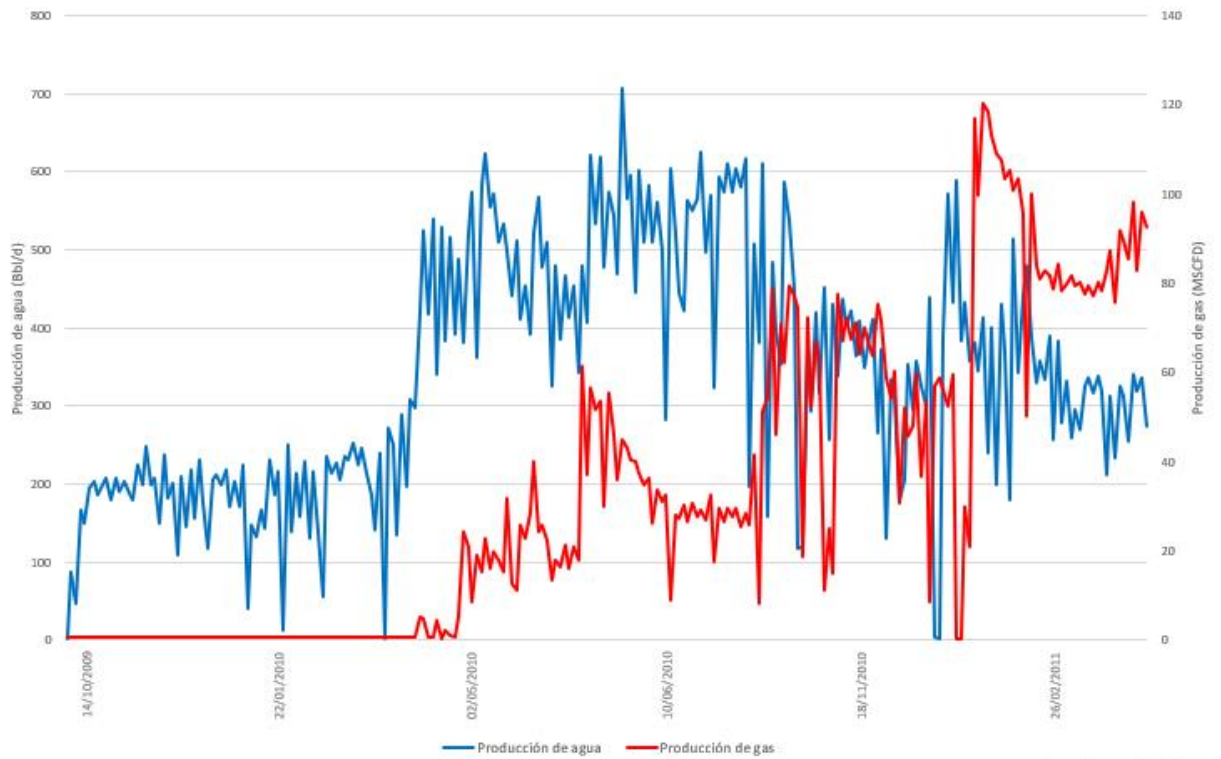
Debido a que los pozos CBM producen cantidades sustanciales de agua en sus primeros años de producción, y que continua por un largo período a un ritmo reducido, es necesario implementar sistemas de levantamiento artificial para agilizar el proceso de desagüe. Por lo anterior, durante sus pruebas de producción se implementaron sistemas de levantamiento artificial como el sistema de bombeo electrosumergible (BES), sistema de bombeo mecánico y bombeo de cavidades progresivas (BCP). Para los primeros pozos se instaló el bombeo de cavidades progresivas como estrategia de separación de gases, el intake de la bomba fue instalado por debajo de los perforados, junto con separadores de gases, sin embargo, el BCP se vio fuertemente afectado por la presencia de sólidos ya que estos generaron abrasión en el rotor afectando la eficiencia de la bomba, del mismo modo, los sólidos aumentaban la fricción, por lo que se aumentaba la temperatura y ocasionaba agrietamiento y pérdida de las propiedades del elastómero. Por otra parte, la presencia de gas provocó el hinchamiento del elastómero, por lo cual el sistema de levantamiento artificial tuvo que ser cambiado (Sarmiento et al., 2013).

Se procedió con la instalación de dos tipos de bombeo electrosumergible: bombas centrífugas multietapa con tubería flexible y un BES diseñado para proporcionar una mayor capacidad volumétrica (600 a 1 000 Bbl/d). El primero presentó una alta susceptibilidad al contenido de sólidos debido al diámetro de la tubería flexible y una baja capacidad volumétrica; mientras que, en el segundo, su análisis de costos hizo que no fuese atractivo. En general, el BES se vio afectado por la gran cantidad de sólidos especialmente finos del carbón, los cuales aumentaban las cargas axiales y el requerimiento de potencia, así mismo las paradas eléctricas ocasionaron que los sólidos suspendidos en el agua se depositaran y bloquearan la rotación de la bomba, por lo que se decidió implementar el bombeo mecánico (Sarmiento et al., 2013).

En febrero de 2010, se inició el uso del bombeo mecánico en estos pozos los cuales evidenciaron la misma tendencia luego de su instalación y operación, se presentó un gran aumento en la tasa de producción de agua de un 200% más alta que con BES, permitiendo producir las tasas de agua deseadas de manera rentable, por otra parte, con el bombeo mecánico comenzó oficialmente la producción de gas, permitiendo el alcance de 117 MSFD (Sarmiento et al., 2013).

Figura 13.

Perfil de producción de uno de los pozos pilotos en la formación Los Cuervos



Modificado de *Successful Strategy through Artificial Lift Systems to Develop Coalbed Methane Production in Colombia* (p. 8), por Sarmiento Varela, D. B., Monroy Barrios, M., Gil Chacon, A., Luna, L., & Buitrago, A., 2013.

En el perfil de producción de un pozo del yacimiento / manto de carbón en la Formación Los Cuervos (Figura 13) se evidencian dos de las tres fases de producción de estos yacimientos, la primera fase inició a mediados de septiembre de 2 009 donde se efectúa una caída en la presión en el manto de carbón que ocasiona una producción en un 100% de agua, la cual se ayuda a extraer por medio de la implementación del sistema de bombeo electrosumergible y el sistema de bombeo mecánico. La segunda fase se evidencia a partir de septiembre de 2 010 donde el proceso de desagüe incrementa la permeabilidad al gas dentro de los *cleats*, y permite que el gas presente adsorbido en el carbón se desorba con mayor facilidad comenzando un aumento en su producción, por tanto, se evidencian cambios dinámicos en el comportamiento del flujo de los fluidos, es decir, mientras la tasa de producción de agua disminuye, la tasa de producción de gas aumenta.

Para el año 2 018 la compañía Drummond Energy Inc expuso el plan de desarrollo que implementará, allí se evidenció que el área de producción “La Loma”, será dividida en cuatro áreas de desarrollo: Hicotea norte con 200 pozos de desarrollo y 4 pozos exploratorios, Hicotea sur con 104 pozos de desarrollo, Iguana con 67 pozos de desarrollo y Caporo con 124 pozos de desarrollo, para un total de 495 pozos de desarrollo.

A continuación, en la Tabla 3 se presentan las propiedades petrofísicas y de los fluidos, características geológicas y datos de producción de los mantos de carbón de la formación Los Cuervos.

Tabla 3.*Caracterización del Yacimiento / Mantos de carbón en la formación Los Cuervos*

Yacimiento / Mantos de carbón en la formación Los Cuervos	
Propiedades petrofísicas y de los fluidos	
Reflectancia de vitrinita	0.5 – 1% ^a
Carbono Orgánico Total (TOC)	~ 68.4% ^c
Temperatura del manto	~ 68 °F ^e
Poder calorífico	5 309 – 12 570 BTU/ft ^a
Carbono fijo	48.4% ^a
Contenido de gas in situ	2.3 – 6.3 Tpc ^g
Contenido de gas	220 – 264 scf/ton ^g
Material volátil	33.4% ^a
Contenido de cenizas	11% ^a
Densidad del carbón	~ 1.55 ^h
Tipo de hidrocarburo	Gas biogénico y termogénico ^b
Rango del carbón	Bituminosos con alta volatilidad ^d
Características geológicas	
Era / Periodo	Cenozoico / Paleógeno ^b
Área	~ 392 517 acres ^g
Espesor del manto	2 – 26 ft ^e
Profundidad	591 – 984 ft ^e
Datos de producción	
Producción de gas	117 MSCFD ^f
a. Mariño, 2015	e. Rodríguez et al., 2012
b. Garzón, 2012	f. Sarmiento et al., 2013
c. Duarte y Mariño, 2021	h. Valero, 2017
d. Cortes et al., 2022	g. Little, 2010

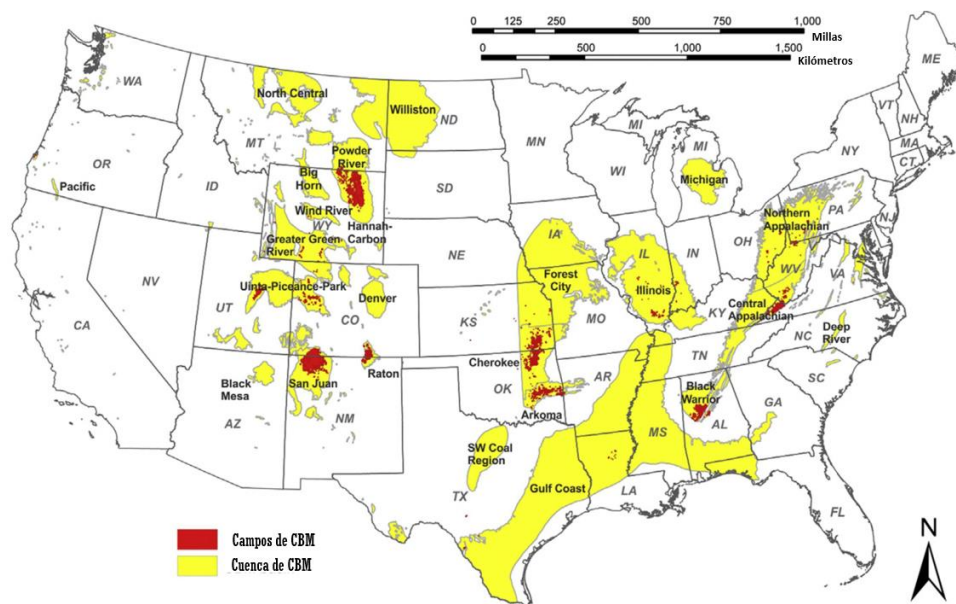
3.2 Estados Unidos

Estados Unidos inició su producción de gas CBM a partir del año 1 931 por medio de la perforación de un pozo que permitió el drenaje de gas desde una mina de carbón hasta la superficie en Virginia Occidental (Anderson J. et al., 2003). Uno de los pilares más importantes en el desarrollo óptimo de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón fue la intervención gubernamental puesto que en 1 978 se presentó la Ley de Política del Gas Natural

para eximir de impuestos a las empresas petroleras que exploraran y explotaran yacimientos no convencionales. Posteriormente, en 1984 el gobierno ofreció créditos fiscales para el desarrollo y la explotación de yacimientos no convencionales, los cuales vencieron hasta 1992 debido a la alta actividad de perforación que se obtuvo con ellos (Anderson J. et al., 2003). El ahorro generado por estas políticas, no solo permitieron a estas empresas generar ganancias por la reducción de impuestos y la comercialización del gas, si no que invirtieron en tecnología, proyectos de investigación y mayor número de pozos perforados. Por tanto, una vez esta política fue retirada, las mejoras en los yacimientos asociados a mantos de carbón se mantuvieron y aumentaron (Martínez, 2015), permitiendo un gran crecimiento del CBM en todo el país (Figura 14).

Figura 14.

Cuencas y campos de CBM en Estados Unidos

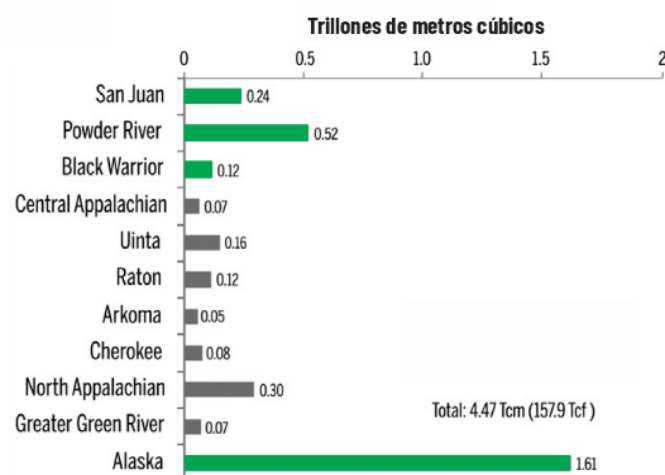


Modificado de *Coalbed Methane: Reserves, Production, and Future Outlook* (p. 5) por Maria Mastalerz & Agnieszka Drobniak, 2020.

Debido al apoyo brindado por Estados Unidos a los yacimientos no convencionales, se ha convertido en uno de los líderes en la producción de yacimientos asociados a mantos de carbón, convirtiendo el CBM en uno de los combustibles energéticos más importantes desde 1990. Se han estimado 157.9 giga de pies cúbicos (Gpc) de recursos de gas recuperables en las cuencas de carbón de todo el país y 10.6 Gpc de reservas probadas en ellas. Las cuencas con los mayores recursos de gas estimados (Figura 15) son: Alaska, Powder River, los Apalaches del Norte y San Juan. Por estados Colorado, con sus cuencas de San Juan, Piceance y Raton, lidera las reservas probadas de CBM, seguido de Nuevo México con la cuenca de San Juan, Wyoming con la cuenca Powder River, Alabama con la cuenca Black Warrior y Virginia. En cuanto a producción, los estados de Colorado y Nuevo México son líderes en la producción de CBM, mientras que la producción en Wyoming ha disminuido en los últimos años (Mastalerz y Drobniak, 2020).

Figura 15.

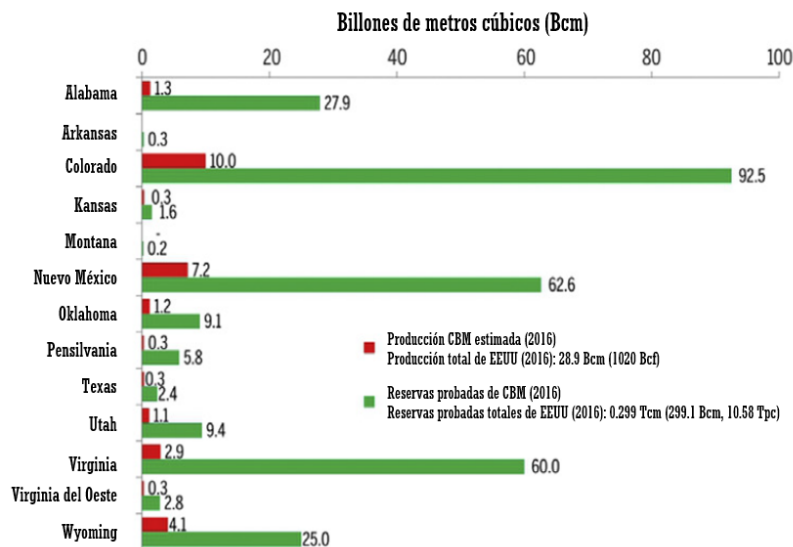
Recursos recuperables de CBM estimados de las principales cuencas de EEUU al año 2016



Nota: En color verde se resaltan las cuencas con los yacimientos mejor explorados y explotados. Modificado de *Coalbed Methane: Reserves, Production, and Future Outlook* (p. 5) por Maria Mastalerz & Agnieszka Drobniak, 2020.

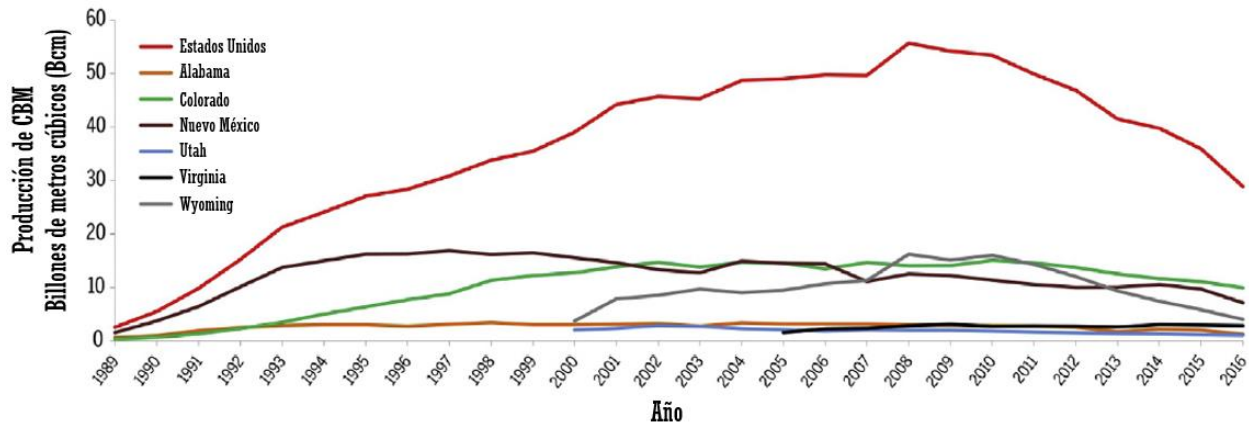
Figura 16.

Reservas probadas y producción acumulada de CBM por estados al año 2016



Modificado de *Coalbed Methane: Reserves, Production, and Future Outlook* (p. 5) por Maria Mastalerz & Agnieszka Drobniak, 2020.

Al año 2016, la producción total de CBM en Estados Unidos fue de 1 Tpc donde los estados Colorado y Nuevo México fueron los mayores productores (Figura 16). De igual forma, esta producción representó aproximadamente el 3.8% de la producción total de gas natural en Estados Unidos, frente al 8% en el 2010. Esta disminución se ha presentado desde el año 2008 (Figura 17), debido a la disminución gradual en la producción de CBM en el país y a la disminución de la producción en la cuenca Powder River en Wyoming (Mastalerz y Drobniak, 2020).

Figura 17.*Producción anual de CBM en Estados Unidos*

Modificado de Coalbed Methane: Reserves, Production, and Future Outlook (p. 5) por Maria Mastalerz & Agnieszka Drobnik, 2020.

A continuación, se describirá la producción y la caracterización de los principales yacimientos o también conocidos como mantos de carbón, en Estados Unidos:

3.2.1 Yacimiento / Manto de carbón Fruitland

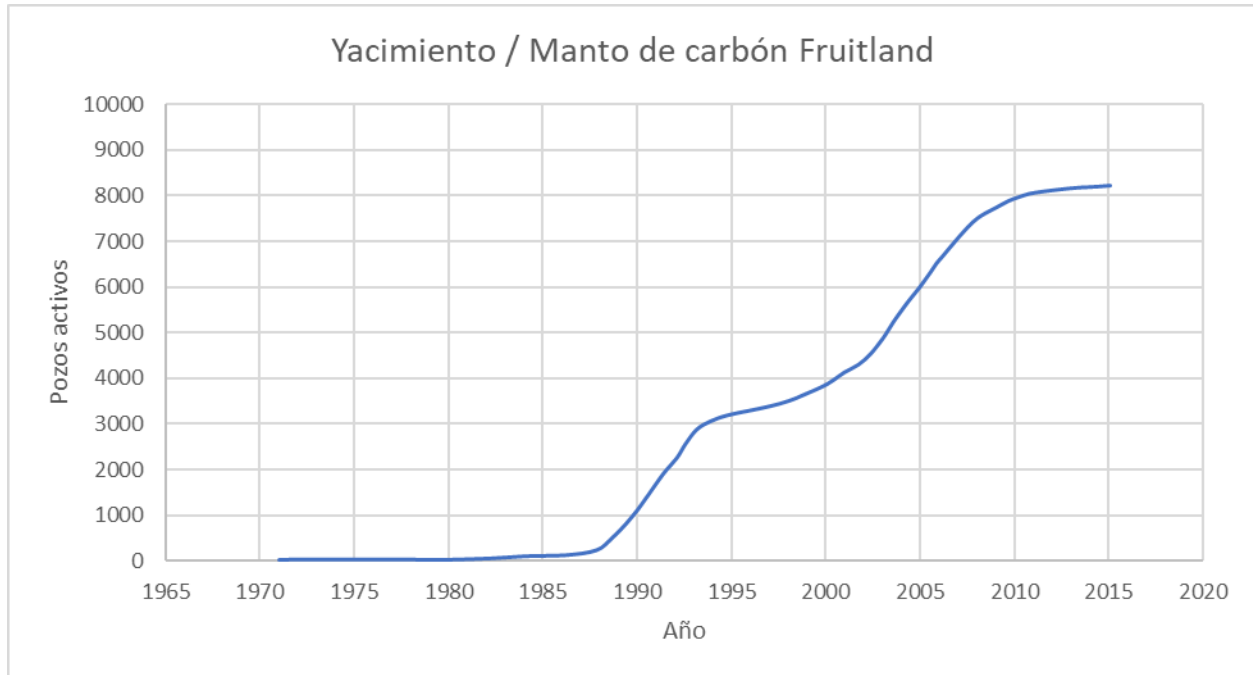
La formación Fruitland conformada por varios mantos de carbón que en conjunto reciben el nombre de yacimiento o manto de carbón Fruitland, se localiza dentro de la cuenca San Juan, ubicada en el noroeste de Nuevo México y en el suroeste de Colorado, esta es la segunda cuenca de gas más grande en Estados Unidos en cuanto a reservas probadas (Suárez y González, 2010) y es reconocida por su riqueza en producción de hidrocarburos puesto que cuenta con la explotación de yacimientos convencionales de petróleo y gas, del mismo modo con carbón y gas asociado a CBM (Parihar et al., 2016).

La formación Fruitland ha sido de las más explotadas porque sus mantos de carbón son relativamente poco profundos (a 3 500 pies en Colorado) y las condiciones hidrogeológicas han sido favorables para la producción de gas y la adecuación de nuevas tecnologías (Parihar et al., 2016). El manto de carbón Fruitland cuenta con propiedades variables debido a que es discontinuo, compuesto de capas discretas de carbón; en primer lugar, su espesor se encuentra desde 0 a 110 pies, sin embargo, se tiene un promedio de 33 pies, debido a que estos cambios de espesor se dan en distancias cortas, y la producción por pozo varía considerablemente dependiendo de su localización.

En segundo lugar, se encuentra el alto contenido de gas in situ el cual está relacionado con la gran concentración de orgánicos ya que ellos contienen gas adsorbido, así mismo, con la madurez térmica y las condiciones de presión, puesto que se presenta mayor producción de metano en la zona sobrepresionada, esta sobrepresión es ocasionada por la infiltración de agua subterránea en la zona norte de la cuenca San Juan; de igual forma, el gradiente de presión presenta una variación, ya que en la zona sobrepresionada es de aproximadamente 0.80 psi/ft y en la subpresionada es de aproximadamente 0.30 psi/ft. De acuerdo con esto, el gas in situ se encuentra desde menos de 5 giga de pies cúbicos por milla cuadrada (Gpc/mi²) a más de 35 Bscf/mi². En tercer lugar, el rango de carbón no es el mismo en todo el manto, ya que hay carbones de rango superior localizados en una cuarta parte de la cuenca y los de rango menor presentes en ella, son productivos. Finalmente, la permeabilidad de la matriz también es variable a lo largo de la formación, pero en general es considerada muy baja. (Parihar et al., 2016)

Figura 18.

Recuento histórico de pozos activos en el yacimiento / manto de carbón Fruitland

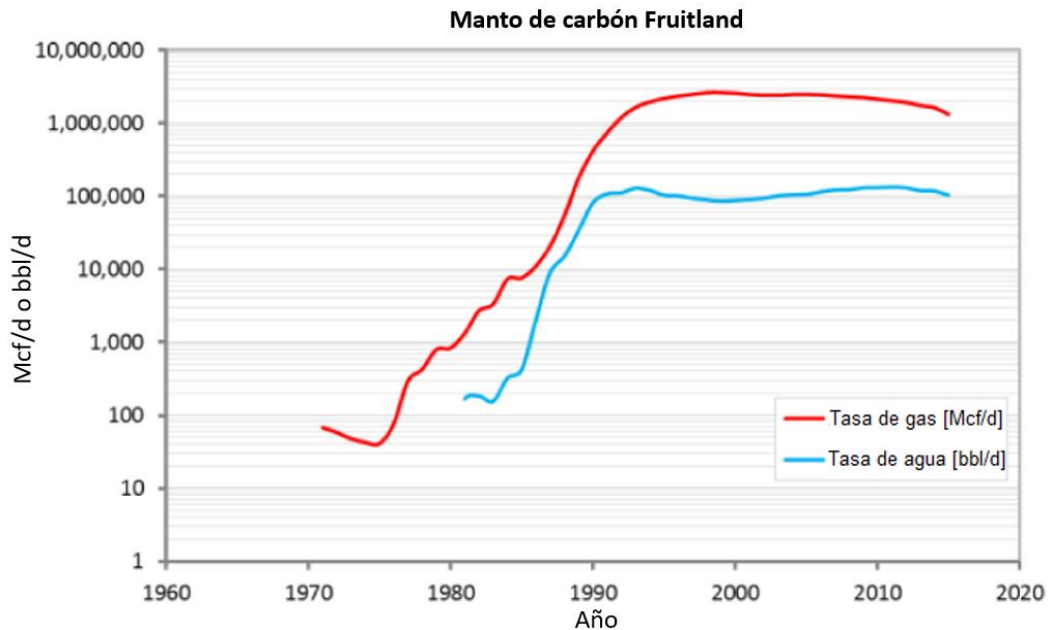


Modificado de *Infill Drilling Opportunity in Fruitland Coal, San Juan Basin, Colorado* (p. 6), por Parihar, P., Warner, R., Micikas, J., Armpriester, L., Anderson, J., & Zuluaga, E., 2016.

Como se ilustra en la Figura 18, las operaciones de perforación en el manto de carbón Fruitland iniciaron en el año 1970, a partir de esta fecha, la producción de agua y la poca comprensión del fenómeno de desorción, condujeron a un desarrollo lento. Para 1990, con un mejor conocimiento de la mecánica de los fluidos, las estrategias de manejo del agua, las mejores técnicas de completamiento de pozos y los créditos fiscales del gobierno hicieron que la producción comercial fuese sostenible, incrementando su interés (Parihar et al., 2016).

Figura 19.

Producción de gas y agua del yacimiento / manto de carbón Fruitland



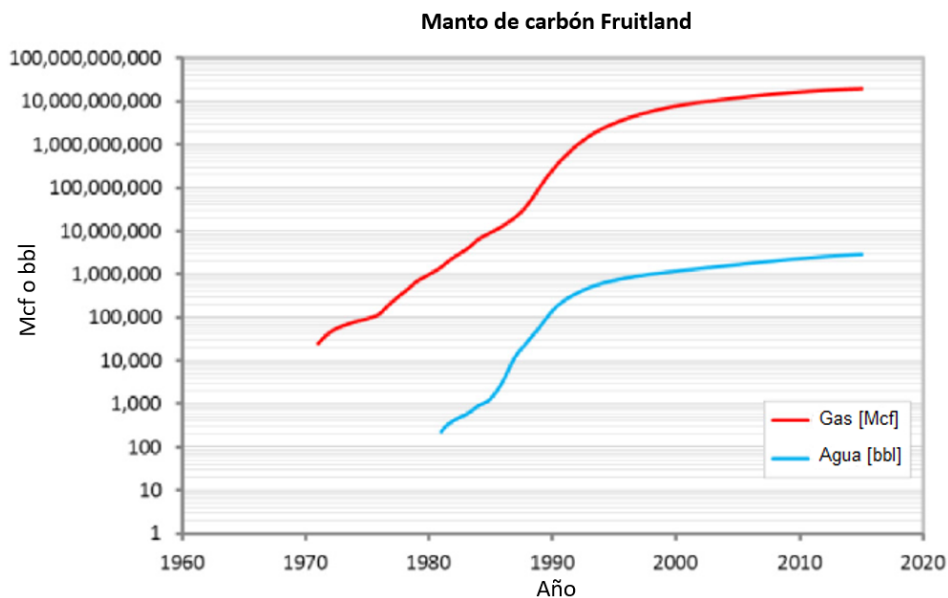
Tomado de *Infill Drilling Opportunity in Fruitland Coal, San Juan Basin, Colorado* (p. 6), por Parihar, P., Warner, R., Micikas, J., Armpriester, L., Anderson, J., & Zuluaga, E., 2016.

En el perfil de producción de gas y agua ilustrado en la Figura 19 se aprecia una declinación durante los primeros 5 años de producción, este comportamiento es típico de los pozos de CBM que producen gas seco desde el principio y se encuentran en zonas subpresionadas (Anderson J. et al., 2003). Con ello se puede establecer que los primeros pozos perforados fueron de gas seco, posteriormente la tendencia al aumento de las tasas de producción de los siguientes 5 años coincide con el aumento de los pozos activos, considerando que en 1978 se fomentó la exploración y explotación de los yacimientos no convencionales gracias a la Ley de Política del Gas Natural, se percibe por medio del perfil de producción, el aumento en la tasa de gas y agua a partir de 1980, debido a la explotación de diversas zonas y al proceso de

desagüe y desorción de estas zonas. Como es típico de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón, luego de un largo periodo de incremento en la producción, estos llegan a su punto máximo de producción de gas metano, en el yacimiento / manto de carbón Fruitland se logró en el año 1 999 con 2.7 giga de pies cúbicos estándar por día (Gscfd), y a partir de esta fecha se inició una declinación lenta en la producción de gas y agua. Al año 2 016 la producción acumulada fue de 20 tera de pies cúbicos estándar (Tscf) (Parihar et al., 2016) como se ve reflejado en la Figura 20.

Figura 20.

Producción acumulada de gas y agua en el yacimiento / manto de carbón Fruitland



Tomado de *Infill Drilling Opportunity in Fruitland Coal, San Juan Basin, Colorado* (p. 7), por Parihar, P., Warner, R., Micikas, J., Armpriester, L., Anderson, J., & Zuluaga, E., 2016.

A continuación, en la Tabla 4 se presentan la caracterización del yacimiento / manto de carbón Fruitland:

Tabla 4.*Caracterización del Yacimiento / Manto de carbón Fruitland*

Yacimiento / Manto de carbón Fruitland	
Propiedades petrofísicas y de los fluidos	
Porosidad	0.002 – 0.024 ^a
Permeabilidad	< 10 – 25 mD ^c
Compresibilidad de poro	200×10 ⁶ psi ⁻¹ ^b
Reflectancia de vitrinita	< 0.5 – 1.5% ^a
Carbono Orgánico Total (TOC)	24 – 72% ^a
Temperatura del manto	< 114 °F ^b
Presión inicial del manto	~ 1 562 psi ^b
Factor volumétrico de formación de agua	~ 1.006 bbl/STB ^b
Saturación de agua inicial	30 – 90% ^a
Índice de hidrógeno	23 – 380 mg/g ^a
Contenido de gas inicial	50 – 56 Tscf ^d
Contenido de gas	475 – 660 scf/ton ^e
Densidad del carbón	~ 1.5 ^e
Viscosidad del agua	~ 0.565 Cp ^b
Gravedad específica del gas	0.6064 ^b
Tipo de hidrocarburo	Gas seco y gas húmedo / termogénico ^a
Rango del carbón	Sub bituminoso – Bituminoso de alta volatilidad ^a
Características geológicas	
Era / Periodo	Mesozoica / Cretáceo ^d
Área	4 297 000 acres ^a
Espacio entre cleats	~ 0.25 in ^b
Espacio entre pozos	80 – 320 acres ^d
Espesor del manto	<100 ft ^a
Gradiente de presión	0.30 – 0.80 psi/ft ^d
Profundidad	< 3500 ft ^d
Datos de producción	
Producción máxima de gas	~ 985.5 Gpc en 1999 ^d
Producción acumulada de gas	~ 20 Tpc en 2016 ^d
Producción de gas	~ 1 000 000 Mcf/d en 2016 ^d

a. Ridgley et al., 2013
b. Thungsuntonkhun & Engler, 2001
c. Murray, 1996
d. Parihar et al., 2016
e. Zahner, 1997

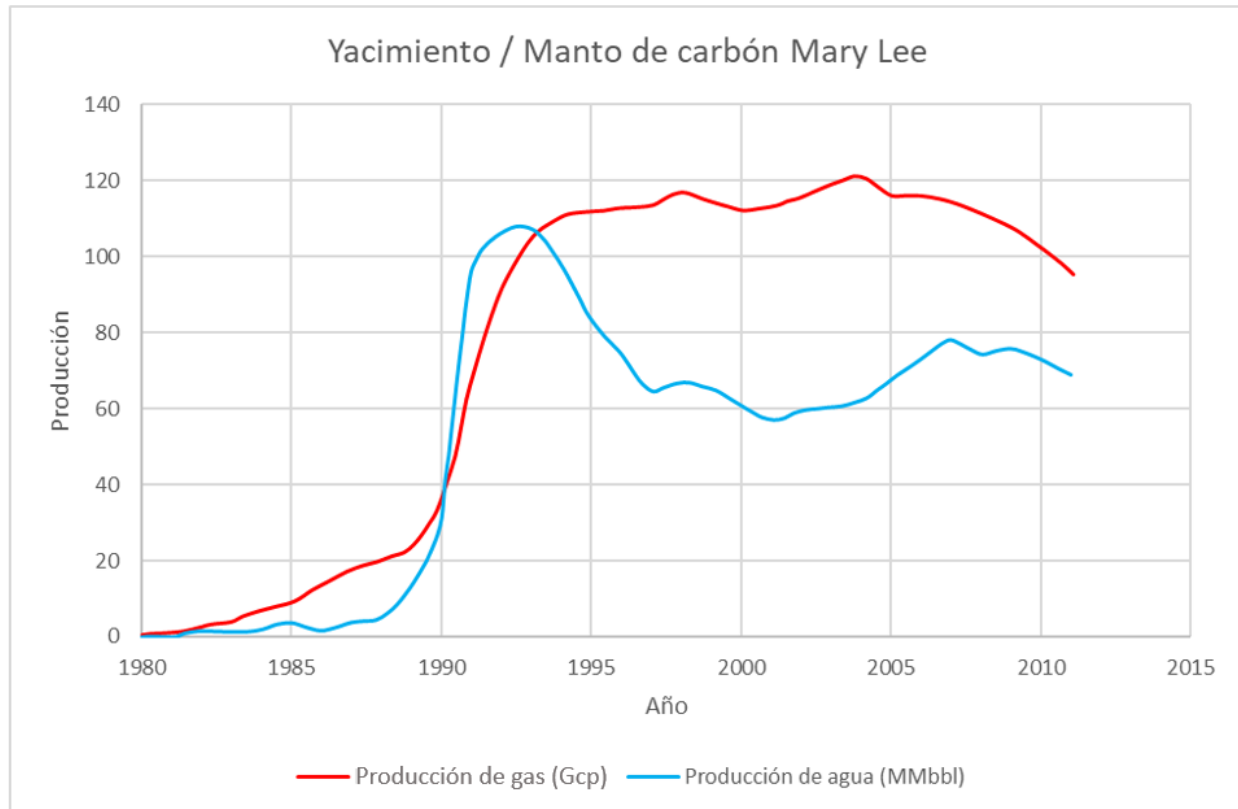
3.2.2 Yacimiento / Manto de carbón Mary Lee

El yacimiento / manto de carbón Mary Lee se encuentra dentro de la parte superior de la formación Pottsville localizada en la cuenca Black Warrior, en la cual sus mantos de carbón son muy prolíferos puesto que además de presentar una gran producción de gas, en el sur de ella se han presentado pozos que han producido pequeñas cantidades de petróleo junto con el gas (Parra, 2017), así mismo, sus mantos de carbón se han caracterizado por ser delgados (de menos de 3 pies). Por otra parte, la mayoría de estos mantos de carbón pertenecen a la formación Pottsvillem, la cual inició su explotación desde 1 980 en Alabama y ha mantenido la producción de sus pozos de gas durante 9 a 15 años, en consecuencia, se cuenta con una producción acumulada superior a 2 437 Gpc de gas y 1 598 millones de barriles MMbbl de agua (Pashin, 2013).

El manto de carbón Mary Lee es uno de los más reconocidos en esta cuenca, ya que presenta una mejor caracterización y una gran explotación de gas, abarca más de 518 921 acres de los condados de Jefferson, Walker y Tuscaloosa, en Alabama (Perry et al., 1980). Por otra parte, diversos análisis de núcleos permitieron evaluar propiedades petrofísicas y de los fluidos como: la baja permeabilidad, debida a que la red de *butt cleats* esta menos desarrollada que la red de *face cleats* (Layne y Byrer, 1988); de igual forma, el contenido de calor del gas en él, se encuentra en un rango de 970 a 990 Btu (Elder y Deul, 1974); en cuanto a la profundidad, está depositado alrededor de 1 050 pies por ello, suele ser un carbón blando que ha ocasionado varios colapsos en los pozos, así mismo, se ha estimado que hay más de 700 Gpc de gas metano en el manto y casi el 90% se mantiene en la zona del manto donde la sobrecarga excede los 1 000 ft (Perry et al., 1980).

Figura 21.

Producción de gas y agua en el yacimiento / manto de carbón Mary Lee



Modificado de *Water Management Strategies for Improved Coalbed Methane Production in the Black Warrior Basin* (p. 9), por Pashin, J., McIntyre-Redden M., Mann S., & Merkel D, 2014.

A mediados del año 1970 se iniciaron los estudios de desgasificación y fue hasta 1980 que se comenzó con la producción comercial de gas. Al año 2014, se produjeron alrededor de 2.6 Tpc de gas, sin embargo, se estimó que es posible recuperar entre 4.6 y 6.9 Tpc adicionales.

En el perfil de producción presentado en la Figura 21, es posible analizar que la producción de gas y agua entre los años 1990 y 1995, se aprecia que el comportamiento es el típico para estos yacimientos puesto que para generar la producción de gas se debe desaguar el manto, sin embargo, predomina la producción de gas en el inicio de la explotación y su tendencia

es aumentar con el paso de los años, debido al aumento en la perforación de pozos durante este periodo de tiempo. El comportamiento en la producción de agua es probable debido a que el manto presenta un espesor variablemente delgado, por lo cual al iniciar las actividades de explotación no se requería un gran desagüe para iniciar la desorción del gas.

De igual forma, se evidencia que la producción anual de gas estuvo entre 100 y 121 Gpc desde 1992 hasta 2011, por lo que el CBM ha sido un suministro de gas natural extremadamente estable especialmente en el condado de Tuscaloosa, destacando que este manto se ha considerado maduro y ha enfrentado los desafíos de los bajos precios del gas natural en diferentes periodos, las operaciones han permanecido activas y continuarán haciéndolo en el futuro previsible. (Pashin et al., 2014)

Por otra parte, se ha observado un aumento de la producción de agua desde 2001, en respuesta a la expansión de la industria del CBM en Alabama, lo cual que permitido apreciar con preocupación los problemas de gestión del agua ya que se han presentado tasas de aumento que superan los 5 MMbbl/año. Los pozos en su máxima producción producen un promedio de 1.3 bbl de agua por cada mil pies cúbicos (Mcf) de gas, y la producción total de agua de los pozos individuales puede superar los 800 000 bbl. Es de resaltar que la producción anual de agua superó los 69 millones de bbl (MMbbl) en 2011, mientras que la producción de agua acumulada al 2014, superó los 1 600 millones de barriles (bbl). (Pashin et al., 2014)

En la Tabla 5 se evidencian las propiedades petrofísicas y de los fluidos, las características geológicas y los datos de producción del yacimiento / manto de carbón Mary Lee.

Tabla 5.*Caracterización del Yacimiento / Manto de carbón Mary Lee*

Yacimiento / Manto de carbón Mary Lee	
Propiedades petrofísicas y de los fluidos	
Porosidad	0.0025 – 0.031 ^{f, c}
Permeabilidad	2 – 5 mD ^b
Compresibilidad de poro	400×10 ⁶ psi ⁻¹ ^f
Reflectancia de vitrinita	0.8 – 1.7% ^g
Carbono Orgánico Total (TOC)	60.7 – 77% ^h
Temperatura del manto	~ 75 °F ^f
Presión inicial del manto	~ 472 psi ^f
Densidad del carbón	~ 1.6 g/cm ³ ^g
Índice de hidrógeno	91 – 198 mg/g ^h
Contenido de gas	391 scf/ton ^a
Contenido de gas inicial	7 – 10 Tpc ^a
Viscosidad del agua	0.01082 Cp ^c
Gravedad específica del gas	0.56 ^f
Gravedad específica del carbón	1.28 ^e
Tipo de hidrocarburo	Gas seco y húmedo / termogénico ^f
Rango del carbón	≥ Bituminoso alta volatilidad ^g
Características geológicas	
Era / Periodo	Paleozoica ^h
Área	> 518 921 acres ^d
Espacio entre cleats	~ 0.17 in ^a
Espacio entre pozos	20 – 80 acres ^f
Espesor del manto	~ 16 ft ^a
Gradiente de presión	0.43 psi/ft ^h
Profundidad	~ 1050 ft ^a
Datos de producción	
Producción máxima de gas	~ 120 Gpc en 2004 ^h
Producción acumulada de gas	>0.02 Tpc en 1986 ^a
Producción de gas	~ 5.2 Mcf/d en 1989 ^c
a. Wicks et al., 1986	e. Al-Saadoon y Byrer, 1986
b. Layne y Byrer, 1988	f. Young et al., 1993
c. Ertekin y Sung, 1989	g. Pashin, 2013
d. Perry et al., 1980	h. Hatch y Pawlewicz, 2007

3.2.3 Yacimiento / Manto de Carbón Wyodak

El manto de carbón Wyodak también llamado manto Wyodak – Anderson debido a que es un manto grueso y predominante desde el subsuelo de la ciudad de Gillette hasta el sur de ella donde se divide en varios mantos como Cook, Canyon y Anderson; se encuentra ubicado dentro de la formación Fort Union en la cuenca Powder River (Swindell, 2007). La Formación Fort Union, cuenta con reservas aproximadamente de 12 000 Gpc de CBM, de los cuales se han producido más de 2 000 Gpc de gas (Flores et al., 2008).

Este manto ha sido considerado como el yacimiento de carbón más grande del país ya que hacia el oeste de la cuenca se vuelve progresivamente más grueso (entre 42 a 184 pies) y profundo, debido a que se ha desarrollado a profundidades que van desde los 250 pies hasta los 1000 pies, adicionalmente la mayoría de los pozos de producción de CBM de la cuenca Powder River se encuentran perforados en él (Hower et al., 2003).

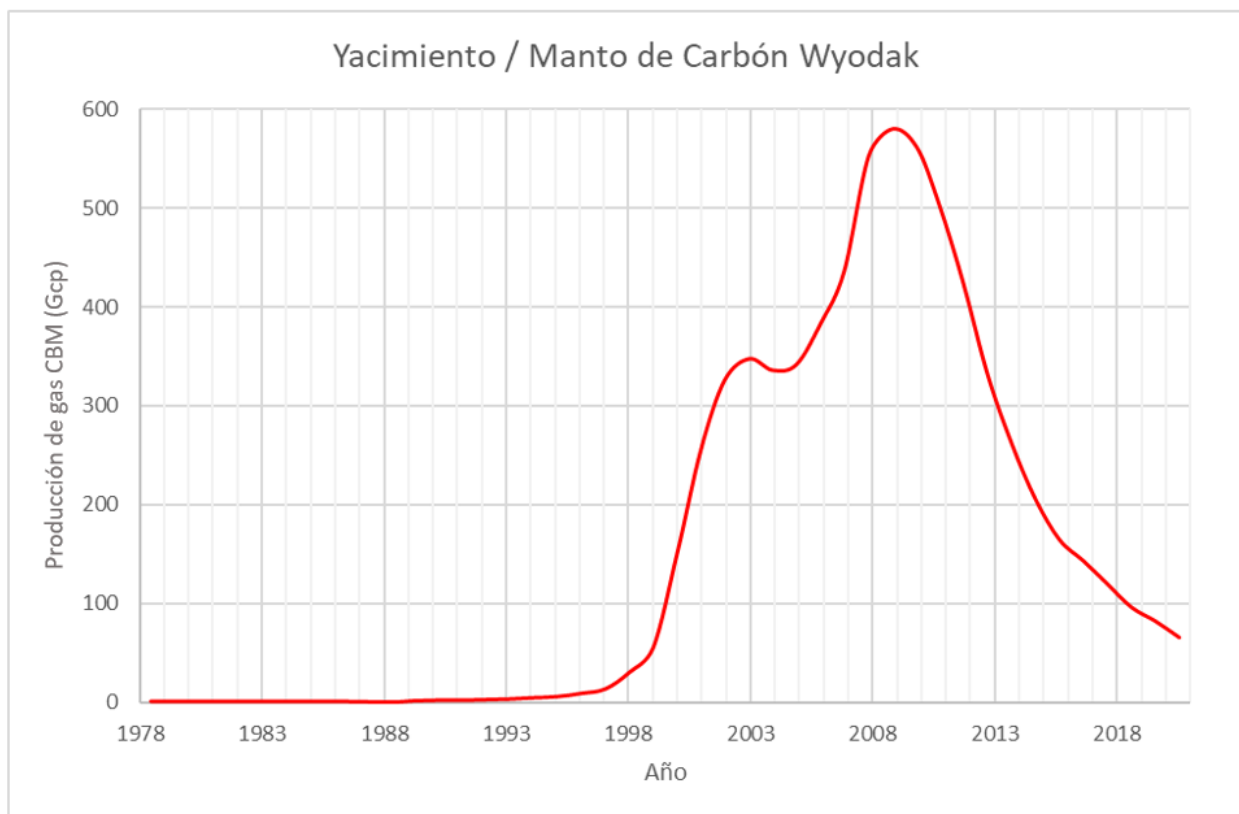
El carbón del Manto Wyodak se caracteriza por ser diferente a los mantos de carbón desarrollados comercialmente, ya que es sub-bituminoso, de rango bajo, bajo en cenizas, con alta humedad, altamente permeable gracias a que van hasta 1 darcy a causa del buen desarrollo del sistema de fracturas y los *cleats*, con contenido de gas entre 50 a 70 pies cúbicos por tonelada (Swindell, 2007). De igual forma, la composición del gas está compuesta por 45 a 98% de metano, 1 a 29% de dióxido de carbono y 0 a 23% de nitrógeno (Flores et al., 2008).

Uno de los grandes impulsos en la producción de gas metano, se vio reflejado en la década de los años 90 cuando se inició la implementación de nuevas tecnologías como el fracturamiento hidráulico y perforación direccional, el éxito de estas tecnologías en la producción de este manto se extendió rápidamente por la industria a principios de la década de

los 2 000. A partir de esta fecha las empresas operadoras llegaron a perforar hasta 3 000 pozos nuevos por año, generando su máxima producción en 2009 con un aproximado de 580 Gpc. (Bleizeffer, 2015)

Figura 22.

Producción de gas del yacimiento / manto de Carbón Wyodak



Modificado de *Wyoming Oil and Gas Conservation Commission online production data* por Wyoming Oil and Gas Conservation Commission, 2021.

Por lo anterior, en este periodo el manto contaba con más de 10 mil pozos productores activos, las diferentes empresas operadoras se encontraban perforando pozos con un espaciamiento entre 40 y 80 acres y la mayoría se ubicaban en la zona gruesa y predominante del

manto, al sur de la ciudad de Gillette. En este mismo periodo se comenzó un estudio integrado de simulación geológica y de yacimientos, en un esfuerzo por desarrollar una mejor comprensión del rendimiento de la producción de los carbones Wyodak y para determinar la estrategia de desarrollo más eficiente. Se evidencio que la cantidad de agua extraída de esta área fue sustancial y gracias a ella, se obtuvo una región con una significativa reducción de presión. Como resultado de esta reducción de la presión, la producción de gas comenzó y continuó en aumento por medio de una pendiente constante. La producción y explotación de este manto continuo rápidamente, y durante el periodo de 1 994 y 2004 (Figura 22), la explotación emergería como uno de los yacimientos de gas más activos del mundo. (Hower et al., 2003)

Actualmente, la producción de gas CBM en la cuenca Powder River se encuentra en declinación, y uno de los factores que ha influenciado esta declinación es la variación en los precios del gas, ya que desde 1 998 hasta 2 008, los precios del gas natural en esta zona promediaron los \$6 por Mcf, con un pico de cerca de \$15 por Mcf. Pero después de 2 008, los precios comenzaron a caer por debajo de \$4 por Mcf, gran cantidad de empresas operadoras, redujeron gradualmente la velocidad de sus operaciones y decidieron invertir en yacimientos más lucrativos en otras zonas del país. Al 2 015, pocos de los 24 000 pozos perforados durante el apogeo de la década de los 2 000 producen gas, muchos permanecen inactivos y aproximadamente 3 000 pozos quedaron abandonados (Bleizeffer, 2015).

Con lo anterior, en la Tabla 6 se presenta la caracterización del Yacimiento / Manto de carbón Wyodak.

Tabla 6.*Caracterización del Yacimiento / Manto de carbón Wyodak*

Yacimiento / Manto de carbón Wyodak	
Propiedades petrofísicas y de los fluidos	
Porosidad	0.01 – 0.06 ^e
Permeabilidad	300 – 1 000 mD ^c
Reflectancia de vitrinita	0.31 – 0.49% ^f
Carbono Orgánico Total (TOC)	57.49 – 63.36% ^g
Temperatura del manto	~ 75 °F ^a
Presión inicial del manto	~ 365 psi ^a
Poder calorífico del carbón	7 420 – 9 310 BTU/lb ^e
Saturación de agua inicial	90 – 95% ^e
Contenido de gas	50 – 70 scf/ton ^c
Gravedad específica del gas	~ 0.55 ^a
Tipo de hidrocarburo	Gas biogénico y termogénico ^f
Rango del carbón	Lignito - Sub bituminoso ^c
Características geológicas	
Era / Periodo	Cenozoica / Terciario ^e
Área	~ 9 120 000 acres ^e
Espacio entre pozos	40 – 80 acres ^b
Espesor del manto	42 – 184 ft ^b
Gradiente de presión	0.274 psi/ft ^e
Profundidad	250 – 1 000 ft ^b
Datos de producción	
Producción máxima de gas	~ 580 Gpc en 2009 ^d
Producción acumulada de gas	~ 2 Tpc en 2006 ^c
Producción de gas	~ 920 000 Mcf/d en 2006 ^c
a. Onsager y Cox, 2000	e. DOE. U, 2002
b. Hower et al., 2003	f. Flores et al., 2008
c. Swindell, 2007	g. Formolo et al., 2008
d. Wyoming Oil and Gas Conservation Commission, 2021	

Una vez analizados, evaluados y descrita la producción de tres de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón de Estados Unidos, en la Tabla 7 se presenta su caracterización conjunta.

Tabla 7.*Caracterización de los yacimientos / mantos de carbón en Estados Unidos*

Propiedades petrofísicas y de los fluidos	Yacimientos / Mantos de carbón en Estados Unidos		
	Yacimiento / Manto de carbón Fruitland	Yacimiento / Manto de carbón Mary Lee	Yacimiento / Manto de carbón Wyodak
Porosidad	0.002 – 0.24 ^a	0.0025 – 0.031 ^{j, g}	0.01 – 0.06 ^q
Permeabilidad	< 10 – 25 mD ^c	2 – 5 mD ^f	300 – 1000 mD ^o
Compresibilidad de poro	200×10 ⁶ psi ⁻¹ ^b	400×10 ⁶ psi ⁻¹ ^j	–
Reflectancia de vitrinita	< 0.5 – 1.5% ^a	0.8 – 1.7% ^k	0.31 – 0.49% ^r
Carbono Orgánico Total (TOC)	24 – 72% ^a	60.7 – 77% ^l	57.49 – 63.36% ^s
Temperatura del manto	< 114 °F ^b	~ 75 °F ^j	~ 75 °F ^m
Presión inicial del manto	~ 1562 psi ^b	~ 472 psi ^j	~ 365 psi ^m
Factor volumétrico de formación de agua	~ 1.006 bbl/STB ^b	–	–
Poder calorífico del gas	–	–	7420 – 9310 BTU/lb ^q
Saturación de agua inicial	30 – 90% ^a	–	90 - 95% ^q
Índice de hidrógeno	23 – 380 mg/g ^a	91 – 198 mg/g ^l	–
Densidad del carbón	~ 1.5 ^t	~ 1.6 ^k	1.40 – 1.45 ^u
Contenido de gas inicial	50 – 56 Tpc ^d	7 – 10 Tpc ^e	–
Contenido de gas	–	391 scf/ton ^e	50 - 70 scf/ton ^o
Viscosidad del agua	~ 0.565 Cp ^b	0.01082 Cp ^g	–
Gravedad específica del gas	0.6064 ^b	0.56 ^j	~ 0.55 ^m
Gravedad específica del carbón	–	1.28 ⁱ	–
Tipo de hidrocarburo	Gas termogénico ^a	Gas termogénico ^j	Gas biogénico y termogénico ^r
Rango del carbón	Sub bituminoso – Bituminoso de alta volatilidad ^a	≥ Bituminoso alta volatilidad ^k	Lignito - Sub bituminoso ^o

Características geológicas			
Era / Periodo	Mesozoica / Cretáceo ^d	Paleozoica ^l	Cenozoica / Terciario ^q
Área	~ 4 297 000 acres ^a	> 518 921 acres ^h	~ 9 120 000 acres ^q
Espacio entre cleats	~ 0.25 in ^b	~ 0.17 in ^e	–
Espacio entre pozos	80 – 320 acres ^d	20 – 80 acres ^f	40 – 80 acres ⁿ
Espesor neto del manto	<100 ft ^a	~ 16 ft ^e	42 - 184 ft ⁿ
Gradiente de presión	0.30 – 0.80 psi/ft ^d	0.43 psi/ft ^l	0.274 psi/ft ^q
Profundidad	< 3500 ft ^d	~ 1050 ft ^e	250 - 1000 ft ⁿ
Datos de producción			
Producción máxima de gas	~ 985.5 Gpc en 1999 ^d	~ 120 Gpc en 2004 ^l	~ 580 Gpc en 2009 ^p
Producción acumulada de gas	~ 20 Tpc en 2016 ^d	>0.02 Tpc en 1986 ^e	~ 2 Tpc en 2006 ^o
Producción de gas	~ 1 000 000 Mcf/d en 2016 ^d	~ 5.2 Mcf/d en 1989 ^g	~ 920 000 Mcf/d en 2006 ^o
a. Ridgley et al., 2013	g. Ertekin y Sung, 1989	m. Onsager y Cox, 2000	
b. Thungsuntonkhun & Engler, 2001	h. Perry et al., 1980	n. Hower et al., 2003	r. Flores et al., 2008
c. Murray, 1996	i. Al-Saadoon y Byrer, 1986	o. Swindell, 2007	s. Formolo et al., 2008
d. Parihar et al., 2016	j. Young et al., 1993	p. Wyoming Oil and Gas Conservation	t. Zahner, 1997
e. Wicks et al., 1986	k. Pashin J. C, 2013	Commission, 2021	u. Ceylan y Stock, 1991
f. Layne y Byrer, 1988	l. Hatch y Pawlewicz, 2007	q. DOE. U, 2002	

Nota: El símbolo – en esta tabla representa que no se pudo encontrar data hasta la fecha relacionada con esos ítems.

3.3 Canadá

Los mantos de carbón de Canadá se encuentran ubicados en 16 cuencas sedimentarias que varían en edad desde el Devónico hasta el Terciario. La Cuenca Sedimentaria del Oeste de Canadá también conocida como WCSB por sus siglas en inglés, contiene la gran mayoría (alrededor del 90%) de los recursos de carbón de interés de la nación. Esta cuenca se ubica en una gran área en las provincias de Columbia Británica, Alberta, Saskatchewan y Manitoba. Los mantos de carbón en la WCSB varían en edad desde el Carbonífero Temprano hasta el Paleoceno y el rango varía desde el lignito hasta la semiantracita. Alrededor del 36% del total estimado de recursos de interés en la WCSB son mantos de carbón bituminoso, incluida una alta proporción en el rango de volatilidad media a baja, caracterizados por su bajo contenido de azufre y niveles aceptables de ceniza (Cameron y Smith, 1991).

Según Gatens (2005) y Beaton et al. (2006) la exploración y explotación de estos mantos se dio debido a los éxitos estadounidenses en la producción de CBM. Alberta experimentó una actividad de exploración a fines de la década de 1980 y principios de 1990, lo que resultó en la perforación y prueba de un número limitado de pozos para CBM. La exploración se estancó poco después, en parte debido a los desalentadores resultados iniciales que indicaban profundidades mayores a 3 281 ft, baja permeabilidad por ello, bajas tasas de producción y concentraciones de gas de bajas a moderadas en muchos de los carbones investigados. A lo anterior es de destacar que estas operaciones fueron ejecutadas por compañías con poca experiencia en CBM y a comienzos de los precios bajos del gas.

Posteriormente, entre el 2000 y 2002 Canadá decidió retomar las operaciones de perforación en los mantos de carbón de Alberta, y fue hasta enero de 2003 que se logró una

producción comercial significativa. Al 2 005, Canadá contaba con más de 3 900 pozos productores de más de 150 millones de pies cúbicos por día (MMcf/d) (Gatens, 2005).

Canadá cuenta con más de 700 Tpc de recursos de gas CBM, además de contar con el yacimiento seco de CBM más grande del mundo. A partir del 2 005, se estimó el aumento de la producción de gas CBM entre 2 – 3 Gpc/d durante los siguientes 10 a 20 años, lo que generaría una recuperación de hasta 75 Gpc/d de gas. La mayor parte de estos recursos de gas se encuentran en Alberta con 500 a 550 Tpc, y Columbia Británica con aproximadamente 90 Tpc (Gatens, 2005).

3.3.1 Yacimiento / Mantos de Carbón de la formación Horseshoe Canyon

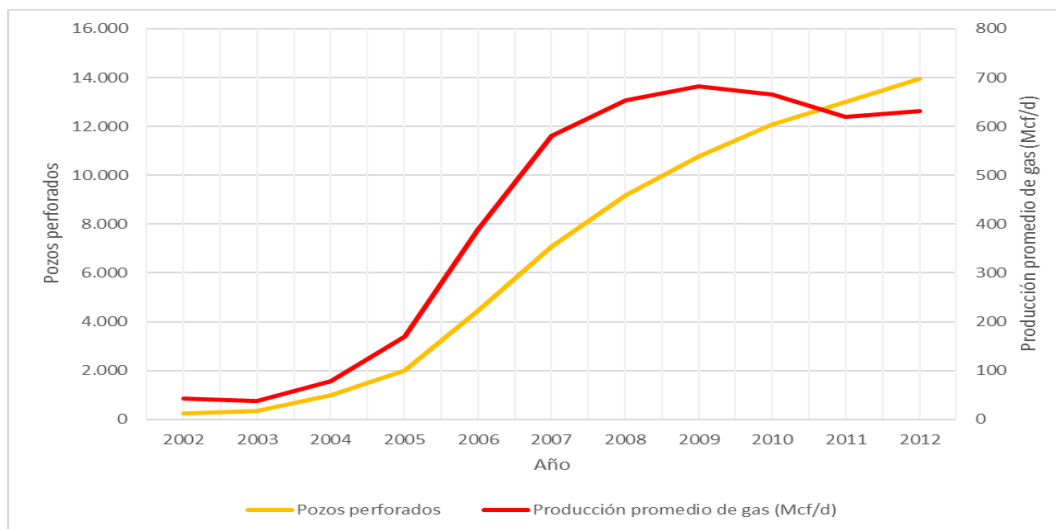
Horseshoe Canyon es una formación geológica ubicada en Alberta, que es conocida como el yacimiento seco de CBM más grande del mundo debido a que cuenta con tres zonas de carbón: Thompson, Daly-Weaver y Drumheller, las cuales son relativamente discontinuas. La zona de carbón de Drumheller contiene mantos de carbón que pueden tener un espesor de hasta 13 ft, mientras que los mantos de la zona de Daly-Weaver son más delgados porque se depositaron en una llanura aluvial, los carbones de la zona de Thompson también son discontinuos, pero lateralmente persistentes (Cheung et al., 2009). A lo anterior, los mantos de carbón en esta formación presentan una anomalía debido a que la mayoría no producen agua de formación, por lo tanto, se denomina un yacimiento seco que no requiere deshidratación y brinda un bajo costo operativo, e incluso se encuentra severamente dañado por la intrusión de agua generada por las técnicas de fracturamiento hidráulico y las diferentes pruebas de pozo (Hoch, 2005). Esta aparente baja saturación de agua y potencial condición desecada del carbón es la

principal razón para la aplicación de sistemas de fracturamiento no acuosos (Leshchyshyn T. et al., 2005).

Los mantos de carbón en Horseshoe Canyon son poco profundos, su profundidad oscila entre los 492 ft y los 2 789 ft, su espesor suele ser de 1.6 ft y 9.8 ft, las presiones del yacimiento a estas profundidades tienen un promedio de 250 psi a 510 psi (Leshchyshyn T. et al., 2005), y acostumbran a ser bajas del orden del 10 al 50% de la presión hidrostática del agua, siendo el promedio inferior al 30% de la presión hidrostática del agua, esto debido a la sequedad de estos mantos (Hoch, 2005). El rango de carbón varía desde sub-bituminoso a poca profundidad, la mayoría de los carbones tienen un rango de bituminoso altamente volátil, el rango aumenta tanto hacia el oeste como hacia el norte, donde se alcanza un rango de bituminoso de alta volatilidad (Beaton et al., 2006).

Figura 23.

Producción de gas y perforación de pozos en los mantos de carbón Horseshoe Canyon



Modificado de *Horseshoe Canyon Coal Bed Methane High Well Density, Reservoir Continuity Study*, 2011.

Como se evidencia en la Figura 23, en el 2 002 se llevó a cabo la primera producción comercial de CBM de Alberta debido a un estimado de gas in situ de 147 Tpc (Cheung et al., 2009); desde el inicio de la perforación de los primeros pozos se enfrentó a importantes desafíos, tanto operativos como normativos. Las primeras técnicas de perforación y completamiento no eran las óptimas, lo que provocó graves daños a los mantos (Waffle et al., 2009) teniendo en cuenta que por pozo se pueden encontrar hasta 30 mantos, es por lo que la producción podía oscilar entre 35 mil pies cúbicos estándar por día (Mscf/d) y 636 Mscf/d (Leshchyshyn T. et al., 2005).

En el 2 003, se perforaron 510 pozos productores que representaron el 55% de la producción total de CBM (Leshchyshyn T. et al., 2005); a finales del 2 004, se había convertido en el yacimiento de CBM más importante de Alberta, con numerosas empresas desarrollando en el corredor entre Calgary y Edmonton (Bastian et al., 2005).

A principios del 2 005, la producción total de CBM ascendió a 98.8% (Leshchyshyn T. et al., 2005) generando más de 98 MMcf/d de metano, y la producción de CBM en Alberta totalizó en 88 Gpc. Para 2 008, habían más de 6 000 pozos que producían 184 Gpc por año, mientras que, durante el 2 017, la cantidad acumulada de pozos superó los 20 000. Sin embargo, la perforación de nuevos pozos de gas ha disminuido desde 2 010 (APEC Energy Working Group, 2018).

Con la anterior caracterización y descripción del yacimiento / mantos de Carbón de la formación Horseshoe Canyon, en la Tabla 8 son sintetizadas cada una de sus propiedades petrofísicas y de los fluidos, características geológicas y datos de producción.

Tabla 8.*Caracterización de los mantos de carbón de la formación Horseshoe Canyon*

Mantos de carbón de la formación Horseshoe Canyon	
Propiedades petrofísicas y de los fluidos	
Porosidad	0.04 – 0.08 ^g
Permeabilidad	3 – 5 mD ^e
Reflectancia de vitrinita	0.38 – 2% ^f
Presión del manto	250 – 510 psi ^a
Temperatura del manto	65 – 88 °F ^a
Contenido de gas inicial	147 Tpc ^c
Contenido de gas	9 – 39 scf/ton ^d
Densidad del carbón	~ 1.47 ^d
Tipo de hidrocarburo	Biogénico y termogénico ^d
Rango del carbón	Sub-bituminoso - bituminoso ^b
Características geológicas	
Era / Periodo	Mesozoico / Cretácico Superior ^d
Área	>7 680 000 acres ^d
Espesor del manto	1.6 – 13 ft ^{a, c}
Gradiente de presión	~ 2.2 psi/ft ^d
Profundidad	492 – 2 789 ft ^a
Datos de producción	
Producción máxima de gas	~ 700 Mscf/d en 2009 ^h
Producción de gas	35 – 636 Mscf/d en 2005 ^a
a. Leshchyshyn T. et al., 2005	e. APEC Energy Working Group, 2018
b. Beaton et al., 2006	f. Bastian et al., 2005
c. Cheung et al., 2009	g. Bustin y Bustin, 2011
d. Hoch, 2005	h. Encana Corporation, 2011

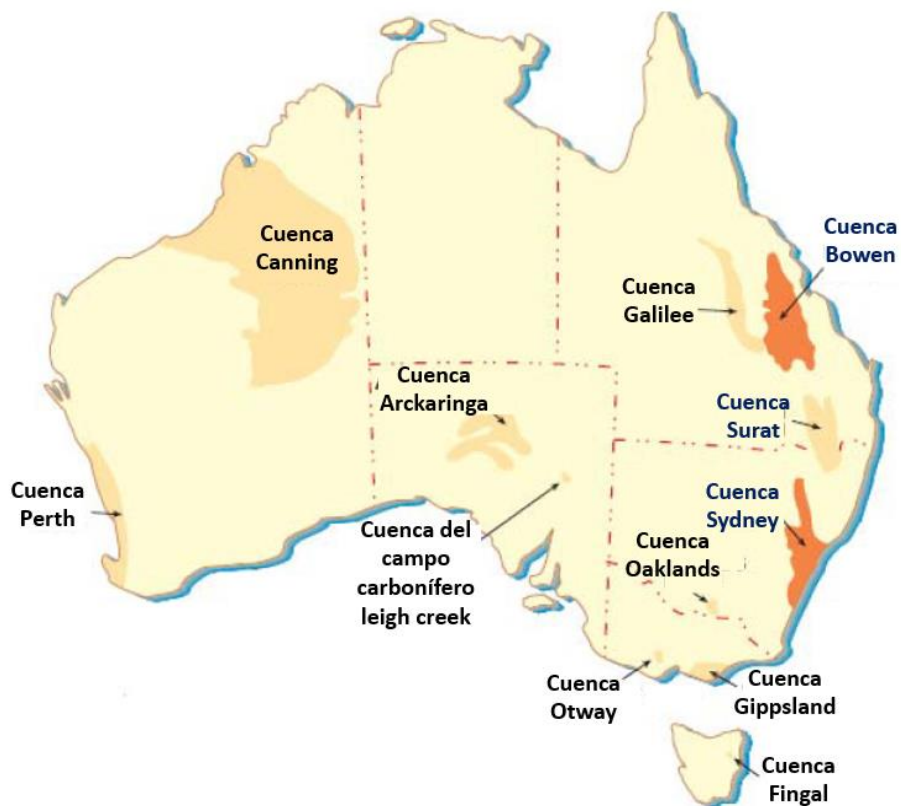
3.4 Australia

Australia cuenta con enormes recursos de carbón, grandes volúmenes de gas in situ con ello el riesgo de explosiones mineras y el interés de desarrollar el CBM ha venido aumentando. La mayoría de las cuencas con potencial CBM se ilustran en la Figura 24, sin embargo, la gran mayoría del CMB producido proviene de la cuenca Bowen reconocida por sus carbones de rango bituminoso, y la cuenca Surat por sus mantos de carbón principalmente de rango sub-bituminoso,

estas ubicadas en Queensland. La cuenca de Sydney ubicada en Nueva Gales del Sur ha producido CBM en menor proporción que las anteriores, de igual forma, las cuencas de Gunnedah, Gloucester y Clarence Moreton tienen importantes recursos de CBM y podrían convertirse en objetivos de producción en el futuro (Mastalerz y Drobniak, 2020). En Australia el CBM es considerado una energía verde debido a que es un combustible limpio que brinda una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y seguridad al reducir el riesgo de explosiones en minas de carbón (Ham y Kantzas, 2008).

Figura 24.

Cuencas con potencial CBM en Australia



Modificado de *Development of coalbed methane in Australia: unique approaches and tools*. (p. 8) por Y. Ham & A. Kantzas, 2008.

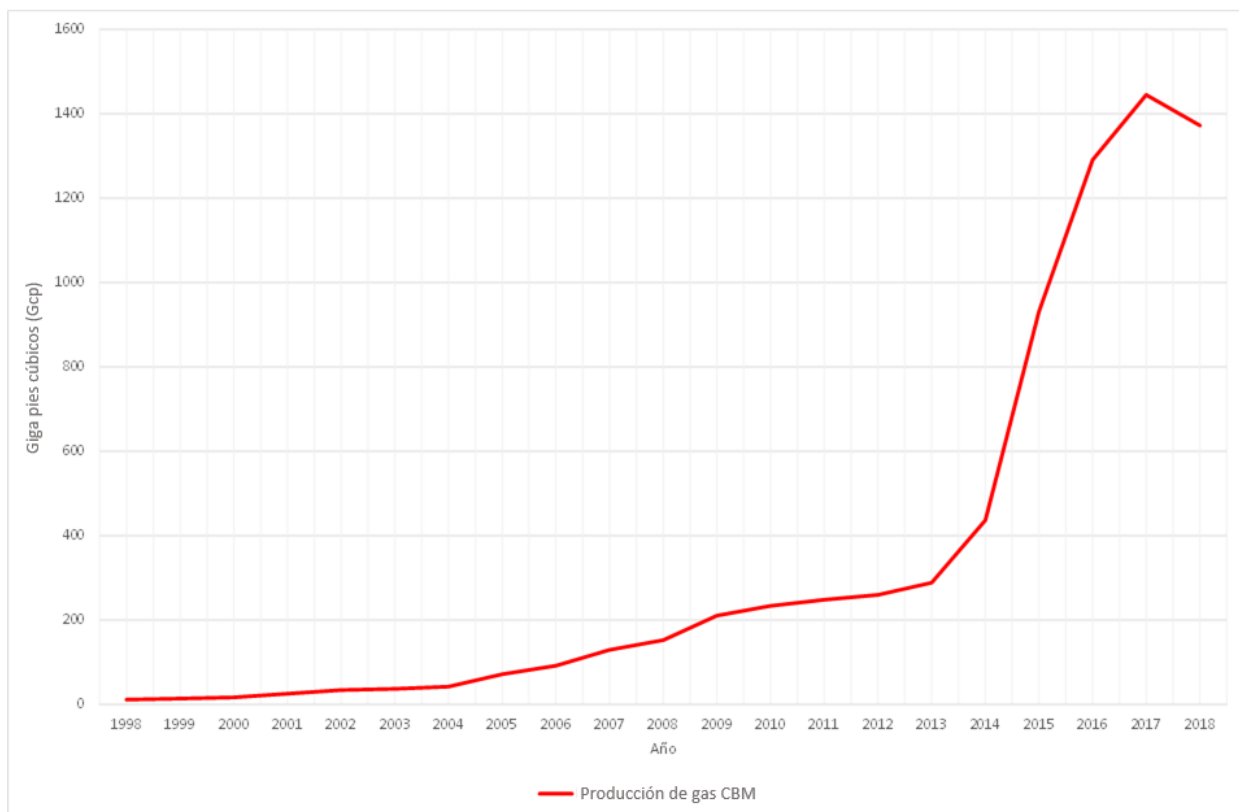
Los mantos de carbón con alto potencial de producción de gas metano se encuentran en zonas que hacen parte del Jurásico al Pérmico, con rangos que van desde sub-bituminosos hasta bituminosos de baja volatilidad. Los mantos ubicados en el Pérmico de las cuencas Bowen y Sydney han sido los más explorados y desarrollados, sin embargo, desde principios de 2 000, la exploración de CBM también se extendió a los mantos de rango inferior del Jurásico. Esto se debió a que, aunque las profundidades de estas vetas de carbón son poco profundas (128 a 1 640 ft) y tienen menos gas in situ por unidad de volumen, son más permeables, es decir, pueden desorber metano más fácilmente y, por lo tanto, dan como resultado mayores factores de recobro. A lo anterior, el lignito de edad terciaria también se ha convertido en un objetivo para la exploración de CBM. Por otra parte, se ha estimado que estos mantos con alto potencial de producción de gas pueden contener hasta 883 ft³ por tonelada, además las reservas de CBM se encuentran alrededor de 300 a 500 Tpc, con factores de recobro del 15 al 70% (Ham y Kantzas, 2008).

Australia inició su producción de CBM en 1 976 (Figura 25), cuando Houston Oil and Minerals perforó dos pozos que tenían como objetivo los carbones pérmicos de la cuenca Bowen. Otras compañías de petróleo y gas con sede en Estados Unidos entraron en operaciones durante los años 1 980 y 1 990 con la esperanza de aprovechar su experiencia, en los carbones pérmicos de la cuenca Bowen y la cuenca Sydney, pero el costo de perforación y completamiento impidió una producción económica (Salmachi et al., 2021). Fue hasta 1 996 cuando comenzó la producción comercial de CBM en el estado de Queensland. Con el desarrollo de métodos de perforación específicos para mantos de carbón se redujo en gran medida el costo de perforar un pozo CBM en la última década, por ello la actividad de perforación en pozos CBM aumentó considerablemente, así como en la profundidad perforada. En 2 004, se

perforaron un total de 277 pozos de exploración y desarrollo de CBM a una profundidad alrededor de unos 2 297 ft, mientras que en el mismo año se perforaron 201 pozos de exploración y desarrollo de yacimientos de convencionales (Ham y Kantzas, 2008).

Figura 25.

Producción de CBM en Australia



Modificado de *History, geology, in situ stress pattern, gas content and permeability of coal seam gas basins in Australia: A review, 2021*.

En enero de 2005, el Gobierno de Queensland presentó el Proyecto de Ley de Enmienda de Electricidad debido a la disminución del suministro de gas convencional al mercado de la costa este y el posible impacto de CBM, este proyecto fomentaba el desarrollo de un nuevo

suministro de gas al requerir electricidad, por tanto, los minoristas debían suministrar al menos el 13% de su electricidad a partir de fuentes de energía renovables o de gas, con ello se incrementó al 15% en 2 010 y al 18% en 2 020. Adicionalmente, permitió aumentar la producción comercial de CBM en la cuenca Surat con proyectos que iniciaron en 2006 y aumentaron rápidamente, permitiendo en 2 007 superar la producción de gas convencional en Queensland (Salmachi et al., 2021).

Desde el año 2 000, la producción anual aumentó significativamente, superando los 176 Gpc en 2 010. Un aumento constante continuó durante los años siguientes, hasta que se produjo un fuerte aumento en 2 015 y 2 017. En efecto, con el reciente nivel de producción Australia está superando a los Estados Unidos como principal productor de CBM (Mastalerz y Drobniak, 2020).

En cuanto a los volúmenes de agua producida de los mantos de las dos principales cuencas carboníferas australianas (Bowen y Sydney) no son grandes, se han estimado menos de 500 bbl/d por pozo, esta cantidad se suele evaporar en estanques de agua. Mientras que para otras cuencas que producen grandes volúmenes de agua, esta se reinyecta en pozos depletados después de someterse a un tratamiento de ósmosis inversa para eliminar las sales. Como es el caso de otros países, el tratamiento y la eliminación del agua producida por CBM en Australia también se considera un problema importante de costos (Ham y Kantzas, 2008).

Debido a la gran cantidad de recursos potenciales de CBM que cuenta Australia, se ha creado la posibilidad de exportar CBM en forma de gas natural licuado (GNL), principalmente a los mercados asiáticos. Se espera que esta utilización de CBM junto con los desarrollos de GNL a partir de gas convencional off shore en la plataforma del noroeste y el norte de Australia

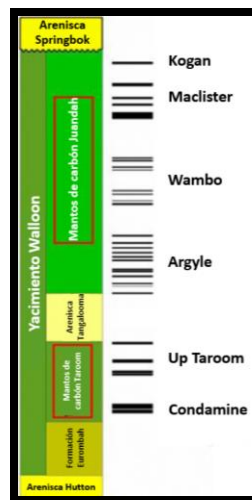
conviertan a Australia en el principal exportador a nivel mundial de GNL para 2 020 (Mastalerz y Drobniak, 2020).

3.4.1 Yacimiento / Manto de carbón Walloon

El manto de carbón Walloon se encuentra localizado en la cuenca Surat la cual se ubica desde Queensland y se extiende hasta el norte de Nueva Gales del Sur (Ming et al., 2021). Desde el 2 004, esta cuenca se ha convertido se ha convertido en la principal área de enfoque para las empresas interesadas en la explotación de CBM luego de conocer que los carbones térmicamente menos maduros en la cuenca Powder River de Estados Unidos, eran prospectivos para CBM (Freij-Ayoub, 2012).

Figura 26.

Columna estratigráfica yacimiento / manto de carbón Walloon



Modificado de *Detailed characterization of a multilayered coalbed methane field using high-resolution sequence stratigraphy: examples from the Surat Basin in Australia* (p. 2) por Zhang, M., Ren, B., Cui, Z., Yang, Y., Cao, S., Xia, Z., ... & Lau, H. C, 2016.

El manto de carbón Walloon se caracteriza el alto contenido de gas biogénico a poca profundidad debido a que presenta un contenido de gas entre 120 a 250 scf/ton a profundidades que van desde 328 a 1 969 ft, a causa de ello, los delgados mantos de carbón cuentan con una buena permeabilidad de aproximadamente 5 a 5 000 mD, además de un rango bituminoso de alta volatilidad y una reflectancia de la vitrinita entre 0.35 y 0.6%. De igual forma, los resultados de la cromatografía de gases han indicado que la composición del gas es de 97 a 98% de metano y el 2 a 3% restante consiste en impurezas como dióxido de carbono y nitrógeno (Sugiarto et al., 2013). Por lo anterior, este manto se ha convertido en una de las principales fuentes de gas para el proyecto de GNL en la costa este de Australia (Ming et al., 2021).

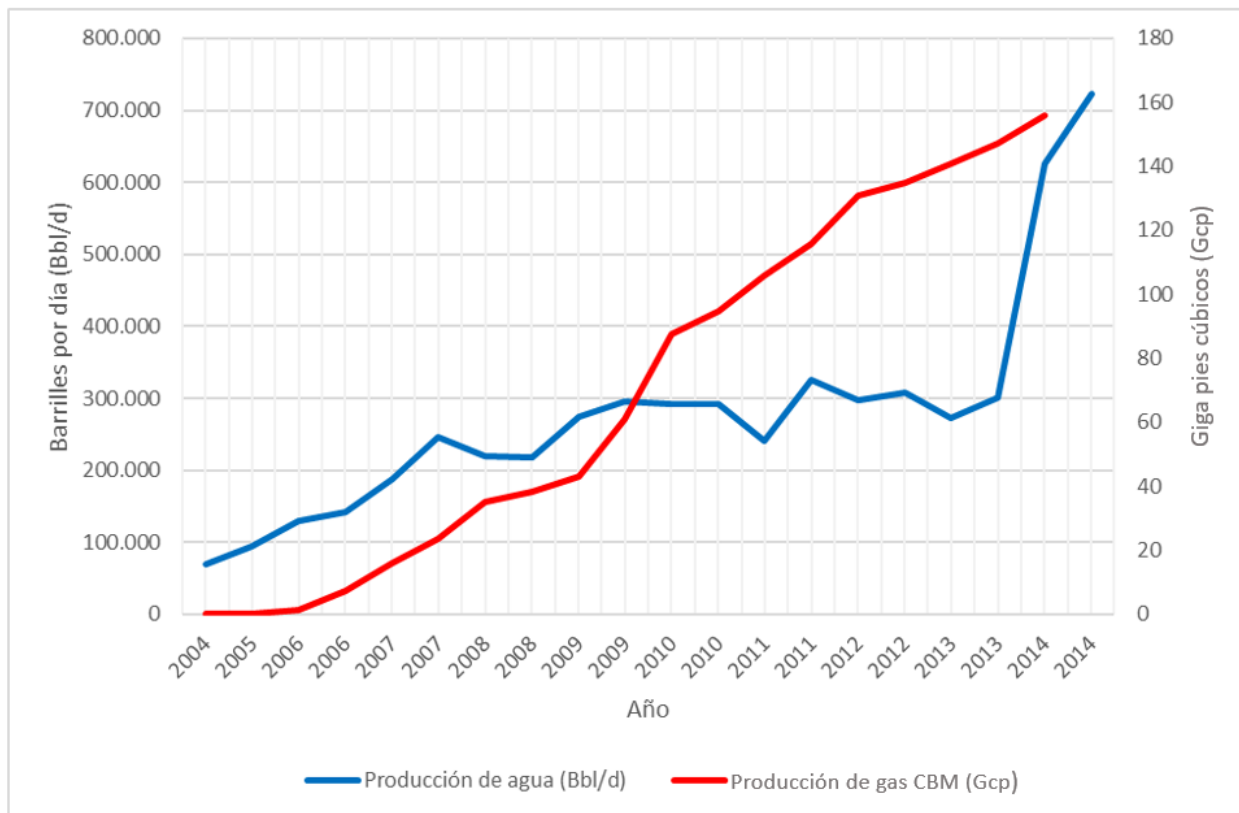
Adicionalmente, el manto de carbón Walloon está ubicado en el grupo Injune Creek del Jurásico Medio y lo conforma dos grupos de mantos de carbón, Taroom y Juandah de abajo hacia arriba, con la arenisca Tangalooma intermedia (Figura 26). Estos mantos están constituidos por seis grupos de capas de carbón Kogan, Macalister, Wambo, Argyle y Upper Taroom y Condamine; los cuales suelen estar en profundidades de 492 a 1 969 ft. El manto Juandah cuenta con hasta 30 capas de carbón y el espesor de una sola capa de estas, puede ser de 3 a 13 ft. Por otra parte, el manto Taroom tiene una única capa de 7 a 26 ft de espesor (Ming et al., 2021).

Debido a que la producción anual de gas convencional en la cuenca Cooper se estancó entre 1 999 y 2 001 en alrededor de 260 Gpc y, comenzó a disminuir aproximadamente en 2 002, justo cuando el gas convencional de la cuenca de Surat ya se había agotado en gran medida. Por lo tanto, se requerían nuevos suministros de gas (Towler et al., 2016), fue allí cuando el yacimiento Walloon se convirtió en el principal objetivo de exploración en CBM, y a partir del 2004 ha aumentado exponencialmente su explotación y explotación. La primera producción comercial de CBM, se llevó a cabo a principios del 2 006 (Figura 27) en el campo Kogan North

ubicado al oeste de la ciudad de Dalby (Sugiarto et al., 2013), luego se extendió a los campos Tipton West y Berwyndale.

Figura 27.

Producción de gas y agua en el yacimiento / manto de carbón Walloon



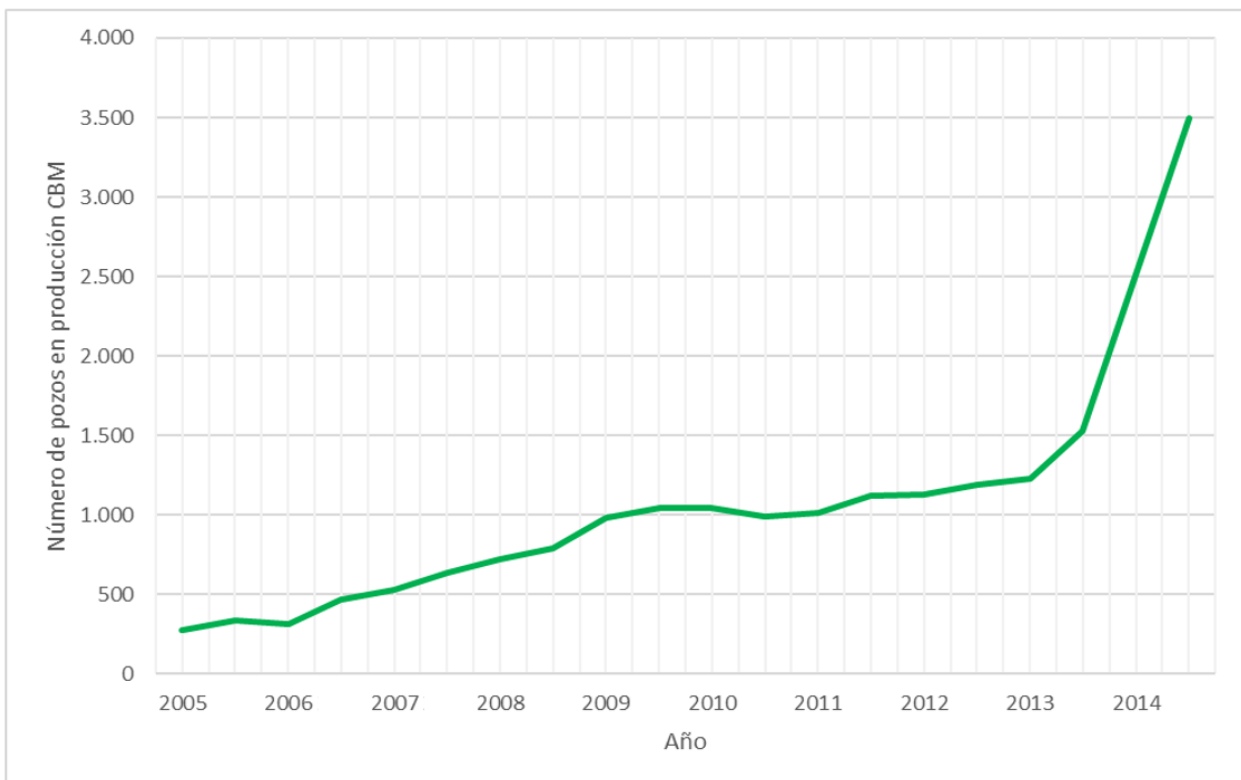
Modificado de *An overview of the coal seam gas developments in Queensland. Journal of Natural Gas Science and Engineering* (p. 8 y 10), por Towler, B., Firouzi, M., Underschultz, J., Rifkin, W., Garnett, A., Schultz, H., ... & Witt, K, 2016.

En 2007, la producción de CBM en el yacimiento Walloon superó la producción de gas convencional en Queensland lo que llevó a un aumento en la perforación y activación de pozos para producción (Figura 28), en junio de 2008 las reservas certificadas de gas en la cuenca de Surat habían superado las de la cuenca de Bowen. En 2011, la producción le permitió a la

cuenca de Surat superar a la cuenca de Bowen como el principal proveedor de gas natural en general, pero de CBM en particular. Entre 2 014 y 2 015, Queensland produjo 469 Gpc de gas, de los cuales 430 Gpc fueron CBM del yacimiento Walloon junto con la producción de la cuenca Bowen (Towler et al., 2016).

Figura 28.

Número de pozos en producción por año en el yacimiento / manto de carbón Walloon



Modificado de *An overview of the coal seam gas developments in Queensland. Journal of Natural Gas Science and Engineering* (p. 10), por Towler, B., Firouzi, M., Underschultz, J., Rifkin, W., Garnett, A., Schultz, H., ... & Witt, K., 2016.

La producción de agua suele ser alta, debido a que se encuentra dentro de la Gran Cuenca Artesiana (GAB), la cual es una cuenca hidrológica y es una de las reservas de agua subterránea más grandes del mundo, además de cubrir un área mucho más grande que las áreas de desarrollo de CBM. Para el 2015, la producción de agua se acercó a los 277 millones de barriles por año (MMBbl/yr) debido a que el número de pozos perforados y productores se encontraban en aumento. Por otra parte, mayoría del agua producida requiere algún grado de tratamiento antes de su uso, sin embargo, es catalogada de buena calidad y se puede usar directamente con fines beneficiosos como inyección a acuíferos depletado, riego y sustitución por otros usos del agua. El uso de estanques de evaporación solo se aprobará si todas las demás opciones no son factibles (Towler et al., 2016).

A continuación, en la Tabla 9 se ilustra la Caracterización del Yacimiento / Manto de carbón Walloon:

Tabla 9.

Caracterización del Yacimiento / Manto de carbón Walloon

Yacimiento / Manto de carbón Walloon	
Propiedades petrofísicas y de los fluidos	
Porosidad	0.06 – 0.02 ^a
Permeabilidad	5 – 5000 mD ^a
Reflectancia de vitrinita	0.35 – 0.6% ^a
Presión inicial del manto	185 – 786 psi ^a
Presión de desorción	185 – 686 psi ^a
Temperatura	68 – 85 ^a
Contenido de gas	120 – 250 scf/ton ^a
Contenido de humedad	8 – 12% ^d
Contenido de ceniza	5 – 16% ^d
Tipo de hidrocarburo	Gas biogénico ^c
Rango del carbón	Bituminoso de alta volatilidad ^a
Características geológicas	

Era / Periodo	Mesozoica / Jurásico ^b
Área	74 131 614 acres ^b
Espesor del manto	33 – 164 ft ^a
Profundidad	328 – 1969 ft ^a
Datos de producción	
Producción máxima de gas	~ 170 Gpc/d en 2015 ^c
a. Sugiarto et al., 2013	c. Towler et al, 2016
b. Ming et al., 2021	d. Salmachi et al., 2021

3.5 India

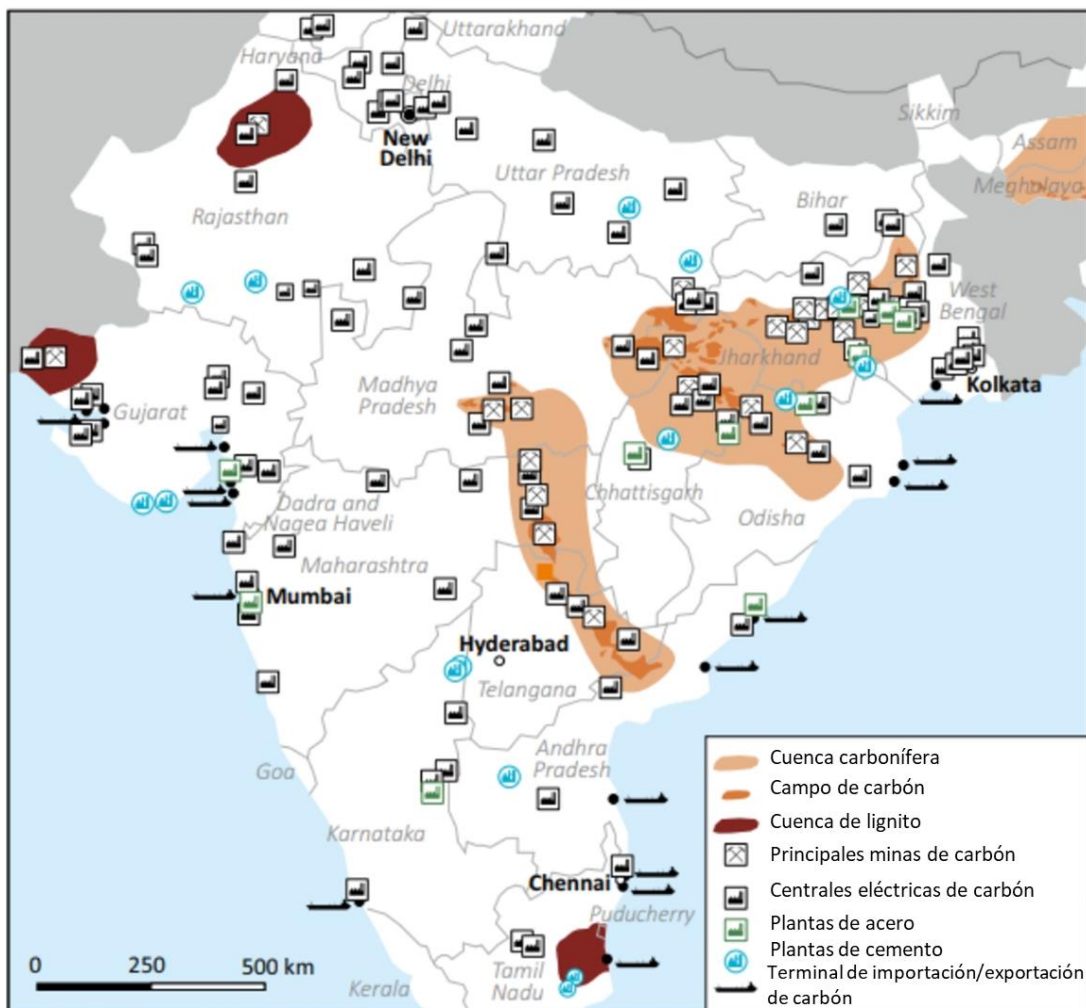
India es potencialmente rica en CBM, cuenta con muy buenas perspectivas para la producción comercial debido a que presenta la tercera reserva probada de carbón y la cuarta producción de carbón a nivel mundial (Figura 29), lo que ha permitido estimar a la Dirección General de Hidrocarburos de India 1 624 Tpc en reservas de CBM (Pooniwala, 2012). Por lo anterior, India se podría convertir en uno de los países con mayor exploración y producción de CBM como Estados Unidos y Australia (Ojha et al., 2011). De igual forma, su consumo de gas creció a una tasa anual del 10% entre 2 001 y 2 011, para 2012 el consumo fue de 1.9 Tpc, mientras que la producción de gas fue de 1.4 Tpc por tanto, para cubrir esta demanda de gas fue necesario acudir a la importación de gas natural licuado (GNL). Por lo anterior, se ha proyectado un aumento en la demanda de 26 300 MMcf al 2 029 y 2 030; a causa de ello, India decidió apostarle aún más al desarrollo de yacimientos no convencionales en especial el CBM (Khadse y Jadhav, 2016).

Incentivada por el éxito comercial y el desarrollo del CBM en Estados Unidos, India en 1992 inició la evaluación de sus cuencas carboníferas con el objetivo de conocer el potencial de CBM en cada una de ellas (Peters, 2000). Con estos estudios, la Dirección General de Hidrocarburos de India estimó que los principales yacimientos se encontraban en doce estados

que cubren un área de 8 747 531 acres, además los mantos de carbón en estas cuencas varían de bituminoso de alta a baja volatilidad con alto contenido de cenizas de 10 a 40%, y su contenido de gas está entre 106 - 565 ft³/ton dependiendo del rango del carbón, la profundidad y configuración geotectónica de las cuencas (Ojha et al., 2011).

Figura 29.

Reservas de carbón en India



Modificado de *India Coal Mine Methane Market Study* (p. 33), por U.S. EPA Coalbed Methane, 2019.

En 1997, con el objetivo de desarrollar sus recursos de CBM, el Gobierno de la India formuló la Política de CBM donde con cuatro rondas de licitación, se adjudicaron 33 bloques a compañías públicas y privadas. Para estos bloques se establecieron aproximadamente 52 Tpc de reservas, de las cuales 8.92 Tpc se consideraron como gas in situ. Luego de los estudios iniciales, fueron cedidos tres bloques con un área de 495 941 acres y unas reservas estimadas de 5 Tpc; los 30 bloques restantes continuaron en diferentes fases de desarrollo (Khadse y Jadhav, 2016). En este mismo año, India probó e hizo producir por primera vez gas metano del yacimiento Jharia, desde un pozo perforado en el bloque Parbatpur. Desde entonces, todos los esfuerzos se han concentrado en explotar de manera rentable los yacimientos prospectivos, para ello el Gobierno de la India ha anunciado lucrativos términos y condiciones para atraer inversiones en actividades de exploración y producción de CBM como exenciones fiscales en el impuesto sobre la renta durante los siete años posteriores al comienzo del descubrimiento comercial (Peters, 2000). En julio de 2007, se dio por primera vez la producción comercial de CBM en el bloque Raniganj, que ha aportado 7.7 millones de pies cúbicos estándar por día (MMscfd). En cuanto a la cifra total de producción de CBM, al 2015 fue de alrededor de 261.2 MMscfd (Khadse y Jadhav, 2016).

Aunque actualmente, en India la producción de CBM es muy baja, en los últimos años se ha experimentado un incremento sistemático debido al rápido aumento de la demanda de energía y el consecuente agotamiento de los recursos energéticos convencionales, India está buscando fuentes alternativas de energía, en cuanto a los yacimientos no convencionales, el CBM fue considerado más viable allí que el shale o los hidratos de gas. El gobierno indio está enfatizando el desarrollo de CBM, y grandes empresas están interesadas en su exploración y producción. Aunque, antes de que India alcance su máximo potencial, se deben realizar más avances en la

transferencia de tecnologías de extracción de CBM, capacitación técnica e inversión en infraestructura (Mastalerz y Drobniak, 2020).

3.5.1 Yacimiento / Mantos de carbón Jharia

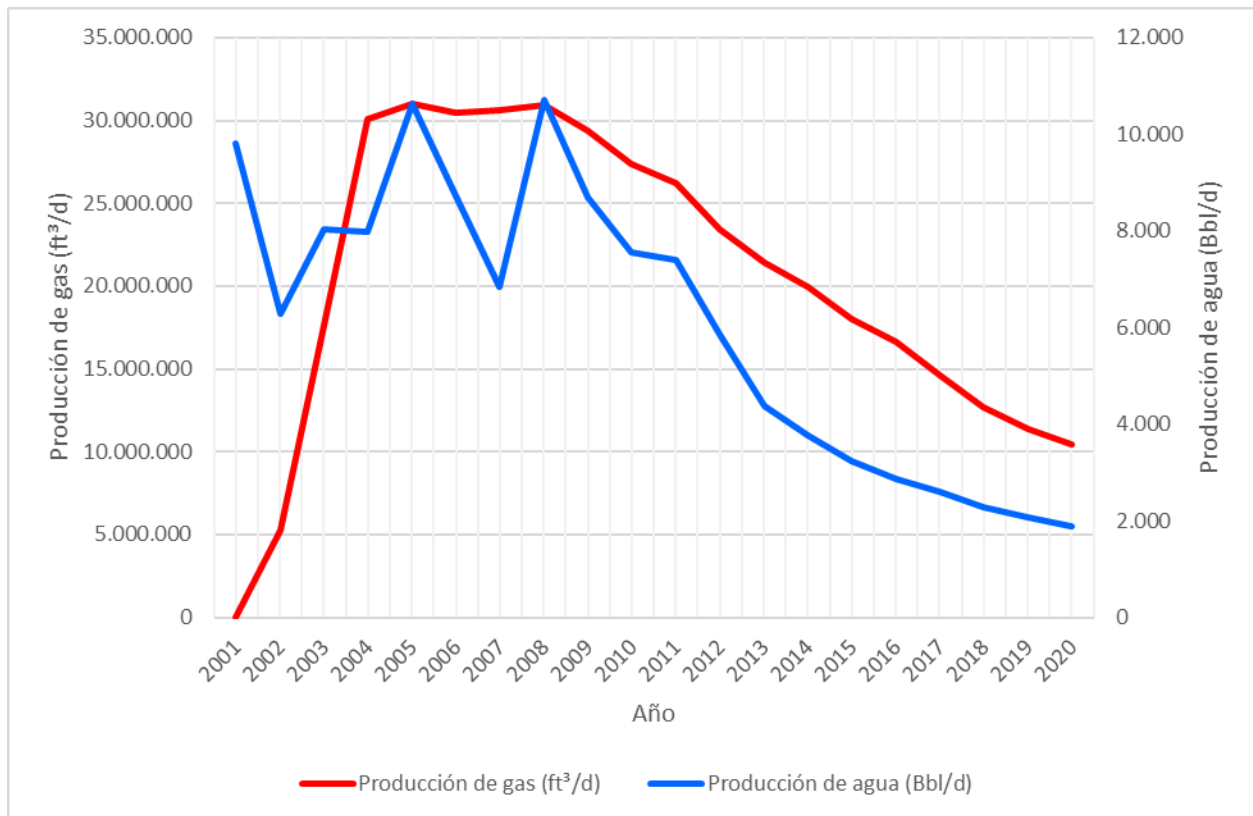
El yacimiento Jharia es uno de los principales yacimientos de CBM en India con más de 30 mantos de carbón de espesor variable, está ubicado en los distritos de Dhanbad y Giridih de la provincia de Jharkhand (Singh et al., 2018), dentro de la cuenca del valle del río Damodar, y cuenta con más de 111 197 acres (Sinha y Gupta, 2021). Se caracteriza por presentar una homogeneidad petrográfica considerable, con diferencias significativas en las condiciones hidrogeológicas, además de contener mantos de carbón de las formaciones Raniganj y Barakar (Singh et al., 2018). Se ha estimado que el yacimiento Jharia contiene una cantidad de 2 931 Gpc de metano para potenciar la producción comercial de CBM (Peters, 2000).

La formación Barakar es la principal formación carbonífera de este yacimiento ya que presenta hasta 49 mantos de carbón de los cuales 26 no son continuos. En ellos la reflectancia de la vitrinita varía de 0.8 a 1.3%, lo que clasifica a los carbones como bituminoso de volatilidad media a bituminoso de volatilidad alta, además en los mantos superiores la permeabilidad es de 0.34 a 3 mD, mientras que en los mantos inferiores es de 0.05 a 0.5 mD lo que afecta la productividad (Peters, 2000). Por otra parte, la formación Raniganj cuenta con 10 diez mantos de carbón con espesores que van desde 13 a 151 ft (Mohammad y Shaikh, 2010), con contenido de gas entre 198 a 399 ft³/ton, permeabilidad de 5 a 10 mD, reflectancia de vitrinita entre 0.5 y 0.85% es decir, carbones en rango sub-bituminoso a bituminoso con volatilidad alta, de estos se ha llegado a producir hasta 3.35 MMscfd de CBM (Khadse y Jadhav, 2016).

Los mantos de carbón presentes en el yacimiento Jharia se han caracterizado por producir gas termogénico debido a que se encuentran a profundidades mayores de 1 640 ft (Rathi et al., 2019), además de contar con porosidades desde 0.03 a 0.06, así mismo un promedio en permeabilidad de 0.03 a 2.88 mD, con reflectancia de vitrinita entre 1.2 y 1.75%, lo que representa carbones de volatilidad media y baja (Mandal et al., 2004).

Figura 30.

Producción de gas y agua en el yacimiento / mantos de carbón Jharia



Modificado de *Coalbed methane in India: Opportunities, issues and challenges for recovery and utilization* (p. 84), por Singh, A. K., & Hajra, P. N, 2018.

En el perfil de producción de gas de mostrado en la Figura 30 se evidencia un comportamiento típico de yacimientos CBM, debido a que gracias a la Política CBM incentivada por el Gobierno de la India, en 1997 se inició la producción de CBM en el yacimiento Jharia luego del éxito en la perforación de uno de los mantos de carbón de la formación Raniganj, sin embargo, esta no fue suficiente para realizar una producción comercial debido a la poca experiencia y tecnología del país con estos yacimientos (Khadse y Jadhav, 2016). Por lo anterior, durante los siguientes cuatro años, aumentaron los trabajos de exploración donde se hallaron gran cantidad de mantos de carbón con alto potencial de CBM, siendo los más prospectivos los que se encontraban dentro de la formación Barakar y por ello, se continuo con la perforación de más de 150 pozos, los cuales contribuyeron a un rápido aumento de la producción de metano durante los siguientes cinco años donde alcanzo su máximo punto de producción con más de 30 MMcf/d en 2005, se logró mantener esta producción durante tres años en 2008, y a partir de esta fecha comenzó una declinación lenta en la producción de gas hasta reportarse en 2020 una producción de un poco más de 10 MMcf/d. En cuanto a la producción de agua, se presentó una declinación hasta mediados del 2002 debido al desagüe de los primeros pozos productores, luego junto con el aumento en la perforación de los mantos de carbón se evidencio el respectivo aumento en esta producción, finalmente en el 2008, inició a una fuertemente declinación junto con la producción de metano (Singh y Hajra, 2018).

Por medio de la Tabla 10, se presenta la caracterización del Yacimiento / Mantos de carbón Jharia:

Tabla 10.*Caracterización del Yacimiento / Mantos de carbón Jharia*

Yacimiento / Mantos de carbón Jharia	
Propiedades petrofísicas y de los fluidos	
Porosidad	0.03 – 0.06 ^d
Permeabilidad	0.03 – 2.88 mD ^d
Reflectancia de vitrinita	1.2 – 1.75% ^d
Temperatura del yacimiento	~ 139 °F ^c
Presión inicial del yacimiento	~ 135 psi ^f
Contenido de gas inicial	2.93 Tpc ^b
Contenido de gas	156 – 343 scf/ton ^j
Contenido de humedad	2.46 – 3.82% ⁱ
Contenido de ceniza	10.52 – 26.59% ⁱ
Viscosidad del agua	0.8 Cp ^f
Gravedad específica del gas	0.58 ^f
Tipo de hidrocarburo	Gas termogénico ^c
Rango del carbón	Bituminosos de volatilidad media y baja ^d
Características geológicas	
Era / Periodo	Paleozoico / Pérmico ^a
Área	111 197 acres ^a
Espacio entre pozos	40 – 80 acres ^g
Espesor del yacimiento	1 804 – 3 773 ft ^a
Gradiente de presión	0.6 – 0.8 psi/ft ^e
Profundidad	>1 640 ft ^c
Datos de producción	
Producción máxima de gas	>30 MMcf/d en 2005 ^h
Producción de gas	~ 10 MMcf/d en 2020 ^h

a. Sinha y Gupta, 2021
b. Peters, 2000
c. Rathi et al., 2019
d. Mandal et al., 2004
e. Mohammad y Shaikh, 2010
f. Asif, et al., 2022
g. Khadse y Jadhav, 2016
h. Singh y Hajra, 2018
i. Ojha et al., 2011
j. Ojha et al., 2013

4 Análisis de la producción de yacimientos de gas asociados a mantos de carbón internacionales similares al yacimiento colombiano del caso de estudio, definiendo las variables que impactan esta producción

Para definir las variables que impactan la producción de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón, se implementó la metodología MICMAC. Luego, fueron comparadas entre el proyecto piloto de producción de CBM conocido como La Loma en Colombia, y los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón internacionales mencionados en el capítulo anterior, con el objetivo de definir los yacimientos similares al colombiano. Posteriormente, se realizó el análisis de la producción del yacimiento internacional con mayor similitud al yacimiento colombiano, teniendo en cuenta la influencia de las variables seleccionadas.

4.1 Metodología MICMAC

La metodología MICMAC fue desarrollada por Duperrin y Godet quienes emplearon el análisis estructural para investigar las variables con mayor influencia a futuro (Saxena y Vrat, 1990), y consiste en el diligenciamiento de la matriz MICMAC que establece las variables con mayor importancia para la descripción de un sistema y/o modelo, adicionalmente determina la relación entre ellas. Esta matriz se orienta verticalmente a la descripción del grado de influencia y horizontalmente a la descripción del grado de dependencia de cada una de las variables dispuestas para el efecto (Uribe y Vargas, 2016).

A continuación, se listan las variables con mayor impacto en la producción de los yacimientos asociados a mantos de carbón, las cuales se obtuvieron previamente por medio de revisión bibliográfica:

- a. Permeabilidad
- b. Presión del yacimiento
- c. Temperatura
- d. Profundidad
- e. Espesor neto
- f. Carbono orgánico total (TOC)
- g. Reflectancia de la vitrinita
- h. Rango del carbón
- i. Contenido de ceniza
- j. Contenido de agua
- k. Contenido de gas
- l. Densidad del carbón
- m. Área del yacimiento
- n. Efecto de contracción y expansión del carbón
- o. Tasa de declive
- p. Factor de recobro
- q. Periodo de desagüe

Ahora bien, se elabora la matriz MICMAC (Tabla 12) teniendo en cuenta que tanto el grado de influencia como dependencia directa se clasifica (Tabla 11) así:

Tabla 11.*Clasificación de la influencia / dependencia directa de las variables*

Código	Influencia / dependencia
0	Nula
1	Débil
2	Moderada
3	Alta

De acuerdo con la metodología MICMAC, el grado (código) de influencia / dependencia directa entre las variables se establece de acuerdo con el criterio del autor del sistema y/o modelo.

Tabla 12.*Matriz MICMAC*

	a	b	c	d	e	f	g	h	i	j	k	l	m	n	o	p	q
a	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	3	3	0
b	1	0	1	0	0	0	0	3	0	3	0	1	0	3	3	0	0
c	0	2	0	1	0	3	3	3	3	0	3	0	0	0	0	0	0
d	3	3	3	0	0	2	3	3	1	2	1	0	0	0	0	0	0
e	1	1	0	1	0	2	0	0	2	3	3	3	0	3	0	0	3
f	0	0	3	0	0	0	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0
g	0	0	3	0	0	3	0	3	3	0	0	3	0	0	0	0	0
h	0	0	3	3	0	2	3	0	3	0	2	3	0	0	0	0	0
i	0	0	1	0	1	3	2	3	0	0	0	3	0	0	0	0	0
j	1	1	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	3
k	2	0	3	3	2	0	1	0	0	2	0	3	3	3	3	3	0
l	0	3	2	0	2	0	0	0	3	3	0	0	3	0	0	0	0
m	0	3	0	0	0	0	0	0	3	3	3	3	0	0	3	3	3
n	3	3	1	0	3	0	0	0	2	3	1	3	0	0	3	0	0
o	0	2	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0
p	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0
q	3	2	0	0	0	0	2	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0

Nota: Las letras ubicadas en las primeras filas y columnas representan cada una de las variables que impactan en la producción de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón listadas anteriormente.

Seguidamente, de acuerdo con Cely (1999) se evalúa el porcentaje de influencia (Tabla 13) y dependencia (Tabla 14) de cada una de las variables que impactan en la producción, por medio de estas correlaciones:

$$\%I = \frac{II}{SII} * 100 \quad Ec.2$$

Donde:

%I: Porcentaje de influencia

II: Índice de influencia

SII: Sumatoria de índices de influencia

$$\%D = \frac{ID}{SID} * 100 \quad Ec.3$$

Donde:

%D: Porcentaje de dependencia

ID: Índice de dependencia

SID: Sumatoria de índices de dependencia

Tabla 13.

Porcentaje de influencia de las variables que impactan la producción

	a	b	c	d	e	f	g	h	i	j	k	l	m	n	o	p	q	SII
II	9	15	18	21	22	9	15	19	13	10	28	16	24	22	4	5	10	260
%I	3	6	7	8	8	3	6	7	5	4	11	6	9	8	2	2	4	100

Tabla 14.

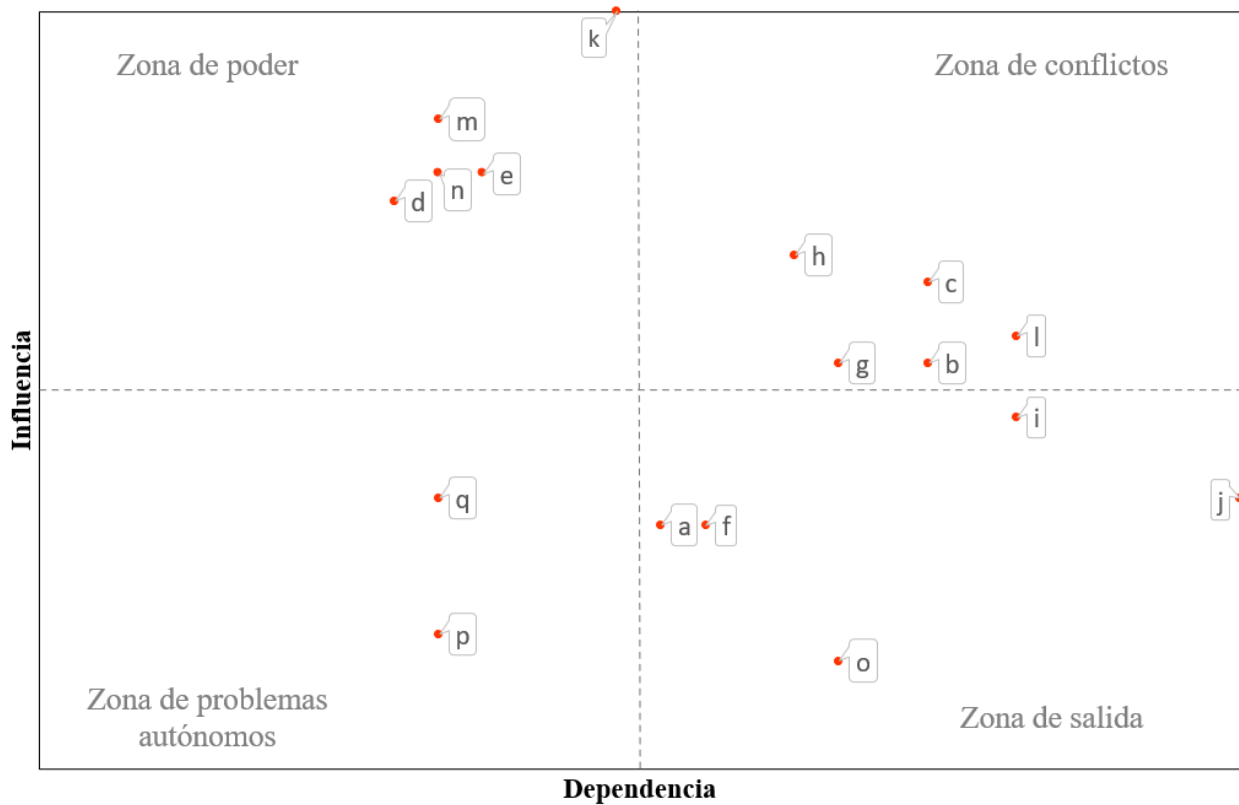
Porcentaje de dependencia de las variables que impactan la producción

	a	b	c	d	e	f	g	h	i	j	k	l	m	n	o	p	q	SID
ID	14	20	20	8	10	15	18	17	22	27	13	22	9	9	18	9	9	260
%D	5	8	8	3	4	6	7	7	8	10	5	8	3	3	7	3	3	100

A continuación, a través de un plano cartesiano se relaciona el porcentaje de influencia y dependencia directa de cada una de las variables:

Figura 31.

Plano cartesiano de la relación directa de las variables que impactan la producción



Nota: El plano cartesiano de relaciones directas fue realizado por medio de Excel.

Del anterior plano cartesiano (Figura 31), se evidencian cuatro zonas, según Cely (1999) se definen así:

Zona de poder: Es la zona más importante ya que se caracteriza por contar con variables fuertes y poco vulnerables, sus variables influyen sobre la mayoría y dependen poco de ellas. Aquí se encuentran:

- Contenido de gas
- Efecto de contracción y expansión del carbón
- Área del yacimiento
- Espesor neto
- Profundidad

Zona de conflicto: Las variables en esta zona también son valiosas puesto que influyen sobre las demás, pero a su vez dependen de ellas, tal y como:

- Rango del carbón
- Temperatura
- Densidad del carbón
- Reflectancia de la vitrinita
- Presión del yacimiento

Zona de problemas autónomos: Las variables ubicadas en esta zona son aquellas que no influyen significativamente sobre el sistema / modelo. En efecto:

- Periodo de desagüe
- Factor de recobro

Zona de salida: En esta zona se encuentran aquellas variables que no brindan influencia, sin embargo, cuentan con gran dependencia en el sistema / modelo. En ellas se presentan:

- Contenido de ceniza
- Contenido de agua
- Permeabilidad
- Carbono orgánico total (TOC)
- Tasa de declive

Por lo anterior, en la Tabla 15 se establecen las variables que impactan la producción de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón.

Tabla 15.

Variables que impactan la producción la producción de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón

Variable	Unidad
Contenido de gas	scf/ton
Efecto de contracción y expansión del carbón	–
Área del yacimiento	acres
Espesor neto	ft
Profundidad	ft
Rango del carbón	–
Temperatura	° F
Densidad del carbón	g/cm ³
Reflectancia de la vitrinita	%
Presión del yacimiento	psi

Nota: El símbolo – en esta tabla representa que la variable no tiene unidades.

Una vez obtenidas las 10 variables que impactan la producción se evidencia que, con la recopilación de datos del capítulo anterior, solo es posible comparar ocho variables: Contenido de gas, área del yacimiento, espesor neto, profundidad, rango del carbón, temperatura y reflectancia de la vitrinita. Con ellas se procede a evaluar la similitud entre estos yacimientos, estimando el porcentaje de error que existe entre las variables del yacimiento colombiano (valor real) y las variables de los yacimientos internacionales (valor aproximado). Adicionalmente, en las variables que cuenten con un rango de datos, se utilizará su promedio en la siguiente correlación:

$$\% \text{ Error} = \frac{|\text{Valor aproximado} - \text{Valor real}|}{\text{Valor real}} * 100 \quad \text{Ec. 4}$$

4.1.1 Yacimientos de gas asociados a mantos de carbón en Estados Unidos y Colombia

Los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón que se evaluarán en Estados Unidos son: Fruitland, Mary Lee y Wyodak. El yacimiento / manto de carbón Fruitland se destaca porque se encuentra dentro de la cuenca San Juan que presenta grandes reservas probadas en hidrocarburos de yacimientos no convencionales como el CBM, por tanto, tiene un alto potencial de producción (Parihar et al., 2016). Por su parte el yacimiento / manto de carbón Mary Lee se distingue por ser uno de los mejores caracterizados y con mayor explotación de gas CBM en Estados Unidos (Parra, 2017). En cuanto al yacimiento / manto de carbón Wyodak, es conocido por ser el más grande del país (Hower et al., 2003). Para apreciar su similitud, en la Tabla 16 se visualiza la caracterización de cada uno de ellos.

Tabla 16.*Caracterización de los yacimientos / mantos de carbón en Estados Unidos y Colombia*

Descripción / Propiedad	Yacimientos / Mantos de carbón en Estados Unidos			Yacimiento / manto de carbón en Colombia
	Fruitland	Mary Lee	Wyodak	Los Cuervos
Cuenca	San Juan ^d	Black Warrior ^k	Powder River ^s	Cesar - Ranchería ^t
Formación	Fruitland ^d	Pottsvillem ^k	Fort Union ^s	Los Cuervos ^t
Edad	Mesozoico / Cretácico ^d	Paleozoico ^k	Paleozoico ^r	Cenozoico / Paleógeno ^u
Rango del carbón	Sub bituminoso – Bituminoso de alta volatilidad ^a	≥ Bituminoso de alta volatilidad ^k	Lignito – Sub bituminoso ^o	Bituminosos de alta volatilidad ^t
Tipo de hidrocarburo	Gas termogénico ^a	Gas termogénico ^j	Gas biogénico y termogénico ^r	Gas biogénico y termogénico ^u
Gravedad específica del gas	0.6064 ^b	0.56 ^j	0.55 ^m	–
Gravedad específica del carbón	–	1.28 ⁱ	–	–
Porosidad	0.002 – 0.24 ^a	0.0025 – 0.031 ^{j,g}	0.01 – 0.06 ^q	–
Permeabilidad (mD)	< 10 – 25 ^c	2 – 5 ^f	300 – 1000 ^o	–
Compresibilidad de poro (psi ⁻¹)	200×10 ⁶ ^b	400×10 ^j	–	–
Reflectancia de vitrinita (%)	< 0.5 – 1.5 ^a	0.8 – 1.7 ^k	0.31 – 0.49 ^r	0.5 – 1 ^v
Densidad del carbón (g/cm ³)	~ 1.5 ^{aa}	~ 1.6 ^k	1.40 – 1.45 ^{bb}	~ 1.55 ^z
TOC (%)	24 – 72 ^a	60.7 – 77 ^l	57.49 – 63.36 ^s	~ 68.4 ^w
Carbono fijo (%)	–	–	–	48.4 ^v
Material volátil (%)	–	–	–	33.4 ^v
Contenido de cenizas (%)	–	–	–	11 ^v
Contenido de humedad (%)	–	–	–	6.6 ^v

Índice de hidrógeno (mg/g)	23 – 380 ^a	91 – 198 ^l	–	–
Poder calorífico del gas (BTU/ft)	–	–	–	5 309 – 12 570 ^v
Poder calorífico del carbón (BTU/lb)	–	–	7 420 – 9 310 ^q	–
Saturación de agua inicial (%)	30 – 90% ^a	–	90 - 95% ^q	–
Contenido de gas inicial (Tpc)	50 – 56 ^d	7 – 10 ^e	–	2.3 – 6.3 ^{cc}
Contenido de gas (scf/ton)	475 – 660 ^{aa}	~ 391 ^e	50 – 70 ^o	220 – 264 ^{cc}
Viscosidad del agua (Cp)	~ 0.565 ^b	0.01082 ^g	–	–
Temperatura del manto (°F)	< 114 ^b	~ 75 ^j	~ 75 ^m	~ 68 ^y
Presión inicial del manto (psi)	~ 1 562 ^b	~ 472 ^j	~ 365 ^m	–
Área (acres)	~ 4 297 000 ^a	> 518 921 ^h	~ 9 120 000 ^q	~ 392 517 ^{cc}
Espacio entre cleats (in)	~ 0.25 ^b	~ 0.17 ^e	–	–
Espacio entre pozos (acres)	80 – 320 ^d	20 – 80 ^f	40 – 80 ⁿ	–
Espesor neto del manto (ft)	<100 ^a	~ 16 ^e	42 - 184 ⁿ	2 – 26 ^y
Gradiente de presión (psi/ft)	0.30 – 0.80 ^d	0.43 ^l	0.274 ^q	–
Profundidad (ft)	< 3 500 ^d	~ 1 050 ^e	250 – 1 000 ⁿ	591 – 984 ^y
Producción máxima de gas (Gpc)	~ 985.5 en 1999 ^d	~ 120 en 2004 ^l	~ 580 en 2009 ^p	–
Producción acumulada de gas (Tpc)	~ 20 en 2016 ^d	>0.02 en 1986 ^e	~ 2 en 2006 ^o	–
Producción de gas (Mcf/d)	~ 1 000 000 en 2016 ^d	~ 5.2 en 1989 ^g	~ 920 000 en 2006 ^o	117 en 2011 ^x

a. Ridgley et al., 2013
b. Thungsuntonkhun & Engler, 2001
c. Murray, 1996
d. Parihar et al., 2016
e. Wicks et al., 1986
f. Layne y Byrer, 1988
g. Ertekin y Sung, 1989
h. Perry et al., 1980
i. Al-Saadoon y Byrer, 1986
j. Young et al., 1993
k. Pashin, 2013
l. Hatch y Pawlewicz, 2007
m. Onsager y Cox, 2000
n. Hower et al., 2003
o. Swindell, 2007
p. Wyoming Oil and Gas Conservation Commission, 2021
q. DOE. U, 2002
r. Flores et al., 2008
s. Formolo et al., 2008
t. Cortes et al., 2022
u. Garzón, 2012
v. Mariño, 2015
w. Duarte y Mariño, 2021
x. Sarmiento et al., 2013
y. Rodríguez et al., 2012
z. Valero, 2017
aa. Zahner, 1997
bb. Ceylan y Stock, 1991
cc. Little, 2010

Seguidamente en la Tabla 17, Tabla 18 y Tabla 19 se evalúan exclusivamente las ocho variables con las que se cuenta con data en los cuatro yacimientos:

Tabla 17.

Evaluación de las variables que impactan la producción de yacimiento Los Cuervos y Fruitland

Variable	Yacimiento		% Error
	Los Cuervos	Fruitland	
Rango del carbón	Bituminoso de alta volatilidad	Sub bituminoso – Bituminoso de alta volatilidad	10
Área del yacimiento (acres)	392 517	4 197 000	>100
Reflectancia de vitrinita (%)	0.75	1	33.3
Densidad del carbón (g/cm ³)	1.55	1.5	3.2
Contenido de gas (scf/ton)	242	568	>100
Temperatura (° F)	68	114	67.6
Espesor neto del manto (ft)	14	50	>100
Profundidad (ft)	788	1 750	>100

Tabla 18.

Evaluación de las variables que impactan la producción de yacimiento Los Cuervos y Mary Lee

Variable	Yacimiento		% Error
	Los Cuervos	Mary Lee	
Rango del carbón	Bituminoso de alta volatilidad	≥ Bituminoso de alta volatilidad	10
Área del yacimiento (acres)	392 517	518 921	32.2
Reflectancia de vitrinita (%)	0.75	1.25	66.7
Densidad del carbón (g/cm ³)	1.55	1.6	3.2
Contenido de gas (scf/ton)	242	391	61.6
Temperatura (° F)	68	75	10.3
Espesor neto del manto (ft)	14	16	14.3
Profundidad (ft)	788	1 050	33.3

Tabla 19.

Evaluación de las variables que impactan la producción de yacimiento Los Cuervos y Wyodak

Variable	Yacimiento		% Error
	Los Cuervos	Wyodak	
Rango del carbón	Bituminoso de alta volatilidad	Lignito – Sub bituminoso	>100
Área del yacimiento (acres)	392 517	9 120 000	>100
Reflectancia de vitrinita (%)	0.75	0.4	46.7
Densidad del carbón (g/cm ³)	1.55	1.43	8.1
Contenido de gas (scf/ton)	242	60	75.2
Temperatura (° F)	68	75	10.3
Espesor neto del manto (ft)	14	625	>100
Profundidad (ft)	788	625	20.7

Luego de evaluar los porcentajes de error de las ocho variables que impactan la producción en los tres yacimientos, se establece que el yacimiento / manto de carbón Mary Lee tiene un excelente grado de similitud con el yacimiento colombiano dado que se presentan porcentajes de error menores del 100% en las ocho variables y la mayoría menores al 50%, lo que significa que sus variables son las más cercanas a las del yacimiento colombiano.

4.1.2 Yacimientos de gas asociados a mantos de carbón en Canadá y Colombia

El yacimiento de gas asociado a mantos de carbón que se evaluará en Canadá es nombrado similar al yacimiento colombiano, dado que no es un solo manto de carbón como yacimiento, sino que son varios mantos de carbón dentro de una formación, por tanto, esta formación es conocida como yacimiento Horseshoe Canyon.

Adicionalmente, es reconocido como el yacimiento de CBM más grande del mundo debido a que tiene tres zonas de carbón con alto potencial de CBM: Drumheller, Daly-Weaver y

Thompson (Cheung et al., 2009). Por otra parte, es denominado seco debido a que la mayoría de sus mantos de carbón no producen agua de formación, por ello, no es necesario realizar un desagüe por lo que ofrece bajos costos operativos (Hoch, 2005).

A continuación, en la Tabla 20 se muestra la caracterización de las propiedades petrofísicas y de los fluidos, la geología y los datos de producción entre el yacimiento canadiense y el colombiano.

Tabla 20.

Caracterización de los yacimientos / mantos de carbón en Canadá y Colombia

Descripción / Propiedad	Yacimiento / manto de carbón en Canadá	Yacimiento / manto de carbón en Colombia
	Horseshoe Canyon	Los Cuervos
Cuenca	Sedimentaria del Oeste (WCSB) ⁱ	Cesar - Ranchería ^j
Formación	Horseshoe Canyon ^c	Los Cuervos ^j
Edad	Mesozoico / Cretácico Superior ^d	Cenozoico / Paleógeno ^k
Rango del carbón	Sub-bituminoso - bituminoso ^b	Bituminosos con alta volatilidad ^j
Tipo de hidrocarburo	Gas seco / termogénico ^d	Gas biogénico y termogénico ^k
Porosidad	0.04 – 0.08 ^g	–
Permeabilidad (mD)	3 – 5 ^e	–
Reflectancia de vitrinita (%)	0.38 – 2 ^f	0.5 – 1 ^l
Densidad del carbón (g/cm ³)	~ 1.47 ^d	~ 1.55 ^p
TOC (%)	–	~ 68.4 ^m
Carbono fijo (%)	–	48.4 ^l
Material volátil (%)	–	33.4 ^l
Contenido de cenizas (%)	–	11 ^l
Contenido de humedad (%)	–	6.6 ^l
Poder calorífico del gas (BTU/ft)	–	5 309 – 12 570 ^l
Contenido de gas inicial (Tpc)	147 ^c	2.3 – 6.3 ^q
Contenido de gas (scf/ton)	9 – 39 ^d	220 – 264 ^q
Temperatura del manto (°F)	~ 65 – 88 ^a	~ 68 ^o

Presión inicial del manto (psi)	250 – 510 ^a	–
Área (acres)	>7 680 000 ^d	~ 392 517 ^q
Espesor neto del manto (ft)	1.6 – 9.8 ^a	2 – 26 ^o
Gradiente de presión (psi/ft)	~ 2.2 ^d	–
Profundidad (ft)	492 – 2 789 ^a	591 – 984 ^o
Producción máxima de gas (Mscf/d)	~ 700 en 2009 ^h	–
Producción de gas (Mcf/d)	35 – 636 en 2005 ^a	117 en 2011 ⁿ
a. Leshchyshyn T. et al., 2005	g. Bustin y Bustin, 2011	m. Duarte y Mariño, 2021
b. Beaton et al., 2006	h. Encana Corporation, 2011	n. Sarmiento et al., 2013
c. Cheung et al., 2009	i. Cameron y Smith, 1991	o. Rodríguez et al., 2012
d. Hoch, 2005	j. Cortes et al., 2022	p. Valero, 2017
e. APEC Energy Working Group, 2018	k. Garzón, 2012	q. Little, 2010
f. Bastian et al., 2005	l. Mariño, 2015	

Nota: El símbolo – en esta tabla representa que no se pudo encontrar data hasta la fecha relacionada con esos ítems.

Posteriormente, en la Tabla 21 son evaluadas las ocho variables que impactan la producción.

Tabla 21.

Evaluación de las variables que impactan la producción de yacimiento Los Cuervos y Horseshoe

Canyon

Variable	Yacimiento		% Error
	Los Cuervos	Horseshoe Canyon	
Rango del carbón	Bituminoso de alta volatilidad	Sub bituminoso – Bituminoso de alta volatilidad	20
Área del yacimiento (acres)	392 517	7 680 000	>100
Reflectancia de vitrinita (%)	0.75	1.19	58.7
Densidad del carbón (g/cm ³)	1.55	1.47	5.2
Contenido de gas (scf/ton)	242	24	90.1
Temperatura (° F)	68	76.5	12.5
Espesor neto del manto (ft)	14	5.7	59.3
Profundidad (ft)	788	1 641	>100

De la anterior tabla, se puede evidenciar que seis de las ocho variables que impactan la producción tienen un porcentaje de error menor al 100%, por tanto, es posible determinar que el yacimiento / manto de carbón Horseshoe Canyon tienen similitud con el yacimiento colombiano.

4.1.3 Yacimientos de gas asociados a mantos de carbón en Australia y Colombia

El yacimiento / manto de carbón Walloon se convirtió en uno de los más reconocidos en Australia luego que la cuenca Surat agotara su producción de gas convencional (Towler et al., 2016), y fue allí donde se estableció como el principal objetivo de gas CBM, aumentando exponencialmente su exploración y explotación (Sugiarto et al., 2013). Su éxito en producción de gas fue tanto que se volvió una de las principales fuentes de gas para el proyecto de GNL en la costa este de Australia (Ming et al., 2021).

En la Tabla 22, se pueden apreciar las propiedades petrofísicas y de los fluidos, la geología y los datos de producción del yacimiento australiano y el colombiano.

Tabla 22.*Caracterización de los yacimientos / mantos de carbón en Australia y Colombia*

Descripción / Propiedad	Yacimiento / manto de carbón en Australia	Yacimiento / manto de carbón en Colombia
	Walloon	Los Cuervos
Cuenca	Surat ^b	Cesar - Ranchería ^e
Formación	Injune Creek ^b	Los Cuervos ^e
Edad	Mesozoico / Jurásico ^b	Cenozoico / Paleógeno ^f
Rango del carbón	Bituminoso de alta volatilidad ^a	Bituminosos de alta volatilidad ^e
Tipo de hidrocarburo	Gas biogénico ^c	Gas biogénico y termogénico ^f
Porosidad	0.06 – 0.02 ^a	–
Permeabilidad (mD)	5 – 5000 ^a	–
Reflectancia de vitrinita (%)	0.35 – 0.6 ^a	0.5 – 1 ^g
Densidad del carbón (g/cm ³)	~ 1.40 ^l	~ 1.55 ^k
TOC (%)	–	~ 68.4 ^h
Material volátil (%)	–	33.4 ^g
Contenido de cenizas (%)	5 – 16 ^d	11 ^g
Contenido de humedad (%)	8 – 12 ^d	6.6 ^g
Poder calorífico del gas (BTU/ft)	–	5 309 – 12 570 ^g
Contenido de gas inicial (Tpc)	–	2.3 – 6.3 ^m
Contenido de gas (scf/ton)	120 – 250 ^a	220 – 264 ^m
Temperatura del manto (°F)	68 – 85 ^a	~ 68 ^j
Presión inicial del manto (psi)	185 – 786 ^a	–
Presión de desorción (psi)	185 – 686 ^a	–
Área (acres)	~ 74 131 614 ^b	~ 392 517 ^m
Espesor neto del manto (ft)	33 – 164 ^a	2 – 26 ^j
Profundidad (ft)	328 – 1 969 ^a	591 – 984 ^j
Producción máxima de gas (Gpc/d)	~ 170 en 2015 ^c	–
Producción de gas (Mcf/d)	–	117 en 2011 ⁱ

a. Sugiarto et al., 2013
b. Ming et al., 2021
c. Towler et al., 2016
d. Salmachi et al., 2021
e. Cortes et al., 2022
f. Garzón, 2012
g. Mariño, 2015
h. Duarte y Mariño, 2021
i. Sarmiento et al., 2013
j. Rodríguez et al., 2012
k. Valero, 2017
l. Papendick et al., 2011
m. Little, 2010

Por medio de la Tabla 23 se evalúan las ocho variables que impactan la producción entre el yacimiento / manto de carbón en la formación Los Cuervos y Walloon.

Tabla 23.

Evaluación de las variables que impactan la producción de yacimiento Los Cuervos y Walloon

Variable	Yacimiento		% Error
	Los Cuervos	Walloon	
Rango del carbón	Bituminoso de alta volatilidad	Bituminoso de alta volatilidad	0
Área del yacimiento (acres)	392 517	74 131 614	>100
Reflectancia de vitrinita (%)	0.75	0.48	37.7
Densidad del carbón (g/cm ³)	1.55	1.4	9.7
Contenido de gas (scf/ton)	242	185	23.6
Temperatura (° F)	68	77	13.2
Espesor neto del manto (ft)	14	98.5	>100
Profundidad (ft)	788	1 149	45.8

Luego de analizar los porcentajes de error, se puede apreciar que seis de las ocho variables que impactan la producción tienen un porcentaje de error menor al 100% y son menores del 50%, por tanto, el yacimiento / manto de carbón Walloon cuenta con muy buen grado de similitud con el yacimiento colombiano.

4.1.4 Yacimientos de gas asociados a mantos de carbón en India y Colombia

El yacimiento / manto de carbón Jharia es distinguido como uno de los principales yacimientos de CBM en India a causa de su gran cantidad de mantos de carbón (más de 30 mantos con espesor variable) (Singh et al., 2018). De igual forma, se ha estimado que contiene hasta 2 931 Gpc de metano que ayudará a potenciar su producción comercial (Peters, 2000).

A través de la Tabla 24 es posible visualizar las propiedades petrofísicas y de los fluidos, la geología y los datos de producción del yacimiento Jharia y el yacimiento colombiano.

Tabla 24.

Caracterización de los yacimientos / mantos de carbón en India y Colombia

Descripción / Propiedad	Yacimiento / manto de carbón en India	Yacimiento / manto de carbón en Colombia
	Jharia	Los Cuervos
Cuenca	Valle del río Damodar ^a	Cesar - Ranchería ^f
Formación	Barakar ^b	Los Cuervos ^f
Edad	Paleozoico / Pérmico ^a	Cenozoico / Paleógeno ^g
Rango del carbón	Bituminosos de media y baja volatilidad ^d	Bituminosos de alta volatilidad ^f
Tipo de hidrocarburo	Gas termogénico ^c	Gas biogénico y termogénico ^g
Porosidad	0.03 – 0.06 ^d	–
Permeabilidad (mD)	0.03 – 2.88 ^d	–
Reflectancia de vitrinita (%)	1.2 – 1.75 ^d	0.5 – 1 ^h
Densidad del carbón (g/cm ³)	1.35 – 1.4 ^m	~ 1.55 ^l
Gravedad específica del gas	0.58 ^f	–
TOC (%)	–	~ 68.4 ⁱ
Carbono fijo (%)	–	48.4 ^h
Material volátil (%)	–	33.4 ^h
Contenido de cenizas (%)	10.52 – 26.59 ^p	11 ^h
Contenido de humedad (%)	2.46 – 3.82 ^p	6.6 ^h
Poder calorífico del gas (BTU/ft)	–	5 309 – 12 570 ^h
Contenido de gas inicial (Tpc)	2.93 ^b	2.3 – 6.3 ⁿ
Contenido de gas (scf/ton)	156 – 343 ^o	220 – 264 ⁿ
Temperatura del manto (°F)	~ 139 ^c	~ 68 ^k
Presión inicial del manto (psi)	~ 135 ^f	–
Gradiente de presión (psi/ft)	0.6 – 0.8 ^e	–

Viscosidad del agua (Cp)	0.8 ^f	–
Área (acres)	111 197 ^a	~ 392 517 ⁿ
Espesor neto del manto (ft)	1 804 – 3 773 ^a	2 – 26 ^k
Espacio entre pozos (acres)	40 – 80 ^g	–
Profundidad (ft)	>1 640 ^c	591 – 984 ^k
Producción máxima de gas (Gpc/d)	>0.3 en 2005 ^h	–
Producción de gas (Mcf/d)	~ 10 000 en 2020 ^h	117 en 2011 ^j

a. Sinha y Gupta, 2021
b. Peters, 2000
c. Rathi et al., 2019
d. Mandal et al., 2004
e. Mohammad y Shaikh, 2010
f. Cortes et al., 2022
g. Garzón, 2012
h. Mariño, 2015
i. Duarte y Mariño, 2021
j. Sarmiento et al., 2013
k. Rodríguez et al., 2012
l. Valero, 2017
m. Rai et al., 2004
n. Little, 2010
o. Ojha et al., 2013
p. Ojha et al., 2011

Nota: El símbolo – en esta tabla representa que no se pudo encontrar data hasta la fecha relacionada con esos ítems.

En la Tabla 25 se evidencian las ocho variables que impactan la producción.

Tabla 25.

Evaluación de las variables que impactan la producción de yacimiento Los Cuervos y Jharia

Variable	Yacimiento		% Error
	Los Cuervos	Jharia	
Rango del carbón	Bituminoso de alta volatilidad	Bituminosos de media y baja volatilidad	20
Área del yacimiento (acres)	392 517	111 197	71.7
Reflectancia de vitrinita (%)	0.75	1.5	96.7
Densidad del carbón (g/cm ³)	1.55	1.38	11.3
Contenido de gas (scf/ton)	242	250	3.3
Temperatura (° F)	68	139	>100
Espesor neto del manto (ft)	14	2 789	>100
Profundidad (ft)	788	1 640	>100

Después de estudiar los porcentajes de error en las ocho variables que impactan la producción, se concluye que el yacimiento / manto de carbón Jharia es diferente al colombiano ya que cuatro de sus ocho variables tienen un porcentaje de error mayor o muy cercano al 100%.

Para determinar el yacimiento con mayor similitud al yacimiento colombiano de los tres yacimientos internacionales seleccionados previamente como similares al yacimiento colombiano, en la Tabla 26 se comparan sus porcentajes de error en las ocho variables que impactan la producción.

Tabla 26.

Porcentaje de error en los yacimientos internacionales similares al colombiano

Variable	% Error de cada yacimiento		
	Mary Lee	Horseshoe Canyon	Walloon
Rango del carbón	10	20	0
Área del yacimiento (acres)	32.2	>100	>100
Reflectancia de vitrinita (%)	66.7	58.7	37.7
Densidad del carbón (g/cm ³)	3.2	5.2	9.7
Contenido de gas (scf/ton)	61.6	90.1	23.6
Temperatura (° F)	10.3	12.5	13.2
Espesor neto del manto (ft)	14.4	59.3	>100
Profundidad (ft)	33.3	>100	45.8

Como se evidencia el yacimiento / manto de carbón Mary Lee presenta el mayor número de variables con menor porcentaje de error, por tanto, se concluye que es el yacimiento con mayor similitud al yacimiento colombiano y, por ende, los yacimientos / mantos de carbón Horseshoe Canyon y Walloon son descartados. Ahora bien, la data del yacimiento / manto de carbón Mary Lee será utilizada para evaluar las reservas y el análisis de la producción del yacimiento / manto de carbón en la formación Los Cuervos, donde no se cuente con data.

4.2 Análisis de la producción

Para efectuar el análisis de producción del yacimiento / manto de carbón Mary Lee se realizó su proyección al año 2050. De acuerdo con Aminian et al. (2004), el comportamiento de la producción en un yacimiento CBM se vuelve similar al de los yacimientos convencionales luego de alcanzar su producción (tasa) máxima de gas; y según Fa et al. (2018), los yacimientos CBM suelen exhibir una curva de declinación que está muy en línea con la curva de declinación hiperbólica.

Por lo anterior, se empleó la curva de declinación hiperbólica como la principal herramienta para la obtención de su pronóstico de producción. La declinación hiperbólica está compuesta por dos parámetros de gran importancia: la tasa de declinación (D_i) que se encarga de indicar el porcentaje en el disminuye la producción en términos días, meses o años, y el exponente de declinación (b) que se refleja en la tendencia de la curva de declinación (Fa et al., 2018). A continuación, se presenta su correlación para determinar la tasa de producción en función del tiempo:

$$q(t) = q_i(1 + bD_i t)^{-1/b} \quad \text{Ec.5}$$

Donde:

q(t): Tasa de producción (Mscf/d o Gpc/año)

q_i: Producción inicial (Mscf/d o Gpc/año)

b: Exponente de declinación (adimensional)

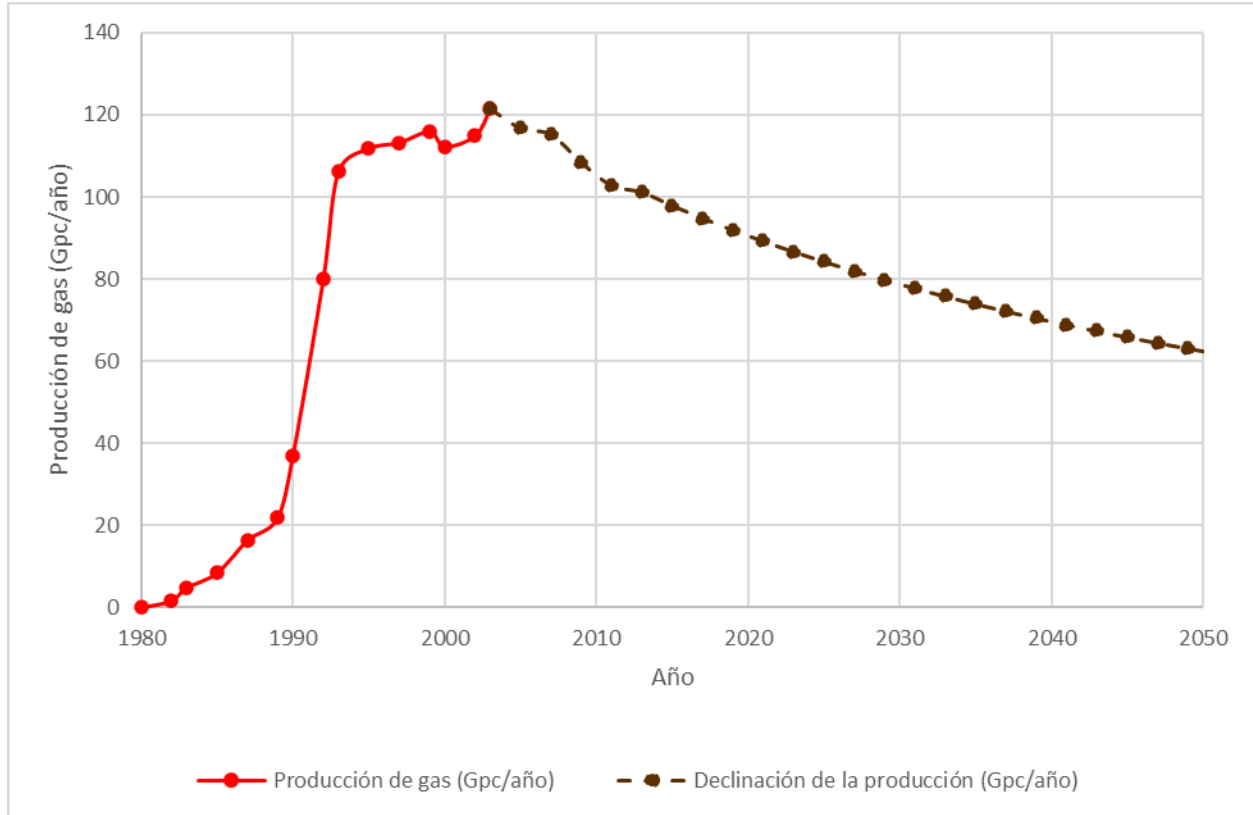
D_i: Tasa de declinación (días o años)⁻¹

t: tiempo (días o años)

Previo a determinar la curva de declinación hiperbólica en la Figura 32 se determinó una tasa de declinación del 2% y un exponente de declinación de 2. Por otra parte, por medio su perfil de producción (Figura 21) es posible establecer que es un yacimiento sobresaturado debido a que en su producción inicial se evidencia que al generarse una disminución en la presión del yacimiento, tanto el agua móvil como el gas libre en los *cleats* fluyen libremente a los pozos productores lo que a su vez indica un largo periodo de desagüe aproximadamente 12 años ya que se presenta una declinación en la producción de agua en el 1 992. Alrededor de 1 985 alcanza la saturación donde la disminución de la presión hace que el manto reduzca su capacidad de retener el metano adsorbido, ocasionando difusión entre las moléculas de gas al desprenderse de los microporos y *cleat*, como inicio de la desorción (Gu y Chalaturnyk, 2005), durante este proceso la porosidad y la permeabilidad son las encargadas de controlar el flujo de fluido dentro del sistema de *cleats* hasta llegar al máximo punto de producción de gas al año 2 003 (Aminian et al., 2004).

Figura 32.

Declinación de la producción del yacimiento / manto de carbón Mary Lee



Nota: En color rojo se visualiza la producción registrada bibliográficamente (Figura 21) mientras que, en color café la curva de declinación hiperbólica proyectada al 2050.

Posteriormente, la declinación de la producción se ve fuertemente dominada por la permeabilidad y el efecto de contracción. Los yacimientos CBM se caracterizan por los efectos de contracción e hinchamiento de la matriz del carbón generados por los procesos de desorción y adsorción del gas, cuando el gas se desorbe de los microporos, la matriz tiende a contraerse, mientras que cuando los gases se adsorben en los microporos, la matriz suele hincharse (Gu y Chalaturnyk, 2005). Por tanto, en su declinación reflejada a partir del año 2003 se puede

evidenciar el efecto de contracción debido a la disminución de la permeabilidad en los *cleat*, lo que a su vez disminuye la producción.

Finalmente, utilizando la curva de declinación hiperbólica fue posible estimar una producción de aproximadamente 60 Gpc para el año 2 050, lo cual demuestra el excelente potencial en este tipo de yacimientos.

5 Escenarios de producción de gas asociados a mantos de carbón en Colombia al año 2 050

En este capítulo se estimará la producción prospectiva del yacimiento de gas asociado a mantos de carbón en la formación Los Cuervos al año 2 050, a través de tres escenarios de producción: tendencial, transición con seguridad energética y transición energética acelerada. Debido a la información nula de la producción del yacimiento colombiano, se tomará como referencia la producción del yacimiento / manto de carbón Mary Lee (Figura 32), y sus características relevantes en el desarrollo de su piloto de producción, entre ellas el cálculo estimado del *original gas-in-place* (OGIP) y el factor de recobro (FR) de estos yacimientos.

5.1 Cálculo del Original gas in place y el factor de recobro

Para estimar el *original gas-in-place* (OGIP) y el factor de recobro de los yacimientos / mantos de carbón en la formación Los Cuervos y Mary Lee, se implementaron las metodologías de Santivañez y Tocas (2021) y Sonny et al. (2012).

A continuación, en la Tabla 27 se muestran los valores utilizados para estimar el OGIP y el factor de recobro de los yacimientos / mantos de carbón en la formación Los Cuervos y Mary Lee.

Tabla 27.

Data utilizada para evaluar el OGIP y el factor de recobro de los yacimientos / mantos de carbón en la formación Los Cuervos y Mary Lee

Nomenclatura	Descripción	Valor por yacimiento		Unidad
		Los Cuervos	Mary Lee	
V _{langmuir}	Volumen de Langmuir	242 ^c	391 ^g	scf/ton
P _{langmuir}	Presión de Langmuir	145 ^e	145 ^e	psia
P	Presión del yacimiento	448 ^f	472 ^e	psia
T	Temperatura del yacimiento	528 ^a	535 ^e	° R
SG _g	Gravedad específica del gas	0.56 ^e	0.56 ^e	–
δ _{adsorbed}	Densidad de adsorción	0.0116 ^d	0.0116 ^d	ton/ft ³
δ _{coal}	Densidad del carbón	1.55 ^b	1.6 ^h	g/cm ³
φ	Porosidad	0.02 ^e	0.031 ^j	Fracción
Sw	Saturación de agua	0.7 ^d	0.7 ^d	Fracción
M	Peso molecular del metano	20 ^d	20 ^d	Lb/Lb-mol
A	Área del yacimiento	392 517 ^c	518 921 ⁱ	acres
h	Espesor neto	14 ^a	16 ^g	ft

a. Rodríguez et al., 2012

c. Little, 2010

e. Young et al., 1993

g. Wicks et al., 1986

i. Perry et al., 1980

b. Valero, 2017

d. Santivañez y Tocas, 2021

f. Ertekin y Sung, 1989

h. Pashin, 2013

j. Ertekin y Sung, 1989

Nota: El símbolo – en esta tabla representa que la variable es adimensional.

La metodología establecida por Santivañez y Tocas (2021), expone que para estimar el OGIP en yacimientos CBM cuando no se cuenta con la suficiente data para realizar los cálculos de balance de materia, se lleva a cabo un método volumétrico, teniendo en cuenta que se deben realizar algunas consideraciones debido a que la información disponible en la bibliografía es

insuficiente para realizar un estudio más acertado, por tanto, se utilizan datos de yacimientos similares al evaluado. En este caso para estimar el OGIP del yacimiento / manto de carbón en la formación Los Cuervos, se implementarán algunos datos del yacimiento / manto de carbón Mary Lee.

Su metodología es desarrollada por medio de cuatro cálculos. Primero, por medio de un experimento de equilibrio en la isoterma de adsorción, se obtienen los datos de presión de Langmuir y volumen de gas adsorbido para así evaluar la capacidad para almacenar gas adsorbido (G_a).

$$G_a = V_{langmuir} * \frac{P}{P + P_{langmuir}} \quad Ec. 6$$

$$G_a = 242 \frac{scf}{ton} * \frac{448 \text{ psia}}{448 \text{ psia} + 145 \text{ psia}} = 182.8 \frac{scf}{ton}$$

Segundo, se calcula el gas libre (G_f), aquel que se encuentra en las fracturas de la matriz del carbón. Para ello, se determina el factor de compresibilidad (Z) con la presión y temperatura pseudocrítica (P_{pc} y T_{pc}) y pseudoreducida (P_{pr} y T_{pr}), y posteriormente el factor volumétrico de formación del gas (B_g).

$$P_{pc} = 756.8 - 131(SG_g) - 3.6(SG_g)^2 \quad Ec. 7$$

$$P_{pc} = 756.8 - 131(0.56) - 3.6(0.56)^2 = 682.3 \text{ psia}$$

$$T_{pc} = 169.2 + 349.5(SG_g) - 74(SG_g)^2 \quad Ec. 8$$

$$T_{pc} = 169.2 + 349.5(0.56) - 74(0.56)^2 = 341.7 \text{ R}$$

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \quad \text{Ec. 9}$$

$$P_{pr} = \frac{448 \text{ psia}}{682.3 \text{ psia}} = 0.7$$

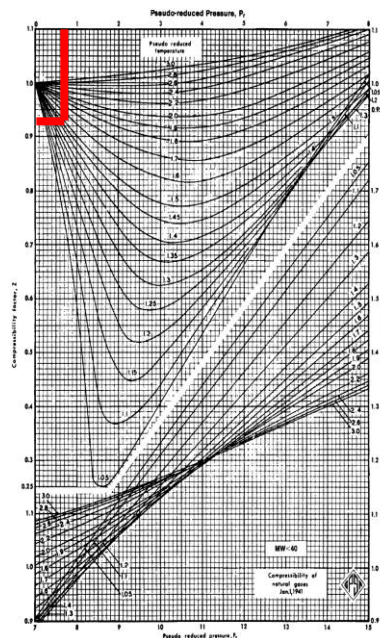
$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad \text{Ec. 10}$$

$$T_{pr} = \frac{528 \text{ R}}{341.7 \text{ R}} = 1.5$$

Con la presión y temperatura pseudoreducida se determinó en la Figura 33 que el factor de compresibilidad (Z) es 0.93.

Figura 33.

Factor de compresibilidad para gases naturales



Modificado de *Estimación de reservas y recursos prospectivos de Coalbed Methane (CBM) en Perú* (p. 9), por Santivañez, J. C., & Tocas, W. E. C., 2021.

$$B_g = 0.02829 \frac{ZT}{P} \quad \text{Ec. 11}$$

$$B_g = 0.02829 \frac{(0.93 * 528 R)}{449 \text{ psia}} = 0.031 \frac{\text{ft}^3}{\text{scf}}$$

$$G_f = \frac{32.0368}{B_g} * \frac{\phi(1 - S_w)}{\delta_{\text{coal}}} - \frac{1.318 * 10^{-6} M}{\delta_{\text{adsorbed}}} * G_a \quad \text{Ec. 12}$$

$$G_f = \frac{32.0368}{0.031} * \frac{0.02(1 - 0.7)}{0.048} - \frac{1.318 * 10^{-6}(20)}{0.011} * 182.8 = 127.7 \frac{\text{scf}}{\text{ton}}$$

Tercero, se evalúa la capacidad de almacenamiento de gas in situ ($G_{in-situ}$), la cual consiste en la suma del gas libre y el gas adsorbido.

$$G_{in-situ} = G_f + G_a \quad \text{Ec. 13}$$

$$G_{in-situ} = 127.7 \frac{\text{scf}}{\text{ton}} + 182.8 \frac{\text{scf}}{\text{ton}} = 310.5 \frac{\text{scf}}{\text{ton}}$$

Cuarto, se halla el *original gas-in-place* haciendo uso de la Ec. 1:

$$G_i = 1359.7 * 392517 \text{ acres} * 14 \text{ ft} * 1.55 \frac{\text{g}}{\text{cm}^3} * 310.5 \frac{\text{scf}}{\text{ton}} = 3.6 * 10^{12} \text{ scf} = 3.6 \text{ Tcf}$$

Luego, de acuerdo con Sonny et al. (2012) es posible hallar el factor de recobro en los yacimientos CBM por medio de la siguiente correlación:

$$RF (\%) = \left(\frac{G_{in-situ} - V_{\text{langmuir}}}{G_{in-situ}} \right) * 100 \quad \text{Ec. 14}$$

$$RF (\%) = \left(\frac{310.5 \text{ scf/ton} - 242 \text{ scf/ton}}{310.5 \text{ scf/ton}} \right) * 100 = 22.1$$

Por lo anterior, se concluye que el yacimiento / manto de carbón en la formación Los Cuervos tiene un OGIP de 3.6 Tcf equivalente a 3.6 Tpc y un factor de recobro del 22%. Siguiendo las mismas metodologías, se estimó que el yacimiento / manto de carbón Mary Lee cuenta con un OGIP de 9 Tpc y un factor de recobro del 21%, lo cual comprueba que esta metodología es eficiente ya que según Wicks et al. (1986) su OGIP oscila entre 7 y 10 Tpc.

5.2 Escenarios de producción de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón en Colombia

En este apartado se analizará la producción de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón en Colombia por medio del planteamiento de tres escenarios de producción: escenario tendencial, transición con seguridad energética y transición energética acelerada. Para conocer la producción prospectiva en cada uno de ellos, fue necesario establecer como referencia la producción del yacimiento / manto de carbón Mary Lee en vista de su alto grado de similitud con el yacimiento colombiano.

A continuación, en la Tabla 28 se presentan las principales características del comienzo de los proyectos piloto de producción en el yacimiento / manto de carbón Mary Lee y Los Cuervos.

Tabla 28.

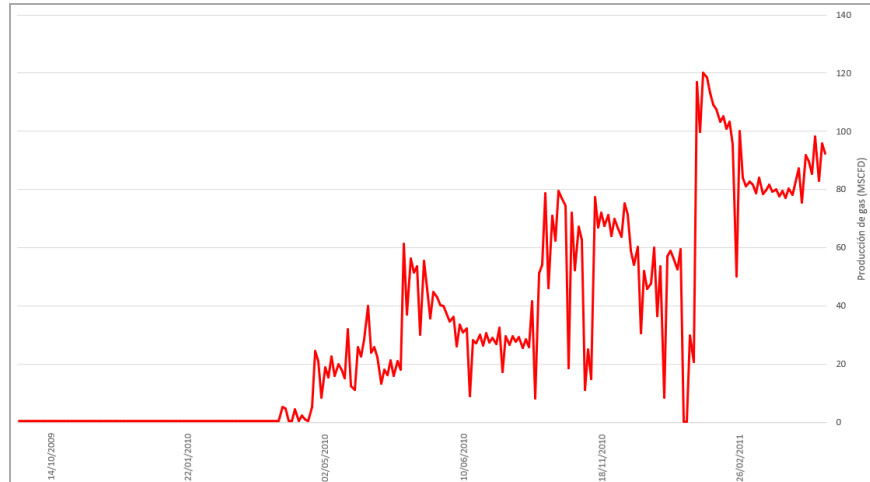
Características del comienzo de los proyectos piloto de producción en el yacimiento / manto de carbón Mary Lee y Los Cuervos

Variable	Yacimiento / manto de carbón	
	Los Cuervos	Mary Lee
Área del yacimiento (acres)	392 517 ^a	518 921 ^e
Espesor neto (ft)	14 ^b	16 ^f
Densidad del carbón (g/cm ³)	1.55 ^c	1.6 ^g
OGIP (Tpc)	3.6 **	9 **
Factor de recobro (%)	22 **	21 **
Promedio de producción por pozo (Mscf/año)	43 ***	530 ***
Número de pozos en el inicio de su producción	24 ^d	50 ^h
a. Little, 2010	d. Drummond Energy Inc, 2018	g. Pashin, 2013
b. Rodríguez et al., 2013	e. Perry et al., 1980	h. CMAA, 2019
c. Valero, 2017	f. Wicks et al., 1986	
** Estimaciones realizadas por medio de la metodología de Santivañez y Tocas (2021) y Sonny et al. (2012).		
*** Estimaciones obtenidas del perfil de producción por pozo de cada yacimiento.		

Debido a la información nula de producción del yacimiento colombiano, se establece la producción por pozo de los dos yacimientos (Mary Lee y Los Cuervos) como punto de referencia para evaluar su producción prospectiva. Por ello, en la Figura 34 se presenta el perfil de producción de un pozo del yacimiento / manto de carbón en la formación Los Cuervos desde el año 2 009 al 2 011 así mismo, en la Figura 35 se expone el perfil de producción de un pozo del yacimiento / manto de carbón Mary Lee en sus primeros cinco años (1 986 – 1 991).

Figura 34.

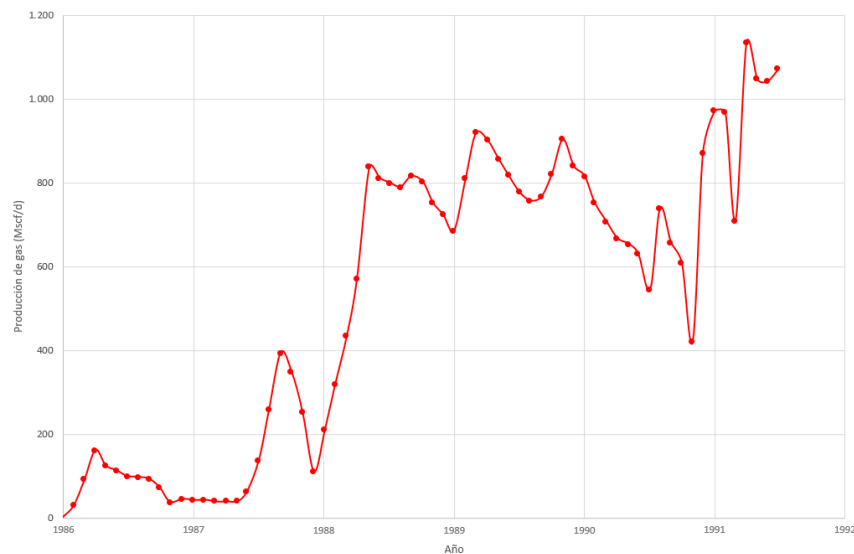
Perfil de producción por pozo en el yacimiento / manto de carbón en la formación Los Cuervos



Modificado de *Successful Strategy through Artificial Lift Systems to Develop Coalbed Methane Production in Colombia* (p. 8), por Sarmiento Varela, D. B., Monroy Barrios, M., Gil Chacon, A., Luna, L., & Buitrago, A., 2013.

Figura 35.

Perfil de producción por pozo en el yacimiento / manto de carbón Mary Lee



Modificado de *A simulation-based analysis of multiseam coalbed well completions* (p. 211), por Young, G. B. C., Paul, G. W., Saulsberry, J. L., & Schraufnagel, R. A., 1993.

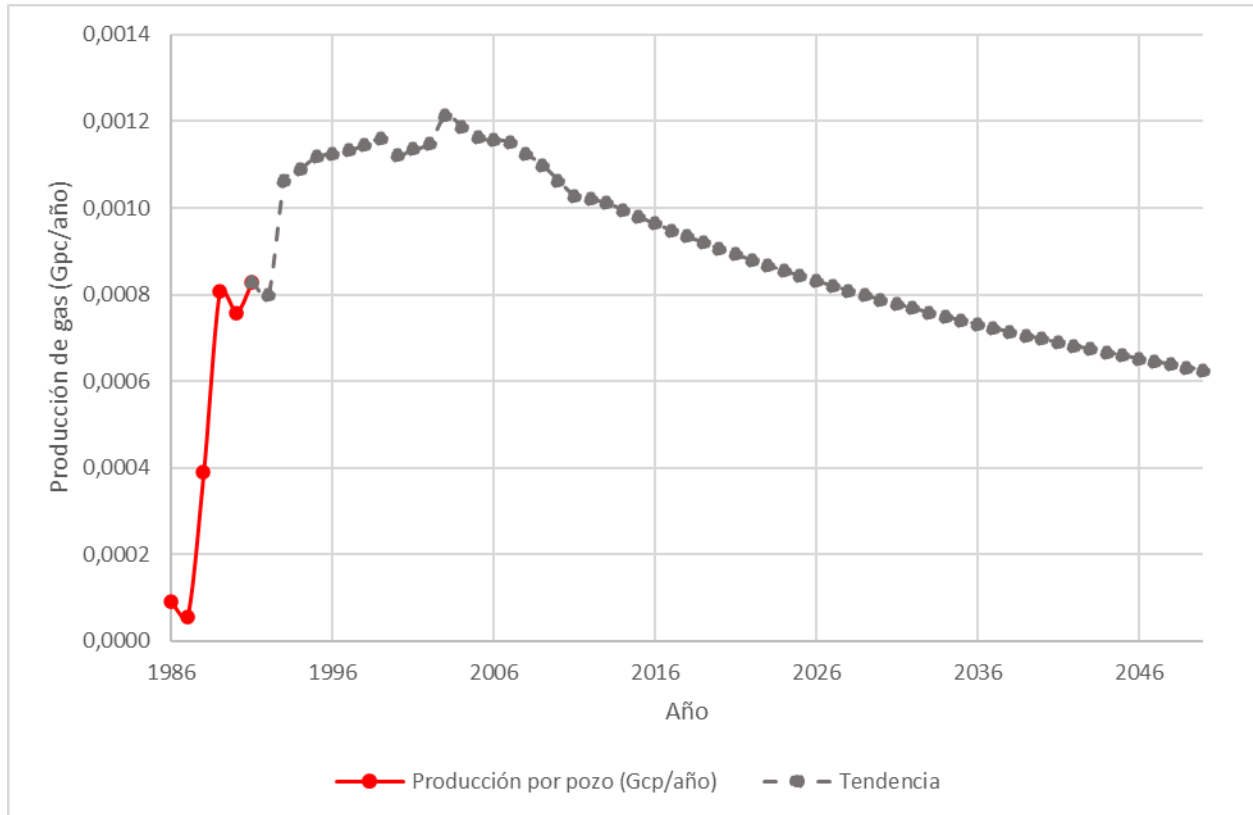
5.2.1 Escenario tendencial

De acuerdo con las proyecciones de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), la demanda nacional de gas natural se incrementará en un 23% y 24% respectivamente al año 2 050 (UPME, 2019), (ANH, 2022), debido al fortalecimiento del proceso de transición energética y dar cumplimiento con el Acuerdo de Paris. Actualmente, Colombia dispone de reservas probadas de gas por aproximadamente 8 años, por ello el aporte de 3.9 Tpc que brinda el yacimiento / manto de carbón en la formación Los Cuervos es de gran importancia, ya que contribuye en el autoabastecimiento a medio y largo plazo, así como en el desarrollo de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón. Por lo anterior, a corto plazo el proyecto piloto de producción “La Loma”, da continuidad a las siguientes fases: appraisal, demostración o prueba de comercialidad, y finalmente, su desarrollo completo o “comercial” de gas CBM teniendo en cuenta que, durante estas fases, los pozos de desarrollo serán los mismos, es decir, se dispondrán exclusivamente 24 pozos productores.

Para conocer su producción prospectiva al año 2 050, se obtuvo la curva de tendencia de producción y declinación de un pozo del yacimiento / manto de carbón Mary Lee (Figura 36) hasta esta fecha, hallando su porcentaje de contribución en la producción de su yacimiento durante sus primeros cinco años de producción (Figura 35), de aproximadamente 0.001%. Luego, el 0.001% de la producción del yacimiento / manto de carbón Mary Lee (Figura 32) se convierte en su tendencia de producción y declinación por pozo.

Figura 36.

Perfil de producción por pozo en el yacimiento / manto de carbón Mary Lee al año 2 050

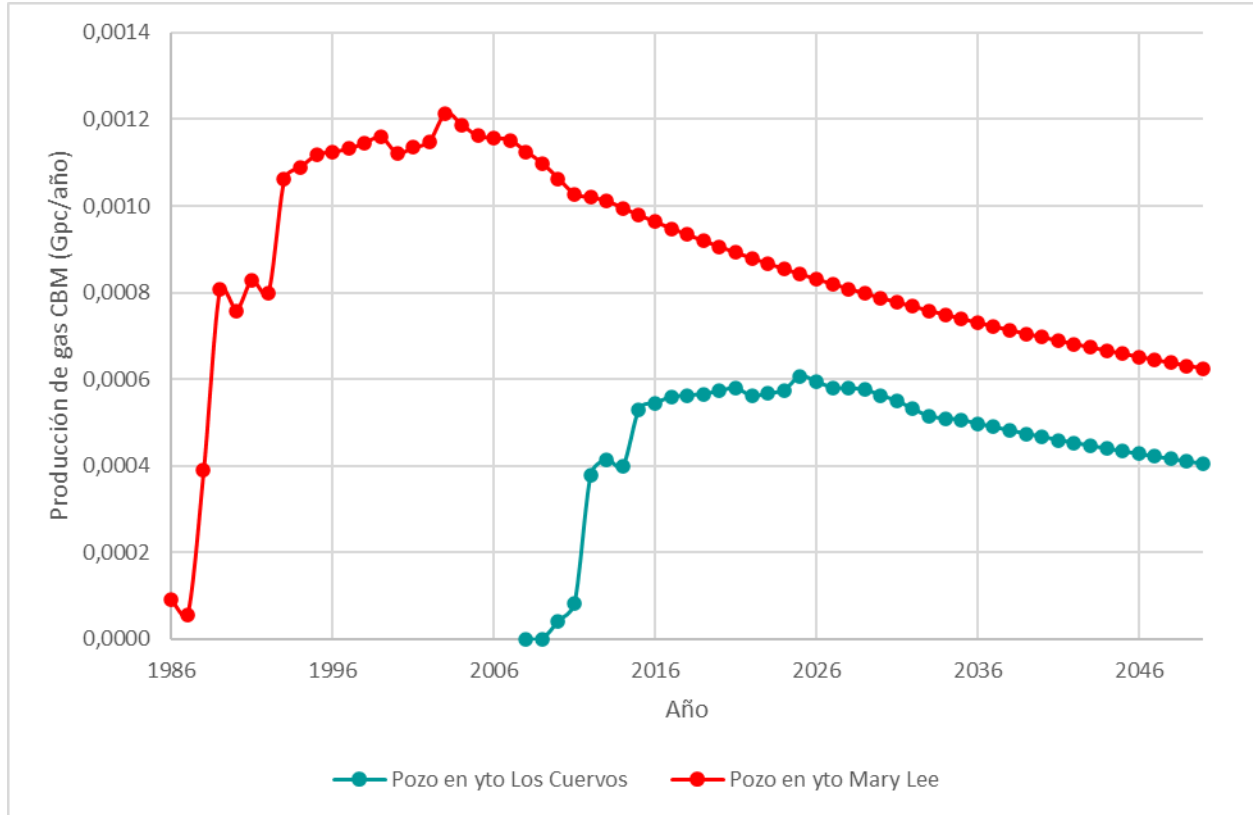


Nota: La línea en color rojo corresponde al perfil de producción por pozo en el yacimiento / manto de carbón Mary Lee de la Figura 35, y la línea punteada en color gris, la tendencia de producción y declinación estimada.

Seguidamente, se determinó el perfil de producción de un pozo del yacimiento colombiano, y teniendo en cuenta que su área productiva de explotación es cercana a la mitad del área productiva explotada del yacimiento / manto de carbón Mary Lee de Estados Unidos, se establece que su producción por pozo corresponde a la mitad de la producción por pozo del yacimiento / manto de carbón Mary Lee (Figura 37).

Figura 37.

Perfil de producción por pozo de los yacimientos Mary Lee y Los Cuervos al año 2 050



Posteriormente, para obtener la producción prospectiva del yacimiento colombiano al 2050 (Figura 38), se multiplicó su producción por pozo (Figura 37) por su número de pozos de desarrollo comercial (24) en este escenario.

Figura 38.

Perfil de producción por yacimiento / manto de carbón al año 2 050 – Escenario tendencial

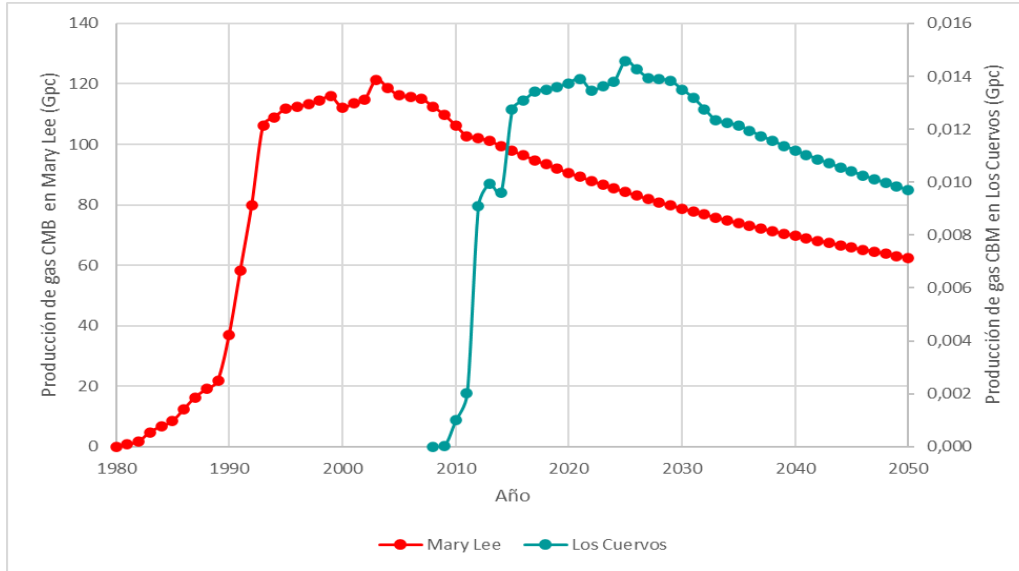
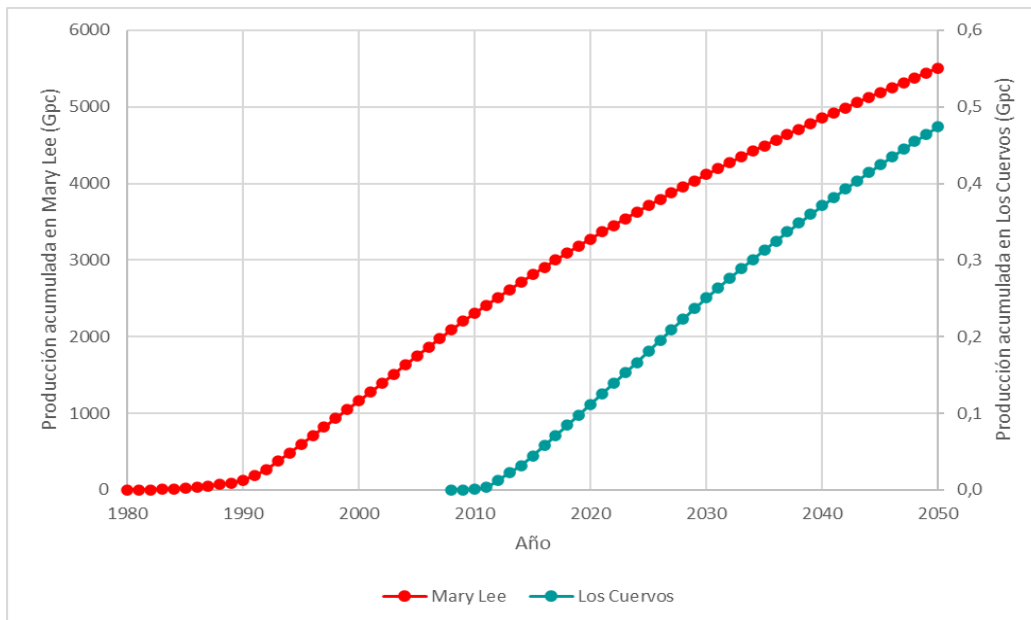


Figura 39.

Producción acumulada por yacimiento / manto de carbón al año 2 050 – escenario tendencial



A mediano plazo (2 030), el panorama para el yacimiento colombiano es favorable, puesto que, pasado su punto de máxima producción, con un promedio de 13.8 millones de pies cúbicos por año (MMcf/año), se permite la posibilidad de utilizar su gas en uso doméstico y generación de electricidad para las ciudades principales y zonas más vulnerables del país, contribuyendo así con los objetivos de desarrollo sostenible y el crecimiento económico del mismo. Además, permite incentivar el desarrollo de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón en las demás zonas con alta prospectiva.

A largo plazo (2 050), el auge de la transición energética será innegable por tanto, Colombia buscará aumentar sus reservas y producción gasífera en gran parte de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón, pues la producción del yacimiento colombiano estará en declinación con un promedio de 9.7 MMcf/año (~ 0.01 Gpc) y una producción acumulada (Figura 39) cercana a 474.4 MMcf (~ 0.5 Gpc) evidenciando la contribución que podrían representar estos yacimientos en la canasta energética nacional.

5.2.2 Escenario transición con seguridad energética

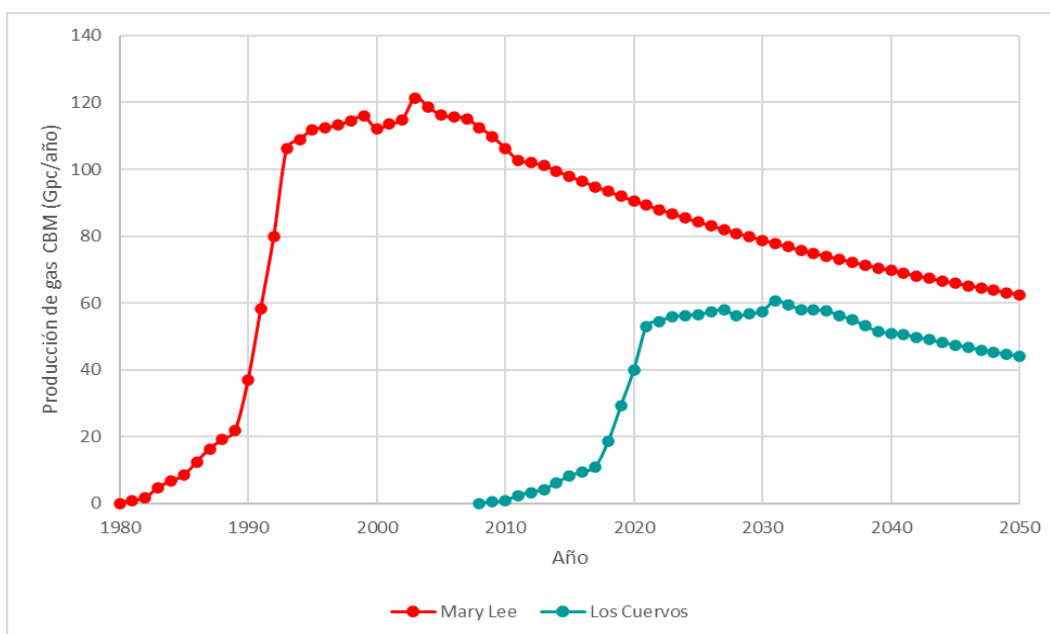
Al tener un exitoso descubrimiento de 3.9 Tpc de gas CBM y pruebas piloto de producción, que demuestran el potencial del yacimiento / manto de carbón en la formación Los Cuervos. En un corto plazo, durante los primeros tres años del piloto, se decide implementar el mismo plan de desarrollo establecido en el yacimiento / manto de carbón Mary Lee debido al alto grado de similitud entre ellos. Luego, continúan sus fases de appraisal, prueba de comercialidad, y finalmente, su desarrollo completo o “comercial” de gas CBM, elevando las reservas probadas colombianas en un ~123.3% y aumentando la producción en un ~55%.

Para evaluar su producción prospectiva al año 2 050, se consideró que la única variable de alto impacto en la producción con gran diferencia entre ellos es el área, puesto que el yacimiento colombiano cuenta con un área productiva de explotación de aproximadamente la mitad del área productiva explotada en el yacimiento / manto de carbón Mary Lee.

Por lo anterior, se establece que su producción prospectiva (Figura 40) es aproximadamente la mitad de la producción del yacimiento Mary Lee, evaluado desde el año 1980 al 2 050; que para el yacimiento colombiano se adaptó al inicio de su producción en 2 009, con la prospectiva de la mitad de la producción de Mary Lee hasta el año 2 050.

Figura 40.

Perfil de producción por yacimiento / manto de carbón al año 2 050 – Escenario transición con seguridad energética



Nota: La línea en color rojo corresponde al perfil de producción del yacimiento / manto de carbón Mary Lee (Figura 32), y la línea en color verde, la producción prospectiva del yacimiento colombiano.

El comienzo del desarrollo comercial de este yacimiento no convencional confirma que Colombia cuenta con un gran potencial de reservas de gas natural en los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón, los cuales contribuyen a garantizar el autoabastecimiento y la seguridad energética del país. Adicionalmente, su desarrollo fortalece el compromiso y el liderazgo del país al respaldar la inminente transición energética, así como masificar la cobertura de gas natural en las zonas más vulnerables reduciendo las brechas de desigualdad.

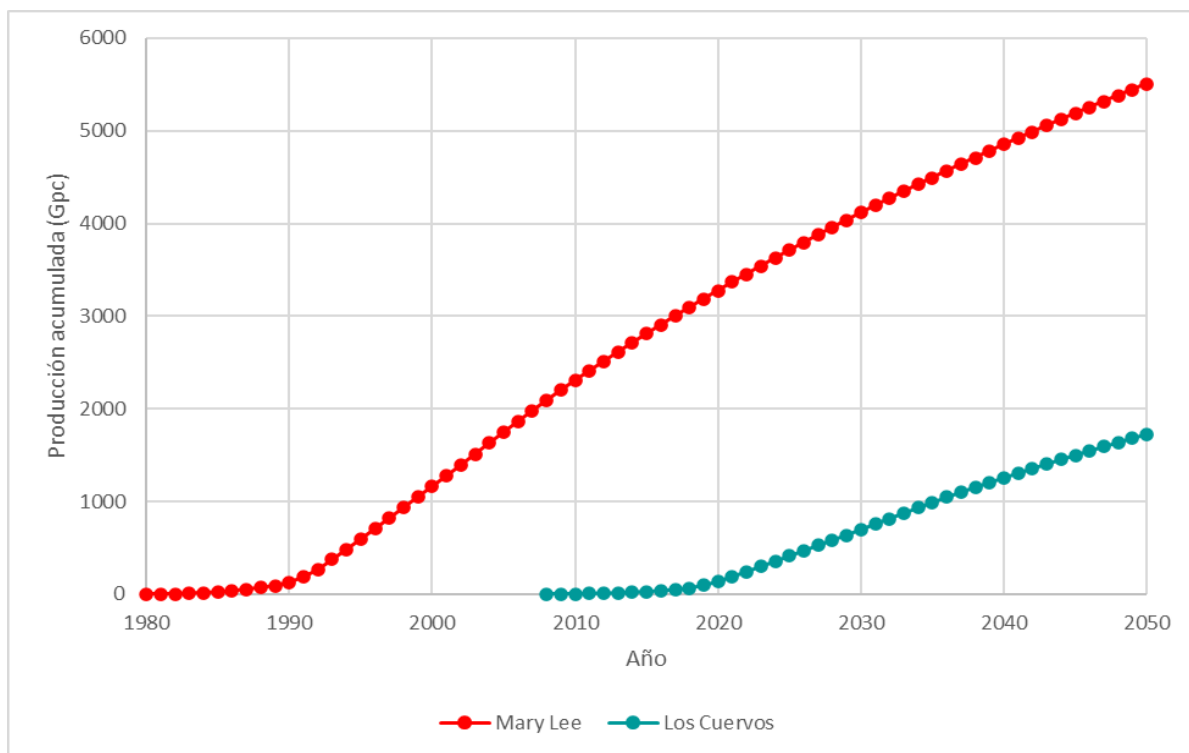
A mediano plazo, entre el 2 030 y 2 035 la importancia y la demanda del gas natural incrementará no solo a nivel nacional sino internacional, ya que la transición energética avanzará con mayor fuerza, y debido a que el gas natural es considerado el combustible fósil más ecológico, y la generación de energía a base de él produce aproximadamente un 45% menos de emisiones de CO₂e que el carbón y un 30% menos que el petróleo (González y Cimetta, 2022), por ello, tanto países como las demás industrias incrementaran su consumo durante este periodo. En Colombia el yacimiento / manto de carbón en la formación los Cuervos estará en su punto de máxima producción con aproximadamente 60 Gpc con lo cual incentivará, aún más en avanzar las actividades exploración de las otras seis zonas prospectivas a yacimientos asociados a mantos de carbón, que ayudarán con la generación de hidrogeno verde y azul, el autoabastecimiento a largo plazo, y a su vez fortalecería su economía y desarrollo al atraer inversión extranjera por medio de este tipo de proyectos.

A largo plazo (2 036 – 2 050), la producción del yacimiento / manto de carbón en la formación Los Cuervos se encontrará en declinación con un promedio de 42 Gpc y una producción acumulada (Figura 41) de 1 700 Gpc por ello, se evalúa continuar con su desarrollo, con la posibilidad de implementar la inyección de CO₂ como uno de los métodos de recobro con mayor eficiencia en estos yacimientos (Stevens y Riemer, 1998). Adicionalmente, se descubren

dos yacimientos asociados a mantos de carbón con buenas reservas probadas, por tanto, se ponen en marcha sus pruebas piloto de producción. Teniendo en cuenta la experiencia en estos yacimientos, el aumento de reservas y producción de gas que brindan, además de disponer con la segunda reserva de carbón más grande de sur América después de Brasil, Colombia se ubicaría como uno de los mayores productores de gas en sur América. En el ámbito internacional Colombia tendría la oportunidad de convertirse en un país exportador de gas natural, además dispondrá de personal capacitado en el desarrollo de yacimientos asociados a mantos de carbón que podrán contribuir su explotación en demás países.

Figura 41.

Producción acumulada por yacimiento / manto de carbón al año 2 050 – escenario transición con seguridad energética



5.2.3 Escenario transición energética acelerada

En este escenario se apostará por una transición energética apresurada, pues a corto plazo por políticas del Gobierno colombiano se limitará la exploración de yacimientos convencionales y no convencionales (YNC), además por medio de una ley se prohibirá el fracking, una de las técnicas de mayor uso para la extracción de hidrocarburos en YNC y las actividades de explotación en el offshore del caribe colombiano, impulsando el desarrollo de las energías renovables como la energía solar, hidroeléctrica y eólica. Por lo anterior, el proyecto piloto de producción en el yacimiento / manto de carbón en la formación Los Cuervos culminará en el año 2 024 justo cuando su concesión finaliza (Little, 2010), cumpliendo su objetivo de aportar a la investigación nacional el estimado de recursos y potencial de producción en sus yacimientos de gas asociados a mantos de carbón.

Para estimar su promedio de producción al 2 024 (Figura 42), se utilizó la curva de producción hallada para el yacimiento colombiano en el escenario tendencial debido a que allí, se mantiene el plan de desarrollo del piloto, sin embargo, para este escenario su producción culmina en el año 2 024, por tanto, se aprecia una fuerte declinación para la fecha.

Figura 42.

Perfil de producción por yacimiento / manto de carbón al año 2 024 – Escenario transición energética acelerada

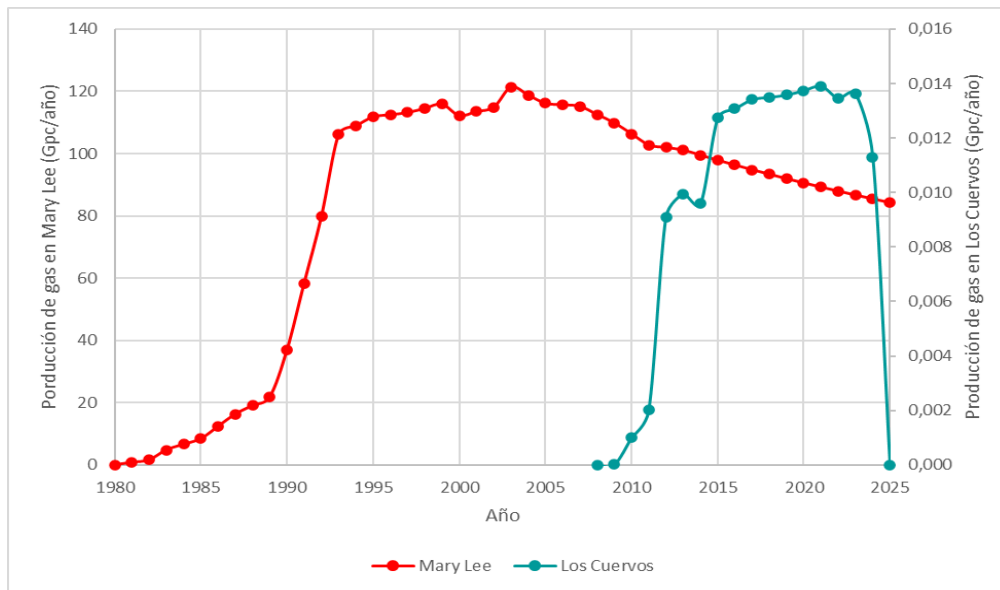
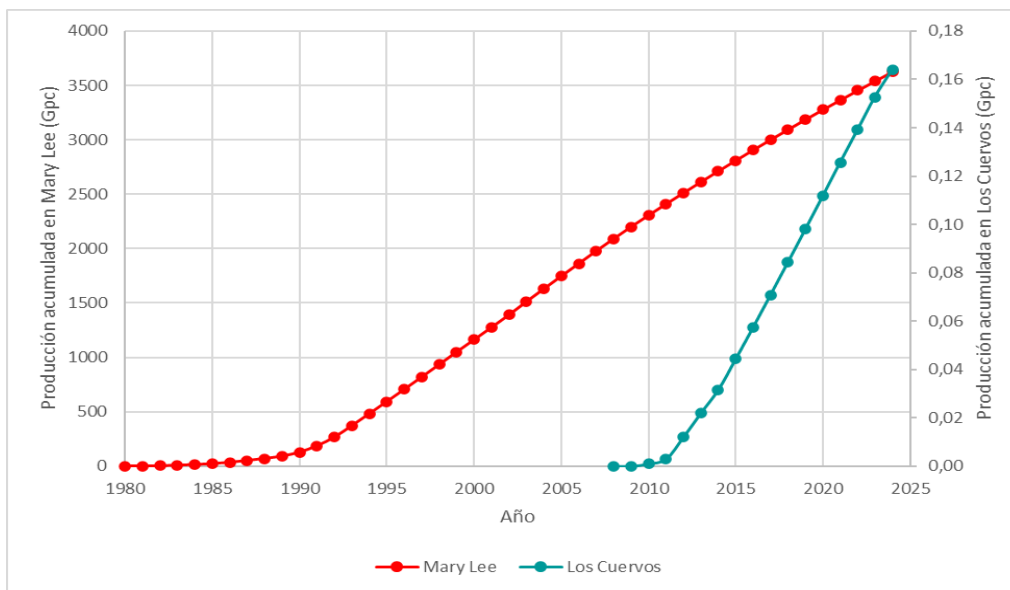


Figura 43.

Producción acumulada por yacimiento / manto de carbón al año 2 024 – Escenario transición energética acelerada



A mediano plazo (2 030 a 2 040), Colombia no contará con reservas ni producción de gas y de acuerdo con la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA) (2021), los países cuya principal fuente de energía son los hidrocarburos, no podrán abastecer el 100% de su demanda, por ello en este periodo crucial de transición energética Colombia se verá obligado a implementar negociaciones internacionales para cubrir aún más, su demanda de gas natural trayendo como consecuencias incrementos en impuestos por déficit fiscal, convirtiéndose energéticamente dependiente de otros países y poco atractivo para la inversión extranjera, en proyectos de la industria minero energética.

A largo plazo (2 050) debido a los altos precios del gas como principal combustible del proceso de transición energética mundial, Colombia decidirá reactivar su industria gasífera lo cual es un proceso lento, además solo contará con las reservas probadas del offshore caribeño y el yacimiento / manto de carbón en la formación Los Cuervos.

5.3 Evaluación entre los escenarios de producción del yacimiento de gas CBM en Colombia

Es importante aclarar que en los tres anteriores escenarios de producción del yacimiento de gas CBM localizado en la formación Los Cuervos, el estimado de *OGIP* es el mismo, es decir 3.9 Tpc. Sin embargo, la estrategia del plan de desarrollo varía en cada uno de ellos, por tanto, a través del porcentaje de producción de recursos del OGIP (Figura 44) estimado por escenario y su producción acumulada (Figura 45) al año 2 050, es posible reconocer la viabilidad en cada uno de estos escenarios.

Figura 44.

Porcentajes de producción de recursos del OGIP estimado por escenario al 2 050

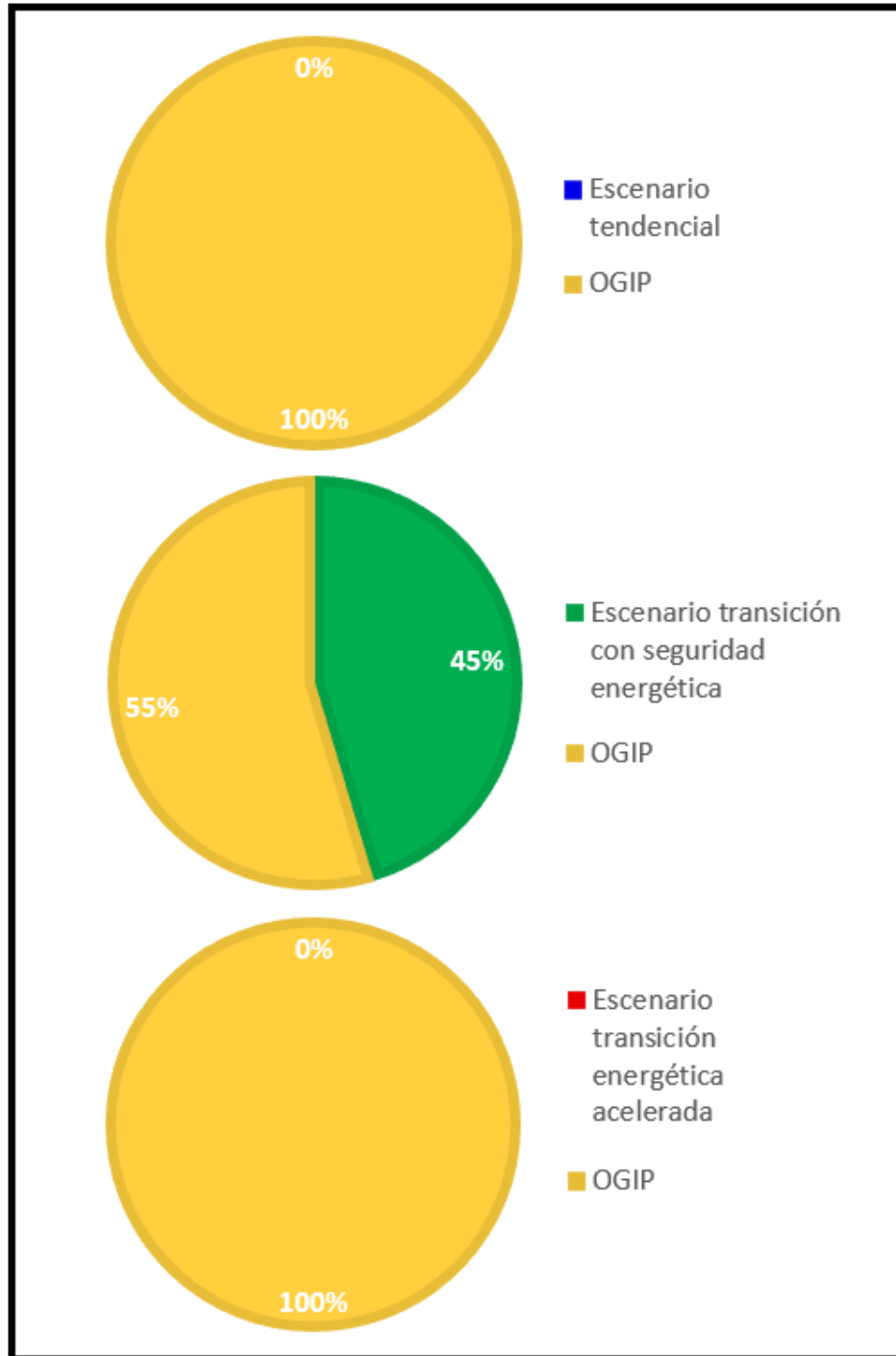
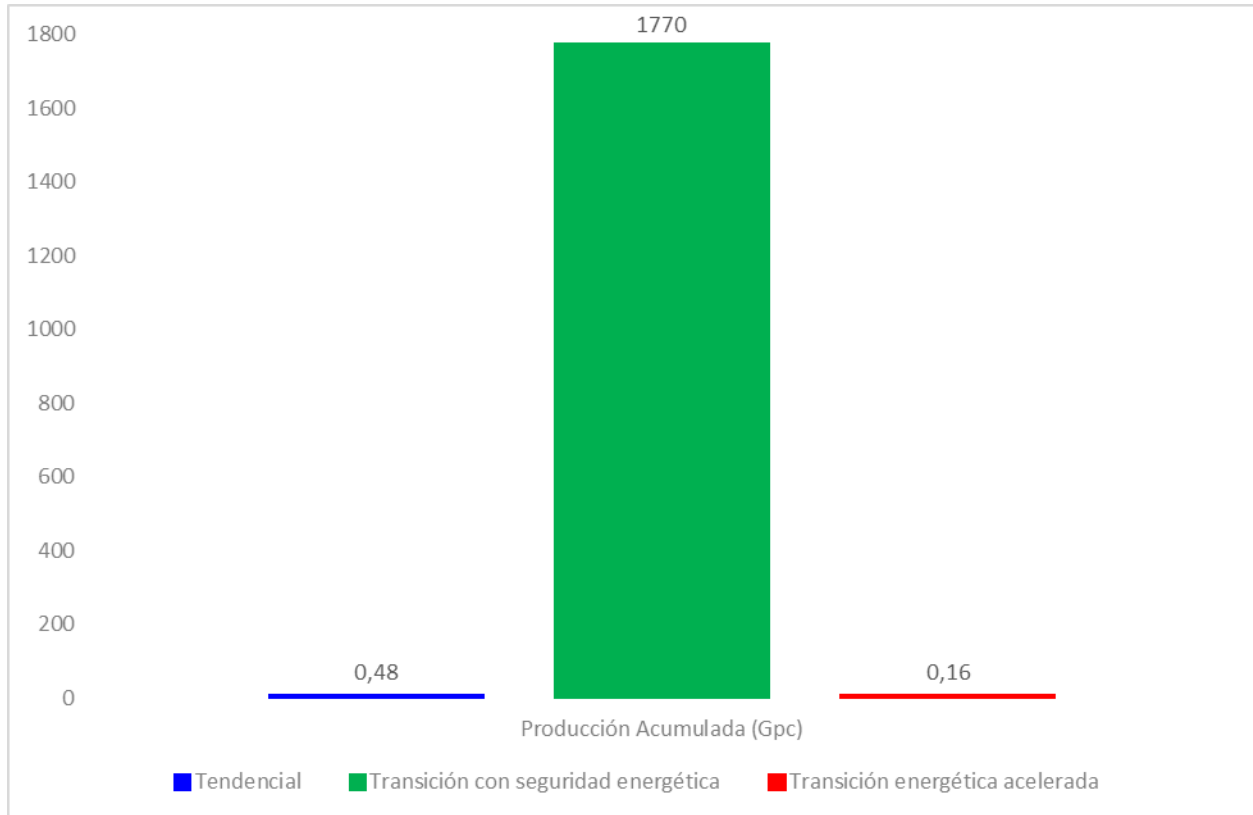


Figura 45.

Producción acumulada por escenario de producción al año 2 050



En el escenario tendencial cuya principal característica es mantener las operaciones de exploración y explotación actuales dentro del yacimiento de gas CBM de la formación Los Cuervos, particularmente mantener 24 pozos de desarrollo hasta el año 2 050; ofreciendo una producción acumulada de gas CBM de ~ 0.48 Gpc es decir, se produciría tan solo el 0.01% del *OGIP*, lo cual indica que solo aumentando e invirtiendo en el desarrollo de este yacimiento no convencional, es posible brindar la suficiente seguridad energética para asumir el inminente proceso de transición a mediano y largo plazo.

El escenario transición con seguridad energética se caracteriza por implementar en el yacimiento de gas CBM colombiano, el mismo plan de desarrollo que se llevó a cabo con el yacimiento / manto de carbón Mary Lee de Estados Unidos, incluyendo su método de recobro terciario, por tanto, es muy optimista ya que su producción acumulada de gas CBM es de ~ 1 700 Gpc, el equivalente al 45.4% de su *OGIP* al año 2 050. Aunque es un escenario optimista, demuestra que, implementando un buen plan de desarrollo, no solo proveería seguridad energética a largo plazo, sino que se incentivaría la exploración y explotación de las demás zonas con alta prospectiva en este tipo de yacimientos, brindando y abriendo la puerta a la posibilidad de que Colombia pueda exportar gas, apoyando a los países que lo requieran durante el proceso de transición energética.

Finalmente, en el escenario de transición energética acelerada donde el gobierno colombiano decide apostarles exclusivamente a las energías renovables de forma inmediata, se aprecia que el yacimiento de gas CBM de la formación Los Cuervos culmina su proyecto piloto de producción en el año 2 024 aportando a la investigación colombiana el descubrimiento de un gran recurso de gas que durante su etapa de piloto evidencia una producción acumulada de 0.16 Gpc, es decir el 0.004% de su *OGIP*. Por lo anterior, Colombia tendría a su disposición este recurso en caso de requerirlo con urgencia.

6 Conclusiones

Con el fin de desarrollar un análisis prospectivo de la producción de gas en yacimientos asociados a mantos de carbón en Colombia, se evaluaron las propiedades petrofísicas, de los fluidos, las características geológicas, los perfiles de producción y las variables que impactan la producción de seis yacimientos internacionales, estableciendo que el yacimiento / manto de carbón Mary Lee de Estados Unidos es análogo al yacimiento colombiano, localizado en la formación Los Cuervos.

Por medio de la caracterización del yacimiento / mantos de carbón en la formación Los Cuervos, en este proyecto de investigación fue posible determinar que presenta condiciones ideales para su generación, acumulación y producción de gas CBM, de acuerdo con su estimado del *Original Gas In Place* de 3.9 Tpc, calculado siguiendo metodologías encontradas en la literatura.

Este proyecto de investigación propone una metodología sencilla para aproximar el perfil de producción del yacimiento de gas asociado a mantos de carbón en la formación Los Cuervos de Colombia y en uno de sus pozos, mediante analogías de yacimientos de gas CBM internacionales como el yacimiento / manto de carbón Mary Lee de Estados Unidos, permitiendo la evaluación rápida de posibles escenarios de producción.

Al año 2 050, el escenario tendencial permite estimar una producción acumulada de gas CBM de ~ 0.48 Gpc es decir, se produciría tan solo el 0.01% del OGIP, lo cual indica que solo

aumentando el desarrollo del yacimiento en la formación Los Cuervos, es posible contar con seguridad energética suficiente para asumir el inminente proceso de transición energética a mediano y largo plazo.

El escenario transición con seguridad energética es optimista ya que brinda una producción acumulada de gas CBM de ~ 1 700 Gpc, el equivalente al 45.4% del OGIP en el yacimiento colombiano, sin embargo, demuestra que, implementando un buen plan de desarrollo, no solo se garantizaría el autoabastecimiento energético del país, de igual forma incrementarían las actividades de exploración y explotación en las demás zonas con alta prospectiva.

El escenario transición energética acelerada demuestra la importancia asumir este proceso de forma gradual y segura, ya que el yacimiento de gas CBM colombiano solo aportaría a la investigación colombiana el descubrimiento de un gran recurso de gas que durante su etapa de piloto evidencia una producción acumulada de 0.16 Gpc, es decir el 0.004% de su OGIP. Por lo anterior, Colombia tendría a su disposición este recurso en caso de requerirlo con urgencia.

A través de los tres escenarios de producción del yacimiento de gas CBM en la formación Los Cuervos de Colombia, es posible evidenciar los beneficios energéticos, económicos y de desarrollo que se obtienen con la exploración y explotación de estos yacimientos no convencionales durante el proceso de transición energética, así mismo, permiten mostrar las posibles consecuencias de implementar una transición energética acelerada.

7 Recomendaciones

Realizar un plan de desarrollo específico para cada uno de los escenarios de producción de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón en Colombia, donde se analicen sus etapas de producción y su viabilidad técnico – financiera.

Ampliar la evaluación yacimientos asociados a mantos de carbón internacionales, y evaluar si existe alguno con mayor grado de similitud que el yacimiento Mary Lee con el objetivo de efectuar un análisis prospectivo en Colombia con menor incertidumbre.

Efectuar la simulación numérica de la producción de gas CBM del yacimiento / manto de carbón en la formación Los Cuervos, analizando cada una de sus variables de mayor impacto.

Desarrollar un análisis prospectivo de las reservas de gas CBM en minas abandonadas (MMA) y en las minas de carbón operativas (CMM) de Colombia, debido a que la desgasificación de las minas de carbón colombianas por perforaciones no ha iniciado, y los altos costos de la ventilación en minas profundas, obligan a ventear su gas a la atmosfera. Así mismo, implementar un análisis prospectivo en los demás yacimientos no convencionales gasíferos como hidratos de gas, *shale gas* y *tight gas*.

Referencias Bibliográficas

- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (11 de 09 de 2022). Agencia Nacional de Hidrocarburos. Obtenido de Datos y Estadísticas: <https://bit.ly/3RGGibd>
- Al-Saadoon, F. T., & Byrer, C. W. (1986, May). Production Potential of a Coalbed Gas Reservoir. In SPE Unconventional Gas Technology Symposium. OnePetro.
- Altamirano, C. L. (2008). El carbón ¿Garantía del futuro energético? Enseñanza de las Ciencias de la Tierra, 16(3), 229-238.
- Amaya, A. R. F. (2011). Yacimiento de gas asociado a mantos de carbón bajo diferentes configuraciones de pozo (Bachelor's thesis, Universidad Industrial de Santander).
- Aminian, K., Ameri, S., Bhavsar, A., Sanchez, M., & Garcia, A. (2004, September). Type curves for coalbed methane production prediction. In SPE eastern regional meeting. OnePetro.
- Anderson, J., Simpson, M., Basinski, P., Beaton, A., Boyer, C., Bulat, D., ... & Schoderbek, D. (2003). Producción de gas natural a partir del carbón. Oilfield Review, 15(3), 8-33.
- APEC Energy Working Group. (2018, July). Effective Coalbed Methane (CBM) Recovery Technologies for APEC Developing Economies.
- Asif, M., Wang, L., Panigrahi, D. C., Ojha, K., & Hazlett, R. (2022). Integrated assessment of CO₂-ECBM potential in Jharia Coalfield, India. Scientific Reports, 12(1), 1-13.
- Bastian, P. A., Wirth, O., Li, W., & Voneiff, G. W. (2005, October). Assessment and development of the Dry Horseshoe Canyon CBM play in Canada. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. OnePetro.

- Beaton, A., Langenberg, W., & Paná, C. (2006). Coalbed methane resources and reservoir characteristics from the Alberta Plains, Canada. *International Journal of Coal Geology*, 65(1-2), 93-113.
- Bleizeffer, D. (2015). *Coalbed Methane: Boom, Bust and Hard Lessons*. A Project of the Wyoming State Historical Society.
- Bustin, R. M., & Bustin, A. M. M. (2011). Horseshoe Canyon and Belly River coal measures, south central Alberta: Part 1—Total original gas-in-place. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 59(3), 207-234.
- Cameron, A. R., & Smith, G. G. (1991). Coals of Canada: Distribution and compositional characteristics. *International journal of coal geology*, 19(1-4), 9-20.
- Cely, A. V. (1999). Metodología de los escenarios para estudios prospectivos. *Ingeniería e investigación*, (44), 26-35.
- Ceylan, K., & Stock, L. M. (1991). Reaction pathways during coprocessing. Reaction of Illinois No. 6 and Wyodak coals with Lloyminster and Hondo residua under mild conditions. *Energy & fuels*, 5(3), 482-487.
- Cheung, K., Sanei, H., Klassen, P., Mayer, B., & Goodarzi, F. (2009). Produced fluids and shallow groundwater in coalbed methane (CBM) producing regions of Alberta, Canada: Trace element and rare earth element geochemistry. *International Journal of Coal Geology*, 77(3-4), 338-349.
- CMAA. (2019). *History of Coalbed Methane In Alabama*. Coalbed Methane Association of Alabama.
- Corona-Esquivel, R., Tritlla, J., Benavides-Muñoz, M. E., Piedad-Sánchez, N., & Ferrusquía-Villafranca, I. (2006). Geología, estructura y composición de los principales yacimientos

- de carbón mineral en México. *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana*, 58(1), 141-160.
- Correa Gutiérrez, T. F. (2009). Yacimientos no convencionales de gas natural. *Energética*.
- 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.
- DOE, U. (2002). Powder River Basin coalbed methane development and produced water management study. US Department of Energy. Office of Fossil Energy and National Energy Technology Laboratory Strategic Center for Natural Gas.
- Drummond Energy Inc. (2018). Workshop ACP – CAMPETROL.
- Duarte-Barrera, C. I., & Mariño-Martínez, J. E. (2021). Beyond Desorption Testing on Coal Bed Methane Exploration (CBM) Colombia Case.
- Elder, C. H., & Deul, M. (1974). Degasification of the Mary Lee Coalbed Near Oak Grove, Jefferson County, Ala: By Vertical Borehole in Advance of Mining (Vol. 7968). US Bureau of Mines.
- Encana Corporation. (2011). Horseshoe Canyon Coal Bed Methane High Well Density, Reservoir Continuity Study.
- Ertekin, T., & Sung, W. (1989, June). Pressure transient analysis of coal seams in the presence of multi-mechanistic flow and sorption phenomena. In SPE gas technology symposium. OnePetro.
- Fa, G., Yuan, R., Wang, Z., Lan, J., Zhao, J., Xia, M., ... & Yi, Y. (2018, February). CBM Resources/reserves classification and evaluation based on PRMS rules. In IOP

- Conference Series: Earth and Environmental Science (Vol. 121, No. 5, p. 052080). IOP Publishing.
- Flores, R. M., Rice, C. A., Stricker, G. D., Warden, A., & Ellis, M. S. (2008). Methanogenic pathways of coal-bed gas in the Powder River Basin, United States: the geologic factor. *International Journal of Coal Geology*, 76(1-2), 52-75.
- Formolo, M., Martini, A., & Petsch, S. (2008). Biodegradation of sedimentary organic matter associated with coalbed methane in the Powder River and San Juan Basins, USA. *International Journal of Coal Geology*, 76(1-2), 86-97.
- Freij-Ayoub, R. (2012). Opportunities and challenges to coal bed methane production in Australia.
- Fuquen Vargas, N. L., & Valest Torres, J. D. (2015). Evaluación del contenido de gas metano asociado al carbón en la Zona Carbonífera de Boyacá, área Umbita-Laguna de Tota en la formación Guaduas (K2E1g).
- Garzón, J. W. (2012). Recursos de CBM en Colombia estimación del potencial.
- Gatens, M. (2005). Coalbed methane development: Practices and progress in Canada. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 44(08).
- González-De León, M. A., & Cimetta, S. D. S. (2022). The role of natural gas in today's energy transition. *Dyna*, 89(221), 92-100.
- Gu, F., & Chalaturnyk, R. J. (2005). Sensitivity study of coalbed methane production with reservoir and geomechanic coupling simulation. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 44(10).

- Ham, Y. S., & Kantzas, A. (2008, June). Development of coalbed methane in Australia: unique approaches and tools. In CIPC/SPE gas technology symposium 2008 joint conference. OnePetro.
- Hatch, J. R., & Pawlewicz, M. J. (2007). Petroleum assessment of the pottsville coal total petroleum system, Black Warrior basin, Alabama and Mississippi. Geologic assessment of undiscovered oil and gas resources of the Black Warrior basin province, Alabama and Mississippi. US Geological Survey Digital Data Series, Reston, Virginia.
- Hoch, O. F. (2005, October). The Dry Coal Anomaly-The Horseshoe Canyon Formation of Alberta, Canada. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. OnePetro
- Hower, T. L., Jones, J. E., Goldstein, D. M., & Harbridge, W. (2003, January). Development of the Wyodak coalbed methane resource in the Powder River Basin. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.
- Khadse, A., & Jadhav, P. (2016). Development of Coalbed Methane in India: Comparison with Global CBM basins.
- Layne, A. W., & Byrer, C. W. (1988). Analysis of coalbed methane stimulations in the Warrior Basin, Alabama. SPE formation evaluation, 3(03), 663-669.
- Leiva-Mas, J., Martínez-Nodal, P. D. L. C., Esperanza-Pérez, G., Rodríguez-Rico, I. L., & Gordiz-García, C. E. (2012). Absorción de hidrocarburos en columnas rellenas con bagazo: una solución sostenible. ICIDCA. Sobre los Derivados de la Caña de Azúcar, 46(3), 36-44.
- Leshchyshyn, T. T., Rieb, B. A., & Thomson, J. T. (2005, June). The production success of proppant stimulation on Horseshoe Canyon coal bed methane and sandstone commingled wells. In Canadian International Petroleum Conference. OnePetro.

- Little, A. (2010). Análisis de tecnología y estrategia de promoción para desarrollos de gas metano asociado al carbón (CBM) en Colombia. Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).
- Mandal, D., Tewari, D. C., & Rautela, M. S. (2004, January). Analysis of micro-fractures in coal for coal bed methane exploitation in Jharia coal field. In Abstract 5th conference and exposition on petroleum geophysics, Hyderabad-2004, India (pp. 904-909).
- Mariño Martínez, J. E. (2015). Desarrollo del CBM en Colombia.
- Mariño-Martínez, J. E., & Mojica-Amaya, Á. (2014). Relación entre la petrografía del carbón y el contenido de gases en la cuenca de Amagá (Antioquia, Colombia). *Revista Facultad de Ingeniería*, 23(37), 33-43.
- Mariño-Martínez, J. E., Chanci-Bedoya, R. D., & González-Preciado, A. J. (2020). Methane emissions from coal open pits in Colombia. *Dyna*, 87(214), 139-145.
- Martínez, J. E. M. (2015). Desarrollo del CBM en el mundo. In *Gas asociado al carbón (CBM o GMAC): Geología, contenidos, reservas, minería y posibilidades en Colombia* (pp. 105-118). Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia.
- Mastalerz, M., & Drobniak, A. (2020). Coalbed methane: Reserves, production, and future outlook. In *Future Energy* (pp. 97-109). Elsevier.
- Ming, L., Zhaohui, X., Lingli, L., Zehong, C., LiJiang, D., & Jianjun, W. (2021, March). CoalBed Methane Pad Wells Completion and Artificial Lift Optimizations: Case Study From Australia Surat Basin DS Gas Field. In *International Petroleum Technology Conference*. OnePetro.
- Mohammad, H. S., & Shaikh, S. (2010, June). Coalbed methane cementing best practices-Indian case history. In *International Oil and Gas Conference and Exhibition in China*. OnePetro.

- Murray, D. K. (1996). Coalbed methane in the USA: analogues for worldwide development. Geological Society, London, Special Publications, 109(1), 1-12.
- Ojha, K., Karmakar, B., Mandal, A., & Pathak, A. K. (2011). Coal bed methane in India: difficulties and prospects. *International Journal of Chemical Engineering and Applications*, 2(4), 256.
- Ojha, K., Mandal, A., Karmakar, B., Pathak, A. K., & Singh, A. K. (2013). Studies on the estimation and prospective recovery of coal bed methane from Raniganj coalfield, India. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 35(5), 426-437.
- Onsager, P. R., & Cox, D. O. (2000, January). Aquifer controls on coalbed methane development in the Powder River Basin, Wyoming. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- Ordóñez, J., Villegas, J., & Alvarez, A. (2017). Promediando curvas de permeabilidad relativa en yacimientos de metano en mantos de carbón con flujo bifásico en Queensland, Australia. *Revista Científica y Tecnológica UPSE*, 4(1), 129-140.
- Ortega, J. (2006). *Reservorios de Coalbed Methane (CBM)*. Universidad Nacional de Cuyo.
- Ospino, J. A. N. (2016). Estudio de las propiedades para la caracterización de yacimientos de gas asociado a mantos de carbón (doctoral dissertation, Universidad Industrial de Santander).
- Paéz, A. R. M., Sánchez, A.L.S. (2012). Análisis de factibilidad para la explotación de gas asociado a mantos de carbón en Colombia (Bachelor's thesis, Universidad Industrial de Santander).

- 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.
- Parihar, P., Warner, R., Micikas, J., Armpriester, L., Anderson, J., & Zuluaga, E. (2016, May). Infill Drilling Opportunity in Fruitland Coal, San Juan Basin, Colorado. In *SPE Low Perm Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
- Parra Echavarría, L. A. (2017). Modelo teórico de la permeabilidad de las fracturas aplicado a los yacimientos de gas metano asociado a mantos de carbón. *Ingeniería de Petróleos*.
- Pashin, J. C. (2013, August). Dynamics of Thermogenic and Late-Stage Biogenic Gas Generation in Coalbed Methane Reservoirs of the Black Warrior Basin. In *Unconventional Resources Technology Conference* (pp. 2115-2123). Society of Exploration Geophysicists, American Association of Petroleum Geologists, Society of Petroleum Engineers
- Pashin, J., McIntyre-Redden, M., Mann, S., & Merkel, D. (2014). Water Management Strategies for Improved Coalbed Methane Production in the Black Warrior Basin. *Geological Survey Of Alabama, Tuscaloosa, AL (United States)*.
- Perry, J. H., Prosser, L. J., & Cervik, J. (1980, May). Methane Drainage from the Mary Lee Coalbed, Alabama, Using Horizontal Drilling Techniques. In *SPE Unconventional Gas Recovery Symposium*. OnePetro
- Peters, J. (2000, October). Evaluation of coalbed methane potential of Jharia basin, India. In *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. OnePetro.

- Pooniwala, S. A. (2012, March). Stimulation unlocks coalbed methane: Lessons learned in India. In SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition. OnePetro.
- Rai, D. K., Roy, S., & Roy, A. L. (2004). Evaluation of coal bed methane through wire line logs Jharia field: A case study. In 5th Conference & Exposition on Petroleum Geophysics, Hyderabad, India (pp. 910-914).
- Rathi, R., Lavania, M., Singh, N., Sarma, P. M., Kishore, P., Hajra, P., & Lal, B. (2019). Evaluating indigenous diversity and its potential for microbial methane generation from thermogenic coal bed methane reservoir. *Fuel*, 250, 362-372.
- Ridgley, J. L., Condon, S. M., & Hatch, J. R. (2013). Geology and oil and gas assessment of the Fruitland Total Petroleum System, San Juan Basin, New Mexico and Colorado: Chapter 6 in Geology and Oil and Gas Assessment of the Fruitland Total Petroleum System, San Juan Basin, New Mexico and Colorado (No. 69-F-6). US Geological Survey.
- Rivera, L. (2019). Infinite acting aquifer (IAA)—Implications for coalbed methane production at the Syncline of Umbita, Colombia. *International Journal of Coal Geology*, 209, 54-71.
- Rodríguez, S., Navas, G., & Gómez, A. (2012, April). Estimation Coalbed Methane Content from Elemental Analysis for Los Cuervos Formations High Volatile Bituminous C Coals Applying Nonparametric Regression Techniques. In SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference. OnePetro.
- Salmachi, A., Rajabi, M., Wainman, C., Mackie, S., McCabe, P., Camac, B., & Clarkson, C. (2021). History, geology, in situ stress pattern, gas content and permeability of coal seam gas basins in Australia: A review. *Energies*, 14(9), 2651.

- Santivañez, J. C., & Tocas, W. E. C. (2021). Estimación de reservas y recursos prospectivos de Coalbed Methane (CBM) en Perú. *Fuentes: El reventón energético*, 19(2), 53-68.
- Sarmiento Varela, D. B., Monroy Barrios, M., Gil Chacon, A., Luna, L., & Buitrago, A. (2013, May). Successful Strategy through Artificial Lift Systems to Develop Coalbed Methane Production in Colombia. In *SPE Artificial Lift Conference-Americas*. OnePetro.
- Saxena, J. P., & Vrat, P. (1990). Impact of indirect relationships in classification of variables—a micmac analysis for energy conservation. *Systems Research*, 7(4), 245-253.
- Scott, A.R. (1993). Composition and origin of Coalbed methane from selected basins in the United States. *International Coalbed Symposium*.
- Singh, A. K., & Hajra, P. N. (2018). Coalbed methane in India: Opportunities, issues and challenges for recovery and utilization (p. 98). Cham, Switzerland: Springer.
- Singh, U., Singh, A. K., & Singh, D. B. (2018). Coalbed methane-produced water characteristics and insights from the Jharia coalfield in India. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 40(16), 1897-1909.
- Sinha, S. K., & Gupta, S. D. (2021). A geological model for enhanced coal bed methane (ECBM) recovery process: a case study from the Jharia coalfield region, India. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 201, 108498.
- Sonny Irawan, S., Prashanth Nair, P. N., & Saleem Qadir Tunio, S. (2012). Forecasting CBM Production of Mukah Balingian Coalfield, Sarawak, Malaysia. *Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology*, 4(21), 4265-4274.
- Stevens, S. H., Spector, D., & Riemer, P. (1998, November). Enhanced coalbed methane recovery using CO₂ injection: worldwide resource and CO₂ sequestration potential. In *SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China*. OnePetro.

- Suárez, A. A., & González, M. M. (2010). La expansión de la producción de gas de yacimientos no convencionales (esquistos, capas de carbón y arenas compactas: una revolución silenciosa. Cuadernos de energía, (28), 5-17.
- Sugiarto, I., Jiang, J., Sharma, V., & Mazumder, S. (2013, November). Production data analysis of CBM wells in Surat Basin. In SPE Unconventional Resources Conference and Exhibition-Asia Pacific. OnePetro.
- Swindell, G. S. (2007, January). Powder River Basin coalbed methane wells-reserves and rates. In Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium. Society of Petroleum Engineers.
- Thungsuntonkhun, W., & Engler, T. W. (2001, January). Well deliverability of undersaturated coalbed reservoir. In SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers.
- Towler, B., Firouzi, M., Unterschultz, J., Rifkin, W., Garnett, A., Schultz, H., ... & Witt, K. (2016). An overview of the coal seam gas developments in Queensland. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 31, 249-271.
- Trujillo, N. F. S., Kafarov, V., & Jimenez, F. (2014, June). Colombian energy outlook based on unconventional oil and gas reserves with projection to 2030. In 21st World petroleum congress. OnePetro.
- U.S. Energy Information Administration. (06 de 10 de 2021). U.S. Energy Information Administration. Obtenido de Consumption: <https://bit.ly/3qv3SvC>
- U.S. EPA Coalbed Methane. (2019, May). India Coal Mine Methane Market Study.
- UPME. (2019). Plan energético nacional 2020 – 2050.
- Uribe, R. I. P., & Vargas, H. A. (2016). El uso del método MICMAC, para la definición de procesos de intervención en las organizaciones. Ciencia y poder aéreo, 11(1), 92-105.

- Valero Martínez, L. A. (2017). Caracterización petrofísica de la formación los cuervos para la determinación de rangos de valores de identificación litológica a partir de registros geofísicos, en el sector " A", mina calenturitas.
- Vásquez, H. (1997). Metano del carbón. *Revista Universidad EAFIT*, 33(105), 143-162.
- Waffle, C. R., Tisdale, D. L., & MacNeill, C. A. (2009, September). The Horseshoe Canyon Coals of Central Alberta—A Dry CBM Play. In Evansville: Eastern Section AAPG Annual Meeting (pp. 1-7).
- Warlick, D. (2006). Gas shale and CBM development in North America, *Oil Gas Financ.*
- Wicks, D. E., Schwerer, F. C., Militzer, M. R., & Zuber, M. D. (1986). Effective production strategies for coalbed methane in the Warrior Basin. In *SPE Unconventional Gas Technology Symposium*. OnePetro.
- Young, G. B. C., Paul, G. W., Saulsberry, J. L., & Schraufnagel, R. A. (1993, October). A simulation-based analysis of multiseam coalbed well completions. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. OnePetro.
- Zahner, B. (1997, October). Application of material balance to determine ultimate recovery of a San Juan Fruitland coal well. In *SPE annual technical conference and exhibition*. OnePetro
- Zhang, M., Ren, B., Cui, Z., Yang, Y., Cao, S., Xia, Z., ... & Lau, H. C. (2016, May). Detailed characterization of a multilayered coalbed methane field using high-resolution sequence stratigraphy: examples from the Surat Basin in Australia. In *SPE Low Perm Symposium*. OnePetro.