

LIBRO DIGITAL, DIDÁCTICO E ILUSTRATIVO EN YACIMIENTOS DE CBM

JUAN CARLOS RODRIGUEZ RINCÓN
RAÚL ALBERTO CEDRÓN GONZÁLEZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2021

LIBRO DIGITAL, DIDÁCTICO E ILUSTRATIVO EN YACIMIENTOS DE CBM

JUAN CARLOS RODRIGUEZ RINCÓN
RAÚL ALBERTO CEDRÓN GONZÁLEZ

Trabajo de grado para optar título de ingeniero de petróleos

Director:
ARISTÓBULO BEJARANO WALLENS
IP y MSc

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2021

*Dedicado a mis padres y mi familia, sin importar los momentos siempre
desearon lo mejor para que yo llegara a este punto y por todos los consejos.*

*A todas las personas que conocí, cada una de ella fue fundamental para mi
desarrollo como persona y comprender mejor muchas situaciones que antes
no sabía cómo resolver.*

*A mis profesores que sin su dedicación e insistencia para que estudiáramos
se ve reflejada en este momento.*

Mil gracias a todos.

JUAN CARLOS RODRIGUEZ RINCÓN

A DIOS primeramente por guiarme siempre en cada paso, por su sabiduría y fidelidad, muchas gracias.

A mis padres por su apoyo incondicional, por creer en mí, por su esfuerzo, dedicación y acompañarme a culminar esta etapa de mi vida, muchas gracias.

A mi pequeña Sara linda por ser el motor de mi vida, inspiración que estuvo presente en cada parte del proceso, muchas gracias.

A mis familiares, profesores y amigos que fueron parte de este grandioso proceso y de cierta manera dejaron huellas en mí, impulsándome crecer día a día y luchar por mis sueños, gracias.

A mis tíos que sé que les alegrara verme graduar, gracias.

A esta maravillosa alma mater por acogerme desde el primer día como su hijo, por forjar mi carácter profesional, orgulloso de ser parte de ser familia UIS, gracias.

Muchas gracias a todos.

RAÚL ALBERTO CEDRÓN GONZÁLEZ

Contenido

1. Introducción	12
2. Objetivos	14
2.1. Objetivo general	14
2.1.1. Objetivos específicos	14
3. Formación de los yacimientos de gas metano asociados a mantos de carbón y actualidad colombiana.	15
3.1. ¿Qué son los yacimientos de CBM?	15
3.2. ¿cómo se formaron?	16
3.3. ¿Cómo se clasifican los carbones y cuál es el mejor para la generación de gas?	18
3.4. ¿Dónde inició el desarrollo de estos yacimientos?	20
3.5. ¿Cuenta Colombia con estudios sobre CBM?	22
3.6. Recursos y reservas geológicas de carbones en colombia	25
3.7. Proyectos actuales de cbm en colombia.....	31
4. Generación y almacenamiento del gas en el carbón	33
4.1. ¿Cómo se genera el gas del carbón?	33
4.2. ¿Cómo se encuentra almacenado este gas?.....	40
4.3. Permeabilidad	44
5. ¿Qué herramientas se utilizan para evaluar yacimientos de cbm?	45
5.1. Caliper	45
5.2. Rayos gamma (gr)	46
5.3. Registro de densidad (Bulk Density).....	47
5.4. Registro de resistividad.....	48
6. Métodos para calcular el contenido de gas.....	51
6.1. Método indirecto	51
6.1.1. Método volumetrico.....	51
6.2 Método directo	53

6.3.Gas original in situ	57
7. Producción de los yacimientos.....	58
7.1.Mantos carboníferos subsaturados.....	61
7.2.Mantos carboníferos saturados.....	62
7.3.¿Cómo fluye el gas dentro del carbón?	62
7.4.Agua en yacimientos de cbm	64
8.Perforación y completamiento de pozos de cbm	67
8.1.Perforación de pozos	67
8.2.Pozos verticales.....	70
8.3.Pozos horizontales.....	78
8.4.Espaciado de pozos.....	83
8.5.Diseño del completamiento.....	84
9.Recuperación mejorada de cbm	88
9.1.Inyección de nitrógeno o dióxido de carbono.....	88
9.2.Recuperación mejorada empleando microorganismos	90
9.3.Fracturamiento hidráulico en carbones.....	90
10.El libro digital como herramienta didáctica.....	92
11.Metodología para la elaboración del libro digital	94
12.Conclusiones	101

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Temperaturas de carbonización.....	18
Tabla 2. Clasificación por rango (astm d 388-98a)	19
Tabla 4. Formación de los macerales en función de los materiales de procedencia.	37
Tabla 5. Clasificación de gases a partir del índice de sequedad	38
Tabla 6. Composición del carbón en dos vetas diferentes.....	39
Tabla 8. Clasificación de los pozos horizontales y especificaciones de pozo	80
Tabla 9. Parámetros para cada tipo de terminación	87

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Yacimientos de carbón comparados con los diferentes tipos de yacimientos.....	15
Figura 2. Proceso de carbonización de la materia vegetal	16
Figura 3. Cantidad de gas generado durante la carbonización.....	20
Figura 4. Países con las mayores reservas de cbm	22
Figura 5. Consumo vs producción	24
Figura 6. Distribución de las zonas carboníferas en Colombia.....	26
Figura 7. Generación de gas biogénico y termogénico en función del rango del carbón.....	35
Figura 8. Parámetros típicos de los macerales	38
Figura 9. Adsorción, absorción y gas libre en las estructuras del carbón	41
Figura 10. Microporos presentes en la matriz	42
Figura 11. Diaclasas frontales e interpuestas	43
Figura 12. Respuesta del caliper a los diferentes diámetros de pozo y a la formación del enjarre.....	46
Figura 14. Respuesta de los registros nucleares al carbón	48
Figura 15. Respuesta de los registros de micro-resistividad (microlog) en capas de carbón con distinta permeabilidad.	49
Figura 16. Curvas de producción de gas y agua generalizadas para los pozos de cbm	60
Figura 17. Isotherma típica de desorción.....	61
Figura 18. Mecanismos de flujo en el carbón.....	63
Figura 19. Procedimiento para la disposición del agua producida.....	66
Figura 19. Ejemplo perforación bajo balance.....	68
Figura 20. Control de pérdidas de cemento.....	69
Figura 21. Secuencia de un pozo vertical con hueco abierto.....	71
Figura 22. Herramienta para aumentar el diámetro del pozo.....	72
Figura 23. Pozo vertical capa simple con cavidad	73
Figura 24. Vista simplificada de una terminación con cavidad.....	74
Figura 25. Pozo vertical completado con fracturamiento hidráulico y en múltiples capas.	76
Figura 26. Pozo horizontal a través de la capa de carbón	77
Figura 27. Esquema de pozos de multilaterales.	81
Figura 28. Esquema de aplicación de un arreglo de espina de pescado 4 veces.	83
Figura 30. Imagen oficial de CoreDraw 2019	95
Figura 31. Interfaz CoreDraw	96

Figura 32. Imagen oficial canva	96
Figura 33. Inicio en la interfaz de canva	97
Figura 34. Interfaz de inicio en flip pdf profesional.....	98
Figura 35. Ventana para escoger el formato de salida	99
Figura 36. Interfaz con el archivo cargado	99

Resumen

Título: LIBRO DIGITAL, DIDÁCTICO E ILUSTRATIVO EN YACIMIENTOS DE CBM

Autores: JUAN CARLOS RINCÓN RODRIGUEZ

RAÚL ALBERTO CEDRÓN GONZÁLEZ

Palabras claves: CBM, libro electrónico, Carbonificación, Rango del carbón, Cleats.

Descripción

La integración del libro digital para el aprendizaje es producto de los avances en la tecnología, la cual brinda herramientas que facilitan el acceso a la información y una oportunidad de adaptación de estas a los nuevos contextos de aprendizaje, donde lo digital cada vez adquiere una mayor importancia. En la actualidad, los yacimientos de gas asociado a mantos de carbón (CBM) han despertado gran interés, debido a que representan una energía fósil limpia no convencional y económicamente atractiva, despertando interés científico e industrial. En el presente documento, se ilustrarán los mecanismos de producción, características y tecnologías de producción del metano asociado a mantos de carbón, donde se revisan diversos autores, para comprender de manera más amena los distintos procesos de formación de este recurso y todos los factores presentes durante su proceso como son contenido de humedad, rango, contenido de material volátil, contenido de material vegetal (macerales) y poder calorífico según su madurez. También se revisan los diferentes tipos de perforaciones que se realizan a este tipo de yacimientos, donde se resalta la importancia de conocer las características principales de los mantos de carbón al momento de que estos vayan a ser perforados para minimizar pérdidas de fluidos y evitar daños a la formación, que impidan el flujo de gas hacia el pozo, debido a que las estructuras del carbón son muy frágiles a los esfuerzos aplicados.

Las estimaciones realizadas por distintos autores indican que este recurso, ha sido explotado desde 1931 en países como Estados Unidos donde se conoció el potencial que tienen estos yacimientos; en el caso de Colombia se han estudiado diferentes cuencas carboníferas, donde se evidencian ambientes ideales para formación de CBM.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Aristóbulo Bejarano Wallens, Ingeniero de Petróleos.

Abstract

Title: DIGITAL, DIDACTIC AND ILLUSTRATIVE BOOK IN CBM FIELDS

Author: JUAN CARLOS RINCÓN RODRIGUEZ

RAÚL ALBERTO CEDRÓN GONZÁLEZ

Keywords: CBM, e-book, Carbonification, Carbon Range, Cleats.

Description

The integration of the digital book for learning is the product of advances in technology, which provides tools that facilitate access to information and an opportunity to adapt them to new learning contexts, where digital is increasingly becoming more importance. Currently, the CBM deposits have aroused great interest, because they represent an unconventional and economically attractive clean fossil energy, leading to scientific and industrial interest. This document will illustrate the production mechanisms, characteristics, and technologies for the production of methane associated with coal seams, where various authors are reviewed, to understand in a more pleasant way the different formation processes of this resource and all the factors present During its process, such as moisture content, range, content of volatile material, content of plant material (macerals) and calorific value according to its maturity. The different types of drilling carried out in this type of reservoir are also reviewed, where the importance of knowing the main characteristics of the coal seams at the time they are going to be drilled is highlighted to minimize fluid losses and cause damage to formation, which impede the flow of gas to the well, because the coal structures are very fragile to the applied stresses.

Estimates made by different authors indicate that this resource has been exploited since 1931 in countries such as the United States, where the potential of these deposits was known, in the case of Colombia, different carboniferous basins have been studied, where environments for the formation of CBM.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Aristóbulo Bejarano Wallens, Ingeniero de Petróleos

Capítulo 1

1. Introducción

Los yacimientos de gas metano asociados a mantos de carbón (CBM, Coal-Bed-Methane), actualmente están siendo explotados tanto para fines comerciales como de abastecimiento interno de las minas carboníferas. Este gas también conocido como gas asociado al carbón (GAC) que en comparación con cualquier otro combustible fósil representa las menores emisiones al ser incinerado, es más económico, de fácil extracción y seguro, está compuesto en su mayor parte por metano, aproximadamente entre un 80% y 95%, también se encuentran otros gases como dióxido de carbono, monóxido de carbono, nitrógeno y etano.

El carbón como yacimiento, representa condiciones totalmente diferentes a un yacimiento convencional, generando nuevos retos por lo cual la producción resulta ser más compleja. En algunos casos se necesita utilizar arreglos de pozos que drenen un área mayor para explotarlos económicamente, como lo son pozos multilaterales, horizontales y la aplicación del fracturamiento hidráulico que se da en casi todos los pozos verticales. Determinar el esquema de pozo adecuado para un yacimiento de CBM es un paso fundamental para la apropiada explotación rentable.

El continuo desarrollo de los yacimientos no convencionales y el interés que se empieza a dar desde la academia hace que se genere la necesidad de tener la información fácil y de una manera más atractiva para los estudiantes. La llegada de los libros digitales ha representado la facilidad de llevar cientos de libros y disfrutarlos en cualquier lugar, con los beneficios que presenta un formato de libro donde se puede generar un ambiente totalmente diferente a un libro impreso o en formato pdf, donde el ambiente interactivo es el factor que más resalta y entregando al lector la información de otra manera.

Este proyecto recolectó la información necesaria para la creación de un libro digital (e-book), el uso de herramientas digitales para la creación del material necesario que nutrirán el contenido de este, también que sirva como material de refuerzo para que los profesores puedan guiar el aprendizaje del tema de manera más fácil y clara el origen de los yacimientos de CBM, características, tipos de perforaciones y completamientos aplicados en la extracción de este recurso.

Capítulo 2

2. Objetivos

2.1. Objetivo general

La elaboración de un e-book que represente y permita de manera fácil el aprendizaje sobre los yacimientos de CBM.

2.1.1. Objetivos específicos

- Identificar a partir de la revisión bibliográfica los mecanismos de formación, características y esquemas de producción de los yacimientos de CBM.
- Elaboración propia del material de ilustración como son las imágenes, gráficas, tablas, etc. Para la elaboración del e-book.
- Crear una experiencia de aprendizaje atractiva acerca de los yacimientos de CBM, potencializando los conocimientos del lector.
- Elección de la herramienta para la elaboración del e-book.

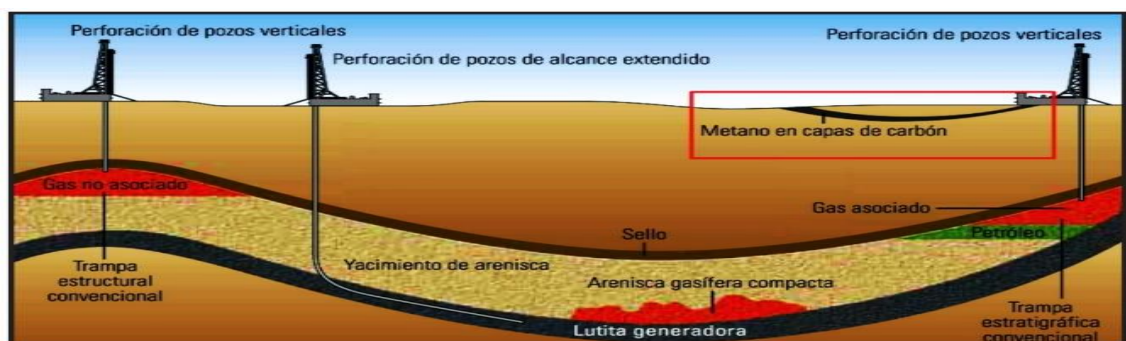
Capítulo 3

3. Formación de los yacimientos de gas metano asociados a mantos de carbón y actualidad colombiana.

3.1. ¿Qué son los yacimientos de CBM?

Los yacimientos de CBM (Coalbed methane) por sus siglas en inglés son yacimientos de gas asociados a mantos de carbón que hacen parte de los recursos no convencionales, es decir que su origen no proviene de las fuentes convencionales, la diferencia radica en que estos yacimientos son de muy baja permeabilidad de manera que es fundamental fracturar para que haya flujo hacia el pozo. Este tipo de yacimientos han representado un gran reto para la industria debido a que se perforan aplicando las técnicas utilizadas en los yacimientos convencionales teniendo en cuenta las condiciones especiales que representa perforar los carbones. En la siguiente figura se puede apreciar la diferencia en profundidades con respecto a los demás tipos de yacimientos.

Figura 1. Yacimientos de carbón comparados con los diferentes tipos de yacimientos.



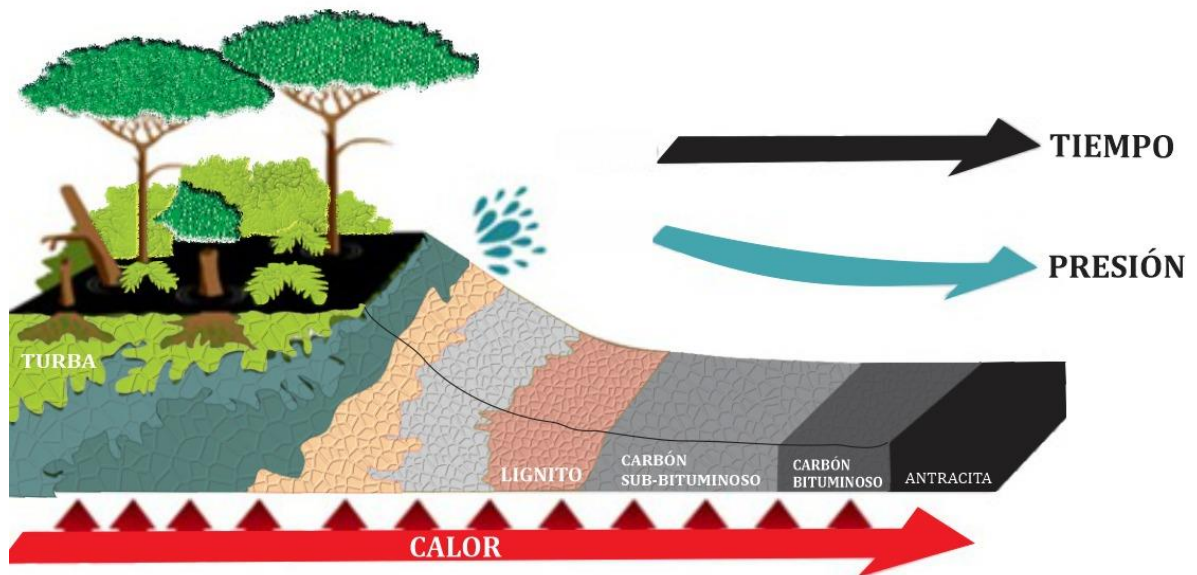
Fuente: BEDOUT ORDÓÑEZ, Julián David. Gas Asociado a Mantos de Carbón (Coal Bed Methane,CBM). Universidad Industrial de Santander. Geólogo. Pág 4. Presentación power point del geólogo.

3.2. ¿cómo se formaron?

Para entender cómo se formaron estos yacimientos es primordial conocer cómo se formó el carbón y cómo influye en la generación del gas dichos procesos.

El carbón es una roca sedimentaria de origen orgánico resultado de la descomposición parcial y alteración de la turba acumulada en medios continentales o litorales, en su mayoría pantanos. Estos ambientes ricos en materia vegetal junto con la subsidencia del suelo, cambios climáticos, zonas de sedimentación y diferentes tiempos geológicos crearon las condiciones ideales para la generación del carbón.

Figura 2. Proceso de carbonización de la materia vegetal



Fuente: RIONDA, Rafael Alexandri. El gas asociado a los yacimientos de carbón mineral (gac). Geología. 2010. Pachuca de Soto. Pag 7 y 8.

El proceso por el cual la turba se convierte en carbón se llama carbonización y este se puede dividir en dos; carbonización bioquímica y geoquímica.

3.2.1. Carbonización bioquímica. En la carbonización bioquímica da lugar a la descomposición que sufre la turba, inicialmente se presenta una descomposición bacteriana aeróbica que durante la primera etapa de carbonización cuando la materia vegetal se sedimenta, las bacterias aeróbicas comienzan a descomponerla inmediatamente, esta fase se completa cuando se agota el oxígeno original que se encuentra atrapado en la turba y permite la existencia de estos organismos. Este proceso reduce el volumen del material orgánico en más del 50% en los primeros años y se convierte en un líquido tipo gelatinoso. Una vez se agota el oxígeno, las bacterias anaeróbicas entran en acción y continúan la descomposición hasta que se alcanza un pH aproximado de 4 o 3,5, donde estas mueren y el proceso termina. Se producen cambios fisicoquímicos que provocan la maduración del carbón, pasando de turba a lignito.

3.2.2. Carbonización geoquímica. La carbonización geoquímica que da lugar al fin del proceso de generación del carbón consiste en los procesos fisicoquímicos debido al aumento de la temperatura producto del sepultamiento y de la compactación donde hay pérdida de humedad y de volátiles (20m de turba se compactan en 1m de antracita).

El incremento en presión y temperatura transforma el lignito en carbón bituminoso, éste a su vez da paso a la antracita que es la última en formarse bajo presiones y temperaturas más altas. Cabe resaltar que la antracita puede convertirse en grafito donde su composición de carbón es del 100%, en promedio el carbón está compuesto por un 59% de carbón, 33% de oxígeno, 6% de hidrógeno y 2% de nitrógeno.

Tabla 1. Temperaturas de carbonización

Carbón	Temperatura
De turba a lignito	60°C – 100°C
De lignito a carbón bituminoso	100°C – 200°C
De carbón bituminoso a antracita	200°C – 300°C
Grafito	>300°C

Fuente: RIONDA, Rafael Alexandri. El gas asociado a los yacimientos de carbón mineral (gac). Geología. 2010. Pachuca de Soto. Pág 12.

3.3. ¿Cómo se clasifican los carbones y cuál es el mejor para la generación de gas?

“La clasificación de los carbones puede realizarse con base en diferentes parámetros que van desde su composición y características hasta el porcentaje de abundancia o su aplicación final” ¹. El sistema de clasificación más utilizado es el propuesto por la ASTM donde los carbones se clasifican por rango (ASTM D 388-98a), en cuatro clases: lignitos, sub-bituminosos, bituminosos y antracíticos, siendo este el orden en que incrementa el grado de metamorfismo. Estas categorías indican intervalos de características físicas y químicas que son útiles en la estimación del comportamiento del carbón en la minería, preparación y usos.

La clasificación de acuerdo con el rango se realiza con base en los contenidos de carbono fijo y materia volátil en base seca libre de materia mineral y para los carbones de menor rango el poder calorífico en base húmeda libre de materia mineral (Tabla 2)².

¹ Barrera Zapata, Rolando, Pérez Bayer, Juan F., Salazar Jiménez, Carlos Carbones colombianos: clasificación y caracterización termoquímica para aplicaciones energéticas. Revista ION [en línea]. 2014. Pág 4.

² FUQUEN VARGAS, Lorena Nydia y VALEST TORRES, José David. Evaluación del contenido de gas metano asociado al carbón en la zona carbonífera de Boyacá, área Úmbita – Laguna de Tota en la formación guaduas (k2e1g). 2015. Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia Pág 24-26.

Tabla 2. Clasificación por rango (ASTM D 388-98a)

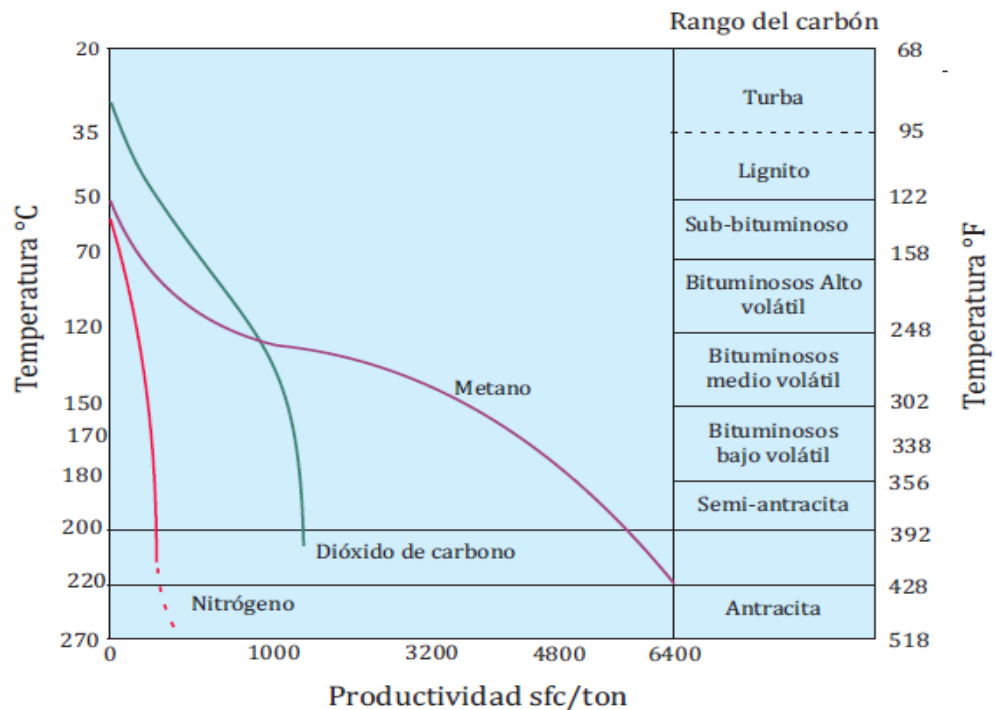
Rango	Carbono fijo %	Humedad %	Volátiles %	Material mineral %
Turba	<25	<75	75 - 55	0.2
Lignito	25 - 35	25 - 45	24 - 32	3.0 - 15
Sub-bituminosos (A, B y C)	35 - 45	10 - 25	28 - 45	3.0 - 10
Bituminosos (Altos, medios y bajo en volátiles)	78 - 86	2.0 - 15	15 - 45	4.0 - 15
Antracita	92 - 98	<3	<5	4.0 - 15

Fuente: Evaluación del contenido de gas metano asociado al carbón en la zona carbonífera de Boyacá, área Úmbita – laguna de tota en la formación guaduas (k2e1g). Servicio geológico colombiano 2015. Pág. 25.

Generalmente los carbones ideales para la generación de CBM son los bituminosos de medio a alto volátil, ya que el gas generado es de ocho a diez veces la cantidad que el carbón puede retener durante la carbonización (figura 3). Los carbones bituminosos generan cerca de 4800 ft³/ton de carbón, pero su máxima capacidad de adsorción es de 552 ft³/ton a una profundidad de 2275 ft, de igual modo grandes volúmenes de agua pueden ser producidos debido a la compactación del carbón, los factores que intervienen en la generación del gas metano en el carbón son: el Rango del Carbón, el Tipo de Carbón, Profundidad del Manto de Carbón, la Historia del Enterramiento y el Contenido de Materia Mineral.³

³ FUQUEN VARGAS, Lorena Nydia y VALEST TORRES, José David. Evaluación del contenido de gas metano asociado al carbón en la zona carbonífera de Boyacá, área Úmbita – Laguna de Tota en la formación guaduas (k2e1g). 2015. Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia Pág.

Figura 3. Cantidad de gas generado durante la carbonización



FUENTE: FUQUEN VARGAS, Lorena Nydia y VALEST TORRES, José David. Evaluación del contenido de gas metano asociado al carbón en la zona carbonífera de Boyacá, área Úmbita – Laguna de Tota en la formación guaduas (k2e1g). 2015. Pág 38.

Durante la formación del carbón se generan diferentes productos de carbonización. Como los más significativos podemos establecer el propio metano, el dióxido de carbono, el nitrógeno, gases húmedos (etano, propano, etc.) y otros a modo de traza, como hidrógeno y monóxido de carbono. Además, puede contener agua, si bien esta no se origina como consecuencia de la carbonización.

3.4. ¿Dónde inició el desarrollo de estos yacimientos?

Los numerosos accidentes por explosiones de gas que sucedían en las minas de carbón forzaron a las compañías y a los gobiernos a desarrollar programas de desgasificación o drenaje del gas mediante perforaciones. Los diferentes sistemas

de drenaje pueden remover entre 20 y 70 % del CBM en el manto de carbón. Los programas de desgasificación alentaron el estudio de las reservas y en la actualidad se adelantan programas para desgasificar o utilizar el gas en muchos países, especialmente en los principales países productores de carbón donde existen muchas reservas.⁴

EE. UU es el país con mayor actividad en el desarrollo del CBM a escala mundial, debido a la presencia de grandes y adecuadas cuencas de carbón, un completo sistema de gasoductos. Alrededor del 80% de la producción se realiza en la cuenca de San Juan (Colorado y Nuevo México) y muchas de las reservas se encuentran en la cuenca de Black Warrior (Alabama). Las dos cuencas suman juntas el 95 % de la producción total de metano en EE. UU. ⁵

Se ha estimado que los recursos mundiales totales de CBM son más de $260 \times 10^{12} \text{m}^3$, concentrándose la mayoría (90 %) en 12 países que se detallan a continuación en la figura 4. Sin embargo, existen más de 60 países que cuentan con importantes reservas de carbón. Los recursos estimados para cada país se han realizado teniendo en cuenta los datos geológicos existentes y las características de los carbones. ⁶

⁴ MARIÑO MARTINEZ, Jorge Eliecer. Gas asociado al carbón (CBM o GMAC). Geología, contenidos, reservas, minería y posibilidades en Colombia. 2015. Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia. Pág107.

⁵ ZAPATERO Ángel. Estudio de metano en capa de carbón (CBM): estado del arte y posibilidades de las cuencas de la zona norte de león. Madrid:2004. Ministerio de economía. Pág. 13.

⁶ NAVARRO OSPINO, Jorge Armando. Análisis de Factibilidad para la Exploración e Gas Asociado a Mantos de Carbón. Bucaramanga. 2016. Universidad Industrial de Santander. Pág 39.

Figura 4. Países con las mayores reservas de CBM



Fuente: Navarro Ospino, J.A. Análisis de factibilidad para la explotación de gas asociado a mantos de carbón en Colombia, 2016. Trabajo de grado para optar al título Especialista en producción de hidrocarburos. Pág 39.

3.5. ¿Cuenta Colombia con estudios sobre CBM?

El gas asociado al carbón ha sido producido en Estados Unidos en cantidades comerciales desde 1981 y ha atraído la atención mundial como una fuente potencial de energía, especialmente en las naciones ricas en carbón como es el caso de Colombia, donde a comienzos de la década de los 90 se realizaron estudios y perforaciones en la cuenca Cesar-Ranchería bajo contrato de asociación firmado entre Ecopetrol y GeoMet Ine., para la exploración de dicha zona y para observar las posibilidades de generación de CBM de los mantos de carbón presentes allí. Los resultados de las características físico-químicas de los carbones fueron los mejores, pero las permeabilidades, factor importante para la producción, eran muy deficientes, por lo que no se continuó con el desarrollo de la campaña de

exploración. En el departamento de Boyacá, solo hasta el año 2000 se adelantaron mediciones sistemáticas de CBM, cuando se hizo un estudio de gas en los frentes mineros, apoyado por la UPTC. Otro estudio que hay que resaltar es el desarrollado por ANH-EAFIT-UPTC en Antioquia, Cundinamarca y Boyacá en 2011. De otros estudios adelantados por Ecopetrol-ICP, minas Paz de Río- Votorantin, y Drummond, se desconocen los resultados. La expectativa es que con la exploración que se está desarrollando, en pocos años Colombia tenga un mejor conocimiento del recurso.⁷

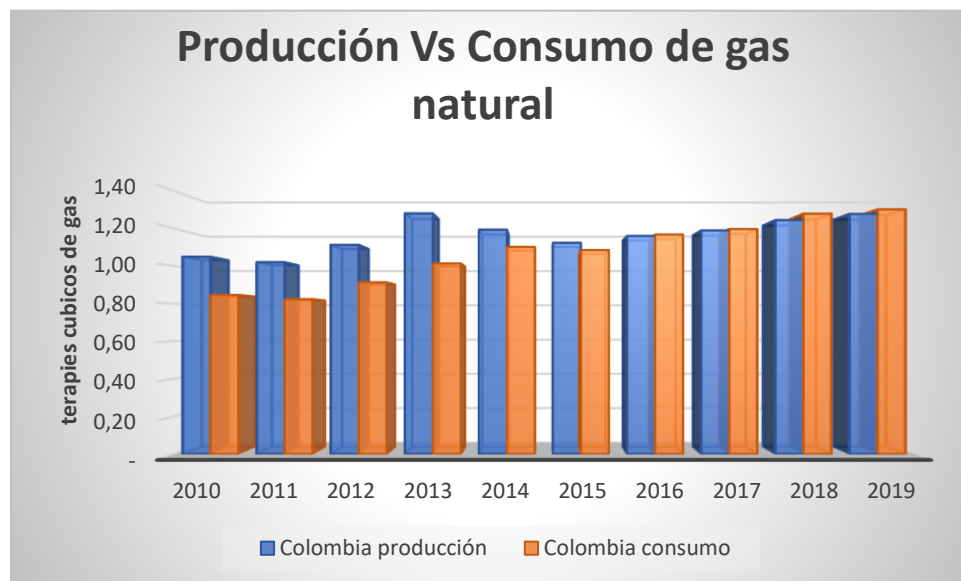
El Instituto Colombiano del Petróleo ICP-Ecopetrol ha retornado el tema del CBM y ha adelantado estudios en diferentes partes del país, aunque estos no se han publicado. El Departamento de Geología de la UIS (Universidad Industrial de Santander) también ha hecho algunos estudios. La UPTC-Sogamoso (Laboratorio de Materiales, Gas asociado al Carbón y Shale Gas), asimismo ha adelantado estudios de desorción de gas en perforaciones y frentes de minas, gracias al apoyo en equipos que ha recibido de Colciencias y la ANH. La mayoría de los estudios se han hecho con el propósito de conocer el potencial de CBM, y diversas instituciones se han involucrado en la exploración del Gas Asociado al Carbón (CBM o GMAC) CBM, con miras a la utilización del gas, tales como la ANH, la Universidad EAFIT y la UPTC. Otros estudios se han hecho con el fin de conocer los factores de riesgo de accidentes en la minería y como parte del planeamiento minero. Los estudios adelantados por la UPTC y el Ingeominas actualmente Servicio Geológico Colombiano, han tenido como objetivo conocer los factores de riesgo de accidentes en la minería, puesto que la siguiente fase de minería del carbón en el país será subterránea y a gran escala, especialmente donde hay carbones de buena calidad,

⁷ MARIÑO MARTINEZ, Jorge Eliecer. Gas asociado al carbón (CBM o GMAC). Geología, contenidos, reservas, minería y posibilidades en Colombia. 2015. Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia. Pág 24

por lo tanto, se requiere saber de los contenidos de gas como parte del planeamiento.⁸

Es importante tener en cuenta que Colombia se acerca a un panorama en el cual su producción cada vez se queda corta ante el aumento del consumo de este recurso (figura 5), por lo cual ir conociendo los potenciales energéticos que representa este recurso es un avance importante que da Colombia en la busca del abastecimiento energético del país.

Figura 5. Consumo vs producción



Fuente: elaboración propia a partir de los datos publicados en el reporte anual de BP, Statistical BP review, report 2020.

⁸ MARIÑO MARTINEZ, Jorge Eliecer. Gas asociado al carbón (CBM o GMAC). Geología, contenidos, reservas, minería y posibilidades en Colombia. 2015. Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia. Pág 116.

3.6. Recursos y reservas geológicas de carbones en Colombia

Los recursos y reservas geológicas de carbón medidas en el país son aproximadamente de 6648 millones de toneladas (MT), mientras que las reservas incluidas son del orden de 2322 MT, y se encuentran distribuidas en las tres grandes cordilleras; cordillera oriental, occidental y central; donde la mayor acumulación de carbón está contenida en estas zonas, localizadas al interior del país y en la Costa Atlántica, como se muestra a continuación⁹ :

Tabla 3. Reservas Carboníferas de Colombia - millones de toneladas (MT)

ZONAS CARBONÍFERAS	RECURSOS Y RESERVAS		TIPO DE CARBÓN
	MEDIDAS	INDICADAS	
Antioquia	90	225	Térmico
Boyacá	170.4	682.7	Térmico y Coquizable
Cauca	16.4	66.8	Térmico
Cesar	1933	589	Térmico
Córdoba	381	257	Térmico
Cundinamarca	241.9	538.7	Térmico y Coquizable
Guajira	90	-	Térmico
N. Santander	68	101	Térmico y Coquizable
Santander	57.1	114	Térmico y Coquizable
Valle del Cauca	20.1	22.4	Térmico
TOTAL, PAIS	6647.9	2596.6	

Fuente: Plan de Desarrollo del Subsector Carbón, Upme página 2.

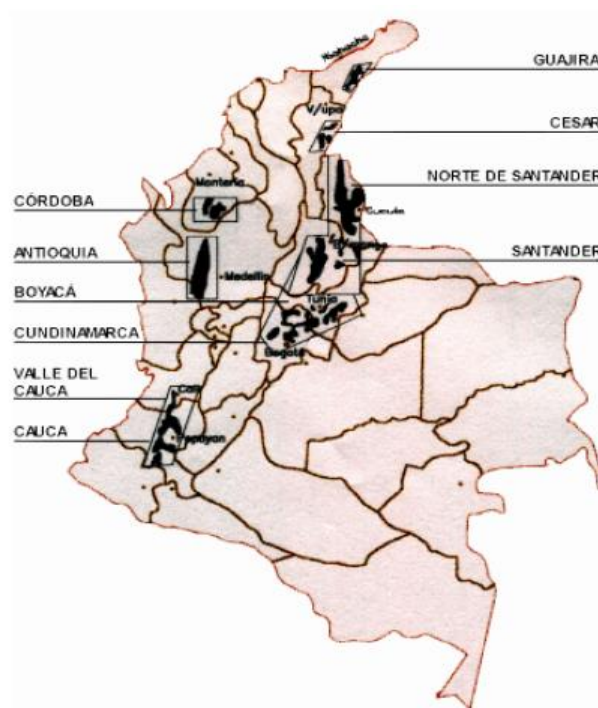
En las reservas indicadas en la tabla anterior, se concluye, que el 90% de los recursos y reservas geológicas medidas se localizan en la Costa Atlántica y que los

⁹ NAVARRO OSPINO, Jorge Armando. Análisis de Factibilidad para la Exploración e Gas Asociado a Mantos de Carbón. Bucaramanga. 2016. universidad industrial de santander. Pág 59.

carbones con propiedades coquizables aptos para usos metalúrgicos se encuentran en la parte central y oriental del país. En estas zonas hay presencia de carbones especiales, como semiantracitas y antracitas para usos industriales.

3.6.1. Ubicación y características de las zonas carboníferas

Figura 6. Distribución de las Zonas carboníferas en Colombia



Fuente: Upme, guía ambiental de zonas carboníferas en Colombia 2010

3.6.1.1. Zona carbonífera de la Guajira. La zona carbonífera de la guajira gran parte está ubicada en el departamento de la guajira, en los municipios de Barrancas, Hato Nuevo, Albania y Maicao. Los yacimientos se encuentran en el cerrejón con una superficie de 805km². Está comprendida por una secuencia de mantos de 900 a 1100 m de espesor, conformada principalmente por areniscas, localmente calcáreas, interestratificadas con lutitas grises y carbonosas. Presenta calidades de carbón bituminosos altos en volátiles.¹⁰

3.6.1.2. Zona carbonífera del Cesar. Está ubicada en el centro del departamento, en la cuenca del río Cesar y ocupa un área de 248 km². Las reservas medidas son de 1933 millones de toneladas. Los carbones son bituminosos, altos en volátiles, bajo contenido de azufre y cenizas. La zona se divide en cuatro áreas así ¹¹ :

AREA	EXTENSIÓN, km ²	RESERVAS, MT
El Descanso	90	1105
Calenturitas	90	102
La Loma	10	468
La Jagua	58	258

¹⁰ Ibid. Pag 61.

¹¹ Ibid. Pag. 62.

3.6.1.3. Zona carbonífera Córdoba. El departamento de Córdoba posee cinco áreas carboníferas; área carbonífera 301 Urabá, 302 Ciénega Rio de Oro, 303 Alto de San Jorge, 304 Tarazá - Rio Man y 305 Purio Caseri. El área carbonífera Alto de San Jorge, es la más importante de la zona, la cual está localizada al sur del departamento de Córdoba, sobre la cordillera occidental. Presenta una secuencia de limo-arcillolitas con intercalaciones esporádicas de areniscas, cuenta con más de 40 mantos con espesores mayores a 0.6m, la calidad de los carbones se agrupa en dos categorías lignitos y sub-bituminosos. Cerca el pozo exploratorio Piedrecitas1570- IX, en el Urabá al noroeste de Necoclí, se encuentran ocho mantos de carbón a 1220m de profundidad y otros dos mantos a 1860m de profundidad lo cual indica existencia de CBM en la zona.¹²

3.6.1.4. Zona carbonífera del valle del cauca. Esta zona se encuentra ubicada hacia el occidente del país sobre las estribaciones del flanco oriental de la cordillera Occidental. Se prolonga al occidente del río Cauca desde Yumbo al norte, hasta El Tambo (Cauca) al sur, con una extensión de más de 100km de largo y 3,5 km de ancho promedio. Las reservas medidas son de 20.1 millones de toneladas. Los carbones son bituminosos con altos contenidos de cenizas. Estudios realizados por INGEOMINAS a finales de los 90 permitieron detallar estructural y estratigráficamente los yacimientos. En el área se estiman que los espesores de los mantos de carbón van desde los 200 a 350 metros, entre arcillolitas y areniscas.¹³

¹² Ibid. Pag 63.

¹³ Ibid. Pag 65.

3.6.1.5. Zona carbonífera norte de Santander. Ubicada al noreste del país, en los límites con la Republica de Venezuela. Es una zona bastante extensa que abarca unos 18 municipios del departamento de la cual se destacan las áreas de Zulia, Cúcuta, Tasajero y Toledo. Las reservas en esta zona son de 68 MT; se encuentran carbones bituminosos, de contenidos medios a altos en volátiles coquizables.¹⁴

3.6.1.6. Zona carbonífera de Santander. Las reservas medidas en el área de San Luis son del orden de 57,1 MT los cuales se representan en la Formación Umir, en su parte media y superior, con una extensión de 200 km². En esta área ocurre una intensa actividad tectónica que afecta la calidad del mineral que vará desde sub-bituminoso hasta semiantracíticos.¹⁵

3.6.1.7. Zona carbonífera de Cundinamarca. Los carbones de esta zona se encuentran en la Formación Guaduas la cual hace parte del centro de la cuenca sedimentaria de la cordillera oriental y contiene carbones bituminosos con contenidos medios a altos en volátiles, con características coquizables. Las reservas cuantificadas en esta zona son del orden de 241.9 MT en una extensión de 3400 km².¹⁶

¹⁴ Zonas carboníferas de Colombia: Recurso y reservas geológicas de carbón en Colombia. Disponible en : <https://cutt.ly/LbhvOFU>

¹⁵ Ibid.

¹⁶ Ibid.

3.6.1.8. Zona carbonífera de Boyacá. Subcuenca Tunja-Duitama: Está ubicada en el Departamento de Boyacá entre el Puente de Boyacá al sur y el municipio de Duitama al norte. Corresponde al sinclinal de Tunja y se extiende en una longitud de unos 35 km con un ancho promedio de 8 km. Los carbones se encuentran en el miembro medio de la Formación Guaduas en 6 mantos con espesores entre 0.70 y 0.20 metros. La mayoría de estos carbones están clasificados como sub-bituminosos A hasta bituminosos de altos volátiles C.¹⁷

Subcuenca Sogamoso-Jericó: La cantidad y espesores de los mantos es variable de 1 a 9 y 1,0 a 3,2 metros respectivamente, los espesores acumulados varían entre 8,30 y 10 m. Las reservas se calculan en 102.8 millones de toneladas, los cuales se tratan principalmente de carbones bituminosos altos volátiles B y C¹⁸

Subcuenca Chinavita-Umbita-Tinabá: Está ubicada en el centro-sur del departamento de Boyacá en los municipios de su nombre y Machetá Cundinamarca. Los carbones se encuentran en los flancos del sinclinal de Umbita.¹⁹

3.6.1.9. Zona carbonífera de Antioquia. Es una cuenca muy extensa dividida en 33 subzonas entre las que sobresalen Amagá-Sopetrán y dentro de ella el sector Amagá-Venecia-La Albania. En esta subzona se han calculado 90 millones de toneladas de reservas carboníferas, y los carbones sub-bituminosos tipo A. Se iniciaron explotaciones en 1979 por la empresa Industrial Huller tajo abierto con producción de 850 ton/día.

¹⁷ Ibid.

¹⁸ Ibid.

¹⁹ Ibid.

Actualmente la producción supera el millón de toneladas anuales y se desarrolla una minería en todas las escalas.²⁰

3.6.1.10. Zona carbonífera Cauca. En el departamento del Cauca al suroeste de Popayán y al occidente del municipio del Bordo. Los carbones se encuentran se encuentran en la Formación Mosquera en una franja Terciaria de orientación NE-SW. En este Departamento se identificaron dos bloques que revisten alguna importancia y que se encuentran en proceso de estudio, los bloques son: “El Hoyo” conformado por 11 mantos de carbón con espesores entre 0.6 y 1.3m, y el bloque “Mosquera” del cual se tiene un conocimiento menor, en el cual se identificó un manto con alto grado de meteorización y otro carbón bituminoso alto en materia volátil. Las reservas medidas son del orden de 16.4 MT.²¹

3.7. Proyectos actuales de CBM en Colombia.

La única empresa que está realizando un proyecto de CBM en Colombia es Drummond Coal en el bloque La Loma, donde operan su proyecto piloto. El proyecto piloto está destinado a medir las emisiones de metano en la mina La Loma / Pribbenow de Drummond, y Drummond ha firmado un contrato con Ecopetrol para extraer CBM del área. Los detalles sobre cuándo comenzará a extraerse el CBM no están disponibles.²²

Actualmente no hay producción de gas a partir de mantos de carbón debido al fallo del consejo de estado que ordena la suspensión inmediata de las actividades que

²⁰ Ibid.

²¹ Ibid.

²² Agency, U. S. (2019). Colombia Coal Mine Methane Market Study. EPA, 50. Pg. 11.

impliquen los yacimientos no convencionales con aplicación de la técnica de fracturamiento hidráulico o fracking.

Capítulo 4

4. Generación y almacenamiento del gas en el carbón

4.1. ¿Cómo se genera el gas del carbón?

La fuente de estos gases puede ser del tipo biogénico o termogénico, la cantidad y los tipos de gases que son generados durante la carbonización son función de la historia del enterramiento, el gradiente geotérmico, la composición maceral y la distribución del carbón dentro de las zonas de la cuenca térmicamente maduras. Al aumentar la presión y la temperatura, cambia el rango del carbón junto con su capacidad de generar y almacenar metano.

4.1.1. Gases biogénicos. El gas biogénico primario generado durante la carbonización temprana probablemente no es retenido por el carbón en cantidades significativas, esto sugiere que la mayoría del gas biogénico encontrado en las capas de carbón es gas biogénico secundario originado por la introducción de bacterias después de la carbonización gracias a la recarga meteórica.

Los gases biogénicos secundarios son generados por la actividad de bacterias, introducidas por aguas meteóricas y transportadas por capas de carbón permeables u otras rocas ricas en materia orgánica. Estos gases biogénicos secundarios difieren de los primarios porque las bacterias son introducidas en los mantos de carbón después del enterramiento, la carbonización y la subsiguiente elevación de los márgenes de la cuenca.²³

²³ ZAPATERO Ángel. Estudio de metano en capa de carbón (CBM): estado del arte y posibilidades de las cuencas de la zona norte de león. Madrid:2004. Ministerio de economía. Pág. 37.

4.1.2. Gases termogénicos. La generación de gases termogénicos en mantos de carbón puede separarse en dos fases, temprana y principal. Los gases termogénicos tempranos son generados por el carbón en el rango de bituminoso rico en volátiles (Rmax entre 0,5 y 0,8). Estos gases termogénicos tempranos están comúnmente caracterizados por cantidades sustanciosas de etano, propano, y otros componentes de gases húmedos derivados de carbones ricos en hidrógeno. Los gases en mantos de carbón derivados de carbones pobres en hidrógeno o carbones sujetos a degradación bacteriológica secundaria no contendrán cantidades apreciables de gas húmedo. El índice de sequedad del gas de los gases en capa de carbón generados durante la fase de gas húmedo puede ser menos de 0,8, y el contenido de etano puede exceder el 11%.

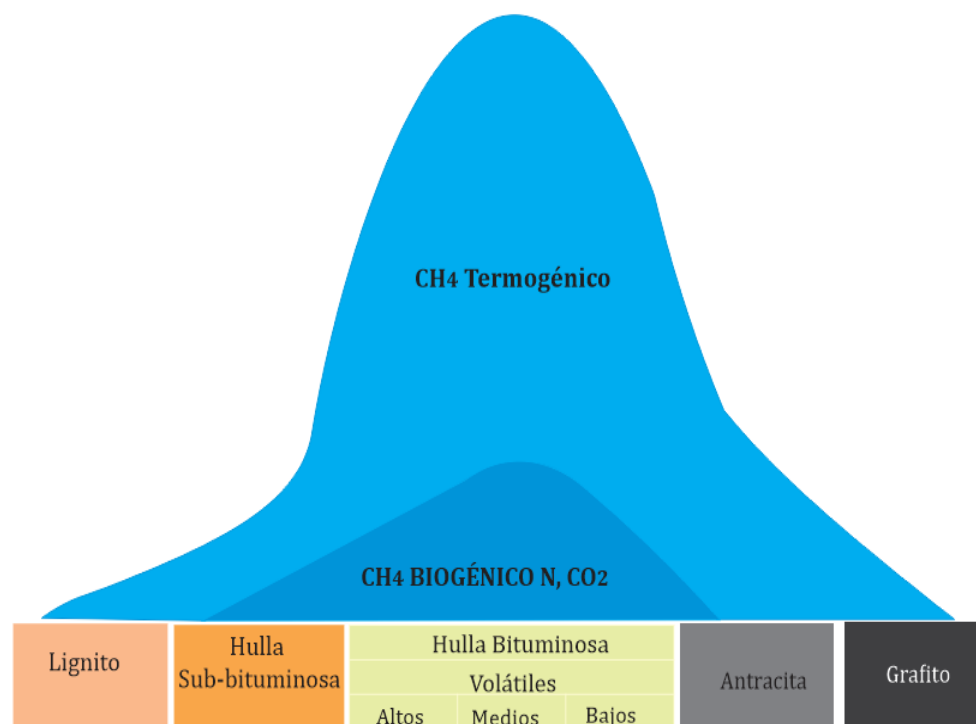
El umbral de generación del metano termogénico en mantos de carbón ocurre para valores de reflectancia de la vitrinita de aproximadamente 0,74%. Pese a todo, esta estimación estaba basada en los cambios en la materia volátil (aceptando que el carbón representaba un sistema cerrado) y sobrestima la producción de metano verdadero en tanto que subestima el umbral de generación de metano termogénico. El proceso de pirólisis en laboratorio del lignito indica que el umbral de generación de metano termogénico no se alcanza hasta valores aproximados de reflectancia de la vitrinita del 1%. Usando datos de una variedad de carbones americanos y alemanes y asumiendo que únicamente metano y dióxido de carbono son liberados por ellos se calculó que cantidades económicas de metano eran generadas para valores de reflectancia entre 0,7 y 1.

Por tanto, el umbral de generación del metano termogénico tiene lugar cuando el carbón alcanza el rango de bituminoso, rico en volátiles.²⁴

²⁴ Ibid. Pág. 39.

El rango del carbón, el tipo de macérales, la presión de depósito y la migración del gas afecta a la composición del gas producido. Como se mencionó antes, los carbones pueden generar cantidades significativas de gases húmedos en rangos bajos del carbón. Los valores $C1/C1-5$ se incrementarán gradualmente hasta 1 (100% de metano) con el incremento del enterramiento y de la maduración. Las estructuras de materiales húmicos ricos en oxígeno generan gases químicamente secos ($C1/C1-5 > 0,98$), de cualquier forma. El gas metano en el manto de carbón es adsorbido por la estructura interna del carbón, consistente en una red de microporos de diámetros del orden de nanómetros; la densidad de las moléculas de metano adsorbido puede aproximarse a la del metano líquido.²⁵

Figura 7. Generación de gas biogénico y termogénico en función del rango del carbón



Fuente: GUTIÉRREZ BRAVO, José Antonio. Estudio tecno-económico de la extracción de metano del carbón en la cuenca Guardo- Barruelo. 2014. Universidad de León. Pag.38

²⁵ Ibid. Pág 40.

4.1.3. Historia del enterramiento. Es la máxima profundidad de enterramiento a la cual se ha encontrado un manto de carbón a lo largo de su historia geológica. Esta historia en la exploración del CBM es de mucha importancia ya que nos ayuda a delimitar toda la zona seleccionada inicialmente, eliminando áreas de extremo (mínimo y máximo) enterramiento que no son útiles para explotación del gas y escoger las que poseen una reflectancia de la vitrinita (Ro) entre 0.5 - 1.6%.²⁶

4.1.4. Macérales. Los macérales corresponden a restos vegetales macerados, pero aún reconocibles, que conforman la parte orgánica del carbón. Los macérales tienen un origen principal a partir de los tejidos de las plantas, las algas, esporas, el polen, las resinas, que fueron preservados, degradados y reciclados de una manera diferente durante las etapas de las diagénesis de superficie y térmica.²⁷

Las tres categorías generales de macérales son la vitrinita, la liptinita y la inertinita (Tabla 5). La vitrinita se refiere a material de plantas leñosas tales como troncos, raíces, ramas y brotes. Los macérales liptiníticos corresponden a las partes más resistentes de la planta tales como esporas, polen, ceras y resinas. Los macérales inertiníticos representan material vegetal alterado y se encuentran menos estructurados.²⁸

²⁶ FUQUEN VARGAS, Lorena Nydia y VALEST TORRES, José David. Evaluación del contenido de gas metano asociado al carbón en la zona carbonífera de Boyacá, área Úmbita – Laguna de Yota en la formación guaduas (k2e1g). 2015. Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia Pág. 39.

²⁷ RIONDA, Rafael Alexandri. El gas asociado a los yacimientos de carbón mineral (gac). Geología. 2010. Pachuca de Soto. Pág. 29.

²⁸ FUQUEN VARGAS, Lorena Nydia y VALEST TORRES, José David. Evaluación del contenido de gas metano asociado al carbón en la zona carbonífera de Boyacá, área Úmbita – Laguna de Yota en la formación guaduas (k2e1g). 2015. Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia Pág. 39

Tabla 4. Formación de los macerales en función de los materiales de procedencia.

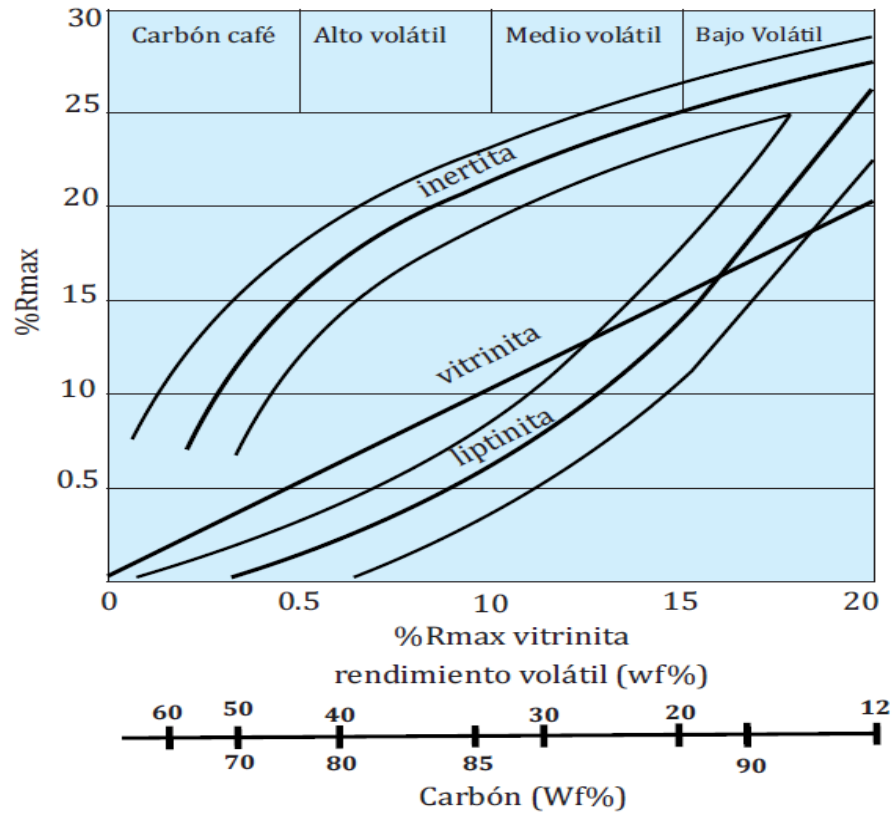
Maceral	Sustancias Vegetales de Procedencia	Características del Medio
Vitrinita	“Madera”: troncos, reices y hojas vasculares	Anaerobio/aerobio
Inertita	“Madera”: (Coquizada o degradada bioquímicamente) y restos de hongos	Aerobio
Exinita	Resinas, cutículas, esporas, pólenes, algas.	Anaerobio

Fuente: FUQUEN VARGAS, Lorena Nydia y VALEST TORRES, José David. Evaluación del contenido de gas metano asociado al carbón en la zona carbonífera de Boyacá, área Úmbita – Laguna de Tota en la formación guaduas (k2e1g). 2015. Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia. tesis de grado de Geología.

Las propiedades de los macérales cambian por efecto de la evolución térmica durante el sepultamiento. Los Parámetros típicos se muestran en la (figura 7). Los carbones deben superar un umbral de madurez térmica (valores de reflectancia de la vitrinita entre el 0,8 y el 1%; bituminoso rico en volátiles A) antes de generar volúmenes importantes de gases termogénicos. Aunque los carbones de mayor rango suelen tener generalmente mayores contenidos de gas, éstos no son determinados sólo por el rango del carbón; el contenido no es fijo, cambia cuando las condiciones de equilibrio del depósito son alteradas.²⁹

²⁹ RIONDA, Rafael Alexandri. El gas asociado a los yacimientos de carbón mineral (gac). Geología. 2010. Pachuca de Soto. Pág. 32.

Figura 8. Parámetros típicos de los macérales



FUENTE: RIONDA, Rafael Alexandri. El gas asociado a los yacimientos de carbón mineral (gac). Geología. 2010. Pachuca de Soto. Pág 32.

Para clasificar los gases contenidos en el carbón se utiliza el índice de sequedad, $C1/C1-5$, que representa la cantidad de metano respecto a la de otros hidrocarburos más pesados. Así tendremos una clasificación de los gases generados.³⁰

Tabla 5. Clasificación de gases a partir del índice de sequedad

Índice de sequedad ($C1/C1-5$)	Clasificación de los gases
>0.99	Muy secos
$0.99 - 0.94$	Secos
$0.94 - 0.86$	Húmedos
<0.86	Muy húmedo

FUENTE: GUTIÉRREZ BRAVO, José Antonio. Estudio tecno-económico de la extracción de metano del carbón en la cuenca Guardo- Barruelo. 2014. Universidad de León. Pag.31.

³⁰ GUTIÉRREZ BRAVO, José Antonio. Estudio tecno-económico de la extracción de metano del carbón en la cuenca Guardo- Barruelo. 2014. Universidad de León. Pág 14

La composición de estos gases dependerá de: el rango o maduración del carbón, composición maceral, presión del carbón y si ha existido o no migración de gas. A mayor profundidad aumentará el valor C1/C1-5 hasta valores próximos a 1, lo que indica un 100% de metano. A altos y bajos rangos los gases tienen alta proporción de metano, mientras que rangos medios presentan más gases húmedos.³¹

4.1.5. ¿Cuál es la composición de este gas? En la tabla 7 se encuentra la composición típica de un gas asociado a mantos de carbón, los datos son comparados entre dos mantos diferentes y se puede observar que el porcentaje de metano es superior al 90%, también que los demás componentes se encuentran en una proporción muy baja

Tabla 6. Composición del carbón en dos vetas diferentes

Composición	Composición de la beta A %molar	Composición de la beta B %molar
Metano	96.2	90.25
Etano	0.01	2.66
Dióxido de carbono	0.1	6.38
Nitrógeno	3.4	-
Hidrógeno	0.001	-
Helio	0.26	-
C3+	0.71	0.71
BTU/sfc	978	-

Fuente: Navarro Ospino, J.A. Análisis de factibilidad para la explotación de gas asociado a mantos de carbón en Colombia, 2016. Pág 32.

Si ahora analizamos la composición entre el GAC y el gas natural, podemos encontrar que el GAC tiene una mayor cantidad de gas metano en su composición

³¹ Ibid. Pág. 15

lo cual lo convierte en una fuente abundante y limpia de gas que debe ser vista con mucha importancia por los países que cuentan con recursos significativos.

Tabla 7. Composición del CBM o GAC vs Gas natural.

Composición	GAC%	GAS NATURAL%
Dióxido de Carbono	1.1	1.2
Nitrógeno	0.1	2.1
Etano	0.1	12.4
Metano	98.6	73.9
Otros	0.1	9.8

Fuente: BEDOUT ORDÓÑEZ, Julián David. Gas Asociado a Mantos de Carbón (Coal Bed Methane,CBM). Universidad Industrial de Santander. Geólogo. Pág 24. Presentación power point del geólogo.

4.2. ¿Cómo se encuentra almacenado este gas?

Mucho del metano producido durante la carbonización migra o es expulsado fuera de la capa de carbón, pero en el interior pueden quedar retenidas cantidades muy grandes³². Los mecanismos de almacenamiento del CH₄ en las capas de carbón son:

- Adsorbidos físicamente sobre la superficie del carbón, las moléculas de gas no se unen a la matriz mediante enlaces químicos, sino que quedan adsorbidas sobre la superficie.
- Absorbidos dentro de la estructura molecular del carbón.
- Contenido dentro de poros y fracturas naturales. Comprimidos o disueltos en el agua.

³² ZAPATERO Ángel. Estudio de metano en capa de carbón (CBM): estado del arte y posibilidades de las cuencas de la zona norte de león. Madrid:2004. Ministerio de economía. Pág 44.

Figura 9. Adsorción, Absorción y Gas libre en las estructuras del carbón

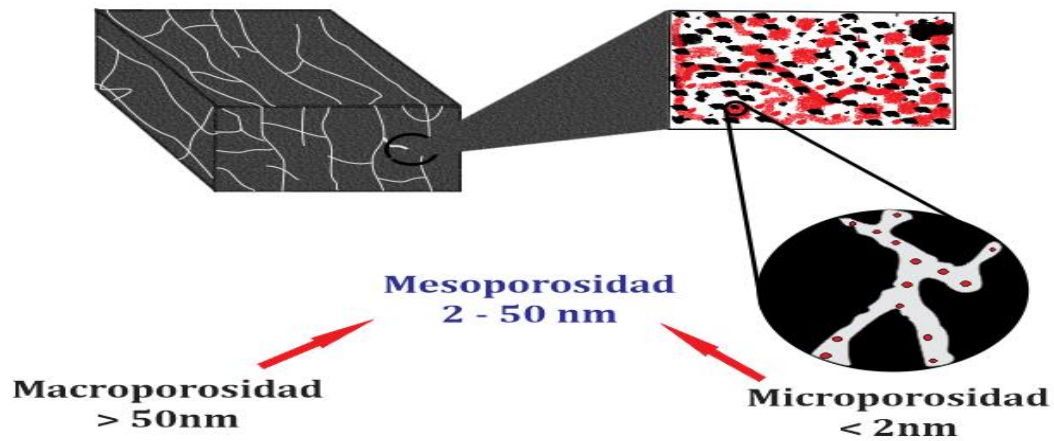


Fuente: Autores.

4.2.1. Porosidad. El carbón presenta un gran número de microporos, lo que se traduce en una porosidad alta entre 3-10%. La porosidad en carbones bituminosos de bajos volátiles y antracitas es menor del 5%. De ahí la gran superficie específica interna del carbón que puede alcanzar 300 m² /g, con lo que puede albergar hasta 7 veces más gas por volumen que un yacimiento de gas natural. Esta porosidad se divide en primaria y secundaria.

4.2.1.1. Porosidad primaria. Constituido por microporos y mesoporos. Debido al pequeño tamaño de poro es impermeable. Contiene casi todo el metano adsorbido y la transferencia de masa se efectúa por difusión, controlada por el gradiente de concentración. Los microporos tienen un diámetro de 5 - 20 Å y constituyen el 85% de la porosidad interna del carbón. Los mesoporos tienen un diámetro de 20 - 500 Å. Están contenidos en la matriz del carbón y en ellos se encuentra adsorbido el CBM.

Figura 10. Microporos presentes en la matriz



Fuente: GUTIÉRREZ BRAVO, José Antonio. Estudio tecno-económico de la extracción de metano del carbón en la cuenca Guardo- Barruelo. 2014. Universidad de León.

Se hizo un acercamiento de la matriz para poder apreciar la irregularidad de los poros y la forma en la que el gas está contenido dentro de esta. El cual es uno de los principales mecanismos de porosidad dual presente en el carbón.

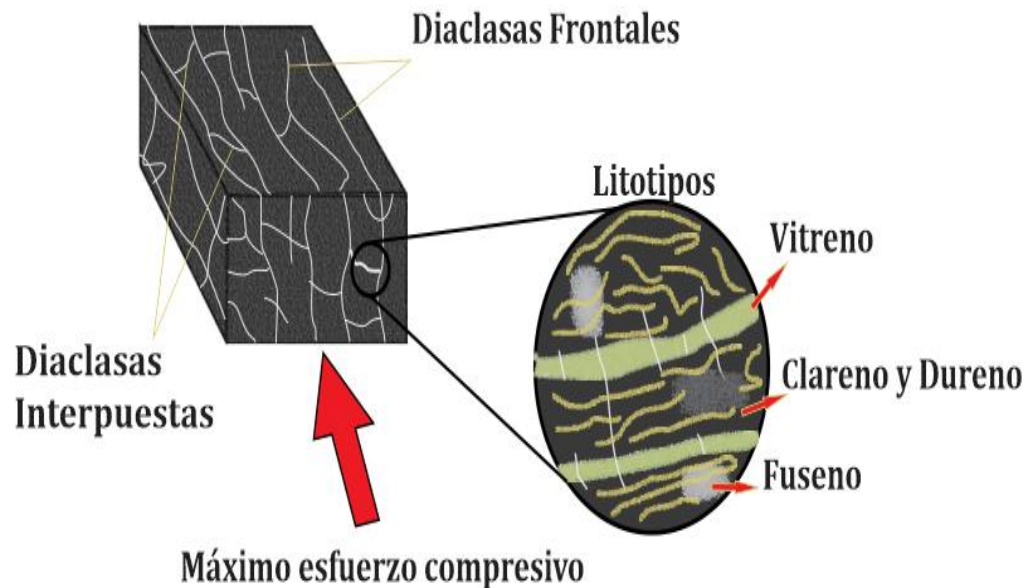
4.2.1.2. Porosidad secundaria. Está conformada por macroporos y fracturas naturales. El gas contenido estará comprimido, y su flujo viene definido por la ley de Darcy. Los macroporos: tienen un diámetro mayor de 500 Å. Están formados por fracturas naturales, referidas como diaclasas, y constituyen los canales de permeabilidad del carbón.

Estas fracturas naturales, diaclasas o también conocidas por su terminología inglesa como cleats, pueden dividirse a su vez en dos grupos:

- Face cleat o diaclasas frontales: continuas en toda la capa. Se forman paralelas a la tensión de compresión máxima, a la estratificación y perpendiculares a los ejes de los pliegues.

- Butt cleat o diaclasas interpuestas: discontinuas, terminan en el face cleat y son perpendiculares a éstas. Este sistema de discontinuidad está menos desarrollado que el primero, por lo que la permeabilidad será anisótropa y paralela al face cleat. Son fracturas de tensión-relajación que se forman paralelas a los ejes de los pliegues.

Figura 11. Diaclasas frontales e interpuestas



Fuente: GUTIÉRREZ BRAVO, José Antonio. Estudio tecno-económico de la extracción de metano del carbón en la cuenca Guardo- Barruelo. 2014. Universidad de León.

4.2.2. ¿Qué tan importante puede llegar a ser la porosidad? En los yacimientos de petróleo y gas, la capacidad de almacenamiento de hidrocarburos se relaciona con la porosidad porque el gas es retenido y almacenado en los sistemas de poros en la matriz debido a la presión existente. Por tanto, a menores presiones el carbón puede almacenar más metano por unidad de volumen que estas rocas almacén convencionales. La razón de esta mayor capacidad de almacenamiento se encuentra en la gran superficie porosa del carbón.

4.3. Permeabilidad

La permeabilidad de las fracturas es el parámetro del yacimiento que más afecta a la viabilidad de un pozo de CBM. La permeabilidad del carbón es función de la apertura, orientación y espaciado de los cleats pero resulta difícil de predecir, ya que existe una alta variación vertical del sistema de cleats. Además, las reservas de CBM son sensibles a las variaciones de presión, lo que hace que los cleats varíen durante la producción.

Los cambios de la permeabilidad durante la producción dependen de la relación entre el encogimiento de la matriz y la tensión efectiva de cierre de cleats. El encogimiento de la matriz aumenta la permeabilidad, ya que abre los cleats, debido a la disminución de la presión de poro causada por la desorción. La tensión efectiva de cierre causada por la aminoración de la presión de poro tiende a reducir la permeabilidad. Cuando el efecto del encogimiento de la matriz sea mayor al de la tensión efectiva de cierre, la permeabilidad aumentará. En caso contrario la permeabilidad disminuirá.³³

La orientación de las Fase Cleat está relacionada con las fuerzas tectónicas que se forman paralelas al máximo esfuerzo de compresión. Normalmente las Butt Cleats son perpendiculares a las Face Cleats, pero las fracturas tienden a ser discontinuas y no planas.³⁴

³³ GUTIÉRREZ BRAVO, José Antonio. Estudio tecno-económico de la extracción de metano del carbón en la cuenca Guardo- Barruelo. 2014. Universidad de León. Pág 96.

³⁴ FRAGOSO AMAYA, Alfonso Rafael. Estudio comparativo del comportamiento de producción de un yacimiento de gas asociado a mantos de carbón bajo diferentes configuraciones de pozos. 2011. Universidad Industrial de Santander. Pág 38.

Capítulo 5

5. ¿Qué herramientas se utilizan para evaluar yacimientos de cbm?

Los registros geofísicos de pozos (RGP) que han resultado ser los más útiles para la caracterización general del carbón son: El Registro de Caliper, Registro de Densidad, los Registros de Resistividad (principalmente Microlog) y el de Rayos Gamma; estos son el número mínimo de registros recomendados para realizar una evaluación básica. Ahora bien, si se desea obtener otras propiedades más específicas como porosidad, permeabilidad y propiedades mecánicas, estas se podrán obtener con Registros como los Acústicos, Nucleares, de Resonancia Magnética Nuclear, Geoquímicos y de Imágenes. No se tratarán en detalle las herramientas más importantes, pero se explicarán de manera general.³⁵

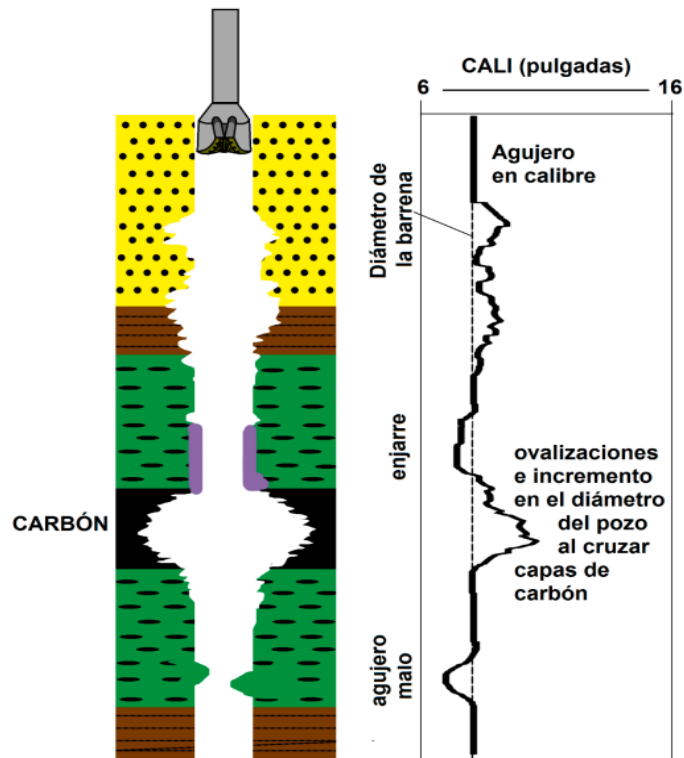
5.1. Caliper

El Caliper es el dispositivo que mide el tamaño y geometría del pozo, este registro es un buen indicador de la calidad del pozo y por consiguiente de las mediciones de los demás Registros, el Caliper además es útil para determinar la localización y el origen de las diferentes ovalizaciones y derrumbes en el pozo, los cuales pueden ser originados por la misma actividad de perforación o por las condiciones del yacimiento.³⁶

³⁵ CASTREJÓN MARTÍNEZ, Ricardo Francisco. Análisis petrofísico de yacimientos de gas metano asociado a capas de carbón (CBM) mediante registro geofísicos de pozos. Ciudad de México: 2016. Universidad Nacional Autónoma de México. Pág 63.

³⁶ Ibid. Pág 65.

Figura 12. Respuesta del Caliper a los diferentes diámetros de pozo y a la formación del enjarre.



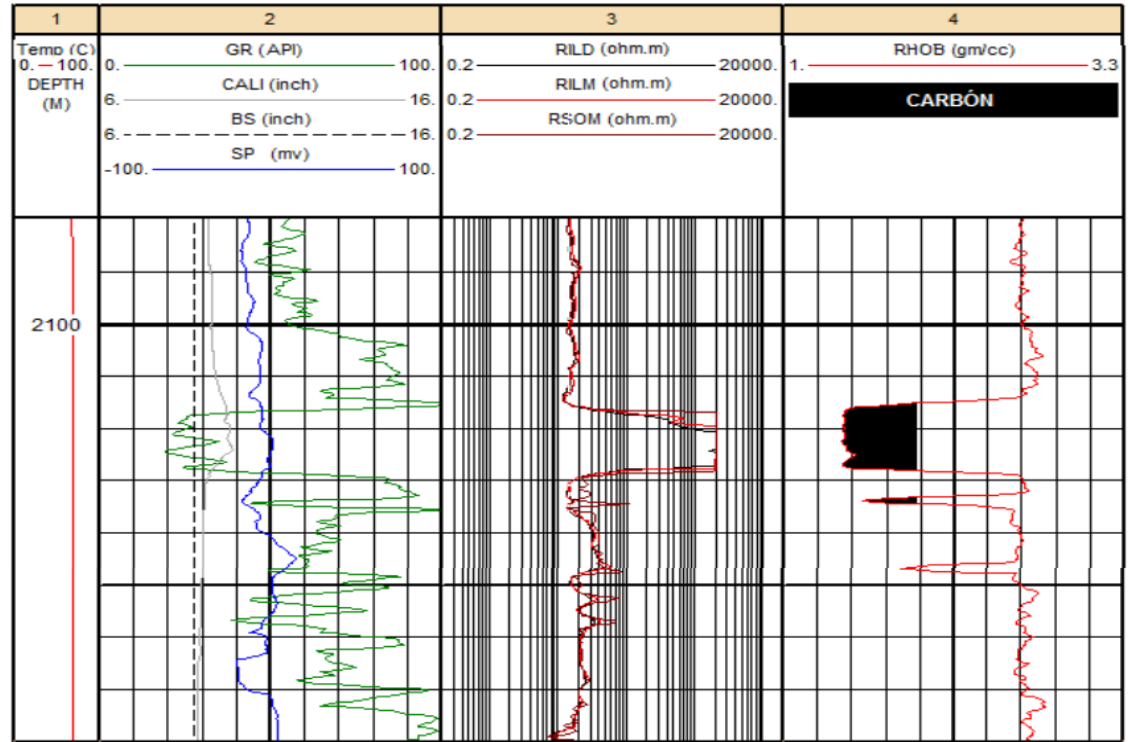
Fuente: CASTREJÓN MARTÍNEZ, Ricardo Francisco. Análisis petrofísico de yacimientos de gas metano asociado a capas de carbón (CBM) mediante registro geofísicos de pozos. Ciudad de México: 2016. Universidad Nacional Autónoma de México. Pág 67. Facultad de Ingeniería, tesis para obtener el título de Ingeniero Geofísico

5.2. Rayos gamma (gr)

El Registro de Rayos Gamma mide la radiación natural emitida por las diferentes rocas y minerales en el pozo, las series radiactivas que producen la radiación de forma natural y contribuyen en diferentes proporciones dependiendo su contenido en la mineralogía son: el Torio, el Uranio y el Potasio. Se cree que en carbones cuyo contenido de material mineral inorgánico está compuesto principalmente minerales

arcillosos, es posible determinar el contenido de material mineral mediante una correlación con el Registro de GR.³⁷

Figura 13. Respuesta del Registro de Rayos Gamma (GR) a las capas de carbón.



Fuente: CASTREJÓN MARTÍNEZ, Ricardo Francisco. Análisis petrofísico de yacimientos de gas metano asociado a capas de carbón (CBM) mediante registro geofísicos de pozos. Ciudad de México: 2016. Universidad Nacional Autónoma de México. Pág 70. Facultad de Ingeniería, tesis para obtener el título de Ingeniero Geofísico.

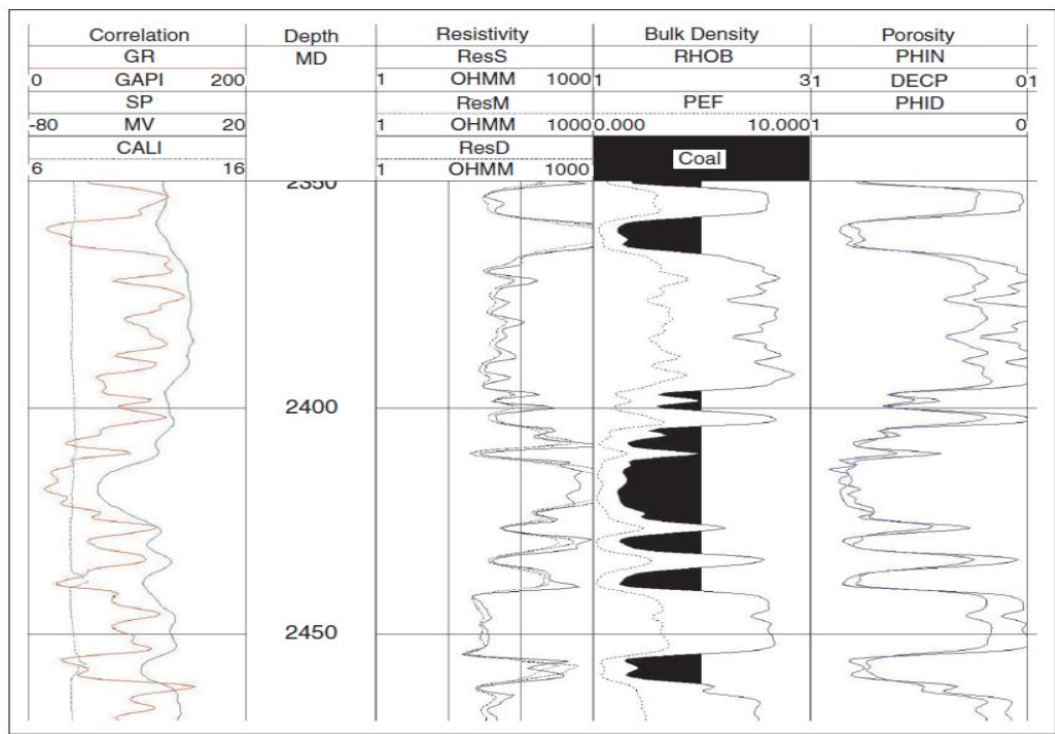
5.3. Registro de densidad (Bulk Density)

El Registro de Densidad como su nombre lo indica, es el registro continuo de la densidad promedio de las formaciones del subsuelo y del fluido en sus poros. El Registro de Densidad es sin lugar a duda el más importante para la evaluación de

³⁷ Ibid. Pág 68.

yacimientos de CBM, debido a que mediante esta se puede estimar el contenido mineral del carbón (contenido de cenizas) y el contenido de gas.³⁸

Figura 14. Respuesta de los Registros Nucleares al Carbón



Fuente: CASTREJÓN MARTÍNEZ, Ricardo Francisco. Análisis petrofísico de yacimientos de gas metano asociado a capas de carbón (CBM) mediante registro geofísicos de pozos. Ciudad de México: 2016. Universidad Nacional Autónoma de México. Pág 88. Facultad de Ingeniería, tesis para obtener el título de Ingeniero Geofísico.

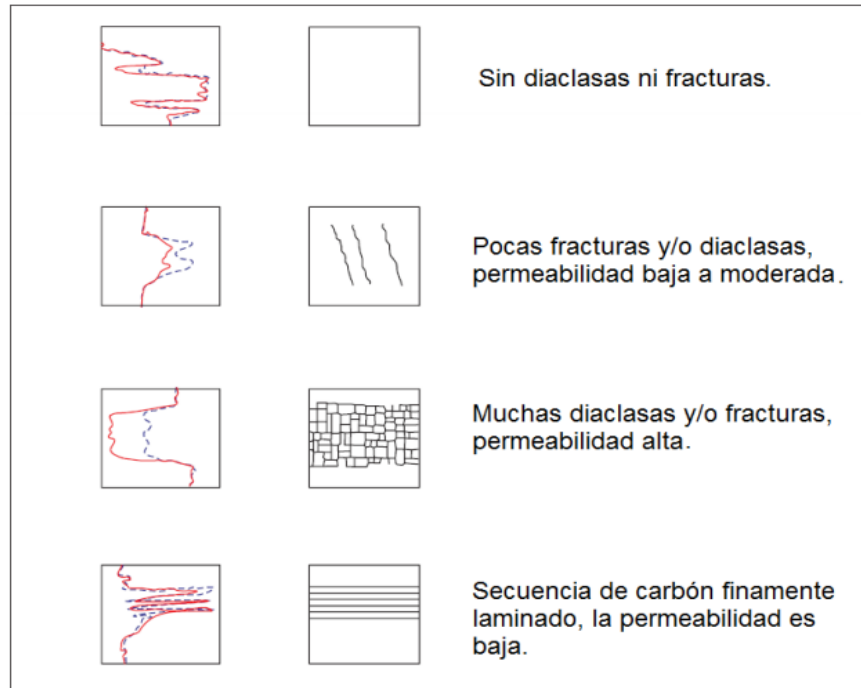
5.4. Registro de resistividad

La resistividad es la medición de la resistencia que ofrece un material al paso de la corriente eléctrica, es una propiedad anisotrópica e intrínseca de las rocas y minerales. Con el uso de Registros de Microresistividad (Microlog) se puede conocer la cantidad y tamaño de diaclasas aproximadas en un intervalo y posteriormente estimar la permeabilidad. La distribución y dirección de las fracturas

³⁸ Ibid. Pág 80.

y diaclasas es importante para estimar direcciones de flujo y así poder determinar la mejor ubicación de los pozos para la producción.³⁹

Figura 15. Respuesta de los Registros de Micro-resistividad (Microlog) en capas de carbón con distinta permeabilidad.



Fuente: CASTREJÓN MARTÍNEZ, Ricardo Francisco. Análisis petrofísico de yacimientos de gas metano asociado a capas de carbón (CBM) mediante registro geofísicos de pozos. Ciudad de México: 2016. Universidad Nacional Autónoma de México. Pág 75. Facultad de Ingeniería, tesis para obtener el título de Ingeniero Geofísico.

Las características físicas de CBM difieren de otros tipos de rocas, como arenisca y piedra caliza; por lo tanto, el registro responde de manera diferente. Los datos sísmicos se pueden utilizar para distinguir característicamente el metano de capas de carbón de otras litologías, especialmente las intrusiones.⁴⁰

³⁹ CASTREJÓN MARTÍNEZ, Ricardo Francisco. Análisis petrofísico de yacimientos de gas metano asociado a capas de carbón (CBM) mediante registro geofísicos de pozos. Ciudad de México: 2016. Universidad Nacional Autónoma de México. Pág 71.

⁴⁰ Zhou, F.; Fredericks, L.; Luft, J.; Oraby, M.; Je_ries, M.; Pinder, B.; Keogh, S. A case study of mapping igneous sill distribution in coal measures using borehole and 3D seismic data. *Int. J. Coal Geol.* **2020**, 227, 103531

Los registros antes mencionados exhiben una respuesta característica en CBM que se atribuye a diferentes factores como el alto contenido de materia orgánica, la conectividad interpolar y los mecanismos de almacenamiento de múltiples naturalezas.

Capítulo 6

6. Métodos para calcular el contenido de gas

La determinación de las reservas de gas es un paso importante para calcular la viabilidad de un proyecto de extracción de gas asociados a mantos de carbón. Para lograr determinar el contenido de gas en los carbones, se puede escoger entre dos grupos de métodos dependiendo de la precisión que se quiera: métodos indirectos y métodos directos.⁴¹

6.1. Método indirecto

6.1.1. Método volumétrico. Uno de los métodos que se puede utilizar para calcular el gas inicial en el lugar es la aplicación de la estimación volumétrica. Este método se utiliza para cálculos de recursos convencionales y se considera simple, ya que no requiere muchos datos para calcular el gas inicial en el lugar.⁴²

Por otro lado, es más probable que proporcione resultados con errores, ya que depende de parámetros primarios que se asumen parcialmente, como el volumen total del yacimiento y el contenido de gas in situ.⁴³

Otro desafío que aumenta la incertidumbre de los cálculos de gas adsorbido es medir la porosidad de la fractura natural y la saturación de agua inicial. Generalmente, estos valores se miden a partir del análisis de núcleos, pero también tienen su parte de dificultad e incertidumbre. Combinando los volúmenes del gas

⁴¹ MARIÑO MARTINEZ, Jorge Eliecer. Gas asociado al carbón (CBM o GMAC). Geología, contenidos, reservas, minería y posibilidades en Colombia. 2015. Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia. Pág 73.

⁴² Ali Altowilib et al. Reserves Estimation for Coalbed Methane Reservoirs: A Review. Sustainability 2020, 12, 10621; doi:10.3390/su122410621.

⁴³ Ibid. Pág 9.

adsorbido en el carbón y el gas libre, el gas inicial total en el lugar se puede calcular volumétricamente a partir de las siguientes ecuaciones:⁴⁴

Gas in situ = Gas Libre + Gas adsorbido

$$G_i = G_f + G_c$$

$$G_f = \frac{43560Ah\phi_f(1 - S_{wi})}{B_{gi}}$$

El contenido de gas se puede calcular utilizando la ecuación de Langmuir:

$$G_c = \frac{V_L P}{P_L + P}$$

$$G_i = Ah\left(\frac{43560\phi_f(1-S_{wi})}{B_{gi}} + 1.3597\rho_c G_c\right)$$

Donde:

G_i = Initial gas in place

A = Área de drenaje, acre

h = Espesor, ft

ϕ_f = Porosidad de la fractura

S_{wi} = Saturación inicial de Agua

B_{gi} = Factor volumétrico inicial de la formación, ft³/scf

ρ_c = Densidad del carbón, gr/cm³, kg/m³

G_c = Contenido de gas adsorbido, scf/to

G_f = Gas libre, scf/to

V_L = Constante de volumen de Langmuir, scf/ton, scf/ft³

P = Presión del yacimiento, psia

P_L = Constante de presión de Langmuir, psia

⁴⁴ Ibid. Pág 9.

6.2. Método directo

Los métodos directos definen el contenido total de gas, como la suma de tres categorías: gas perdido, gas desorbido y gas residual. Dichos volúmenes se deben corregir de acuerdo con las temperaturas y presiones del sitio o profundidad donde se tomó la muestra. La ventaja de los métodos directos es que estos proveen una medición del gas realmente contenido en la muestra de carbón. Es decir, aportan pruebas de que el gas está realmente presente. El uso principal de los métodos directos es para el cálculo del gas in situ y para la determinación del grado de saturación de gas de un carbón. Los métodos directos también suministran información sobre la tasa de desorción del gas y permiten obtener muestras para hacer ensayos de cromatografía para determinar la composición del gas desorbido. Los métodos directos se dividen en técnicas de desorción convencional y técnicas de núcleo de presión.

Estas técnicas usan muestras convencionales de núcleos o ripios de perforación, y los contenidos de gas obtenidos con los diferentes métodos de desorción convencional deberían ser cercanos, si el muestreo es similar sobre la misma muestra. Los métodos son: el método directo de la USBM, el método de Smith and Williams, el método de la curva de declive, y el método GRI.⁴⁵

⁴⁵ MARIÑO MARTINEZ, Jorge Eliecer. Gas asociado al carbón (CBM o GMAC). Geología, contenidos, reservas, minería y posibilidades en Colombia. 2015. Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia. Pág 73

6.2.1. Método Usbm. El propósito inicial del método de la Oficina de Minas de USA (USBM) fue determinar el contenido de gas en corazones de carbones vírgenes para usarlo en la estimación de la ventilación para nuevas minas. Los experimentos de laboratorio mostraron que podrían utilizar el método para corazones más grandes que tendrían un mayor tiempo de recobro. Se construyeron cánister de aluminio y las mediciones de volumen se hicieron periódicamente drenando el gas acumulado en un cilindro invertido lleno de agua por la técnica de desplazamiento de agua.⁴⁶

El método utiliza alternativas para recuperar el tiempo perdido entonces se considera de la siguiente forma:⁴⁷

$$T_{total} = \frac{(t_{sellado}) + (t_{sup} - t_{re})}{2}$$

Donde:

$t_{sellado}$: tiempo que toma el núcleo en ser sellado en el recipiente.

t_{sup} : tiempo que tarda en llegar a la superficie.

t_{re} : tiempo de inicio de la toma de la muestra.

Si el pozo es perforado con aire o con niebla, es porque la desorción se inicia en la primera etapa de penetración del manto de carbón, el tiempo perdido se calcula como:

$$T_{total} = t_{sellado} - t_p$$

Esta técnica se aplica correctamente en mantos de carbón poco profundos, con temperaturas y presiones bajas. En estos casos las pérdidas de gas representan

⁴⁶ Ibid. Pág 75.

⁴⁷ ANDAGOYA CARRILLO, Kevin Ismael y BURBANO PÉREZ, Hugo. Estudio de la tecnología y el desarrollo para la explotación de gas metano en mantos carboníferos. 2013. Escuela politécnica Nacional. Pág. 43

entre el 5% y el 10% del contenido total de gas adsorbido, en pozos con altas presiones estas pérdidas pueden llegar has el 50 %.

6.2.2. Método de smith and Williams. El gas residual no se calcula, porque se asume que, debido al tamaño pequeño de las muestras, el proceso de desorción se completa durante la prueba de desorción (gas desorbido o medido).

Este método está basado en la relación de tiempo en superficie (STR) y la relación de tiempo perdido (LTR).⁴⁸

$$STR = \frac{t_s - t_0}{t_s}$$
$$LTR = \frac{t_s}{t_{25}}$$

Donde:

t₀: tiempo que tarda en llegar a la superficie.

t_s: tiempo en ser sellada la muestra.

t₂₅: tiempo que toma en ser desorbido el 25% del gas.

La relación entre el tiempo en superficie y la relación de tiempo perdido proporcionan un factor de corrección, que al multiplicarlo por dicho factor es considerado como el gas liberado.⁴⁹

El empleo de los métodos directos es importante teniendo en cuenta que una de las características que diferencia los reservorios de GMAC de los convencionales, es el hecho de que el metano puede encontrarse almacenado en los carbones de

⁴⁸ Ibid. 44

⁴⁹ NAVARRO OSPINO, Jorge Armando. Análisis de Factibilidad para la Exploración e Gas Asociado a Mantos de Carbón. Bucaramanga. 2016. universidad industrial de santander. Pág 99.

diversas maneras: como gas disuelto en el agua de la formación, como gas libre dentro de las fracturas o poros, como moléculas de gas adsorbidas en el carbón.

El contenido de gas presente en un manto de carbón se puede calcular a través de la estimación y sumatoria de tres componentes:⁵⁰

contenido de gas = gas perdido + gas desorbido + gas residual

6.2.2.1. El gas perdido. Es el gas que se escapa en el tiempo transcurrido desde que el carbón es extraído de su condición in situ y el tiempo en que este es introducido y sellado dentro de un cánister. La cantidad de gas perdido puede ser calculada por el método de la USBM (Oficina de Minas de Estados Unidos) y por el método de Smith y Williams.

6.2.2.2. El gas desorbido. Es la cantidad de gas que una muestra de carbón libera en la prueba de desorción con el cánister. La determinación del gas total desorbido corresponderá a la sumatoria de todos los volúmenes medidos en esta prueba.

6.2.2.3. El gas residual. Es la cantidad de gas que permanece adsorbido en la matriz del carbón después de que se ha completado la prueba de desorción, pero que es liberado y medido una vez se ha triturado la muestra. El gas residual, en algunos casos, no es incluido como recurso recuperable, ya que probablemente este no llega a liberarse dentro de un pozo.

⁵⁰ MARIÑO MARTINEZ, Jorge Eliecer. Gas asociado al carbón (CBM o GMAC). Geología, contenidos, reservas, minería y posibilidades en Colombia. 2015. Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia. Pág 79

6.3. Gas original in situ

El gas in situ es la suma del gas perdido, del gas medido en la prueba de desorción y del gas residual. El gas recuperable es la porción del gas in situ que se espera recuperar por medio de un desarrollo comercial, calculándose como un porcentaje del gas in situ, con un factor de recuperación que se determina por medio de evaluación ingenieril y económica, donde se considera la presión de la formación, la permeabilidad, la temperatura, el contenido de gas, el diseño de estimulación, la rata de difusión o de tiempo de desorción, vida del pozo, etc.⁵¹

Para calcularlo podemos utilizar la siguiente ecuación que permite calcular el volumen de gas por acre (1 acre = 0,4 hectáreas) y en billones de pies cúbicos (gigas=10⁹), a fin de que el inversionista pueda evaluar más fácilmente la perspectiva de negocio.⁵²

$$GIP = 1.3597 * 10^6 * A * h * \rho_b * Vi$$

Donde:

GIP: gas in situ (scf)

A: área de drenaje (acres)

H: espesor (ft)

ρ_b : densidad promedio del carbón (g/cm³)

Vi: Volumen promedio del contenido de gas obtenido de las pruebas de desorción.

⁵¹MARIÑO MARTINEZ, Jorge Eliecer. Gas asociado al carbón (CBM o GMAC). Geología, contenidos, reservas, minería y posibilidades en Colombia. 2015. Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia. Pág 97.

⁵² Ibid. 9

Capítulo 7

7. Producción de los yacimientos

El potencial de producción de CBM es producto de varios factores que varían de una cuenca a otra, fractura, permeabilidad, desarrollo, migración de gas, maduración del carbón, distribución del carbón, estructura geológica, opciones de terminación, la presión hidrostática y la producción de la gestión del agua. En la mayoría de las zonas, los recursos naturales desarrollados, las redes de fractura son las áreas más buscadas para el desarrollo de CBM. Las áreas donde las estructuras geológicas y las fallas localizadas que se han producido tienden a inducir fractura natural, lo que aumenta las redes de fractura dentro del manto de carbón. Esta fractura natural reduce el costo de traer los pozos de producción en línea.⁵³

La mayoría de los carbones contienen metano, pero no puede ser producido económicamente sin abrir las fracturas presentes para proporcionar las redes para que el gas desorbido migre al pozo. Mientras la presión ejercida por la capa freática es mayor que la del metano permanece atrapado en el matriz del manto de carbón.

Los mantos de carbón y las fracturas suelen estar saturados de agua, y por lo tanto la presión hidrostática en la veta de carbón debe ser bajada antes de que el gas pueda migrar al pozo.⁵⁴

En la etapa inicial de la producción se drena más agua que gas, porque los carbones son buenos acuíferos, pero posteriormente a medida que la producción de agua

⁵³ ALL Consulting. COAL BED METHANE PRIMER New Source of Natural Gas—Environmental Implications. 2004. Background and Development in the Rocky Mountain West

⁵⁴ Ibid. Pag 9.

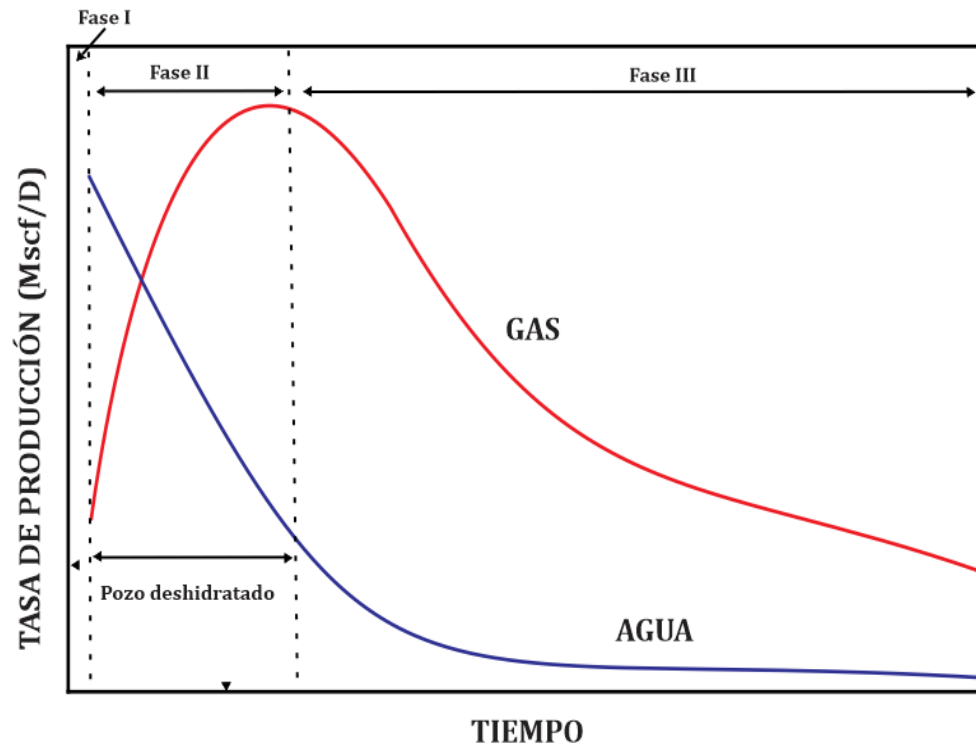
disminuye (lo que disminuye la presión del yacimiento), se produce la desorción y consecuente producción del gas asociado a los mantos de carbón. “Este perfil de producción es muy diferente de la producción convencional de gas o petróleo. La mayoría los pozos de gas convencionales producen relativamente poca agua a lo largo de su vida”.⁵⁵

En cuanto al tiempo estimable para cada una de las etapas, varía dependiendo del depósito. En este caso podría datarse de la siguiente manera: el desaguado se daría durante los dos primeros años, los dos años siguientes es el tiempo en el que el gas desorbe, y a partir del cuarto año empieza la etapa de declive. Para conocer las características de producción de la reserva han de establecerse los parámetros principales de la misma. Estos son: características de desorción (Isoterma), permeabilidad, condiciones de saturación de gas, espaciado de pozos y presión de la reserva.⁵⁶

⁵⁵ EPA. Technical Development Document for the Coalbed Methane (CBM) Extraction Industry. 2013. United States Environmental Protection Agency. Sección 3, Pág. 2.

⁵⁶ GUTIÉRREZ BRAVO, José Antonio. Estudio tecno-económico de la extracción de metano del carbón en la cuenca Guardo- Barruelo. 2014. Universidad de León. Pág 96.

Figura 16. Curvas de producción de gas y agua generalizadas para los pozos de CBM



Fuente: EPA. Technical Development Document for the Coalbed Methane (CBM) Extraction Industry 2013. United States Environmental Protection Agency Pag.30.

En esta grafica se puede observar que las condiciones iniciales de producción la fractura está totalmente saturada de agua, la cual debe ser removida para facilitar el proceso desorción, este proceso se conoce como desagüe. Este proceso inicia en la fase I y se prolonga en menor intensidad hasta la fase II. Cuando la presión del yacimiento disminuye por debajo de la presión de desorción del gas, el gas empieza a circular por los sistemas de fracturas, aumentando la permeabilidad rápidamente a medida que disminuye la saturación de agua.

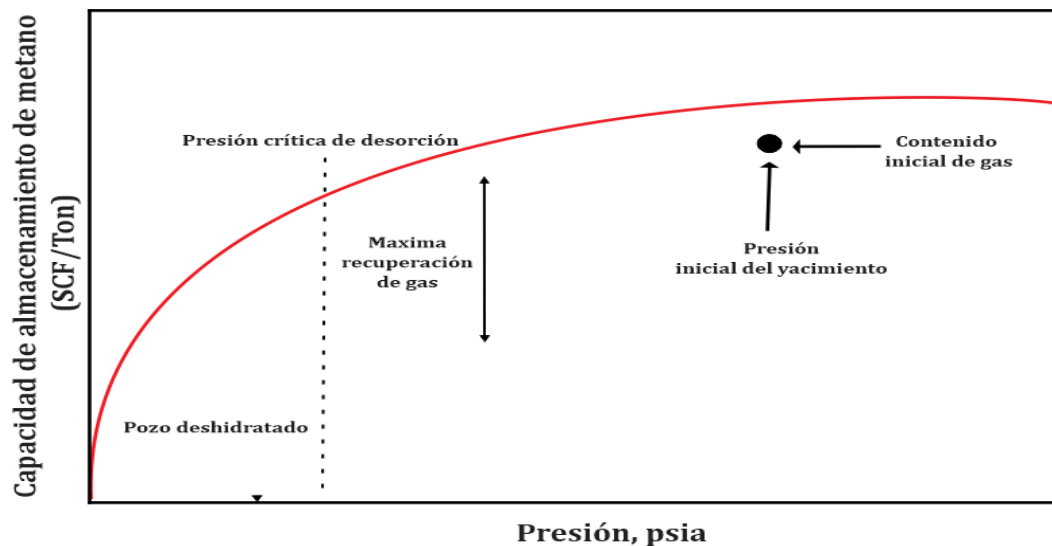
Dependiendo de la presión a la cual se encuentren los mantos de carbón se pueden clasificar en:

7.1. Mantos carboníferos subsaturados

Si la presión inicial es lo suficientemente mayor a la presión requerida para iniciar la desorción se dice que el manto de carbón es subsaturado y el agua estará presente en el sistema de diaclasas.

Las isothermas de desorción indican el volumen máximo de metano que un carbón puede almacenar en condiciones de equilibrio a una presión y temperatura determinadas.

Figura 17. Isotherma típica de desorción



Fuente: Coalbed Methane of Western North America. Rocky Mountain Association of Geologists. Gas Research Institute 1991. Pág 43.

Muestra el contenido inicial de gas del yacimiento frente a la presión, la presión de desorción crítica y las condiciones de abandono. El gas no fluirá hasta que la presión del yacimiento sea inferior a la presión crítica. El factor de recuperación y las

reservas recuperables pueden estimarse comparando el contenido de gas inicial y de abandono en la curva de la isoterma.⁵⁷

7.2. Mantos carboníferos saturados

Si la presión inicial del reservorio es igual a la presión crítica de desorción se dice que el manto del carbón es saturado, entonces la producción de gas empezará tan pronto como la presión comience a disminuir.

7.3. ¿Cómo fluye el gas dentro del carbón?

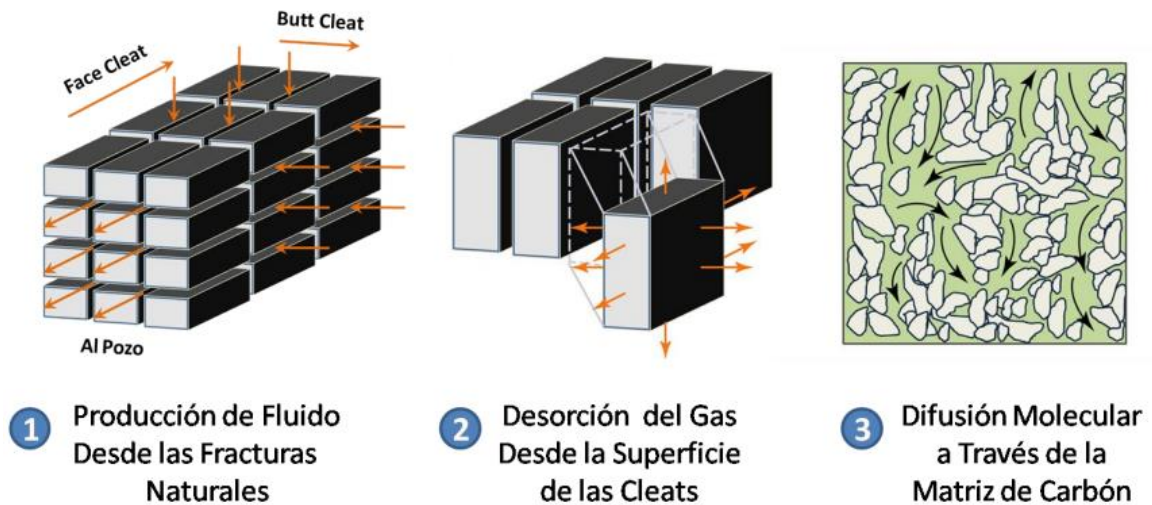
Gamson y Beamish sugirieron que podía haber diferencias en la micropermeabilidad causada por las microfracturas y microcavidades del carbón. Por esta razón el flujo del gas en el ámbito de los microporos es por difusión, y a nivel de fracturas (cleat) el flujo es laminar. La presencia de minerales en las microfracturas y microcavidades podrían variar la relación de difusión / flujo laminar. En resumen, como ocurre con cualquier flujo de un fluido, el movimiento del metano está gobernado por dos parámetros fundamentales: la presión y la resistencia al paso del fluido.

⁵⁷ FUNDAMENTOS DEL METANO DE LOS LECHOS DE CARBÓN. Coalbed Methane of Western North America. Rocky Mountain Association of Geologists. Gas Research Institute 1991. Pág 43.

7.3.1. Flujo en las fracturas. La producción de gas de estos yacimientos se rige por la completa interacción de difusión de gas de una sola fase a través el sistema de microporos(matriz) y flujo de dos fases a través del proceso de desorción, es por eso por lo que las técnicas convencionales para predecir el comportamiento de la producción no son aplicadas. La mejor herramienta es la simulación numérica de los yacimientos.⁵⁸

7.3.2. Flujo en la matriz. Mientras que la adsorción nos indica cómo el metano se mantiene dentro del carbón, la teoría de la difusión nos dice cómo se mueve el gas de un poro al siguiente, En esta etapa del movimiento, el fluido liberado se propaga a través de la matriz sólida del carbón con vía al sistema de fracturas naturales del mismo, donde se pasa de un medio de mayor concentración, la superficie interna, hasta uno de menor concentración como las fracturas.

Figura 18. Mecanismos de flujo en el carbón.



Fuente: FRAGOSO AMAYA, Alfonso Rafael. Estudio comparativo del comportamiento de producción de un yacimiento de gas asociado a mantos de carbón bajo diferentes configuraciones de pozos. 2011. Universidad Industrial de Santander. Pág 57. Proyecto de grado para ingeniero de petróleos.

⁵⁸ ANDAGOYA CARRILLO, Kevin Ismael y BURBANO PÉREZ, Hugo. Estudio de la tecnología y el desarrollo para la explotación de gas metano en mantos carboníferos. 2013. Escuela politécnica Nacional. Pág. 196. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, tesis para la obtención del título de Ingeniero de petróleos.

7.4. Agua en yacimientos de CBM

La cantidad de agua producida de la mayoría de los pozos de CBM es relativamente alta en comparación con los pozos de gas natural convencionales debido a que los yacimientos de carbón contienen muchas fracturas y poros que pueden contener y transmitir grandes volúmenes de agua. En algunas áreas, los yacimientos de carbón pueden funcionar como acuíferos regionales o locales y como fuentes importantes de agua subterránea. El agua en los yacimientos de carbón contribuye a la presión en el depósito que mantiene el gas metano adsorbido a la superficie del carbón. Esta agua debe ser removida mediante el bombeo con el fin de reducir la presión en el yacimiento y estimular la desorción del metano del carbón.

El agua producida por la industria de CBM se caracteriza por sus elevados niveles de disolución componentes comúnmente medidos como TDS o salinidad. Los principales constituyentes de los TDS en la producción de agua son sales de sodio, ya sea cloruro de sodio (sal común de mesa) o carbonato de sodio. TDS también puede incluir oligoelementos (por ejemplo, bario y hierro). Algunas aguas producidas también monitoreado por la tasa de absorción de sodio. Esta relación se expresa como una relación del sodio a la concentración de calcio y magnesio.

7.4.1. Destino del agua. El agua producida con el metano no se reinyecta a la formación productora para mejorar la recuperación como lo es en muchos campos petroleros.

En su lugar, se puede desechar o se utiliza para un propósito benéfico. Lo cual depende en gran medida de la composición del agua.⁵⁹

⁵⁹ FERRER VANEGAS, Rafael. Terminación de pozos en yacimientos no convencionales: Coalbed Methane (CBM). 2016. Universidad Nacional Autónoma de México. Pag 36

Los operadores de CBM a menudo agrupan los pozos en proyectos para administrar, almacenar, tratar y eliminar el agua producida, un subproducto de la producción de gas CBM. Los operadores de CBM a menudo combinan el agua producida de múltiples pozos y ocasionalmente de múltiples proyectos en un sistema de gestión de aguas producidas (PWMS). En algunos casos, los operadores transfieren el agua a el PWMS de otro operador para su gestión y eliminación.⁶⁰

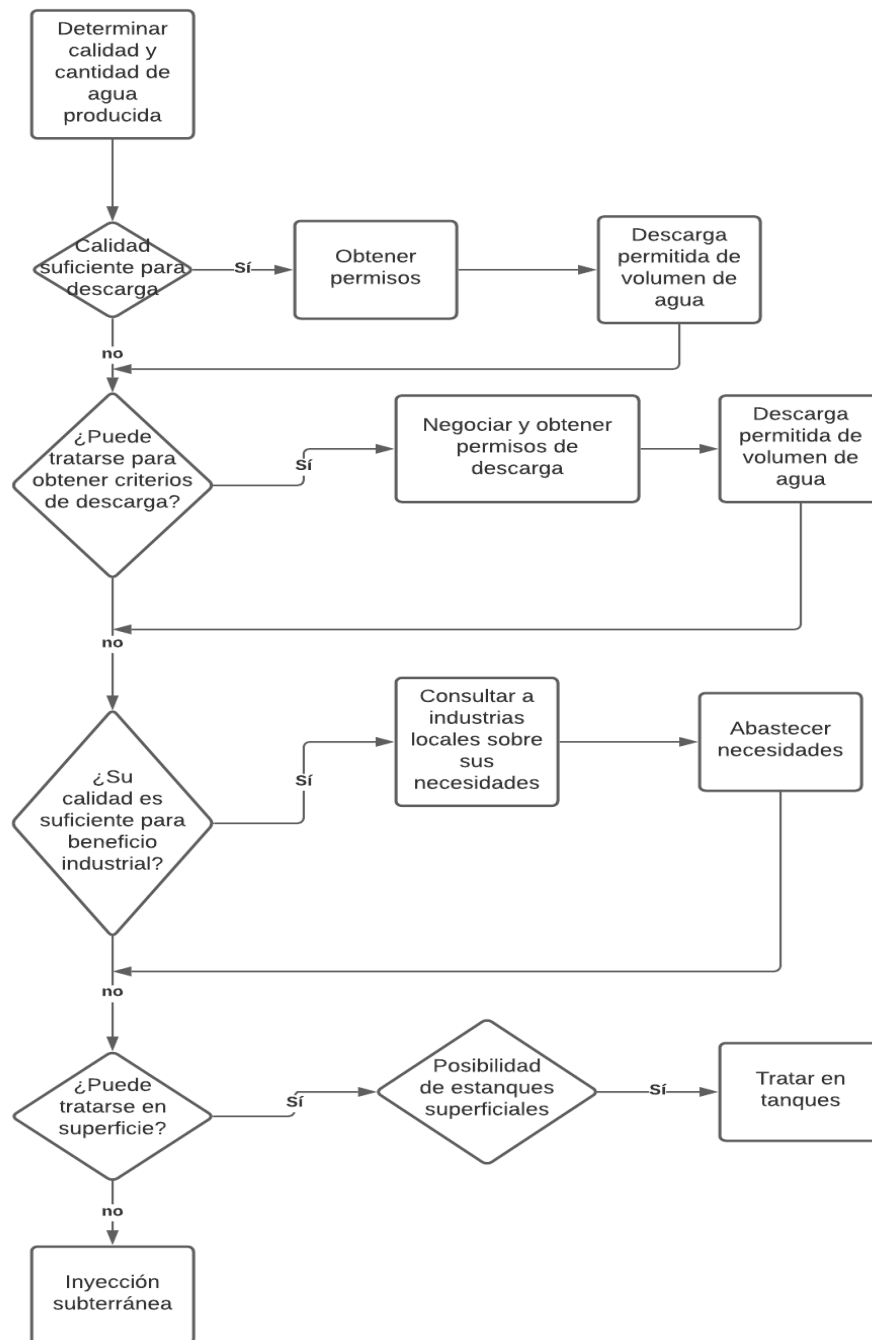
Para disponer del agua producida, los operadores de CBM eligen actualmente las aguas superficiales y alternativas de descarga cero. La descarga de aguas superficiales incluye la descarga directa a aguas de los Estados Unidos y la descarga indirecta a través de los POTW a las aguas superficiales. La descarga cero incluye inyección subterránea, estanques de evaporación/infiltración, aplicación en tierra (para producción agrícola o no agrícola), y el riego del ganado o de la fauna silvestre.

La clase principal de problemas relacionados con la producción de agua durante la extracción del CBM es la alta concentración de sales disueltas. El vertido de agua que contiene alta concentración de disolventes sólidos totales (TDS) se considera un problema porque puede estar asociado con efectos indeseables sobre organismos acuáticos y fuentes de agua potable. En algunos casos, los sólidos en suspensión pueden ocasionar problemas. Otros posibles contaminantes incluyen al petróleo mineral liberado por los estratos en algunos yacimientos de carbón.⁶¹

⁶⁰ EPA.Technical Development Document for the Coalbed Methane (CBM) Extraction Industry. 2013. United States Environmental Protection Agency. Sección 3, Pág

⁶¹ ZAPATERO Ángel. Estudio de metano en capa de carbón (CBM): estado del arte y posibilidades de las cuencas de la zona norte de león. Madrid:2004. Ministerio de economía.

Figura 19. Procedimiento para la disposición del agua producida



Fuente: Estudio tecno-económico de la extracción de metano del carbón en la cuenca Guardo- Barruelo. 2014. Universidad de León. Pag 149.

Capítulo 8

8. Perforación y completamiento de pozos de CBM

8.1. Perforación de pozos

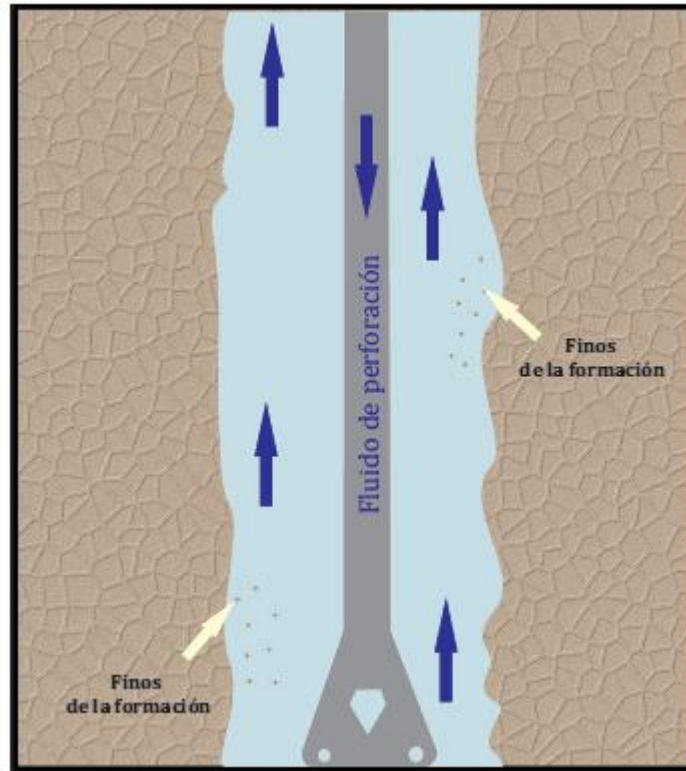
La tecnología utilizada para extraer el gas asociado al carbón de mantos profundos es la misma que se utiliza en la extracción de petróleo y gas. Primero se hace una perforación que atraviese las capas de interés, después se entuba el pozo y se continúa perforando con diámetros menores de manera telescópica. Igualmente se utilizan lodo o fluidos de perforación para refrigerar, sacar residuos y sostener el pozo.⁶²

Los pozos pueden ser de producción o de prueba para explorar el potencial del yacimiento. Esta perforación se realiza a una menor presión del yacimiento (underbalance) usando lodo aireado o agua de formación para evitar taponamiento por aditivos y lodos. Esto con el fin de evitar que los fluidos migren hacia los carbones, generando daño a la formación y reducción en la permeabilidad. “La vida útil típica de un pozo de CBM es de entre 5 y 15 años, y la máxima producción de metano se alcanza a menudo después de uno a seis meses de eliminación del agua”.⁶³

⁶² CONSORCIO EG CARBÓN-METANO. Estrategias para el aprovechamiento del gas metano asociado a los mantos de carbón en explotaciones bajo tierra. Unidad de Planeamiento Minero Energético. 2016. Pag 159.

⁶³ EPA, Technical Development Document for the Coalbed Methane (CBM) Extraction Industry. 2013. Sección 3 Pag 1.

Figura 19. Ejemplo perforación bajo balance



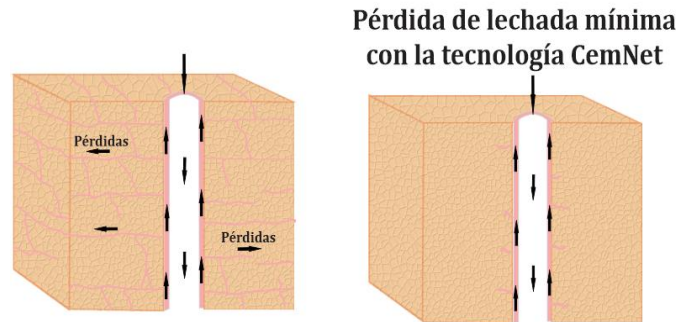
Fuente: Autores.

8.1.1. Cementación. La cementación de pozos de CBM es comparable a la de pozos convencionales excepto por la necesidad de controlar la invasión del fluido dentro del delicado sistema de cleats. Mientras un pozo puede ser perforado bajo balance con aire u otros fluidos ligeros, la cementación debe ser ligeramente sobre balance para prevenir la migración de gas libre hacia la columna de cemento después de que se ha colocado.

El sistema de diaclasas de un carbón requiere consideraciones especiales a la hora de planificar una operación de cementación. Debido a su baja resistencia mecánica, los carbones pueden fracturarse bajo la presión del cemento. Por estas razones, la

densidad de la lechada de cemento utilizada en los pozos CBM en general es mucho más baja que la de los cementos estándar.⁶⁴

Figura 20. Control de pérdidas de cemento



Fuente: Autores.

Las pérdidas de cemento hacia las formaciones, representadas esquemáticamente en la imagen de la izquierda en rojo, constituye un episodio no deseado a la hora de cementar el pozo. Mediante el uso de fibras agregadas en la lechada de cemento, se logra generar un revoque de filtración y se logra que la lechada circule de forma ascendente por el espacio anular para proveer un aislamiento por zonas, disminuyendo las pérdidas de fluido hacia la formación como se representa en la imagen de la derecha.

8.1.2. Aditivos ligeros. A pesar de la variedad de cementos que han sido empleados, el tipo más sencillo es la clase A (tipo 1), cemento Portland ordinario. Este cemento se mezcla a una densidad de 15.6 lb/gal para obtener una mezcla limpia; pero la densidad se puede reducir adicionando aditivos.

⁶⁴ FERRER VANEGAS, Rafael. Terminación de pozos en yacimientos no convencionales: Coalbed Methane (CBM). 2016. Universidad Nacional Autónoma de México. Pág. 42

Microesferas, partículas de carbón o asfalto, y materiales fibrosos pueden ser usados para aligerar la densidad y ayudar a prevenir la pérdida de circulación.⁶⁵

Debido a que el carbón contiene varias fracturas naturales, o cleats, es preferible emplear un material granular para evitar la pérdida de circulación. Los aditivos ácido-solubles pueden ayudar durante la terminación, pero usualmente añaden densidad. Cabe destacar que se han desarrollado mezclas que incorporan combinaciones con los aditivos anteriores para reducir la densidad del cemento entre 11.5 a 12.0 lb/gal, pero siguen ayudando a prevenir la pérdida de circulación y proveyendo un excelente aislamiento.

8.2. Pozos verticales

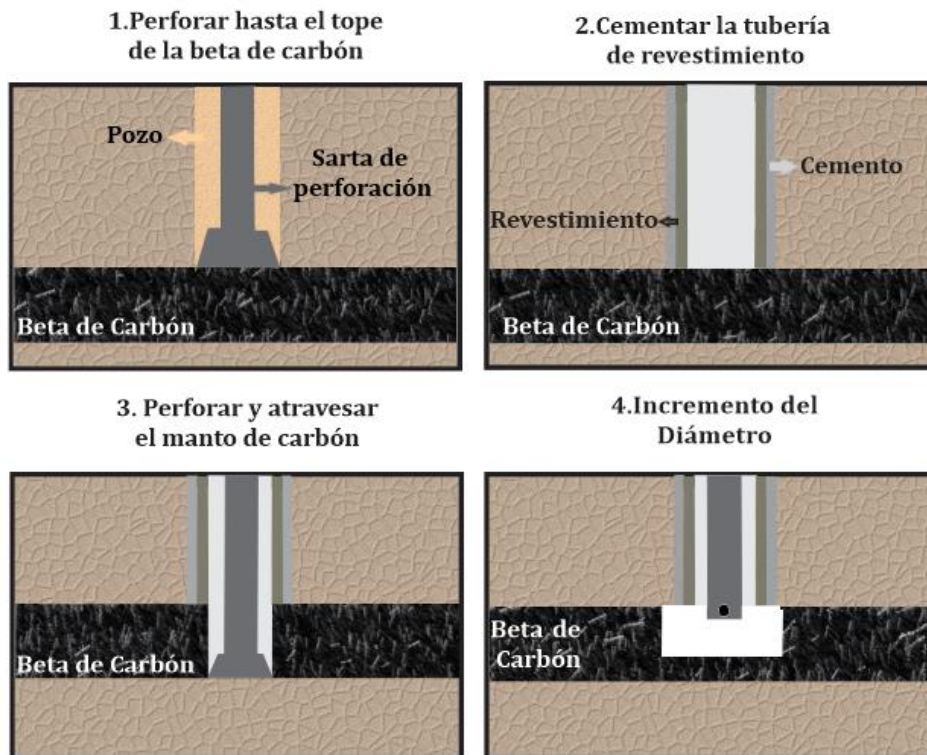
La mayoría de los pozos de CBM son verticales. Los métodos comúnmente usados para perforar verticalmente los pozos CBM son: perforación de percusión y la perforación rotativa convencional. La dureza de la formación determina el tipo de método de perforación a utilizar. Para las formaciones más suaves se utiliza el método rotatorio, mientras que, para las formaciones más duras, la perforación por percusión se utiliza para una mayor velocidad de penetración. Los fluidos de perforación más utilizados en el carbón son el aire/niebla, el lodo aireado y el agua de la formación. En el caso de los reservorios sobrepresionados, un fluido de perforación a base de agua ligeramente sobre balanceado es utilizado para mantener el control de los pozos.⁶⁶

⁶⁵ Ibid. 43

⁶⁶ RAMASWAMY Sunil. Selection of best drilling, Completion, and stimulation methods for coalbed methane reservoirs. 2007. Universidad de Texas A&M. Pág 29.

8.2.1. Pozo vertical con hueco abierto. Este tipo de técnica de perforación se basa en perforar el pozo y dejar el manto de carbón sin completamiento, es decir, la tubería de revestimiento se instala hasta el tope del carbón y se procede a cementar hasta superficie, perforar y atravesar hasta el final del manto de carbón donde debe detenerse la perforación. Se puede incrementar el diámetro del hueco mediante la técnica de ensanchamiento hasta unos 4 pies.⁶⁷ En la siguiente imagen se puede observar los pasos en la perforación y completamiento con hueco abierto.

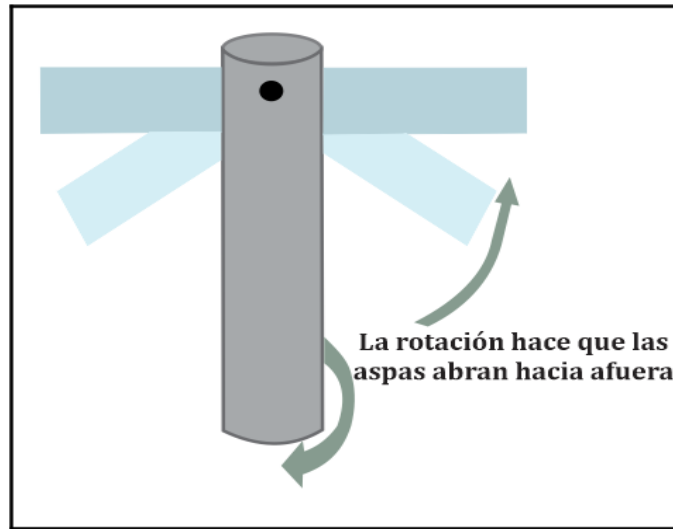
Figura 21. Secuencia de un pozo vertical con hueco abierto



Fuente: Modificado de WENGE Liu. Effective Coalbed Methane (CBM) Recovery Technologies for APEC Developing Economies. 2018. APEC Energy Working Group. Pag 69.

⁶⁷ WENGE Liu. Effective Coalbed Methane (CBM) Recovery Technologies for APEC Developing Economies. 2018. APEC Energy Working Group. Pag 64

Figura 22. Herramienta para aumentar el diámetro del pozo



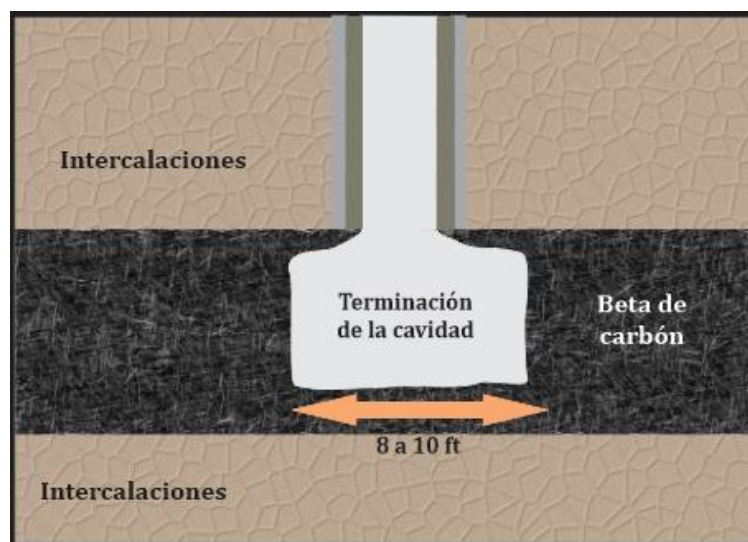
Fuente: WENGE Liu. Effective Coalbed Methane (CBM) Recovery Technologies for APEC Developing Economies. 2018. APEC Energy Working Group. Pag 70.

Ventaja
Bajo costo a diferencia de otras herramientas.
Desventajas
El ensanchamiento puede producir finos del carbón que podrían afectar negativamente las tasas de producción.
Cuando se perfora hasta la base del carbón no existe un bolsillo donde colocar la bomba, esto hace que una parte del carbón permanezca bajo el agua.

8.2.2. Pozo vertical capa simple con cavidad. La técnica de cavidad abierta implica colocar el revestimiento sólo en la parte superior de la formación de carbón con la plataforma de perforación. Luego, el carbón se perfora usando una máquina especial de la plataforma de terminación (Fig. 10). Para mejorar el flujo de retorno y fomentar el carbón al desprenderse en el pozo, se inyecta aire comprimido en el depósito. Luego, se permite que el pozo regrese rápidamente agua, gas y carbón. Esto resulta en la formación de una cavidad en el carbón. Los finos de carbón generados pueden ser retirados haciendo circular la broca a la profundidad total de vez en cuando. Este proceso es repetido hasta que la cavidad esté estable.

En los últimos ciclos (“típicamente 15 o más ciclos de inyección”) ya no se desprenden piezas de carbón y a medida que los retornos de carbón son monitoreados se puede determinar si es necesario una inyección más o por el contrario la operación se detiene.⁶⁸ En la siguiente imagen podemos observar el esquema tradicional de un pozo completado a capa simple con cavidad.

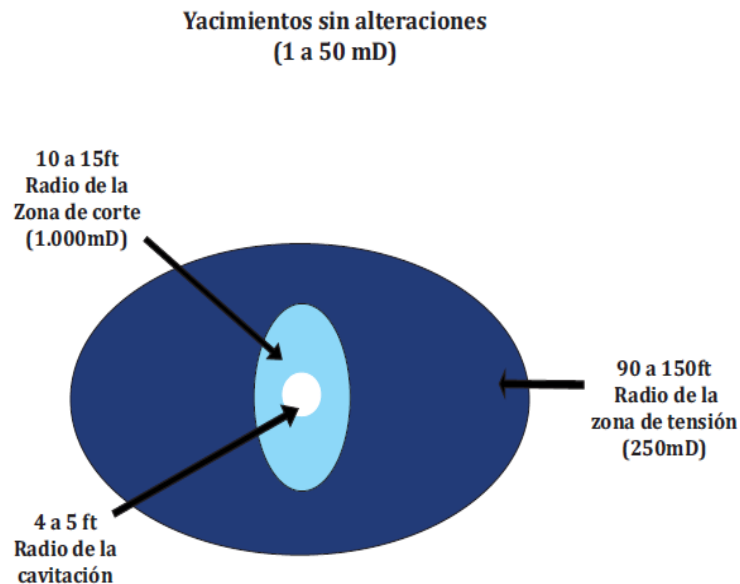
Figura 23. Pozo vertical capa simple con cavidad



Fuente: Modificado. WENGE Liu. Effective Coalbed Methane (CBM) Recovery Technologies for APEC Developing Economies. 2018. APEC Energy Working Group. Pag 71

⁶⁸ Ibid. Pag 67.

Figura 24. Vista simplificada de una terminación con cavidad



Fuente: FERRER VANEGAS, Rafael. Terminación de pozos en yacimientos no convencionales: Coalbed Methane (CBM). 2016. Universidad Nacional Autónoma de México. Pag 67.

En este diagrama el pozo y la cavitación se representan por el círculo blanco. Las zonas de permeabilidad mejorada de los cleats se representan con las áreas de color azul claro y azul oscuro. La forma y la dirección de las zonas de corte y tensión creadas por el proceso de cavitación son influenciadas por la dirección de los face cleats y los butt cleats, así como la tensión actual del campo, y muy probablemente no son circulares u orientadas en la misma dirección.

Esa cavidad puede tener un radio de 4 a 5 pies y, en algunas ocasiones puede llegar a ser mayor. Alrededor de esta cavidad existe una zona llamada zona de corte “shear zone” en donde existe un aumento de la permeabilidad de los cleats que puede llegar a tener un radio de entre 10 y 15 pies. Adicional existe una zona de mayor permeabilidad conocida como zona de tensión “tensile zone” que puede

extenderse hasta un radio entre 90 y 150 pies. Este aumento de permeabilidades en las zonas mencionadas es producto del proceso de inyección.⁶⁹

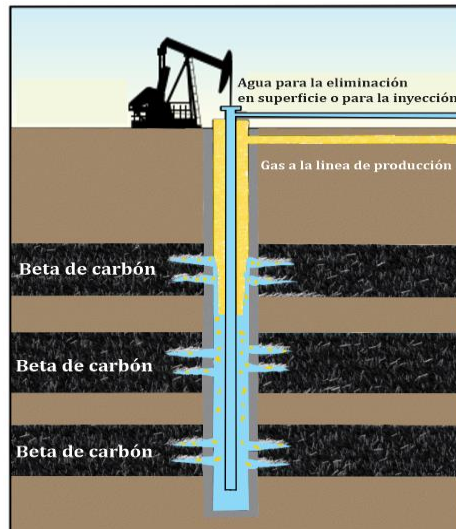
8.2.3. Pozo vertical completado con fracturamiento hidráulico y en múltiples capas. Aplicar fracturamiento a los mantos de carbón es la técnica que más se utiliza para completar los pozos y especialmente cuando nos topamos con diferentes capas a lo largo del yacimiento y que normalmente poseen permeabilidades entre 0,1 y 100 md, haciendo ideal este método para lograr tasas de flujo y recuperaciones acumuladas rentables.

Se deben perforar todas las capas de carbón posibles antes de llegar a profundidades muy altas y perforar dejando un bolsillo de 50 a 100 pies por debajo de la última capa de carbón perforada para ser completado, se corre y se cementa la tubería de producción, las zonas son completadas de abajo hacia arriba, varias capas pueden ser cañoneadas y fracturadas en cada zona aislada.⁷⁰

⁶⁹ FERRER VANEGAS, Rafael. Terminación de pozos en yacimientos no convencionales: Coalbed Methane (CBM). 2016. Universidad Nacional Autónoma de México. Pag 54.

⁷⁰ FERRER VANEGAS, Rafael. Terminación de pozos en yacimientos no convencionales: Coalbed Methane (CBM). 2016. Universidad Nacional Autónoma de México. Pág. 56

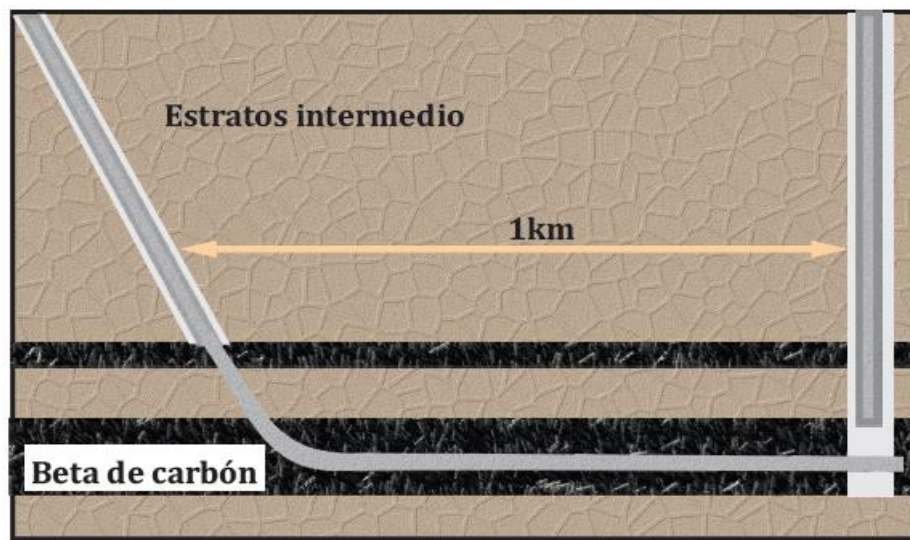
Figura 25. Pozo vertical completado con fracturamiento hidráulico y en múltiples capas.



Fuente: AL-JUBORI, Ahmed et al. Metano en capas de carbón: Energía limpia para el mundo. Oilfield Review. 2009. Schlumberger. Pág. 8.

8.2.4. Pozo vertical con agujero descubierto y radio ampliado en una sola capa interceptado con pozos horizontales a través de una o múltiples capas con agujero descubierto. En esta técnica se perfora un pozo vertical utilizando el método de “pozo vertical con terminación con agujero descubierto y radio ampliado en una sola capa” descrito anteriormente. Después se fija un objetivo en la sección del radio ampliado y se perfora un pozo horizontal en la superficie interna de la capa de carbón, típicamente a 1 km de distancia, e intercepta la sección de radio ampliado del pozo vertical empleando sensores en la sarta de perforación para detectar el objetivo. Tal vez dos o tres pasos sean necesarios para llegar al objetivo. Generalmente se introduce un liner ranurado de plástico dentro del pozo horizontal para prevenir que el carbón colapse. La figura 14 muestra esta técnica de perforación y terminación.⁷¹

Figura 26. Pozo horizontal a través de la capa de carbón



Fuente: Modificado. FERRER VANEGAS, Rafael. Terminación de pozos en yacimientos no convencionales: Coalbed Methane (CBM). 2016. Universidad Nacional Autónoma de México. Pag 71.

⁷¹ Ibid. Pag 59.

Las ventajas de esta técnica son que la alta recuperación de gas puede ser alcanzada en un corto periodo de tiempo con respecto a los pozos verticales, y puede ser usada en áreas donde carece de capacidad para fracturamiento hidráulico. Esta técnica ha sido usada anteriormente para remover el gas de capas de carbón para la minería. Las desventajas incluyen la incapacidad de terminar más de una capa de carbón con cada grupo de pozos horizontales, y los problemas de estabilidad pueden causar una parcial o completa pérdida de sección del pozo horizontal.

8.3. Pozos horizontales

Esta técnica es utilizada cuando el espesor de los carbones es pequeño y no existe la posibilidad de hacer un fracturamiento hidráulico. Se perfora verticalmente hasta un punto y desde ahí empieza la desviación del pozo hasta el punto deseado en el proyecto.

Los pozos horizontales tienen un kick-off point (KOP), donde inicia una sección curvada que es perforada direccionalmente hasta una inclinación en el rango de 70° a 110°, dependiendo del buzamiento del carbón y una sección lateral.

Los tipos de perforación horizontal son:

- Radio largo (LRH)
- Radio medio (MRH)
- Radio corto (SRH)

Los pozos de radio largo, large ratio hole (LRH) por sus siglas en inglés, no es adecuado para el CBM y muchas otras aplicaciones de perforación horizontal en no

convencionales⁷², porque el KOP por encima de la TVD lateral deseada está en más de 950 pies, como es la distancia desde la ubicación de la superficie hasta el inicio de la sección lateral en la zona de depósito deseada. Esta distancia excesiva impacta en la capacidad del pozo para producir y limita el metraje lateral que puede ser perforado debido a las zonas geológicas adicionales expuestas en la curva. Además, la distancia extra en la parte de la construcción del pozo es mucho más larga. Esto aumenta la sección de altas fuerzas de contacto en el ensamblaje de perforación.

Los perfiles de MRH son generalmente el diseño de elección, con la excepción de los más pequeños tamaños de los agujeros y herramientas de perforación que pueden acomodar una curva de SRH. Los diseños de la SRH cubren la más amplia gama de tasas de construcción (6°/100' a 40°/100') y pueden ser perforadas usando los tamaños de herramientas de perforación más comunes. Los pozos Ultra SRH tienen tasas de construcción de curvas mayores a 60°/100' (radio menor a 95 pies), y no se utilizan para los pozos CBM debido a la limitada sección lateral que se puede lograr. Los perfiles Ultra SRH son complejos y son caros de perforar, requiriendo equipo especializado.⁷³

⁷² RAMASWAMY Sunil. Selection of best drilling, Completion, and stimulation methods for coalbed methane reservoirs. 2007. Universidad de Texas A&M. Pág 29.

⁷³ Ibid. Pág 30.

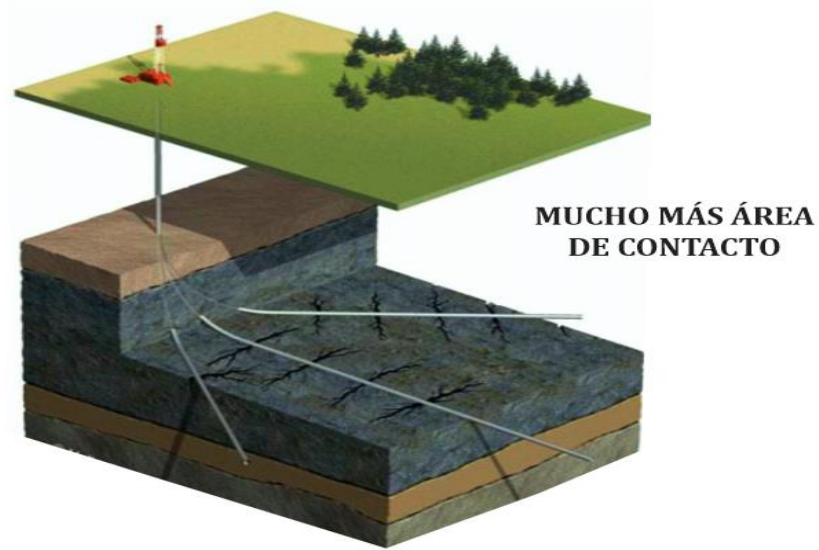
Tabla 8. Clasificación de los pozos horizontales y especificaciones de pozo

Tipo de horizontal	Identificador del tipo de horizontal	Tasa de crecimiento de Angulo	Radio del pozo en (pies)	Diámetro del wellbore
Radio Largo (Hasta 6°/100ft)	LRH2	2°/100	2865	8-1/2'' 6-1/2'' 4-3/4''
	LRH4	4°/100	1432	
	LRH6	6°/100	955	
Radio Medio (Desde 7°/100ft Hasta 40°/100ft)	MRH8	8°/100	716	6-1/2'' 4-3/4''
	MRH12	12°/100	477	
	MRH16	16°/100	358	
	MRH20	20°/100	286	6-1/2'' 4-3/4''
	MRH25	25°/100	229	
	MRH30	30°/100	143	
	MRH35	35°/100	164	4-3/4''
	MRH40	40°/100	143	
Radio Corto (40°/100ft hasta 60°/100ft)	SRH45	45°/100	127	
	SRH50	50°/100	115	
	SRH55	55°/100	104	
	SRH60	60°/100	95	

Fuente: RAMASWAMY Sunil. Selection of best drilling, Completion, and stimulation methods for coalbed methane reservoirs. 2007. Universidad de Texas A&M. Pag 41.

8.3.1. Pozos multilaterales. Los pozos horizontales multilaterales se perforan en los casos en que la proporción de pozos horizontales, la tasa de producción de gas y la tasa de producción de gas de pozo vertical es inferior a uno. En estos casos, el área total de contacto para un pozo vertical es mayor que la de un único pozo horizontal. En los casos en que un número de delgados mantos de carbón van a ser perforados, los múltiples pozos laterales proporcionarán una mayor producción que un solo pozo.

Figura 27. Esquema de pozos de multilaterales.



Fuente: BEDOUT ORDÓÑEZ, Julián David. Gas Asociado a Mantos de Carbón (Coal Bed Methane,CBM). Universidad Industrial de Santander. Geólogo. Pág 35. Presentación power point del geólogo.

Comparado con los pozos convencionales verticales, el pozo horizontal multilateral tiene las siguientes ventajas:

Mejora la conductividad del flujo y tiene una pequeña resistencia al flujo en el pozo horizontal. Amplía el manto de carbón, área de análisis, conecta más fracturas para ampliar el alcance del suministro de CBM. es con un alto rendimiento de pozo único (normalmente hasta 20 veces el del pozo vertical), recuperación rápida del fondo y mejores beneficios económicos. Aunque el pozo horizontal multilateral tiene un costo más alto, en gran medida reduce los pozos perforados y ahorra los gastos de ingeniería previos a la perforación.⁷⁴

⁷⁴ WENGE Liu. Effective Coalbed Methane (CBM) Recovery Technologies for APEC Developing Economies. 2018. APEC Energy Working Group. Pag 61.

8.3.2. Pozos con patrón de espina de pescado. En el patrón espina de pescado (Pinnate Wells), los pozos multilaterales han demostrado ser muy exitosos en producir gas de mantos de carbón a partir de carbones de baja permeabilidad.

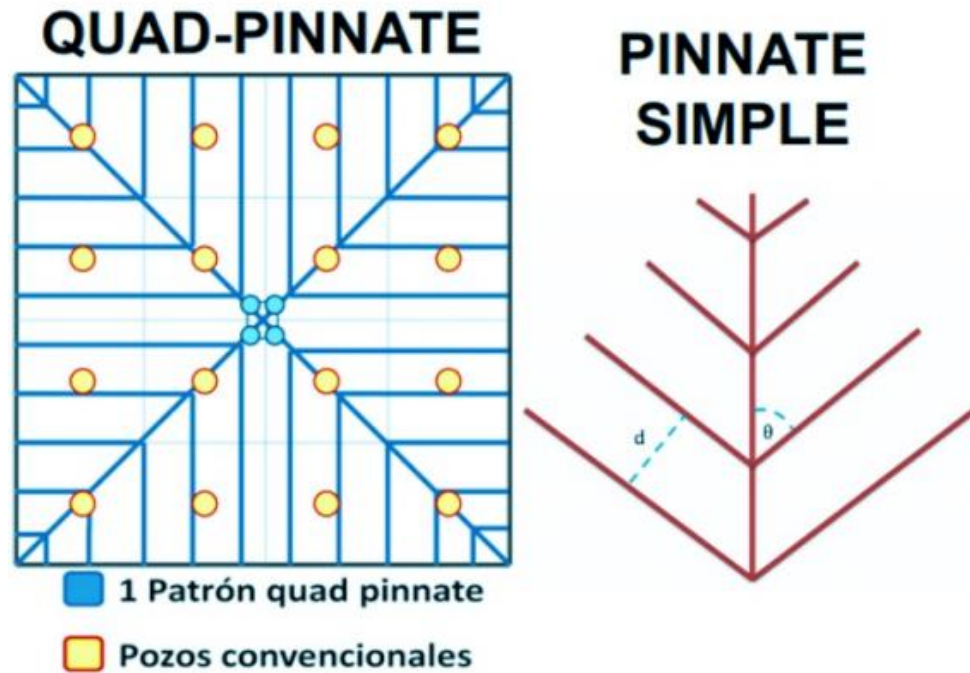
Este tipo de pozos pueden tener un Aumento de 20 veces en la tasa de producción, en comparación con la vertical estimulada por la fractura de los pozos.⁷⁵

El patrón fue desarrollado por CDX drilling Inc. para producir CBM a partir de carbones de baja permeabilidad. Este método se utiliza ampliamente en la cuenca de Arkoma. Algunas ventajas de los pozos pinnados son:

- los pozos pueden drenar hasta 2000 acres desde una sola plataforma de perforación.
- el gas se produce inmediatamente.
- el pico de producción de gas se alcanza rápidamente, a diferencia de los pozos verticales en CBM depósito.
- los pozos pueden drenar un reservorio en 2 a 4 años.
- la recuperación de gas es alta (80 a 90%).
- pueden lograrse altas tasas de flujo de gas (1 a 5 MMcfd).

⁷⁵ RAMASWAMY Sunil. Selection of best drilling, Completion and stimulation methods for coalbed methane reservoirs. 2007. Universidad de Texas A&M. Pag 40

Figura 28. Esquema de aplicación de un arreglo de espina de pescado 4 veces.



Fuente: BEDOUT ORDÓÑEZ, Julián David. Gas Asociado a Mantos de Carbón (Coal Bed Methane,CBM). Universidad Industrial de Santander. Geologo. Pág 35. Presentación power point del geologo.

Estos pozos no son adecuados en carbones de alta permeabilidad, ya que se han producido muchos casos de colapsos laterales. En la tecnología de los pinnados, primero se perfora un pozo de "cavidad". Es decir, un pozo convencional pozo vertical que se amplía a nivel de la veta de carbón a un diámetro de 8 pies a 12. El segundo pozo es perforado direccionalmente para interceptar la cavidad en un punto predeterminado y se extendió a una longitud de hasta 1 milla en la costura. Desde este lateral principal.

8.4. Espaciado de pozos

En un yacimiento de gas natural convencional, un bajo espaciado de pozos es perjudicial ya que aumenta los costes de perforación en virtud de que el área seleccionada es drenada por ambos pozos simultáneamente, mientras que en un

yacimiento de CBM esto sería beneficioso, ya que ayudaría a reducir la presión, con lo que aumentaría la recuperación. En principio, se trata de aumentar el espaciado de pozos al máximo, con lo que a largo plazo se reducen los costes de perforación. Pero ha de considerarse que un menor espaciado acelera la producción de gas, lo que puede ser aconsejable en zonas donde sea más importante la minería futura que la recuperación de CBM.

8.5. Diseño del completamiento

El diseño del pozo debe ser coordinado con la estrategia de estimulación. Se debe considerar la necesidad y el tipo de equipo de bombeo. La selección de la bomba debe reconocer los efectos de los finos de carbón y la arena de fractura que pueden migrar de vuelta al pozo. En la mayoría de los yacimientos de carbón, las tasas de flujo iniciales son pequeñas. Sin embargo, Las tasas de flujo aumentan con el tiempo, a medida que el gas se desorbe del carbón. La tubería debe ser diseñada para maximizar el levantamiento de líquidos en las primeras etapas de la vida del hueco, para ayudar a deshacerse del carbón.⁷⁶

Antes de seleccionar un método de terminación para un pozo de CBM, diez factores deben ser considerado, estos son:

- La inversión necesaria
- El número de vetas de carbón encontrado por el pozo
- Tasa de producción prevista
- Reservas en los diversos intervalos de carbón
- Permeabilidad de la veta de carbón y contenido de gas

⁷⁶ Ibid. Pág. 44

- Tipo de estimulación
- Tratamiento esperado
- Problemas de estabilidad del pozo
- Requisitos futuros de acondicionamiento
- Requisitos de levantamiento artificial.

El diseño del entubado y el cemento dependen del diseño del fracturamiento hidráulico, por las altas presiones que utiliza y porque fracturar el carbón requiere presiones más altas que las convencionales; por lo tanto, el entubado debe resistir las condiciones de operación.

Por lo general una perforación atraviesa varios mantos de carbón, el cementado debe aislar diferentes intervalos separados y evitar que el cemento afecte las capas de carbón. El acabado, o terminación del pozo, tiene como objetivo conectar efectivamente el sistema de fracturas de carbón a la pared del pozo. Se han utilizado diferentes técnicas de completamiento, tales como: hueco abierto, cavidad en hueco abierto, hueco revestido con fracturamiento hidráulico y perforación horizontal.⁷⁷

Los factores que se deben considerar en la selección de la técnica de perforación y terminación incluyen:

- Espesor del yacimiento.
- Permeabilidad de la fractura/cleat.
- Porosidad de la fractura/cleat.
- Presión de yacimiento.
- Saturación de gas y composición.

⁷⁷ Ibid. Pág. 45

- Número de estratos.
- Complejidad geológica.
- Espesor mínimo terminable.
- Buzamiento.
- Capacidad del carbón/Integridad del agujero/Riesgo de colapso.
- Acceso en superficie.
- Economía, capital y costos operativos

Cada uno de estos parámetros del yacimiento es quizás crítico en la selección de una apropiada técnica de perforación o terminación. En general, se sugieren los siguientes principios: ⁷⁸

- Las capas de carbón con baja permeabilidad requieren un mayor grado de estimulación, como fracturamiento hidráulico o cavitación para lograr tasas de producción económicas y recuperación acumulada.
- Las capas de carbón gruesas y altamente permeables requieren poca estimulación, mientras que las de baja permeabilidad requieren técnicas de estimulación o perforación horizontal.
- Un gran número de capas de carbón o capas de carbón altamente estructuradas y geológicamente complejas puede limitar los candidatos óptimos a solamente opciones de terminación de pozos verticales.
- El acceso en superficie o limitaciones en los servicios locales pueden impulsar la decisión de perforación y terminación.

En la siguiente tabla se ilustran los parámetros que son considerados óptimos para la implementación de las técnicas para el completamiento de pozos de CBM.

⁷⁸ Ibid. Pag. 45

Tabla 9. Parámetros para cada tipo de terminación

Tipo de pozos	Parámetro	Valores aproximados
Perforación hasta el tope del manto del carbón y aumento del diámetro del hueco	Profundidad del manto	< 1800 ft
	Espesor del manto	> 30 ft
	Permeabilidad	> 100 mD
Hueco abierto con cavidad Simple	Resistencia a la compresibilidad	< 1000 Psi
	Permeabilidad	> 10 mD
	Rango del carbón	Hv- Lv
Pozo horizontal	Profundidad del manto	500 - 400 ft
	Continuidad del manto	> 1500 ft
	Espesor del manto	3 – 20 ft
Pozo vertical con fracturamiento hidráulico	Profundidad del manto	< 6000 ft
	Rango del carbón	Hv - Lv
Pozo vertical con múltiples capas	Número de mantos de carbón	> 2
	Separación vertical entre mantos	40 ft

Fuente: RAMASWAMY Sunil. Selection of Best drilling, Completion and Stimulation Methods for Coalbed Methane Reservoirs 2007. Tesis requerida para la obtención del título Máster de Ciencia. Pag 73.

La selección de los diferentes tipos de pozos es el factor más importante para que cada proyecto sea rentable, debido a que cada yacimiento CBM difiere una alta variación en sus características geológicas en las diferentes cuencas e incluso entre la misma cuenca.

Capítulo 9

9. Recuperación mejorada de CBM

Los avances técnicos han hecho el proceso de CBM una realidad comercial. La recuperación mejorada podría proveer el progreso en el futuro que haría las propiedades del carbón económicamente atractivas y posiblemente haría a los carbones profundos objetivos viables.

Si el tiempo para producir las reservas pudiera reducirse (incluso sin incrementar las reservas finales), las mejoras en las tasas de retorno en la inversión podrían justificar los costos adicionales. Por ejemplo, en un programa de producción de un pozo a 20 años, la reducción del tiempo unos años tomaría ventaja en el valor temporal del dinero.

9.1. Inyección de nitrógeno o dióxido de carbono

La recuperación mejorada del metano es posible usando dos métodos: El primero es mediante la inyección de nitrógeno (N_2) y el segundo es mediante la inyección de dióxido de carbono (CO_2).

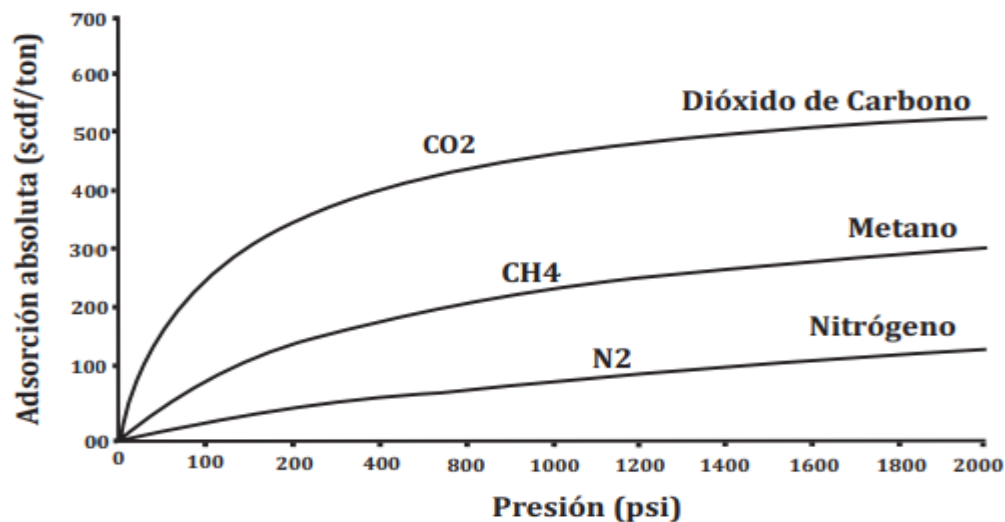
Usando el primer método, se reduce la presión parcial del metano junto con la inyección de un gas inerte, como el helio o un gas que se adsorba más débilmente que el metano en el carbón, como el nitrógeno, el cual se adsorbe dentro de las capas de carbón y mantiene la presión total. Dado que la presión parcial del metano se reduce, éste se desorbe para lograr un equilibrio de la presión parcial. Dado que

el helio es más caro y no es tan fácil obtener, se emplea nitrógeno, el cual es barato y abundante. Este proceso también se conoce como barrido de metano.⁷⁹

El segundo método usa la inyección de dióxido de carbono para desplazar el metano de las capas de carbón. El CO_2 es adsorbido más fuertemente que el nitrógeno o el metano en el carbón y por ello desplaza el metano por mejor adsorción. Como un beneficio adicional, este proceso también ayuda a mantener la presión total del sistema.⁸⁰

La tendencia de adsorción de estos dos gases puede ser observada en la figura 25, donde se evidencia que el carbón permite una mayor adsorción de CO_2 y aunque la adsorción del N_2 es menor, este sigue siendo un método aplicable para recuperar más gas metano de mantos de carbón.

Figura 29. Capacidad de adsorción del carbón frente a 3 diferentes gases.



BEDOUT ORDÓÑEZ, Julián David. Gas Asociado a Mantos de Carbón (Coal Bed Methane,CBM). Universidad Industrial de Santander. Geologo. Pág 69. Presentación power point del geólogo.

⁷⁹ FERRER VANEGAS, Rafael. Terminación de pozos en yacimientos no convencionales: Coalbed Methane (CBM). 2016. Universidad Nacional Autónoma de México. Pág 75.

⁸⁰ Ibid. Pág 76

9.2. Recuperación mejorada empleando microorganismos

Para incrementar la recuperación se recomienda emplear bacterias de eliminación de metano junto con la inyección de nitrógeno (N_2) o dióxido de carbono (CO_2), las cuales asistirían la inyección de N_2 por el mecanismo de presión parcial junto con técnicas de reducción de N_2 , así como también la reducción de CO_2 mediante la eliminación del metano.

Las bacterias que se emplean son unicelulares procariotas, es decir que no tienen núcleo definido. Estas se encuentran en una gran variedad de ambientes, ya sea en el aire, aguas termales de azufre, agua marina o aire de pantanos. De acuerdo con la temperatura que puedan resistir se les clasifica en criófilas, termófilas e hipertermófilas.⁸¹

9.3. Fracturamiento hidráulico en carbones

A pesar de que el fracturamiento hidráulico ha sido altamente desarrollado para yacimientos de gas convencionales de arenas de baja permeabilidad, fueron necesarios algunos ajustes para el carbón, debido a los siguientes fenómenos:⁸²

- La superficie del carbón adsorbe sustancias químicas del fluido de fracturación.
- El carbón tiene una extensa red natural primaria, secundaria y terciaria de fracturas que se abren para aceptar líquidos durante el fracturamiento hidráulico pero que se cierran después del fracturamiento, generando daño, pérdidas de fluido, sedimentos y presiones más altas de lo esperadas.

⁸¹ Ibid. Pág. 78

⁸² Ibid. Pág. 60

- El fluido de fracturamiento puede filtrarse profundamente en las fracturas naturales de carbón sin formar un enjarre.
- Fracturas múltiples y complejas se desarrollan durante el fracturamiento.
- A menudo se requieren altas presiones para fracturar carbón.
- El módulo de Young para el carbón es mucho menor que para una roca convencional.
- Las fracturas inducidas en algunos pozos de CBM verticales se pueden observar posteriormente a través de las minas.
- Las fracturas horizontales se producen en el carbón muy superficial.
- Sedimentos y residuos resultantes de fracturar el carbón quebradizo.
- Las capas de carbón a fracturar pueden ser múltiples y delgadas, tal vez sólo 1 o 2 ft de espesor, lo que requiere un estricto enfoque económico para las operaciones.

Capítulo 10

10. El libro digital como herramienta didáctica

La tecnología digital ha implicado cambios en los distintos órdenes. También ha incidido en los diferentes aspectos relacionados con el libro, en donde el tema adquiere connotaciones especiales, en razón a su poderosa repercusión en el campo educativo y cultural. Esta incidencia de las nuevas tecnologías para el libro se dirige a los diferentes eslabones de la cadena: desde la producción intelectual de obras literarias, en donde el autor se enfrenta a un nuevo universo de posibilidades para difundir sus obras, la industria editorial que cuenta con nuevas formas de explotar económicamente las obras y a la expectativa de conseguir mayores beneficios para sus inversiones y el usuario para quien se abren múltiples formas para acceder al libro, en la expectativa de su abaratamiento y mayor disponibilidad. “El denominado e-book, ecolibro, libro electrónico, o libro-e, ya forma parte de la ontología del siglo XXI”.⁸³

La era digital ha hecho que la comunicación escrita sea global y que no ocupe espacio físico, ya que los textos se pueden presentar en archivos digitales que pueden ser vistos y compartidos por millones de personas. Los libros digitales corresponden a este tipo de archivos que permiten tener un libro completo que se encuentra en papel en un documento electrónico capaz de ser visible en cualquier dispositivo, desde los lectores de e-books físicos, en línea o dispositivos móviles.

Fue Michael Hart, que en 1971 fundó el “Proyecto Gutenberg” el que inició la historia del libro electrónico, pensando en la posibilidad de digitalizar libros impresos. Hoy en día, es la biblioteca con mayor número de libros electrónicos disponibles.

⁸³ ROSARIO GONZÁLEZ, Humberto y GUZMAN, Belkys. Principios Didácticos para la elaboración de un E-Book en salud sexual y reproductiva. 2010. Universidad Pedagógica Experimental Libertador. Pág. 142.

Este proyecto nació con la idea de promover la alfabetización pública, acercando al ciudadano los libros de una manera más económica y fácil.⁸⁴

Los libros electrónicos (e-books) son aquellos que no están limitados a imágenes estáticas y al papel, en las diferentes páginas de un libro electrónico se pueden incluir animación, video, narración, música, vínculos a internet, efectos visuales y elementos interactivos. Además, los libros electrónicos nos ofrecen algunas ventajas económicas frente a los libros impresos, pues en los primeros se puede: publicar sólo lo que se necesita, reproducir las veces que se requiera, modificar la información de una forma inmediata y adaptar a la propuesta curricular regional; los libros de papel están limitado al texto y las imágenes estáticas, su actualización requiere costos.⁸⁵

El libro digital interactivo es un apoyo a los procesos de enseñanza aprendizaje, ayuda a potenciar las prácticas docentes, los estudiantes se sienten atraídos por las herramientas con las cuales ellos pueden interactuar, esta clase de libros ofrecen estrategias y métodos que al ser aplicadas y evaluadas correctamente hacen mucho más fácil, rápido y significativo la construcción del conocimiento.⁸⁶

⁸⁴ MARTÍNEZ FERNANDEZ, Raúl. Creación de un libro electrónico. 2012. Universidad Carlos III de Madrid. Pág. 24.

⁸⁵ CASTILLO, Magnolia; MARTÍNEZ, Sandra y Petro, Sandra. El libro digital como mediación pedagógica utilizando la herramienta neobook para fortalecer el proceso de enseñanza aprendizaje del inglés en los estudiantes de grado séptimo (7) de la institución educativa “el hato” del municipio de San Carlos – Córdoba. 2014. Fundación Universitaria los Libertadores. Pág. 32.

⁸⁶ Ibid., Pág. 32.

Capítulo 11

11. Metodología para la elaboración del libro digital

La metodología empleada para la ejecución de proyecto fue encaminada a cumplir los parámetros que hacen un texto didáctico, se hizo una revisión de los temas principales característicos de un yacimiento de CBM y redactó de la manera más ordenada posible con el fin de que el lector pueda entender el siguiente capítulo, página o párrafo.

Esta información plasma de manera general el proceso de formación de los yacimientos, almacenamiento, transporte del gas dentro del carbón, cálculo de contenido de gas, la manera en que son perforados y los mecanismos de producción de este tipo de yacimientos. La información se agrupó en capítulos para subdividir la información y que llegara por bloques o temas al lector, esto permite que el resultado sea un libro guía o en forma de manual para el aprendizaje de estos yacimientos. Además, se resolvió en forma de preguntas con la finalidad de que a lo largo del libro se respondieran las más importantes y generales de los yacimientos de CBM.

Con el fin de lograr los objetivos específicos, al terminar la revisión bibliográfica se procedió a la consulta de herramientas digitales que permitieran la creación de un libro digital. Las herramientas usadas fueron CorelDraw, Canva Pro, Flip PDF Profesional.

11.1. Herramientas usadas. Este proyecto se realizó con la combinación de 3 herramientas, CorelDraw 2019, Canva y Flip Pdf profesional. Este conjunto fue tomado por la búsqueda de herramientas que se hizo, donde estas ofrecieron interfaces más fáciles de usar y dicha combinación permitió realizar el libro digital. Cada herramienta ofrece dos modos de uso, el modo libre o gratuito y el modo premium donde ofrece un mayor número de recursos que pueden ser utilizados, en este caso se utilizaron las versiones profesionales o premium que se ofrecen por una fecha limitada o periodo de prueba.

11.1.1. Coreldraw.

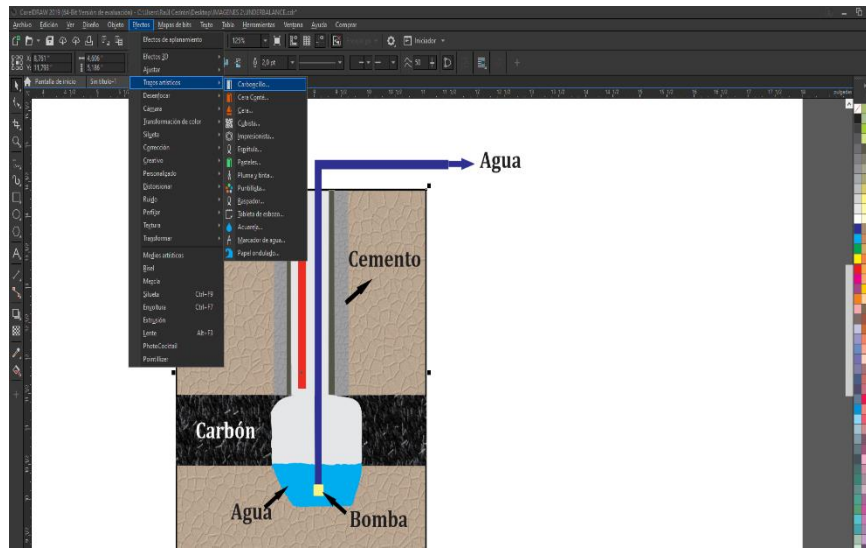
Figura 30. Imagen oficial de CorelDraw 2019



Fuente: Tomada de internet, <https://cutt.ly/DjOARDb>

Este software se utiliza en ámbitos de artes gráficas y comunicación con el propósito de producir, editar y transformar imágenes a nivel digital. Se trata de una aplicación de dibujo vectorial, con herramientas de diagramación, efectos y funciones sobre imágenes y páginas y alternativas de retoque y edición múltiples.

Figura 31. Interfaz CorelDraw



Fuente: Creada en el software CorelDraw 2019.

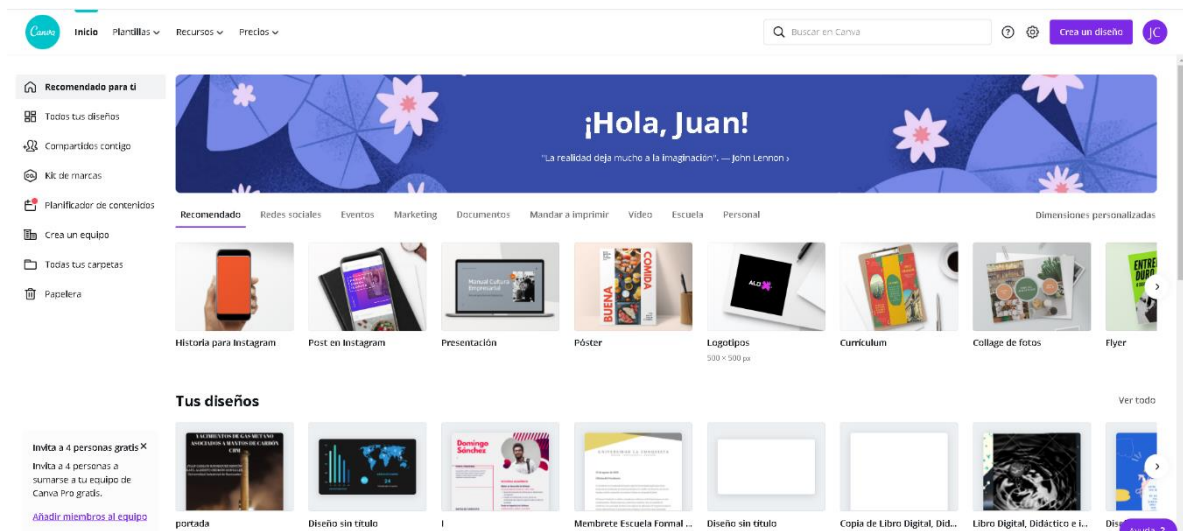
11.1.2. Canva

Figura 32. Imagen oficial Canva



Fuente: Tomado de internet, <https://cutt.ly/aiOF4ib>

Figura 33. Inicio en la interfaz de canva



Fuente: Canva Pro-personal.

Es una de las herramientas que actualmente ofrece uno de los mejores catálogos para la creación de contenido digital, desde plantillas predeterminadas hasta la creación propia del material. En nuestro caso se realizó el libro base en este software Online que nos permite crear lo que pase por nuestras mentes.

11.1.3. Flip pdf profesional

Figura 34. Interfaz de inicio en Flip Pdf Profesional

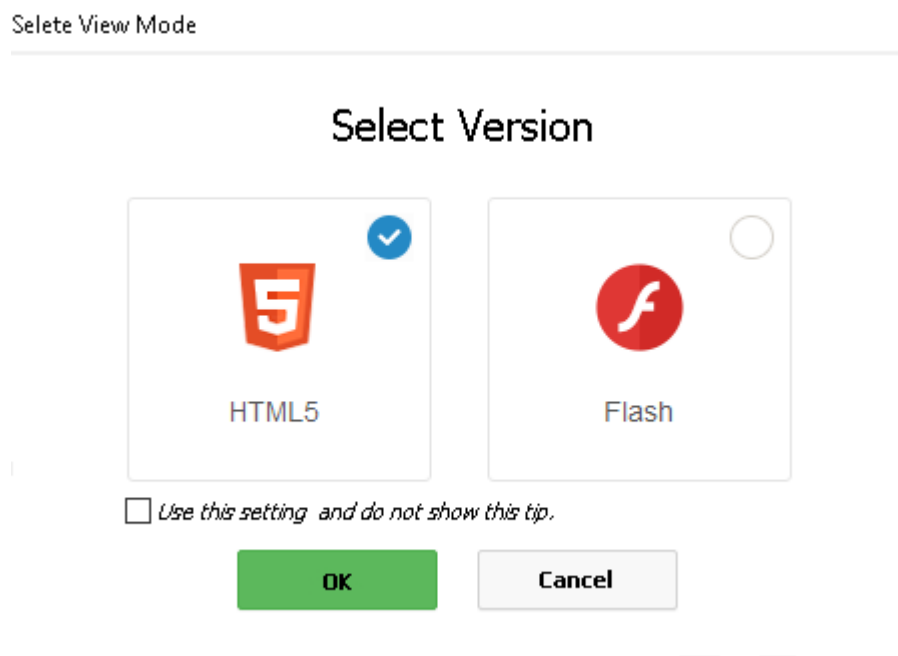


Fuente: Flip Pdf Profesional.

Flip Pdf Profesional permite convertir libros en formato Pdf en libros digitales de una manera muy sencilla o si se prefiere se puede escribir el libro completo en esta herramienta, posee una gama de opciones que permite crear un libro animado lleno de imágenes, tablas, videos, preguntas, etc.

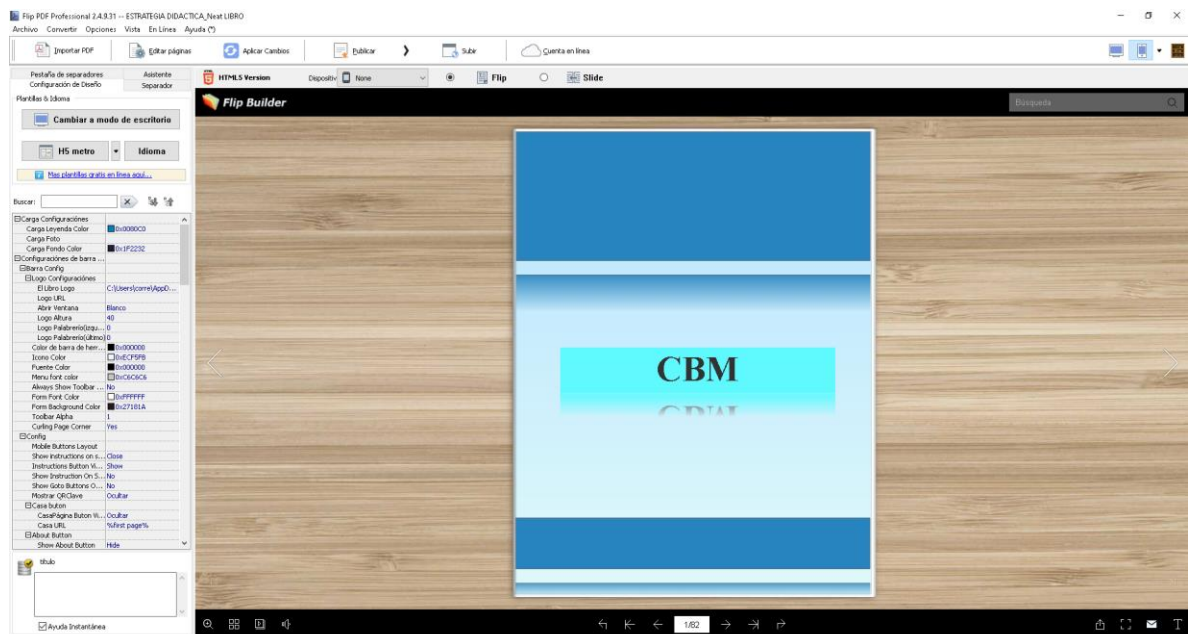
Este proyecto se desarrolló en el software mencionado con la combinación de los materiales realizados en las dos aplicaciones anteriores, Canva y CorelDraw. La salida de este libro se encuentra en código abierto de HTML5 lo que nos permite tenerlo en la nube para que pueda ser leído en cualquier parte.

Figura 35. Ventana para escoger el formato de salida



Fuente: Flip Pdf Profesional.

Figura 36. Interfaz con el archivo cargado



Fuente: Flip Pdf Profesional.

Flip Pdf Profesional fue la herramienta que dio forma final al libro digital, didáctico e ilustrativo sobre yacimientos de gas metano asociado a mantos de carbón, objetivo principal de este proyecto.

La herramienta digital puede ser encontrada en la página web del siguiente link:
<https://raulcedron957.wixsite.com/librodigitalcbm>

Capítulo 12

12. Conclusiones

12.1. Conclusiones

La realización del libro digital nos permite concluir que se pueden agregar muchos recursos dependiendo del software que se esté utilizando para la creación de estos contenidos, pero al final es una combinación de las diferentes herramientas digitales que nos permite llegar a un resultado de mejor calidad. En este caso fue importante la utilización de las versiones pagas de estas herramientas que permitieron tener acceso a recursos no disponibles en las versiones gratuitas.

Con el uso de estas aplicaciones o herramientas digitales se demuestra que cualquier persona puede realizar un libro digital desde cero porque desde un inicio se tienen ayudas por parte de estas con explicaciones, plantillas predeterminadas y guías para la realización de estos proyectos.

Este libro puede ser fácilmente editado si se descarga e instala el software **Flip PDF Profesional**, agregando o eliminando recursos, estos cambios no afectarán al contenido del libro original ya que este se encuentra cargado en la nube.

Los grandes retos inician desde la educación básica, donde se deben familiarizar a los estudiantes con la importancia que tienen los libros digitales en el contexto educativo, así mismo que la información plasmada en ellos pueda conservarse mucho más a través del paso del tiempo, a diferencia que en los libros impresos. También resaltar la importancia de las herramientas utilizadas durante la elaboración de los libros digitales, ya que permiten actualizar constantemente la información, brindar un ambiente de aprendizaje más actualizado y atractivo.

En este proyecto se abordaron temas generales referentes a CBM y el panorama acerca de los recursos con los que cuenta Colombia. Los avances en materia de explotación de este recurso no convencional en Colombia con respecto a otros países son mínimos, debido a el enfoque que tiene la industria actualmente. Se espera que este libro incentive a los estudiantes a incursionar más sobre los yacimientos de CBM y el potencial energético que estos representan.

12.2. Recomendaciones

Mejorar la forma en que se accede al libro digital desde el inicio de la descarga hasta que se está disfrutando del contenido. También abordar el tema gráfico para la creación de diseños más agradables al lector y que estén relacionados con el contenido del libro.

Aprender a integrar lenguajes de programación donde se puedan crear nuevos productos y no solo los que se ofrecen como plantillas predeterminadas, permitiendo que el contenido tenga más seguridad, más recursos y mayor alcance con los lectores.

Investigar nuevos países que están iniciando con la exploración y desarrollo del gas asociado a mantos de carbón.

Realizar un análisis sobre la factibilidad económica de un método de producción de gas asociado a mantos de carbón que haya sido implementado en algún campo del mundo y hacer la analogía con el contexto colombiano, para analizar si es viable su rentabilidad, ya que la producción de este recurso en el país es mínima.

Profundizar más en el contenido de gas que se puede extraer de los mantos de carbón y crear contenido digital que incentive a conocer más acerca de este recurso y su gran potencial que representa para el país.

Hacer una bitácora donde se identifiquen los departamentos que tienen ambientes ideales para formación de CBM y que se pueda conocer los diferentes periodos geológicos que influyeron en la formación de este.

Bibliografía

AL-JUBORI, Ahmed et al. Metano en capas de carbón: Energía limpia para el mundo. 2009. Schlumberger. Pag 12. Oilfield Review.

ALL Consulting. COAL BED METHANE PRIMER New Source of Natural Gas– Environmental Implications. 2004. Pag 78. Background and Development in the Rocky Mountain West.

ANDAGOYA CARRILLO, Kevin Ismael y BURBANO PÉREZ, Hugo. Estudio de la tecnología y el desarrollo para la explotación de gas metano en mantos carboníferos. 2013. Escuela politécnica Nacional. Pág. 196. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, tesis para la obtención del título de Ingeniero de petróleos.

ANDERSEN, Mark A, et al. Yacimientos de metano en capas de carbón, Tratamiento de refracturamiento y Construcción de pozos de gas. Schlumberger. 2003/2004. Pág. 96. Oilfield Review.

BARRERA ZAPATA, Rolando, Pérez Bayer, Juan F., Salazar Jiménez, Carlos. Carbones colombianos: clasificación y caracterización termoquímica para aplicaciones energéticas. Revista ION [en línea]. 2014, 27 (2), 43-54. ISSN: 0120-100X. Disponible en: <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=342033068005>

CASTILLO, Magnolia; MARTÍNEZ, Sandra y PETRO, Sandra. El libro digital como mediación pedagógica utilizando la herramienta neobook para fortalecer el proceso de enseñanza aprendizaje del inglés en los estudiantes de grado séptimo (7) de la institución educativa “el hato” del municipio de San Carlos – Córdoba. 2014. Fundación Universitaria los Libertadores. Pág. 78. Trabajo de grado presentado

como requisito para optar el título de Especialista en Informática y Multimedia en Educación.

CASTREJÓN MARTÍNEZ, Ricardo Francisco. Análisis petrofísico de yacimientos de gas metano asociado a capas de carbón (CBM) mediante registro geofísicos de pozos. Ciudad de México: 2016. Universidad Nacional Autónoma de México. Pág 192. Facultad de Ingeniería, tesis para obtener el título de Ingeniero Geofísico.

CONSORCIO EG CARBÓN-METANO. Estrategias para el aprovechamiento del gas metano asociado a los mantos de carbón en explotaciones bajo tierra. Unidad de Planeamiento Minero Energético. 2016. Pág. 282. Informe integrado, Contrato No 004-2016.

EPA. Colombia Coal Mine Methane Market Study. EPA, 50. Pg. 50. Global Methane Initiative.

EPA. Technical Development Document for the Coalbed Methane (CBM) Extraction Industry. 2013. United States Environmental Protection Agency. Pag 68. U.S. Environmental Protection Agency, EPA-820-R-13-009.

FERRER VANEGAS, Rafael. Terminación de pozos en yacimientos no convencionales: Coalbed Methane (CBM). 2016. Universidad Nacional Autónoma de México. Pág. 134. Tesis para obtener el Título de Ingeniero de petróleos. Facultad de Ingeniería.

FRAGOSO AMAYA, Alfonso Rafael. Estudio comparativo del comportamiento de producción de un yacimiento de gas asociado a mantos de carbón bajo diferentes configuraciones de pozos. 2011. Universidad Industrial de Santander. Pág. 137. Trabajo de Grado Escuela de Ingeniería de Petróleos.

FUQUEN VARGAS, Lorena Nydia y VALEST TORRES, José David. Evaluación del contenido de gas metano asociado al carbón en la zona carbonífera de Boyacá, área Úmbita – Laguna de Yota en la formación guaduas (k2e1g). 2015. Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia Pág. 122. Escuela de Ingeniería Geológica seccional Sogamoso.

GONZÁLEZ ROSARIO, Humberto, Guzmán, Belkys Principios Didácticos para la elaboración de un E-Book en salud sexual y reproductiva. Revista de Investigación [en línea]. 2010, (71), 141-167 ISSN: 0798-0329. Disponible en: <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=376140386007>

GUTIÉRREZ BRAVO, José Antonio. Estudio tecno-económico de la extracción de metano del carbón en la cuenca Guardo- Barruelo. 2014. Universidad de León. Pág 369. Máster Universitario en Ingeniería Minera y de Recursos Energéticos.

MARTÍNEZ FERNANDEZ, Raúl. CREACIÓN DE UN LIBRO ELECTRÓNICO. 2012. Universidad Carlos III de Madrid. Pág. 119. Proyecto fin de carrera, Ingeniería Informática Superior.

NAVARRO OSPINO, Jorge Armando. Análisis de Factibilidad para la Exploración de Gas Asociado a Mantos de Carbón. Bucaramanga. 2016. universidad industrial de Santander. Pág 157. Tesis para la obtención del título de Especialista en Producción de Hidrocarburos.

RAMASWAMY Sunil. Selection of best drilling, Completion and stimulation methods for coalbed methane reservoirs. 2007. Universidad de Texas A&M. Pág 147. Tesis requerida para la obtención del título Máster de Ciencia.

RIONDA, Rafael Alexandri. El gas asociado a los yacimientos de carbón mineral (gac). Geología. 2010. Pachuca de Soto. Pág 93. Doctor en Geología Económica, especialidad Geología.

WENGE Liu. Effective Coalbed Methane (CBM) Recovery Technologies for APEC Developing Economies. 2018. APEC Energy Working Group. Pág 177. Advancing Free Trade for Asia-Pacific Prosperity.

ZAPATERO Ángel. Estudio de metano en capa de carbón (CBM): estado del arte y posibilidades de las cuencas de la zona norte de león. Madrid:2004. Ministerio de economía. Pág 256. Colaboración entre la Dirección General de Política Energética y Minas y el Instituto Geológico y Minero de España para el Metano en Capa de Carbón.