

ESTUDIO DE LAS PROPIEDADES PARA LA CARACTERIZACIÓN DE
YACIMIENTOS DE GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN

ANDRÈS RICARDO MURCIA PAÈZ
ANDREA LILIANA SANA SANCHEZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2012

ESTUDIO DE LAS PROPIEDADES PARA LA CARACTERIZACIÓN DE
YACIMIENTOS DE GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN

ANDRÈS RICARDO MURCIA PAÈZ
ANDREA LILIANA SANA SANCHEZ

Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

DIRECTORA
PhD. ZULY CALDERÓN CARRILLO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2012

DEDICATORIA

En primer lugar a Dios por regalarme la vida y darme la sabiduría necesaria para culminar este importante logro en mi vida.

A mis padres Luis y Yolanda, por su esfuerzo, apoyo y amor que siempre me han brindado incondicionalmente, y por regalarme esa confianza y no dudar de mis capacidades porque sin su ayuda no sería lo que soy hoy en día, mamita gracias por tus oraciones.

A mis hermanos Miguel y Naty, por su apoyo moral, compañía y consejos que hicieron que me fortaleciera en el transcurso de mi vida universitaria.

Al amor de mi vida, Nathalia, por su cariño, amor, confianza y por su ayuda prestada cuando más lo necesite, a mis hijos Brayan y Cristian que fueron el motor que día a día me motivo a culminar esta meta tan importante, no solo para mi si no para ellos.

Y a mí viejita hermosa Mercedes por sus oraciones, cariño y apoyo moral que me brindo cuando más lo necesite también a mi tía Cruz y Alexander por enseñarme a trabajar y a ser humilde.

A mi tío Luis por ser esa mano que me apoyo y no me dejo caer en las dificultades con sus valiosos consejos

A mis amigos Oscar y Nicolás "zarigüeya".

Y por último a la familias, Murcia y Páez por sus mejores deseos, y en especial a mi tío Jorge y mi abuelo Marcos por sus sabias palabras y enseñanzas.

ANDRÉS RICARDO MURCIA PÁEZ

DEDICATORIA

Diosito, gracias por permitirme ofrecerle un motivo de orgullo y alegría a mi familia, porque con tu compañía logre sobrepasar obstáculos y crecer espiritualmente.

Ingresar a la UIS, mantenerme en ella y haber pasado los mejores momentos con mis amigos y compañeros, fue posible al esfuerzo y empeño que mis padres han realizado desde el día que me ofrecieron la oportunidad de iniciar mis estudios y forjarme un buen futuro, a ellos va dedicado la culminación de este primer logro. Mamita, gracias por tus palabras indicadas en cada momento y por mostrarme lo bueno y lo bonito de la vida (los regaños si sirvieron "socia"). Papito gracias por ayudarme a terminar mi universidad.

A Dianita Lozano por ayudarme a madurar, para ser cada día mejor, con ella aprendí las cosas valiosas de la vida.

A Lore por tenerme paciencia y permitirme conocer esa personalidad sincera y luchadora.

Y por supuesto "Cami", la mitad de este libro es dedicado a ti por solucionar los inconvenientes que se presentaron durante el desarrollo de este, por subirme el ánimo cuando había cambio de luna y por brindarme esa sonrisa cálida que me gusta tanto.

Le agradezco a mi compañero de tesis por permitirme ser parte de este proyecto, y por el esfuerzo que incorporo al desarrollo del mismo con él aprendí que la paciencia es un don.

Y por último a una gran personita que me enseñó que todo lo que nos rodea es un milagro y por contagiarme de esa alegría y humildad, "Marian".

Aaaaa y a mi hermano por prestarme el PC sin él, esto no habría sido posible.

ANDREA SANA SÁNCHEZ.

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander, por ser parte de nuestro desarrollo profesional y personal.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos y a toda la planta de profesores por su contribución intelectual.

A la Doctora Zuly Calderón Carrillo, por sus recomendaciones, ayuda y por el tiempo dedicado al desarrollo de este proyecto como directora.

A cada compañero, amigo y personal de la escuela, por su colaboración.

TABLA DE CONTENIDO

| | |
|--|----|
| INTRODUCCIÓN | 19 |
| 1. MANTOS DE CARBÓN COMO YACIMIENTO | 21 |
| 1.1 GENERALIDADES | 21 |
| 1.2 ORIGEN, FORMACIÓN Y SEDIMENTACIÓN DEL CARBÓN..... | 23 |
| 1.3 CLASIFICACION GEOLOGICA DEL CARBON..... | 27 |
| 1.3.1 Jurásico..... | 27 |
| 1.3.2 Pérmico..... | 27 |
| 1.3.3 Permocarbonifero | 27 |
| 1.3.4 Cretácico..... | 28 |
| 1.3.5 Terciario..... | 28 |
| 1.4 PROPIEDADES DEL CARBÓN..... | 28 |
| 1.4.1 Grado..... | 29 |
| 1.4.2 Tipo..... | 29 |
| 1.4.3 Rango | 29 |
| 1.4.4 Propiedades Mecánicas..... | 33 |
| 1.5 GEOLOGÍA DEL CARBÓN..... | 33 |
| 1.6 SISTEMAS DEPOSICIONALES DEL CARBÓN | 34 |
| 2. PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN | 39 |
| 2.1 PROPIEDADES DEL FLUJO DE FLUIDOS | 40 |
| 2.1.1 Porosidad..... | 41 |
| 2.1.2 Permeabilidad, Difusividad y Sistema de Fracturas | 45 |
| 2.1.3 Permeabilidad Relativa | 50 |
| 2.1.4 Saturación y Saturación Normalizada..... | 51 |
| 2.1.5 Presión Capilar | 51 |
| 2.1.6 Mojabilidad..... | 52 |
| 2.1.7 Densidad del carbón | 52 |

| | |
|---|----|
| 2.1.8 Plasticidad del Carbón | 53 |
| 2.1.9 Temperatura y Presión..... | 55 |
| 2.2 COMPOSICION DEL GAS ASOCIADO AL CARBÓN | 55 |
| 2.2.1 Factores que Afectan la Composición del Gas | 58 |
| 2.3 ALMACENAMIENTO DE GAS EN LA MATRIZ DE CARBÓN..... | 61 |
| 2.3.1 Adsorción de Gas en la Matriz de Carbón | 63 |
| 2.3.2 Isoterma de Adsorción de Langmuir | 64 |
| 2.3.3 Factores que Afectan la Isoterma de Sorción | 67 |
| 2.4 MECANISMOS DE TRANSPORTE | 70 |
| 2.4.1 Desorción de Gas de la Matriz de Carbón | 71 |
| 2.4.2 Difusividad de Gas en la Matriz de Carbón..... | 72 |
| 3. CARACTERIZACION DEL YACIMIENTO | 77 |
| 3.1. HIDROGEOLOGÍA. | 78 |
| 3.2. CONCEPTOS HIDROLOGICOS: | 79 |
| 3.2.1. Acuíferos | 79 |
| 3.2.2. Clasificación de los Acuíferos | 80 |
| 3.2.3. Grado de mantenimiento de presión..... | 81 |
| 3.2.4 Extensión del acuífero. | 81 |
| 3.2.5. Régimen de flujo. | 82 |
| 3.2.6. Geometría de flujo. | 83 |
| 3.2.7. Gradiente Hidraulico. | 83 |
| 3.2.8. Cabeza Hidráulica..... | 84 |
| 3.2.9. Cabeza Total..... | 85 |
| 3.2.10. Cabeza de Elevación | 85 |
| 3.2.11. Calculo de la BHP (Bottom- hole pressure). | 86 |
| 3.2.12. Régimen de presión..... | 86 |
| 3.2.13. Gradiente de presión simple (SPG). | 87 |
| 3.2.14. Gradientes de presión vertical (VPG). | 89 |
| 3.2.15. Hidroquímica del agua subterránea. | 89 |
| 3.2.16. Hidrogeología de Cuencas Sedimentarias | 90 |

| | |
|--|-----|
| 4. ESTADISTICAS MUNDIALES | 93 |
| 4.1. PANORAMA GLOBAL | 94 |
| 4.1.1. CBM en Estados Unidos | 95 |
| 4.1.2. CBM en Europa. | 97 |
| 4.1.3. CBM en Rusia..... | 99 |
| 4.1.4. CBM en Asia. | 100 |
| 4.1.4.1. CBM en China..... | 100 |
| 4.1.4.2 CBM en la India. | 101 |
| 4.1.5. CBM En Canadá. | 102 |
| 4.1.6. CBM en Austria..... | 105 |
| 5. COLOMBIA FRENTE AL PANORAMA GLOBAL..... | 107 |
| 5.1 PRODUCCION | 109 |
| 5.2 EXPORTACIONES | 111 |
| 5.3 COMPARACION OFERTA-DEMANDA | 112 |
| 5.4 ZONAS CARBONIFERAS COLOMBIANAS | 115 |
| 5.4.1 Zona Carbonífera la Guajira..... | 116 |
| 5.4.1.1 Geología General..... | 116 |
| 5.4.2 Zona Carbonífera Cesar | 119 |
| 5.4.2.1 Geología General..... | 119 |
| 5.4.2.2 Reservas..... | 119 |
| 5.4.3 Zona Carbonífera Córdoba- Norte de Antioquia | 121 |
| 5.4.3.1 Geología General..... | 121 |
| 5.4.3.2 Reservas..... | 123 |
| 5.4.4 Zona Carbonífera Antioquia - Antiguo Caldas..... | 123 |
| 5.4.4.1 Geología General..... | 123 |
| 5.4.4.2 Reservas..... | 124 |
| 5.4.5 Zona Carbonífera Valle Del Cauca – Cauca | 124 |
| 5.4.5.1 Geología General..... | 126 |
| 5.4.5.2 Reservas..... | 126 |
| 5.4.6 Zona Carbonífera Huila – Tolima | 128 |

| | |
|--|-----|
| 5.4.6.1 Geología General..... | 128 |
| 5.4.7 Zona Carbonífera Cundinamarca- Boyacá..... | 129 |
| 5.4.7.1 Geología General..... | 129 |
| 6. METODOLOGÍA PRELIMINAR PARA LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS DE CBM | 133 |
| 6.1 CÁLCULO DEL CONTENIDO DE GAS INSITU EN YACIMIENTOS DE CBM | 135 |
| 6.1.1 Cálculo del factor volumétrico de formación del gas..... | 140 |
| 6.1.2. Cálculo del factor de compresibilidad del gas (Z) | 140 |
| 6.1.3. Cálculo de la densidad de adsorción($\delta_{adsorción}$) | 143 |
| 6.1.4. Cálculo del gas adsorbido (G_a) | 144 |
| 6.1.5. Cálculo del gas libre (G_f)..... | 144 |
| 6.2 CÁLCULO DEL CONTENIDO DE GAS IN-PLACE EN YACIMIENTOS DE CBM..... | 144 |
| 6.3 EJEMPLO DE APLICACIÓN: ESTIMACIÓN DEL CONTENIDO GAS IN-PLACE EN EL ÁREA CHEQUA – LENGUAZAQUE EN EL DEPARTAMENTO DE BOYACÁ..... | 145 |
| CONCLUSIONES | 149 |
| RECOMENDACIONES..... | 151 |
| BIBLIOGRAFÍA..... | 152 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|-----|
| Figura 1. Proceso de Carbonización..... | 26 |
| Figura 2. Esquema de la matriz de carbón y el sistema de fracturas naturales | 43 |
| Figura 3. Variación de la porosidad del carbón en función del rango. | 44 |
| Figura 4. Sistema de diaclasamiento para un manto de carbón | 45 |
| Figura 5. Almacenamiento de gas en mantos de carbón..... | 62 |
| Figura 6. Matriz de carbón | 63 |
| Figura 7. Isoterma de adsorción de Langmuir..... | 66 |
| Figura 8. Transporte de gas en la matriz de carbón | 71 |
| Figura 9. Difusión molecular de gas en la matriz de carbón. | 73 |
| Figura 10. Clasificación de los acuíferos según geometría de flujo. | 84 |
| Figura11: Reservas de CBM en el mundo. | 94 |
| Figura 12. Cuencas de EUA que contienen CBM..... | 96 |
| Figura 13. Principales cuencas de CBM Europa..... | 98 |
| Figura 14. Principales cuencas de CBM en China..... | 101 |
| Figura 15. Principales cuencas de CBM en la India..... | 102 |
| Figura 16. Principales cuencas de CBM de Canadá..... | 104 |
| Figura 17. Principales cuencas de Carbón en Australia. | 106 |
| Figura 18. Reservas de carbón bituminoso en el mundo..... | 108 |
| Figura 19. Exportaciones de carbón colombiano de 1995 a 2003 | 108 |
| Figura 20. Producción y consumo de carbón en Colombia, 2000-2010..... | 110 |
| Figura 21. Destino de la Exportación de carbón en Colombia, 2010. | 112 |
| Figura 22. Demanda nacional de gas natural (escenario base) MPCD. | 113 |
| Figura 23. Balance nacional de gas natural..... | 114 |
| Figura 24. Producción de gas natural a partir de reservas probadas y probables | 114 |
| Figura 25. Distribución del carbón en Colombia. | 115 |
| Figura 26. Localización del área carbonífera de la Guajira..... | 117 |

| | |
|---|-----|
| Figura 27. Localización del intervalo carbonífero de la formación Cerrejón..... | 118 |
| Figura 28. Localización de la zona carbonífera Cesar | 120 |
| Figura 29. Localización de la zona carbonífera Córdoba – Norte de Antioquia. .. | 122 |
| Figura 30. Localización de la zona carbonífera Córdoba – Norte de Antioquia (proyectos carboelectricos). | 125 |
| Figura 31. Localización de la zona carbonífera Valle del Cauca-Cauca. | 127 |
| Figura 32. Localización de la zona carbonífera Huila-Tolima | 130 |
| Figura 33. Localización de la zona carbonífera de Boyacá..... | 132 |
| Figura 34. Isotherma de adsorción de Langdmuir..... | 137 |
| Figura 35. Propiedades Pseudicritas de los gases naturales, presión pseudocritica. | 141 |
| Figura 36. Propiedades Pseudicritas de los gases naturales, temperatura pseudocritica..... | 141 |
| Figura 37. Densidad de la fase sorbida de metano..... | 143 |

LISTA DE TABLAS

| | |
|---|-----|
| Tabla 1. Clasificación de los carbones..... | 32 |
| Tablas 2. Propiedades de la matriz del carbón..... | 40 |
| Tablas 3. Propiedades del sistema de fracturas naturales. | 41 |
| Tabla 4: Factores que afectan la composición del gas | 59 |
| Tabla 5. Gradientes de Presión. | 87 |
| Tabla 6. Potencial de gradientes de presión Vertical..... | 90 |
| Tabla 7. Reservas probadas mundiales..... | 95 |
| Tabla 8: Cuencas de Estados Unidos, Reservas..... | 97 |
| Tabla 9. Reservas de gas y de carbón en Europa..... | 99 |
| Tabla 10. Principales cuencas de CBM en Asia | 100 |
| Tabla 11. Principales cuencas de CBM en Australia. | 105 |
| Tabla 12. Reservas del Área Carbonífera El Cerrejón Norte | 118 |
| Tabla 13. Reservas del Área Carbonífera El Cesar | 121 |
| Tabla 14. Reservas de la región Antioquía..... | 124 |
| Tabla 15. Reservas de la región Valle del Cauca..... | 128 |
| Tabla 16. Reservas de la región de Boyacá..... | 132 |

RESUMEN

TITULO:

ESTUDIO DE LAS PROPIEDADES PARA LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS DE GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN¹.

AUTORES:

MURCIA Páez Andrés Ricardo,
SANA Sánchez Andrea Liliana^{**}

PALABRAS CLAVE:

Carbón, Gas Asociado, Adsorción, Sistema de Fracturas, Gas In-place, Yacimientos no Convencionales, Analogías.

DESCRIPCIÓN:

Los yacimientos no convencionales han cobrado valiosa importancia en el campo energético, generando gran interés por el potencial que pueden ofrecer como sustituto energético del petróleo, razón por la cual este proyecto se enfocó, en el estudio de yacimientos de gas asociado a mantos de carbón, identificando aquellas variables que tienen mayor incidencia en el flujo de fluidos en el medio poroso y en los mecanismos de transporte.

Dentro del análisis realizado, se detalló estadísticamente el panorama mundial (Estados Unidos, Canadá, Rusia, México) sobre la fuente de CBM, generando una similitud con Colombia acerca de las reservas existentes de CMB en el país; esto condujo a la estimación de gas in-place por medio de un método volumétrico en la cuenca de Boyacá.

En el primer capítulo se define teóricamente la geología del carbón, en el Segundo capítulo se muestran las propiedades físicas y químicas de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón, teniendo en cuenta los mecanismos de transporte como los generadores de CBM, en el tercer capítulo se realiza una caracterización conceptual de los yacimientos de CBM teniendo en cuenta conceptos hidrogeológicos, en el cuarto y quinto capítulo se muestran estadísticamente las reservas de CBM en Estados Unidos, Europa, Rusia, China, India, Canadá, Australia y las proyecciones de Colombia frente a este recurso. En el sexto y último capítulo se desarrolla una metodología preliminar para la caracterización de yacimientos de CBM, aplicada en el área de Chequa – Lenguazaque en el departamento de Boyacá.

¹ Proyecto de Grado

^{**} Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. PhD. Zuly Calderón Carrillo (DIRECTORA)

ABSTRACT

TITLE:

STUDY OF PROPERTIES FOR CHARACTERIZATION IN A COALBED METHANE RESERVOIR².

AUTHORS:

MURCIA Pàez Andrés Ricardo
SANA Sanchez Andrea Liliana**

KEYWORDS:

Coal, Coalbed Methane Reservoirs, Adsorption, fracture System, Gas In-place, unconventional reservoirs, Analogies.

DESCRIPTION:

The unconventional reservoirs have acquired valuable importance in the energetic field, generating great interest by the potential that can provide as substitute energetic of the oil. The reason why this project have been focused on the study of gas reservoir associated with coal mantles, identifying those variables that have the greatest incidence on the flow of fluids in porous media and in the mechanisms of transport.

Within the analysis carried out is detailed statistically the global picture (United States, Canada, Russia, Mexico) on the source of CBM, generating a similarity with Colombia about the existing reserves of CMB in the country; this led to the estimate of gas in-place by means of a volumetric method in the basin of Boyacá.

In the first chapter its defined theoretically coal geology, in the second chapter shows the physical and chemical properties of the gas reservoir associated with coal seams, keeping in mind transport mechanisms as CBM generators, in the third chapter is realized a conceptual characterization of CBM reservoirs considering hydrogeological concepts, in the fourth and fifth chapter is shows statistically CBM reserves in the United States, Europe, Russia, China, India, Canada, Australia and Colombia projections in from of this resource. In the sixth and last chapter develops a preliminary methodology for reservoir characterization of CBM, applied in the area of Chequa - Lenguazaque in the department of Boyacá.

² Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. PhD. Zuly Calderón Carrillo (DIRECTORA)

INTRODUCCIÓN

El petróleo es un recurso natural limitado, que se encuentra continuamente en declinación una vez se inicia la explotación del yacimiento; razón por la cual la industria ha volcado su mirada hacía proyectos que generen un aumento en la producción de hidrocarburos que suplan las necesidades energéticas que demanda la sociedad. Perspectiva desde la cual, el petróleo al ser un recurso no renovable, que disminuye permanentemente debido al consumo masivo de este y sus derivados, los yacimientos no convencionales como los de CBM se convierten en una razón obligada a tener en cuenta, porque al tener al carbón como combustible fósil siendo el más abundante en el mundo, tanto que sus reservas probadas han sido definidas en más de 100 países, con una vida útil superior a 200 años, en contraste con las reservas de petróleo cuya duración prevista es de 40 y 60 años. Comparando estos valores con las reservas probadas de CBM en Estados Unidos las cuales ascienden a 501.000 millones de m³, donde estas conforman un 9.5% del volumen total de reservas de gas. Estas cifras son un claro indicativo del potencial que ofrecen los mantos de carbón para el abastecimiento demandado.

Según datos reportados por la UPME, Colombia tendría un autoabastecimiento de gas natural hasta el año 2015, donde la demanda superaría la oferta de las reservas probadas de gas natural y con la puesta en marcha del Plan Nacional de Masificación de Gas, se hace necesario contar con una buena oferta de gas la cual podría proceder de las siete zonas carboníferas Colombianas, donde la posibilidad de obtener gas (metano) es alta, debido al grado de maduración térmica y al rango del carbón presente en estas áreas, las cuales han sido definidas como fuertes potenciales de CBM.

Razones, las cuales convierten esta tesis en una importante y valiosa herramienta de información para futuras investigaciones y consultas, que estén orientadas con la exploración y explotación de yacimientos de CBM, pues en este proyecto se logra recopilar las principales propiedades y características, para sugerir una propuesta adecuada para la caracterización de yacimientos de CBM basada en conceptos hidrológicos propuestos por distintos autores. Así mismo se presenta una metodología preliminar para la estimación de reservas de CBM en el área de Chequa – Lenguzaque en el departamento de Boyacá, basada en analogías, pues la información disponible sobre yacimientos de CBM en Colombia es insipiente para realizar un estudio más certero, convirtiendo esta tesis en una opción viable y potencial a la hora de examinar y estudiar zonas Colombianas con la finalidad de determinar las reservas de gas In situ presentes, que contribuyan en un futuro con el Plan Nacional de Masificación de Gas. Haciendo de igual forma que Colombia ocupe un lugar importante en el ranking Suramericano de reservas de CBM.

1. MANTOS DE CARBÓN COMO YACIMIENTO

Desde el momento de la sedimentación, el carbón es diferente de otros tipos de roca yacimiento. Se compone de material vegetal (macérales), donde el gas generado por la maduración térmica del carbón es almacenado en la matriz como gas adsorbido, por lo tanto el carbón cumple la función de ser fuente generadora y yacimiento de hidrocarburos. Se encuentra inherentemente fracturado como consecuencia del proceso de carbonización, que forma fracturas verticales o diaclasas³.

El gas asociado al carbón está compuesto por más de un 90% de CH₄ (metano), por lo que se encuentra compitiendo en el mercado bajo condiciones similares a la de otros tipos de yacimientos de gas.

1.1 GENERALIDADES

El carbón se define generalmente carbón, como una roca de origen orgánico que se genera por la diagénesis a cierta presión y temperatura, de materia vegetal procedente de pteridofitas, angiospermas y gimnospermas. La composición del carbón incluye: carbono, hidrogeno, oxigeno, dióxido de carbono y metano, así como pequeñas cantidades de azufre y nitrógeno; compuestos aceitosos como alquitrán, y brea que a su vez contienen, amoniaco, tolueno y naftas.

El carbón o rocas organoclasticas suelen constituir secuencias estratigráficas características que reciben el nombre de ciclotema⁴, es decir una secuencia litológica que se repite a lo largo del tiempo.

Los ciclotemas están típicamente constituidos de la base a la cima por capas de:

³ ANDERSON, John. SIMPSON, Mike. Nexen de Canadá Ltda. BASINSK, Paul: El Paso Producción. Houston, Texas, EUA. BEATON, Andrew. Alberta, Canadá: Alberta Geologic Survey: Producción del Gas Natural a Partir del Carbón. 2003/2004, p.12.

⁴ CORONA- ESQUIVEL, Rodolfo., TRITLLA, Jordi., BENAVIDES-MUÑOZ, María., PIEDAD-SANCHEZ, Noé., FERRUSQUIA-VILLAFRANCA, Ismael. Geología, Estructura y Composición de los Principales de Yacimientos de Carbón en México: Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, 2006. Tomo LVIII, Núm. 1. p.141-160.

- 1) Arcillas (lacustres o marinas)
- 2) Areniscas y limolitas
- 3) Conglomerados
- 4) Carbón

Aunque no todos los ciclotemas contienen yacimientos de carbón económicamente explotables, el estudio de estas secuencias ha llevado a un mejor entendimiento de la formación de estos yacimientos. Gracias a esta estructura estratigráfica, con frecuencia el carbón forma mantos de gran extensión, cuyo espesor varía desde poco milímetros hasta varios metros. En otros casos, los estratos de carbón aparecen intercalados aleatoriamente con areniscas, limolitas, margas o calizas. Es de destacar que la zona de transición continental-marina constituye el ambiente sedimentario más frecuente asociado a la génesis de yacimientos de CBM.

Los gases asociados al carbón o los gases naturales son un combustible de origen fósil que se extrae del subsuelo y es más ligero que el aire, cuyos componentes principales son hidrocarburos gaseosos. El gas que se encuentra en mayor proporción en este tipo de yacimientos es el metano, sin embargo, se encuentran pequeñas cantidades de otros gases tales como: etano, propano, butano, pentano, hexano, heptano y dióxido de carbono, en la matriz del carbón como resultado de diversos procesos físicos y químicos.

La capacidad del carbón de almacenar metano reduce sustancialmente la necesidad de contar con mecanismos de entrapamiento de yacimientos convencionales, haciendo que su contenido de gas que está relacionado con el rango del carbón y el grado de desarrollo de diaclasas o fracturas naturales sean las consideraciones primordiales cuando se evalúa un área para determinar el potencial de producción de CBM.

Esta capacidad de almacenamiento confiere a las capas de carbón un comportamiento único inicial en términos de producción, que está relacionado con la desorción, no con la caída de la presión⁵. Las capas de carbón pueden contener agua o gas, o ambos elementos, en los sistemas de diaclasas y fracturas naturales, y gas adsorbido en la superficie interna de la matriz del carbón. Toda agua presente en el sistema de diaclasas debe ser producida para reducir la presión del yacimiento en dicho sistema a fin de generar volúmenes de gas significativos.

Los mantos de carbón presentan alta capacidad de almacenamiento de metano, al igual la cantidad de gas acumulado en el carbón es más fácil de predecir que en la mayoría de los yacimientos convencionales de gas.

1.2 ORIGEN, FORMACIÓN Y SEDIMENTACIÓN DEL CARBÓN⁶

El carbón se forma a partir de material rico en carbono por alteración química y térmica de restos orgánicos como plantas. Comienza con la sedimentación de materia orgánica vegetal, lo que da lugar a la turba. La turba se forma por la sedimentación subacuática continua de materia orgánica proveniente de las plantas, en ambientes donde las aguas intersticiales son pobres en contenido de oxígeno. Los ambientes característicos permiten la acumulación, el sepultamiento y la preservación de la turba, incluyendo pantanos y áreas de desborde que pueden tener influencia marina o no. En el pasado geológico, se consideraba que la mayor parte de la turba se formaba en ambientes marinos deltaicos o marginales.

Durante la carbonización (figura 1), o la transformación de la turba en carbón se generan productos que incluyen agua, metano y dióxido de carbono. Con el

⁵Kamal, Morad. P. Eng., Ray, Mireault, P, Lisa Dean: Reservoir Engineering for Geologists.2008. P.24-30.

⁶ Kuuskraa, V.A., y Brandenberg, and C.F.: Coalbed methane sparks a new energy industry: Oil and Gas Journal.1989, v. 87, no. 41, p. 49–103.

aumento del rango del carbón (maduración) desde la turba hasta la antracita, se generan cerca de 113 m³ (5000 pies cúbicos) de metano por tonelada, pero este volumen excede la capacidad de almacenaje del carbón, que con metano adicional desprendido durante el proceso de entierro, migra y se acumula en los yacimientos arenosos tradicionales que acompañan los mantos de carbón.

Después de generado el metano durante el proceso de carbonización, este se almacena en el carbón como una capa monomolecular adsorbidos sobre las superficies internas de la matriz del carbón. La cantidad de metano adsorbido puede ser significativo, puesto que, las moléculas están empaçadas y el carbón tiene una gran área de superficie interna, más de 93 x10⁶ m² (1 x 10⁹ ft²) por tonelada. Como resultado el carbón puede contener dos o tres veces más gas que el volumen de un yacimiento convencional.

Dos importantes procesos naturales son conocidos en la formación de metano⁷:

a) **Proceso Biogénico o Bacteriogenético:** El gas es producido por la actividad bacteriana en la materia orgánica. El metano producido depende del tipo y disponibilidad de materia orgánica durante la descomposición.

Las principales reacciones químicas para la producción de metano de origen bacterial son: la reducción del dióxido de carbono e hidrogeno y la fermentación del ion acetato.

b) **Proceso Termogenético⁸:** El gas es generado por la degradación térmica de la partícula de kerógeno. El metano generado se da a temperaturas superiores a los 80°C en donde las bacterias no están presentes en el carbón. A estas temperaturas el metano es producido por el rompimiento de enlaces metálicos

⁷ RANGEL, A., KATZ, B., RAMIREZ,V.,VAZ,SANTOS,E.: Alternative Interpretations as to the Origin of the Hydrocarbons of the Guajira Basin, Colombia.: Mar Petrol.Geol.2003.p 120-139.

⁸WIESE, K.; KVENVOLDEN, K. Introduction to Microbial and Thermal Methane. En: The future energy Gases. U.S.G.S.; Professional Paper 1570, 1993. P.p. 13-20.

de la molécula del kerógeno. La mayoría de las acumulaciones comerciales del gas metano asociado al carbón son de origen Termogenético.

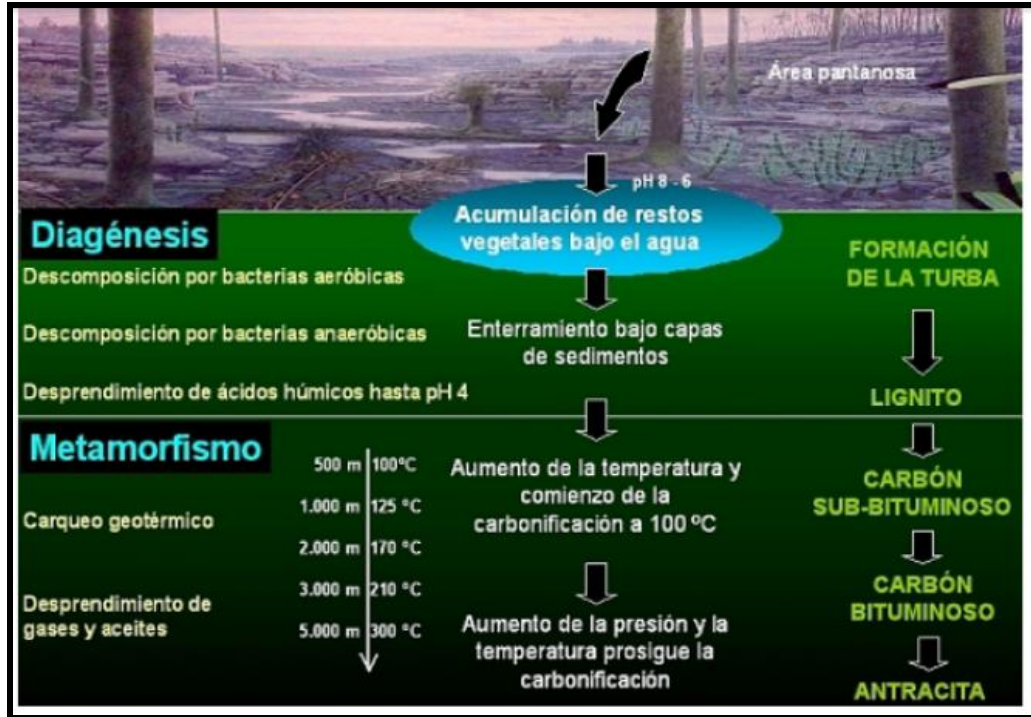
El metano generado migra hacia rocas reservorio adyacentes o hacia la superficie o queda atrapado en los microporos del carbón debido a procesos de adsorción o absorción.

Cuando el gas se desorbe del carbón, se dispersa a través de la matriz hasta alcanzar una fractura. El gas fluye entonces a lo largo de estas u otras fracturas hasta alcanzar el pozo. La dispersión del gas a través de la matriz del carbón está controlada por la concentración del gas, las propiedades de dispersión de la matriz y la distancia que el gas tiene que viajar para alcanzar las fracturas. Al alcanzarlas el flujo es controlado por la permeabilidad y la presión, pero como el flujo es realmente de gas y de agua, es necesario considerar las permeabilidades relativas para este flujo de dos fases.

Para que se desprenda el metano adsorbido es necesario reducir la presión sobre el carbón, normalmente por remoción del agua y reducción de la presión hidrostática. Por ejemplo al reducir la presión hasta un 50%, el gas desprendido puede ser del rango de un 20%, y hasta podría decirse en general que la presión del yacimiento debe reducirse hasta cerca de la atmosférica para una eficiente expulsión del gas.

Las capas de carbón se dividen en rangos e incluyen, en orden de rango creciente: carbones sub-bituminosos, bituminosos alto volátil, bituminosos medio volátil, bituminosos bajo volátil, semi-antracita y antracitas. Si bien las capas de carbón contienen ciertos minerales inorgánicos, se componen en gran parte de macérales, o compuestos vegetales que van desde plantas leñosas a resinas.

Figura 1. Proceso de Carbonización



Fuente: MENENDEZ, J.A., El carbón en la Vida Cotidiana. Instituto Nacional del Carbón, Oviedo.

Las tres categorías generales de macérales, son la vitrinita, la liptinita y la inertinita. 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, como las esporas, polen, ceras y resinas. Los macérales inertiníticos representan material vegetal alterado y se encuentran menos estructurados. Estos macérales tienen un mayor contenido de carbono como consecuencia de los procesos de oxidación producidos durante la sedimentación. Los datos de los macérales reflejan la composición básica de las capas de carbón y, por lo tanto, ayudan a determinar el potencial de los yacimientos de CBM.

1.3 CLASIFICACIÓN GEOLOGICA DEL CARBON⁹

Con base a las distintas eras geológicas en que fueron formados los carbones, existen cinco categorías principales para describir sus propiedades:

1.3.1 Jurásico

Los mantos pueden ser delgados, a menudo alcanzan los 300 pies, con un gran número de capas en una sección. Estos carbones representan las reservas más significativas de Asia Central y Oriental. Suelen ser de bajo rango, variando de lignito a bituminoso de alto volátiles, se han registrado altos rangos donde los carbones están enterrados profundamente o han sido alterados térmicamente. Los carbones de este tipo son ricos en ceniza y material mineral.

El contenido de metano es variable (menor a 200 pcs/ton).

1.3.2 Pérmico

Denominados carbones de Gondwana. Se encuentran en Australia, India, Sudáfrica. Los mantos tienden a ser moderadamente delgados (10 pies) y tienen de 3 a 6 mantos principales por sección.

Tienen rangos moderados cercanos al bituminoso alto en volátiles. En general estos carbones son ricos en minerales, pobres en vitrinita y altamente variables en su composición maceral. El contenido de gas esta usualmente en el rango a 350 pcs/ton, con aumento en carbones con alteraciones térmicas.

1.3.3 Permocarbonifero

Estos carbones se caracterizan por presentarse en numerosos mantos (más de 80) y delgados (de 1 a 10 pies), programados en un intervalo de 1000 pies, son los más estudiados del mundo. Son comunes en Europa y Estados Unidos. Son bituminosos o de alto rango, reflejo de su relativa profundidad de enterramiento.

⁹ KUUSKRAA V. Coalbed Methane Sparks a new E Energy Industry. Houston, Oil & Gas Journal. October 9, 1989. P 35-49.

Presentan poca ceniza y tienen un alto contenido de componentes vitrinita. Su contenido de metano va desde valores medios a altos, con un bajo porcentaje de volátiles. Producen cerca de 700 pcs/ton.

1.3.4 Cretácico

Se encuentran presentes en cuencas de las montañas Rocosas de Norte América, tendidas desde México a través de Estados Unidos y Canadá.

Los mantos de carbón son generalmente de 10 a 40 pies de espesor con dos o tres capas principales en una sección. El rango del carbón es bituminoso alto e volátiles y es a menudo rico en cenizas. El contenido de gas varía de 200 a 500 pcs/ton.

1.3.5 Terciario

Estos gruesos depósitos son encontrados en todos los continentes. Son caracterizados por tener un bajo rango, de lignito a sub-bituminoso y por su alto contenido de humedad.

Las capas son numerosas y gruesas, originando cientos de pies de espesor neto de carbón. Debido a su bajo rango el contenido de gas es menos de 110 pcs/ton.

1.4 PROPIEDADES DEL CARBÓN¹⁰

Las propiedades físicas y químicas pueden variar significativamente de estrato a estrato y en distancias muy cortas dentro del mismo manto. Las propiedades físicas que pueden ser útiles en la evaluación del carbón para la producción son: densidad, porosidad, resistencia, permeabilidad, compresibilidad, carbón fijado y

¹⁰ JUNTGEN, H., and KLEIN, J., Entstehung von Erdgas and Kohlggen Sedimenten, Erdol U.Khole, Erdgas, Petrochem, Ergänzungsband. Industrieverlag v. Hernhausen, Leiufelden bei Stuttgart. 1975. P.52-69.

valor calorífico (las cuales se describen en el siguiente capítulo). Varias de estas propiedades varían significativamente de yacimiento a yacimiento. El carbón usualmente se clasifica bajo estas características:

1.4.1 Grado

El grado de un carbón es una propiedad cualitativa y es totalmente independiente del rango. Es una medida de la cantidad y tipo de materiales no orgánicos presentes en el carbón, como es el contenido de ceniza, la temperatura de fusión, el contenido de azufre y otros elementos generadores de contaminación.

El grado del carbón incluye una evaluación de minerales primarios, secundarios y humedad. El grado del carbón se puede determinar mediante análisis cualitativos aproximados y análisis petrográficos, ya que los materiales no carbonosos diluyen la concentración de orgánicos en el carbón los cuales afectan el grado de fracturación natural que puede tener lugar en el carbón.

1.4.2 Tipo

Representa la variedad de constituyentes orgánicos del carbón: variedad de materia vegetal que lo constituye, denominados materiales macroscópicos del carbón (fusita, durita, clarita y vitrita).

1.4.3 Rango

El rango del carbón evalúa los cambios físicos y químicos que ocurren en la materia orgánica durante la maduración termal desde la turba hasta la antracita.

En muchas áreas los carbones incrementan su rango con el aumento de la profundidad, debido a que esta propiedad está influenciada por factores como la presión y la temperatura, las cuales al ser incrementadas, cambian la capacidad de almacenar y generar metano,

Dos de los parámetros de rangos más comunes usados en la evaluación del potencial del gas metano son la materia volátil y la reflectancia de vitrinita. La tabla 1 ilustra los diferentes rangos del carbón de acuerdo a la clasificación de la ASTM (American Standard of Testing Materials), con sus correspondientes características en cuanto a reflectancia de vitrinita, materia volátil y poder calorífico.

Esta tabla permite visualizar que si bien el volumen del metano se incrementa con el rango del carbón, los yacimientos comerciales de (CBM) se restringen, generalmente, a los carbones entre el rango de bituminosos altos en volátiles a bituminosos medios en volátiles, correspondientes a un rango de Rv (reflectancia de la vitrinita) entre 0,5 y 1,6 %. Los términos C, B, y A de la tabla se refieren a los contenidos de material volátil en el cual C es contenido alto en volátiles, B contenido medio de volátiles y A contenido bajo de volátiles.

La reflectancia de la vitrinita (Rv), es medida por la luz reflejada en el microscopio. La reflectancia de la vitrinita de los macérales aumenta con el grado de carbonificación. El porcentaje de la luz reflejada por el carbón incrementa con la cantidad de aromáticos en la estructura del carbón, el cual se acrecienta con la maduración.

El rango del carbón genera importancia en la producción del gas metano. La generación de este gas no ocurre hasta que un cierto umbral de madurez termal haya sido alcanzado. Aunque el metano es el mayor componente en los gases del carbón, el agua, dióxido de carbono, gases húmedos e hidrocarburos líquidos también son liberados durante la carbonificación.

La generación de gases termogénicos en el manto del carbón puede ser separados en gases termogénicos prematuros y en gases termogénicos de la etapa principal.

Los gases prematuros termogénicos son generados por los mantos de carbón durante los rangos bituminosos altos en volátiles (Rv entre 0.50 y 0.80 %) antes de que el umbral de generación de gas termogénico sea alcanzado. En esta etapa el gas está caracterizado por un incremento en la cantidad de etano, propano y otros componentes de gases húmedos en los yacimientos de (CBM).

Tang¹¹ y otros, calcularon que las cantidades económicas de metano mayores a 300 pcs/ton son generadas por los carbones que han logrado valores de la reflectancia de la vitrinita ente 0.7 y 1.0 %. Estos umbrales de generación de metano termogénico probablemente ocurren durante los rangos bituminosos A, altos en volátiles.

Los carbones con menores componentes ricos en hidrogeno son capaces de generar gran cantidad de metano. Esta cantidad de metano puede ser baja, si los gases húmedos y los hidrocarburos líquidos migran fuera del sistema. Finalmente los carbones ricos en inertita no generaran grandes cantidades de metano debido a su bajo potencial de hidrocarburos.

¹¹ Tang, Y., Jenden, P. D., and Teerman, S.C.,: Termogenetic Methane Formation in Low-rank Coals. Organic Geochemistry-advances and applications in the natural environment. Manchester University Press. 1991. P. 329-331.

Tabla 1. Clasificación de los carbones.

| Rank | Ref. R_o | Vol. M. d.a.f. % | Carbon d.a.f. Vitrite | Bed Moisture | Cal. Value Btu/lb |
|----------------------------|------------|------------------|-----------------------|--------------|-------------------|
| Peat | 0.2 | 68 | | | |
| | | 64 | ca. 60 | ca. 75 | |
| Lignite | 0.3 | 60 | | | |
| | | 56 | | ca. 35 | 7200 |
| | | 52 | | | |
| Sub-Bit. C | 0.4 | | | | |
| Sub-Bit. B | | 48 | ca. 71 | ca. 25 | 9900 |
| | 0.5 | | | | |
| C | | 44 | | | |
| | 0.6 | | ca. 77 | ca. 8-10 | 12600 |
| | 0.7 | 40 | | | |
| B | | | | | |
| | 0.8 | 36 | | | |
| | 1.0 | 32 | | | |
| A | | | | | |
| | 1.2 | 28 | ca. 87 | | 15500 |
| Medium Volatile Bituminous | | 24 | | | |
| | 1.4 | | | | |
| | 1.6 | 20 | | | |
| Low Volatile Bituminous | | 16 | | | |
| | 1.8 | | | | |
| | 2.0 | 12 | | | |
| Semi-Anthracite | | | | | |
| | | 8 | ca. 91 | | 15500 |
| Anthracite | 3.0 | | | | |
| | 4.0 | 4 | | | |
| Meta-A. | | | | | |

Fuente: Stach, E., Macckowsky, M. T., Teichmuller, M., Taylor, G. H., Chandra, Stach's: Textbook of Coal Petroleum. 3ra ed., Borntraeger, Stuttgart, 1982, p. 535.

Este conocimiento puede ser utilizado en la estructura deposicional para predecir aquellas áreas que contienen los macerales más ricos en hidrogeno y por tanto, que puedan incurrir en altas tasas de generación de gas. Similarmente, la distribución de carbones ricos en inertita podría corresponder a, áreas de baja generación de gas.

La aplicación del rango del carbón en la exploración de yacimientos de gas asociado a mantos de carbón, tiene incidencia en la producción del gas metano, los carbones con altos rangos han generado grandes cantidades de metano, por lo tanto la temperatura tiene importantes efectos en el rango del carbón como indicador de la historia de subsidencia, incluyendo el flujo caliente regional, controlando la carbonificación y patrones de rango de carbón.

1.4.4 Propiedades Mecánicas

El carbón es relativamente compresible comparado con muchas rocas en yacimientos convencionales. La permeabilidad del carbón depende más de los esfuerzos que en otros yacimientos. La naturaleza desmenuzable y microfracturada del carbón afecta el éxito de un tratamiento de fracturamiento hidráulico.

1.5 GEOLOGÍA DEL CARBÓN¹²

Comprender la geología de los yacimientos de carbón es de gran valor para evaluar un prospecto. Se pueden utilizar una variedad de mapas, para una evaluación: espesor de la capa, espesor total de las capas superiores a un pie, numero de capas de espesor mayor a un pie, contenido de gas de la capa objetivo mostrando las fallas, ubicación, prominencia de estas y la profundidad del objetivo. En algunas zonas los datos son insuficientes para correlacionar y hacer

¹² BROWN, A.S.; MILTON, M.J.T.; COWPER, C.J. Analysis of natural gas by gas chromatography. Reduction of correlated uncertainties by normalization. En: J. Chromatographic. A 1040 (2004) p.p. 215-225.

los mapas de las capas individuales, pero son los suficientes para realizar los mapas del espesor total de la capa explotable. El espesor mínimo de los estratos de carbón incluido en una base de reserva dependerá de la proximidad a otras capas, permeabilidad, contenido de gas, etc.

Un espesor mínimo arbitrario de un pie ha sido utilizado para estimar algunas reservas, aunque esto no es aplicable en todos los casos. Mapas del rango del carbón (basados en el carbón fijado y otras propiedades relacionadas con el rango), pueden dar una indicación de los contenidos de gas en áreas donde estos datos no están disponibles.

Si se tienen suficientes datos para elaborar un mapa de gas por unidad de superficie, entonces comparar áreas y seleccionar una para los ensayos iniciales puede facilitarse. Una vez un área potencial es seleccionada, se deben estimar las propiedades más importantes del yacimiento realizando operaciones de registro de pozo, corazonamientos y pruebas de pozo. En primer lugar se deben estimar propiedades como el espesor del carbón, permeabilidad y contenido de gas ya que estas intervienen en la viabilidad de un proyecto.

1.6 SISTEMAS DEPOSICIONALES DEL CARBÓN¹³

La presencia de los mantos de carbón en una sección estratigráfica indica que la deposición y preservación de plantas ocurrió en un área de subsidencia con altos niveles de agua subterránea, se necesita un alto nivel de este tipo de agua para preservar el “peat” para posteriores depósitos y transformación de éste en carbón.

¹³ ANDERSON, John. SIMPSON, Mike. Nexen de Canadá Ltda. BASINSK, Paul: El Paso Producción. Houston, Texas, EUA. BEATON, Andrew. Alberta, Canadá: Alberta Geologic Survey: Producción del Gas Natural a Partir del Carbón. 2003/2004.p.5-10.

El sistema deposicional óptimo para la formación del “peat” se encuentra entre las montañas que tienen una rápida subsidencia o hundimiento de las cuencas y entre los sistemas marginales marinos¹⁴.

La deposición clástica se excluye de la formación del ambiente “pantano de peat” debido a las grandes distancias en el tiempo, las cuales permiten comprobar la presencia de varias acumulaciones de espesores de peat. Los “peats” son una manifestación de los principios básicos de la sedimentología,¹⁵ en el llenado de las cuencas por los sedimentos siliciclásticos, los cuales pueden ser perfilados de la siguiente manera:

- La deposición clástica no hace ocurrencia en todas las cuencas carboníferas.
- La deposición clástica no es continua en ninguna parte.
- El llenado de las cuencas se obtuvo por una repetitiva alternación de intervalos deposicionales y no deposicionales.

Hamilton y Tadros¹⁶ argumentan, que para la formación de espesos depósitos de “peat”, dependen del periodo de tiempo antes que de la reocupación de la sedimentación clástica, al igual del área de interrupción de sedimentos que controlan la extensión de los ambientes de pantanos de “peat”.

La mayoría de los yacimientos de carbón mineral se generan en paleoambientes pantanosos, asociados a lagunas, deltas o estuarios. La formación de yacimientos económicamente explotables, ocurre cuando se cumplen las siguientes condiciones:

- Presencia de vegetación abundante, normalmente en un ambiente tropical, cálido y húmedo.

¹⁴ AYERS, W.B. Coal Depositional Systems; Atlas of Coal Geology, Energy Minerals Division of AAPG. 1999. P 10.

¹⁵ FASSET, J.E. and Hinds, J.S., Geology and Fuel Resources of the Fruitland Formation and Kirtland Shale in the San Juan, NEX Mexico and Colorado. U.S. Geological Survey Professional.1971.p 676, 76.

¹⁶ Hamilton, D.S. and Tadros, N.Z., Utility of Coal Seams as Genetic Stratigraphic Sequence Boundaries in Nonmarine Basins. America Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 78, no 2. 1994. P. 267-286

- Ambiente tectónico de subsidencia balanceado con el crecimiento y sepultamiento de la vegetación.
- El sepultamiento de la vegetación debe ser rápido, de tal manera que esta no quede expuesta a la oxidación en la superficie. Bajo estas condiciones, la descomposición de la materia orgánica enterrada ocurre muy lentamente o no sucede, permitiendo que se forme la turba.
- Todas las condiciones anteriores deben presentarse durante intervalos de tiempo prolongados, alternados con lapsos durante los que se depositen otro tipo de sedimentos.

La acumulación de turba se lleva a cabo in situ, en el promedio de vida de las plantas como deltas, estuarios o albuferas y, muy pocas veces, por transportes de medios distintos al de formación. Estas características permiten diferenciar los carbones autóctonos, formados en el propio ecosistema, y los carbones alóctonos, formados en un medio diferente al ecosistema original, por lo que la materia vegetal ha sufrido un transporte más o menos largo.

Según el medio de formación, también es posible diferenciar los carbones hímnicos, formados en medios lacustres, y parálicos, formados en ambientes transicionales como deltas, estuarios y lagunas.

Así los medios más propicios en los que pueden darse procesos de acumulación de materia vegetal¹⁷ son:

- Lagunas, estuarios y marismas, saladas o salobres. Estas zonas con comunicación ocasional con el mar, en las que se produce una importante actividad biológica vegetal. Los márgenes deposicionales en los lagos suministran una plataforma para la acumulación de “peat” y dan como origen la conformación de los mantos de carbón más grandes del mundo.

¹⁷ CORONA- ESQUIVEL, Rodolfo., TRITLLA, Jordi., BENAVIDES-MUÑOZ, María., PIEDAD-SANCHEZ, Noé., FERRUSQUIA-VILAFRANCA, Ismael. Geología, Estructura y Composición de los Principales de Yacimientos de Carbón en México: Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, 2006. Tomo LVIII, Núm. 1. p.143-144.

- Zonas pantanosas, ciénagas, canales y lagos intracontinentales con vegetación de diversos tipos (herbácea o leñosa).controlada por la profundidad del medio y sus condiciones.
- Manglares de las zonas tropicales que se encuentran bordeando a las lagunas y a los estuarios.
- Ambientes fluviales y deltaicos. Los carbones asociados con los sistemas fluviales con cargas suspendidas o cargas mezcladas se acumulan en la ribera de los barrancos y en las ciénagas adyacentes a la trayectoria de los canales de migración. La migración lateral de los canales superpone diques marginales de limo y “peat”, directamente sobre los depósitos de canales llenos, resultando en mantos de carbón con grandes buzamientos asociados con areniscas fluviales.

Los carbones fluviales¹⁸ formados en los pantanos de agua fresca están caracterizados por un alto porcentaje de material leñoso y bajos contenidos de sulfuro. Estos pantanos formados durante el aislamiento de extensas llanuras inundadas y separadas por las fajas de meandros, sugieren que la geometría de los depósitos de “peat” es paralela a los ejes fluviales y que su composición es variable. El contenido de cenizas en el peat fluvial es generalmente bajo, debido a que en los pantanos, los cuales persistieron en las áreas de acumulación de “peat” y subsidencia, fueron removidos por canales activos limitando la afluencia de sedimentos. Los matos de carbón asociados con sistemas fluviales, comúnmente alcanzan espesores que logran exceder los 65 pies (20 metros), presentan una geometría con gran buzamiento estructural, divisiones delgadas y su calidad se deteriora lateralmente hacía los canales.

En los sistemas deltaicos, la distribución, orientación y arquitectura de los deltas depende de varios factores, como son el clima, el caudal del río y la dinámica de

¹⁸ Káiser, W.R., Hamilton, D.S., Scott, A.R.and Tyler, Roger. Geological and Hydrological Controls on the Producibility of Coalbed Methane. Journal of the Geological Society. 1994. V.151.P. 417-420.

Este en la desembocadura, aporte de sedimentos, el oleaje, los vientos, así como la pendiente, la configuración y movilidad tectónica de la cuenca de depósito. Por lo general, los sedimentos deltaicos presentan grandes espesores, principalmente de areniscas y/o limolitas. Las capas de carbón que se forman en estos ambientes suelen contener fauna en las unidades inter-estratificadas que pueden indicar ambientes de aguas marinas o continentales que, junto con las estructuras sedimentarias, sugieren unas condiciones de depósito en aguas profundas.

Un factor importante es el clima¹⁹ (paleoclima), imperante durante la época de la formación del carbón. Los más favorables son los paleoclimas tropicales, generadores de vegetación exuberante. Así mismo, es importante considerar la edad de las series sedimentarias en las que aparece, ya que las plantas vasculares aparecieron en el Silúrico, y poblaron la mayor parte de la superficie de la tierra durante el Devónico, originándose entonces los depósitos de carbón más antiguos conocidos. Posteriormente, se formaron yacimientos de carbón prácticamente de todas las edades, aunque existen periodos especialmente favorables que se explican por factores fundamentalmente tectónicos, paleoclimáticos y de tipo de vegetación predominante en cada uno de dichos periodos.

¹⁹Agueda, J.A., Bahamonde, J.R., Barba, F.J., Barba, P., Colmenero, J.R., Fernandez, L.P., Salvador, C.I., Vera, C., Depósito al Environments in Westphalian Coal-Bearing Successions, Northwest Spain, : Formation Occurrence and Related Properties. 1991. P 325-333.

2. PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN

Recientemente, se ha demostrado que la cantidad de hidrocarburos generados por un carbón varía con su composición maceral y su grado de generación (metamorfismo), y que el aceite generado se transforma en gas por cracking secundario en la microestructura molecular de los macéales del carbón²⁰. Así mismo, se conoce que cada compuesto orgánico o maceral (liptinita, vitrinita e inertinita), juega un papel importante en la generación y el transporte de los hidrocarburos en el carbón. Así, la liptinita y algunos macéales de la vitrinita son los responsables de la generación de hidrocarburos en el carbón. La inertinita no genera hidrocarburos pero puede ser considerada como una autopista para la circulación de los fluidos, generados por los otros macéales. Además, las propiedades físicas y químicas de los macéales varían con el grado de metamorfismo en función de las pérdidas de hidrogeno y de oxigeno debidas a la maduración térmica. En función del grado de maduración de un carbón, los hidrocarburos generados van a ser líquidos o gaseosos y la porosidad y la permeabilidad molecular o física de lo macéales va a cambiar.

Por todo ello la caracterización de los diferentes depósitos de carbón servirá para los estudios de exploración de gas, principalmente para dilucidar aspectos sobre, la generación, migración y cinética de los hidrocarburos generados en el carbón²¹.

²⁰ Mukhopadhyay, P, K., Hatcher, P, G. Composition of Coal, in Law, B, E., Rice, D, D., Hydrocarbons from Coal: AAPG, Studies in Geology. 1993, P, 79-113.

²¹ CORONA- ESQUIVEL, Rodolfo., TRITLLA, Jordi., BENAVIDES-MUÑOZ, María., PIEDAD-SANCHEZ, Noé., FERRUSQUIA-VILLAFRANCA, Ismael. Geología, Estructura y Composición de los Principales de Yacimientos de Carbón en México: Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, 2006.Tomo LVIII, Núm. 1.p.144-145.

2.1 PROPIEDADES DEL FLUJO DE FLUIDOS

El gas producido por un manto de carbón se mueve primero a través de la matriz del carbón hacia una fractura cercana y de allí al pozo a través de una red de fracturas interconectadas. Las propiedades que controlan el flujo de gas se relacionan directamente con el sistema de fracturas naturales.

A continuación, se muestran las principales propiedades de la matriz del carbón (tabla 2) y las propiedades del sistema de fracturas naturales (tabla 3) y la forma como suelen medirse.

Tablas 2. Propiedades de la matriz del carbón.

| PROPIEDAD | FUENTE |
|---|---|
| Capacidad de almacenamiento de gas adsorbido. | Medidas de laboratorio de isotermas de adsorción. |
| Volumen de gas adsorbido. | Medidas del cilindro de adsorción. |
| Composición del gas adsorbido. | Medidas de composición del gas adsorbido y producido. |
| Espesor bruto. | Registros de pozo y análisis de núcleos. |
| Difusividad. | Medidas de cilindro de adsorción. |

Fuente: Tomado de A guide to Coalbed methane reservoir engineering. GRI.

Tablas 3. Propiedades del sistema de fracturas naturales.

| PROPIEDAD | FUENTE |
|--|---|
| Presión. | Pruebas de pozo, estudios de presión estática, datos de presión de superficie. |
| Permeabilidad absoluta. | Pruebas de pozo. |
| Permeabilidad relativa. | Ajuste histórico de producción, medidas de flujo de núcleos en laboratorio. |
| Espesor efectivo. | Registros de producción, registros a hueco abierto, pruebas de pozo. |
| Porosidad. | Simulación de datos de descripción de fractura, medidas de núcleo de laboratorio. |
| Compresibilidad del volumen poroso. | Medidas de núcleos de laboratorio. |
| Propiedades del fluido. | Medidas de composición y correlaciones. |
| Geometría del volumen de drenaje. | Estudios geológicos, espaciamiento de pozos, tasas de producción. |

Fuente: Tomado de A guide to Coalbed methane reservoir engineering.GRI

2.1.1 Porosidad

La porosidad es la porción del volumen total del carbón que puede ser ocupado por el agua y/o el metano principalmente. Las características de los yacimientos de (CBM) son complejas debido a que se trata de yacimientos fracturados, caracterizados por dos sistemas de porosidad diferentes²²:

- Sistema de Porosidad Primaria: el sistema de porosidad primaria de la matriz en estos yacimientos está formado por poros muy finos o “microporos”, con permeabilidad extremadamente baja. Estos “microporos” representan una extensa superficie interna sobre la cual se puede adsorber gran cantidad de gas. Debido a la baja permeabilidad, el sistema de porosidad primaria es impermeable al gas e inaccesible al agua. Sin embargo, el gas desorbido puede fluir a través de este sistema mediante el proceso de difusión. Los “microporos” son los que determinan la porosidad en el carbón.

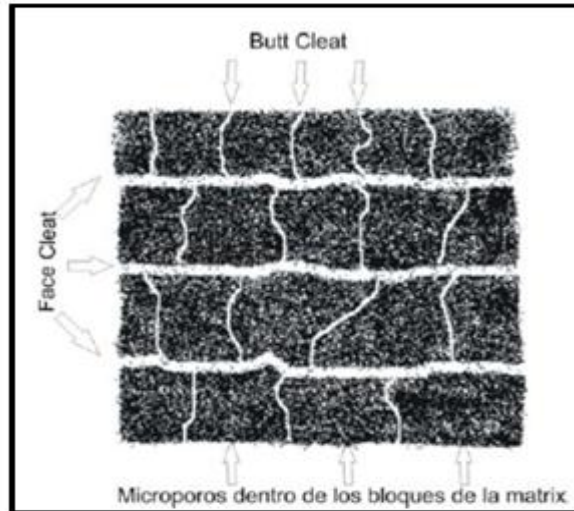
²² Ortega, Jorge. Reservorios de Coalbed Methane (CBM).Universidad Nacional de Cuyo, Perú.P, 1-2.

- Sistema de Porosidad Secundaria: este sistema está conformado por redes de fracturas naturales, grietas y fisuras (macroporos) inherentes a todos los carbones. Los macroporos, conocidos como “cleats”, son los responsables de la permeabilidad al flujo de fluidos. Actúan como conductos hacia los pozos productores tal como se muestra en la Figura 2. Las principales características de este sistema de redes son las siguientes:
 - a) Face cleat: conceptualmente se muestra en la Figura 2, es continua a lo largo de todo el yacimiento y tiene la capacidad de drenar grandes áreas.
 - b) Butt cleat: el área de contacto es mucho más pequeña en el yacimiento y por lo tanto su capacidad de drenaje es limitada.

Además de las “cleats”, también se pueden presentar sistemas de fracturas provocadas por actividad tectónica. El flujo de agua y gas hacia el pozo se produce dentro de estos dos sistemas, que combinados representan la permeabilidad global medida a partir de los ensayos de pozos.

El metano, o gas-in-place, se encuentra almacenado en un estado de adsorción sobre la superficie interna del carbón. Se considera que los canales de carbón están inicialmente saturados con agua y ésta debe ser removida o producida a través de las fracturas naturales, por disminución de la presión del yacimiento. Al reducir la presión, el gas se libera (desorbe) de la matriz del carbón hacia el interior de las fracturas.

Figura 2. Esquema de la matriz de carbón y el sistema de fracturas naturales



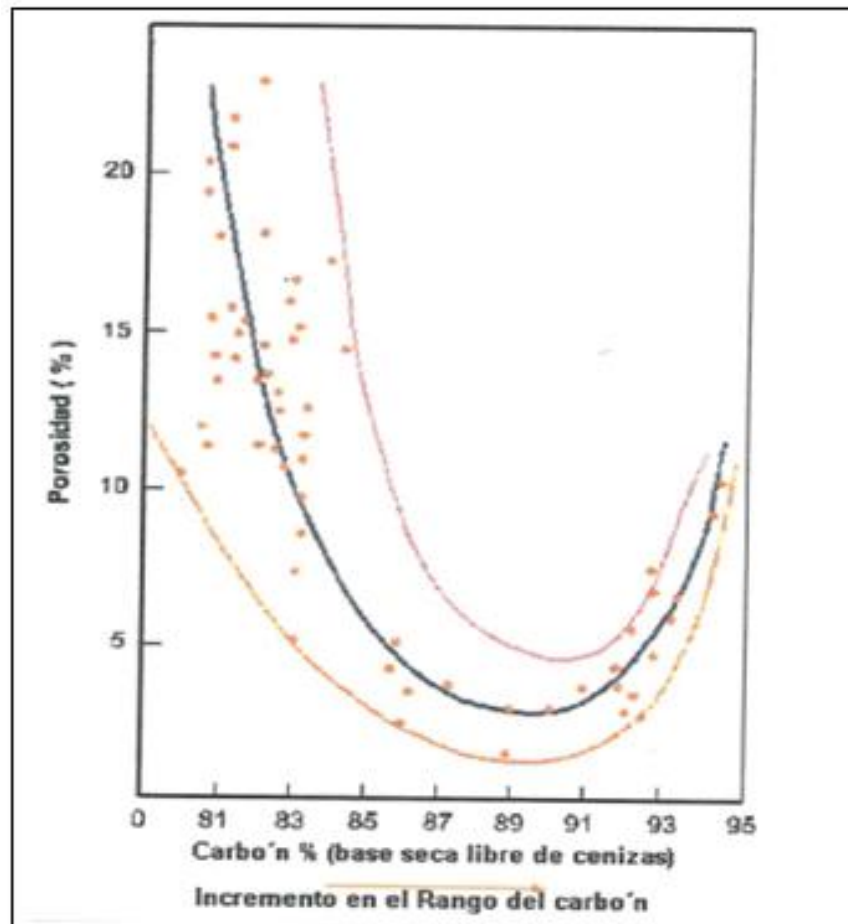
Fuente: Ortega,J.,: Reservorios de Coalbed Methane (CBM).Universidad Nacional de Cuyo, Perú.

La estructura porosa del carbón presenta diferentes escalas de diámetros, las cuales registran desde microporos con diámetros menores a 5 nm, hasta megaporos de 50 nm. Esta característica porosa del carbón se traduce en una extensa área superficial (entre 10 y 200 m²/gramo de carbón), sobre la cual las moléculas de metano se adsorben, es por esta razón, que los yacimientos de (CBM) poseen una capacidad de almacenamiento superior a la de los yacimientos de gas convencionales.

El volumen poroso promedio disminuye con el rango hasta la etapa de bituminoso bajo en volátiles, incrementándose a medida que se inicia a perder volátiles y el espacio poroso es dejado abierto. La figura 3, ilustra la variación de la porosidad la cual está directamente relacionada con el rango de maduración del carbón.

Generalizando, la porosidad del carbón está dominada por la microporosidad, lo cual restringe la migración efectiva del metano fuera del manto del carbón. Esta migración se hace efectiva cuando la porosidad y la permeabilidad del carbón aumentan por el diaclasamiento y fracturamiento.

Figura 3. Variación de la porosidad del carbón en función del rango.



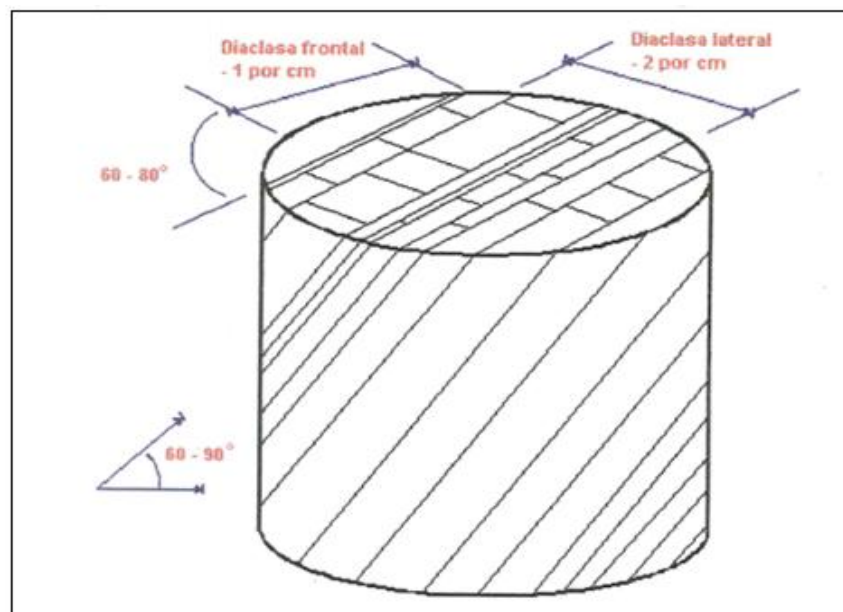
Fuente: Littke, R., Leythaeuser, D.: Migration of Oil and Gas in Coals, in: B.E., Law and D.D., Rice editors, Hydrocarbons from Coal: A.A.P.G. Studies in Geology. 1993.

2.1.2 Permeabilidad, Difusividad y Sistema de Fracturas

Un requisito, para el flujo de gas es el conocimiento de la permeabilidad. La permeabilidad de los carbones varía entre menos de 0,1 md (mildarcy), hasta más de 100 md, siendo el rango común de permeabilidades entre 1 y 10 md.

Durante la carbonización, el agua es eliminada, el volumen de la matriz se reduce y se forman fracturas “cleats”²³ o diaclasas y gran parte del agua y del gas fluyen a través de este sistema, en el cual se observan dos juegos de diaclasas (figura 4). El juego predominante son las diaclasas frontales o “face cleats” y el juego subordinado y perpendicular al anterior se denomina diaclasas laterales o “but cleats”.

Figura 4. Sistema de diaclasamiento para un manto de carbón



Fuente: Rice, D.D., Law, B.E., Controls of Coalbed gas composition, Proceedings of the 1993 International Coalbed Methane Symposium. 1993.

²³ Rice, D.D., Law, B.E., Controls of Coalbed gas composition, Proceedings of the 1993 International Coalbed Methane Symposium, University of Alabama, Tuscaloosa, School Of Mines and Energy Development, v.2., 1993. P. 577-588.

Las diaclasas frontales a menudo son continuas y proveen conectividad, mientras que las diaclasas interpuestas no son continuas y a menudo terminan en frontales. El alcance de la red de diaclasas puede ser estimado mediante el análisis de núcleos convencionales o mediante la interpretación de imágenes de la pared del pozo.

La clasificación genética de las fracturas del carbón es común. Las fracturas endógenas, o diaclasas clásticas, son creadas bajo tensión al comprimirse la matriz del carbón debido a la deshidratación y la desvolatilización producidas durante la maduración del carbón. Las fracturas exógenas formadas debido al tectonismo, en consecuencia el campo de los esfuerzos regionales determinan su orientación.

Virtualmente en todos los yacimientos de metano en capas de carbón (CBM), las diaclasas constituyen el mecanismo de permeabilidad primario. Al igual que los yacimientos convencionales, las capas de carbón también pueden ser naturalmente fracturados. En capas de carbón más profundas, los mayores esfuerzos de los estratos de sobrecarga pueden triturar la estructura del carbón y cerrar las diaclasas. En tales localizaciones el fracturamiento natural subsiguiente tiende a ser el principal sustento de la permeabilidad. La compresión de los sistemas de diaclasas y fracturas naturales en capas de carbón es esencial durante todas las facetas del desarrollo de yacimientos de (CBM).

La separación espacial y la geometría de las diaclasas son significativas porque este sistema de fracturas naturales es el principal mecanismo de permeabilidad. El fracturamiento posterior a la depositación, causado por los esfuerzos tectónicos, puede mejorar la permeabilidad volumétrica, o por el contrario la actividad tectónica excesiva puede conducir a una reducción de la permeabilidad.

La producción de (CBM) normalmente implica, la eliminación del agua de la formación para reducir la presión del yacimiento. La reducción de la presión permite la formación de gas libre, lo que eleva la permeabilidad del carbón al gas facilitando la migración de este hacia el pozo. La menor presión libera el metano adsorbido en la superficie del carbón, que luego fluye hacia el pozo a través del sistema de fracturas.

La permeabilidad de los mantos de carbón está fuertemente influenciada por el espaciado de las fracturas²⁴, dicho espaciado está relacionado con el rango, composición petrográfica, contenido del material mineral, espesor del manto e historia tectónica. De acuerdo con estos factores, muchos carbones con un contenido medio y bajo en volátiles tienen buena permeabilidad, si las fracturas están abiertas. La permeabilidad puede ser baja o inexistente en el carbón antracita debido a la destrucción de las fracturas.

La permeabilidad en los mantos de carbón, pueden variar de dos maneras, la primera de ellas es por efecto de la permeabilidad relativa, por medio de la cual el grado de saturación afectará la permeabilidad relativa del gas y del agua del yacimiento. La segunda y más importante, es por el cambio en el esfuerzo efectivo dentro del carbón. El esfuerzo efectivo, es el esfuerzo total menos la presión del fluido del manto.

El movimiento del gas en los mantos de carbón se realiza por medio de la difusión, a través de la matriz del carbón, las microfracturas y cleats. La difusión de las moléculas de gas responde a la concentración de gradientes en la matriz del carbón, mientras que las moléculas obedeciendo a la ley de Darcy y a la migración, responde a los gradientes de presión en los cleats.

²⁴ Close, J.C., Western Cretaceous Coal Seam Project: Quarterly Review of Methane from Coal Seams Technology. 1992. P. 11-13.

Un sistema fracturado (cleats) bien desarrollado es crítico para la productibilidad del gas metano asociado a los mantos de carbón, porque la migración del gas a través de dichos sistemas, ocurre a grandes tasas de difusión a través de la matriz del carbón. La Difusividad del metano la cual es la medición del número de moles de un metano que puede difundirse a través de la matriz del carbón, ha sido medida a $2.93 \cdot 10^{-7} \text{ cm}^2/\text{s}$ y $3070 \cdot 10^{-5} \text{ cm}^2/\text{s}$.²⁵

La migración del gas en los mantos de carbón descrito por Gamson²⁶, puede ser un proceso de cuatro etapas:

- La difusión a través de los microporos del carbón a microfracturas y cavidades.
- El flujo difusional/migracional de los gases a través de microfracturas y cavidades que son parcialmente obstruidas por minerales diagénicos.
- La migración a través de microfracturas no mineralizadas y cavidades que tiene aperturas anchas de 0.05 a 20 micrones.
- La etapa final de los procesos de migración se realiza a través de grandes “cleats”.

Aunque la abertura de los “cleats” puede ser medida fácilmente en los afloramientos, la medición directa de los tamaños de abertura en el subsuelo es complicada. La disminución significativa de la permeabilidad con el incremento de la profundidad indica que la abertura de los “cleats” llega a ser estrecha por un incremento de los esfuerzos efectivos.

A partir de estudios realizados en yacimientos de (CBM), se desarrolló una ecuación que relaciona la abertura y el espaciamiento de la fractura con la

²⁵ Smith, D.M., and Williams, F.L., Directed Method of Determining the Methane Content of Coal A-Modification, fuel, Vol 63. 1984. P 425-427.

²⁶ Gamson, P.D., Beamish, B.B., and Johnson, D.P., Coal Microstructure and Micropermeability and their effects on natural gas recovery, Fuel, v. 72. 1993. P. 87-99.

permeabilidad del yacimiento, asumiendo que la matriz de los carbones es permeable.²⁷

$$k_s = \frac{W^3}{Z} (84.4 * 10^5)$$

K_s = Permeabilidad (darcis)

W = ancho del cleat (cm)

Z = Espaciamiento del cleat (cm)

La difusión a través de la matriz del carbón puede afectar los contenidos de gas y la productibilidad. Los carbones con altos contenidos de gas están asociados con bajos coeficientes de difusión. Por lo tanto, en algunas áreas, los altos coeficientes de difusión pueden resultar en altas tasas de migración y bajos contenidos de gas, a menos que la migración adicional de los gases biogénicos secundarios y termogénicos en los mantos de carbón sea generada in-situ por acción de las bacterias.

Por otra parte, los coeficientes de difusión extremadamente bajos pueden resultar tanto en bajas tasas de migración de gas como un problema de desagüe que nunca permitirá la producción económica del gas de carbón.

La permeabilidad del sistema de fractura es usualmente anisotrópica, lo cual significa que en cualquier punto del yacimiento, la permeabilidad varía como función de la dirección de flujo. Los mantos de carbón son comúnmente caracterizados como yacimientos de anisotropía simple con dos componentes ortogonales de permeabilidad horizontal (k_x , k_y) y un componente de permeabilidad vertical (k_z). Las direcciones x y y usualmente corresponden a las

²⁷ Lucia, J.L., Petrophysical parameters estimated from visual descriptions of carbonated rocks. A field classification of carbonate pore space. J. Petroleum Technology. 1983. P 629-637.

direcciones de las fracturas frontales y posteriores. Estas permeabilidades pueden variar a través de un yacimiento. Para flujo radial en la dirección horizontal, la permeabilidad promedio se define por la ecuación:

$$k_a = \sqrt{k_x k_y}$$

k_a = Permeabilidad Promedio (md)

k_x = Permeabilidad en la dirección x (md)

k_y = Permeabilidad en la dirección y (md)

La presencia o falta de permeabilidad vertical tiene un profundo efecto sobre el comportamiento de la producción del yacimiento debido a la gran diferencia de densidades del gas y del agua. El gas tiende a fluir a través de la porción superior de un yacimiento verticalmente continuo y el agua tiende a fluir por la porción más baja.

Los yacimientos de (CBM) son generalmente sistemas estratificados debido al ambiente deposicional de los sedimentos. La permeabilidad vertical usualmente es mucho más baja que la permeabilidad horizontal debido a la intrusión de materia mineral.

2.1.3 Permeabilidad Relativa

Las tasas de gas y agua a través del yacimiento son proporcionales a la permeabilidad efectiva de cada una de las fases. La permeabilidad efectiva de una fase es la permeabilidad que puede ser calculada usando la tasa de flujo de la fase y la correspondiente caída de presión. La permeabilidad relativa, es la relación de permeabilidad efectiva con respecto a una permeabilidad base.

$$K_{ri} = \frac{K_i}{K_b}$$

Tres bases son utilizadas comúnmente para normalizar la permeabilidad efectiva: permeabilidad estimada a una saturación de fase húmeda de uno, permeabilidad efectiva de la fase no mojante a la saturación de agua reducible y la permeabilidad de aire seco medida a presión atmosférica. Para aplicaciones en mantos de carbón, la permeabilidad absoluta a una saturación de la fase no mojante de uno debe ser usada debido a que el sistema de fracturas naturales usualmente está altamente saturado de agua a condiciones iniciales.

2.1.4 Saturación y Saturación Normalizada

La saturación de una fase dada representa la fracción del volumen poroso del sistema de fracturas ocupada por esta fase. Debido a esta definición de saturación, parte del volumen poroso puede estar ocupado por fluido inmóvil. Como parte del agua que ocupa el espacio poroso de las fracturas es virtual, la saturación de agua puede variar entre un mínimo valor de saturación irreducible hasta un valor máximo de uno.

2.1.5 Presión Capilar

Los datos de presión capilar pueden ser interpretados para obtener información del diámetro del poro, como también de las características de retención de agua. Es también importante para evaluar el grado de drenaje de agua del carbón y con esta información obtener la máxima permeabilidad efectiva al gas. El método de inyección de mercurio es utilizado para determinar la presión capilar.

En yacimientos de (CBM), la presión capilar es la diferencia entre la presión de la fase de gas y la presión de la fase de agua. La presión capilar varía como función de la saturación de fluidos.

2.1.6 Mojabilidad

Los ingenieros de yacimientos adoptaron la convención que el carbón es mojado por el agua. Esta concepción parece satisfacer los propósitos de simulación de yacimientos, porque simula el comportamiento de producción de gas y agua que puede ser relacionado históricamente con datos reales de fluidos de producción.

La mojabilidad es generalmente considerada como el factor gobernante en la permeabilidad relativa. En rocas de yacimientos convencionales, su superficie está usualmente mojada por agua.

El helio o nitrógeno son usualmente usados en lugar de metano en las mediciones de permeabilidad relativa al gas/agua en yacimientos convencionales. El metano es rápidamente adsorbido en la matriz del carbón, y por lo tanto la matriz del mismo puede ser mojado por metano comparado al agua. Es posible que las redes de fracturas de varios carbones puedan ser mojados por agua, o por metano, o mostrar mojabilidades intermedias dependiendo del grado de mineralización.

2.1.7 Densidad del carbón

La densidad del carbón es una función directa de su composición. La materia mineral componente del carbón tiene una densidad significativamente mayor que la materia orgánica del mismo y por lo tanto su densidad se correlacionará directamente con el contenido de materia mineral.

La densidad y la composición del carbón varían vertical y lateralmente en función del tipo de carbón, el contenido de humedad y el contenido de materia mineral entre otras variables geológicas del ambiente deposicional.

Debido a su riqueza orgánica, el carbón tiene una densidad aparente mucho menor que, la arcilla o arenisca y por lo tanto el espesor neto puede obtenerse rápidamente a partir de datos de perfiles geofísicos.

Se debe tener en cuenta que el contenido de humedad, el cual varía inversamente con el tipo de carbón, afecta sustancialmente su densidad²⁸. Distintas observaciones mostraron que carbones de alto grado (carbones bituminosos: antracita) presentan un bajo contenido de humedad (< 10%), mientras que los de bajo grado (carbones sub-bituminosos: turba) presentan contenidos de humedad elevados (>25%).

2.1.8 Plasticidad del Carbón²⁹

La descomposición térmica del carbón conduce al rompimiento de los entrecruzamientos de la estructura del carbón, parte de la cual llega a ser líquida, adquiriendo fluidez y plasticidad. El ablandamiento o fusión es una consecuencia de la pirolisis, dando como resultado el hinchamiento o expansión del volumen al no poder escapar los volátiles debido a la baja permeabilidad de la masa plástica que ocasiona la formación de burbujas con alta presión interna. La aglomeración se produce por un contacto mejorado de las partículas. La resolidificación es el resultado de las reacciones secundarias de repolimerización y condensación por el insuficiente suministro de hidrógeno interno para estabilizar todos los fragmentos reactivos.

El comportamiento plástico de un carbón se afecta por muchos factores entre los cuales se tienen: rango, composición petrográfica, velocidad de calentamiento, tamaño de partícula, presión atmosférica, contenido de hidrógeno y oxidación. La determinación de este comportamiento plástico se hace mediante los ensayos de índice de hinchamiento libre que da información sobre las propiedades

²⁸ Ortega, Jorge., Reservorios de Coalbed Methane (CBM).Universidad Nacional de Cuyo, Perú. P, 6.

²⁹ Alarcón, G.D., Efecto de los parámetros reológicos y petrográficos del carbón en la calidad del coque metalúrgico, Tesis de Grado Universidad Nacional de Colombia, Bogotá D.C. 2011. P 8-9.

aglomerantes de un carbón al calentarse, dilatometría que indica el cambio de volumen de una muestra y plastometría que determina la fluidez.

El desarrollo de la plasticidad de los carbones involucra cambios físicos y químicos en el carbón, lo cual ha sido objeto de varios trabajos de investigación que intenta explicar este comportamiento y que puede describirse por tres reacciones consecutivas:

La primera es una reacción de despolimerización en la cual se forma una fase intermedia inestable, llamada metaplasto, termo bitumen o alquitrán primario, responsable del comportamiento plástico, se producen moléculas con peso molecular del orden de 300 a 600 uma (unidad de masa atómica), suficientemente elevado para que no se evaporen instantáneamente, aunque lo bastante pequeño para que se comporten alrededor de los 400 °C como un verdadero líquido, capaz de disolver y plastificar las moléculas con una masa superior. Cuando se calienta rápidamente un carbón a una temperatura entre 400 y 440 °C, la plasticidad aumenta progresivamente y solo alcanza un máximo al cabo de un tiempo que varía entre algunos minutos y una hora.

La segunda reacción es un proceso de craqueo en la cual el metaplasto o alquitrán primario se evapora y los grupos aromáticos se fracturan. Esta reacción se acompaña por procesos de recondensación y finaliza con la formación de un semicoque por la resolidificación del material plástico. Los gases primarios formados durante este proceso causan el hinchamiento del carbón.

La tercera reacción es una reacción de desgasificación secundaria en la cual la liberación de metano, y a temperaturas más altas hidrógeno, hace que se incremente la densidad del semicoque y posteriormente ocurra una reducción de volumen formándose el coque.

2.1.9 Temperatura y Presión

Estas dos propiedades, desempeñan un papel importante, en el contenido de gas en los mantos de carbón. Para un rango de carbón dado, el contenido de gas adsorbido, aumenta al incrementarse la presión y la temperatura. Las altas temperaturas y presiones, comúnmente se encuentran asociadas con carbones de altos rangos, los cuales presentan altos contenidos de gas.

Cuando la generación de gas excede a la migración de gas, sucede la sobrepresurización del yacimiento, fenómeno que se presenta en sistemas cerrados en donde existe un cierre tridimensional del yacimiento.

En general el incremento en el contenido de gas con la profundidad es el resultado de presiones altas en los yacimientos, debido al aumento en la presión hidrostática y a la alta generación de metano.

Por el contrario, los yacimientos sub-presurizados presentan un bajo contenido de metano, esto suele suceder en zonas que se encuentran intensamente plegadas o falladas y en área donde el levantamiento tectónico del manto es suficiente para disminuir la presión litostática e hidrostática del yacimiento, ocasionando fugas de gas.

2.2 COMPOSICIÓN DEL GAS ASOCIADO AL CARBÓN

Scott³⁰ plantea que existen muchas maneras de caracterizar la composición del gas asociado al carbón, entre las más comunes están los indicadores de sequedad, los indicadores de humedad del gas y el contenido de dióxido de carbón.

³⁰ SCOTT, A.R.; Composition and origin of Coalbed methane from selected basins in the United States, International Coalbed Methane Symposium, 1993, Paper 9370, Vol 1, p.p. 207-222.

El indicador de sequedad es la relación del gas metano, con los hidrocarburos pesados (C_1/C_{1-5}), los gases secos tienen valores de relación entre 0,94 y 0,99. Varios de ellos presentan valores mayores de 0,99, mientras que los gases húmedos tienen valores de relación entre 0,86 y 0,94, el indicador de humedad del gas es la cantidad de etano e hidrocarburos pesados dividido por la suma de metano hasta el pentano.

Por consiguiente los gases asociados al carbón son típicamente caracterizados por el contenido de dióxido de carbón en adición con el contenido de sequedad del gas. El contenido de dióxido de carbón en los gases asociados al manto de carbón es considerado muy alto (mayor del 10%), alto (6 a 10%), moderado (2 y 6%) o bajo si este es menor del 2%.

Durante la carbonificación la generación de gas natural por medio de los procesos biogénicos prematuros y termogénicos tardíos, el metano es el mayor componente del gas natural asociado al carbón, el agua, el dióxido de carbón y algunos gases húmedos e hidrocarburos son liberados en este proceso de generación. Entre estos tenemos:

Metano: los mantos de carbón puede generar cantidades significativas de metano, Levine y Juntgen³¹ estimaron que casi 3200 scf/ton de metano son generados. Los matos de carbón frecuentemente generan hidrocarburos líquidos, y ello sugiere que la cantidad actual de metano generado por los carbones ricos en hidrogeno, puede ser significativamente baja dado que si los gases húmedos e hidrocarburos líquidos migran fuera del manto y no están disponibles para la desintegración termal de la materia orgánica a temperaturas altas.

³¹ LEVINE, J.R.; An overview not coal composition. Coalbed Methane depositional, Hydrology, and petrologic controls on reservoir characteristics of cola beds. American Association of Petroleum Geologists, Studies in Geology Series 1992, N° 38, p.p. 39-77.

Agua: la pérdida temprana de humedad del carbón ocurre durante la etapa de carbonificación antes que alcance el rango de sub-bituminoso. El contenido de humedad disminuye del 20 al 10% durante la etapa de generación de gas metano prematuro biogénico y menos del 5% de humedad durante la etapa principal de generación de metano termogénico.

El bajo contenido de humedad inherente importante ya que la capacidad de adsorción de un carbón está parcialmente controlada por el contenido de humedad. Un contenido de humedad del 5% puede disminuir la capacidad de adsorción del carbón en más del 50%.

Dióxido de carbón: el dióxido de carbono liberado por el manto de carbón durante el proceso de carbonificación, puede ser generado por medio de la actividad metabólica y bacteriana durante la generación de gas bacterial primario o secundario. Aproximadamente 6000 scf/ton de CO₂ es generado por el carbón durante el proceso de carbonificación.

La mayoría del CO₂ termogénico prematuro se disuelve en grandes cantidades de agua liberada durante el inicio de la carbonificación y transportada fuera del sistema, la generación del CO₂ disminuye con el incremento del rango del carbón y solo el 5% del total de CO₂ generado es producido durante la etapa de transformación del carbón.

Diferente pasa con el CO₂ biogénico primario, el cual es removido por el sistema de mantos de carbón y una cantidad significativa del CO₂ puede permanecer adsorbida en los carbones de alto rango. El CO₂ también puede originarse por las aguas de formación ricas en bicarbonato, durante la producción en los pozos. Donde el CO₂ generado por los procesos biogénicos y termogénicos es soluble en agua y es transportado principalmente como bicarbonato en las aguas de formación.

Levine propone que cuando la presión del yacimiento disminuye durante la producción la pérdida de dióxido de carbono puede permanecer disuelta en las aguas de formación, una presión que disminuye de 2000 psi a 1600 psi podría expulsar aproximadamente 132 scf de CO₂/bbl de agua producida junto a otros gases del carbón. Esto indica que una producción de 1000 bbl/día de agua rica en bicarbonatos podría también producir 132 Mpc/día de dióxido de carbono (Mpc: millones de pies cúbicos).

Gases húmedos³²: sugieren que sobre el 25% en volumen de los gases totales generados a partir de los carbones ricos en hidrogeno durante la carbonificación están conformados por hidrocarburos livianos de etano hasta hexano. La máxima generación de gases húmedos ocurre durante la etapa temprana de generación de gas, y durante esta etapa permanecen adsorbidos en la superficie del carbón, donde son desintegrados por el incremento de la temperatura o migran fuera del sistema hasta alcanzar un cierto grado de saturación.

Nitrógeno: los gases asociados al carbón con altos contenidos de nitrógeno ocurren durante la etapa de generación de gases húmedos, las altas concentraciones de nitrógeno registradas en algunos yacimientos de gas asociado a mantos de carbón, fueron obtenidos a partir del nitrógeno liberado por los carbones de alto rango.

2.2.1 Factores que Afectan la Composición del Gas³³

La composición del gas asociado a los mantos de carbón están controlada por (tabla 4):

³² LU, SHAN-TAN.; KAPLAIN, J.R.; Hydrocarbon-generating potential of humic coals from dry pyrolysis. American Association of Petroleum Geologists Bulletin. 1990. Vol 74, p.p. 163-173.

³³ SCOTT, A.R.; Composition of Coalbed Gases In Situ, 1994. Vol 18, p.p. 185-208.

Tabla 4: Factores que afectan la composición del gas

| COMPOSICIÓN DEL GAS | | | |
|---------------------|------------------------|--|---------------|
| Composición Maceral | Presión del Yacimiento | Rango del carbón Historial de subsidencia | Hidrogeología |

Fuente: SCOTT, A.R.; Composition of Coalbed Gases In Situ, 1994.

Composición Maceral: la composición maceral puede afectar la composición del gas, las variaciones composicionales significativas en los gases de carbón puede representar una combinación, de los grandes cambios en la composición maceral. La cual está relacionada y controlada últimamente por el ambiente deposicional y la historia de carbonificación (rango del carbón) de los mantos de carbón.

Presión del yacimiento: a una temperatura constante la capacidad de adsorción del metano y otros gases es proporcional a la presión del yacimiento. Como la presión del yacimiento disminuye con la producción, la capacidad de adsorción puede disminuir en el carbón resultando en la liberación y subsecuente migración del metano y otros gases a la cara del pozo.

La variación en la composición del gas con la presión del yacimiento dependerá de las isotermas de adsorción individuales del metano, nitrógeno, dióxido de carbono y componentes de gases húmedos que son específicas en cada manto de carbón. Por lo tanto la presión del yacimiento y las características de la capacidad de adsorción del carbón pueden afectar la composición del gas en los mantos de carbón

Rango del carbón e historial de subsidencia³⁴: las cantidades menores de gas termogénico se forman a bajos rangos de carbón, los primeros gases prematuros termogénicos generados están predominantemente compuestos de metano, es probable que contengan cantidades menores de componentes de gases húmedos. Con el incremento de la maduración, los carbones ricos en hidrogeno son capaces de generar gases húmedos, n-alcanos, condensados y parafinas las cuales pasaron a través de la etapa de generación de aceite.

La máxima generación de metano ocurre durante los rangos bituminosos bajos o medios en volátiles, la proporción de los gases húmedos en los mantos de carbón disminuye con el incremento de la subsidencia y la maduración termal. Esta disminución se debe a la combinación de los efectos de dilución, así más metano es generado por el carbón y por la desintegración termal de los hidrocarburos pesados.

La migración y difusión de gases a través de los mantos de carbón durante la generación activa de gas por medio del levantamiento y la erosión, pueden afectar la composición del gas, el enriquecimiento del metano no se lleva a cabo si la migración del gas ocurre principalmente a través de la fractura de la matriz de carbón o de la ley de Darcy. Como los mantos de carbón son levantados durante el levantamiento, disminuye la presión del yacimiento y con ello resulta en el posible incremento de etano y dióxido de carbono en los gases contenidos en el carbón.

Hidrogeología: la hidrogeología afecta la composición de gas de varias maneras, una de ellas es la sobre presión artesiana que incrementa la presión del yacimiento, de esta manera se ve afectada la adsorción relativa de algunos componentes del gas, mientras que la migración preferente del metano puede

³⁴LEVINE, J.R.; An overview not coal composition. Coalbed Methane depositional, Hydrology, and petrologic controls on reservoir characteristics of coal beds. American Association of Petroleum Geologists, Studies in Geology Series 1992, Nº 38, p.p. 39-77.

ocurrir en el agua. Por lo tanto la alta capacidad de adsorción del etano, propano y otros gases húmedos en la superficie de la matriz de carbón y la baja solubilidad de estos gases en el agua, sugiere que es más probable que el metano migre en el agua y se mueva a través de los mantos de carbón.

2.3 ALMACENAMIENTO DE GAS EN LA MATRIZ DE CARBÓN

La adsorción de gas en el carbón es un fenómeno físico, donde las moléculas de fluido experimentan una gran atracción a la superficie sólida. Debido a esta atracción, la densidad de los fluidos cerca de las paredes del poro se incrementa, aumentando así la densidad del fluido en estado adsorbido.

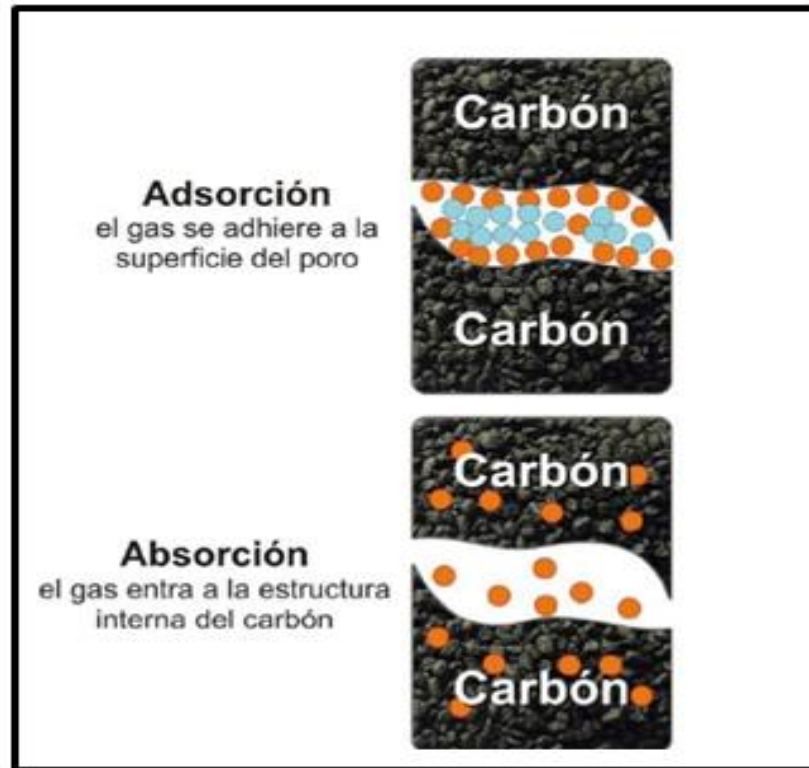
El incremento de presión se traduce en un gran volumen de gas almacenado a baja presión por adsorción y no por compresión.

El estudio teórico de este aspecto se hizo tomando como referente a Michael D. Zuber, citado por J.L. Saulsberry³⁵, quienes exponen que los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón tienen sistemas de almacenamiento y mecanismos de transporte, los cuales revelan que estos yacimientos son naturalmente fracturados. El gas presente en los mantos de carbón se encuentra generalmente de dos maneras: como gas libre en el sistema natural de fracturas, o adsorbido en las superficies internas del carbón.

La superficie interna, en este caso los (microporos), permiten almacenar grandes volúmenes de gas en la matriz de carbón; el gas adsorbido en los yacimientos representa más del 90% del total de gas in-place, sin embargo, el gas puede estar presente en forma de gas libre o disuelto en agua en los sistemas de fracturas naturales del carbón según se observa en la figura 5 y 6 respectivamente.

³⁵ZUBER, Michael D. Basic Reservoir Engineering for coal. in : SAULSBERRY, J.L., SCHAFER, P.S. y SCHRAUFNAGEL, R, A. A Guide to Coalbed Methane Reservoir Engineering. Chicago, Illinois: Gas Research Institute, 1996. Cap. 3.1-3.32.

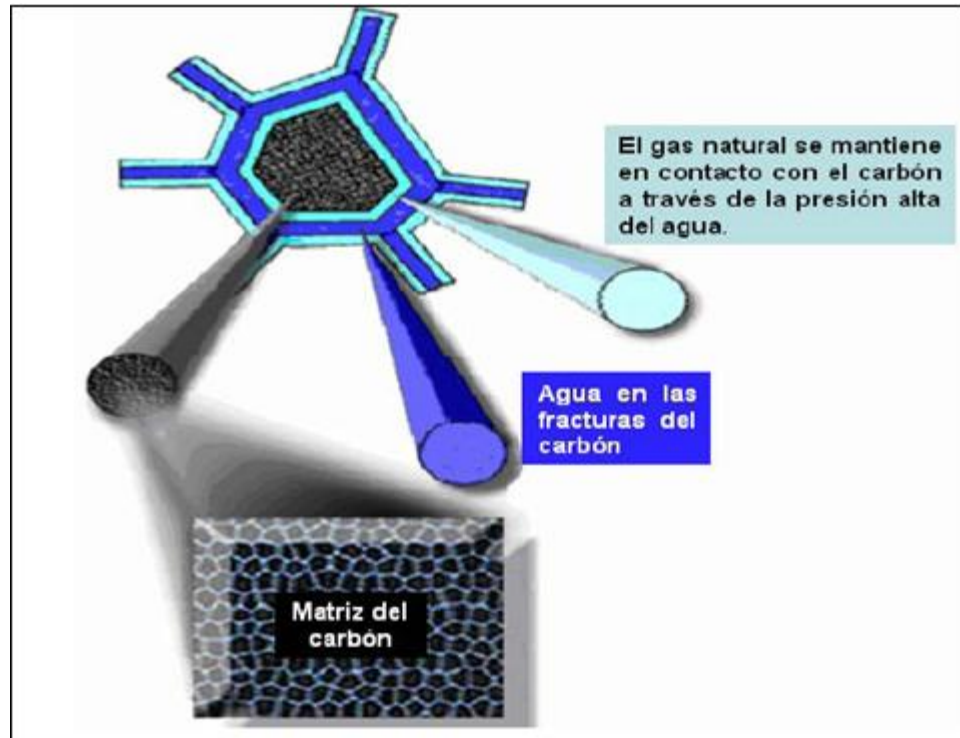
Figura 5. Almacenamiento de gas en mantos de carbón.



Fuente:MORA, W.;LOPEZ, I. herramienta software para el cálculo de fluidos in-place mediante la aplicación de las ecuaciones de balance de materiales para yacimientos convencionales y no convencionales; Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físicoquímicas, 2007.

Para la mayoría de yacimientos de (CBM), la cantidad de gas retenida en el carbón depende principalmente del rango del carbón, contenido de cenizas, contenido de humedad y la presión del manto.

Figura 6. Matriz de carbón



Fuente: CORTES, Y.; JIMENEZ, M. Geoquímica de los Yacimientos de Gas Asociado a Carbón en la cuenca de Bogotá. Trabajo de grado Geología. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Fisicoquímicas, 2007.

2.3.1 Adsorción de Gas en la Matriz de Carbón

Los principales factores a tenerse en cuenta en la adsorción de gas en los mantos de carbón son: la composición química del carbón, presión, temperatura, contenido de humedad y cenizas, la presencia de otros gases como dióxido de carbono e hidrocarburos más pesados.

El proceso de adsorción se produce entre la fase gaseosa y la fase sólida dando lugar a dos tipos de adsorción, física y química. Se cree que la adsorción física es

el mecanismo más común en el almacenamiento de gas en los mantos de carbón; en la adsorción física, el gas es absorbido como el resultado de las fuerzas intermoleculares (fuerzas de Van der Waals), entre las moléculas de carbón y las moléculas de gas.

Las principales características de adsorción física son:

- La adsorción física es casi instantánea y el equilibrio se establece en forma rápida.
- Es reversible debido a que la energía de activación es muy baja.
- El grado de adsorción física disminuye con el aumento de la temperatura.
- No se limita a una sola capa sino que en una serie de capas puede acumularse, mientras que la adsorción química implica compartir o transferir un electrón.

2.3.2 Isotherma de Adsorción de Langmuir³⁶.

Los modelos más comunes utilizados para calcular el volumen adsorbido de gas, son las isothermas de adsorción. Una isoterma de adsorción refleja la relación del volumen de gas adsorbido y la presión representa la capacidad máxima de gas adsorbido por el carbón.

Existen una variedad de modelos que han sido utilizados para describir los procesos de adsorción; el modelo más usado para el carbón es isoterma de Langmuir (figura 7), la cual relaciona la capacidad del carbón para almacenar gas a determinada presión externa y se evalúa a temperatura constante (temperatura del yacimiento), y se basa en las siguientes suposiciones:

³⁶ LANGMUIR, I.; the Constitution and Fundamental Properties of Solids and Liquids, Journal of the American Chemical Society. Vol 38, 1996, p.p. 221-295.

- Todas las superficies de la matriz de carbón tienen la misma energía para la adsorción.
- Las moléculas de gas adsorbidas ocupan un solo sitio de adsorción.
- Las interacciones gas-gas en la fase adsorbida son insignificantes.
- Las fuerzas superficiales no se superponen o interfieren en la adsorción.

La isoterma de adsorción de Langmuir se puede expresar de la siguiente forma:

$$G_s = V_l [1 - (a + w_c)] \left[\frac{bp}{1 + bp} \right]$$

Dónde:

$$G_s = \text{Capacidad de almacenamiento de gas, } \frac{\text{scf}}{\text{ton}}$$

$$V_l = \text{Volumen de Langmuir, } \frac{\text{scf}}{\text{ton}}$$

$a = \text{Contenido de ceniza, fraccion peso}$

$w_c = \text{Contenido de humedad, fraccion peso}$

$b = \text{Constante de Langmuir, } \text{psi}^{-1}$

$p = \text{presión, psia}$

O sin tener en cuenta las correcciones por el contenido de ceniza y humedad:

$$C_m = \left(\frac{V_l P}{P_l + P} \right) (0,031 \rho_g)$$

Dónde:

$C_m = \text{Concetración de gas en la matriz}$

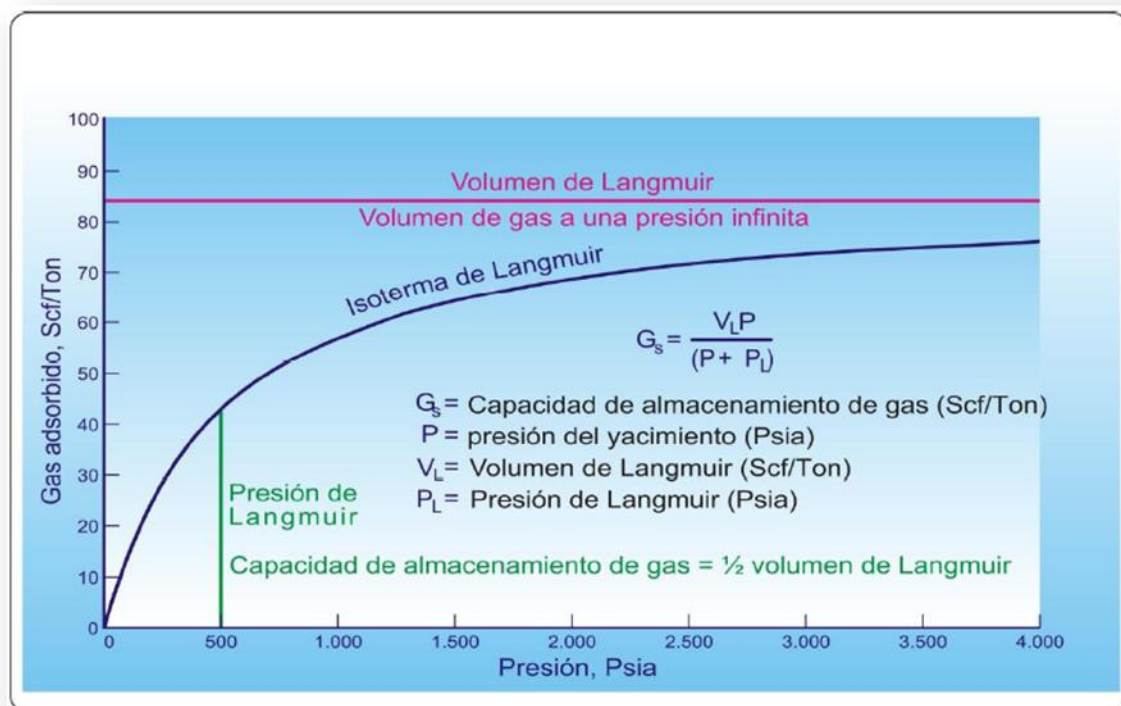
$$V_l = \text{Volumen de Langmuir en } \frac{\text{scf}}{\text{ton}}$$

$P =$ Presión en el sistema fracturado, psia

$P_L =$ Constante de Langmuir, psia

$\rho_g =$ Densidad bulk, g/cm³

Figura 7. Isoterma de adsorción de Langmuir.



Fuente: LANGMUIR, I.; The Constitution and Fundamental Properties of Solids and Liquids, Journal of the American Chemical Society. Vol 38, 1996.

La adsorción de gas en el carbón como un solo componente, se describe de forma eficiente para yacimientos de gas asociado a mantos de carbón por la isoterma de Langmuir; sin embargo, el carbón adsorbe mezclas de gases multicomponentes, el dióxido de carbono como el nitrógeno reducen el valor calorífico del gas producido en mantos de carbón como la recuperación final del gas; además los gases hidrocarburos más pesados adsorbidos por el carbón afectan la precisión en el cálculo de reservas.

Modelo de Langmuir para mezclas multicomponentes en mantos de carbón:

$$V_i = \frac{V_{L,i} b_i P_i}{1 + \sum_{j=1}^n b_j P_j}$$

Dónde:

$$V_i = \text{volumen del gas componente } i, \frac{\text{scf}}{\text{ton}}$$

$$P_i = \text{Presión parcial}$$

$$V_{L,i} = \text{constante de Langmuir del componente } i \frac{\text{scf}}{\text{ton}}$$

$$n = \text{número de componentes } j \text{ de la mezcla}$$

$$b_j = \text{constante de presión de Langmuir del componente } j$$

En los yacimientos de gas asociado a mantos de carbón una isoterma de adsorción, para gases multicomponentes es necesaria para predecir la composición del gas producido, el gas in place, las tasas de flujo y las reservas. Además, este tipo de isoterma de adsorción es requerida en la recuperación primaria por depleción de presión y especialmente en la recuperación secundaria por inyección de CO₂/N₂.

2.3.3 Factores que Afectan la Isoterma de Adsorción

Existen varios factores que influyen en la isoterma de adsorción, entre ellas están: contenido de ceniza, contenido de humedad, temperatura y composición del gas.

2.3.3.1 Contenido de Ceniza impurezas o contenido de ceniza actúan como diluyentes y reducen la capacidad de almacenamiento del gas. Por tanto, es muy importante que tanto las isotermas de sorción como las mediciones de contenidos de gas sean registradas con base en cenizas libres³⁷.

³⁷ Scott, A.R., Improving coal gas recovery with microbially enhanced Coalbed methane. Kluwer Academic Publishing. 1995. P 89-110.

$$m_c = 1.08 a + 0.55 s_c$$

Dónde:

m_c = *Contenido de cenizas, fracción en peso (seco)*

s_c = *Contenido de sulfuro, fracción en peso (seco)*

a = *Contenido de impurezas, fracción en peso*

2.3.3.2 Contenido de Humedad: agua dentro de la roca no actúa como un simple diluyente, el agua disminuye los sitios de adsorción y reduce la capacidad de almacenamiento de las moléculas de no agua.

Levine³⁸ describió cuatro tipos de humedad asociada con el carbón, basado en el trabajo de Krumin³⁹:

- **Humedad adherente:** es la retención mecánica del agua en la superficie del carbón (grietas internas, grandes cavidades). Esta humedad tiene una presión de vapor normal y es sinónimo de “humedad libre”, “volumen total de agua”, y “agua supercrítica”.
- **Humedad inherente:** es el condensado o físicamente es la adsorción en los capilares y en los microporos del carbón. La presión de vapor es subnormal y es sinónimo de “humedad verdadera del manto”, “humedad natural del manto” y “capacidad de humedad”.
- **Agua combinada químicamente:** está sujeta a la estructura molecular del carbón y es liberada durante la carbonificación mediante la conexión entre fracturas.
- **Humedad de hidratación:** es la retención del agua en las arcillas y otros materiales.

³⁸ Levine, J.R., Coalification: the evolution of coal as source rock and reservoir rock for oil and gas; Hydrocarbons from coal: American Association of Petroleum Geologist, Studies in Geology Series No.38. 1193. P 39.

³⁹ Krumin, P.O., The determination of forms of moisture in coal. Ohio State Engineering Experimental Station Bulletin. 1963. P 195.

Existe un límite de contenido de humedad para cada carbón, más allá de éste, la humedad adicional no tiene efectos sobre la capacidad de adsorción del carbón. Joubert⁴⁰ y otros, determinaron que el contenido de humedad crítica está relacionado con el contenido de oxígeno por la ecuación:

$$m_c = \frac{X_o + 1.51}{3.98 - (0.229 * X_o)}$$

Dónde:

m_c = *Contenido de humedad, fracción en peso*

X_o = *Contenido de oxígeno, fracción en peso*

El contenido de humedad disminuye con el incremento del rango del carbón y la mayoría del agua se pierde después del rango bituminoso A alto en volátiles. La capacidad de adsorción puede disminuir significativamente con el incremento del contenido de humedad.

2.3.3.3 Temperatura: temperatura es uno de los factores que más afecta la isoterma de adsorción. Aunque teóricamente la capacidad de almacenamiento de Langmuir (V_L) no es afectada por la temperatura, esta afecta el valor de la constante de Langmuir (b). Cuando la temperatura se incrementa, la constante de Langmuir disminuirá. Esto significa que a una presión fija, la cantidad de gas almacenado disminuirá al aumentar la temperatura.

Existen muchas relaciones que tienen en cuenta la dependencia de la temperatura en la adsorción. Los métodos usados para ajustarlas isotermas medidas de una

⁴⁰ Joubert, J.I., C.T., and Bienstock, Daniel. Effects of moisture on the methane capacity of American coals. Fuel. 1974. v 53, P 186-191.

temperatura a otra requieren que se realice múltiples pruebas de temperatura a muestras con el mismo contenido de humedad.

Usando estas medidas es posible calcular los coeficientes de los respectivos modelos. Sin embargo, en vez de ajustar las isotermas para tener en cuenta los efectos de la temperatura, es más fácil y efectivo medir las isotermas a temperatura de yacimiento.

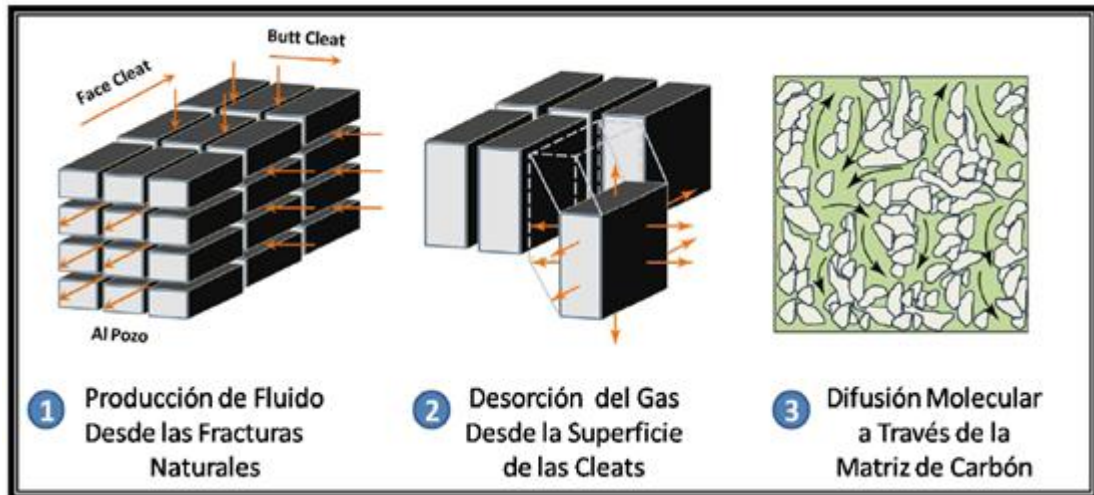
2.4 MECANISMOS DE TRANSPORTE

Gran parte del contenido de gas presente en los mantos de carbón, físicamente es adsorbido por la superficie interna de la matriz del carbón.

La producción de este gas contenido en el carbón ocurre por tres etapas o procesos:

- Desorción de gas desde la superficie interna de la matriz de carbón, fluye desde las fracturas naturales, como se indica en la figura 8.
- Difusión del gas a través de la matriz de carbón (difusión de Knudsen), y difusión del gas debido a las diferencias en los gradientes de concentración (Ley de Fick).
- Flujo de gas liberado a través de las fracturas naturales (flujo de Darcy), en respuesta a los gradientes de presión.

Figura 8. Transporte de gas en la matriz de carbón



Fuente: ZUBER, Michael. Basic Reservoir Engineering for coal. Gas institute, 1996.

2.4.1 Desorción de Gas de la Matriz de Carbón

Es el proceso mediante el cual las moléculas de gas se desprenden de la interface matriz-fractura, y entran en el sistema de fracturas naturales como gas libre. La desorción de gas en el carbón ocurre en la interface fractura-microporo, debido al gradiente de presión en las fracturas y la difusión molecular ocurre en la estructura interna del carbón; por consiguiente, la desorción puede también ocurrir en la superficie interna del poro.

La isoterma de adsorción define la cantidad de gas adsorbido en la matriz de carbón, y es la relación entre la concentración de gas adsorbido y la presión en el sistema de fracturas.

La isoterma de adsorción formulada por Langmuir, define la cantidad de gas en la matriz de carbón y demostró que las características de adsorción varían de

acuerdo con las propiedades del carbón (contenido de ceniza, contenido de humedad).

La etapa de adsorción es el enlace entre el flujo en el sistema de la matriz de carbón, donde este es controlado por gradientes de concentración, y el flujo en el sistema fracturado, donde es controlado por gradientes de presión.

2.4.2 Difusividad de Gas en la Matriz de Carbón

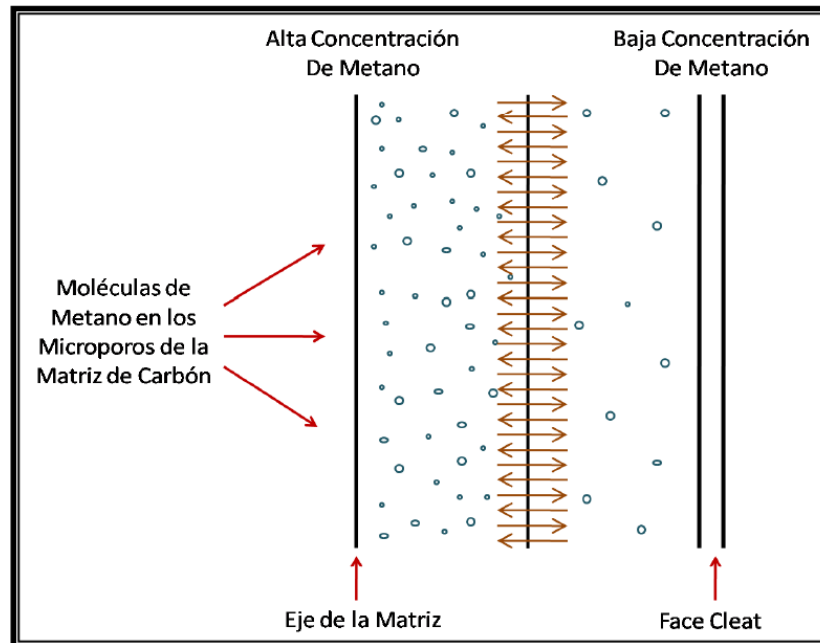
Es el movimiento molecular aleatorio de un área de alta concentración a un área de concentración baja; debido a las dimensiones moleculares de los capilares y microporos dentro de la matriz de carbón, el flujo de gas a través de la matriz del carbón es denominado difusión.

El abordaje teórico de este aspecto se hizo tomado como referente a Smith D. y Williams F⁴¹, quienes exponen que la difusión a través de los microporos del carbón se lleva a cabo individual o en combinación de tres mecanismos diferentes: difusión de Knudsen, difusión Bulk y difusión superficial, las cuales dependen de la estructura y presión del carbón. En la figura 9 se pueden observar estos procesos.

2.4.2.1 Difusión de Knudsen difusión bajo este mecanismo se da por la interacción entre las moléculas de gas y las paredes del poro. Se lleva a cabo en los capilares con un diámetro menor a las moléculas de gas que lo atraviesan. El movimiento de las moléculas de gas a través de los capilares es generado por un gradiente de concentración, por lo tanto capilares de diámetros pequeños y de bajas presiones de gas son los causantes del flujo de Knudsen.

⁴¹ SMITH, D.M.; and WILLIAMS, F.L.; Direct method of determining the methane content of coal A-Modification, fuel. Vol 63, p.p. 425-437

Figura 9. Difusión molecular de gas en la matriz de carbón.



Fuente: ZUBER, Michael. Basic Reservoir Engineering for coal. Gas Institute, 1996.

2.4.2.2 Difusión Bulk: lugar en los capilares con diámetros mayores a las moléculas de gas que lo atraviesan; este mecanismo está dado por la interacción molecular o colisión intermolecular. En consecuencia poros de grandes diámetros, moléculas de gran tamaño y presiones altas proporcionan esta clase de flujo.

2.4.2.3 Difusión superficial: el flujo molecular en la dirección en la cual la concentración de gas disminuye en la fase adsorbida, sin cambiar el estado del gas libre.

Basados en la estructura interna del carbón y la presión del yacimiento, los tres mecanismos de difusión pueden ocurrir al mismo tiempo en el interior de la matriz del carbón, lo que resulta en una transferencia de masa de gas. Esta transferencia

se produce de una región de alta concentración de gas a una región de menor concentración bajo el impulso de un gradiente de concentración, y es descrito por la Ley de Fick. De acuerdo con esta ley, la tasa de flujo de masa a través de una superficie es proporcional al gradiente de concentración a través de la superficie, o área superficial, y al coeficiente del material a través del cual la difusión se lleva a cabo.

2.4.2.4 Ley de FICK la transferencia que se produce en una región de alta concentración de gas, a una región de menor concentración de gas bajo el gradiente de concentración. De acuerdo con esta ley, la tasa de flujo másico a través de una superficie es proporcional al gradiente de concentración a través de la superficie.

El proceso de difusión de la ley de Fick es descrito utilizando la siguiente ecuación.

$$q_{gm} = \frac{8\pi DV_m}{S_f^2} (C_m - C(P))$$

Dónde:

$$q_{gm} = \text{tasa de producción de gas en la matriz } \frac{\text{scf}}{\text{día}}$$

$$D = \text{coeficiente de difusión } \frac{\text{ft}^2}{\text{día}}$$

$$V_m = \text{volumen de la matriz } \text{ft}^3$$

$$S_f = \text{espaciamiento de fracturas } \text{ft}$$

$$C_m = \text{concentración de gas en la matriz } \frac{\text{Scf}}{\text{ft}^3}$$

$$C(P) = \text{concentración de gas en equilibrio en la matriz } \frac{\text{Scf}}{\text{ft}^3}$$

Esta ecuación describe el comportamiento del flujo de gas desde la matriz de carbón hacia el sistema de fracturas debido al gradiente de concentración de gas. Asumiendo el elemento matriz como un cilindro perfecto, a la constante de proporcionalidad en la ley de Fick, se le llama coeficiente de difusión (D). El coeficiente de difusión normalmente se determina por mediciones de adsorción del gas de un núcleo en el laboratorio y midiendo la tasa de desorción en función del tiempo.

Los efectos de difusión pueden ser cuantificados por el tiempo de adsorción (τ , en días), el cual está relacionado con el espaciamiento de las fracturas (S_{cf}), medido en pies, y el coeficiente de difusión (D), medido en $\text{ft}^2/\text{día}$, como se muestra en la ecuación.

$$\tau = \frac{S_{cf}^2}{8 * \pi * D}$$

2.4.2.5 Flujo de Darcy en sistemas fracturados de carbón: consecuencia a la baja permeabilidad de la matriz de carbón, el sistema de transporte de fluidos como el agua y gas se lleva a cabo por las fracturas impulsado por un gradiente de presión.

En general la ley de Darcy está relacionada con la tasa de flujo y la caída de presión, es aplicable al flujo de fluidos en cualquier medio poroso utilizando una constante de proporcionalidad (es decir, la permeabilidad), si se cumplen las siguientes suposiciones:

- Un fluido de una sola fase.
- Viscosidad constante.

- Régimen de flujo viscoso o laminar.

La ley de Darcy, es aplicable a yacimientos con flujos simultáneos de más de un fluido considerando la permeabilidad efectiva de cada fase fluyente individuales es siempre inferior a la permeabilidad absoluta del medio poroso, y la suma de las permeabilidades efectivas de todas las fases fluyentes es menor o igual a la permeabilidad absoluta. La razón de la permeabilidad efectiva de una fase individual a la permeabilidad absoluta se llama permeabilidad relativa. Debido a que la permeabilidad efectiva de cada fase fluyente varía en función de la saturación, las curvas de permeabilidad relativa se utilizan para definir la permeabilidad efectiva de cada fase fluyente en todas las condiciones de saturación posibles en el yacimiento.

3. CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS DE (CBM)

Kaiser⁴² presentó un estudio detallado de la caracterización de yacimientos de (CBM), usando datos hidrológicos tomados de las cuencas, San Juan, and Wash, Greater Green River y Raton, ubicados en Estados Unidos. En estos estudios hidrológicos las condiciones del yacimiento pueden ser caracterizadas por el gradiente Hidráulico, régimen de presión y la hidroquímica, los cuales definen la habilidad del acuífero para aceptar o transmitir fluidos, de acuerdo con la permeabilidad regional.

Las transiciones entre las áreas con suaves y excesivos gradientes hidráulicos normalmente reflejan la pérdida de continuidad en el acuífero, (por los cambios de facies o sellos por las fallas). El cambio extremo en el gradiente hidráulico, probablemente refleja un cambio en la permeabilidad. Donde la presión anormal evidencia los cambios de permeabilidad regional y las discontinuidades hidrológicas en la separación por niveles de agua subterránea de los acuíferos.

La sobrepresión artesiana en mantos refleja una alta permeabilidad, mientras que la sobrepresión por hidrocarburos evidencia una baja permeabilidad. Un sistema artesiano implica que el agua en un acuífero se encuentra a presiones más altas que la presión atmosférica, debido a las rocas de baja permeabilidad que confinan en su medio poroso, esto indica que la permeabilidad puede ser muy alta y puede retener gran cantidad de agua al ser presurizada; la sobrepresión por hidrocarburos está basada en la baja permeabilidad y la continua generación activa de gas para su mantenimiento.

⁴² KAISER, W. R.; ABNORMAL Pressure in Coal Basins of Western United States, International Coalbed Methane Symposium, paper 9333. Vol 1, p.p. 17-186.

3.1. HIDROGEOLOGÍA.

Según Tyler, Roger, W. R., Scott, A. R., Hamilton, D. S⁴³, la hidrogeología es muy importante en el desarrollo y exploración de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón y en el reconocimiento de las condiciones del yacimiento y su caracterización; una valoración de la hidrogeología regional determina cómo los fluidos han migrado en la cuenca a través del tiempo y espacio, lo cual permite la predicción de áreas con alta productividad de gas. La principal consideración en la evaluación de la hidrogeología incluye la presencia de acuíferos, interconexiones con aguas de superficie, y disposición de las aguas producidas.

El sistema de fracturas naturales proporciona un canal de recargue de agua en los mantos desde los acuíferos, lo cual podría dificultar el desagüe proporcionando un incremento en los costos en la producción de gas. Por lo tanto en las zonas con una alta producción de agua en los pozos, deben ser cementados y abandonados.

La calidad del agua producida puede ser evaluada durante la etapa de exploración, y pueden estimarse los costos de tratamiento y disposición de las mismas, estos costos pueden variar dependiendo de los métodos de disposición y las calidades del agua a tratar. Los parámetros típicos analizados incluyen: total de sólidos disueltos, cloruros, hierro, magnesio, pH y tendencia de escamas.

⁴³ TYLER, ROGER, W. R., SCOTT, A. R., HAMILTON, D. S.: "Geologic and hydrologic assessment of natural gas from coal seams in the Mesaverde Group and Fort Union Formation." Topical Report prepared for the Gas Research Institute under contract No GRI-93/0320. p.p. 120.

3.2. CONCEPTOS HIDROLOGICOS:

3.2.1. Acuíferos

El abordaje del concepto de acuíferos es proporcionado por Scott y Hamilton⁴⁴ donde explican que los acuíferos son formaciones geológicas en las que se acumula el agua subterránea y son fáciles de extraer; pueden ser libres o confinados. Los acuíferos libres y el agua subterránea representan una superficie libre, sujeta a una presión atmosférica como límite superior de la zona de saturación. Esta superficie libre se le conoce como superficie freática o nivel freático, formado por un estrato permeable parcialmente saturado de agua que esta sobre otro estrato impermeable.

Los acuíferos confinados o artesianos geológicamente son formaciones permeables completamente saturadas con agua, y están confinadas entre dos estratos; en este caso de acuíferos, el agua confinada se encuentra a una presión mayor a la atmosférica, lo cual indica que si se perfora un pozo, el agua se eleva por encima de la parte superior del acuífero denominado nivel piezométrico.

Muchos yacimientos de gas y aceite producen por un mecanismo denominado empuje hidráulico. Con frecuencia este es llamado empuje de agua natural para distinguirlo del proceso de inyección de agua que es empuje artificial. La producción de hidrocarburos del yacimiento y la subsecuente caída de presión da una respuesta de cómo el acuífero contrarresta la declinación de la presión. Esta respuesta viene en forma de influjo de agua, comúnmente llamada intrusión de agua, la cual es atribuida a los siguientes factores:

⁴⁴ TYLER, ROGER, KAISER, W. R., SCOTT, A. R., HAMILTON, D. S. AND AMBROSE. W. A.: "Geologic and hydrologic assessment of natural gas from coal. Bureau of Economic Geology and Gas Research Institute, Report of Investigations. 1995, N° 228,219.

- Expansión de la roca.
- Compresibilidad de la roca del acuífero.
- Flujo artesiano donde el afloramiento de la formación del acuífero es localizado estructuralmente por encima de la zona de interés.

El área de recargue, es el área donde los acuíferos reciben agua y son comúnmente elevadas a través de las cuales proporcionan energía al sistema. En las zonas montañosas es común que exista una relación lineal entre la elevación y la precipitación. Por lo tanto los terrenos montañosos húmedos son áreas de recargue. Las áreas de descargue son topográficamente las áreas bajas donde los acuíferos pierden agua, como son los valles de los ríos.

El recargue de agua en los mantos donde se encuentran los acuíferos, interviene con el movimiento vertical del agua en la zona no saturada, generalmente perpendicular a la dirección de la permeabilidad. Mientras que el descargue está involucrado con el flujo saturado, el cual tiene un componente horizontal significativo generalmente en la dirección de la permeabilidad.

3.2.2. Clasificación de los Acuíferos⁴⁵.

Los sistemas de acuífero-yacimiento son comúnmente clasificados con base a:

- El Grado de mantenimiento de presión
- Extensión de acuífero.
- Régimen de flujo.
- La Geometría de flujo.

⁴⁵ MORA, W.; LOPEZ, I. herramienta software para el cálculo de fluidos in-place mediante la aplicación de las ecuaciones de balance de materiales para yacimientos convencionales y no convencionales; Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físicoquímicas, 2007, p.p. 96-98.

3.2.3. Grado de mantenimiento de presión.

Basado en el grado de mantenimiento de la presión suministrada por el acuífero, el empuje natural de agua es con frecuencia descrito cualitativamente como:

- Activo.
- Parcialmente activo.
- Limitado.

El término “activo” hace referencia al mecanismo de intrusión de agua en el cual la tasa de influjo de agua es igual a la tasa de producción total del yacimiento. Los yacimientos con empuje de agua activo son típicamente caracterizados por un decline de presión gradual y lento.

$$Q_{int} = Q_{oil} + Q_{agua} + Q_{gas}$$

Dónde:

$$Q_{int} = \text{tasa de intrusión de agua}$$

$$Q_{oil} = \text{tasa de producción de aceite}$$

$$Q_{gas} = \text{tasa de producción de gas}$$

$$Q_{agua} = \text{tasa de producción de agua}$$

3.2.4 Extensión del acuífero.

Pueden ser clasificados como infinitos o finitos (limitados). Geológicamente todas las formaciones son finitas, pero puede actuar como infinito si los cambios en la presión en el contacto agua petróleo no son sentidos en el límite del acuífero.

SISTEMA INFINITO: significa que los efectos de los cambios de presión en el límite aceite-acuífero puede que nunca sean sentidos en el límite externo. Este

límite en la práctica es asumido de presión constante igual a la presión inicial del yacimiento.

SISTEMA FINITO: se refiere a que el límite externo del acuífero es afectado por el influjo hacia la zona de aceite y que la presión en ese límite si cambia con el tiempo.

3.2.5. Régimen de flujo.

Existen principalmente tres regímenes de flujo que influyen en la tasa de influjo de agua hacia el yacimiento.

ESTADO ESTABLE: Cuando se refiere a régimen de flujo estable significa que la presión no varía con el tiempo, es decir, que:

$$\frac{\partial P}{\partial t} = 0$$

ESTADO SEMI-ESTABLE: Régimen de flujo Semi-estable significa que la variación de la presión con el tiempo es constante.

$$\frac{\partial P}{\partial t} = Cte$$

ESTADO NO ESTABLE O TRANSITORIO: En Régimen de flujo no estable o transitorio la variación de la presión con el tiempo es una función del tiempo y del radio de investigación del yacimiento

$$\frac{\partial P}{\partial t} = f(r, t)$$

3.2.6. Geometría de flujo.

En los sistemas acuífero-yacimiento pueden ser clasificados con base a la geometría de flujo (Figura 10) de la siguiente forma:

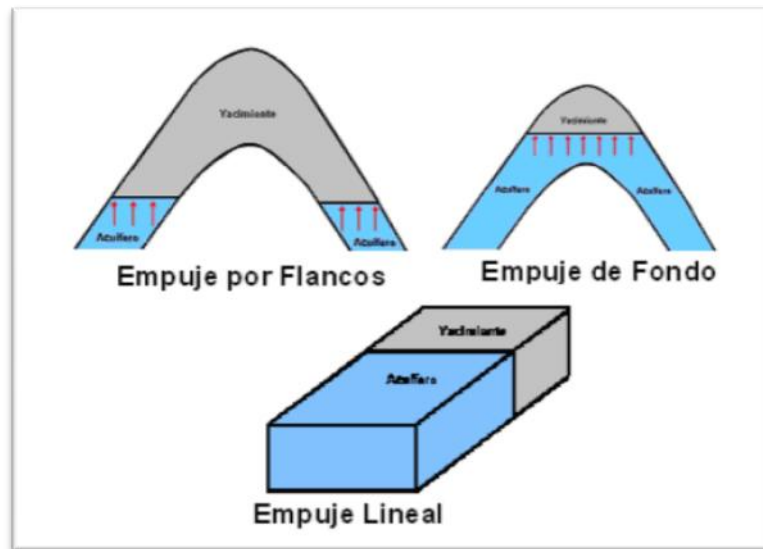
- **EMPUJE DE AGUA POR FLANCOS:** En Este tipo de empuje el agua se mueve de los flancos hacia el yacimiento como un resultado de la caída de presión en el contacto acuífero-yacimiento. El flujo es esencialmente areal y se desprecia el flujo vertical.
- **EMPUJE FONDO:** Este tipo de empuje ocurre en yacimientos con gran extensión areal y un ligero buzamiento, donde el contacto acuífero yacimiento es la base del sistema. El flujo es radial y además tiene una contribución vertical de flujo.
- **EMPUJE DE AGUA LINEAL:** El flujo es desde un flanco hacia el yacimiento. El flujo es estrictamente lineal con un área de sección constante.

3.2.7. Gradiente Hidráulico⁴⁶.

El gradiente hidráulico es una medida de la resistencia de un medio al paso del agua a través suyo, y en su definición debe considerarse una combinación de la carga hidráulica externa y la permeabilidad. También es el cambio en la cabeza hidráulica, por unidad de distancia, en la dirección en la cual ocurre la máxima tasa de decrecimiento de la cabeza hidráulica. El gradiente hidráulico esta expresado por, ft/min, m/km, o como una relación adimensional (ft/ft o m/m).

⁴⁶ TYLER, ROGER, KAISER, W. R., SCOTT, A. R., HAMILTON, D. S. AND AMBROSE. W. A.: "Geologic and hydrologic assessment of natural gas from coal. Bureau of Economic Geology and Gas Research Institute, Report of Investigations. 1995, N° 228,219.

Figura 10. Clasificación de los acuíferos según la geometría de flujo.



Fuente: TYLER, ROGER, KAISER, W. R., SCOTT, A. R., HAMILTON, D. S. AND AMBROSE. W. A.: "Geologic and hydrologic assessment of natural gas from coal. Bureau of Economic Geology and Gas Research Institute, Report of Investigations. 1995

3.2.8. Cabeza Hidráulica.

La cabeza hidráulica es un concepto que se usa ampliamente para el modelamiento de sistemas de flujo de agua en el subsuelo, y asume que el flujo es aproximadamente horizontal. Por lo tanto la cabeza hidráulica también es una medida de la energía potencial del sistema, debido a que generalmente el agua subterránea fluye hacia abajo del gradiente regional y buzamiento estructural.

Como respuesta al gradiente hidráulico a partir del conocimiento de la precipitación, geología, topografía y mapas estructurales se pueden evidenciar el flujo de agua subterránea. Por lo cual se requiere de mapas de superficie piezométrica, o mapa de cabeza hidráulica de un acuífero confinado para tener

una idea clara y definitiva sobre la dirección del flujo. La cabeza hidráulica es la energía mecánica por unidad de peso y tiene unidades de longitud.

3.2.9. Cabeza Total.

La cabeza total es la altura por encima del punto medio del nivel del mar en el cual la columna del fluido se mantiene libre o se levanta. La cabeza total es la suma de la cabeza de elevación y la cabeza de presión.

3.2.10. Cabeza de Elevación⁴⁷.

La cabeza de elevación es la energía potencial por unidad de peso, es la distancia desde el punto medio del nivel del mar hasta el punto donde la cabeza de presión está determinada por la presión del fluido (presión del fondo del pozo BHP). La BHP (Bottom-hole pressure) es medida en las pruebas de presión drill-steam (shut in pressure, SIP) o calculada desde la cabeza del pozo SIP's (well head, WHSIP).

Un mapa de superficie piezométrica o potenciométrica se diseña usualmente a partir de las cabezas formadas por aguas-frescas iguales o equivalentes, donde el punto principal es el flujo lateral.

Las cabezas de aguas-frescas equivalentes se calculan por la combinación de las cabezas de elevación y presión, donde la cabeza de presión (pies o metros) es igual a BHP (psi o kpa) dividido por el gradiente hidrostático del agua fresca (0,433 psi/ft) como se indica en las siguiente ecuación.

⁴⁷ BAIR, E. S., O'DONNELL, T. P., and PICKING, L. W.; Potentiometric mapping from incomplete drill-steam test data, Palo Duro Basin area, Texas and New Mexico. Ground Water. Vol 23, p.p. 198-211.

Cabeza de elevacion = Kelly Bushing(ft) – Punto Medio

$$Cabeza\ de\ Presion = \frac{Presion}{Gradiente\ para\ aguas\ frescas\ (0,433\ \frac{psia}{ft})}$$

$$CABEZATOTAL = (KB - PM) + \left(\frac{P}{0,433} \right)$$

3.2.11. Cálculo de la BHP (Bottom- hole pressure).

La presión del yacimiento o la presión en el fondo del pozo es medida usando bombas de presión equipo abajo y en pruebas drill-steam (DST). La presión del yacimiento (BHP) que se calcula a partir de la cabeza de pozo (WHSIP), involucra el cálculo de la presión adicional ejercida por el peso de la columna del fluido estático. Por lo tanto la BHP estática es igual a la suma de la presión en superficie, la presión de la columna de gas y la presión de la columna de líquido.

Cuando se dispone de datos de niveles de fluido, el BHP puede ser calculado si se conocen los gradientes de presión de agua y gas. El gradiente de gas puede ser determinado por un sondeo de presión o calculando, conociendo la gravedad específica del gas, estimada a partir de la composición del gas, la temperatura del fondo del pozo y el régimen de presión, son las que permiten la estimación de la presión del yacimiento. El gradiente de agua puede ser determinado a partir del análisis químico del agua de formación, por lo tanto el cálculo de los gradientes de gas y agua no puede ser posible en las fronteras de las cuencas.

3.2.12. Régimen de presión.

La presión del yacimiento es una medida propia de la energía del yacimiento y del movimiento de los hidrocarburos en el wellbore, en respuesta a la diferencia de la presión entre el yacimiento y la presión del wellbore. La cantidad de gas que

puede ser adsorbida teóricamente en una muestra de carbón, está directamente relacionada con la presión (isoterma de Langmuir).

Existen dos tipos de gradientes de presión:

- Gradiente de presión simple (SPG).
- Gradiente de presión vertical (VPG).

Los cuales son usados para describir los aspectos hidrogeológicos de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón.

3.2.13 Gradiente de presión simple (SPG)⁴⁸.

El gradiente de presión simple (tabla 5), determina si el yacimiento esta presurizado anormalmente o presurizado normalmente. El gradiente de presión simple es el cociente del BHP dividido por la profundidad, desde la superficie de la tierra hasta el punto medio de los intervalos de prueba, definiendo de esta manera la presión anormal.

$$SPG = \frac{PRESION}{PROFUNDIDAD}$$

Tabla 5. Gradientes de Presión.

| | | |
|-----------------------|----------------|--------------|
| SUBPRESIÓN | < 0,433 psi/ft | < 9,73 kpa/m |
| PRESIÓN NORMAL | = 0,433 psi/ft | = 9,73 kpa/m |
| SOBREPRESIÓN | > 0,433 psi/ft | > 9,73 kpa/m |

Fuente: KAISER, W. R., and AYERS, W. B., JR.; Geology and hydrologic characterization of Coalbed methane reservoirs. Society of Petroleum Engineers, 1991.

⁴⁸ KAISER, W. R., and AYERS, W. B., JR.; Geology and hydrologic characterization of Coalbed methane reservoirs. Society of Petroleum Engineers, 1991, SPE paper 23458, Vol 1, p.p. 170-186.

La presión anormal es aquella la cual está por encima o por debajo de algún gradiente de presión estático, usualmente para aguas frescas se utiliza 0,433 psi/ft, pero en cuencas profundas con agua salina se utiliza 0,465 psi/ft.

La presión anormal (más alta o más baja que la presión hidrostática) definida por SPG (gradiente de presión simple), es muy común en todas las cuencas de carbón del mundo. La interpretación de una presión anormal, directamente afecta la caracterización de los yacimientos de carbón. La sobrepresión puede ser interpretada en algunas cuencas al presentarse:

- Condiciones artesianas y alta permeabilidad.
- Activa generación de hidrocarburos y bajas permeabilidades.
- Conservación de la geopresión fósil y aislamiento del yacimiento.
- Esporádica migración, buzamiento arriba de los gases termogenicos durante el sello de las fallas.

Los mantos de carbón han sido interpretados como acuíferos, precisamente por la continuidad o discontinuidad que presenta el yacimiento de carbón, es importante determinar si están presente o no las condiciones de una sobrepresión artesisana o las condiciones de una sobrepresión por hidrocarburos. Por lo tanto una sobrepresión artesisana refleja moderamente una permeabilidad alta a temperaturas relativamente bajas, mientras que la sobrepresión por hidrocarburos se refleja por la baja permeabilidad y la generación activa de gas a altas temperaturas.

La presencia de aguas de formación frescas a temperaturas bajas, usualmente indica una sobrepresión artesisana, mientras que las aguas de formación altamente salinas a temperaturas altas (más de 100 grados centígrados) refleja una sobrepresión por hidrocarburos.

La formación de la subpresión puede ser atribuida a la contracción termal de los fluidos y dilatación del estrato de baja permeabilidad durante el levantamiento y enfriamiento de la cuenca y la disminución del potencial de generación de gas debido a las temperaturas frías.

El mantenimiento de la subpresión puede ser debida a:

- Presión de yacimiento, relativamente bajas.
- Heterogeneidad del yacimiento.
- Aislamiento a partir del recargue por rocas de bajas permeabilidades.
- El mejoramiento de la comunicación hidráulica desde áreas de descargue hasta el área de recargue.

3.2.14. Gradientes de presión vertical (VPG).

El gradiente de presión simple determina el régimen de presión del yacimiento, mientras que el gradiente de presión vertical (tabla 6) determina el potencial para el flujo vertical, lateral o descendente. El potencial de un fluido en un punto dado se puede definir como la cantidad de trabajo que se requiere para transportar una unidad de masa del fluido en cuestión desde un lugar a otro.

3.2.15. Hidroquímica del agua subterránea.

La hidroquímica es la interacción que existe entre la roca y el agua, y las tasas de flujo de agua subterránea que prevalecen o predominan, indica también la circulación del agua subterránea a través de la distribución de masas o solidos disueltos en el agua. Es decir que la composición química registra el movimiento actual del agua subterránea (transferencia de masa), mientras que la cabeza hidráulica representa la dirección de la fuerza que conduce su flujo. La hidroquímica se usa para ayudar a predecir las áreas de recargue y de descargue de los acuíferos.

Tabla 6. Potencial de gradientes de presión Vertical.

| | | |
|--|--------------------------|------------------------|
| POTENCIAL FLUJO DESCENDENTE | < 0,433 psi/ft | < 9,73 kpa/m |
| POTENCIAL FLUJO HORIZONTAL | = 0,433 psi/ft | = 9,73 kpa/m |
| POTENCIAL FLUJO ASCENDENTE | > 0,433 psi/ft | > 9,73 kpa/m |

Fuente: KAISER, W. R., and AYERS, W. B., JR.; Geology and hydrologic characterization of Coalbed methane reservoirs. Society of Petroleum Engineers, 1991.

3.2.16. Hidrogeología de Cuencas Sedimentarias⁴⁹.

Las cuencas sedimentarias a través del tiempo pasan de ser jóvenes a antiguas geológicamente, el sistema de flujo se forman a partir de una dominación por compactación a procesos gravitatorios, y los regímenes de presión que desarrollan son desde sobrepresión hasta subpresiones.

En las cuencas jóvenes geológicamente activas, el flujo de fluidos se lleva a cabo por medio de la compactación. El movimiento del fluido en algunos casos es ascendente y hacia afuera de la profundidad de la cuenca, en caso contrario a partir de las áreas que presentan una presión alta en los poros y está dentro de una sección hidrostática de aguas-frescas someras, el flujo de fluidos es generado por efectos gravitatorios.

En la parte más profunda de la cuenca la rápida sedimentación, la subsidencia y el fallamiento de los estratos conducen a la discontinuidad hidráulica, la cual retarda

⁴⁹ LAW, B. E., and DICKINSON, W. W.; Conceptual model for origin of adnormally pressure gas accumulation in low permeability reservoirs. Amer. Assoc. of Petroleum Geology Bulletin. 1985. Vol 69, p.p. 1295-1304.

la expulsión de los fluidos intersticiales durante la compactación y subsidencia. Por lo tanto los fluidos en los poros soportan la sobrecarga resultando en la sobrepresión del yacimiento.

En las antiguas cuencas sedimentarias tales como las cuencas de carbón que han sido levantadas tectónicamente, el flujo es principalmente conducido por la gravedad desde las altas áreas de recargue hasta áreas bajas de descargue. La cantidad de agua de recargue está dominada por la permeabilidad, el clima y la extensión del área de recargue, las áreas que presentan alta precipitación son húmedas y tienen más recargue que las áreas semiáridas o áridas.

El levantamiento regional junto con la erosión muestran los estratos permeables a lo largo de la cuenca para el recargue y su hidropresurización, por lo tanto la sobrepresión por hidrocarburos y la sobrepresión artesiana somera pueden ocurrir en la cuenca.

Las características de la sobrepresión artesiana son⁵⁰:

- Recargue, que ocurre en un afloramiento elevado húmedo a lo largo del margen de la cuenca.
- Una superficie piezométrica hacia el área de recargue.
- Localización cercana de un afloramiento de alto grado de recargue.
- Yacimientos de alta permeabilidad y porosidad.

La subpresión resulta a partir de:

- La contracción termal de fluidos y dilatación de los estratos de baja permeabilidad.
- Pérdida de potencial generador de gas de la materia orgánica con una disminución en la temperatura.

⁵⁰ KAISER, W. R., and AYERS, W. B., JR.; Geology and hydrologic characterization of coalbed methane reservoirs. Society of Petroleum Engineers, 1991, SPE paper 23458, vol 1, p.p. 170-186.

- Perdida del gas generado.

En consecuencia el movimiento del flujo de agua subterránea subpresurizada, puede ser lento o dinámico y los factores que contribuyen en el mantenimiento de la subpresión son:

- Yacimientos con bajas temperaturas.
- Heterogeneidad del yacimiento (barreras de flujo).
- Aislamiento a partir de recargue por rocas de baja permeabilidad.
- Mayor conexión hidráulica en el área de descargue que en el área de recargue.
- Efecto de drenaje del flujo descendente en facies permeables

4. ESTADÍSTICAS MUNDIALES DE CBM

El tema relacionado con estadísticas está fundamentado en los aportes de Al-Jubori, A. y S. Johnston⁵¹, desde donde se especifica lo siguiente:

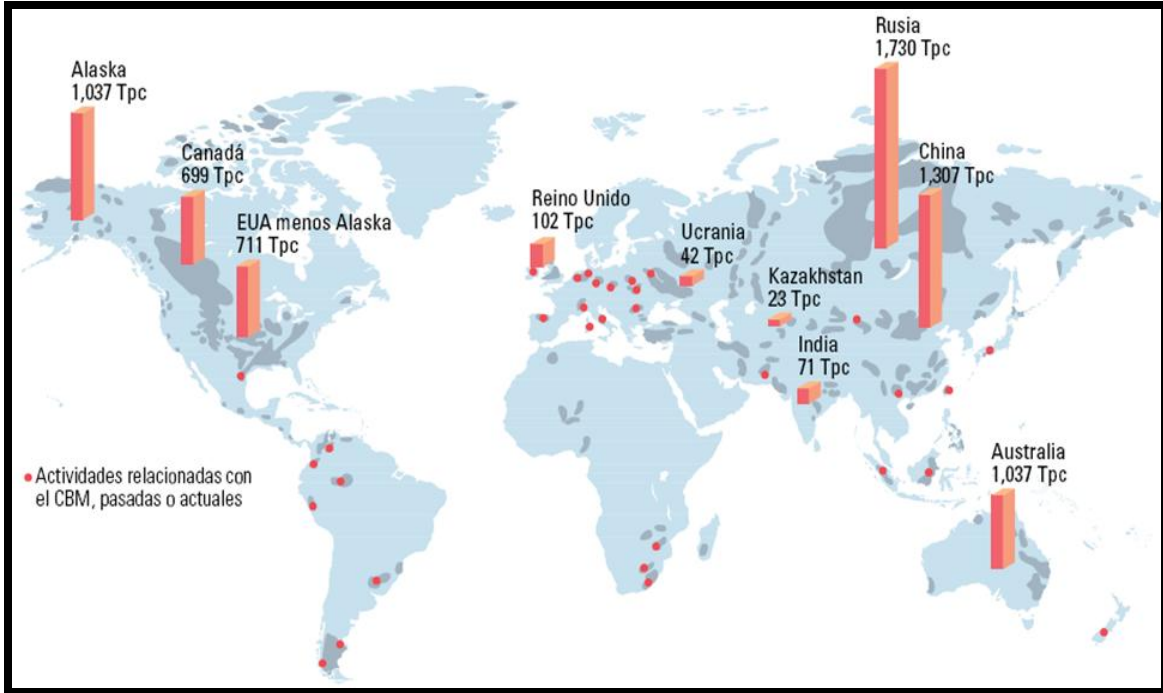
Es probable que la extracción del metano contenido en capas de carbón (CBM), no tenga trascendencia para el hombre moderno, pero esta fuente de gas natural parece ciertamente un regalo para un mundo que necesita suministros de energía limpia.

Dado que la industria del petróleo y el gas de nuestros días reconoce el valor de este recurso (no convencional), como suministro alternativo de gas natural, se manifiesta en el nivel de las inversiones de capital que se están efectuando a escala mundial. Iniciativa impulsada en gran medida por incentivos de índole fiscal, en donde se ha contemplado que la industria del gas natural de Estados Unidos, comenzó a desarrollar los recursos de CBM en la década de 1980.

Desde entonces, se han introducido mejoras en las tecnologías y las metodologías de evaluación, perforación y producción de (CBM) que en su mayoría, constituyen adaptaciones de las tecnologías y metodologías ya utilizadas, para los yacimientos tradicionales de petróleo y gas. En la figura 11 se pueden observar las actividades relacionadas con el (CMB) en el contexto mundial.

⁵¹ AHMED, Al-jubori. SEAN, Johnston.; Metano en capas de carbón: Energía limpia; Oilfield Review, 2009, Vol 21, No. 2, p.p.1-4.

Figura11.Reservas de CBM en el mundo.



Fuente: AHMED, Al-jubori. SEAN, Johnston.; Metano en capas de carbón: Energía limpia; Oilfield Review, 2009.

4.1. PANORAMA GLOBAL.

El mayor volumen de reservas probadas recuperables de carbón, según los últimos datos publicados, se encuentran en Estados Unidos, seguido por Rusia, China, Australia e India (tabla 7). Si bien los depósitos someros de carbón de muchas áreas, tales como las áreas situadas en el Reino Unido y en algunas otras naciones Europeas, han sido extensivamente explotados, los mantos profundos de carbón que trascienden el alcance de las operaciones mineras presentan oportunidades de desarrollo. Aún con poco carbón explotable remanente, el Reino Unido sigue ocupando el sexto lugar en el mundo en términos de reservas

estimadas de (CBM). No obstante, las naciones con los depósitos de carbón más grandes están recibiendo la mayor parte de las inversiones de capital que, en el año 2008, se estimó en US\$ 12,000 millones para la industria.

Tabla 7. Reservas probadas mundiales.

| Reservas probadas recuperables | % |
|--------------------------------|------|
| EUA | 28.6 |
| Rusia | 18.5 |
| China | 13.5 |
| Australia | 9 |
| India | 6.7 |

Fuente: AHMED, Al-jubori. SEAN, Johnston.; Metano en capas de carbón: Energía limpia; Oilfield Review, 2009.

4.1.1. CBM EN ESTADOS UNIDOS⁵².

El primer pozo de (CBM) para desarrollar gas como recurso fue perforado en 1931 en Virginia Occidental, (Estados Unidos). Durante más de 50 años, el nivel de la actividad de perforación de pozos de (CBM) se mantuvo bajo. En 1978, el gobierno de los Estados Unidos promulgó la Ley de Política del Gas Natural.

Esta legislación permitió a las compañías percibir precios más altos por el gas natural producido de yacimientos gasíferos de baja permeabilidad, como lutitas gasíferas y mantos de carbón.

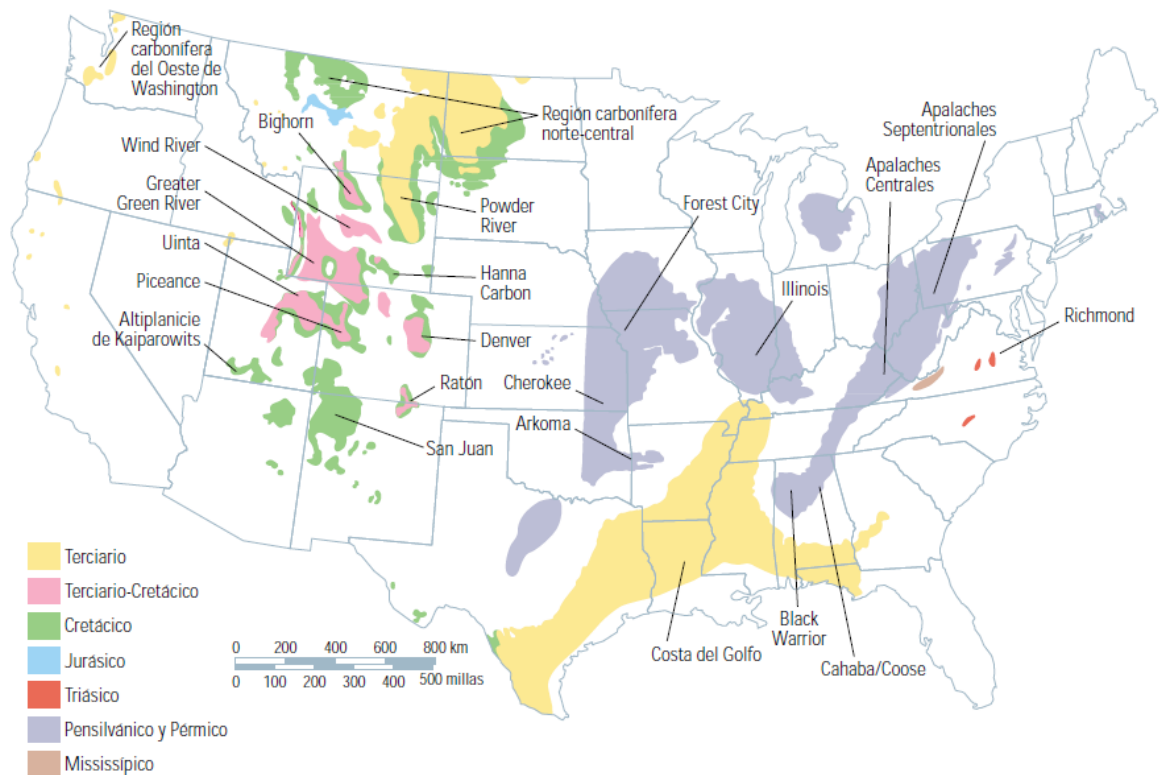
En la actualidad, el desarrollo de los yacimientos de (CBM) está impactando el mercado del gas norteamericano. La producción anual proveniente de 11 cuencas

⁵² ANDERSON, John. SIMPSON, Mike. Nexen de Canadá Ltda. Producción de Gas Natural a partir del Carbón. Alberta, Canadá: Oilfield Review. 2003/2004. p.p. 10-11.

(figura 12) de carbón en Estados Unidos es superior a 42,900 millones de m³ (1.5 Tpc), o un 10% de la producción de gas anual de Estados Unidos.

Las reservas comprobadas (tabla 8) de (CBM) 501,000 millones de m³ (17.5 Tpc) ahora conforman un 9.5% del volumen total de reservas de gas de Estados Unidos y el (CBM) total que se encuentra in-situ, en Estados Unidos se estima en 21.4 trillones de m³ (749 Tpc). Aproximadamente 2.9 trillones de m³ (100 Tpc) se consideran recuperables.

Figura 12. Cuencas de EUA que contienen CBM.



Fuente: ANDERSON, John. SIMPSON, Mike. Nexen de Canadá Ltda. Producción de Gas Natural a partir del Carbón. Alberta, Canadá: Oilfield Review. 2003/2004.

Tabla 8.Cuencas de Estados Unidos, Reservas.

| Cuenca | Reservas de Carbón | Reservas de Gas | Factor de Recobro | Numero de Pozos | Producción de Gas por Pozo |
|-----------------------------|---------------------------------------|---------------------------|-------------------|-----------------|--|
| | BST (Billones de Toneladas Cortas) | TCF (Terapias Cúbicos) | % | | MSCF/D (Millones de Toneladas Cubicas por Día) |
| Arkoma | 7.8 | 4 | - | 107 | 50 |
| Black Warrior | 62 | 20 | 65 | 2739 | 100 |
| Cahaba | 6.5 | 1.75 | | 32 | - |
| Central Appalachian | 15 | 5 | 50 | 814 | 70 |
| Cherokee | - | 6 | - | 28 | 100 |
| Cook Inlet | 150 | 245 | - | - | - |
| Forest City | - | 1 | - | 65 | - |
| Greater Green River | 287 | 314 | 50 | 1 | - |
| Illinois | 265 | 21 | - | - | - |
| Northern Appalachian | 352 | 61 | - | 85 | - |
| Piceance | 289 | 99 | 15 | 40 | - |
| Powder River | 1300 | 39 | 60 | 193 | 250 |
| Raton | 52 | 10 | 55 | 59 | 300 |
| San Juan | 358 | 84 | 80 | 3036 | 2000 |
| Uinta | 65 | 10 | 50 | 72 | 690 |

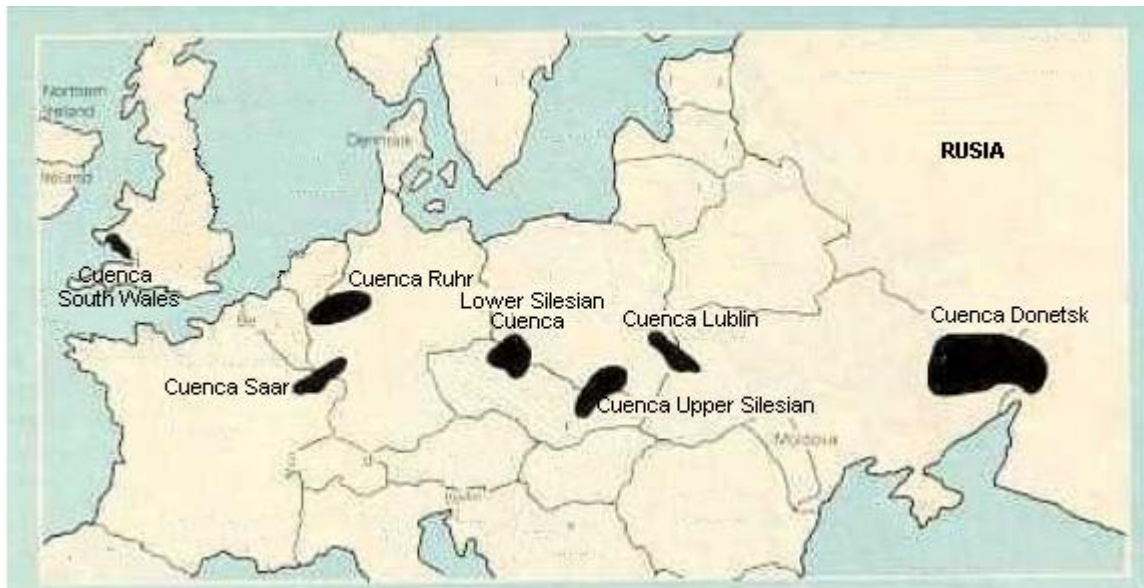
Fuente: ANDERSON, John. SIMPSON, Mike. Nexen de Canadá Ltda. Producción de Gas Natural a partir del Carbón. Alberta, Canadá: Oilfield Review. 2003/2004.

4.1.2. CBM EN EUROPA.

La presencia de CBM (figura 13) en Europa es de gran importancia para los países tercermundistas que lo ven como un gran potencial energético, los países

con más contenido de Gas asociado al carbón se encuentran en: Rusia, Alemania, Polonia, Reino Unido y Ucrania. Las cuencas más importantes se muestran en la tabla 9 con sus respectivas reservas.

Figura 13. Principales cuencas de CBM Europa.



Fuente: ANDERSON, John. SIMPSON, Mike. Nexen de Canadá Ltda. Producción de Gas Natural a partir del Carbón. Alberta, Canadá: Oilfield Review. 2003/2004.

Tabla 9.Reservas de gas y de carbón en Europa.

| Cuenca | Reservas de Carbón | Reservas de Gas |
|---|---------------------------------------|---------------------------|
| | BST (Billones de Toneladas Cortas) | TCF (Terapias Cúbicas) |
| Donetsk (Donbass) – Rusia y Ucrania | 140.8 | 15.2 – 27.89 |
| Kuznestk (Kuzbass) – Rusia | 637 | 6.7 – 7.2 |
| Lower Silesian Coal – Polonia | 21 | 0.035 – 0.116 |
| L´vov-Volyb – Ucrania | - | - |
| North Staffordshire Coalfield – Reino Unido | - | 2 |
| Ostrava-Karvina Coalfield – Checoslovaquia | - | - |
| Pernik - - Bulgaria | - | - |
| Ruhr – Alemania | 93 | 14.12 |
| Saar Coal – Alemania | 25 | 5.33 |
| Sorgun and Suluova – Turquía | 0.045 | - |
| South Wales Coalfield – Reino Unido | - | 5-15 |

Fuente: ANDERSON, John. SIMPSON, Mike. Nexen de Canadá Ltda. Producción de Gas Natural a partir del Carbón. Alberta, Canadá: Oilfield Review. 2003/2004.

4.1.3. CBM EN RUSIA.

El gigante en el tema del CBM es Rusia, el volumen estimado del recurso oscila entre 17 y 80 trillones de m³ (600 y 2,825 Tpc). Hasta comienzos de 2009, sólo se habían perforado algunos pozos para evaluar el potencial para la producción comercial.

No obstante, esta situación probablemente cambie como resultado de las fuerzas políticas y de mercado. El gas natural producido en la mitad occidental del país se

vende a Europa. Los recursos de (CBM) concentrados en la porción central de Siberia podrían ser aprovechados para la industria del sector central de Rusia, liberando más gas para su venta a Occidente.

4.1.4. CBM EN ASIA.

Las principales cuencas de Asia se encuentran distribuidas entre China e Indonesia. En la tabla 10 se presentan las cuencas de gas asociado al carbón, con sus respectivas reservas de carbón y gas, el número de pozos perforados y la producción promedio de gas por pozo. La ubicación geográfica de las cuencas en la India y la China se muestran respectivamente en las figuras 14 y 15.

Tabla 10. Principales cuencas de CBM en Asia

| Cuenca | Reservas de Carbón | Reservas de Gas | Numero de Pozos | Producción de Gas por Pozo |
|-------------------------------|---------------------------------------|---------------------------|-----------------|--|
| | BST (Billones de Toneladas Cortas) | TCF (Terapias Cúbicos) | | MSCF/D (Millones de Toneladas Cubicas por Día) |
| Qinshui – China | 309.8 | 153.24 | 19 | 176 – 247 |
| Ordos – China | - | 50 - 110 | 7 | 53 - 105 |
| Kaiping – China | - | - | 22 | - |
| Jatibarang – Indonesia | - | - | - | - |
| Huabei (North China) | - | - | - | - |

Fuente: ANDERSON, John. SIMPSON, Mike. Nexen de Canadá Ltda. Producción de Gas Natural a partir del Carbón. Alberta, Canadá: Oilfield Review. 2003/2004.

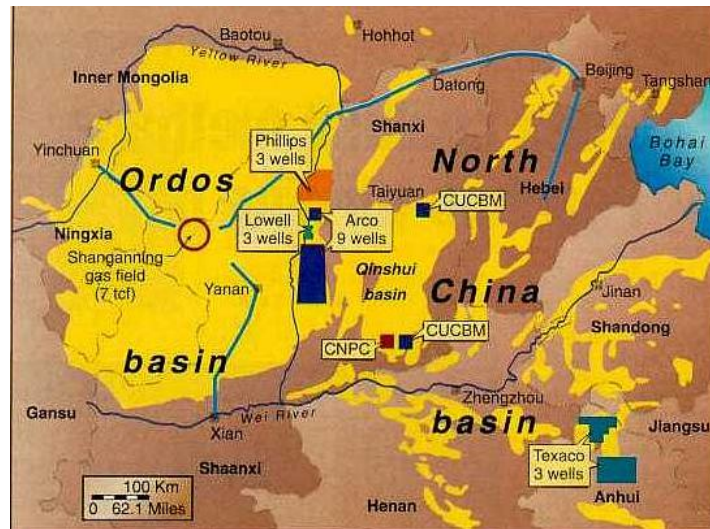
4.1.4.1. CBM EN CHINA

China, el segundo mayor consumidor de energía del mundo, aumentará la explotación y el uso de gas metano en mantos de carbón, para satisfacer la demanda de gas natural. Esto ha declarado la Comisión Nacional para el Desarrollo y la Reforma (NDRC; National Development and Reform Commission), el principal organismo de planificación económica de China.

China ha comprobado la existencia de 3,7 trillones de metros cúbicos. El país ocupa el tercer lugar en cuanto a las reservas de este gas en todo el mundo, por detrás de Rusia y Canadá.

El gobierno de China, reconociendo el valor de este recurso, señaló el desarrollo del CBM como uno de los 16 grandes proyectos de su actual “Plan de Cinco Años.” Las metas de producción ascienden a 10,000 MMm³ (353,000 MMpc) para 2010, 30,000 MMm³ (1.059 Tpc) para 2015, y 50,000 MMm³ (1.765 Tpc) para 2020.

Figura 14. Principales cuencas de CBM en China.



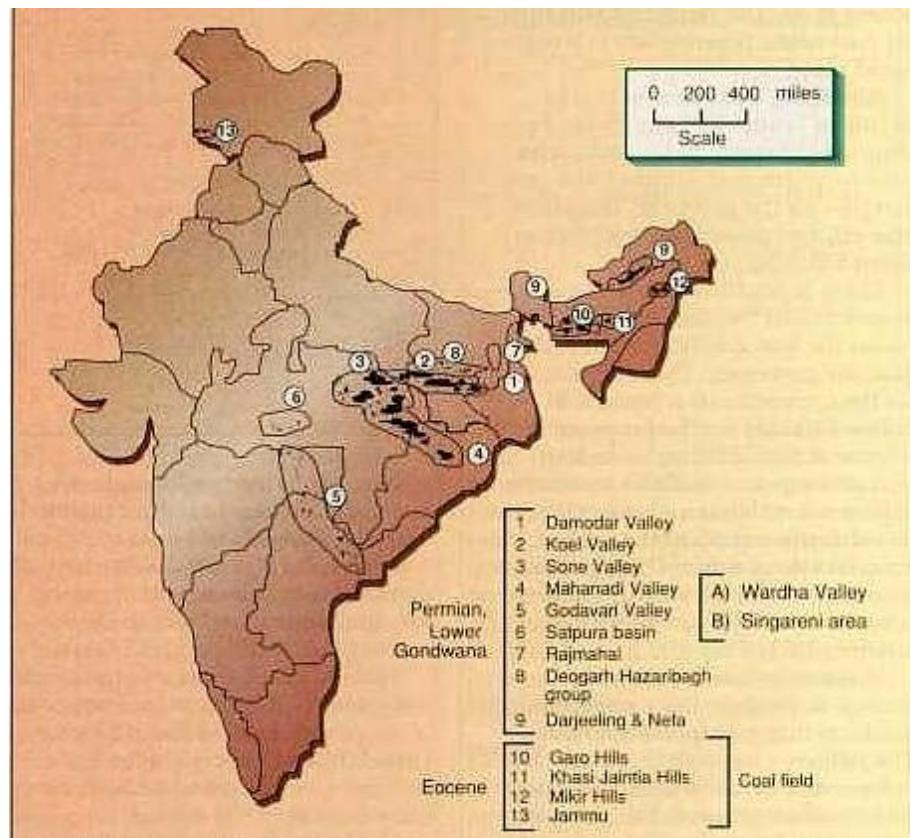
Fuente: ANDERSON, John. SIMPSON, Mike. Nexen de Canadá Ltda. Producción de Gas Natural a partir del Carbón. Alberta, Canadá: Oilfield Review. 2003/2004

4.1.4.2 CBM EN LA INDIA

La India posee volúmenes sustanciales de reservas de carbón, que en su mayor parte son adecuados para el desarrollo del CBM. Los depósitos profundos de carbón, a los que no se puede acceder mediante operaciones mineras

convencionales, también ofrecen oportunidades para el desarrollo del gas. En 1997, el gobierno de la India formuló una política de yacimientos de gas asociados al carbón y asignó numerosos bloques de exploración. La producción comercial de CBM comenzó en el año 2007.

Figura 15. Principales cuencas de CBM en la India.



Fuente: ANDERSON, John. SIMPSON, Mike. Nexen de Canadá Ltda. Producción de Gas Natural a partir del Carbón. Alberta, Canadá: Oilfield Review. 2003/2004.

4.1.5. CBM EN CANADÁ

Los 1287 Tpc de reservas probables de CBM, estimadas con que cuenta Canadá yacen fundamentalmente en las provincias de Columbia Británica y Alberta, y

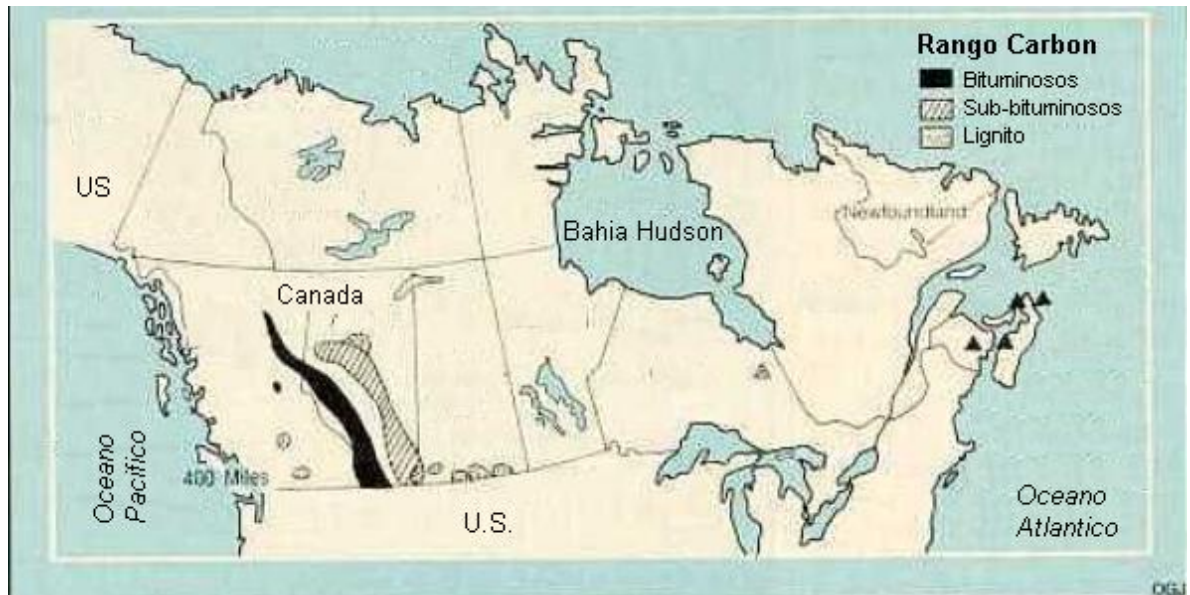
pueden dividirse en tres áreas principales: piedemonte de Alberta, las planicies de Alberta y piedemonte de la Columbia Británica (figura 16). Las capas de carbón de estas áreas varían en lo que respecta a rango, contenido de gas y accesibilidad.

Los especialistas en carbón canadienses sostienen que la permeabilidad del carbón constituye el principal sustento del potencial de los yacimientos de CBM. Por este motivo, cuando se evalúan los yacimientos de CBM de Canadá, gran parte del enfoque se centra en el conocimiento de las diaclasas y de las fracturas naturales, tanto en los afloramientos como en los pozos.

Alberta, contiene grandes cantidades de carbón distribuidas por todas las planicies, del piedemonte y las montañas del sur. Originalmente depositados en turberas relativamente horizontales, la materia orgánica fue enterrada por sedimentos provenientes del oeste y se carbonizó gradualmente, con el aumento del calor y la presión después del sepultamiento.

Las capas de carbón fueron posteriormente plegadas, falladas, levantadas y parcialmente erosionadas, dando como resultado la distribución actual del carbón a través de las planicies. Los estratos carboníferos se inclinan suavemente hacia el oeste, en dirección a las montañas, donde las capas de carbón están plegadas y se dirigen abruptamente hacia la superficie para volver a estar expuestas en el piedemonte.

Figura 16. Principales cuecas de CBM en Canadá.



Fuente: ANDERSON, John. SIMPSON, Mike. Nexen de Canadá Ltda. Producción de Gas Natural a partir del Carbón. Alberta, Canadá: Oilfield Review. 2003/2004.

Las capas de carbón se desarrollan dentro de los horizontes característicos de las formaciones Scollard, Horseshoe Canyon y Belly River del Cretácico Superior y dentro de los estratos del grupo Mannville del Cretácico Inferior, en las planicies de Alberta. También hay carbón presente en la Formación Coalspur del Paleoceno y en la Formación Mist Mountain de los grupos Luscar/Kootenay del Jurásico-Cretácico, en los pies de monte de Alberta.

El espesor de las capas de carbón individuales varía entre menos de 1 m (3 ft) y más de 6 m (20 ft). Los grupos de capas de carbón están separados por 10 a 50 m (30 a 160 ft) de roca. La mayoría de las capas de carbón que se encuentran a profundidades someras menos de 1000 m (3300 ft) en las planicies son de rango subbituminoso a bituminoso alto en volátiles.

Las capas de carbón en el piedemonte de Alberta son en general más maduras, con rangos que oscilan entre bituminoso alto en volátiles y bituminosos bajo en volátiles. Las capas de carbón de las planicies de Alberta tienen características de diaclasas más predecibles que la del piedemonte de Alberta y la Columbia Británica debido a su deformación limitada.

4.1.6. CBM EN AUSTRALIA

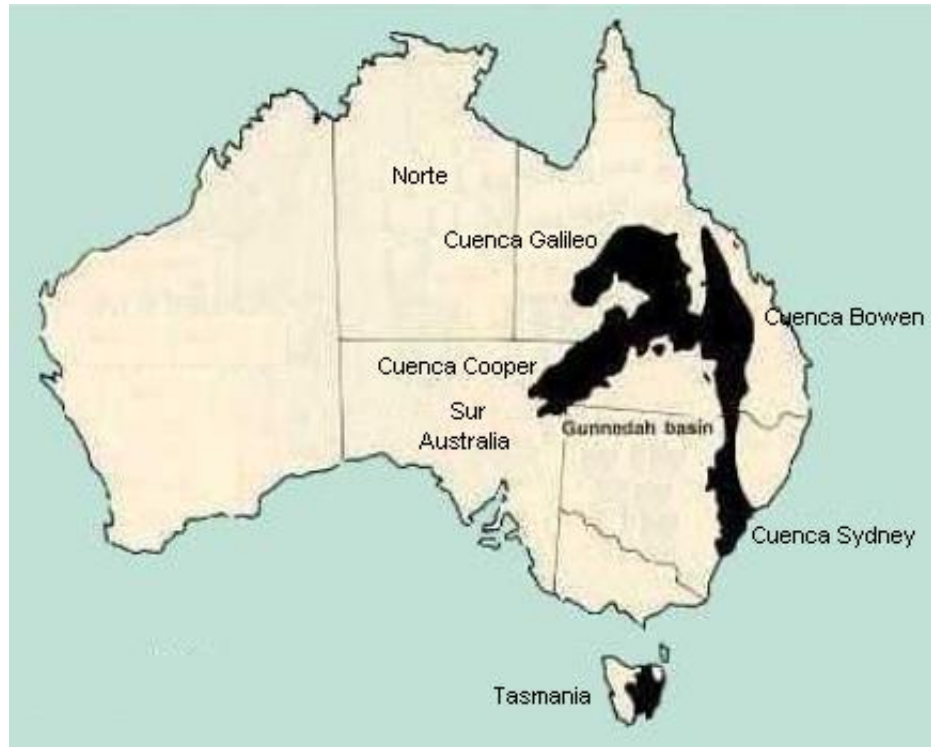
Australia (figura 17), ocupa el segundo lugar después de Estados Unidos en cuanto a producción de CBM (tabla 11). Su producción comercial comenzó a mediados de la década de 1990, en pequeña escala, pero para el año 2008, se produjeron 4,000 MM m³ de CBM, lo que implicó un incremento del 39% con respecto al año anterior.

Tabla 11. Principales cuencas de CBM en Australia.

| Cuenca | Reservas de Carbón | Reservas de Gas | Factor de Recobro | Numero de Pozos | Producción de Gas por Pozo |
|---------------------------|---------------------------------------|---------------------------|-------------------|-----------------|---|
| | BST (Billones de Toneladas Cortas) | TCF (Terapias Cúbicos) | % | | MSCF/D (Millones de Toneladas Cubicas por Día) |
| Bowen | - | - | - | - | - |
| Galilee | - | 0.6 - 0.82 | - | 2 | - |
| Sydney (Australia) | 1200 | 130 | - | - | - |

Fuente: ANDERSON, John. SIMPSON, Mike. Nexen de Canadá Ltda. Producción de Gas Natural a partir del Carbón. Alberta, Canadá: Oilfield Review. 2003/2004.

Figura 17. Principales cuencas de Carbón en Australia.



Fuente: ANDERSON, John. SIMPSON, Mike. Nexen de Canadá Ltda. Producción de Gas Natural a partir del Carbón. Alberta, Canadá: Oilfield Review. 2003/2004.

5. COLOMBIA FRENTE AL PANORAMA GLOBAL⁵³

El carbón es el combustible fósil más abundante del mundo, tanto que sus reservas probadas han sido definidas en más de 100 países y, con el cambio actual de producción, su vida útil es superior a 200 años, en contraste con las reservas de petróleo cuya duración previstas de 40 y 60 años, respectivamente, al cambio actual de producción.

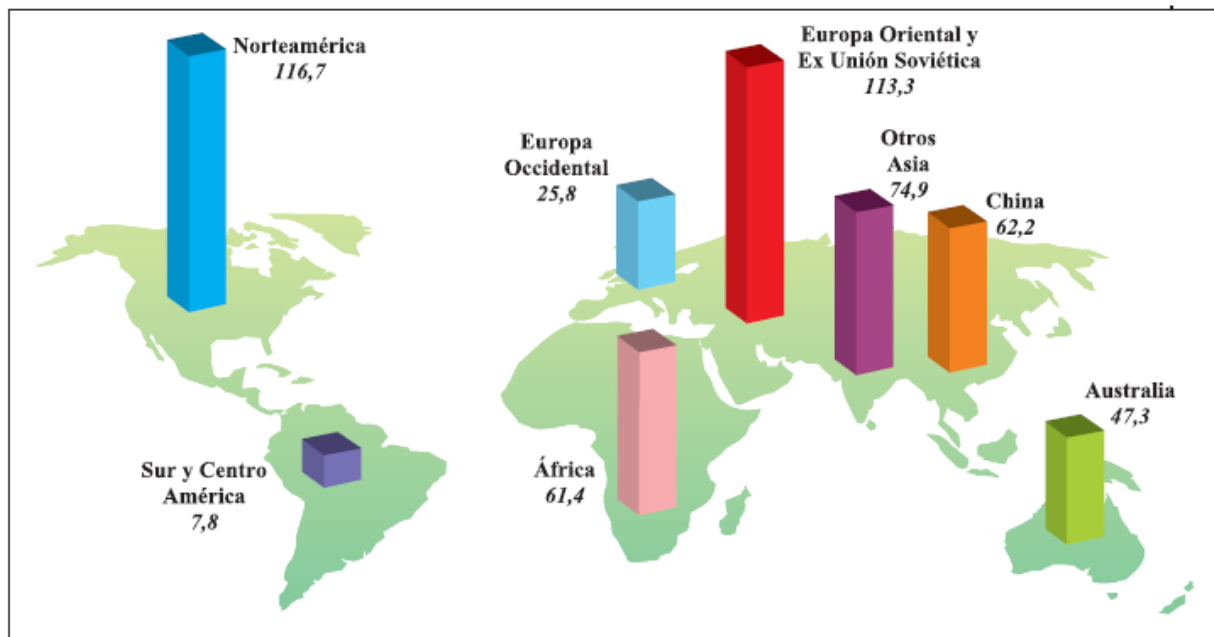
En la Figura 18 se presentan las reservas probadas de carbón bituminoso en el mundo (en miles de millones de toneladas). Observando las principales cifras de oferta y demanda mundial de carbón, se encuentra que su producción ha crecido más del 50% en los últimos 25 años; el carbón es el segundo energético en importancia en el mundo después del petróleo, pues cerca del 23% de la energía primaria que se consume proviene de este recurso y es el combustible más importante en la generación de electricidad, donde participa con el 39% de su producción.

Actualmente Colombia es el cuarto exportador mundial de carbón térmico y en los últimos años participó con más del 5% de las exportaciones mundiales. En la Figura 19 se presentan los datos históricos de las exportaciones de carbón, durante los últimos diez años.

Este panorama, favorable a nivel mundial, contrasta con las cifras a nivel nacional, donde el carbón, a pesar de ser el energético más abundante, participa apenas con el 8% del consumo de energía primaria y se ubica después del petróleo, y la biomasa.

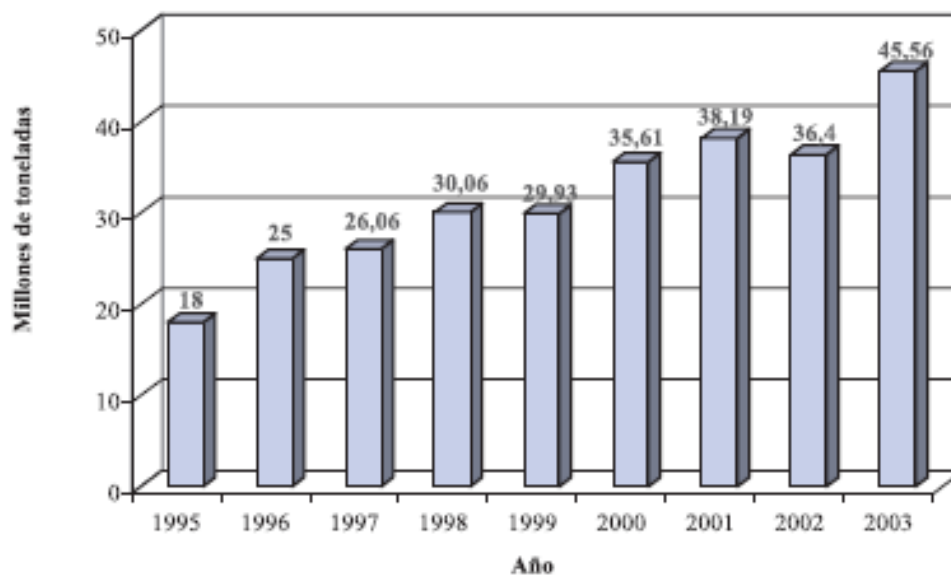
⁵³ Ingeominas y Minercol, El carbón colombiano. Recursos, reservas y calidad. 2004. p.17-19

Figura 18. Reservas de carbón bituminoso en el mundo



Fuente. URL: <http://www.carbocol.com/>. Acceso 26 de Septiembre de 2012

Figura 19. Exportaciones de carbón colombiano de 1995 a 2003



Fuente. URL: <http://www.carbocol.com/>. Acceso 26 de Septiembre de 2012

La mayoría de los carbones fueron formados en ambientes deltaicos y transicionales, algunos con clara influencia continental. En general varían de lignitos-bituminosos a antracíticos.

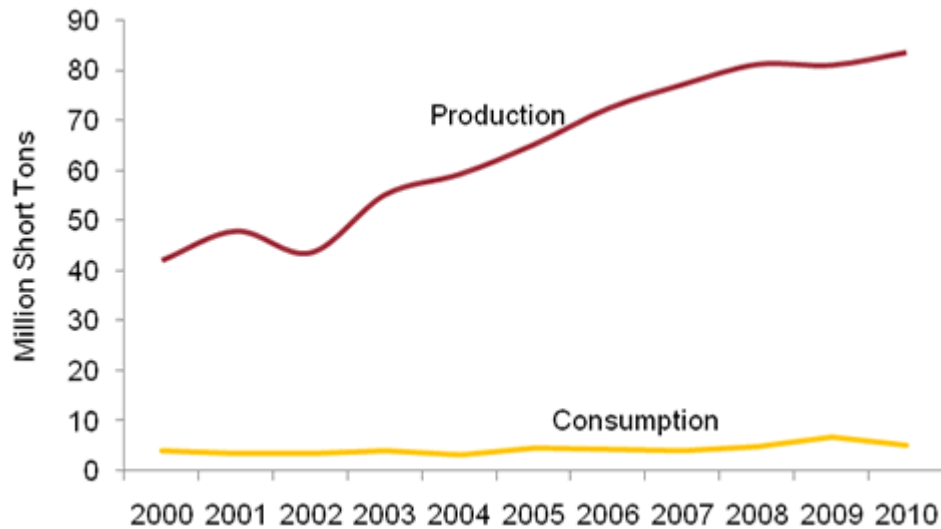
5.1 PRODUCCIÓN⁵⁴

De acuerdo con la Organización Latinoamericana de Energía, en el 2010 Colombia contaba con 5.643 millones de toneladas (MMST) de reservas recuperables de carbón (bituminoso en su mayoría), la más grande de América del Sur, siendo el cuarto exportador de carbón a nivel mundial, después de Australia, Indonesia y Rusia. Estos depósitos se concentran en la península de la Guajira bordeando el Caribe y en el piedemonte andino. La mayor parte de la producción de carbón de Colombia y la infraestructura de exportación se encuentra en la Costa Caribe. El carbón Colombiano es relativamente de combustión limpia, con un contenido de azufre de menos del 1 por ciento.

Colombia produce 82 millones de toneladas (MMST) de carbón en el 2010 (figura 20), mientras que sólo consume 5,6 MMST. Según el Ministerio de Minas y Energía, la producción de carbón del país se elevó a 94,6 MMST en el 2011.

⁵⁴ URL: <http://www.carbocol.com/>. Acceso 26 de Septiembre de 2012

Figura 20. Producción y consumo de carbón en Colombia, 2000-2010



Fuente. URL: <http://www.carbocol.com/>. Acceso 26 de Septiembre de 2012

La producción de carbón colombiano se realiza exclusivamente por empresas privadas y se ha duplicado desde el año 2000.

El mayor productor de carbón en Colombia es, Carbones del Cerrejón consorcio, compuesto por Anglo-American, BHP Billiton y Xstrata. El consorcio opera en el Cerrejón Zona Norte (CZN), con la mina de carbón más grande de América Latina y la mina más grande a cielo abierto de carbón en el mundo. CZN es un sistema integrado de mina, ferrocarril y una terminal de exportación en la costa del Caribe.

La Drummond Company realiza la segunda operación minera más grande de Colombia, denominada la Loma con una producción cerca de 27 MMST para el 2011, equivalente al 33% de la producción de CNZ

En junio de 2011, Drummond entró en una asociación 80% -20% con la japonesa

Itochu Corp., conocida como Drummond International. Itochu Corp., realizó una Inversión inicial de \$ 1,5 mil millones, que permitirá la expansión de nuevos proyectos, con la construcción de una nueva instalación de exportación aumentando la capacidad de exportación a 40-45 MMST por año. La asociación tiene el objetivo de aumentar las exportaciones de carbón a Japón y otros países asiáticos.

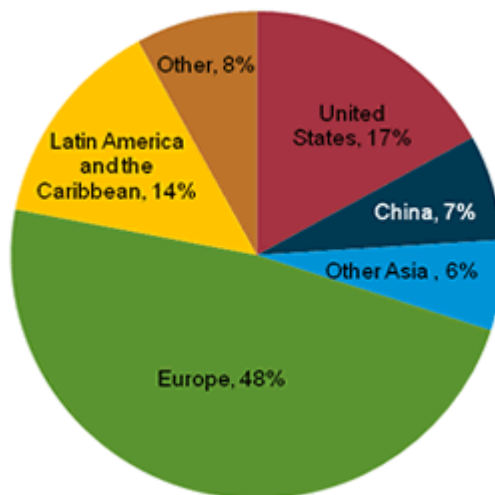
5.2 EXPORTACIONES

Colombia exportó 76,4 MMST en 2010, principalmente a Europa, otros países de América del Sur y Estados Unidos. Las exportaciones de carbón son una parte importante de la economía colombiana. El carbón es el segundo producto de mayor exportación del país después del petróleo y representa el 15 por ciento de los ingresos de exportación para Colombia en el 2010 (figura 21).

Estados Unidos y Colombia tienen una relación comercial importante en este sector ya que el 75% de las importaciones de carbón provienen del mercado nacional. En el 2011 Estados Unidos importó 9.5MMST.

Colombia recientemente comenzó a exportar cantidades considerables de carbón a los mercados asiáticos, especialmente China. Según Global Trade Information Services, la participación de Asia en las exportaciones colombianas de carbón creció de menos de uno por ciento en 2009 al 12,7 por ciento en 2010.

Figura 21. Destino de la Exportación de carbón en Colombia, 2010.



Fuente. URL: <http://www.carbocol.com/>. Acceso 30 de Septiembre de 2012

Una combinación de precios más altos en Asia, menores costos de flete y caída de las exportaciones a los Estados Unidos impulsó esta expansión en los mercados asiáticos. En mayo de 2012, se celebraron conversaciones en Pekín entre los presidentes de China y Colombia con respecto a los intereses de China en invertir en el sector del carbón en Colombia y la construcción de un ferrocarril a la costa del Pacífico para facilitar las exportaciones a Asia. Tanto la ampliación del Canal de Panamá (actualmente programado para completarse en 2015) y los chinos respaldando con proyectos de infraestructura de transporte podrían generar mayores exportaciones de carbón colombiano a Asia en el futuro.

5.3 COMPARACIÓN OFERTA-DEMANDA DE GAS NATURAL

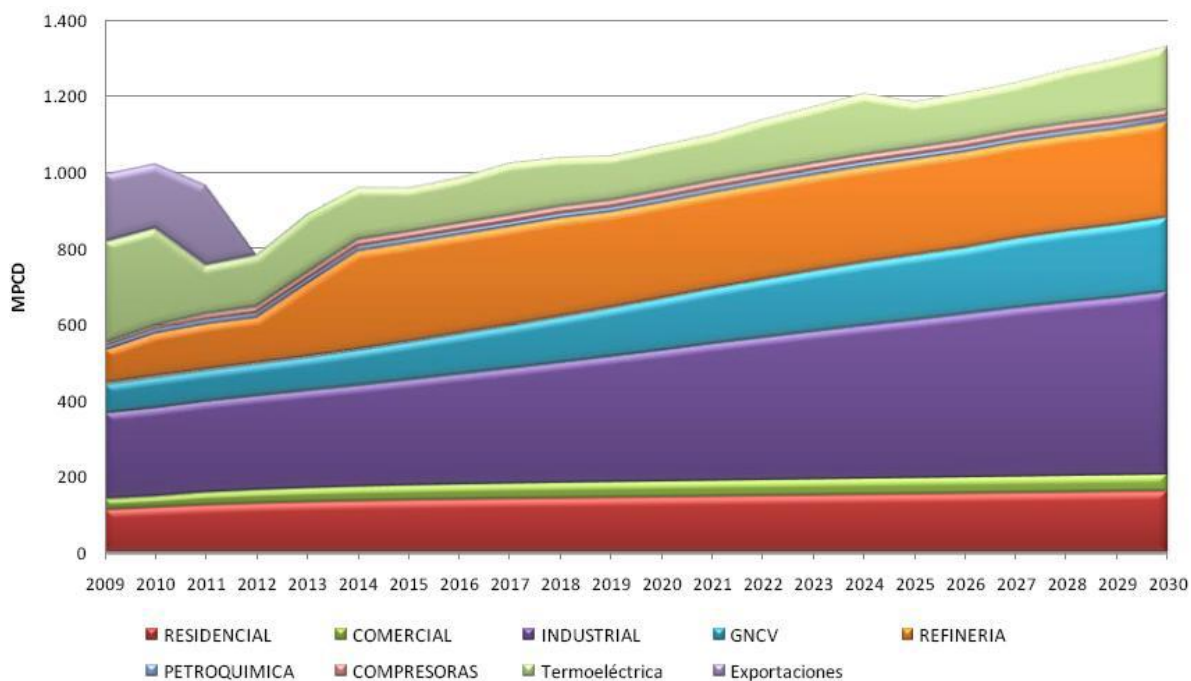
De acuerdo con las estimaciones al año 2030 el consumo de gas natural en Colombia presenta un crecimiento moderado, (aunque podría ser mayor) pero la

cantidad de reservas probadas no permiten mostrar un escenario de crecimiento ya que la producción de gas natural en Colombia muestra una tendencia en declive (figura 22).

Según datos reportados por la UPME, Colombia tendría un autoabastecimiento de gas natural hasta el año 2015 (figura 23) donde la demanda superaría la oferta de las reservas probadas de gas natural. Con la puesta en marcha del Plan Nacional de Masificación de Gas, se hace necesario contar con una buena oferta de gas, para lo cual los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón son una buena opción.

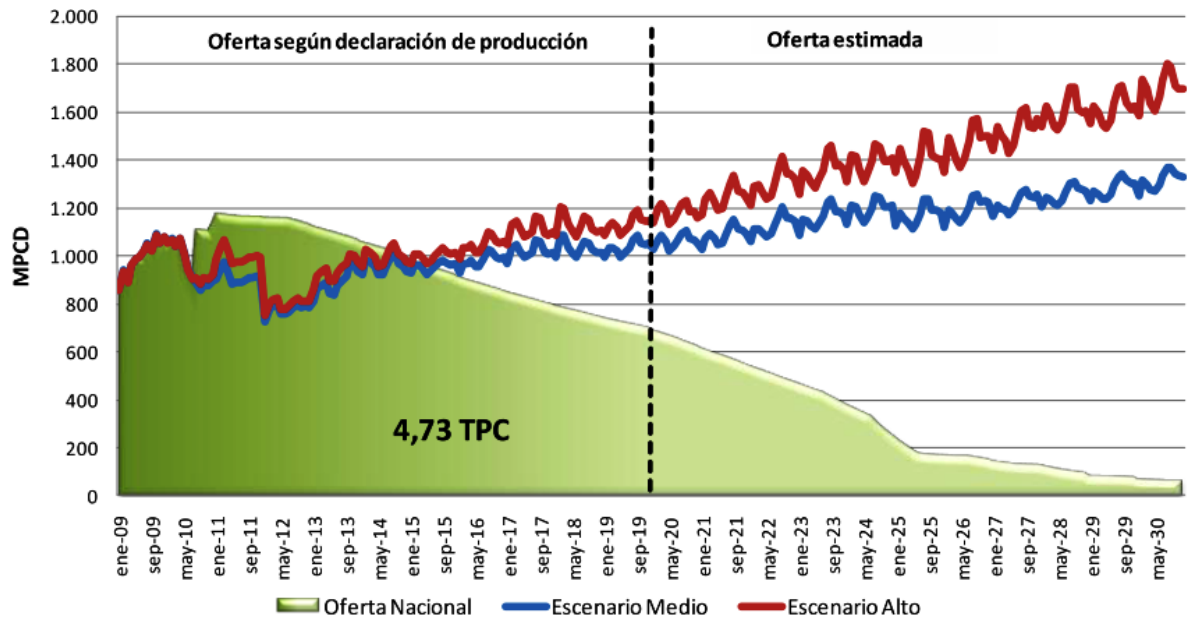
Otro escenario que se puede analizar es el siguiente: A las reservas probadas se agregan las probables para aumentar las reservas totales y se presenta un autoabastecimiento hasta el año 2017 (figura 24).

Figura 22. Demanda nacional de gas natural (escenario base) MPCD.



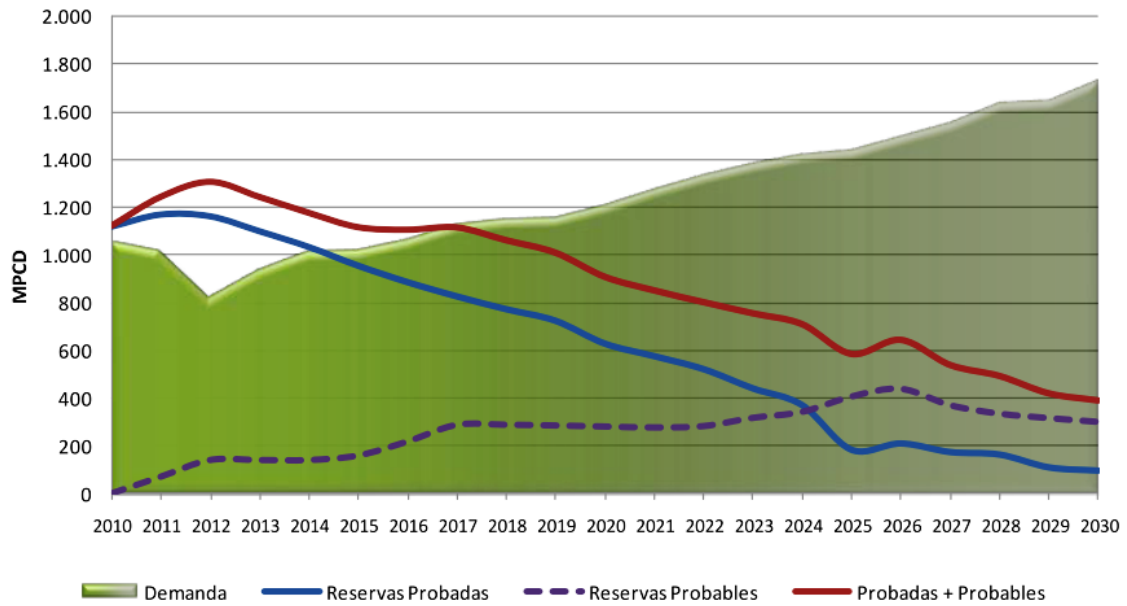
Fuente: URL: <http://www.carbocol.com/>. Acceso 30 de Septiembre de 2012

Figura 23. Balance nacional de gas natural



Fuente. URL: <http://www.carbocol.com/>. Acceso 26 de Septiembre de 2012

Figura 24. Producción de gas natural a partir de reservas probadas y probables

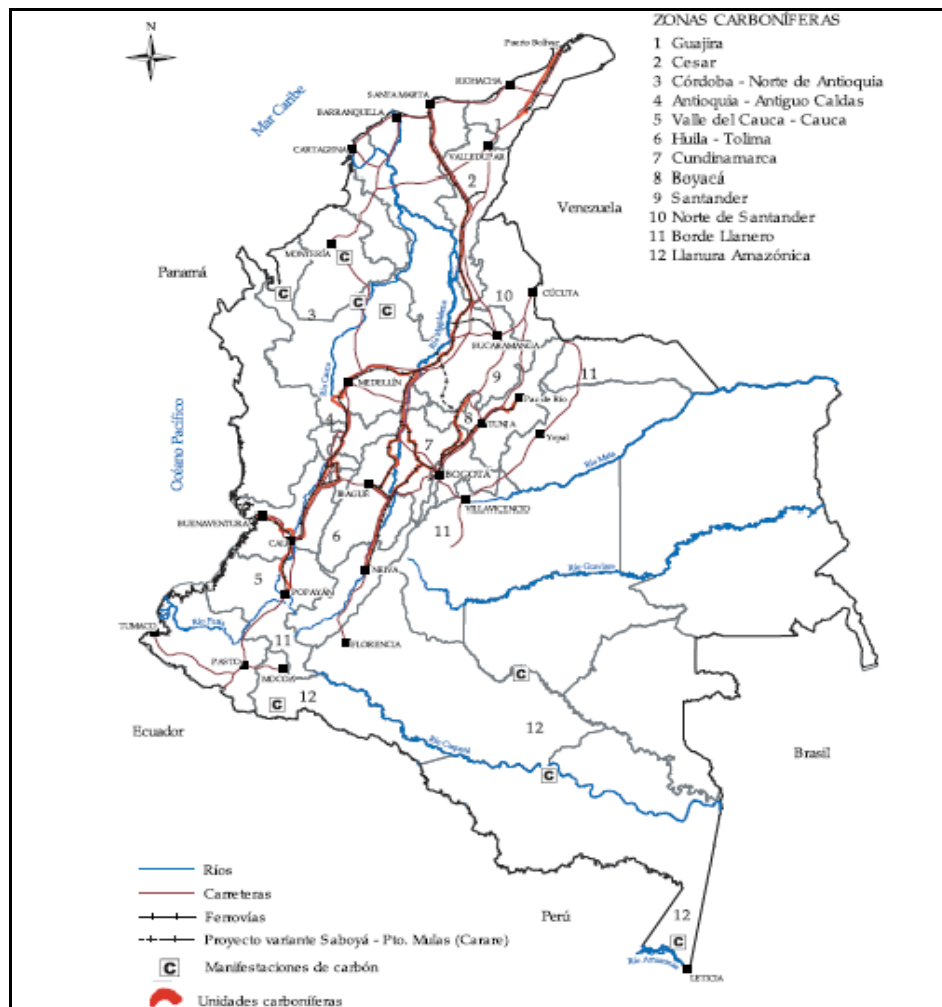


Fuente: URL: <http://www.carbocol.com/>. Acceso 30 de Septiembre de 2012.

5.4 ZONAS CARBONÍFERAS COLOMBIANAS

En Colombia los carbones se encuentran distribuidos (figura 25) en las tres cordilleras Colombianas: oriental, occidental y central donde las acumulaciones más significativas de carbón están limitadas, casi exclusivamente, al intervalo Maastrichtiano - Oligoceno superior, Albiano - Cenomaniano y en el Cretáceo inferior.

Figura 25. Distribución del carbón en Colombia.



Fuente: Ingeominas y Minercol, El carbón colombiano. Recursos, reservas y calidad. 2004. p, 50.

5.4.1 ZONA CARBONÍFERA LA GUAJIRA

La zona carbonífera está comprendida, en su totalidad, dentro de los límites geográficos del Departamento de La Guajira, en jurisdicción de los municipios de Barrancas, Hato Nuevo, Albania y Maicao. Está situada a 125 km al noreste de Valledupar y a 105 km de Riohacha. En la Figura 26 se muestra la ubicación de las áreas carboníferas.

Los carbones se encuentran en la Formación Cerrejón con una superficie aproximada de 805 km². La Zona Carbonífera La Guajira comprende el yacimiento El Cerrejón, el más importante del país, donde se extraen los mayores volúmenes de carbón para la exportación (Figura 27).

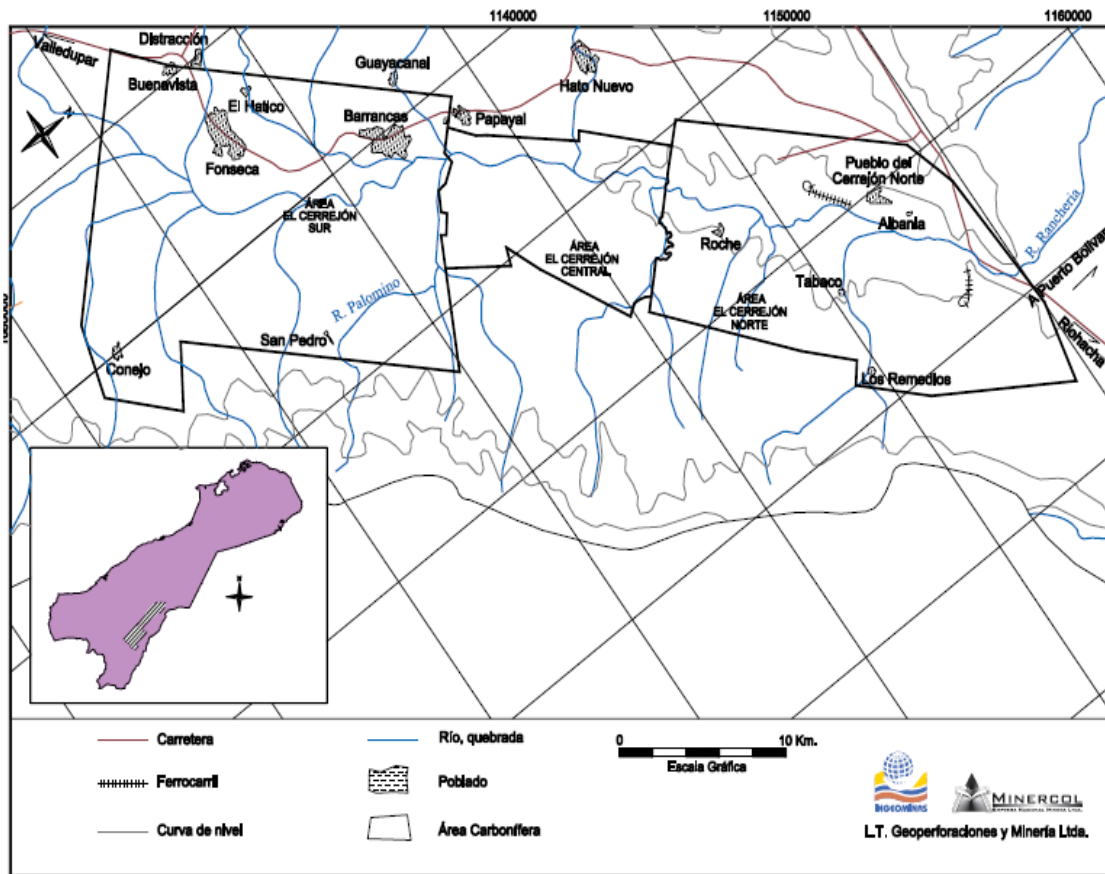
5.4.1.1 Geología General: La formación es una secuencia continua de 900 a 1.100 m de espesor, lo que permite una buena correlación de los mantos a través de toda la zona. Está compuesta por areniscas, localmente calcáreas, interestratificadas con lutitas grises carbonosas.

La formación contiene de 30 a 40 mantos de carbón cuyos espesores oscilan entre pocos centímetros a 10 metros o más, llegando ocasionalmente a 26 m de espesor. La edad de la formación establecida, mediante análisis paleontológicos y palinológicos, es del Paleoceno.

En cuanto a la calidad, son carbones bituminosos altos en volátiles.

Con base en la distribución y espesor de los mantos, la Formación Cerrejón ha sido subdividida en tres niveles: Inferior, medio y superior (figura 19).

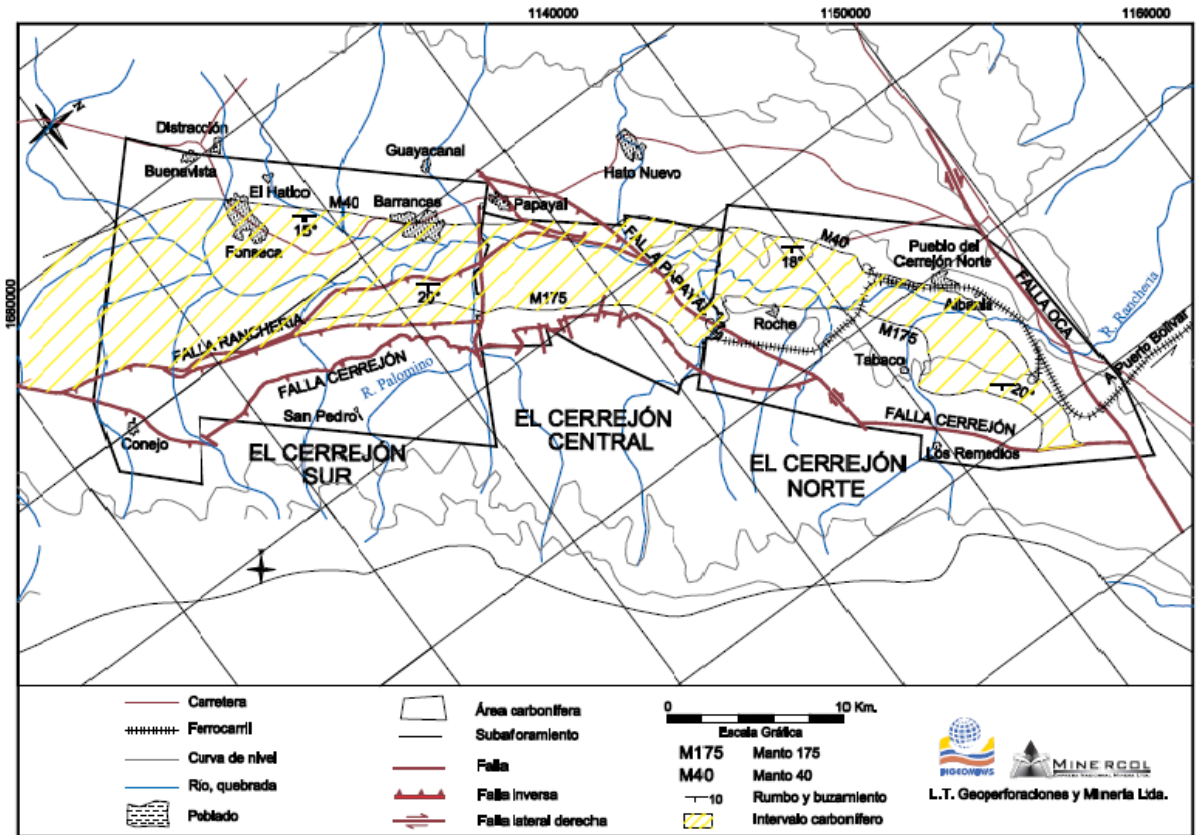
Figura 26. Localización del área carbonífera de la Guajira



Fuente: Ingeominas y Minercol, El carbón colombiano. Recursos, reservas y calidad. 2004. p. 56.

5.4.1.2 Reservas: En la Tabla 12 se presentan las reservas del Área Carbonífera El Cerrejón Norte de acuerdo con la tabla, se puede establecer que el potencial del Área Carbonífera El Cerrejón Norte es de 3.000 millones de toneladas, a 300 m de profundidad, en la categoría de medidas, lo cual la convierte en el área más importante del país.

Figura 27. Localización del intervalo carbonífero de la formación Cerrejón.



Fuente: Ingeominas y Minercol, El carbón colombiano. Recursos, reservas y calidad. 2004. p, 59.

Tabla 12. Reservas del Área Carbonífera El Cerrejón Norte

| PROFUNDIDAD (m) | RESERVAS MEDIDAS (t) |
|-----------------|----------------------|
| Hasta 100 | 950.000.000 |
| Hasta 200 | 2.000.000.000 |
| Hasta 300 | 3.000.000.000 |
| Potencial | 3.000.000.000 |

Fuente. Ingeominas y Minercol, El carbón colombiano. Recursos, reservas y calidad. 2004

5.4.2 ZONA CARBONÍFERA CESAR

El departamento de Cesar está localizado al noroeste del país y los yacimientos carboníferos, al este de la Sierra Nevada de Santa Marta (figura 28). Los carbones han sido localizados en la Formación Los Cuervos, cuya edad pertenece al Eoceno. En esta zona se han definido, con base en aspectos geológicos y geomórficos, dos áreas carboníferas denominadas: área carbonífera 201 la Loma y 202 la Jagua de Ibirico.

5.4.2.1 Geología General: El yacimiento de la Jagua se encuentra ubicado en el centro de una secuencia sinclinal de orientación NE, que tiene unos 15 Km de longitud, la cual ha sido en tres unidades, conteniendo 10 mantos continuos con espesores que varían de 0.8 a 6.90 m. Esta unidad se encuentra compuesta por arcillolitas grises a negras.

Por su parte el área de la Loma se encuentra localizada a unos 100 Km del sur de la capital del Cesar, con una extensión aproximada de 570 Km². Constituida principalmente, por arcillolitas y limolitas de color gris a gris medio, intercaladas con bancos de arenisca y mantos de carbón con espesores mayores a 1 m. Característicamente los carbones de la Loma, son bituminosos altos en volátiles y con aptitudes para uso térmico.

5.4.2.2 Reservas: El potencial del área Carbonífera la Loma es de 6.291.802.875 t, en las categorías de reservas y recursos medidos, indicados, inferidos e hipotéticos, que la convierte en una de las más importantes del país.

El potencial del Área Carbonífera La Jagua de Ibirico es de 258.300.000 t, en la categoría de reservas medidas, en cuanto a reservas indicadas, inferidas e hipotéticas no se reportan datos. Las cuales respectivamente indican las reservas de la zona del Cesar (tabla 13).

Tabla 13. Reservas del Área Carbonífera El Cesar

| ÁREA | RESERVAS MEDIDAS (t) | RESERVAS INDICADAS (t) | RESERVAS INFERIDAS (t) | RESERVAS HIPOTÉTICAS (t) |
|----------|----------------------|------------------------|------------------------|--------------------------|
| La Loma | 1.460.531.802 | 1.395.605.278 | 1.605.749.480 | 0 |
| La Jagua | 258.300.000 | - | - | - |

Fuente. Ingeominas y Minercol, El carbón colombiano. Recursos, reservas y calidad. 2004

5.4.3 ZONA CARBONÍFERA CÓRDOBA- NORTE DE ANTIOQUIA

El Departamento de Córdoba tiene una superficie de 25.000 km². Esta zona carbonífera comprende los carbones que se encuentran en el Departamento de Córdoba (figura 29) y en la parte septentrional del Departamento de Antioquia. Teniendo en cuenta las diferentes sucesiones litoestratigráficas, los diversos rasgos geomórficos y las numerosas estructuras allí reconocidas, se han definido cinco áreas carboníferas: área carbonífera 301 Urabá, 302 Ciénaga de Oro, 303 Alto San Jorge, 304 Tarazá – Rio Man, 305 Purí Caserí.

5.4.3.1 Geología General: El área carbonífera Alto de San Jorge, la más importante de esta zona, está localizada en el sur del departamento de Córdoba, sobre las estribaciones septentrionales de la Cordillera Occidental, la cual está conformada por una secuencia de limo-arcillolítica con intercalaciones esporádicas de areniscas. Cuenta con más de 40 mantos, con espesores mayores a 0.6 m, la calidad de sus carbones se agrupan en dos categorías: lignitos y sub-bituminosos

En el área Urabá cerca del pozo exploratorio de petróleo Piedrecitas 1570 - IX, localizado a 20 km al noreste de Necoclí, se encontraron ocho mantos de carbón a 4.000 pies de profundidad y otros dos mantos a 6.100 pies, lo cual indica la

existencia de CBM cerca de estas zonas. El rango de los carbones varía desde su- bituminoso a bituminosos altos en volátiles.

Figura 29. Localización de la zona carbonífera Córdoba – Norte de Antioquia.



Fuente. Ingeominas y Minercol, El carbón colombiano. Recursos, reservas y calidad. 2004. p 106.

5.4.3.2 Reservas: El Potencial de la Zona Carbonífera Córdoba - Norte de Antioquia es de 722.000.000 t en las categorías de medidas e indicadas. Evaluadas para mantos de carbón con espesores superiores a 0,60 m, de ese total, 316.000.000 toneladas son reservas medidas (Ecocarbón ,1996).

5.4.4 ZONA CARBONÍFERA ANTIOQUIA - ANTIGUO CALDAS

La parte antioqueña de la zona carbonífera Antioquia - Antiguo Caldas, conocida hasta hace poco tiempo como zona carbonífera de Antioquia, tiene una superficie de 350 km², localizada al suroccidente de la ciudad de Medellín. Esta zona está definida por los afloramientos y los subafloramientos del Miembro Medio de la Formación Amagá que contiene el carbón y se enmarca dentro de los límites de estos departamentos (figura 30).

En Antioquia, se han identificado las áreas de: Área Carbonífera 401 Venecia – Fredonia, Carbonífera 402 Amagá - Angelópolis (llamada también, Amagá - Sopetrán), Carbonífera 403 Venecia – Bolombolo, Carbonífera 404 Titiribí (Venecia - Titiribí).

5.4.4.1 Geología General: La formación Amagá-Sopetrán, es la más conocida en esta zona, descartando a las tres siguientes debido a que tan solo hay información muy preliminar.

La sub-zona Amagá-Venecia-Albania, para propósitos de evaluar la calidad de los carbones y sus respectivas reservas fue dividida en tres bloques. En el bloque I, se encuentra la mina de industria hullera Colombiana, que es la más desarrollada de la región. Cuenta con 5 mantos de carbón con un espesor acumulado de 7.65 m. En el segundo bloque, se tienen 10 mantos con un espesor acumulado de 13.27 m y para el bloque III, se tienen 8 mantos de 9.43 m de espesor acumulado. Esta zona cuenta con carbones característicamente de rango bituminoso alto en volátiles.

5.4.4.2 Reservas: La parte antioqueña de la Zona Carbonífera de Antioquia - Antiguo Caldas tiene un potencial de 474,7 millones de toneladas (tabla 14); de este potencial, el 90.7%, son recursos y el 9.3% son reservas que, quedan luego de haberse agotado 58.731.000 t hasta el año de 1995.

Tabla 14. Reservas de la región Antioquía.

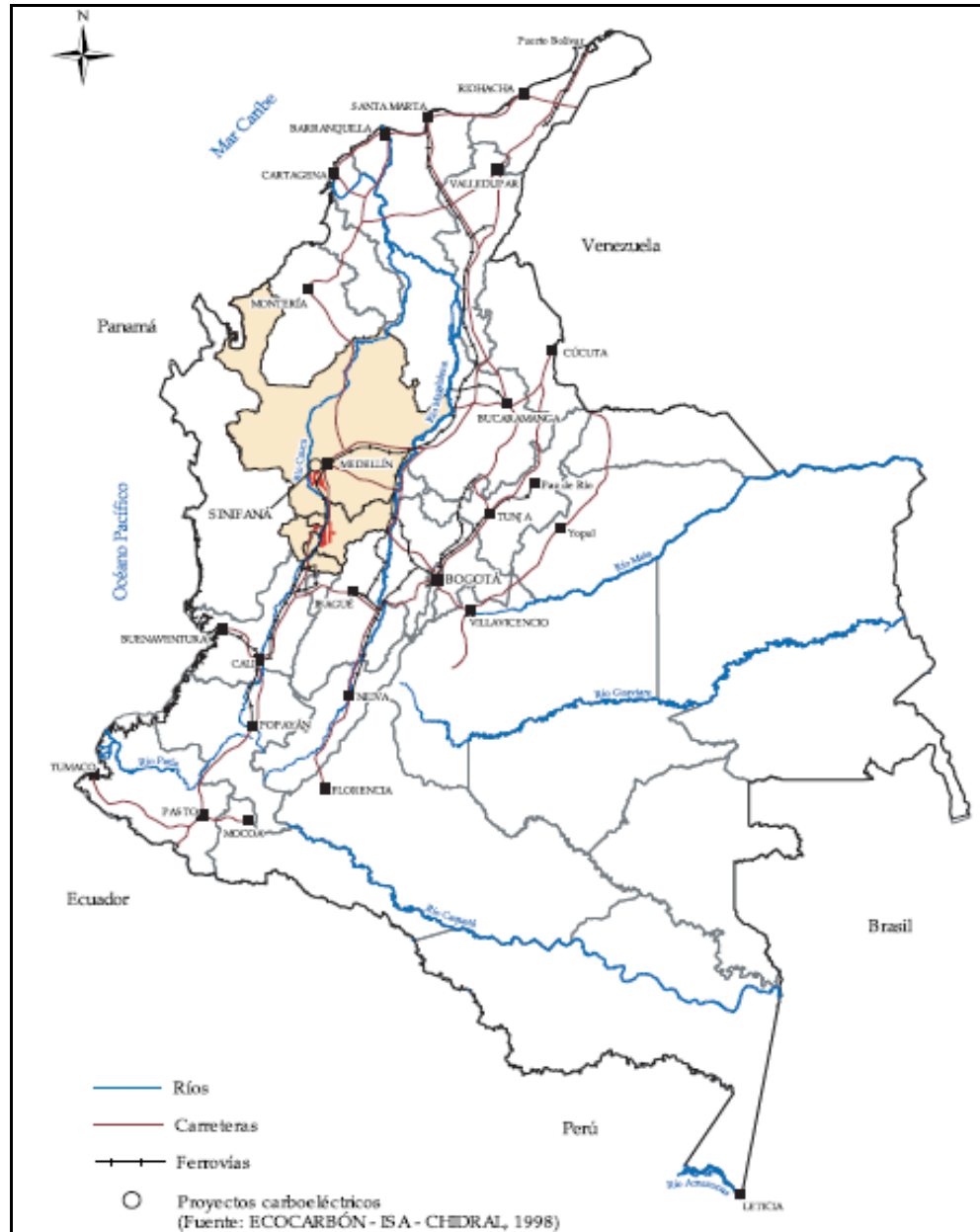
| REGIÓN ANTIOQUIA | RESERVAS MEDIDAS (t) |
|------------------|----------------------|
| Bloque I | $2.94 \cdot 10^7$ |
| Bloque II | $7.39 \cdot 10^7$ |
| Bloque III | $9.20 \cdot 10^6$ |

Fuente. Ingeominas y Minercol, El carbón colombiano. Recursos, reservas y calidad. 2004. p 169.

5.4.5 ZONA CARBONÍFERA VALLE DEL CAUCA – CAUCA

Esta zona carbonífera cubre los carbones que ocurren en el territorio de los departamentos del Valle del Cauca y Cauca. La localización de la Zona Carbonífera Valle del Cauca - Cauca, se ilustra en la Figura 31. El yacimiento carbonífero está situado hacia el occidente de la denominada depresión Intercordillerana del Cauca – Patía. La zona del Valle del Cauca, se extiende a 75 Km², entre Yumbo al norte y Suárez al sur.

Figura 30. Localización de la zona carbonífera Córdoba – Norte de Antioquia (proyectos carboeléctricos).



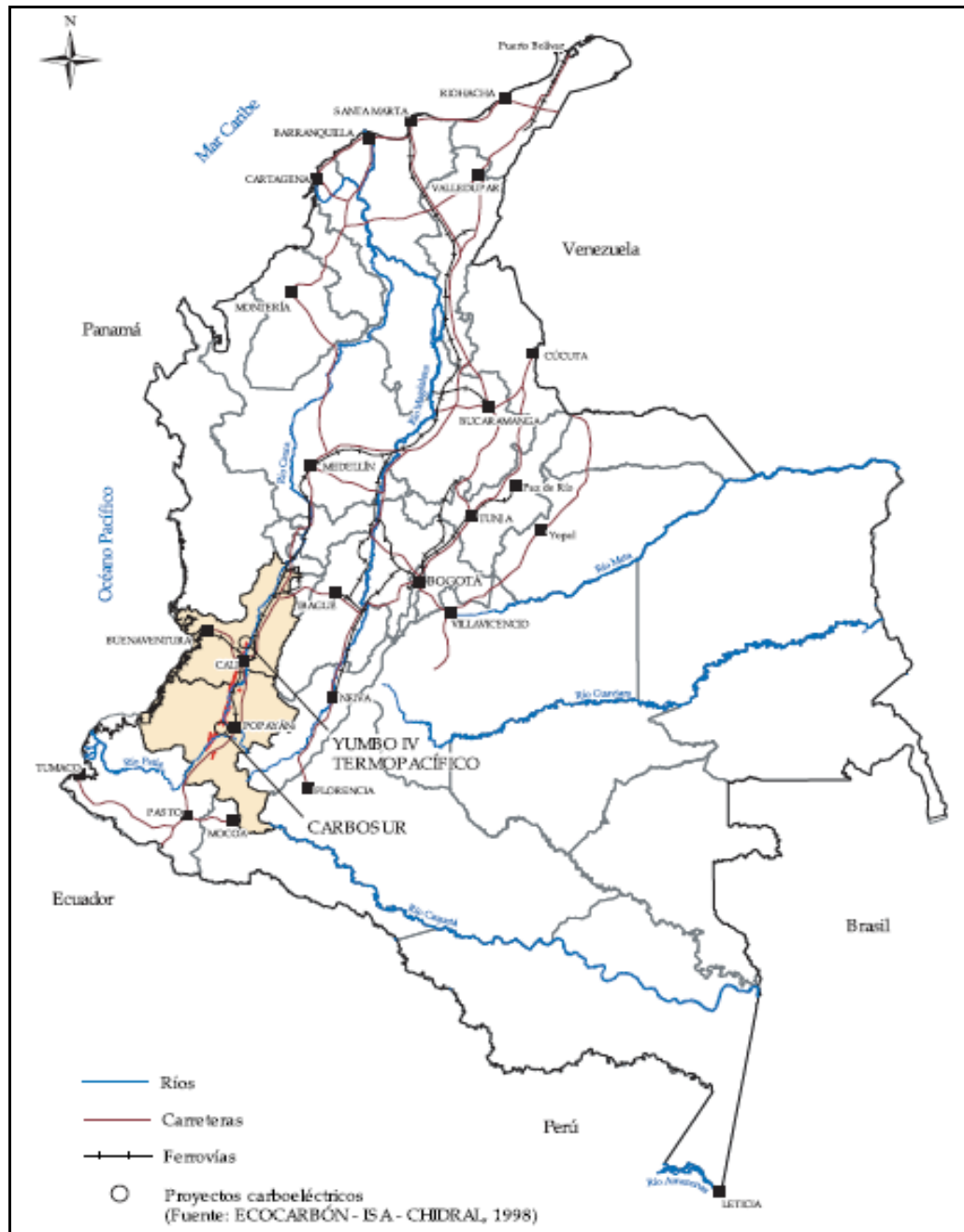
Fuente. Ingeominas y Minercol, El carbón colombiano. Recursos, reservas y calidad. 2004. p 125.

5.4.5.1 Geología General: Teniendo en cuenta los estudios geológicos realizados por Ingeominas y Ecocarbón, a finales de los años 90 donde se han detallado aspectos estructurales y estratigráficos relacionados con los yacimientos, proponiendo para la descripción de sus características, las siguientes áreas carboníferas: área Carbonífera 501 Yumbo - Asnas. En el Cauca: área Carbonífera 502 Río Dinde – Quebrada Honda, área Carbonífera 503 Mosquera - El Hoyo.

La edad de esta zona pertenece al Eoceno-Oligoceno, con mantos de 200 a 350 m de espesor acumulado a través de niveles de areniscas y arcillolitas. Estos carbones se han clasificado como semiantracitas no aglomerantes, carbones bituminosos bajos y medios en volátiles, comúnmente aglomerantes y carbones bituminoso altos en volátiles.

5.4.5.2 Reservas: Sumando (tabla 15) las toneladas de carbón calculadas como recursos y reservas, en las categorías de medidos, indicados, inferidos e hipotéticos, se obtiene un potencial de 145.669.390 t. Para propósitos de evaluación y caracterización, se ha dividido la zona en 4 bloques: Golondrinas-Río Cañaveralejo, Río Cañaveralejo-Río Pancé, Río Pancé-Río Guachinte, Río Guachinte- Río Asnazú. En el área se conocen otras zonas, pero la información de que se dispone sobre la continuidad de los mantos, no es suficiente para realizar una evaluación y reservas precisas.

Figura 31. Localización de la zona carbonífera Valle del Cauca-Cauca.



Fuente. Ingeominas y Minercol, El carbón colombiano. Recursos, reservas y calidad. 2004. p 175.

Tabla 15. Reservas de la región Valle del Cauca.

| SECTOR | RESERVAS MEDIDAS (t) | RESERVAS INDICADAS (t) | RESERVAS INFERIDAS(t) |
|------------------------------|----------------------|------------------------|-----------------------|
| Golondrinas-Río Cañaveralejo | 2.362.032 | 569.847 | 72.751 |
| Río Cañaveralejo-Río Pancé | 177.823 | 330.075 | 207.214 |
| Río Pancé-Río Guachinte | 1.064.661 | 2.379.036 | 1.169.970 |
| Río Guachinte- Río Asnazú | 4.516.082 | 6.305.324 | 7.573.732 |

Fuente. Ingeominas y Minercol, El carbón colombiano. Recursos, reservas y calidad. 2004. p 191.

5.4.6 ZONA CARBONÍFERA HUILA – TOLIMA

La Zona Carbonífera Huila - Tolima se extiende en sentido norte - sur (figura 32) a lo largo de las estribaciones occidentales de la Cordillera Oriental hasta la Cordillera Central, desde Guataquí (Cundinamarca) hasta Elías (Huila). Tiene un área de 4.390 km², de extensión.

5.4.6.1 Geología General:En esta zona no se han realizado, a escala local ni regional, evaluaciones de reservas de carbón. Sin embargo, existen manifestaciones de carbón, estratigráficamente localizadas, en lo que la literatura geológica colombiana ha llamado formación Caballos. Son afloramientos aislados de carbón en capas de diferente espesor.

La zona carbonífera ha sido dividida en las siguientes áreas: Carbonífera 601 Praga – Planadas, Carbonífera 602 Tesalia - La Plata, Carbonífera 603 Colombia - Villa Vieja.

Es una unidad con estratos areníticos de cuarzo, que se alternan con arcillolitas que contienen capas calcáreas. Presenta variación en el espesor de acuerdo a la localización del manto y puede oxilar entre 1.20 m hasta 4.5 m de espesor acumulado, se trata de un carbón bituminoso alto en volátiles apto para la generación de vapor y calor para los sectores industriales y eléctrico.

Las capas de carbón se encuentran relacionadas con rocas del Terciario y Cretáceo, siendo estos datos de observaciones muy superficiales.

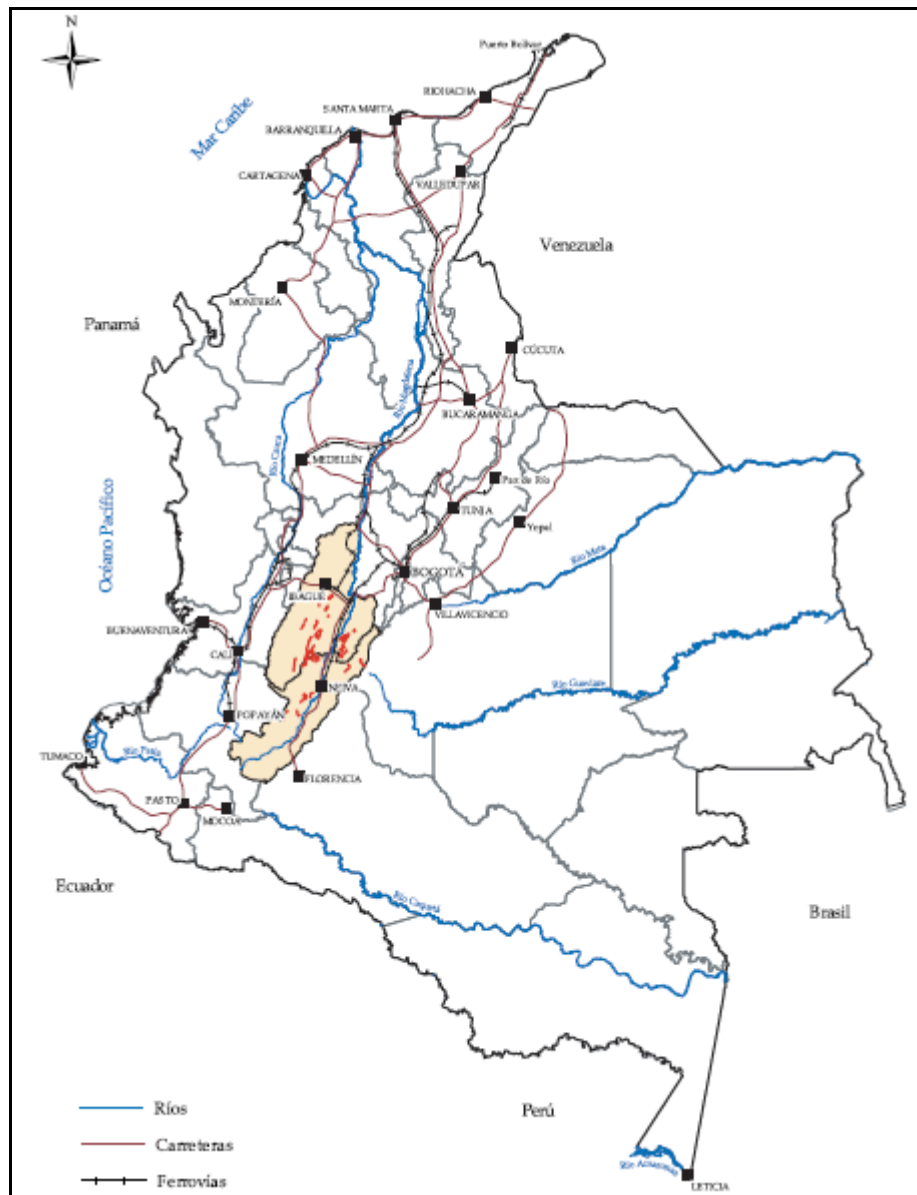
5.4.7 ZONA CARBONÍFERA CUNDINAMARCA- BOYACÁ

La región de Cundinamarca-Boyacá, es la principal región carbonífera de la cordillera Oriental, tiene una extensión de 3.200 Km² (figura 33). Se ubica en el sector central de la cordillera Oriental, limitando al sur por el macizo de Garzón y al norte por el macizó de la Floresta. Comprende una serie de franjas carboníferas de orientación nor-este que se extienden longitudinalmente por cerca de 90 Km.

Se divide en nueve áreas con base en criterios de continuidad de los mantos de carbón: Subachoque, Río Frio, Checua-Samacá, Cogua, Tominé-Guatavita, Santa Rosita, Suesca-Albarracin, Tunja-Paipa-Duitama y Sogamoso-Jericó.

5.4.7.1 Geología General: Por efectos del estudio presentado, se hace énfasis en la zona de Boyacá, ya que en esta área se realizaron, los cálculos respectivos de Gas Insitu e In-place respectivamente.

Figura 32. Localización de la zona carbonífera Huila-Tolima



Fuente. Ingeominas y Minercol, El carbón colombiano. Recursos, reservas y calidad. 2004. p 222

El departamento de Boyacá se encuentra localizado al nor-orientado del país, limitando al norte con los departamentos de Santander, Norte de Santander y la República Bolivariana de Venezuela, con la cual comparte un corto tramo del río Arauca; al oriente, con los departamentos de Arauca y Casanare; al sur, con Cundinamarca; y al occidente, con Antioquia. Tiene una superficie de 23.189 km².

Se han determinado 10 áreas carboníferas denominadas de la siguiente manera: área Carbonífera 801 Checua – Lenguaque, Carbonífera 802 Suesca – Albarracín, Carbonífera 803 Tunja - Paipa – Duitama, Carbonífera 804 Sogamoso – Jericó, Carbonífera 805 Betania, Carbonífera 806 Nuevo Colón – Ramiriquí, Carbonífera 807 Úmbita - Laguna de Tota, Carbonífera 808 Labranzagrande – Pisba, Carbonífera 809 Chita - La Uvita - El Espino, Carbonífera 810 Chiscas.

Se encuentran carbones térmicos, en las provincias de Sugamuxi, Tundama, Centro y Márquez. Carbones coquizables, en las provincias de Valderrama, Norte y Centro.

Se presenta un dominio alternante de arenitas y lodolitas y hacia la parte superior de los mantos, se presenta una secuencia limosa a arenítica. Los carbones varían desde bituminosos alto en volátiles hasta bituminoso medio y bajo en volátiles.

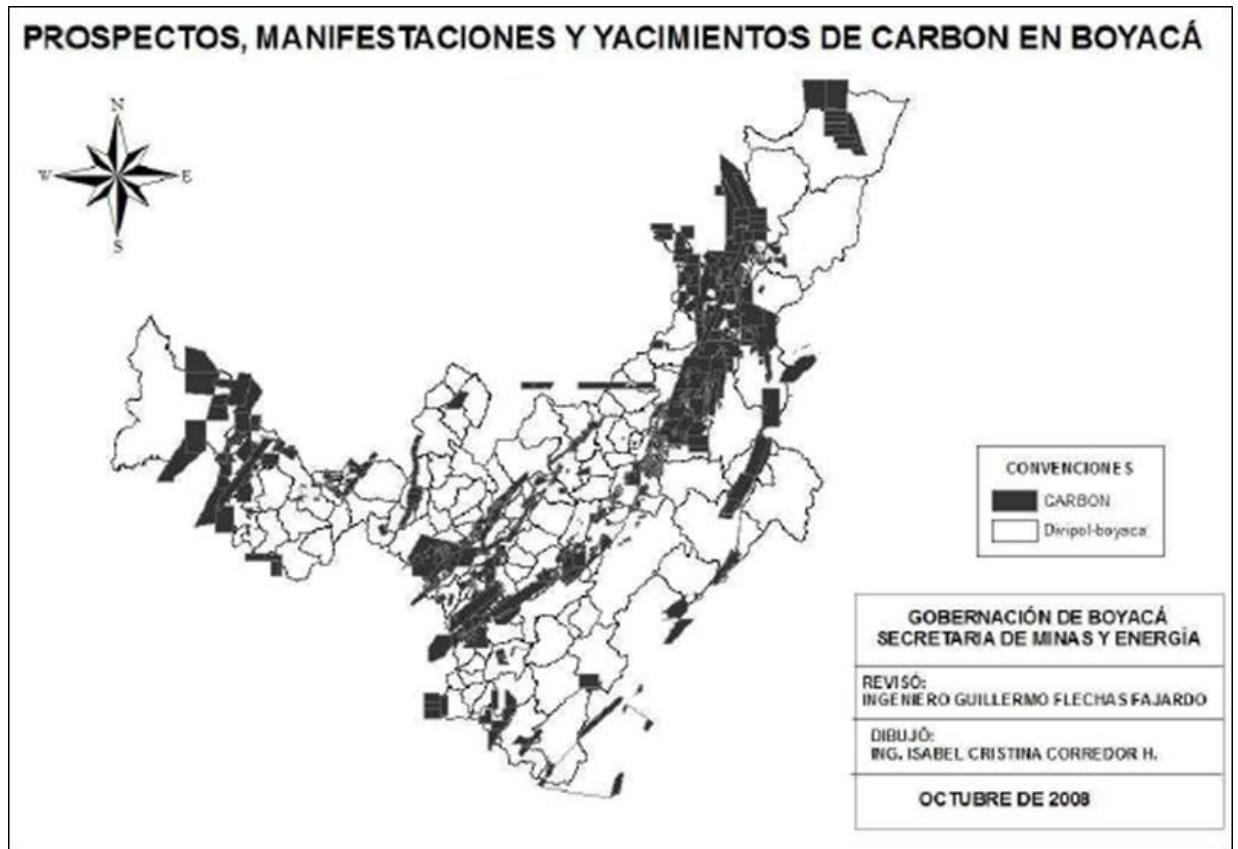
En la tabla 16, se presentan el potencial de reservas medidas de las cuatro áreas principales de la zona de Boyacá, esto atendiendo la información disponible.

Tabla 16. Reservas de la región de Boyacá.

| ÁREA | RESERVAS MEDIDAS (t) |
|---------------------|----------------------|
| Checua-Lenguazaque | 31.347.758 |
| Suesca-Albarracin | 3.577.815 |
| Tunja-Paipa-Duitama | 15.107.147 |
| Sogamoso-Jericó | 68.291.104 |

Fuente. Ingeominas y Minercol, El carbón colombiano. Recursos, reservas y calidad. 2004. p 307-349

Figura 33. Localización de la zona carbonífera de Boyacá.



Fuente. URL: <http://www.simco.gov.co> . 20de Septiembre de 2012.

6. METODOLOGÍA PRELIMINAR PARA LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS DE CBM⁵⁵

Para realizar la caracterización de yacimientos de gas asociado a mantos de carbón en una determinada región de Colombia (área carbonífera Chequa – Lenguaque, departamento de Boyacá), es necesario plantear una serie de consideraciones, debido a que la información que se encuentra disponible en la bibliografía es insuficiente para realizar un estudio más acertado.

Sin embargo la metodología presentada en este capítulo servirá como base para cálculos futuros de reservas en las cuencas Colombianas. Para este caso particular se han utilizado datos de las propiedades de la cuenca de San Juan y Warrior, ubicadas en Estados Unidos.

La cuenca Warrior es somera de 2100 ft, de moderada producción; mientras que la cuenca San Juan es relativamente profunda, de 4000 ft siendo altamente productora.

San Juan es una cuenca asimétrica localizada en Nuevo México el sur-oeste de Colorado (Estados Unidos). Los carbones se encuentran en la formación de Fruitland y Menefee del Cretáceo Superior y se clasifican como: subbituminosos y bituminosos medios – altos en volátiles. Las principales características fisicoquímicas de los carbones en la cuenca San Juan:

- Contenido altos en cenizas 20%.
- Contenido de azufre del 1%.
- Poder calorífico de 12000 – 15000 BTU.
- Contenido de humedad de 2 – 5 %.

⁵⁵ Ortega, Jorge. Reservorios de Coalbed Methane (CBM). Universidad Nacional de Cuyo, Perú.P, 5-15

La formación Fruitland contienen el mayor volumen de carbón para un total de 200 billones de toneladas con una producción de gas metano alrededor de 50 TPC. Los espesores individuales de los mantos de carbón exceden los 10 ft en pequeñas áreas. Esta cuenca contribuye con el 75 % de la producción total de gas en los Estados Unidos.

La cuenca Warrior se encuentra localizada en los límites entre los estados de Alaba y Mississippi. Los carbones se encuentran en la formación Pottsville de Pensilvania. La parte inferior de esta formación es estéril en carbones, mientras que la parte superior contiene más de 40 mantos de carbón, distribuidos dentro de 7 principales ciclos (transgresivos – regresivos) de depositación, con un espesor neto acumulado de 9 a 15 m. Cada ciclo contiene varios mantos de carbón de espesores menores de 1 ft y mayores de 6 ft. La formación Posville tiene alrededor de 35 billones de toneladas de carbón y una producción de gas metano de 20 TPC.

Los carbones de la cuenca Warrior se clasifican como bituminosos altos en volátiles, las principales características fisicoquímicas de los carbones son:

- Contenido de carbono fijo de 55 – 60%.
- Contenido de materia volátil de 25 – 35%.
- Contenido de ceniza 9%.
- Contenido de humedad 2.5%.
- Poder calorífico 13000 BTU.

En comparación con la zona carbonífera de Boyacá⁵⁶, ubicada en el sector central de la cordillera oriental (Colombia), con una extensión de 3.200 Km², comprende una serie de franjas carboníferas de orientación nor-este, que se extiende

⁵⁶Ingeominas y Minercol, El carbón colombiano. Recursos, reservas y calidad. 2004. p 312-330.

longitudinalmente por cerca de 90 Km. Esta zona se divide en 9 áreas las cuales han sido nombradas en el capítulo anterior.

Se presenta un dominio alternante de arenitas y lodolitas hacia la parte superior de los mantos. Los carbones varían desde bituminosos altos en volátiles hasta bituminosos medios y bajos en volátiles. Los espesores de los mantos varían entre 1ft a 4.47 ft. Las características fisicoquímicas de los carbones son:

- Poder calorífico entre 11.910 – 14.219 BTU.
- Contenido de humedad entre 2.95 – 4.21%.
- Contenido de azufre entre 0.39 – 2.08%.
- Contenido de cenizas del 10%.
- Contenido de carbono fijo 64.54%.

Teniendo en cuenta los datos anteriores suministrados por la bibliografía consultada de la cuenca San Juan y Warrior, y la zona de Boyacá, se procedió a realizar una metodología preliminar para realizar los cálculos de las reservas en el bloque de Checua – Lenguazaque (ubicados en el departamento de Boyacá), la cual se presenta a continuación.

6.1 CÁLCULO DEL CONTENIDO DE GAS INSITU EN YACIMIENTOS DE CBM

Al llevar a cabo un estudio de yacimientos en un campo de gas natural, una de las principales preocupaciones es la estimación de gas inicial. Este cálculo constituye la base para la declaración de reservas de gas y es importante para el análisis de ingeniería de yacimientos. Para confiar en la estimación, o cuando no hay datos suficientes para iniciar los cálculos de balance de materiales, se aplica un método volumétrico, el cual se utiliza para este caso particular. Para el desarrollo de este método se tuvo en cuenta los siguientes parámetros:

- Porosidad del carbón.
- Saturación del agua.

- Presión del yacimiento
- Temperatura del yacimiento.
- Gravedad específica del gas (metano).
- Espesor del manto.
- Volumen de Langmuir.
- Presión de Langmuir.
- Densidad del carbón.
- Masa molecular del gas (metano).
- Área de la zona seleccionada
- Factor volumétrico de formación del gas.
- Factor de compresibilidad.
- Densidad de adsorción.

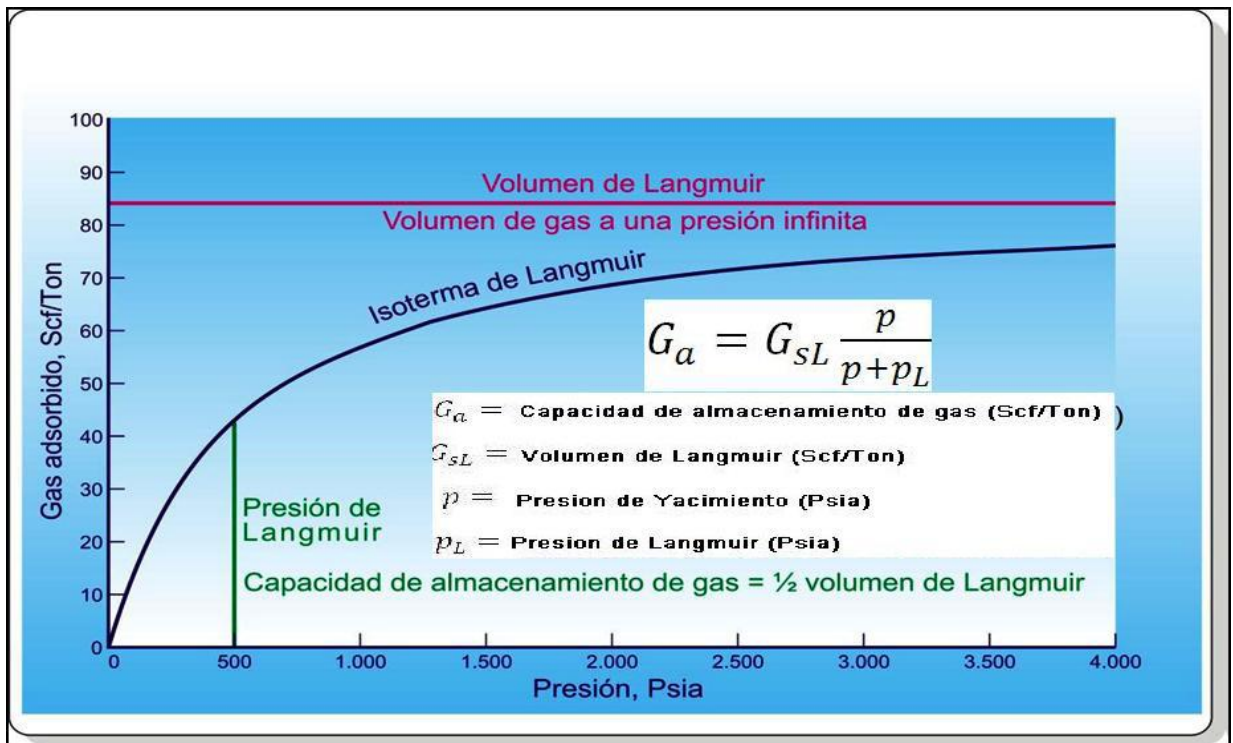
Para un almacenamiento total de gas In situ se tiene, que la cantidad de gas adsorbido se determina a través de un experimento de equilibrio de isoterma de adsorción, de la cual se obtienen los datos de: presión de Langmuir y volumen de gas adsorbido. Estos datos han sido tomados de pruebas realizadas en la cuenca de San Juan y Warrior.

Para determinar la medida de volumen vacío V_v , se hace generalmente con porosímetro de helio.

Después de que el volumen vacío se ha medido, los datos de adsorción se recogen y durante la construcción de la isoterma (figura 34), en cada paso de presión, el volumen del gas que se adsorbe reduce el volumen vacío. Como resultado, el volumen vacío inicialmente elegido debe ser corregido al principio y al

final de la etapa de presión, para determinar el volumen vacío, como se describe en las ecuaciones⁵⁷ 1 y 2.

Figura 34. Isoterma de adsorción de Langmuir



Fuente. LANGMUIR, I.; The Constitution and Fundamental Properties of Solids and Liquids, Journal of the American Chemical Society. Vol 38, 1996.

$$V_{V1} = V_{V0} - \frac{M n_1}{\delta_s} \dots \dots \dots (1)$$

$$V_{V2} = V_{V0} - \frac{M n_2}{\delta_s} \dots \dots \dots (2)$$

⁵⁷ LANGMUIR, I.; the Constitution and Fundamental Properties of Solids and Liquids, Journal of the American Chemical Society. Vol 38, 1996, p.p. 221-295.

En consecuencia, a lo largo del análisis de la isoterma, el volumen vacío se reduce aún más, para cada presión posterior.

En la práctica, a menudo es más conveniente, determinar el número de moles de gas adsorbido para determinar la isoterma de Gibbs denominada en términos de número de moles de gas adsorbido (ecuación 3).

$$n_2' = n_1 + V_r + \frac{P_{r1}}{Z_{r1}RT_{r1}} - \frac{P_{r2}}{Z_{r2}RT_{r2}} + V_{V0} \frac{P_{s1}}{Z_{s1}RT_{s1}} - \frac{P_{s2}}{Z_{s1}RT_{s2}} \dots \dots \dots (3)$$

La isoterma de Gibbs se puede convertir a los volúmenes, con una ecuación de estado y se puede ajustar para el volumen vacío utilizando el factor de corrección de Gibbs δ_f/δ_s (ecuación 4):

$$G_a = \frac{G'a}{1 - \delta_f/\delta_s} \dots \dots \dots (4)$$

Si los cambios en el volumen de vacío no se tienen en cuenta, la isoterma dará errores y no se podrá utilizar en cálculos de ingeniería. Las consideraciones anteriores de volumen vacío, necesarias para determinar con precisión los volúmenes de gas adsorbido tienen importantes implicaciones en el volumen poroso del carbón disponible para el almacenamiento de gas libre. En pocas palabras, el gas producto de la saturación de la porosidad efectiva, se deriva de un volumen poroso total que se determina en condiciones estáticas de laboratorio y no refleja las condiciones del yacimiento. La porción del yacimiento del volumen poroso total no sólo es llenado por agua, sino también por el gas adsorbido. Por esta razón el volumen de gas libre calculado requiere una corrección de la fracción de gas adsorbido presente bajo temperatura del yacimiento y condiciones de presión.

Para tener en cuenta el gas libre total inicial, el volumen ocupado por el gas adsorbido se determinará y se resta del cálculo de gas libre. Por lo tanto, los cálculos estándar utilizados para calcular la capacidad de almacenamiento de gas *in-situ* son iguales a la suma del gas libre y el gas adsorbido, por lo tanto deben ser modificados para dar como resultado la ecuación 5:

$$G_a = V_{langmuir} * \frac{P}{P + P_{langmuir}}$$

$$G_f = \frac{32,0368}{B_g} * \frac{\phi(1 - S_w)}{\delta_{carbon}} - \frac{1,318 * 10^{-6} M}{\delta_{sorbida}} * G_a$$

$$Gas_{in-situ} = G_{f_{libre}} + G_{a_{adsorbido}} \dots \dots \dots (5)$$

Dónde:

$$B_g = \text{Factor Volumetrico de formación del Gas, } \frac{cf}{scf}$$

$$G_a = \text{Capacidad de almacenar gas adsorbido, } \frac{scf}{ton}$$

$$G_f = \text{Gas libre, } \frac{scf}{ton}$$

$$G_{sl} = \text{Volumen de Langmuir, } \frac{scf}{ton}$$

$$M = \text{Peso Molecular, } \frac{Lbm}{Lbmole}$$

$$P = \text{Presión, } psia$$

$$P_L = \text{Presión de Langmuir, } psia$$

$$\delta_b = \text{Densidad del carbón, } \frac{g}{cc}$$

$$\delta_s = \text{Densidad de la fase sorbida, } \frac{g}{cc}$$

$\emptyset = \text{Porosidad}$

6.1.1 Cálculo del factor volumétrico de formación del gas (Bg)

Físicamente representa una relación de volúmenes y es el volumen de gas de yacimiento dividido entre el volumen de gas a condiciones estándar (ecuación 7).

$$B_g = 0,02829 * \frac{ZT}{P} \text{ ft}^3/\text{PCS} \dots\dots\dots (7)$$

Dónde:

$Z = \text{Factor de compresibilidad del gas}$

$T = \text{Temperatura del yacimiento, } ^\circ\text{R}$

$P = \text{Presión del yacimiento, psia}$

6.1.2. Cálculo del factor de compresibilidad del gas (Z)

Se define como la desviación de un gas real con respecto a un gas ideal. Se obtiene de la siguiente manera:

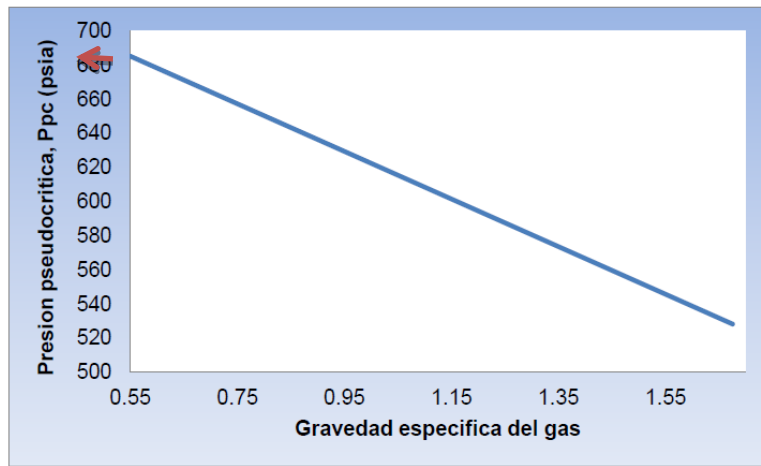
- a) Se determina la gravedad específica del gas (metano).
- b) Se calcula la temperatura pseudocrítica y la presión pseudocrítica de la figura 35 y 36 respectivamente.
- c) Con la temperatura y la presión pseudocríticas obtenidas de las gráficas, se procede a calcular la temperatura y presión pseudoreducidas (a temperatura y presión del yacimiento), por medio de las ecuaciones 8 y 9.

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \dots\dots\dots (8)$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \dots\dots\dots (9)$$

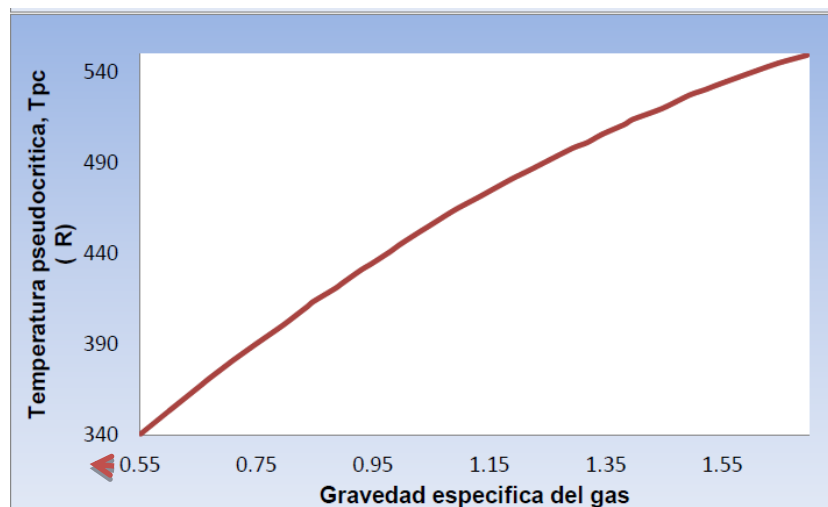
d) Con los datos obtenidos de las ecuaciones 8 y 9, se determina el factor de compresibilidad del gas, mediante la figura 37 (grafica de standing).

Figura 35. Propiedades Pseudocriticas de los gases naturales, presión pseudocritica.



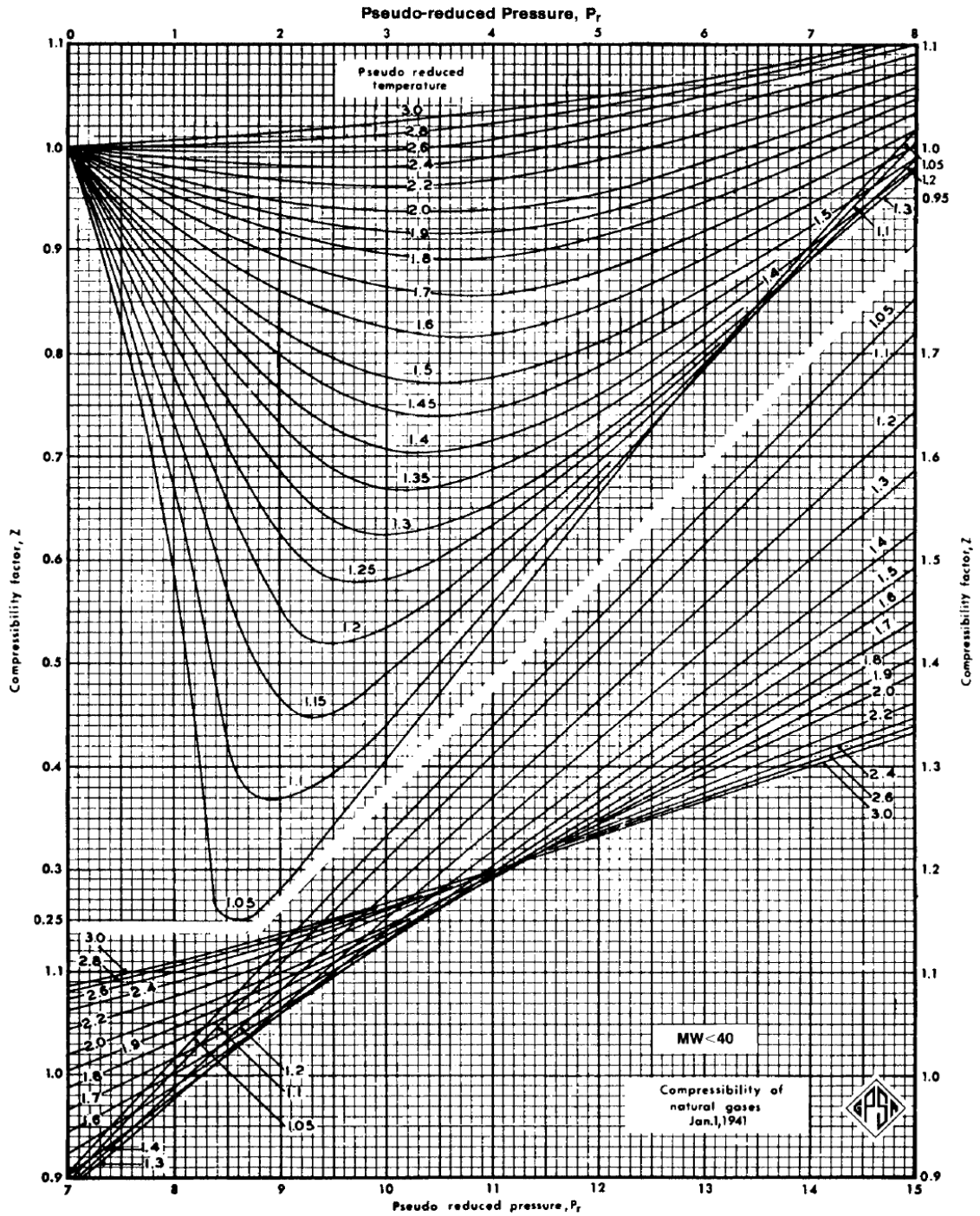
Fuente: The properties of petroleum fluids-Mccain Williams second edition pag 119.

Figura 36. Propiedades Pseudocriticas de los gases naturales, temperatura pseudocritica



Fuente: The properties of petroleum fluids-Mccain Williams second edition pag 119.

Figura 37. Factor de compresibilidad para gases naturales.

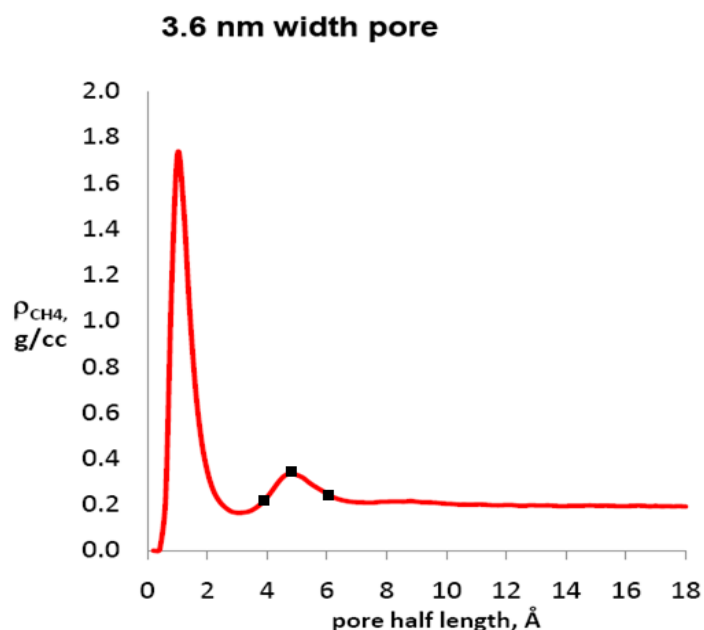


Fuente: Standing, M. B. and Katz, D. L., Density of Natural Gases, trans. AIME 142 (1992).

6.1.3. Cálculo de la densidad de adsorción⁵⁸ ($\delta_{adsorción}$)

Es la densidad de la primera capa de metano. El promedio estimado de la densidad de adsorción de metano es de 0.372 g/cm³ a 176 °F, 0.368 g/cm³ a 212°F y 0.355 g/cm³ a 266 °F. Estos valores muestran variaciones dentro del 5% debido a los niveles cambiantes de energía cinética en la escala microscópica. Se determinan estos valores a partir de la figura 38 teniendo en cuenta la densidad del gas (metano).

Figura 38. Densidad de la fase sorbida de metano.



Fuente: LANGMUIR, I.; The Constitution and Fundamental Properties of Solids and Liquids, Journal of the American Chemical Society. Vol 38. 1996.

⁵⁸LANGMUIR, I.; The Constitution and Fundamental Properties of Solids and Liquids, Journal of the American Chemical Society. Vol 38, p 205-207.1996.

6.1.4. Cálculo del gas adsorbido (G_a)

Este se encuentra relacionado con el volumen de Langmuir y equivale a la raíz cuadrada de este volumen. Para su cálculo se utilizó la ecuación 10.

$$G_a = V_{langmuir} * \frac{P}{P + P_{langmuir}} \dots\dots\dots (10)$$

6.1.5. Cálculo del gas libre (G_f)

El gas libre es aquel que se encuentra en las fracturas de la matriz del carbón. Este puede ser determinado mediante la ecuación 11.

$$G_f = \frac{32,0368}{B_g} * \frac{\emptyset(1 - S_w)}{\delta_{carbon}} - \frac{1,318 * 10^{-6} M}{\delta_{sorbida}} * G_a \dots\dots\dots (11)$$

Al realizar los cálculos pertinentes para la estimación del gas in-situ, se procede a determinar el gas in-place.

6.2 CÁLCULO DEL CONTENIDO DE GAS IN-PLACE EN YACIMIENTOS DE CBM

Para estimar el valor de las reservas de metano en mantos de carbón, debe hacerse primero una estimación del gas in place inicial. Sin embargo, la estimación del gas in place en los yacimientos CBM es menos precisa y más difícil que los métodos de ingeniería de yacimientos convencionales. Uno de los factores que más complican es la incapacidad de utilizar registros de pozo para obtener el contenido de gas del carbón. Debido a que los registros geofísicos no puede detectar el contenido de gas en los carbones, como en los yacimientos de arenisca o carbonato, el contenido de metano puede ser determinado por una isoterma de adsorción o por una desorción controlada de núcleos recuperados, lo cual es una tarea costosa y lenta. En el método de análisis de núcleos, el

contenido de gas es la suma de la cantidad de gas desorbida del carbón en el recipiente y una cantidad estimada de gas perdido durante la recuperación de núcleo.

Una vez que el contenido de gas in situ es conocido, el gas in place se calcula multiplicándolo por el peso del carbón y luego agregando un término para el gas libre en el sistema de fracturas (gas Insitu) como se describe en la ecuación⁵⁹ 12.

$$G_i = 1.36 * A * h * \delta_c * G_{c\ insitu} \dots \dots \dots (12)$$

G_i = Gas inicial in – place, Mscf

A = Área del yacimiento , acres

h = Espesor neto del carbón, ft

δ_c = Densidad del carbón, g/cm³

$G_{c\ insitu}$ = Contenido de gas insitu, csf/ton

6.3 EJEMPLO DE APLICACIÓN: ESTIMACIÓN DEL CONTENIDO GAS IN-PLACE EN EL ÁREA CHEQUA – LENGUAZAQUE EN EL DEPARTAMENTO DE BOYACÁ

La información que se utilizó en el desarrollo de los cálculos, es una recopilación de las propiedades de la cuenca de San Juan y Warrior,⁶⁰ y la zona de Boyacá las cuales han sido descritas anteriormente.

⁵⁹Ortega, Jorge.,Reservorios de Coalbed Methane (CBM).Universidad Nacional de Cuyo, Perú.P, 10-15

⁶⁰ Ellard y Roark, Coalbed Methane production from the Pottsville formation at cedar cove field, Black Warrior basin, Alabama, U.S.A. In the Canadian coal and coalbed methane. Geoscience forum, Parksville. B.S., B.D Ryan and J. Cunninham. 1991. P 73.

Parámetros de cálculo obtenidos de la cuenca San Juan y Warrior:

$$\emptyset = 0.5$$

$$S_w = 0.7$$

$$P = 1664 \text{ psia}$$

$$T = 120 \text{ } ^\circ\text{F} \rightarrow 580 \text{ } ^\circ\text{R}$$

$$V_{\text{langmuir}} = 1118 \frac{\text{scf}}{\text{ton}}$$

$$P_{\text{langmuir}} = 606 \text{ psia}$$

Parámetros de cálculo obtenidos del área Chequa - Lenguaque:

$$GE_{\text{metano}} = 0.55$$

$$h_{\text{espesor}} = 4 \text{ ft}$$

$$\delta_{\text{carbon}} = 1.3 \frac{\text{ton}}{\text{m}^3} \rightarrow 0.0368 \frac{\text{ton}}{\text{ft}^3}$$

$$M_{\text{metano}} = 20 \frac{\text{lb}}{\text{lb} - \text{mol}}$$

$$A_{\text{area}} = 175 \text{ Km}^2 \rightarrow A_{\text{area}} = 1.88368 * 10^9 \text{ ft}^2$$

1. Cálculo del factor volumétrico de formación del gas

$$B_g = 0.02829 * \frac{ZT}{P}; \frac{\text{ft}^3}{\text{PCS}}$$

Con la gravedad específica del metano (0.55), nos dirigimos a las gráficas 35 y 36 para determinar la presión y temperatura pseudocríticas.

$$P_{pc} = 683 \text{ psia}$$

$$T_{pc} = 340 \text{ }^{\circ}\text{R}$$

Con los valores anteriores se determinan los propiedades pseudoreducidas mediante las ecuaciones 8 y 9.

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \rightarrow P_{pr} = \frac{1664 \text{ psia}}{684 \text{ psia}} \rightarrow P_{pr} = 2.43$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \rightarrow T_{pr} = \frac{508 \text{ }^{\circ}\text{R}}{340 \text{ }^{\circ}\text{R}} \rightarrow T_{pr} = 1.7$$

Determinados estos valores de presión y temperatura pseudoreducidas, se halla el factor de compresibilidad del gas, $Z = 0,88$. Con este dato finalmente se calcula el factor de formación del gas.

$$B_g = 0.02829 * \frac{0.88(580 \text{ }^{\circ}\text{R})}{1664 \text{ psia}} \rightarrow B_g = 0.00867 \frac{\text{ft}^3}{\text{PCS}}$$

2. Cálculo de la densidad de adsorción

De la figura 38 se obtiene el valor de la densidad de adsorción:

$$\delta_{adsorción} = 0.378 \frac{\text{gr}}{\text{cm}^3} \rightarrow \delta_{adsorción} = 0.0107 \frac{\text{ton}}{\text{ft}^3}$$

3. Cálculo del gas adsorbido

Se estima mediante el uso de la ecuación 10:

$$G_a = V_{langmuir} * \frac{P}{P + P_{langmuir}}$$

$$G_a = 1118 \frac{scf}{ton} * \frac{1664 psia}{1664 psia + 606 psia} \rightarrow G_a = 819.5 \frac{scf}{ton}$$

4. Cálculo del gas libre

Se determina a partir de la ecuación 11:

$$G_f = \frac{32.0368}{B_g} * \frac{\emptyset(1 - S_w)}{\delta_{carbon}} - \frac{1.318 * 10^{-6} M}{\delta_{sorbida}} * G_a$$

$$G_f = \frac{32.0368}{0.0867} * \frac{0.5(1 - 0.7)}{0.0368 \frac{ton}{ft^3}} - \frac{1.318 * 10^{-6} (20)}{0.0107 \frac{ton}{ft^3}} * 819.5 \frac{scf}{ton}$$

$$G_f = 15059.6 \frac{scf}{ton}$$

5. Cálculo del gas In-situ

Se determina mediante la ecuación 5:

$$Gas_{in-situ} = G_{f_{libre}} + G_{a_{adsorbido}}$$

$$Gas_{in-situ} = 15059.6 \frac{scf}{ton} + 819.5 \frac{scf}{ton} \rightarrow Gas_{in-situ} = 15879.1 \frac{scf}{ton}$$

6. Cálculo del gas In-place

Se determina a partir de la ecuación 12:

$$G_i = 1.36 * A * h * \delta_{carbon} * Gas_{in-situ}$$

$$G_i = 1.36 * 1.88368 * 10^9 ft^2 * 4ft * 0.0368 \frac{ton}{ft^3} * 15879.1 \frac{scf}{ton}$$

$$G_i = 5.987 TPC$$

CONCLUSIONES

A partir del estudio realizado acerca de las propiedades de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón, se logra determinar que el principal mecanismo de transporte y almacenamiento en estos yacimientos, se debe al sistema de fracturas presentes en la matriz del carbón.

De acuerdo a la metodología preliminar planteada para la caracterización de yacimientos de CBM en el área de Chequa - Lenguazaque, se logra determinar que en Colombia se presentan las condiciones ideales para la generación, acumulación, y producción de gas asociado a mantos de carbón, esto teniendo en cuenta los resultados obtenidos del gas In-place en esta zona.

En esta tesis se propone un estudio preliminar para la caracterización y estimación de reservas de CBM, para futuras investigaciones de exploración y explotación de este recurso, con el fin de suplir las necesidades energéticas en Colombia, ya que su autoabastecimiento es insuficiente.

Analizando la información requerida para el desarrollo de la metodología, se pudo diferir que Colombia siendo un país con un gran potencial de áreas carboníferas, requiere de un estudio detallado de las propiedades físicas y químicas del carbón, para realizar un estudio acertado de las reservas presentes en Colombia, para así evitar el uso de analogías de otras cuencas ajenas a Colombia.

Al comparar el resultado obtenido en la metodología propuesta, con datos de estadísticas mundiales, se logra determinar que Colombia podría ocupar un lugar importante en el ranking Suramericano de reservas de CBM.

El incremento de la porosidad en la matriz, en los yacimientos de CBM aumenta las tasas de producción de gas. Esto se debe a que al haber un mayor valor de porosidad en la matriz, habrá un incremento en el volumen de microporos y por lo tanto, una mayor cantidad de gas que puede ser absorbido y posteriormente producido.

Colombia cuenta con las mayores reservas carboníferas descubiertas hasta ahora en Latinoamérica, cerca del 42%, las cuales se encuentra distribuida en siete cuencas localizadas cerca de los grandes centros urbanos, lo cual hace al sector domiciliario e industrial potenciales consumidores de CBM.

RECOMENDACIONES

Se deben definir apropiadamente las posibles zonas de explotación de CBM en Colombia, para poder realizar una estimación de los recursos más acertada y reducir el rango de incertidumbre.

Realizar una evaluación económica, sobre las inversiones necesarias en un yacimiento de CBM, que incluyan precios reales de construcción, perforación, completamiento, facilidades e infraestructura de transporte.

Realizar las adecuaciones necesarias al sistema nacional de transporte de gas, para incluir el CBM dentro de este.

Realizar proyectos de exploración y explotación de CBM, en áreas potenciales para atraer inversión extranjera, que conlleven al desarrollo de esta industria a nivel nacional.

Los estudios del recurso carbonífero en nuestro país son incipientes, por tal motivo un plan de exploración del gas metano asociado a mantos de carbón, debe comenzar por el estudio detallado de los mantos presentes en las principales cuencas, así como también un plan de muestreo cuidadoso de los carbones.

Se recomienda, realizar un estudio detallado del documento PRMS – 2011, en el cual el cálculo del gas adsorbido es determinado, por medio de un método enfocado estrictamente a mantos de carbón.

BIBLIOGRAFÍA

AGUEDA, J.A., Bahamonde, J.R., Barba, F.J., Barba, P., Colmenero., J.R., Fernandez, L. P., Salvador, C.I., Vera, C., Depositio al Environments in Westphalion Coal-Bearing Successions, Northewest Spain,: Formation Ocurrence and Related Properties. 1991. P 325-333.

AHMED, Al-jubori. SEAN, Johnston.; Metano en capas de carbón: Energía limpia; Oilfield Review, 2009, Vol. 21, No. 2, p.p.1-4.

AHMED, Al-jubori. SEAN, Johnston.; Metano en capas de carbón: Energía limpia; Oilfield Review, 2009.

ALARCÓN, G.D., Efecto de los parámetros reológicos y petrográficos del carbón en la calidad del coque metalúrgico, Tesis de Grado Universidad Nacional de Colombia, Bogotá D.C. 2011. P 8-9.

ANDERSON, John. SIMPSON, Mike. Nexen de Canadá Ltda. BASINSK, Paul: El Paso Producción. Houston, Texas, EUA. BEATON, Andrew. Alberta, Canadá: Alberta Geologic Survey: Producción del Gas Natural a Partir del Carbón. 2003/2004.p.10-16.

ANDERSON, John. SIMPSON, Mike.; Nexen de Canadá Ltda. Producción de Gas Natural a partir del Carbón. Alberta, Canadá: Oilfield Review. 2003/2004. P.p. 10-11.

AYERS, W.B. Coal Depositional Systems; Atlas of Coal Geology, Energy Minerals Division of AAPG. 1999. P 10.

BAIR, E. S., O'DONNELL, T. P., and PICKING, L. W.; Potentiometric mapping from incomplete drill-steam test data, Palo Duro Basin area, Texas and New Mexico. *Ground Water*. Vol 23, p.p. 198-211.

BROWN, A.S.; MILTON, M.J.T.; COWPER, C.J. Analysis of natural gas by gas chromatography. Reduction of correlated uncertainties by normalization. En: *J. Chromatographic. A* 1040 (2004) p.p. 215-225.

CLOSE, J.C., Western Cretaceous Coal Seam Project: Quarterly Review of Methane from Coal Seams Technology. 1992. P. 11-13.

CORONA- ESQUIVEL, Rodolfo., TRITLLA, Jordi., BENAVIDES-MUÑOZ, María., PIEDAD-SANCHEZ, Noe., FERRUSQUIA-VILLAFRANCA, Ismael. Geología, Estructura y Composición de los Principales de Yacimientos de Carbón en México: Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, 2006.Tomo LVIII, Núm. 1.p.140-160.

CORTES, Y.; JIMENEZ, M. Geoquímica de los Yacimientos de Gas Asociado a Carbón en la cuenca de Bogotá. Trabajo de grado Geología. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físicoquímicas, 2007

ELLARD Y ROARK, Coalbed Methane production from the Pottsville formation at cedar cove field, Black Warrior basin, Alabama, U.S.A. In the Canadian coal and coalbed methane. *Geoscience forum*, Parksville. B.S., B.D Ryan and J. Cunninham. 1991. P 73.

FASSET, J.E. and Hinds, J.S., Geology and Fuel Resources of the Fruitland Formation and Kirtland Shale in the San Juan, Next Mexico and Colorado. U.S. Geological Survey Professional.1971.p 676, 76.

GAMSON, P.D., Beamish, B.B., and Johnson, D.P., Coal Microstructure and Micropermeability and their effects on natural gas recovery, Fuel, v. 72. 1993. P. 87-99.

HAMILTON, D.S. and Tadros, N.Z., Utility of Coal Seams as Genetic Stratigraphic Sequence Boundaries in Nonmarine Basins. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 78, no 2. 1994. P. 267-286

Ingeominas y Minercol, El carbón colombiano. Recursos, reservas y calidad. 2004.

JOUBERT, J.I., C.T., and Bienstock, Daniel. Effects of moisture on the methane capacity of American coals. Fuel. 1974. V 53, P 186-191.

JUNGEN, H., and KLEIN, J., Entstehung von Erdgas und Kohle in Sedimenten, Erdöl U.Kohle, Erdgas, Petrochem, Ergänzungsband. Industrie verlag v. Hernhausen, Leinfelden bei Stuttgart. 1975. P.52-69.

KAISER, W. R.; ABNORMAL Pressure in Coal Basins of Western United States, International Coalbed Methane Symposium, paper 9333. Vol 1, p.p. 17-186.

KÁISER, W.R., Hamilton, D.S., Scott, A.R. and Tyler, Roger. Geological and Hydrological Controls on the Producibility of Coalbed Methane. Journal of the Geological Society. 1994. V.151.P. 417-420.

KAMAL, Morad. P. Eng., Ray, Mireault, P, Lisa Dean: Reservoir Engineering for Geologists.2008. P.24-30.

KRUMIN, P.O., The determination of forms of moisture in coal. Ohio State Engineering Experimental Station Bulletin. 1963. P 195.

KUUSKRAA V. Coalbed Methane Sparks a new E Energy Industry. Houston, Oil & Gas Journal. October 9, 1989. P 35-49.

KUUSKRAA, V.A., y Brandenberg, and C.F.: Coalbed methane sparks a new energy industry: Oil and Gas Journal.1989, v. 87, no. 41, p. 49–103.

LANGMUIR, I.; The Constitution and Fundamental Properties of Solids and Liquids, Journal of the American Chemical Society. Vol 38, 1996, p.p. 221-295.

LAW, B. E., and DICKINSON, W. W.; Conceptual model for origin of adnormally pressure gas accumulation in low permeability reservoirs. Amer. Assoc. of Petroleum Geology Bulletin. 1985. Vol 69, p.p. 1295-1304.

LEVINE, J.R.; An overview not coal composition. Coalbed Methane depositional, Hydrology, and petrologic controls on reservoir characteristics of cola beds. American Association of Petroleum Geologists, Studies in Geology Series 1992, N^a 38, p.p. 39-77.

LITTKE, R., Leythaeuser, D.: Migration of Oil and Gas in Coals, in: B.E., Law and D.D., Rice editors, Hydrocarbons from Coal: A.A.P.G.studies in Geology. 1993

LU, SHAN-TAN.; KAPLAIN, J.R.; Hydrocarbon-generating potential of humic coals from dry pyrolysis. American Association of Petroleum Geologists Bulletin. 1990. Vol 74, p.p. 163-173.

LUCIA, J.L., Petrophysical parameters estimated from visual descriptions of carbonated rocks. A field classification of carbonate pore space. J. Petroleum Technology. 1983. p 629-637.

MORA, W.; LOPEZ, I. herramienta software para el cálculo de fluidos in-place mediante la aplicación de las ecuaciones de balance de materiales para yacimientos convencionales y no convencionales; Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físicoquímicas, 2007, p.p. 96-98.

MUKHOPADHYAY, P, K., Hatcher, P, G. Composition of Coal, in Law, B, E., Rice, D, D., Hydrocarbons from Coal: AAPG, Studies in Geology. 1993. p, 79-113.

ORTEGA, Jorge. Reservorios de Coalbed Methane (CBM). Universidad Nacional de Cuyo. p, 1-15.

RANGEL, A., KATZ, B., RAMIREZ, V., VAZ, SANTOS, E.: Alternative Interpretations as to the Origin of the Hydrocarbons of the Guajira Basin, Colombia. Mar Petrol. Geol. 2003. p 120-139.

RICE, D.D., Law, B.E., Controls of Coalbed gas composition, Proceedings of the 1993 International Coalbed Methane Symposium, University of Alabama, Tuscaloosa, School Of Mines and Energy Development, v.2., 1993. p. 577-588.

SCOTT, A.R., Improving coal gas recovery with microbial enhanced Coalbed methane. Kluwer Academic Publishing. 1995. P 89-110.

SCOTT, A.R.; Composition and origin of Coalbed methane from selected basins in the United States, International Coalbed Methane Symposium, 1993, Paper 9370, Vol 1, p.p. 207-222.

SCOTT, A.R.; Composition of Coalbed Gases In Situ, 1994. Vol 18, p.p. 185-208.

SMITH, D.M.; and WILLIAMS, F.L.; Direct method of determining the methane content of coal A-Modification, fuel. Vol 63, p.p. 425-437

SMITH,D.M, and Williams, F.L., Directed Method of Determining the Methane Content of Coal A-Modification, fuel, Vol 63. 1984. p 425-427.

STACH,E.,Macckowsky,M.T.,Teichmuller,M.,Taylor,GH.,Chandra,,Stach's: Textbook of Coal Petroleum. 3ra ed., Borntraeger, Stuttgart, 1982.p, 535.

STANDING, M. B. and Katz, D. L., Density of Natural Gases, trans. AIME 142 (1992).

TANG, Y., Jenden, P. D., and Teerman, S.C.:. Thermogenetic Methane Formation in Low-rank Coals. Organic Geochemistry-advances and applications in the natural environment. Manchester University Press. 1991. p. 329-331.

TYLER, ROGER, KAISER, W. R., SCOTT, A. R., HAMILTON, D. S. AND AMBROSE. W. A.: "Geologic and hydrologic assessment of natural gas from coal. Bureau of Economic Geology and Gas Research Institute, Report of Investigations. 1995, N° 228,219.

TYLER, ROGER, W. R., SCOTT, A. R., HAMILTON, D. S.: "Geologic and hydrologic assessment of natural gas from coal seams en the Mesa Verde Group and Fort Union Formation." Topical Report prepared for the Gas Research Institute under contract No GRI-93/0320. p.p. 120.

URL: <http://www.carbocol.com/>. Acceso 26 de Septiembre de 2012

URL: <http://www.simco.gov.co>. 20 de Septiembre de 2012.

WIESE, K.; KVENVOLDEN, K. Introduction to Microbial and Thermal Methane. En: The future energy Gases. U.S.G.S.; Professional Paper 1570, 1993.p. 13-20.

ZUBER, Michael D. Basic Reservoir Engineering for coal. In: SAULSBERRY, J.L., SCHAFER, P.S. y SCHRAUFNAGEL , R, A. A Guide to Coalbed Methane Reservoir Engineering. Chicago, Illinois: Gas Research Institute, 1996. Cap. 3.1-3.32.