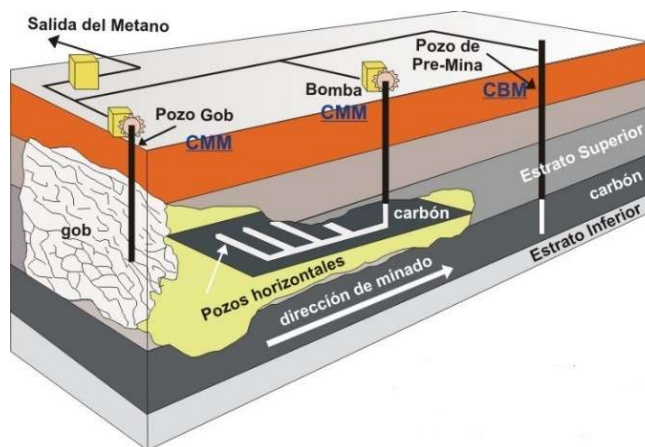


# ESTRATEGIAS PARA EL APROVECHAMIENTO DEL GAS METANO ASOCIADO A LOS MANTOS DE CARBÓN EN EXPLOTACIONES BAJO TIERRA



## INFORME INTEGRADO Contrato No 004-2016

### CONSORCIO EG CARBÓN - METANO



### UNIDAD DE PLANEAMIENTO MINERO ENERGÉTICO

Diciembre 2016

**ESTRATEGIAS PARA EL APROVECHAMIENTO DEL GAS  
METANO ASOCIADO A LOS MANTOS DE CARBÓN EN  
EXPLOTACIONES BAJO TIERRA**

**INFORME INTEGRADO  
Contrato No 004-2016**

**Dr., Timothy Moore.**

**Dr. Jorge Eliecer Mariño M.**

**Esp. Maryen Moreno A.**

**Msc. Orlando Bautista L.**

**Msc. Juan Carlos Caicedo.**

**Geol. Sonia Ponguta.**

**CONSORCIO EG CARBÓN - METANO**

**UNIDAD DE PLANEAMIENTO MINERO ENERGÉTICO**

**Diciembre 2016**

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN .....	20
1. METODOLOGÍAUTILIZADA EN EL PROYECTO .....	22
1.1. OBJETIVOS DEL PROYECTO.....	22
1.2. INFORMACIÓN SECUNDARIA: DIAGNOSTICO Y ANÁLISIS A NIVEL NACIONAL E INTERNACIONAL .....	23
1.2.1 Información secundaria a Nivel Nacional. ....	23
1.2.2. Información secundaria a nivel Internacional. ....	26
1.3. ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD EN EL CONTEXTO NACIONAL .....	28
1.4. GUIA METODOLOGÍA.....	29
1.5. ESTRATEGIAS DE APROVECHAMIENTO Y DOCUMENTO INTEGRAL..	29
2. DIAGNÓSTICO Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN SECUNDARIA NACIONAL E INTERNACIONAL .....	30
2.1. DIAGNOSTICO Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN A NIVEL NACIONAL. 30	
2.1.1. Zona de Boyacá .....	34
2.1.2. Zona de Cundinamarca .....	45
- <i>Análisis de la Zona Cundinamarca</i> .....	49
2.1.3. Zona de Antioquia y Antiguo Caldas. ....	52
2.1.4. Zona de Valle del Cauca y Cauca .....	56
2.1.5. Zona de Guajira.....	59
2.1.6. Zona de Cesar.....	64
2.1.7. Zona de Córdoba y Norte de Antioquia .....	69
2.1.8. Zona de Santander del Norte .....	71
2.1.9. Zona de Santander.....	76
2.1.10. Aspectos de Seguridad Minera por presencia de Metano.....	79
2.1.11. Normatividad y Reglamentación en Colombia.....	82

2.1.12. Normas Ambientales para Gas Asociado A Carbón.....	91
2.1.13. Aspectos Legales de Seguridad.....	96
2.1.14. Aspectos Económicos .....	99
2.1.15. Línea Base de Información sobre el Gas Asociado al carbón en Colombia .....	99
2.2. DIAGNÓSTICO Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN A NIVEL INTERNACIONAL.....	103
2.2.1. Estados Unidos .....	103
2.2.2. Australia .....	109
2.2.3. China .....	111
2.2.4. Polonia .....	112
2.2.5. México .....	120
2.2.6. Normatividad y Reglamentación Internacional para el aprovechamiento del gas metano.....	129
3. VIABILIDADDE APLICACIÓN DE LOS ASPECTOS TÉCNICOS Y LEGALES INTERNACIONALES EN EL CONTEXTO NACIONAL.....	135
3.1. METODOLOGÍAS Y ESTÁNDARES PARA EL CÁLCULO DE RECURSOS Y RESERVAS DE GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN.....	135
3.1.1. Petroleum Resources Management System - PRMS.....	136
3.1.2. Código JORC .....	140
3.1.3. Método Gas In Place – GIP.....	143
3.1.4. Metodología China. ....	148
3.2. ESTÁNDARES DE RESERVAS PARA EL PAÍS.....	157
3.3. LINEAMIENTOS PARA AJUSTAR LOS ESTUDIOS REALIZADOS EN COLOMBIA.....	158
3.3.1. Saturación. ....	158
3.3.2. Contenido de Gas.....	158
3.3.3. Permeabilidad. ....	158
3.3.4. Complejidad Geológica. ....	158
3.3.5. Lineamientos .....	159

3.4. TÉCNICAS Y TECNOLOGÍAS APLICADAS PARA LA EXTRACCIÓN DE GAS METANO ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN.....	159
3.4.1. Drenaje de gas Previo a la Minería del Carbón – CBM (Coal Bed Methane) .....	159
3.4.2. Drenaje Durante La Operación Minera (CMM-GOB Wells-VAM).....	167
3.4.3. Metano en Minas Abandonadas- AMM (Abandoned Mine Methane) .	174
3.5. NORMATIVIDAD INTERNACIONAL Y SU APLICABILIDAD EN EL CONTEXTO NACIONAL.....	180
3.5.1. Estados Unidos .....	180
3.5.2. Australia.....	181
3.5.2.1. Viabilidad de aplicación en el contexto nacional. ....	183
3.5.3. China .....	184
3.5.4. Polonia. ....	189
3.5.4.1. Viabilidad de aplicación en el contexto nacional .....	193
3.5.5. México .....	194
3.6. METODOLOGÍAS INTERNACIONALES DE PREFACTIBILIDAD TECNICO-ECONOMICAS PARA PROYECTOS EN EL CONTEXTO NACIONAL.....	197
3.6.1. Metodología aplicada por- EPA- GMI .....	197
3.6.1.1. Viabilidad de aplicación en el contexto Nacional.....	199
3.6.2. Metodología aplicada por China .....	200
3.6.2.1. Viabilidad de Aplicación en el contexto nacional .....	203
3.6.3. Metodología aplicada en México .....	203
3.6.3.1. Viabilidad de aplicación en el contexto nacional .....	204
3.6.4. Metodología aplicada en Australia.....	204
3.6.4.1 Viabilidad de aplicación en el contexto nacional .....	205
3.7. PROYECTOS EXITOSOS DE APROVECHAMIENTO DE GAS METANO ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN.....	206
3.7.1. Proyectos en Estados Unidos .....	206
3.7.2. Proyectos en Australia.....	209
3.7.3. Proyectos en México .....	213

3.7.4. Proyectos en Polonia.....	215
3.8. ZONAS CARBONÍFERAS SUSCEPTIBLES A FORMULAR PROYECTOS. .....	220
3.8.1. Análisis de las zonas carboníferas con estudios sobre gas metano asociado a mantos de carbón. ....	220
3.8.2. Criterios de selección de las zonas con potencial para desarrollar un proyecto piloto. ....	224
3.8.3. Selección de las zonas susceptibles a desarrollar un proyecto piloto de aprovechamiento de gas metano asociado a mantos de carbón. ....	226
4. GUIA METODOLÓGICA PARA APROVECHAMIENTO DE GAS.....	256
4.1.- FASE PLANEACIÓN.....	256
4.1.1.-Diagnóstico y Análisis de la Información Secundaria.....	256
4.1.2.- Información Primaria. ....	256
4.2.- FASE EXPLORACIÓN.....	257
4.2.1. Perforaciones Verticales.....	257
4.2.2 Perforaciones Horizontales.....	257
4.2.3. Metano Presente en el Aire de Ventilación.....	257
4.3.- PREFACTIBILIDAD.....	258
4.3.1.- Pozo Piloto de Drenaje.....	258
4.3.2.- Proyección de costos y escenarios del proyecto.....	258
4.3.3.- Evaluación de Mercado.....	258
4.4. FACTIBILIDAD Y DISEÑO.....	259
4.4.1.- Impactos ambientales y socio-económicos.....	259
4.4.2.- Proyección y escenarios del proyecto.....	259
4.4.3.- Evaluación de Tecnologías.....	260
4.4.4.- Análisis financiero por escenarios.....	260
4.4.5. Evaluación de Tecnologías.....	260
4.4.6. Determinación de los perfiles técnicos.....	263
4.4.7. Cronograma.....	263
4.4.8. Justificaciones del Proyecto Piloto.....	264

5. LINEAS ESTRATÉGICAS A NIVEL NACIONAL PARA EL APROVECHAMIENTO DE GAS METANO ASOCIADO AL CARBÓN. ....	269
5.1. LINEA ESTRATÉGICA 1. ESTANDARIZACION DE MUESTREO Y ANALISIS DE ENSAYOS RELACIONADOS CON EL GAS ASOCIADO AL CARBON.....	269
5.2. LINEA ESTRATÉGICA 2. ESTANDARIZACION DE ESTIMACION DE RESERVAS COMERCIALES DE GMAC. ....	269
5.3. LINEA ESTRATÉGICA 3. DESARROLLO TECNOLÓGICO .....	270
5.4. LINEA ESTRATÉGICA 4. DEFINICIÓN DE CUENCAS MINERAS GRISUTUOSAS .....	270
5.5. LINEA ESTRATÉGICA 5. INVESTIGACIÓN DE EMISIONES ACTUALES DE METANO. ....	270
5.6. LINEA ESTRATÉGICA 6. ADMINISTRACIÓN DEL RECURSO GAS ASOCIADO AL CARBÓN. ....	271
5.7. LINEA ESTRATÉGICA 7. SEGURIDAD JURÍDICA .....	271
5.8. LINEA ESTRATÉGICA 8. INCENTIVOS ECONÓMICOS. ....	271
5.9 LINEA ESTRATÉGICA 9. NORMATIVIDAD AMBIENTAL. ....	272
5.10 LINEA ESTRATÉGICA 10. MERCADEO DE METANO ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN .....	272
6. CONCLUSIONES.....	273
7. REFERENCIAS.....	278

## LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1. Contenido promedio de gas en municipios de Boyacá .....	41
Tabla 2. Mantos de carbón sector Cogua-Sutatausa.....	52
Tabla 3. Cálculo de recursos probables en sectores del Cerro Tasajero aledaños a Cúcuta. ....	73
Tabla 4. Criterios y cálculos utilizados para el cálculo de gas <i>in situ</i> en los sinclinales de Zulia y Pamplona. ....	74
Tabla 5. Reporte de accidentes año 2010 .....	79
Tabla 6. Reporte de accidentes año 2011 .....	80
Tabla 7. Reporte de accidentes año 2012 .....	80
Tabla 8. Reporte de accidentes año 2013 .....	80
Tabla 9. Reporte de accidentes año 2014 .....	80
Tabla 10. Reporte de accidentes año 2015 .....	81
Tabla 11. Compilación de los documentos legales que involucran al gas asociado a mantos de carbón. ....	82
Tabla 12. Compilación de los documentos legales desde el sector de hidrocarburos y mineros que determinan la propiedad del gas asociado a capas de carbón.....	84
Tabla 13. Compilación de los documentos legales que involucran los incentivos al gas asociado a capas de carbón. ....	89
Tabla 14. Compilación de los documentos legales que involucran normas ambientales de proyectos de gas asociado a capas de carbón.....	91
Tabla 15. Compilación de los documentos legales que involucran la seguridad en las labores mineras.....	98
Tabla 16. Contenido del gas metano en pies <sup>3</sup> /ton vs. Profundidad en metros en varias zonas del país. ....	100
Tabla 17. Diferentes cálculos de CBM en Colombia.....	101

Tabla 18. Tabla de costos aproximados de proyectos CMM en EE.UU para el año 2000.....	106
Tabla 19. Proyectos exitosos en EEUU.....	107
Tabla 20. Minas de carbón en EE.UU que utilizan el sistema de drenado. ....	107
Tabla 21. Proyectos exitosos en Australia. ....	110
Tabla 22. Proyectos exitosos en China.....	112
Tabla 23. Relación de capacidades de drenaje de metano en siete minas. ....	120
Tabla 24. Sistemas de desgasificación que utilizan las principales minas en la Cuenca de Sabinas en Coahuila (México).....	125
Tabla 25. Costos directos totales de perforación horizontal, año 2000.....	128
Tabla 26. Resumen de la propiedad y las políticas de CMM. Modificado de USEPA – GMI (2014).....	133
Tabla 27. Tipos de Recursos de Carbón. ....	141
Tabla 28. Parámetros del reservorio para determinación de los perfiles de producción. ....	146
Tabla 29. Versión China de reservas y su equivalente en el sistema PRMS.....	150
Tabla 30. Formato y clasificación de recursos de carbón por reservas y categorías de recursos sub-económicos. (U.S. Geological Survey, circular 891, 1992) .....	152
Tabla 31. Formato y clasificación de recursos de carbón por reserva y reserva base inferida y por categorías de recursos sub-económicos y sub-económicos inferidos. (U.S. Geological Survey, circular 891, 1992) .....	153
Tabla 32. Clasificaciones de drenaje de gas, métodos y eficiencia esperada del drenaje en el frente de mina (de Anonymous, 2006). ....	187
Tabla 33. Clasificación de los métodos de drenaje de gas en minas (Chen et al., 2011).....	202
Tabla 34. Tabla de costos (en dólares americanos) aproximados de proyectos CMM en México para el año 2000.....	203
Tabla 35. Principales empresas de minas de carbón de drenaje de gas en las minas de Estados Unidos (US EPA a partir de 2015) .....	206
Tabla 36. Características técnicas y costos de un proyecto de aprovechamiento de gas metano en Australia. ....	211
Tabla 37. Método de minería y características del carbón en las minas de MIMOSA (Santillán, 2010).....	214

Tabla 38. Características técnicas y costos de un proyecto de aprovechamiento de gas México.....	214
Tabla 39. Utilización del drenaje de gas metano en Polonia .....	216
Tabla 40. Minas productoras de energía a partir de metano en Polonia.....	217
Tabla 41. Características técnicas y costos de un proyecto de aprovechamiento de gas Polonia.....	219
Tabla 42. Contenido de gas en pies <sup>3</sup> /ton en las zonas del país donde se ha realizado exploración de CBM (Mariño et al., 2015).....	226
Tabla 43. Valores de contenidos de gas metano en las muestras analizadas Pozo Cucunubá-3. En todas las muestras no existió pérdida de gas. ....	228
Tabla 44. Mantos de Carbón Zona Cucunubá- Sutatausa.....	229
Tabla 45. Cálculo de Reservas y Recursos. Área Checua Lenguaque. Sector GMAC Boquerón de Tausa -La Pluma, Cucunubá. (SGC.2011) .....	230
Tabla 46 Relación de minas grisutuosas título 867T – PROMICARG S.A.S. con registro de caudal y desprendimiento de metano promedio diario mensual y anual .....	232
Tabla 47. Producción De Metano En Minas Asociados UNIMINAS S.A. Concesión No 2505 .....	233
Tabla 48. Listado del contenido de gas en 10 muestras del Pozo Socotá 1. (UPTC-SGC, 2013).....	239
Tabla 49. Localización sitios con información y muestras de carbón del Sector Coscativá (Socotá). Fuente: SGC, 2013.....	241
Tabla 50. Mantos de Carbón Zona Socha- Socotá.....	242
Tabla 51. Resumen cálculo de Reservas y Recursos. Sector Coscativá (Socotá). Fuente: SGC, 2013 .....	243
Tabla 52. Valores de contenidos de gas metano en las muestras analizadas Pozo Úmbita -1 Tomado de (SGC, 2014). ....	246
Tabla 53. Valores de contenidos de gas metano en las muestras analizadas, Pozo Chinavita-1 Tomado de (SGC, 2014).....	249
Tabla 54. Valores de contenidos de gas metano en las muestras analizadas de Frente de mina Tomado de (SGC, 2014).....	250
Tabla 55. Mantos de carbón Úmbita – Chinavita.....	251
Tabla 56. Características de las zonas carboníferas y criterios de selección. ....	253

Tabla 57. Costos y número de ensayos de las diferentes fases de exploración, prefactibilidad y factibilidad en el área de Guachetá (Cundinamarca). .....	261
Tabla 58. Cronograma que muestra las actividades y el tiempo que tardaría cada fase. ....	265

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Zonas Carboníferas de Colombia. ....	31
Figura 2. Mapa geológico de la zona Carbonífera de Boyacá, municipios de Samacá y Paipa y ubicación de pozos para obtener contenidos de gas. ....	35
Figura 3. Ubicación de las áreas carboníferas de Sogamoso-Jericó, Tunja-Paipa-Duitama y Checua-Lenguazaque.....	41
Figura 4. Isotherma de adsorción de los cuatro mantos más inferiores en el pozo Tasco, Área Sogamoso-Jericó.....	43
Figura 5. Mapa geológico de la zona Carbonífera de Cundinamarca. ....	46
Figura 6. Mapa geológico del área Carbonífera Checua-Lenguazaque y ubicación de los pozos.....	51
Figura 7. Mapa geológico que muestra las zonas donde se ha realizado exploración de CBM. El color naranja representa los afloramientos del miembro medio carbonífero de la Formación Amaga.....	53
Figura 8. Pozo Venecia 1. En el que se identifican las intercalaciones de los mantos de carbón con las rocas ígneas (color morado).....	54
Figura 9. Mapa geológico de la zona Valle del Cauca- Cauca. ....	58
Figura 10. Mapa de localización de las áreas carbonífera en la Zona La Guajira. ....	60
Figura 11. Mapa de localización de las áreas en la Zona Carbonífera Cesar.....	66
Figura 12. Zona de exploración proyectada para la explotación de CBM en bloque La Loma.....	67
Figura 13. Mapa geológico de la zona Carbonífera Córdoba -Norte de Antioquia.....	70
Figura 14. Mapa geológico de la zona Carbonífera Córdoba -Norte de Antioquia.....	71
Figura 15. Mapa geológico de la zona Carbonífera Norte de Santander.....	72
Figura 16. Mapa geológico de la Zona Carbonífera Santander. ....	78
Figura 17. Cuenca de San Juan. ....	105

Figura 18. Instalaciones de CONSOL en Virginia que muestra un sistema de oxidación.....	108
Figura 19. Sistema de separación de agua y gas.....	110
Figura 20. Ubicación de las perforaciones de drenaje en un sistema de ventilación en Y. ....	116
Figura 21. Ubicación de los pozos de drenaje en una vía de ventilación en un sistema de ventilación U con una entrada en paralelo.....	117
Figura 22. Estructura de un sistema de drenaje con galería de drenaje.....	118
Figura 23. Izquierda, perforadora horizontal para CMM. Centro, ductos que llevan el gas a la superficie para su quema posterior. A la derecha, perforación vertical de zonas ya explotadas o derrumbadas (gobhole). ....	124
Figura 24. Diferentes formas de extracción del gas asociado al carbón.....	124
Figura 25. . Método de minería y características del carbón en las minas de MIMOSA. ....	126
Figura 26. Diferentes formas de desgasificación en las minas de MIMOSA.....	127
Figura 27. Emisiones de gas de las minas de MIMOSA entre 1990 y 2008. ....	127
Figura 28. Estructura de clasificación de recursos de Gas asociado al Carbón en el sistema PRMS, Tomado de PRMS (2011). ....	137
Figura 29. Subclases de recursos y reservas basadas en la madurez del proyecto. ....	138
Figura 30. Estructura de clasificación de recursos de Gas asociado al Carbón en el sistema JORC.....	140
Figura 31. Perfil de producción de gas y agua en un pozo de CBM. Tomado y modificado de Rice et al. (1993). ....	145
Figura 32. Tasas de gas (mcf/d) y tasas de agua (mmcf) vs tiempo.....	147
Figura 33. Diagrama mostrando categorías de reservas con base en distancias de puntos de medición. Fuente: Geological Survey, Circular 891,1992.....	155
Figura 34. Diferentes proyectos o posibilidades de extracción del gas asociado al carbón (EPA) .....	160
Figura 35. Registros de pozo más utilizados en carbones (color negro). ....	165
Figura 36. Optimización de recuperación de energía con cerca de cero emisiones de metano.....	168
Figura 37. Esquema de explotación de carbón con recuperación de CMM.....	169

Figura 38. Sistema de recuperación de metano en U.....	170
Figura 39. Recuperación de metano GOB mediante pozos verticales.....	171
Figura 40. Métodos de perforación GOB de pos-drenaje. ....	172
Figura 41. Reactor VOCSIDIZER. ....	173
Figura 42. Emisiones de metano de las minas de carbón subterráneas abandonadas en los EE.UU. ....	175
Figura 43. Muestra el método de drenaje por pozos sellados. ....	176
Figura 44. Representa el esquema de una perforación con la infraestructura en superficie GOB.....	178
Figura 45. Configuración del proceso y tratamiento del metano en la cuenca Black Warrior Basin. ....	207
Figura 46. Oxidantes térmicos regenerativos en la mina McElroy VAM Project. .	208
Figura 47. Esquema de la planta de cogeneración de energía en EC Suszec ....	217
Figura 48. Planta de cogeneración en EC Suszec.....	218
Figura 49. Esquema de instalación usando metano de VAM. ....	219
Figura 50. Labores mineras en la mina Las Quintas.....	228
Figura 51. Labores mineras título 867T. ....	235
Figura 52. Columna estratigráfica de la Formación Guaduas.....	237
Figura 53. Mapa geológico Mina la Esperanza. Las trazas de los mantos (1 al 7) en color morado. ....	238
Figura 54. Perfil geológico A-A` de la Figura 53 .....	239
Figura 55. Afloramientos y labores mineras en la mina la Esperanza. Al occidente la hipotética ubicación de un pozo CBM de drenaje de gas. ....	240
Figura 56. Ubicación del área de estudio.....	245
Figura 57. Sección estratigráfica del Sinclinal de Úmbita (Flanco oriental). ....	247

## GLOSARIO

ABANDONED MINE METHANE (AMM): Es el metano que se explota en minas abandonadas.

CÁNISTER: Cámara hermética construida de metal o de PVC (plástico), constituida por un cuerpo cilíndrico, en el que se introduce la muestra de carbón y una tapa en su parte superior, compuesta por un manómetro que mide la presión y permite el sellado hermético, va adaptado de un sistema de bureta a través de mangueras flexibles, que permite las mediciones del contenido de gas.

CARBÓN: Una roca sedimentaria combustible formada de restos vegetales en varios estados de preservación y afectada por una serie de procesos, que involucran la compactación del material enterrado en cuencas inicialmente de poca profundidad.

CARBONIFICACIÓN O CARBONIZACIÓN: Procesos que transforman los restos vegetales en carbón. Cuanto mayor sea esta transformación, mayor será el grado de carbonificación o rango del mismo.

CENIZA: El residuo inorgánico que permanece después de la combustión del carbón.

CBM (COALBED METHANE) O GAS METANO EN DEPÓSITOS DE CARBÓN (GMDC o GMAC): También llamado CBG (Coalbed Gas), se refiere a las siglas en inglés de gas metano asociado a mantos de carbón.

CLEATS: Son fracturas naturales en el carbón, producto de la contracción de la materia orgánica, que se crean perpendiculares a la estratificación. El juego de *cleats* más desarrolladas se llama *face cleats* (fracturas frontales); se presenta otro juego de *cleats*, menos desarrollada y perpendicular a las *face cleats*, denominado *buttcleats*.

CMM (COAL MINE METHANE): Es el gas que se explota junto con la explotación del carbón.

CONTENIDO DE GAS: Es el volumen de gas presente por cada peso de carbón, se expresa en pies<sup>3</sup>/ton o m<sup>3</sup>/ton y se obtiene de la sumatoria de gas desorbido, gas perdido y gas residual.

CORAZONES (CORES): Núcleos de perforación utilizados para las pruebas de desorción.

CROMATOGRAFÍA DE GASES: Técnica utilizada para determinar el tipo de gases asociados al carbón. El metano siempre está acompañado por otros gases.

**DESORCIÓN:** Proceso mediante el cual el gas metano generado durante el proceso descarbonización y absorbido por el carbón es liberado por diferentes causas, entre estas por flujo hacia zonas de menor presión o de mayor espacio libre.

**GAS DE ORIGEN BIOGÉNICO:** Gas asociado al carbón de origen bacteriano.

**GAS DE ORIGEN TERMOGÉNICO:** Gas asociado al carbón producto de la carbonificación o aumento de rango del carbón. Está asociado con el aumento de la presión y temperatura del carbón.

**GAS METANO:** Es el hidrocarburo alcano más sencillo, cuya fórmula química es CH<sub>4</sub>. Constituye hasta el 97 % del gas natural. En las minas de carbón se le llama grisú y es muy peligroso, ya que es fácilmente inflamable y explosivo.

**GAS DESORBIDO:** Es el contenido de gas medido en la prueba de desorción en un sistema canister, durante un tiempo determinado que depende de la cantidad de gas liberado de la muestra de carbón.

**GAS PERDIDO:** Corresponde al gas escapado del carbón entre el tiempo en que el manto de carbón es penetrado por la broca y el tiempo en que la muestra es introducida y sellada herméticamente en el canister.

**GAS RESIDUAL:** Es el gas que permanece absorbido en la matriz del carbón después de que se ha completado la prueba de desorción. Su contenido se determina pulverizando el carbón.

**GIGA:** Término utilizado para reservas y equivale a 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup>, pies<sup>3</sup>, etc. Muy utilizado en cuantificación de reservas

**GAS IN PLACE (GI O GIP):** Cálculo del contenido volumétrico del gas en el yacimiento sin consideraciones económicas.

**GOB HOLE:** Son sondeos que se perforan sobre las capas de carbón previo a las labores mineras para desgasificar los frentes mineros derrumbados (caídos).

**GOB GAS (GOAF O GM):** Gas drenado de los frentes explotados o derrumbados.

**ISOTERMAS:** Ensayos sobre muestras de carbón a temperatura constante y presión variable, a fin de determinar la capacidad de absorción del carbón con el cambio de presión. Sirven para determinar la saturación de gas en la muestra.

**ISÓTOPOS:** Los isótopos son átomos que tienen el mismo número de protones y el mismo número atómico, pero tienen diferente número de neutrones y por lo tanto diferente masa. Se utilizan para determinar el origen del CBM.

**MACERALES:** Son restos vegetales pero microscópicamente reconocibles, que conforman la parte orgánica del carbón. Hay tres grupos de macerales, vitrinita, liptinita e inertinita.

**MATERIA MINERAL:** Los componentes inorgánicos del carbón.

**RANGO DEL CARBÓN:** Clasificación del carbón que depende del grado de carbonización alcanzado, desde el momento en que se depositaron los fragmentos vegetales hasta el grado de maduración del mismo. La clasificación más conocida es la de ASTM.

**REFLECTANCIA DE LA VITRINITA (RO ORM):** Medida de la reflectividad de luz incidente sobre la superficie pulida del maceral vitrinita. Es un indicador del rango del carbón.

**SISTEMA LONGWALL:** Sistema de explotación de carbón por tajo largo

**PLAY:** Es un grupo de campos o prospectos de petróleo o gas que están en la misma región y que están controlados por las mismas circunstancias geológicas.

**PRMS (Petroleum Resource Management System):** Sistema de clasificación para recursos petroleros también aplicado al CBM.

**TERA:** Término utilizado para reservas y equivale a  $10^{12}$  m<sup>3</sup>, pies<sup>3</sup>, ton, etc. Muy utilizado en cuantificación de reservas

**VENTILATION AIR METHANE (VAM):** Metano capturado y/o utilizado en el sistema de ventilación.

## RESUMEN

Como parte de la consultoría: "Realizar un estudio que defina estrategias para el aprovechamiento del gas metano asociado a los mantos de carbón en explotaciones bajo tierra", se presenta la información correspondiente al informe final así:

El capítulo 1 presenta la metodología y los objetivos utilizada en el proyecto.

El capítulo 2 analiza la información secundaria nacional e internacional y hace un diagnóstico de dicha información. La información nacional se analiza a nivel de zona (departamento). A nivel internacional se analizan cuatro países: Estados Unidos, Australia, China, Polonia y México.

El Capítulo 3 presenta las metodologías y estándares aplicados para el cálculo de reservas, con énfasis en las metodologías utilizadas en EE.UU (PRMS) y Australia (JORC). También se discute el método gas in place (GIP) y el método Chino que es una versión del método PRMS. En cada caso se discute la viabilidad de la aplicación para Colombia. También se discuten las técnicas y tecnologías y normatividad aplicadas para la extracción del gas metano asociado al carbón. Se inicia con la discusión del drenaje previo a la minería (Coalbed Methane-CBM), se analizan las posibilidades de drenaje durante la operación minera (Coal Mine Methane-CMM, GOB y VAM) y se discute el drenaje post minería (Abandoned Mine Methane-AMM). En cada caso se analiza la viabilidad de la aplicación de dichas técnicas en Colombia. De los países mencionados se presentan los proyectos más exitosos de aprovechamiento de gas metano asociado a mantos de carbón. Finalmente se presentan las zonas carboníferas en Colombia susceptibles a formular proyectos, de dichas zonas se escogieron las 4 áreas más favorables que son: Cucunubá-Sutatausa y Guachetá en Cundinamarca, y Socotá-Socha y Chinavita-Úmbita en Boyacá. En cada zona se consideraron cuatro aspectos: 1. Aspectos geológicos, 2. Aspectos mineros, 3. Reservas y recursos, 4. Tipo de aprovechamiento. De análisis de dichas áreas se concluyó que Guachetá presenta las condiciones más favorables.

En el Capítulo 3 se analizan las metodologías y estándares para el cálculo de recursos y reservas y se concluye finalmente que los métodos GIP y PRMS se adaptarían mejor al mercado Colombiano, especialmente el PRMS porque no solamente considera la incertidumbre geológica, sino también los aspectos de factibilidad económica. En el Capítulo 3 también se discuten los lineamientos para ajustar los estudios de recursos-reservas, calculados hasta la fecha, a los estándares GIP-PRMS sugeridos para el país.

En el capítulo 4 se presenta una guía metodológica para el aprovechamiento del gas que incluye las fases de planeación, exploración complementaria, y

prefactibilidad que incluye un pozo piloto. Dicha guía se centra en el área de Guachetá y se soporta con cronograma de actividades y costos de las diferentes fases que permitirían el aprovechamiento de gas tipo CBM, CMM y VAM.

En el capítulo 5 se sugieren las líneas estratégicas que se deben seguir a nivel nacional para el aprovechamiento de gas metano asociado al carbón.

Finalmente se presentan las conclusiones en las que: se realiza que el proyecto piloto permitiría no solamente reducir la accidentalidad en las minas sino también reducir la emisiones de gases efecto invernadero y generar energía, se enfatiza en la necesidad de establecer una legislación clara que permita la explotación y la comercialización del gas, se concluye que se necesitan incentivos a fin de hacer viables los proyectos, se recomienda un trabajo conjunto entre las diferentes entidades del estado para poder complementar la exploración geológica y llevar los recursos a nivel de reservas de tal manera que sirvan de base para proyectos pilotos. Para que dicha exploración sea técnica y sistemática se deben seguir estándares internacionales para ensayos de desorción y otros análisis, y se deben ceñir a métodos estándar para el cálculo de reservas, igualmente se presentan procedimientos secuenciales que permiten determinar la factibilidad de los proyectos.

**Palabras claves:** Gas metano asociado al carbón, VAM, CBM, CMM, GOB, AMM.

## INTRODUCCIÓN

El Consorcio EG- Carbón – Metano, dentro de la consultoría del proyecto denominado “Realizar un estudio de estrategias para el aprovechamiento de gas metano asociado a los mantos de carbón en explotaciones bajo tierra” ha realizado la recopilación y análisis de la información a nivel nacional e internacional, sobre metodologías para el cálculo de reservas; tecnologías de aprovechamiento; normatividad; análisis de prefactibilidad técnico económica e identificación de proyectos que permitieron realizar un diagnóstico y posterior análisis de la información secundaria nacional e internacional recopilada en las diferentes instituciones públicas y privadas del país y en los principales países productores de gas metano a nivel mundial como son: China, Australia, EEUU, México y Polonia y así identificar las experiencias internacionales adaptables a la minería Colombiana. Es así como se genera una línea base en el estado del arte del tema de Gas Metano Asociado Al Carbón (CBM), en lo referente al conocimiento de los aspectos técnico, ambientales, legales, económicos y de seguridad.

El diagnóstico y análisis de la información sobre gas metano en las zonas carboníferas, permitió seleccionar las áreas de Cucunubá-Sutatausa (empresa Minminer S.A), Guachetá (empresa Uniminas S.A y Promincarg S.A.S), Socha-Socotá (empresa Colombiana de Minerales Ltda) y Chinavita- Úmbita (empresa Intercontinental de Carbones S.A.S); como las más susceptibles para adelantar un proyecto piloto. La selección de estas áreas se fundamentó en los estudios de investigación y de la recopilación de información primaria realizada por el grupo de consultoría y el experto internacional. El grupo de Consultoría enfocó sus actividades en la revisión de aspectos geológicos (número, espesor y distancia estratigráfica de mantos, calidad del carbón, perfiles geológicos, mapas estructurales, existencia de modelos geológicos); aspectos mineros (extensión del contrato de concesión minera, métodos de explotación, planos de labores mineras, longitud y sección de labores de desarrollo, proyección de labores mineras, registros de contenido de gas, planos y sistemas de ventilación), reservas y recursos de gas (cantidad, ubicación y profundidad de las perforaciones, tipo de muestreo, análisis realizados y contenidos de gas); evaluación de tipo de aprovechamiento (CMM, VAM y AMM), aspectos legales ( contrato de concesión, PTO aprobado y Licencia ambiental aprobada), facilidades (vías de comunicación, proximidad a ciudades), aspectos empresariales (nivel de organización de la compañía, motivación de la compañía a desarrollar proyectos de utilización de gas metano, capacidad financiera).

Como resultado de esta evaluación, fue posible definir el área de Guachetá (Uniminas S.A y Promincarg S.A.S), como el área de mayor potencial para la realización de un proyecto piloto, para el aprovechamiento de gas metano asociado a los mantos de carbón en explotación subterránea, para esta área se presenta

cronograma y análisis de costos de las diferentes etapas para el desarrollo del piloto.

Se elabora una guía metodológica que incluye todas las variables de carácter técnico-económico a tener en cuenta para el desarrollo de un proyecto piloto de recuperación de metano en Colombia. Esta guía sigue los lineamientos sugeridos por la Agencia Ambiental de Estados Unidos (USEPA, 2016. “Guía para búsqueda de financiación de CMM”), esta guía aporta elementos importantes a considerar para una adecuada toma de decisiones respecto a la manera más acertada de implementar un proyecto de recuperación de metano, que logre dar inicio al desarrollo de procesos de uso de gas, cumpliendo parámetros de seguridad, técnicos, económicos y ambientales que sean altamente aplicables al país.

Finalmente, se presentan unas líneas estratégicas a nivel nacional para el aprovechamiento de carbón, conclusiones del estudio y un glosario que define la terminología del tema.

# 1. METODOLOGÍA UTILIZADA EN EL PROYECTO

Inicialmente, con el espectro del proyecto se definen cada una de las actividades que permiten cumplir con los objetivos, definiendo duración para cada actividad y agrupándolas en una estructura de disgregación del trabajo, que permitiera la identificación del camino a seguir para el logro del objetivo. A continuación se detallan cada una de las fases.

## 1.1. OBJETIVOS DEL PROYECTO

- Realizar a partir de la revisión de información secundaria a nivel Nacional un diagnóstico y posterior análisis de las investigaciones y trabajos realizados por diferentes instituciones públicas y privadas, relacionados con el gas metano asociado al carbón en el país, creando una línea base de información sobre el tema y que cubra todos los aspectos tenidos en cuenta en dichos estudios, haciendo énfasis en lo técnico y ambiental.
- Realizar mediante revisión de la información secundaria a nivel Internacional un diagnóstico y posterior análisis en los países EEUU, Australia, China, México y Polonia, sobre gas asociado a mantos de carbón, en los siguientes aspectos: a). Metodologías y estándares aplicados para el cálculo de recursos y reservas del gas metano asociado al carbón, b). Técnicas y tecnologías aplicadas para la extracción del gas metano asociado al carbón, c). Normatividad legal o regulaciones aplicadas en cada país para el aprovechamiento del gas metano asociado al carbón, d). Metodologías internacionales para determinar la prefactibilidad técnico económica de un proyecto de gas metano asociado al carbón, e). Identificar proyectos de aprovechamiento de gas metano en sus diferentes formas de aprovechamiento tales como: Coal Mine Methane (CMM); Coal Bed Methane (CBM); Ventilation Air Methane (VAM) y Abandoned Mine Methane (AMM).
- Realizar un análisis de la viabilidad de aplicación de cada uno de los aspectos analizados al contexto Nacional.
- Con base en los estándares internacionales para el cálculo de recursos y reservas de gas metano asociado al carbón, definir un estándar para el país.
- Proponer lineamientos para ajustar los estudios de cálculo de recursos y reservas realizados en Colombia.
- Con base en los estudios realizados en el país sobre gas metano asociado a carbón y las visitas a 4 zonas carboníferas, identificar las zonas susceptibles a formular proyectos de aprovechamiento de gas metano, proponiendo técnicas y

tecnologías de captura y aprovechamiento de Coal Mine Methane (CMM); Ventilation Air Methane (VAM) y Abandoned Mine Methane (AMM).

. - Realizar a partir de las zonas identificadas con mayor potencial, una Guía Metodológica para la realización de un proyecto piloto de aprovechamiento de Coal Mine Methane (CMM); Ventilation Air Methane (VAM) y Abandoned Mine Methane (AMM), definiendo cuál de las posibilidades mencionadas anteriormente es la más beneficiosa para el país.

- Definir líneas estratégicas de aplicación nacional para el aprovechamiento del gas metano asociado al carbón.

## **1.2. INFORMACIÓN SECUNDARIA: DIAGNOSTICO Y ANÁLISIS A NIVEL NACIONAL E INTERNACIONAL**

Esta información se compila y se analiza desde el contexto nacional e Internacional, basada en los hitos importantes que se requieren en cada uno de los aspectos analizados y que van a permitir definir metodologías y estrategias para el aprovechamiento del gas metano asociado a las capas de carbón.

La toma de información se realiza en las siguientes Entidades, revisando al detalle los estudios disponibles. En esta etapa se solicitó el apoyo de la UPME, para que mediante comunicaciones fuera solicitada la información a cada Entidad.

### **1.2.1 Información secundaria a Nivel Nacional.**

#### **- Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH**

- “Caracterización Hidrogeológica e Hidrogeoquímica de las Áreas con Potencial para Yacimientos no Convencionales de Hidrocarburos, Tipo Coalbed Methane –CBM-”
- “Caracterización Geológica y Geoquímica de las doce zonas carboníferas de Colombia, con base en la información existente y con adquisición de nuevos datos geoquímicos de los carbones colombianos para el diseño de las áreas de exploración de CBM en Colombia”.
- Estudios sobre modelamiento geotérmico.
- Inventario, interpretación y evaluación de la información geológica disponible. Cuenca Amaga.
- Análisis de tecnología y estrategia de promoción para desarrollo de gas Metano Asociado a mantos de Carbón (CBM) en Colombia.
- Estudios de consultoría.

### **- ECOPETROL-ICP**

- Estudio Definir oportunidades de prospección de gas a partir del carbón en las áreas aledañas al municipio de Cúcuta. 2001.
- Información sobre los pozos perforados por ECOPETROL- ICP, referente a: Contenido y porcentajes de metano, origen (Biogénico o termogénico), saturación formaciones, mantos estudiados, aspectos geológicos y cálculos de reservas de gas metano.
- Estudios de Prefactibilidad de aprovechamiento de gas asociado a carbón.
- Otra información relevante referente con el gas asociada al carbón.

### **- Agencia Nacional de Minería -ANM**

- Registros sobre medición de gas metano, obtenidos de las unidades mineras productivas.

N.	Factor
1	Total de gas emitido por CMM (VAM o drenaje) Total de gas emitido por AMM Total de gas emitido post-minería
2	Total de gas de CMM recuperado y utilizado
3	Número y porcentaje de minas consideradas gassy
4	Porcentaje de metano que va a la atmosfera a través de la ventilación (VAM)
5	Numero de minas que tienen sistema de drenaje
6	Infraestructura existente (plantas, gasoductos)
7	Barreras existentes

- Inventario y localización de minas de carbón abandonadas.
- Inventario de eventos de explosiones de gas metano en las zonas carboníferas de Colombia.
- Normatividad y seguimiento a la implementación de planes de cierre a las unidades mineras de carbón subterránea.
- Planos de las labores mineras y análisis de calidad de los carbones de las siguientes zonas (Cucunubá-Sutatausa, Samacá –Ráquira, Socotá-Socha, Úmbita-Chinavita y Santander).
- Otra información relevante referente con el gas asociada al carbón.

### **- Servicio Geológico Colombiano - SGC**

- Estudios sobre gradiente geotérmico, en las zonas carboníferas de Colombia.

- Estudios sobre aprovechamiento de gas metano en las diferentes zonas carboníferas de Colombia (Cucunubá-Sutatausa, Samacá –Ráquira, Socotá-Socha, Úmbita-Chinavita y Santander).
- Cartografía geológica detallada más reciente de las zonas carboníferas estudiadas (Cucunubá-Sutatausa, Sanaca –Ráquira, Socotá-Socha, Úmbita-Chinavita y Santander).
- Estudios de hidrogeología, que incluyan la caracterización hidrogeológica de las formaciones y la determinación de las características hidráulicas como: porosidad, permeabilidad, conductividad hidráulica, etc., realizados en las zonas carboníferas estudiadas (Cucunubá-Sutatausa, Samacá –Ráquira, Socotá-Socha, Úmbita-Chinavita y Santander).

**- Ministerio de Minas y Energía -MME**

- Estudios de consultoría sobre aprovechamiento y emisiones de gas metano asociado al carbón.
- Otra información relevante referente con el gas asociada al carbón.
- Aspectos de legalidad minera y ambiental

**- Unidad de Planeación Minero Energética-UPME**

- Estudios de consultoría sobre aprovechamiento y emisiones de gas metano asociado al carbón.
- Otra información relevante referente con el gas asociada al carbón.

**- Universidades**

- Proyectos de grado y proyectos de investigación, relacionados con gas metano asociado al carbón. (UPTC, UIS, UN sede Medellín, Universidad América y otras).

**-Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia-UPTC**

- Convenios-proyectos de investigación UPTC-SGC.
- Determinación del bloque con mejores de posibilidades del gas asociado al carbón en la zona carbonífera ubicada al nororiente del municipio de Sogamoso. Fonseca, J. & López, L. (2003). Trabajo de grado. UPTC, Sogamoso.
- Determinación del bloque con mejores posibilidades del gas asociado al carbón en el sector SE de Sogamoso. Pitre, D. & Noppe, H. (2003). Trabajo de grado. UPTC, Sogamoso.
- Litofacies y ambientes de acumulación de la formación de Guaduas. Amaya, Érika. Mayo 2009. Colombia: UPTC.
- . Manual para la medición de gas metano asociado al carbón mediante pruebas de desorción con el equipo Canister. Mojica, Lucila. Octubre 2010. Colombia: UPTC.
- Determinación e Interpretación de las paleogeotermas de la parte central Pedraza, Sandra. Octubre 2010. Colombia: UPTC.

- Diseño e implementación de equipos para la medición de gas metano asociado al carbón (GMAC). Granados, Diana. Octubre 2010. Colombia: UPTC
- Determinación del potencial de gas asociado al carbón en las Vereda montecillo, Municipio de Guatavita. Jairo Vargas y Camilo Ramírez.
- Determinación de las posibilidades de GMAC en el Municipio de Cucunubá, Cundinamarca. Gloria Cuta y Yuli Santos.2014.
- Correlación estratigráfica y evaluación de los contenidos de GMAC en los pozos Guatavita, Cucunubá y Chivata. Adriana Castro.2014.
- Evaluación del contenido de gas metano asociado al carbón en la zona carbonífera de Boyacá, área Úmbita-laguna de Tota en la formación Guaduas. Nydia Fuquen, José Valest, 2015.
- Valoración de contenidos de gas metano asociado al carbón y caracterización del carbón de los mantos uno, dos, cuatro, en la peña de Socotá al occidente del municipio de Socotá, con expectación de adecuar un sistema de desgasificación. Marco Tulio Ortegón, 2013.
- Afectación de la recarga hidrogeológica de gas asociado al carbón en el sinclinal de Úmbita-Boyacá. Yessica Araque y Yessica Meneses, 2015

**- Universidad Industrial de Santander.**

- Estudio de las propiedades para la caracterización del yacimiento de gas asociado a mantos de carbón. Andrés Murcia, Andrea Sana. Bucaramanga, 2012
- Tecnología aplicada a la explotación del metano proveniente de los mantos de carbón, estado del arte. Bonett, M. & Rodríguez, A. (1996). Proyecto de grado Ingeniería de Petróleos UIS, Santander, Colombia.

**- Universidad de América**

- Estudio para la exploración y desarrollo de un yacimiento no convencional de gas metano asociado al carbón. César Andrés Martínez Villabón. Bucaramanga, 2008

Posterior a la compilación se elabora un diagnóstico y análisis de la información geológica de las cuencas carboníferas, calidad de los carbones, cálculos y metodologías de recursos y reservas de gas metano, sistemas de explotación de carbón, eventos de accidentalidad por explosiones de gas, zonas con registros de perforaciones, propuestas de aprovechamiento de gas metano y aspectos de legalidad minera y ambiental. Lo anterior permitirá definir una línea base de investigación y conocimiento sobre este tema en Colombia.

**1.2.2. Información secundaria a nivel Internacional.**

Evaluación de la información secundaria de los estudios sobre aprovechamiento de gas metano en capas de carbón, realizados en países pioneros como: EEUU, China,

Polonia, México y Australia y en los cuales ya se han establecido proyectos de extracción de gas metano en las capas de carbón. Esta revisión permite elaborar un diagnóstico de los aspectos técnicos, ambientales, económicos y legales por cada país.

A continuación se presentan las generalidades en cada país.

**Estados Unidos.** El desarrollo del gas asociado al carbón ha sido posible gracias a una política de reducción de impuestos que incentivó técnicas de explotación y producción. El sorprendente avance de la explotación de CBM en Estados Unidos se había centrado en las cuencas Foreland de las Montañas Rocosas en el oeste norteamericano y es allí donde se generaron los modelos de exploración y explotación que se utilizan en muchos países. Posteriormente se involucraron otras cuencas, como la de los Apalaches, donde se han obtenido buenos resultados, especialmente en Alabama. En 1999, la producción en EEUU alcanzó 1,1 Teras pies<sup>3</sup>, y en la actualidad hay más de 8000 pozos produciendo gas asociado al carbón. Las cuencas con mayores producciones de gas están en las Montañas Rocosas y en los Apalaches, especialmente en los estados de Colorado, Nuevo México, Wyoming y Alabama.

**China.** En China también hay grandes reservas de CBM, que se han calculado entre 1000 y 2000 Teras pies<sup>3</sup>. China ha tenido avances gigantescos en los últimos años que les ha permitido utilizar el gas antes de la minería, durante las operaciones mineras, y después de la terminación de la explotación del carbón. Es en este último donde se han tenido más avances ya que por motivos de seguridad muchas minas se han cerrado y sellado apropiadamente, lo que ha permitido la explotación masiva del AMM (after mine methane). Junto con los avances en la exploración del gas, se han desarrollado tecnologías y se han adaptado algunas existentes para producir energía a partir del gas metano cuando las concentraciones de gas están por debajo del 85%. En aspectos de legislación y reglamentación se han dado pasos importantes, entre estos la prioridad a la comercialización del gas asociado al carbón.

**Australia.** En Australia, los avances en la exploración han sido significativos, y las reservas se han calculado en más de 300 Teras pies<sup>3</sup>. La intensa explotación del carbón y sus efectos ambientales ha llevado al gobierno a establecer un mecanismo de costos por producción de carbón (**carbón pricing mechanism**) que incluye el cobro de 23 dólares por tonelada de CO<sub>2</sub> producido. Lo anterior con el fin de reducir emisiones y forzar adelantos tecnológicos que ayuden en la reducción de emisiones mediante la quema o utilización del gas metano.

**Polonia.** Aunque en Polonia no se ha hecho una evaluación de las reservas de CMM se está llevando a cabo un gran proyecto piloto con apoyo gubernamental. Adicionalmente la autoridad del carbón ha sacado 5 bloques a licitación para CMM. Otro aspecto que es importante en India es que hay muchas minas con altas concentraciones de metano (más que 10 m<sup>3</sup>/ton) por lo que se consideran altamente gaseosas (gassy) lo que las hace atractivas para CMM.

**México.** Aunque la industria del carbón es relativamente pequeña en México con solo 13 millones de toneladas producidas al año, Las minas en el norte de México son particularmente gaseosas con una relación de producción de gas aproximada de 10-15 m<sup>3</sup> de gas por tonelada de carbón explotado, cuando el estándar mundial para una mina grisutosa es de 10 m<sup>3</sup> de gas por tonelada de carbón explotado.

El desafío del gas ha sido atacado con un enfoque holístico que incluye el sistema de drenaje de gas y el sistema de ventilación. Con el fin de disminuir los riesgos de explosión y de mitigar los gases de efecto invernadero, se han construido quemadores del gas de ventilación y del gas obtenido por el sistema de drenaje que incluye pozos de drenaje desde superficie, pozos GOB, y pozos horizontales y direccionales dentro de la mina (gobhole-CMM).

Como producto se elabora un documento de diagnóstico de la investigación Internacional, donde se analizan los siguientes ítems: 1) Metodologías internacionales para determinar la pre-factibilidad técnico económico de un proyecto de gas metano asociado al carbón, los cuales buscan reducir el margen de error durante estudios posteriores de factibilidad. 2) Normatividad legal o regulaciones aplicadas en cada país para el aprovechamiento del gas metano asociado al carbón. 3) Proyectos exitosos de aprovechamiento de gas metano para la autogeneración.

### **1.3. ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD EN EL CONTEXTO NACIONAL**

Con base en los diagnósticos nacionales e internacionales, se realiza un análisis de la viabilidad en el contexto nacional de los siguientes aspectos: a). Metodologías y estándares aplicados para el cálculo de recursos y reservas del gas metano asociado al carbón, b). Técnicas y tecnologías aplicadas para la extracción del gas metano asociado al carbón, c). Normatividad legal o regulaciones aplicada en cada país para el aprovechamiento del gas metano asociado al carbón, d). Metodologías internacionales para determinar la prefactibilidad técnico económica de un proyecto de gas metano asociado al carbón, e). Identificar proyectos de aprovechamiento de gas metano en sus diferentes formas de aprovechamiento tales como: Coal Mine Methane (CMM); Coal Bed Methane (CBM); Ventilation Air Methane (VAM) y Abandoned Mine Methane (AMM) para la autogeneración, definiendo casos de éxito y el tamaño del proyecto.

Mediante análisis comparativos con métodos realizados en otros países, se propondrán lineamientos que permitan establecer métodos estándar para el cálculo de recursos y reservas en Colombia y que, además, permitan ajustar los cálculos realizados en los estudios de las zonas carbonífera, para que cumplan con estándares internacionales, acordes con las técnicas aplicadas para la extracción del gas metano en capas de carbón.

Terminada esta etapa se realizan las visitas a las áreas seleccionadas, con el fin de establecer las zonas con mayor susceptibilidad para adelantar un proyecto piloto y

recopilar información primaria, relacionada con aspectos geológicos, mineros, de seguridad y ambientales.

#### **1.4. GUIA METODOLOGÍA.**

El objetivo fundamental de esta guía metodológica es proporcionar un instrumento técnico- administrativo, que permita señalar las etapas para el desarrollo de un proyecto piloto de aprovechamiento de gas metano en minas de subterráneas de carbón.

#### **1.5. ESTRATEGIAS DE APROVECHAMIENTO Y DOCUMENTO INTEGRAL.**

Las etapas anteriores permitirán generar un documento que describa las estrategias del aprovechamiento del gas metano en la minería subterránea de carbón en Colombia.

Esta corresponde a la etapa final del proyecto, donde igualmente se genera el documento Integral del proyecto, compilando todos los productos generados en las fases anteriores.

## 2. DIAGNÓSTICO Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN SECUNDARIA NACIONAL E INTERNACIONAL

### 2.1. DIAGNOSTICO Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN A NIVEL NACIONAL.

La información secundaria nacional se compila y analiza por zonas carboníferas de Colombia, inicialmente partimos de la definición de zona definidas así:

**Zona Carbonífera:** *Es una superficie que abarca una o más áreas con carbón,*

Geográficamente asimilable a uno o dos departamentos” (Renzoni y Reyes, 1995:49; Luna, et al., 2004:18).

Por razones geográficas Colombia ha sido dividido en 12 zonas carboníferas (INGEOMINAS, 2004), que en la mayoría de los casos coinciden con los límites de los departamentos así (Figura 1):

- Zona Carbonífera 1 La Guajira
- Zona Carbonífera 2 El Cesar
- Zona Carbonífera 3 Córdoba – Norte De Antioquia
- Zona Carbonífera 4 Antioquia – Antiguo Caldas
- Zona Carbonífera 5 Valle Del Cauca – Cauca
- Zona Carbonífera 6 Huila – Tolima
- Zona Carbonífera 7 Cundinamarca
- Zona Carbonífera 8 Boyacá
- Zona Carbonífera 9 Santander
- Zona Carbonífera 10 Norte De Santander
- Zona Carbonífera 11 El Borde Llanero
- Zona Carbonífera 12 La Llanura Amazónica

El INGEOMINAS (2004) dividido, las zonas en áreas, las áreas en sectores, y en algunos casos los sectores en bloques. Desde el punto de vista de la explotación del carbón y del CBM-CMM, los bloques son muy importantes porque son los sitios donde los carbones se extienden por el rumbo y el buzamiento sin interrupción y por lo tanto, del conocimiento del bloque depende el cálculo de las reservas y el éxito del proyecto dependiendo del grado de certeza geológica.

Con base en la división anterior, los cálculos y análisis de CBM-CMM se harán por zonas (Departamentos). La minería de superficie o a cielo abierto se limita a los departamentos (zonas carboníferas) de La Guajira y Cesar, en las demás zonas carboníferas la minería es subterránea.

En algunas zonas carboníferas como Huila-Tolima la actividad de explotación de carbón es desconocida. En otras zonas apartadas como el Borde Llanero y la

Llanura Amazónica la actividad de explotación de carbón es inexistente. En otras zonas carboníferas como Valle del Cauca y Cauca, no es posible elaborar un diagnóstico sobre valores directos de mediciones de gas, porque no se han realizado ensayos de desorción del contenido de gas asociado al carbón.

Figura 1. Zonas Carboníferas de Colombia.



Fuente INGEOMINAS 2004

La historia del CBM en el país comenzó en 1990, en el gobierno del presidente Gaviria, cuando, por los frecuentes apagones y racionamientos de energía, se pensó en la posibilidad de obtener otras fuentes de energía provenientes de sectores diferentes al petróleo. Así, en 1993, se determinó desarrollar una exploración por medio de un contrato de asociación, para la producción de gas metano derivado de los mantos de carbón, en los departamentos de la Guajira y el Cesar, en la cuenca Cesar-Ranchería, ejecutada por las empresas norteamericanas (GeoMet y CoEnergy), quienes tenían la experiencia y los conocimientos sobre el tema, gracias a los estudios y proyectos desarrollados en Estados Unidos. En 1994 se perforaron tres pozos en esta concesión, ya que la zona se constituía como

una de las más extensas en yacimientos de carbón. Los carbones registrados por los pozos de Cerrejón Zona Norte, resultaron con propiedades ideales para explotación y producción del gas y se propuso perforar muchos más pozos dentro de la Concesión Patillal, con toda la tecnología aplicada en la industria petrolera. GeoMet procedió a adelantar la exploración a partir de la implementación de modelos de reservorios exitosos en Estados Unidos, y aunque los contenidos de CBM encontrados fueron buenos (200-300 pie<sup>3</sup>/ton), el proyecto no fue exitoso por la dificultad que se tuvo al drenar el agua, que se encuentra asociada a los mantos de carbón, para así bajar la presión hidrostática en los mantos y permitir el flujo del gas.

Posteriormente, se pudo establecer que los carbones encontrados sí tenían buenas características para la generación del metano, pero ingenierilmente era compleja la producción de dicho gas, por las condiciones físicas del subsuelo, la baja permeabilidad, las múltiples fracturas, las altas presiones y los daños en la formación (GeoMet, 1989).

Además de la cuenca Cesar-Ranchería, también se evaluó, en 1992, la región Cundiboyacense por medio de la Gerencia de Exploración de ECOPETROL, para estimar el potencial de CBM, y se estudiaron las zonas prospectivas más importantes. Igualmente, se evaluó la región de Cúcuta, mediante dos estudios adelantados por la UPTC y el ICP (UPTC-ECOPETROL, 2001). En los últimos años se ha retomado el tema del CBM con las exploraciones iniciadas por GeoMet y continuadas por la compañía carbonífera Drummond en la cuenca del Cesar-Ranchería (Bloques La Loma y Río Ranchería), donde se han reportado contenidos de más de 200 pie<sup>3</sup>/ton en profundidades mayores a 200 m. Se desconocen detalles de los resultados de producción de los pozos de prueba, pero las reservas se han calculado en un par de Teras pies<sup>3</sup>.

En 2008, el Ministerio de Minas y Energía y la Dirección Nacional de Planeación publicaron el documento CONPES 3517, en el que se presentaron los “Lineamientos de política para la asignación de los derechos de exploración y explotación de gas metano en depósitos de carbón”, y se reconoció la importancia del gas asociado al carbón, pero al mismo tiempo, surgió un desafío administrativo porque se asignaron dos recursos diferentes, carbón y CBM, que ocupan el mismo lugar, a dos Entidades diferentes para administrar los. El carbón es administrado por la Agencia Nacional Minera, y el gas (CBM o GMDC), por la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH. En el documento CONPES 3517, se argumenta que “Por las características de los yacimientos de GMDC, tanto las licencias como las operaciones de exploración y producción pueden darse en condiciones de coexistencia geográfica y temporal con operaciones de minería de carbón”. Sin embargo, esa coexistencia no se ha dado y se han presentado problemas entre compañías, como el suscitado entre Drummond y Cerrejón, debido a que se asignaron derechos de exploración de CBM a Drummond en la misma área donde a Cerrejón se le concedieron derechos de explotación de carbón

El Instituto Colombiano del Petróleo ICP-ECOPETROL ha retomado el tema del CBM y ha adelantado estudios en diferentes partes del país, aunque estos no se han publicado.

El Departamento de Geología de la UIS (Universidad Industrial de Santander) también ha hecho algunos estudios. La UPTC-Sogamoso (Laboratorio de Materiales, Gas asociado al Carbón y Shale Gas), asimismo ha adelantado análisis de desorción de gas en muestras de perforaciones y frentes de minas, gracias al apoyo en equipos que ha recibido de Colciencias y la ANH. La mayoría de los estudios se han hecho con el propósito de conocer el potencial de CBM, y diversas instituciones se han involucrado en la exploración del CBM, con miras a la utilización del gas, tales como la ANH, la Universidad EAFIT y la Universidad Nacional-Sede Medellín.

Otros estudios se han hecho con el fin de conocer los factores de riesgo de accidentes en la minería y como parte del planeamiento minero. Los estudios adelantados por la UPTC y el INGEOMINAS-Servicio Geológico Colombiano, han tenido como objetivo conocerlos factores de riesgo de accidentes en la minería, puesto que la siguiente fase de minería del carbón en el país será subterránea ya gran escala, especialmente donde hay carbones de buena calidad, por lo tanto se requiere saber de los contenidos de gas, como parte del planeamiento. La determinación del contenido de gas metano es importante en el planeamiento, porque el metano es una amenaza para la seguridad en las minas subterráneas de carbón, por su elevada explosividad en concentraciones en la atmósfera entre el 5 y el 15%. Por lo anterior, las minas subterráneas utilizan ventilación para asegurar que las concentraciones de metano en las minas subterráneas se mantengan por debajo de los niveles de explosividad.

Los reglamentos del Ministerio de Minas y Energía establecen que en los frentes mineros las concentraciones máximas no deben sobrepasar el 1 %, y en las entradas a las minas usadas por el personal y en los retornos, los niveles de metano no pueden exceder el 1.5%.

En general, hay dos métodos para controlar el metano en las minas subterráneas: el uso de sistemas de ventilación y el uso de sistemas de desgasificación. Los sistemas de ventilación deben ser empleados en todas las minas subterráneas.

La decisión de usar un sistema de desgasificación se basa principalmente en los factores de seguridad y medio Ambiente; sin embargo, la oportunidad de vender o usar el gas recuperado puede también influir en la decisión. En las minas especialmente grisutuosas, además de los sistemas de ventilación, se requiere usar sistemas de desgasificación para remover parte del gas de las minas antes de, durante y después del minado. El metano recuperado de estos sistemas normalmente es de calidad suficiente para ser vendido o usado en varias aplicaciones, incluyendo la generación de electricidad. En Colombia, la desgasificación de las minas de carbón por perforaciones no ha comenzado, y es necesario considerar esta opción, porque los costos de ventilación en minas

profundas ya son muy altos, puesto que, a mayor profundidad mayor riesgo y se requiere mayor ventilación.

Una tercera razón por la que el CBM ha despertado cierto interés en Colombia, es por los efectos contaminantes del metano y su efecto como gas tipo invernadero. Para esto, el IPCC (Intergubernamental Panel en Climate Change) ha establecido metodologías recomendadas para estimar las emisiones de metano en las actividades de minado del carbón. Si en un proyecto minero se logra capturar el metano y generar energía limpia utilizando el metano, se puede acceder a los bonos de carbono por reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero, lo cual se traducirá en ingresos adicionales para la empresa y en mejores prácticas ambientales.

En Colombia se espera que la demanda de energía se incremente en los próximos años. Este aumento en energía se presume que sea suplido por termoeléctricas a base de carbón, pero dado el alto potencial contaminante del carbón, es aconsejable que se piense alimentar esas termoeléctricas con gas natural. Debido a las reservas considerables de carbón existentes en el país, se debe considerar el CBM-CMM como un complemento y un reemplazo del gas natural durante las siguientes décadas, especialmente ahora cuando se ha encontrado que las reservas de gas convencional no son tan significativas como se había pensado.

### **2.1.1. Zona de Boyacá**

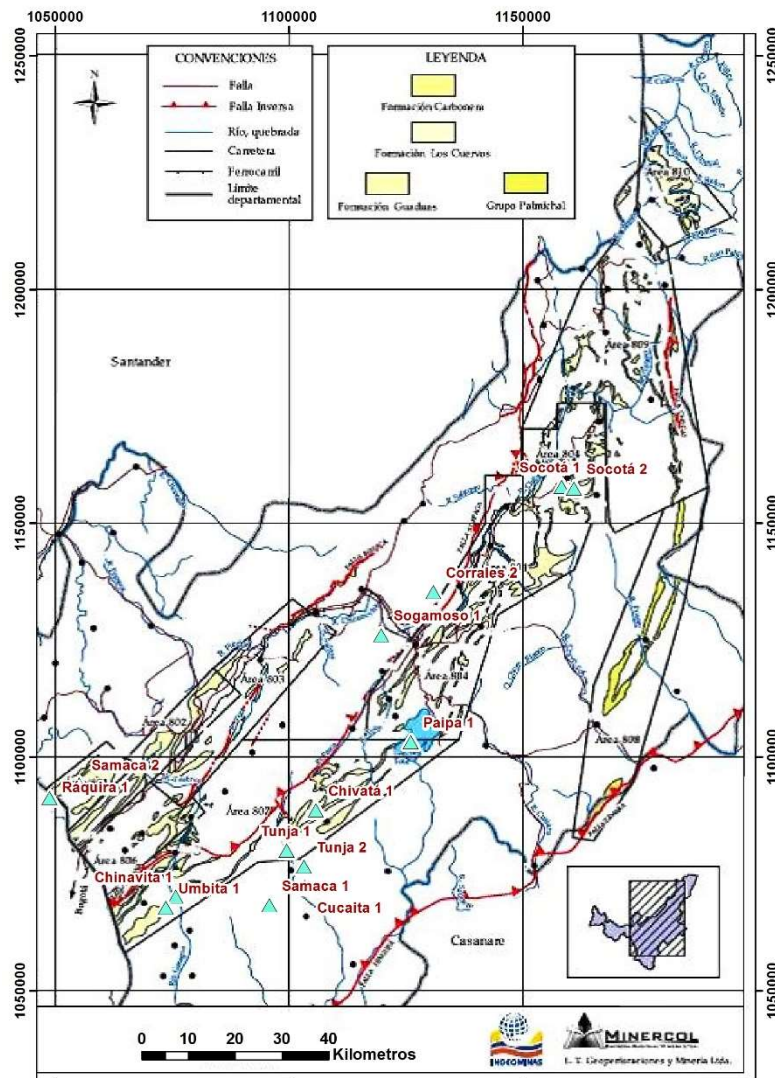
La Zona Carbonífera Boyacá, esta ubicada en la parte central de Colombia al norte de la zona de Cundinamarca (Figura 2). El Departamento de Boyacá se encuentra localizado al nororiente del país, limitando al norte con los departamentos de Santander, Norte de Santander y la República Bolivariana de Venezuela, 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. La zona tiene una superficie de 23.189 km<sup>2</sup>.

La formación portadora de los carbones con posibilidades de gas asociado al carbón es la formación Guaduas. En la zona de Boyacá se han determinado 10 áreas carboníferas denominadas así:

- Área Carbonífera 801 Checua - Lenguzaque
- Área Carbonífera 802 Suesca - Albarracín
- Área Carbonífera 803 Tunja - Paipa - Duitama
- Área Carbonífera 804 Sogamoso - Jericó
- Área Carbonífera 805 Betania
- Área Carbonífera 806 Nuevo Colón - Ramiriquí
- Área Carbonífera 807 Úmbita - Laguna de Tota
- Área Carbonífera 808 Labranzagrande - Pisba
- Área Carbonífera 809 Chita - La Uvita - El Espino
- Área Carbonífera 810 Chiscas

Las áreas carboníferas mas importantes por el número de mantos y por los contenidos de gas encontrados hasta la fecha son: Checua – Lenguazaque (801), Tunja - Paipa – Duitama (803), Sogamoso-Jerico (804) y Umbita-Laguna de Tota (807).

Figura 2. Mapa geológico de la zona Carbonífera de Boyacá, municipios de Samacá y Paipa y ubicación de pozos para obtener contenidos de gas.



3

Fuente: INGEOMINAS. 2004.

Desde el punto de vista geológico, la Formación Guaduas presenta características estratigráficas diferentes a ambos lados de la Falla de Soapaga. Al oriente de la Falla se observan varios cambios estratigráficos: la Formación Guaduas yace sobre la Formación Ermitaño, que tiene un espesor menor de 480 m, un número inferior de capas de carbón y está suprayacida por la Formación Areniscas

de Socha. Al occidente de la Falla de Soapaga, la Formación Guaduas refleja las características de la unidad en Cundinamarca, donde presenta dos niveles carboníferos y más de 1.000 m de espesor; adicionalmente, tiene más mantos de carbón, los que en el área de Samacá son alrededor de diez o doce. Al occidente, la Formación Guaduas yace entre la Arenisca Tierna del Guadalupe Superior y la Formación Cacho (Mojica y Mariño, 2013).

En la zona de Boyacá, se han adelantado dos tipos de estudios de CBM, el estudio regional de la ANH-EAFIT (2011) y tres estudios locales adelantados por el SGC y la UPTC (2012, 2013, 2014). Para cada estudio se presenta un análisis de los aspectos técnicos, de recursos y aspectos ambientales.

#### **- Aspectos Técnicos estudio ANH-EAFIT(2011)**

Este es el único estudio que cubre toda la zona de Cundinamarca y Boyacá en el que se midieron en diferentes sectores del departamento contenidos de gas y se calcularon recursos, se titula: **Valoración del potencial exploratorio CBM en la cuenca Carbonífera de Amagá y Boyacá-Cundinamarca (Formación Guaduas)**. Este fue adelantado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la Universidad EAFIT con el apoyo de la UPTC, en el año 2011.

Las muestras de carbones analizados en la Formación Guaduas en Boyacá presentan un contenido de gas muy variable con tendencia a ser bajo. Los mayores contenidos se obtuvieron en los pozos de los municipios de Cucaita y Corrales, pero ningún valor superó los 70 pies<sup>3</sup>/ton, a pesar de que las profundidades estaban sobre 200 m. A continuación se presenta los promedios de cada uno de los pozos:

En el **pozo Chivata 1** a profundidades entre 150-300 m, el contenido de gas esta entre 5-33 pies<sup>3</sup>/ton.

En el **pozo Cucaita 1** a profundidades entre 36-252 m, el contenido esta entre 11-65 pies<sup>3</sup>/ton.

En el **pozo Sogamoso 1** a profundidades entre 50-82 m, el contenido entre 12-56 pies<sup>3</sup>/ton.

En el **PozoTunja1** a profundidades entre 164-342 m, el contenido entre 3-15 pies<sup>3</sup>/ton.

En el **PozoTunja2** a profundidades entre 75-269 m, el contenido estuvo entre 1-3 pies<sup>3</sup>/ton.

En el **PozoSamaca 1** a profundidades entre 219-248 m, el contenido entre 2-6 pies<sup>3</sup>/ton.

En el **PozoCorrales 2** a profundidades entre 243-320 m, el contenido entre 1-69 pies<sup>3</sup>/ton.

En el **PozoPaipa 1** a profundidades 102-142 m, el contenido es muy bajo cercano a cero.

Los bajos contenidos se explican a partir de la complejidad estructural y a las bajas profundidades de las perforaciones.

### **- Recursos y Reservas de Gas Metano Estudio ANH-EAFIT**

En este estudio los recursos probables se calcularon por bloque relacionado en cada uno los pozo a partir, se utilizó del método de gas in place usando (área del bloque\*espesor del manto(s)\*densidad del carbón\*contenido de gas). Se consideraron dos bloques. El bloque Oriental o Sogamoso-Jericó y el bloque Central o Tunja-Paipa-Duitama.

En el bloque Sogamoso-Jericó, se calcularon 30 Giga pies<sup>3</sup>, y en el bloque Tunja-Paipa-Duitama, se calcularon 23 Giga pies<sup>3</sup>, para un total de 53 Giga pies<sup>3</sup>

### **- Aspectos Tecnicos Estudio SGC-UPTC (2012)**

Este estudio es más local titulado: ***Exploración de recursos energéticos, la exploración de gas metano asociado al carbón (GMAC o CBM) en un polígono de 200 km<sup>2</sup>, en los municipios de Guacheta, Ráquira, y Samaca en los departamentos de Cundinamarca y Boyacá***, realizado por el SGC y la UPTC. Se perforaron dos pozos, Raquira 1 y Samaca 2, a 171 y 332 m de profundidad respectivamente, donde se tomaron muestras de los carbones intersectados. También se tomaron muestras para cálculos de desorción en algunos frentes de mina.

En las muestras de los frentes de mina, los valores fluctuaron entre 3 y 54 pies<sup>3</sup>/ton, con un promedio de 23 pies<sup>3</sup>/ton. Los valores más bajos de gas total, libre de cenizas se encontraron en el Manto Grande en la mina La Carbonera con 3,32 pies<sup>3</sup>/ton. Los valores más altos se encontraron en los mantos Cisquera y 7 Bancos con valores de 46,16 y 53,84 pies<sup>3</sup>/ton en las Minas EL Santuario y Coralitos. Estos contenidos más altos coinciden con las apreciaciones de los mineros de la zona quienes manifiestan que dichos mantos son los más grisuosos de la zona y donde se presentan mayor número de accidentes relacionados con gases.

En el **Pozo Raquira 1** los contenidos de gas fluctuaron entre 2,83 y 87,94 pies<sup>3</sup>/ton con un promedio de 22,68 pies<sup>3</sup>/ton. Los contenidos más bajos se encontraron en el manto la Cisquera con valores de 7,41 pies<sup>3</sup>/ton. Los valores mayores se encontraron en el los mantos Vidriosa y 7 Bancos con valores cercanos a 25 pies<sup>3</sup>/ton. En la muestra PR1-33 los contenidos de ceniza fueron superiores a 60% por lo que la corrección por ceniza elevó el contenido de gas a 87,94 pies<sup>3</sup>/ton. Ese porcentaje de ceniza está por encima de lo normal, por lo que el valor del contenido podría considerarse muy alto.

En el Pozo Raquira, no se encontró un incremento del contenido de gas, con la profundidad como se esperaba por que los valores mayores se encontraron en los mantos superiores atravesados por la perforación. Los bajos valores se podrían explicar, por la baja cobertera que en las muestras superiores es inferior a 100 m y en las muestras inferiores no sobrepasa los 170 m. Las bajas coberteras permiten

la desorción natural del gas por lo que se sugiere que la cobertera mínima esté sobre los 300 m.

Para el **Pozo Samacá 2**, los valores fueron aun más bajos que el Pozo Ráquira 1 y fluctuaron entre 2,73 y 37,03 pies<sup>3</sup>/ton, con un promedio de 17,32 pies<sup>3</sup>/ton.

Los valores más bajos se encontraron en los mantos Chica y Grande y los valores más altos se encontraron en el manto la Ligada con 37,03 pies<sup>3</sup>/ton. En este pozo tampoco se encontró un aumento del contenido con la profundidad, a pesar de que la cobertera estuvo siempre sobre 100 m y en algunas muestras estuvo cerca a los 200 m.

#### **- Recursos y Reservas de Gas Metano Estudio SGC-UPTC (2012)**

Los cálculos de recursos para la zona dieron 1,92 Bcf. Gran parte de los recursos se calcularon en el sector de Loma Redonda así: medidos 0,14 Bcf, indicados 0,76 Bcf, e inferidos 0,11 Bcf.

#### **- Aspectos Tecnicos Estudio SGC-UPTC (2013)**

Para el año 2013 el SGC y la UPTC decidieron centrar su atención en el norte de Boyacá (Tasco-Socha) donde se sospechan altos contenidos de gas debido a que los carbones del norte de Boyacá son coquizables. Para esto se adelantó el estudio titulado: **Exploración gas metano asociado al carbón. área Tasco-Socotá**. El estudio incluyó, la cartografía geológica que permitió la ubicación de los pozos, la medición de gas asociado al carbón, sobre muestras de carbón en frentes de mina y en dos perforaciones de 400 y 500 m de profundidad. Sobre cada una de las muestras se hicieron análisis inmediatos, de reflectancia de la vitrinita, y análisis de desorción de gases incluyendo gas perdido, desorbido y residual. También se hizo un cálculo preliminar de recursos de CBM.

Los estudios se centraron en dos pozos de CBM perforados en el municipio de Socotá. También se tomaron 21 muestras en frentes de mina cercanos a las perforaciones. Estos pozos se hicieron tan cerca a las minas, que las características y de contenidos de gas aplican a CMM.

En el **pozo Socotá 1** a profundidades entre 252-412 m, el contenido de gas estuvo entre 40-250 pies<sup>3</sup>/ton.

En el **pozo Socotá 2** a profundidades entre 426-432 m, el contenido de gas se encontro entre 59-201 pies<sup>3</sup>/ton.

EL rango de los carbones es Bituminosos medios y bajos volátiles , lo que lo ubica en el rango de carbones, con buen potencial de gas. Algunos de los contenidos de ceniza son muy altos, lo que a su vez aumenta los contenidos de gas total libre de cenizas. Los mayores contenidos se obtuvieron el Pozo Socotá 1, aunque en ambos pozos se obtuvieron valores sobre 200 pies<sup>3</sup>/ton por debajo de profundidades que estaban sobre 400 m.

### **- Recursos de Gas Metano Estudio SGC-UPTC (2013)**

Los recursos probables se calcularon a partir del método de gas in place (área del bloque\*espesor del manto(s)\*densidad del carbón\*contenido de gas) por manto y por sector relacionado con las mediciones de gas hechas en los pozos y en los frentes de mina.

el potencial de CBM para los sectores denominados Mortiño–El Pozo, Coscativá-Pozo Socota 1 y Rucú-Guatatamo-Pozo Socota 2 es como sigue:

**Mortiño – El Pozo**, es de 3,51 Bcf, distribuidos en 561.695.860,84 pies<sup>3</sup> (0,56 Bcf) de Recursos medidos; 1.460.535.457,14 pies<sup>3</sup> (1,46 Bcf) de Recursos indicados; 1.485.699.198,09 pies<sup>3</sup> (1,49 Bcf) de Recursos Inferidos.

**Coscativá-Pozo Socota 1**, es de 2,14 Bcf, distribuidos en 461.656.568,65 pies<sup>3</sup> (0,46 Bcf) de Recursos medidos; 1.304.151.318,79 pies<sup>3</sup> (1,30 Bcf) de Recursos indicados; 374.920.919,54 pies<sup>3</sup> (0,38 Bcf) de Recursos Inferidos.

**Rucú – Guatatamo-Pozo Socota 2**, es de 2,4 Bcf, distribuidos en 513.094.039,87 pies<sup>3</sup> (0,51Bcf) de Recursos medidos; 1.242.981.775,61 pies<sup>3</sup> (1,24 Bcf) de Recursos indicados; 677.635.132,44 pies<sup>3</sup> (0,68 Bcf) de Recursos Inferidos.

Los recursos medidos en los tres sectores suman 0,6 Bcf, pero el potencial es de 8 Bcf. Es importante aclarar que en estos estudios se realizaron cálculos del potencial a nivel de recursos, porque faltan análisis de permeabilidad y saturación que elevan el potencial a nivel de reservas.

### **- Aspectos Técnicos Estudio SGC-UPTC (2014)**

Para el año 2014 el SGC y la UPTC centraron su atención al sur de la laguna de Tota en el área Umbita-Rondon, finalmente la exploración se centró en los municipios de Chinavita y Umbita, el estudio se tituló: ***Muestreo y análisis de gas metano asociado al carbón (GMAC o CBM) de los mantos de carbón que se corten mediante las perforaciones realizadas por el Servicio Geológico Colombiano, y los muestreados en frente de mina, en un área de 200 km<sup>2</sup>, que cubre los municipios de Umbita y Tibaná (Boyacá).***

El trabajo se centró en realizar, un análisis preliminar del potencial de gas asociado al carbón, en el flanco oriental del sinclinal de Umbita en los municipios de Umbita y Chinavita (Boyacá). Se midieron los espesores, las profundidades, los contenidos de gas, el rango del carbón y finalmente el potencial de recursos. El pozo Umbita alcanzó los 322 m y atravesó 10 capas de carbón, el pozo Chinavita alcanzó los 502 m y atravesó 13 mantos.

Los estudios no solo se centraron en los dos pozos de CBM perforados en los municipios de Umbita y Chinavita, también se muestreó en los frentes de mina cercanos a las perforaciones. Los pozos se hicieron tan cerca a las minas, que las características y contenidos de gas aplican a CMM. En el **pozo Chinavita 1** atravesó los mantos a una profundidad de 233-526 m, el contenido de gas estuvo

entre 50-308 pies<sup>3</sup>/ton. En el **pozo Umbita 1** atravesó los mantos entre 185-322 m, el contenido estuvo entre 16-61 pies<sup>3</sup>/ton. Los mayores contenidos se obtuvieron el Pozo Chinavita 1 donde se obtuvieron contenidos entre 200 y 300 pies<sup>3</sup>/ton a profundidades sobre 400 m.

#### **- Recursos de Gas Metano Estudio SGC-UPTC (2014)**

El potencial de GMAC para el Sector denominado Úmbita – Chinavita, es de 122,7 Bcf, distribuidos en 2.880.339.932 pies<sup>3</sup> (2,88 Bcf) de Recursos medidos; 18.176.206.742 pies<sup>3</sup> (18,18 Bcf) de Recursos indicados; 55.357.754.413 pies<sup>3</sup> (55,36 Bcf) de Recursos Inferidos y 46.288.380 pies<sup>3</sup> (46,29 Bcf) de Recursos Hipotéticos.

Los recursos medidos se encontraron en 2,1 Bcf, pero aun existe incertidumbre sobre el número y las características de los mantos; por ejemplo, el espesor de los mantos entre las dos perforaciones es muy variable.

#### **- Aspectos Técnicos del Artículo sobre CBM en Boyacá**

El artículo se titula: ***Estado de la exploración y posibilidades de gas asociado al carbón (GAC) en Boyacá (Colombia)***, publicado en la revista Boletín de Geología de la UIS (Vol. 35, N° 2, julio-diciembre de 2013). Autores: Lucila Mojica ; Jorge E. Mariño M.

Este artículo recopila toda la información disponible hasta 2013, sobre CBM en Boyacá. En casi todo el muestreo y para el análisis de la información se siguió el método de la USBM y se determinaron por separado el gas perdido, el gas desorbido y el gas residual. Los contenidos promedios en el área Tunja-Paipa-Duitama, entre 2-65 pie<sup>3</sup>/ton y en Sogamoso-Jericó se encontraron entre 1-275 pie<sup>3</sup>/ton (Figura 3 y Tabla 1). Los mayores contenidos se encontraron en la parte norte del Área Sogamoso-Jericó (Tasco-Socotá) a profundidades que sobrepasan los 300 m.

La variabilidad en los contenidos y los bajos recursos promedio de 27 Gp<sup>3</sup> por área, hacen que sea necesario incrementar los recursos y conocer mejor los contenidos de gas; por lo que se recomienda perforar pozos adicionales para evaluar mejor el contenido a diferentes profundidades y en grandes estructuras, especialmente sinclinales.

Figura 3. Ubicación de las áreas carboníferas de Sogamoso-Jericó, Tunja-Paipa-Duitama y Checua-Lenguazaque.



Tabla 1. Contenido promedio de gas en municipios de Boyacá

Municipio	Profundidad metros (m)	Gas Perdido (pie <sup>3</sup> /ton)	Gas desorbido (pie <sup>3</sup> /ton)	Gas Residual (pie <sup>3</sup> /ton)	Gas Total (pie <sup>3</sup> /ton)	Gas Total libre de materia mineral (pie <sup>3</sup> /ton) y (cm <sup>3</sup> /ton)	
Ráquira	(Frente mina) 0-300 (Pozo) 97-171	0,5-0,3 0,1-0,7	3-29 2-24	4-12 2-15	3-44 3-26	3-54 1,53 7-88 2,49	0-08 0-19
Samacá	(Frente mina) 0-300 (Pozo) 100-335	0,4-13 2-10	2-15 2-24	2-9 2-7	4-19 2-40	4-22 0,62 2-40 1,13	0-11 0.05
Chivata	150-300	0	3-12	0-14	6-22	7-33 0,93	-0-19
Tunja	75-250	0-03	0-2	0	0-2	0-2 0,05	0
Cucaita	35-250	0-19	2-28	2-29	7-49	8-65 1,84	0.22
Soracá	150-350	0-1	1-5	0-9	3-10	3-15 0,42	0,08
Paipa	100-145	0	0,1	0	0,1	0,1 0,02	0,05
Socotá	400-650	0-18	2-210	0-28	2-275	- 7,78	0
Socha	78-300	0-5	0-16	0-7	0-29	- 0,82	0
Paz De Río	500-800	0-9	0-152	0-2	0-165	- 4,67	1,41
Tasco	100-680	0,1	0-100	-	50-100	- 2,83	0,14
Corrales	250-350	1-3	1-53	0	1-56	5-89 1,95	0
Sogamoso	(Frente mina) 0-300 (Pozo) 97-171	0,04-0,06 0-1	0,2-1,8 0,5-5	- -	0-2 1-6	- 0,05 0-6 0.17	0,02

Las mediciones se hicieron de acuerdo a un proceso riguroso de muestreo y determinación de contenidos de gas, simulando las condiciones del yacimiento (Mariño, 2010; Mojica 2010). Finalmente los resultados se adicionaron a los obtenidos en otros estudios (Fonseca y López, 2003, Pitre y Noppe, 2003, Carlier y Camargo 2012; SGC-UPTC 2012). Adicionalmente, se hicieron algunos análisis de cromatografía para determinar el contenido químico de los gases y análisis de isotermas de adsorción para determinar el grado de saturación de los carbones.

Los contenidos de gas medidos en los bloques evaluados están influenciados, en gran medida por los aspectos geológicos predominantes en la zona, tales como los pliegues y en especial las fallas de rumbo, que sirven de vía para la liberación del gas, hacen que el contenido de gas en los carbones sea reducido drásticamente, como se notó en Sogamoso-Corrales y en los alrededores de Tunja-Paipa. Solamente en la parte norte del área Sogamoso-Jericó (Tasco-Socotá) los contenidos son suficientemente altos (2-275 pie<sup>3</sup>/ton a profundidades entre 400 y 600 m) para considerar posibilidades comerciales y estudios adicionales.

El rango del carbón bituminoso, indica que en el pasado se dieron las presiones necesarias para generar gas metano, pero la Orogenia Andina causó la erosión de la cobertera y por lo tanto, la disminución de las presiones, dando como resultado la posible liberación del gas absorbido. Se requiere más información de isotermas de adsorción y más información sobre la evolución térmica y estructural de la cuenca. La baja cobertera, junto con el intenso fracturamiento podría explicar la baja saturación del carbón (30%) y los bajos contenidos en zonas superficiales (Figura 4).

Los pocos estudios de cromatografía han mostrado que el gas asociado al carbón en Boyacá, es principalmente metano con un porcentaje cercano al 90% y con porcentajes apreciables de CO<sub>2</sub>, etano y nitrógeno que pueden estar cerca al 5%. Hasta ahora los contenidos de H<sub>2</sub>S han sido cero

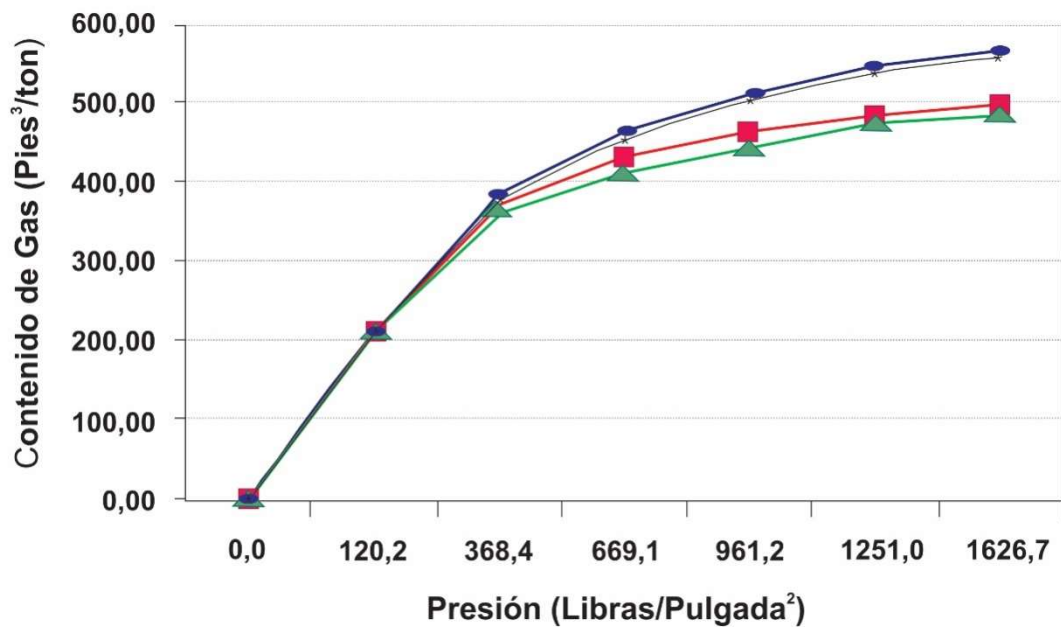
#### **- Recursos de Gas Metano del Artículo Sobre CBM en Boyacá.**

Se han encontrado volúmenes estimados de gas de 30 Gigas (Bcf) para el área Sogamoso-Jericó y 23 Gigas para el área Tunja-Paipa-Duitama, con cálculos muy generales y considerando que las áreas y los bloques sean continuos y homogéneos cuando muchas veces no lo son.

#### **-Aspectos ambientales**

No se conocen estudios específicos que relacionen los efectos ambientales en la explotación del CBM en Boyacá. El único estudio que consideró la calidad del agua se titula: **Caracterización Hidrogeológica e Hidrogeoquímica de las áreas con potencial para yacimientos no convencionales de hidrocarburos, tipo Coalbed Methane** y fue adelantado por ANH-ANTEK en 2015. En dicho estudio se caracterizaron hidrogeoquímicamente seis áreas carboníferas de Colombia con potencial para CBM.

Figura 4. Isotherma de adsorción de los cuatro mantos más inferiores en el pozo Tasco, Área Sogamoso-Jericó.



Para los departamentos de Boyacá la formación Guaduas, unidad portadora de los carbones es considerada como acuitardo (unidades formacionales de grano fino - composición arcillolítica y limolítica). La transmisividad es muy baja, al igual que la capacidad específica que es baja con valores promedio de 0,2 l/s/m, por lo que se caracteriza este acuífero como de muy baja productividad. Es importante anotar que las unidades arcillolíticas tienen buena porosidad, pero muy baja permeabilidad y conductividad hidráulica, lo que evita la circulación del agua dentro de las arcillas, por lo cual se comporta como un nivel impermeable.

En Boyacá, se presentan aguas predominantemente con altos contenidos de sulfatos y bicarbonatos como resultado de eventos de disolución de yeso, carbonatos y en menor escala de oxidación de pirita y lixiviación y escorrentía de efluentes ácidos de mina. Las muestras presentan bajas concentraciones de cloruros. El calcio es predominante sobre el sodio y magnesio, presentando estos últimos, una gran variabilidad. La amplia dispersión en el diagrama de Langelier-Ludwing confirma la movilidad de los iones en esta agua. Algunas de las aguas asociadas a las minas se caracterizaron por tener pH francamente ácido y valores altos de las propiedades eléctricas

#### **- Análisis de la Zona de Boyacá.**

Los contenidos de gas medidos en los bloques evaluados están influenciados en gran medida por los aspectos geológicos predominantes en la zona, tales como los pliegues y en especial las fallas de rumbo, que sirven de vía de liberación del gas,

haciendo que el contenido de gas en los carbones sea reducido drásticamente, como se notó en Sogamoso-Corrales y en los alrededores de Tunja-Paipa.

En Boyacá, no solamente se nota un aumento los contenidos con la profundidad, sino también el rango de los carbones un buen indicador de contenidos de gas ya que los carbones coquizables de los alrededores de Socotá presentan contenidos que alcanzan los 250 pie<sup>3</sup>/ton a profundidades cercanas a 400 m. La recarga hídrica bajo condiciones hidrogeológicas favorables puede concentrar el gas y ser otra causa para explicar altos contenidos de gas, tal es el caso del pozo Chinavita 1 donde se obtuvieron valores cercanos a 300 pie<sup>3</sup>/ton a profundidades cercanas a 400 m. En el área de Ráquira-Samacá por tratarse de la continuidad de la parte norte del Sinclinal de Checua-Lenguazaque y por tratarse de carbones coquizables, se esperaban altos contenidos de gas, sin embargo los contenidos medidos en muestras de pozo no sobrepasaron los 90 pie<sup>3</sup>/ton.

El rango del carbón (bituminoso) indica que en el pasado se dieron las presiones necesarias para generar gas metano, pero la orogenia andina causó la erosión de la cobertera y por lo tanto, la disminución de las presiones, dando como resultado la posible liberación del gas absorbido. Se requiere más información de isotermas de adsorción y más información sobre la evolución térmica y estructural de la cuenca. La baja cobertera, junto con el intenso fracturamiento podrían explicar la baja saturación del carbón (30%) y los bajos contenidos en zonas superficiales. La diferencia de contenidos entre muestras de los frentes de mina y las muestras de corazón tomadas de las perforaciones es significativa, porque el gas se ha escapado de los frentes mineros en gran cantidad debido a la pérdida de presión de la muestra por las labores mineras.

Los contenidos de gas, específicamente el porcentaje de metano, se ha encontrado que está alrededor de 90%, sin embargo son muy pocas las muestras donde se ha hecho cromatografía, por lo que está pendiente precisar mejor la composición del gas. Esa composición es fundamental por que básicamente representa la calidad y la posibilidad de comercializar directamente el gas.

En algunas áreas de Boyacá, se han reportado volúmenes importantes de gas de 30 Gigas para el área Sogamoso-Jericó y 23 Gigas para el área Tunja-Paipa-Duitama (ANH-EAFIT, 2011); sin embargo, dichos cálculos son muy generales y además han considerado las áreas como bloques continuos y homogéneos, cuando en realidad no lo son. Un número mayor de pozos en una área específica ayudaría a clarificar muchos factores, entre esos permitiría aumentar las reservas.

Además de los contenidos de gas, reservas y saturación, la permeabilidad es un factor muy importante durante la explotación porque está directamente relacionada con la producción. En Boyacá no se conocen valores de permeabilidad de los carbones que se puedan utilizar para el modelamiento de un yacimiento; en las ocasiones en que se ha intentado calcular, la fragilidad de los corazones lo ha impedido. Se tendría entonces que calcular la permeabilidad a partir de pruebas de pozo.

## 2.1.2. Zona de Cundinamarca

La Zona Carbonífera Cundinamarca está definida por la extensión de los afloramientos y los subafloramientos de la Formación Guaduas y de las unidades litoestratigráficas equivalentes que contienen el carbón, y está confinada dentro de los límites de este departamento (

Figura 5).

La Zona Carbonífera de Cundinamarca está localizada en el centro del país, sobre la Cordillera Oriental. El Departamento de Cundinamarca, tiene una superficie de 24.210 Km<sup>2</sup> y limita al norte con el Departamento de Boyacá, al oriente y sur con los departamentos de Meta y Huila y al occidente con los departamentos de Tolima y Caldas.

En Cundinamarca, se han identificado las siguientes áreas:

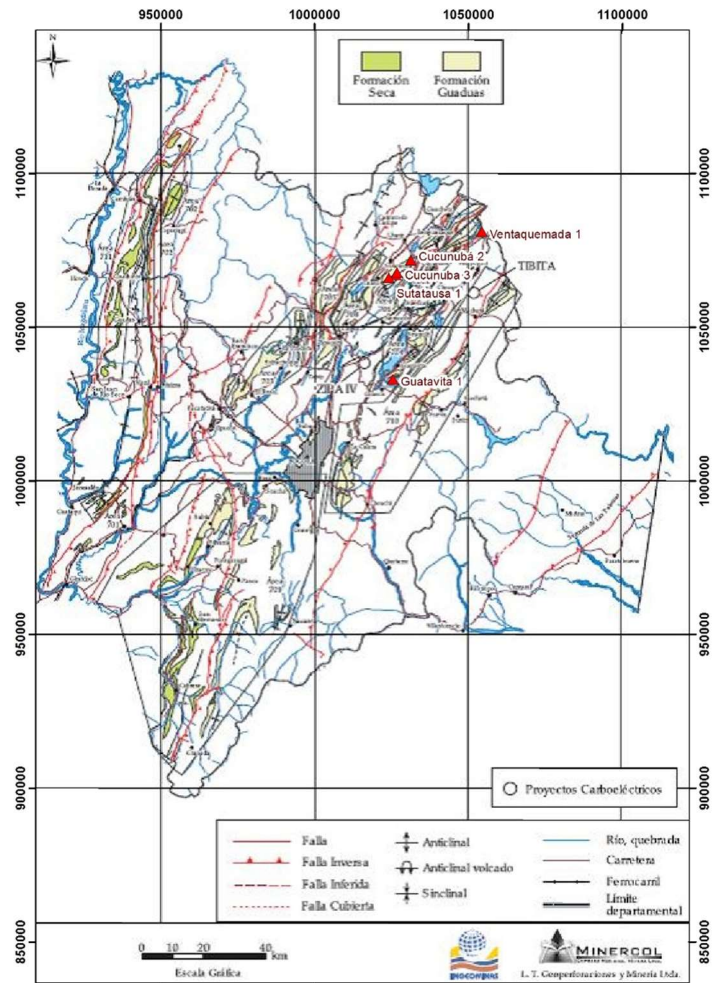
- Área Carbonífera 701 Guaduas - Caparrapí
- Área Carbonífera 702 Jerusalén - Guataquí
- Área Carbonífera 703 San Francisco -Subachoque - La Pradera
- Área Carbonífera 704 Guatavita - Sesquilé -Chocontá
- Área Carbonífera 705 Tabio - Río Frío – Carmende Carupa
- Área Carbonífera 706 Checua - Lenguazaque
- Área Carbonífera 707 Suesca - Albarracín
- Área Carbonífera 708 Zipaquirá - Neusa
- Área Carbonífera 709 Salto - Granada - Usme, no productora
- Área Carbonífera 710 Páramo de la Bolsa -Machetá
- Área Carbonífera 711 Chaguaní - Córdoba -Guayabales, no productora

En Cundinamarca se han adelantado varios estudios, pero en solo tres de estos estudios se han incluido mediciones de desorción de gas asociado al carbón: ANH-EAFIT 2011, SGC-UPTC 2011. ECOPETROL (año desconocido). Solo se tuvo acceso a los dos primeros estudios.

### **- Aspectos Técnicos Estudio ANH-EAFIT**

El primer estudio regional, fue adelantado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la Universidad EAFIT con el apoyo de la UPTC en el año 2011. Es el único estudio que cubre toda la zona de Cundinamarca y en el que se midieron en diferentes sectores de departamento contenidos de gas y se calcularon recursos, se titula: **Valoración del potencial exploratorio CBM en la cuenca Carbonífera de Amagá y Boyacá-Cundinamarca (Formación Guaduas)**. En este estudio, se hicieron cuatro pozos en la Formación Guaduas: Cucunuba 1, Cucunuba 2, Guatavita y Ventaquemada 1.

Figura 5. Mapa geológico de la zona Carbonífera de Cundinamarca.



Fuente: INGEOMINAS. 2004.

Los mejores contenidos, se encontraron en las cercanías al municipio de Cucunuba por esa razón, el análisis se centra en el flanco occidental del sinclinal de Checua-Lenguazaque.

La muestra de carbón analizadas en la Formación Guaduas muestran un contenido muy variable que van entre unos pocos pies<sup>3</sup>/ton a más de 200 pies<sup>3</sup>/ton, como por ejemplo el pozo de Cucunuba 1, muestra un contenido de gas total libre de cenizas de 401.758 pies<sup>3</sup>/ton a una profundidad de 377 m, indicando que los contenidos varían con la profundidad y con la ubicación geológica. En el pozo Cucunuba 1, es evidente el incremento del contenido de CBM (contenido de gas total tal como se analizó) y de %Ro con la profundidad, excepto en el manto Delgada, a una

profundidad de 304 m con contenido relativamente bajo de CBM, que se explica por el alto contenido de cenizas en la muestra. Este incremento de contenido de CBM con la profundidad indica que los mayores contenidos de gas se encontrarían en los mantos más inferiores, que no fueron analizados en este estudio debido a la intensidad minera de dichos mantos.

Los mejores resultados (Pozo Cucunuba 1) se han obtenido en zonas con reconocida calidad del carbón, ubicación en grandes estructuras sinclinales baja complejidad estructural. En el pozo Cucunuba 1 los contenidos de gas que sobrepasan los 100 pies<sup>3</sup>/ton, se encuentran a profundidades que sobrepasan los 200 m, también se sospecha que el nivel freático se encuentra haciendo presión y por tanto el gas no ha podido migrar, esto debe estudiarse y demostrarse. Además la calidad del carbón en esta zona influye para que este se genere, los carbones bituminosos altos en volátiles B y A hasta bituminosos medios y bajos volátiles, se forman a altas presiones y temperaturas, lo cual indica un aumento en la generación de gas metano. Por el contrario los contenidos más bajos (Pozos Guatavita 6-31pies<sup>3</sup>/ton y Ventaquemada 11-59 pies<sup>3</sup>/ton), se han encontrado en zonas con alta complejidad estructural y bajas profundidades.

#### **- Recursos de Gas Metano Estudio ANH-EAFIT**

Los recursos probables se calcularon a partir del método de gas in place (área del bloque\*espesor del manto(s)\*densidad del carbón\*contenido de gas) por bloque relacionado con cada pozo.

Se consideraron dos bloques. El bloque oriental o Suesca-Albarracin que incluye los pozos Guatavita y Ventaquemada, y el bloque occidental sobre el flanco occidental del Sinclinal de Checua-Lenguazaque, que incluye los pozos Cucunuba 1 y Cucunuba 2. Aunque los recursos no sobrepasan los 350 Gigas pies<sup>3</sup>, son considerables, y esto se explica por los espesores de los mantos y por los contenidos de gas encontrados en el Pozo Cucunuba 1. En el cálculo de reservas los bloques se consideraron continuos como en Guatavita, cuando en realidad no lo son.

En la cuenca Carbonífera de Guaduas, los recursos son mayores especialmente en el bloque Occidental- Sinclinal de Checa-Lenguazaque, con contenidos de 316 Gigas y más de 3 millones de pies<sup>3</sup>/Acre. Esto se debe a: al número considerable de mantos de buen espesor, altos contenidos de CBM, buen rango del carbón en algunos casos coquizable y unas estructuras geológicas amplias y con baja complejidad tectónica especialmente en el flanco occidental.

En el bloque Occidental-Sinclinal de Checa-Lenguazaque, solo se cuantificaron los mantos superiores de la secuencia portadora de carbones, se sugiere un estudio que incluya perforaciones que alcancen los mantos inferiores coquizables lo que incrementaría los contenidos de CBM encontrados.

### **- Aspectos Tecnicos Estudio SGC-UPTC (2011)**

Otro estudio importante en Cundinamarca se titula: **Exploración gas metano asociado al carbón GMAC. área Checua-Lenguazaque. sector Boquerón de Tausa-La Pluma, Cucunubá.** Este estudio fue un proyecto de investigación conjunto entre el Servicio Geológico Colombiano-SGC y la UPTC. Solo se adelantaron dos perforaciones Sutatausa 1 y Cucunuba 3 con profundidades de 233 y 300 m respectivamente, donde se intersectaron los últimos mantos

En el Pozo Sutatausa 1, los contenidos de gas total con corrección por contenido de ceniza varían entre 10 y 72 pies<sup>3</sup>/ton y no es evidente un aumento en el contenido con la profundidad. Este sector carbónífero es reconocido por la calidad del carbón, especialmente sobre el flanco occidental del sinclinal de Checua-Lenguazaque.

En el Pozo Cucunuba 3, los contenidos de gas total varían entre 10 y 79 pies<sup>3</sup>/ton, los valores más bajos están en las areniscas y arcillolitas (1-14pies<sup>3</sup>/ton), pero especialmente en la arenisca (1,53pies<sup>3</sup>/ton).

En los frentes de mina, los contenidos de gas fluctuaron, sin corrección por contenido de ceniza, entre 15 y 87 pies<sup>3</sup>/ton, los valores más altos se encontraron en el manto la Ciscuda, Mina La Esperanza.

### **- Recursos de Gas Metano del Estudio SGC-UPTC (2011)**

El potencial de CBM es de 3,5 Bcf. Distribuidos en medidos 1,2 Bcf, indicados 2,1Bcf, e inferidos 0,18Bcf. El manto con mayor potencial es el manto grande por los mejores contenidos de gas y por el mejor espesor promedio.

### **-Aspectos ambientales del Estudio ANH-ANTEK (2015)**

No se conocen estudios específicos que relacionen los efectos ambientales en la explotación del CBM en Cundinamarca. El único estudio que consideró la calidad del agua se titula: **Caracterización hidrogeológica e hidrogeoquímica de las áreas con potencial para yacimientos no convencionales de hidrocarburos, tipo Coalbed Methane**, y fue adelantado por ANH-ANTEK (2015). En dicho estudio se caracterizaron hidrogeoquímicamente seis áreas carboníferas de Colombia con potencial para CBM.

En la zona de Cundinamarca se analizaron 170 muestras de aguas subterráneas y 91 muestras de aguas superficiales en el área de influencia de 112 minas de carbón divididas en tres áreas productivas.

El índice de Langelier sugiere un carácter seriamente corrosivo, el índice de Ryznar, indica unas aguas fuertemente corrosivas, mientras el índice de saturación de la calcita indica un rango de clasificación altamente insaturado con respecto al de la calcita, debido a la alta solubilidad del calcio u otros metales con poder tamponante, dadas las condiciones de pH y temperatura en esta agua.

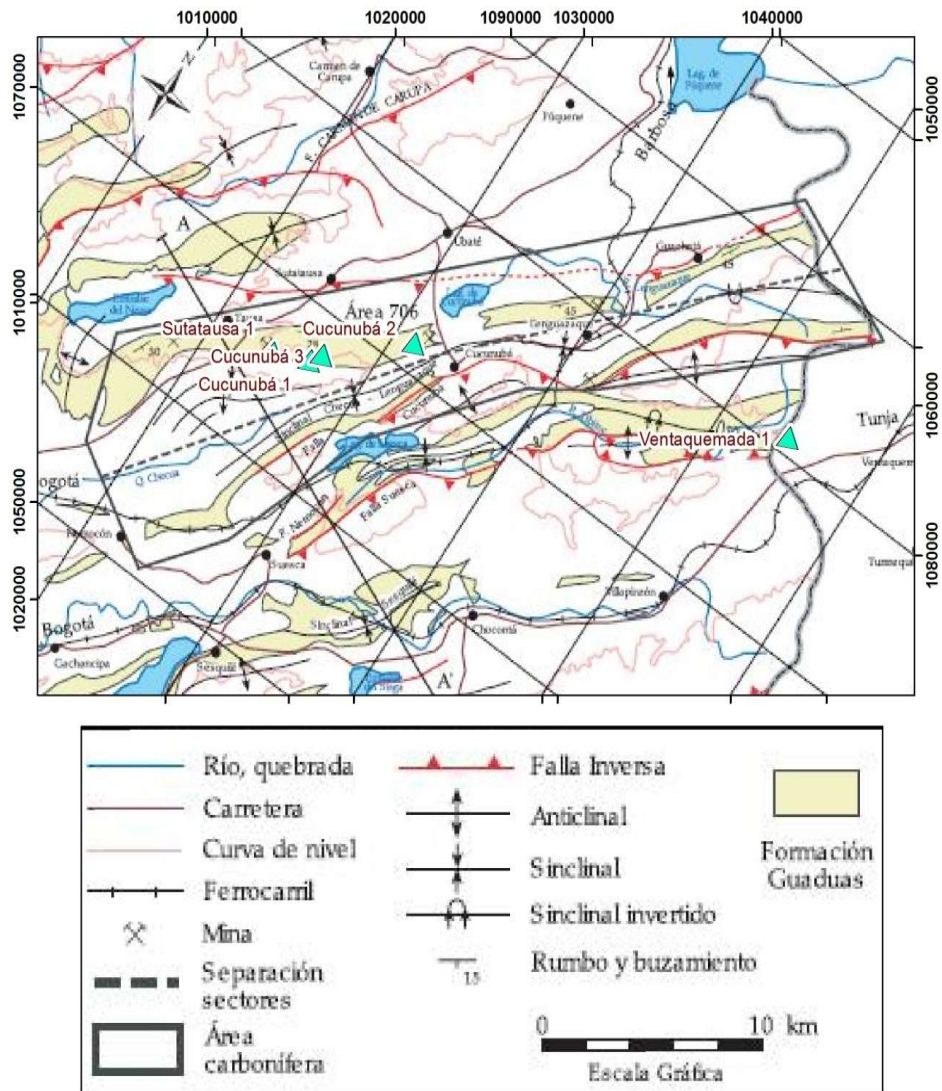
La Formación Guaduas se clasificó hidrogeológicamente como un acuitardo con la transmisividad muy baja, al igual que la capacidad específica que es baja con valores promedio de 0,2 l/s/m, por lo que se caracteriza este acuífero como de muy baja productividad.

**- Análisis de la Zona Cundinamarca.**

De acuerdo a los contenidos de gas, al número, espesor de los mantos y a la mejor disposición estructural, el área Carbonífera de Checua-Lenguazaque que corresponde al flanco occidental del sinclinal Checua-Lenguazaque, presenta las mejores características en cuanto a gas asociado al carbón. No se recomienda el flanco oriental, por presentar buzamientos muy altos hasta inversiones de los flancos, por esta razón es poca la minería del carbón sobre dicho flanco. El Sinclinal Checua - Lenguazaque es una estructura asimétrica de rumbo suroeste - noreste; El flanco occidental presenta buzamientos entre 20° y 65° (

Figura 6).

Figura 6. Mapa geológico del área Carbonífera Checua-Lenguazaque y ubicación de los pozos.



Fuente: INGEOMINAS. 2004.

El número de mantos fluctúa entre 12 y 14 mantos con espesores entre 1 y 2 m (Tabla 2). Los mayores contenidos de gas se han encontrado en esta área especialmente hacia la parte central del área cerca a las poblaciones de Cucunubá y Sutatausa. La mayoría de los contenidos de gas han estado entre 100 y 200 pies<sup>3</sup>/ton.

Como los carbones, son tantos y están muy separados estratigráficamente, la exploración se debe centrar en uno de los niveles carbóníferos, especialmente en el inferior (Ktg2) donde están los mantos inferiores coquizables (Tabla 2). Sin embargo, se debe tener en cuenta que la explotación en estos mantos inferiores ha sido tan intensa que gran parte de las reservas en los 500 m superiores han sido

explotadas, y los pozos de exploración pueden tener desafíos al cruzar zonas derrumbadas.

Tabla 2. Mantos de carbón sector Cogua-Sutatausa.

Bloque	Unidad Litoestratigráfica	Nombre Manto	Espesor (m)	Anotaciones
Pueblo Viejo Sutatausa	Ktg3	Uno o Siete Bancos	1.20-2.20	Apto para uso térmico
		Deposito o Cisquera	1.01-1.03	Apto para uso térmico
		Vidriosa o la de Vidrio	0.85-0.87	Apto para uso térmico
	Kgt2	Chica	0.89-0.90	Bituminoso alto en volátiles A. con aptitudes coquizables
		Quinta	1.60-1.77	Bituminoso alto en volátiles A. con aptitudes coquizables
		8 o Grande	1.61-1.86	Bituminoso alto en volátiles A. con aptitudes coquizables
		7 o 6 o X	1.51-1.76	Bituminoso alto en volátiles A. con aptitudes coquizables
		7B inferior o 7	0.98-1.01	Bituminoso alto en volátiles A. con aptitudes coquizables
		5 o 8	0.50-0.90	Bituminoso alto en volátiles A. con aptitudes coquizables
		4 o 9	0.89-0.92	Bituminoso alto en volátiles A. con aptitudes coquizables
		3 o 10	1.35	Bituminoso alto en volátiles A. con aptitudes coquizables
		2 o 11	1.06-1.10	Bituminoso alto en volátiles A. con aptitudes coquizables
1 o 12	1.08-1.10	Bituminoso alto en volátiles A. con aptitudes coquizables		

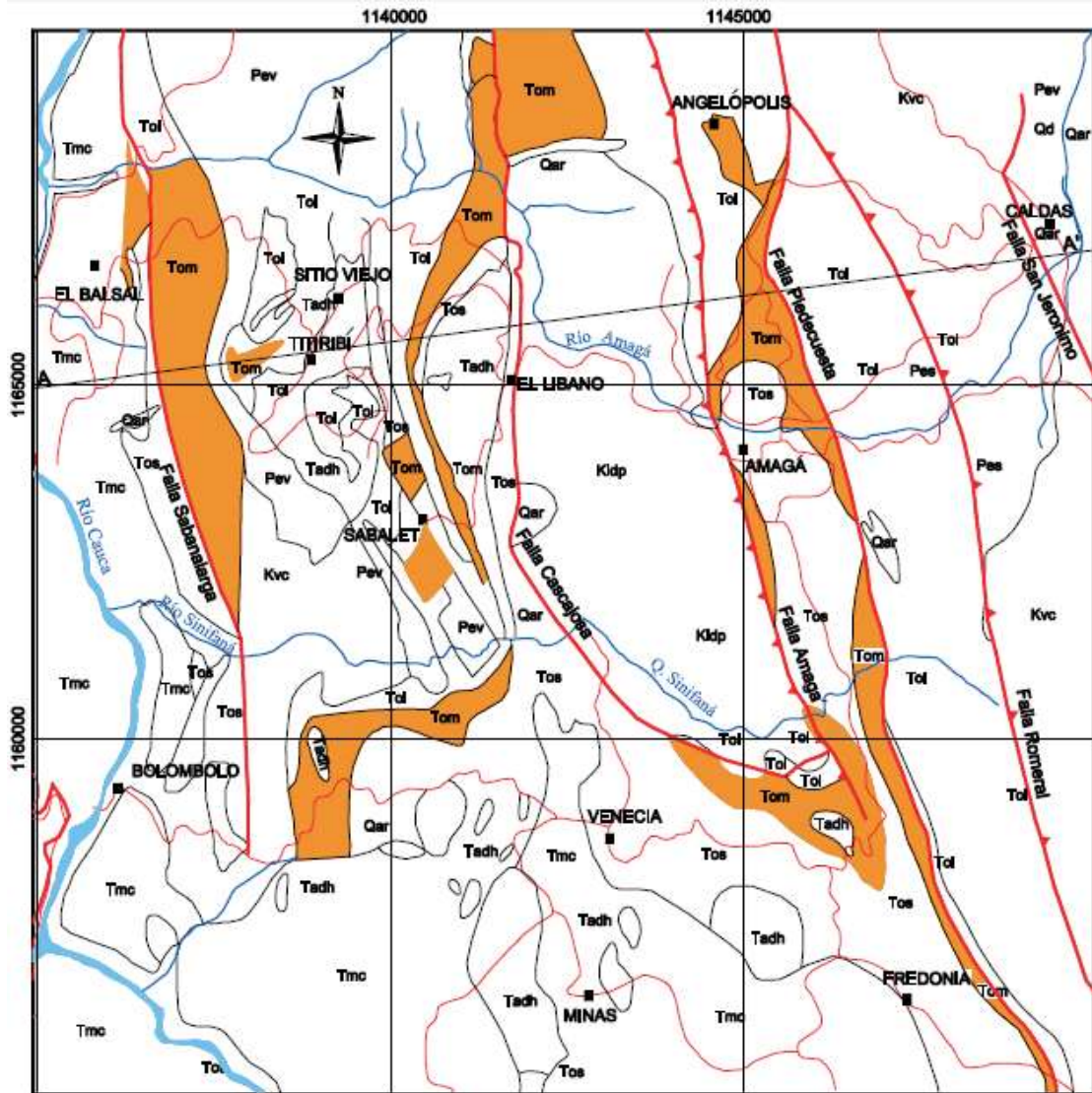
Fuente: INGEOMINAS, 2004

### 2.1.3. Zona de Antioquia y Antiguo Caldas.

La Zona Carbonífera de Antioquia - Antiguo Caldas está definida por los afloramientos y lossubafloramientos del Miembro Medio de la Formación Amagá, que contiene el carbón y seenmarca dentro de los límites de estos departamentos. Como la exploración del CBM se ha llevado solo en Antioquia, el análisis sobre el gas se hará solo en las siguientes áreas (Figura 7):

- Área Carbonífera 401 Venecia - Fredonia
- Área Carbonífera 402 Amagá - Angelópolis (llamada también, Amagá - Sopetrán)
- Área Carbonífera 403 Venecia - Bolombolo
- Área Carbonífera 404 Titiribí (Venecia - Titiribí)

Figura 7. Mapa geológico que muestra las zonas donde se ha realizado exploración de CBM. El color naranja representa los afloramientos del miembro medio carbonífero de la Formación Amagá.



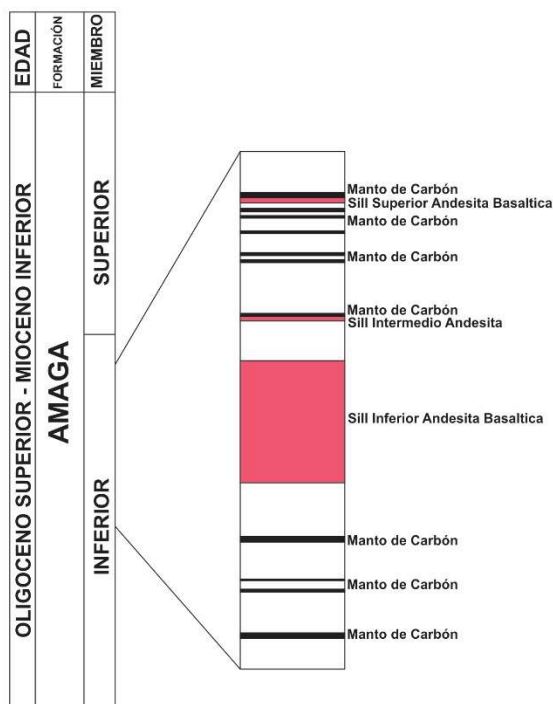
Fuente: INGEOMINAS. 2004.

**- Aspectos Técnicos del Estudio sobre CBM en Antioquia (ANH-EAFIT, 2011)**

El único estudio que cubre la zona de Antioquia y en el que, se midieron contenidos de gas y se calcularon recursos se titula: **Valoración del potencial exploratorio CBM en las cuencas Carbonífera de Amagá y Boyacá-Cundinamarca (Formación Guaduas)**. Este fue adelantado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la Universidad EAFIT con el apoyo de la UPTC en el año 2011.

Las muestras tomadas de los pozos perforados en la Cuenca Carbonífera de Amagá, muestran un contenido muy variable que van entre unos pocos pies<sup>3</sup>/ton a 100 pies<sup>3</sup>/Ton, indicando que los contenidos varían con la profundidad y con la ubicación geológica, los mantos medidos muestran que los contenidos de CBM no aumentan con la profundidad y tienen valores intermedios altos y bajos, lo que podría atribuirse a los cuerpos ígneos presentes en la zona que han alterado el rango del carbón en algunas perforaciones y por tanto el contenido del mismo (Figura 8).

Figura 8. Pozo Venecia 1. En el que se identifican las intercalaciones de los mantos de carbón con las rocas ígneas (color morado).



Fuente: Mariño y Mojica, 2014

Los mejores resultados de contenidos de CBM, se han evidenciado en el pozo Torre Blanca presentando un mayor contenido, a una profundidad de 500 m con 102 pies<sup>3</sup>/ton de gas total libre de materia mineral. Los valores más bajos de contenidos de gas, se han encontrado en el pozo de Rincón Santo.

Al comparar los resultados de los análisis inmediatos y la petrografía con los contenidos de gas, muestran una anomalía en los Pozos Venecia 1 y Pozo Rincón Santo, representados por bajos contenidos de materia volátil y alta reflectancia de la vitrinita ( $R_0 > 2$ ), dichas anomalías podrían estar relacionados con las intrusiones presentes en la Formación Amagá y deben analizarse conjuntamente con la geología del área.

Los índices de Hinchamiento para esta cuenca todos son cero, lo cual es de esperarse, porque los carbones de Amagá no son coquizables por su bajo rango, por esta razón los contenidos de CBM son bajos.

Los contenidos de gas en la zona de Antioquia (cuenca de Amagá) son bajos (10-100 pies<sup>3</sup>/ ton) y solo una muestra sobrepasa los 100 pies<sup>3</sup>/ ton. Esto se explica, en parte, por el bajo rango del carbón representado por el índice de hinchamiento (FSI) de cero, reflejando el carácter térmico de los carbones del área.

#### **- Recursos de Gas Metano Estudio SGC-UPTC (2014)**

Los recursos de la cuenca de Amaga son bajos debido a: contenidos mínimos de CBM, bajos espesores de los mantos y bajo rango del carbón. La sumatoria del cálculo de recursos de los bloques comprendidos por las cuatro perforaciones dan 1,83 Gigas pies<sup>3</sup>, lo que se considera mínimo.

#### **- Aspectos Técnicos de Estudio UNA – Gobernación de Antioquia (2013)**

En el estudio de tesis de la maestría de la Universidad Nacional de Antioquia (2013), titulada: ***“Determinación del grado de explosividad del polvo de carbón y cuantificación del contenido de gas metano en los mantos de carbón de la cuenca de Sinfaná”*** se concluyó que para el manto 2 de la mina San Fernando, que los contenidos de gas total desorbido se encuentran entre 12,1 Pies<sup>3</sup>/ton y 24,7 Pies<sup>3</sup>/ton, mostrando una tendencia a aumentar a profundidad. Igualmente los datos de la adsorción a alta presión muestran valores máximos de 160 Pies<sup>3</sup>/ton a una presión aproximada de 1500 psi. Los resultados de la cromatografía de gases muestran un porcentaje mínimo de metano de 95,16% y máximo de 98,98%. Estos datos se obtuvieron de 4 muestras de núcleos de perforación horizontal con las siguientes profundidades a partir del frente de explotación del manto de carbón: 0.75 m, 1.75 m, 9.75 m y 24.79m.

Los contenidos de gas metano evaluados en diferentes mantos de carbón, dieron los siguientes resultados: Los mayores contenidos de gas metano desorbido total se encontraron en el municipio de Amagá y la zona Nor-Occidente del municipio de Fredonia, con valores aproximados entre 18,2 Pie<sup>3</sup>/ton a 35 Pie<sup>3</sup>/ton. Para el municipio de Angelópolis los valores se encuentran entre 6,7 Pie<sup>3</sup>/ton y 29,8 Pie<sup>3</sup>/ton y para los municipios Titiribí y Venecia los valores se encontraron entre 0,9 Pie<sup>3</sup>/ton y 12,5 Pie<sup>3</sup>/ton. Estos resultados están de acuerdo con los obtenidos en otras investigaciones (Caro, 2013 y EAFIT 2012), en donde se tomaron tanto muestras de perforaciones verticales a más de 100 metros de profundidad, como en frentes de explotación

#### **- Aspectos Ambientales**

No se conocen estudios específicos que relacionen los aspectos ambientales en la explotación del CBM en Antioquia.

### ***-Análisis de la Zona de Antioquia***

Los contenidos de CBM en Antioquia van entre unos pocos pies<sup>3</sup>/ton a 100 pies<sup>3</sup>/ton, los contenidos varían con la profundidad, con la ubicación geológica y con la cercanía a los cuerpos ígneos los que incrementan el rango del carbón y el contenido de gas de manera puntual.

Los mejores resultados de contenidos de CBM, se encontraron en el pozo Torre Blanca donde a una profundidad de 500 m, se encontraron 102 pies<sup>3</sup>/ton de gas total libre de materia mineral. Los valores más bajos de contenidos, se han encontrado en el pozo de Rincón Santo.

Al comparar los resultados de los análisis inmediatos y la petrografía con los contenidos de gas, muestran una anomalía en los Pozos Venecia 1 y Pozo Rincón Santo, representados por bajos contenidos de materia volátil y alta reflectancia de la vitrinita ( $R_o > 2$ ), dichas anomalías podrían estar relacionadas con las intrusiones presentes en la Formación Amagá y deben analizarse conjuntamente con la geología del área.

Aunque los contenidos de gas no son altos, por el bajo rango de los carbones con altos contenidos de materia volátil, hace que los carbones sean susceptibles a explosiones, por lo que no solamente se debe considerar el drenaje de las minas para disminuir el riesgo de explosión, sino también la posible utilización para producir energía o la quema del metano con antorchas para convertirlo a CO<sub>2</sub> y así disminuir sus efectos como gas causante de efecto invernadero.

En Antioquia se desconocen aspectos importantes relacionados con el CBM-CMM como: Cromatografía, permeabilidad, saturación y origen del gas.

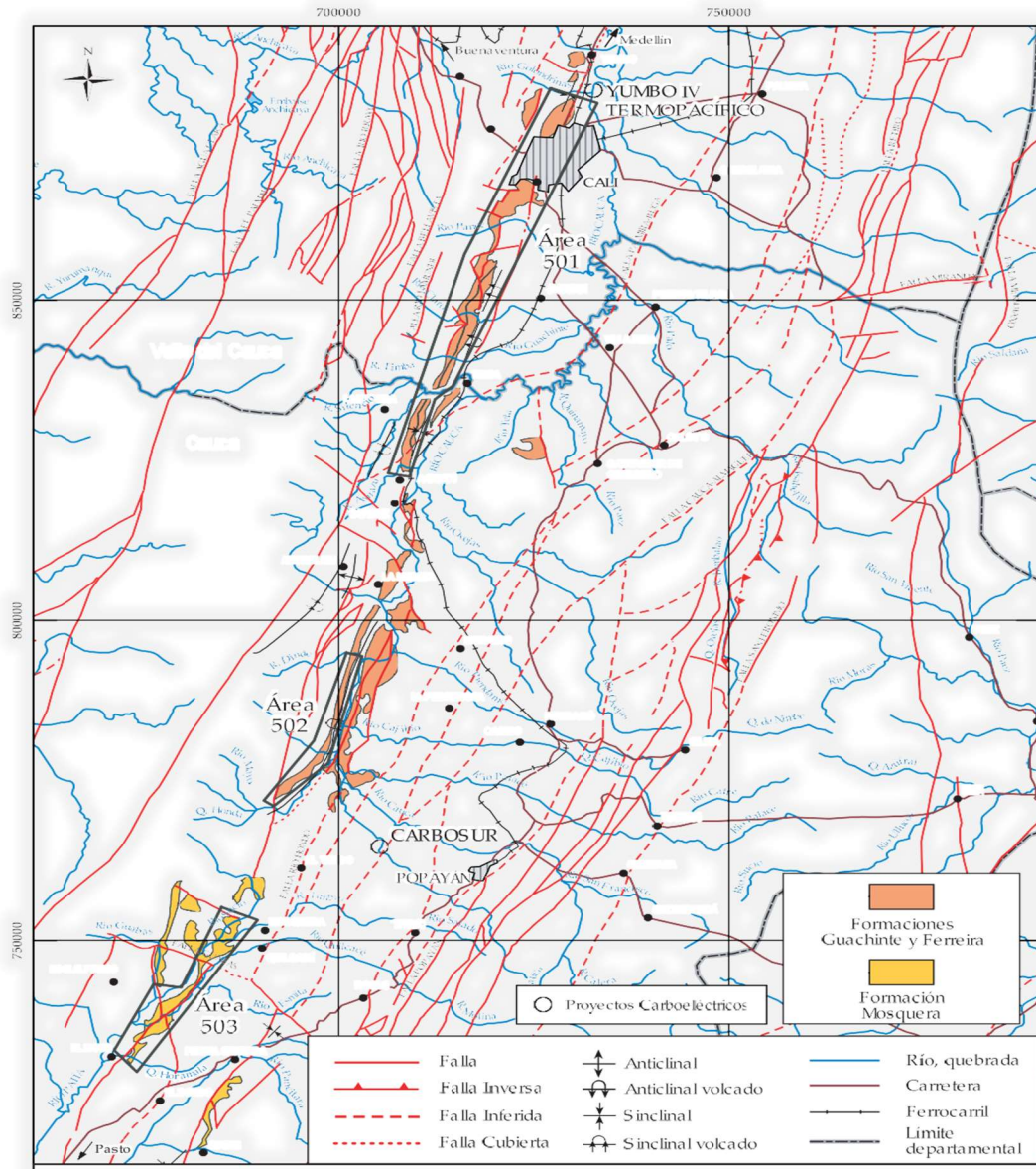
#### **2.1.4. Zona de Valle del Cauca y Cauca**

El yacimiento carbonífero de la zona del Valle del Cauca, está situado hacia el occidente de la denominada Depresión Intercordillerana del Cauca - Patía, extendiéndose de norte a sur, entre la Cordillera Central al este y la Cordillera Occidental, al oeste, desde más al norte de Yumbo, hasta los nacimientos del río Patía. En este sentido, la Zona Carbonífera Valle del Cauca - Cauca abarca parte de las estribaciones orientales de la Cordillera Occidental, desde Yumbo (Valle del Cauca), al norte, hasta la quebrada Horamala en las cercanías de la localidad del Hoyo (Cauca), en el sur. Se dividió la zona en tres áreas importantes: (

Figura 9).

- -Área Carbonífera Yumbo – Aranzazu
- -Área Carbonífera Río Dinde – Quebrada Honda
  - Área Carbonífera Mosquera – El Hoyo

Figura 9. Mapa geológico de la zona Valle del Cauca- Cauca.



Fuente: INGEOMINAS, 2004.

### **-Aspectos Técnicos**

Las características fisicoquímicas de los mantos de carbón muestreados en el área Carbonífera de Mosquera el Hoyo, definieron rangos de carbón desde subbituminosos a bituminosos altos volátiles A, B y C. En el área de Yumbo- Asnazú y Río Dinde, poseen también características aglomerantes. Los carbones tiene espesores de 0.1 a 2.50 m. Las reservas son de 95 MT.

No es posible realizar una descripción sobre la exploración de CBM, en esta zona, dado a que se conocen datos muy generales y no hay estudios específicos.

### **-Aspectos Ambientales**

No se conocen estudios específicos que relacionen los efectos ambientales en la explotación del CBM en Valle del Cauca.

#### **2.1.5. Zona de 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, Albaniay Maicao (Figura 10). Está situada a 125 km al noreste de Valledupar y a 105 km de Riohacha. En la Figura 10, se muestra la ubicación de las áreas carboníferas. Los carbones ocurren en la Formación Cerrejón, compuesta por sucesiones de rocas que se mantienen inalteradas sobre una distancia norte-sur de 57 km, entre la población de Conejo, al sur y Cuestecitas al norte. Tiene una superficie aproximada de 805 km<sup>2</sup>.

En la Zona Carbonífera La Guajira, teniendo en cuenta principalmente, factores estructurales se han establecido las siguientes áreas (Figura 10):

- Área 401 El Cerrejón Norte
- Área 402 El Cerrejón Central
- Área 403 El Cerrejón Sur

Los carbones son de edad Paleoceno y se encuentran dentro de la Formación Cerrejón, se han identificado 50 capas de carbón, 12 capas en el nivel inferior denominados M20 hasta M40, 23 capas en el nivel medio denominados M45 hasta M105 y 14 capas de carbón en el nivel inferior denominados desde M106 hasta M175, clasificados como Bituminosos alto volátil A, B y C. El potencial carbonífero en la zona es de 4,536 MT, distribuidas así: Cerrejón Norte, 3 MT. Cerrejón Central, 0.670 MT y Cerrejón Sur 0.839 MT (INGEOMINAS, 2004).

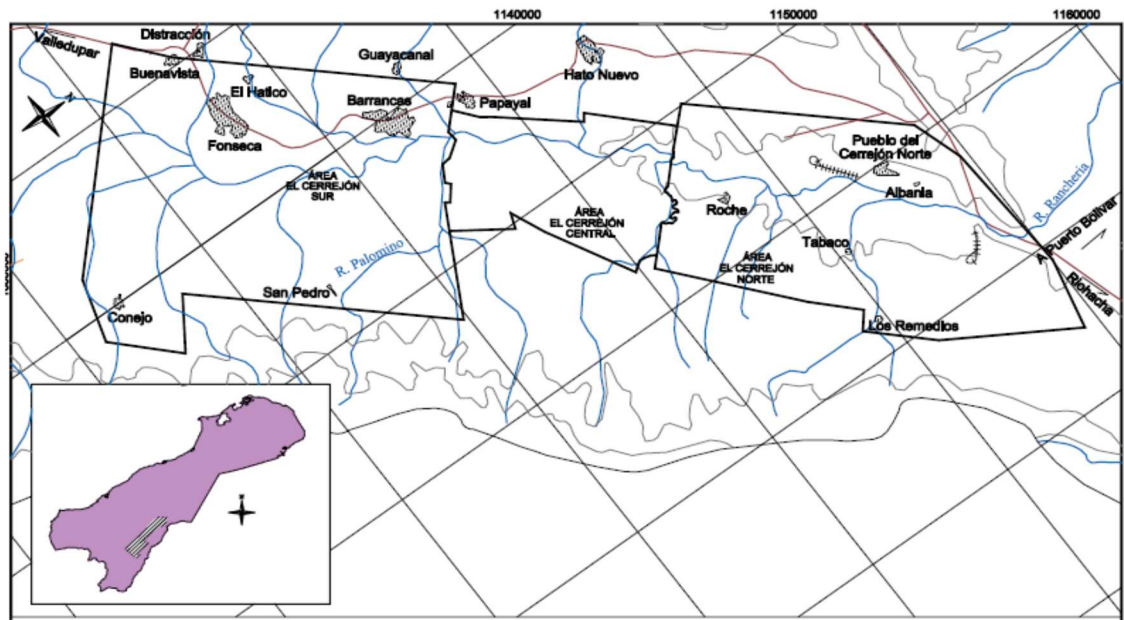
#### **- Aspectos Técnicos Estudio de INGEOMINAS (2010)**

El documento titulado: ***El Carbón y su Potencialidad en la Generación de Gas Metano***, establece el estado del conocimiento y avances de la tecnología del gas metano asociado al carbón (CBM) en Colombia, con base en una recopilación de información del tema hasta el año 2010.

Los estudios realizados por la empresa GeoMet Inc, sobre la exploración del gas metano asociado a las capas de carbón, realizados mediante el Contrato de Asociación Patillal- ECOPETROL, describen las etapas desde el año 1994, donde se perforaron 5 pozos exploratorios en el bloque Patillal Noreste, localizados en el municipio de Barrancas. Con estos resultados se identificaron contenidos de gas metano entre 200 y 300 pies<sup>3</sup> /Ton, sin embargo se concluye que era difícil su extracción, por los altos contenidos de agua, condiciones físicas del suelo, baja permeabilidad, múltiples fracturas, altas presiones y daños en la formación

causados por la perforación, el manejo de la cementación y la estimulación (ECOPETROL –UPTC 2001).

Figura 10. Mapa de localización de las áreas carbonífera en la Zona La Guajira.



Fuente: INGEOMINAS. 2004.

Posteriormente la empresa Andino Eléctrico y Gas EU, recibe una cesión de derechos y perfora en el bloque Patillal, durante los años 2003 y 2005, 6 pozos, completando el bloque Patillal 11 pozos; los 3 primeros pozos utilizados para hacer muestras de contenido de gas y los 8 restantes para hacer pruebas de producción (Drummond GMAC (Foro de Energías Alternativas e Hidrocarburos no Convencionales. Bucaramanga. 2008).

#### **- Recursos de Gas Metano de INGEOMINAS (2010).**

Se reportan en el estudio datos de potencial de gas metano del estudio de la firma Arthur D. Little Inc. (2007), también expuesto en la conferencia de Narturgas en Cartagena (2010), sin embargo no se describe la metodología utilizada. Para la región de la Guajira un total de gas in situ 4.8 (Tpc).

#### **- Aspectos Técnicos Proyecto de Investigación UIS-COLCIENCIAS (2009).**

Este documento realizado como tesis de grado titulado: **Determinación de Gases Asociados a los mantos de Carbón en las Áreas de Ubaté y Cerrejón por medio de Cromatografía de Gases**, este estudio se implementó metodologías descritas en la norma ASTM-1945- 96, método estándar para el análisis de gas natural por medio de cromatografía de gases, para la determinación y cuantificación de muestras de GBM. Por otra parte también determinó la composición total de los gases, nitrógeno, dióxido de carbono, metano, hexano y heptano en estas muestras, encontrando que

en el área de Cerrejón, se encontró cantidades de metano entre 8.04 y 9.99% p/p (peso a peso). Las muestras fueron tomadas en minas de los campos A1 (6 muestras), B1 (4muestras) y C1 (15 muestras), este total de 25 muestras

#### **- Aspectos Técnicos Estudio de CAYPA-GEOMINAS (2012)**

La Mina Caypa está localizada en el Cerrejón central. El estudio titulado: **Análisis e interpretación de las muestras de gas asociados a la secuencia de carbón mina Caypa 2011**, se centró en realizar un análisis preliminar del potencial exploratorio que tiene CBM en la Mina a Cielo abierto CAYPA en Cerrejón Central en la Formación Los Cuervos. El estudio llevado a cabo en la cuenca de Cesar-Ranchería también hace énfasis en considerar la necesidad de desgasificar la minería subterránea en proyección en el área mediante un análisis multivariable de los parámetros: Espesor promedio de los mantos, contenido de gas, Reflectancia de la Vitrinita (%Ro), Humedad total, Material Volátil (%MV) y rangos del carbón.

Los estudios se centraron en CBM, la mayoría de los pozos están en zonas mineras a cielo abierto y en zonas sin explotar por lo tanto las características y contenidos de gas aplican a CMM. A continuación un resumen de los contenidos de gas de los principales pozos:

En el **pozo 3** a profundidades entre 6-150 m, el contenido de gas estuvo entre 26-240 pies<sup>3</sup>/ton.

En el **pozo 4** a profundidades entre 5-150 m, el contenido estuvo entre 16-125 pies<sup>3</sup>/ton.

En el **pozo 7** a profundidades entre 15-177 m, el contenido estuvo entre 11-43 pies<sup>3</sup>/ton.

En el **Pozo 8** profundidades entre 36-229 m, el contenido estuvo entre 13-25 pies<sup>3</sup>/ton.

En el **Pozo 9** profundidades entre 85-308 m, el contenido estuvo entre 9-56 pies<sup>3</sup>/ton.

Los mayores contenidos se obtuvieron en los pozos 3 y 4 en los que se obtuvieron valores sobre 100 hasta 230 pies<sup>3</sup>/ton.

#### **- Recursos de Gas Metano en la Zona de Guajira.**

La estimación de los recursos del gas asociado al carbón (CBM), sigue una ecuación sencilla que produce el Gas in-place, Gi (BCF), también conocido como GIP:

$$GIP = 1.3597 \left( 10^{-6} \right) A * h * D_b * V_i$$

Donde:

**A:**Es el área de drenaje o área explotable (Acres)

**h:**Es el espesor neto (pie)

**D<sub>b</sub>:**Es la densidad promedio (g/cm<sup>3</sup>)

**V<sub>i</sub>:**Es el volumen promedio del contenido de gas obtenido de las pruebas de desorción (pie<sup>3</sup>/ton)

Obviamente, la exactitud de GIP está directamente y de forma acumulativa afectada por la exactitud de cada variable. Los términos restantes también tienen limitaciones que merecen algunas observaciones preventivas.

A: Se consideró un área para minera subterránea de 210 hectáreas (518.9 Acres).

h: Tabla con espesor promedio neto (84.4 m, 276.9 pies)

D<sub>i</sub>: Densidad promedio (1.25 gr/cc<sup>3</sup>)

V<sub>i</sub>: Se considero un volumen promedio de contenido de gas de 80 pie<sup>3</sup>/ton, tomando, como base las pruebas con mayor certidumbre en el proceso de desorción, esta variable es una de las mas sensibles y de la que se tiene mayor incertidumbre debido a que solo el 54% de las muestras evaluadas arrojaron resultados confiables.

Aplicando la ecuación de GIP a los datos de la mina Caypa, se obtiene lo siguiente:

$$GIP = 1.3597 \left( 10^{-6} \right) 518.9 * 276.9 * 1.25 * 80$$

$$GIP = 19.5 \text{ BCF}$$

Es importante mencionar, que el volumen de Gas in Place estimado de 19.5 BCF debe ser considerado como un valor referencial debido a la incertidumbre de la variable V<sub>i</sub>.

Para tener mayor exactitud, se recomienda hacer el cálculo de Gas in Place para cada uno de los mantos presentes en la mina Caypa, ya que existe una gran diferencia entre los volúmenes de gas observados y/o medidos en los mantos suprayacentes (volúmenes bajos entre 10 – 50 pie<sup>3</sup>/ton) con respecto a los mantos infrayacentes M40, M45 y M50 que se obtuvieron volúmenes de gas entre 80 – 260 pie<sup>3</sup>/ton).

### **-Aspectos Ambientales**

Con respecto a estudios ambientales relacionados con CBM, se tiene el estudio realizado por la firma ANTEK COLCIENCIAS-ANH (2015), mediante convenio de Colciencias y Agencia Nacional de Hidrocarburos, titulado: **Caracterización hidrogeológica e hidrogeoquímica de las áreas con potencial para yacimientos no convencionales de hidrocarburos, tipo coalbed methane – CBM.** En este estudio hace una interpretación hidrogeológica, hidrogeoquímica y

geoelectrica en seis zonas del país, Guajira, Cesar, Cordoba, Norte de Santander, Boyacá y Cundinamarca. Las muestras se tomaron en aguas subterráneas y superficiales en zonas aledañas a las explotaciones mineras.

En el área de Cerrejón, los seis iones mayores en las aguas, HCO<sub>3</sub>, SO<sub>4</sub>, CL, Na, Ca Y Mg. Las muestras fueron tomadas en el río Rancheria (aguas abajo y aguas arriba), sumidero Puente Norte, sumidero Samaleon, sumidero las Garzas, sumidero La Dama de acero, sumidero Pit 120 norte y sumidero EWP intermedio.

El mapa hidrogeológico, fue realizado con la siguiente información:

Formación: Cerrejón

Litología: Capas de Carbón intercaladas con Arenistas y Mustones

Tipo: Acuífero, multicapa

Espesor Capa Carbón: 1.40 a 10 m

Capacidad Especifica: 1.5 a 3.5 l/s/m (Media)

Transmisibilidad: 18.5 a 50 m<sup>2</sup>/day

Conductividad Hidraulica: 1.65 a 27 m/d

Flujo: 0.6 a 1.8 l/s

Hidrogeológicamente, se concluye que la Formación Cerrejón, se comporta como un acuífero multicapa, semiconfinado a confinado y de extensión regional, asociado a la zona de explotación Carbonífera del Cerrejón en la media Guajira, presenta capacidad especifica entre 1.5 a 3.5 l/s/m y productividad media. En la Guajira, se presentan bajas resistividades (entre 2 Ωm y 4,9 Ωm) por la presencia de iones mayores de SO<sub>4</sub><sup>-2</sup> y HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>. Aguas salobres.

Hidrogeoquímica, se concluye que las facies cloruradas se presentan localmente en las áreas de la Guajira y Cesar asociadas a la presencia de halita y recarga de agua meteóricas salinas.

### ***-Análisis de la Zona de la Guajira.***

Las muestras analizadas indican una alta variabilidad en el contenido de gas que van desde 3 pie<sup>3</sup>/ton hasta 263 pie<sup>3</sup>/ton. Destacando, que solo el 54% de las muestras arrojaron resultados favorables o comportamientos aceptables que principalmente se observaron en las muestras tomadas en los pozos 2, 3, 4 y 5.

Los mejores resultados en las pruebas de desorción se obtuvieron en aquellas muestras que fueron analizadas por un periodo superior a los 60 días.

Los mayores contenidos de gas, se encontraron en los mantos más profundos (M40, M45, M50), en los cuales se alcanzaron valores entre 80 – 260 pie<sup>3</sup>/ton, que pueden ser considerados gasosos a pesar de que no alcanzaron valores superiores a 353

pie<sup>3</sup>/ton (10 m<sup>3</sup>/ton) debido a que no se logró una estabilización en las pruebas de desorción a pesar de que estuvieron mas de 60 días de desorción. Por ende, se estima que los valores reales deberían ser mayores a los reportados.

Las isothermas de adsorción (también conocido como isothermas desorción) de muestras representativas, se utilizan para determinar el grado de saturación de gas. Las Isothermas de adsorción corroboraron que los mantos M40, M45, M50 son los que presentan mayor contenido de gas debido a que las saturaciones de gas en estos mantos estuvieron cercanas al 50%.

El contenido de gas en los respaldos arcillosos oscilan entre 3– 47 pie<sup>3</sup>/ton, volúmenes menores a los observados en los mantos de carbón.

El volumen de gas in place estimado, debe ser considerado como un valor aproximado y/o referenciado debido a la incertidumbre de la variable  $V_i$ , ya que algunas pruebas de desorción no fueron representativas por lo que el volumen de gas aplicado en la ecuación pudo estar subestimado.

Como era de esperarse los mayores volúmenes de gas se encuentran en los mantos más profundos, es decir, que el volumen de gas incrementa con profundidad.

El caudal de gas en el carbón, es controlado por la permeabilidad o conectividad de las fracturas abiertas, que a su vez es controlada principalmente por el rango del carbón. El espaciamiento entre fracturas es menor en el carbón bituminoso, que en el carbón sub-bituminoso. La permeabilidad del carbón sub-bituminoso, se encuentra en el orden de 1-1.000 MD en comparación con 1-15 md en carbón bituminoso.

#### **2.1.6. Zona de Cesar**

La Zona Carbonífera Cesar, se encuentra situada dentro de los límites del Departamento del Cesar y los carbones han sido localizados en la Formación Los Cuervos, de edad Eoceno. En esta zona se han definido, con base en aspectos geológicos y geomórficos, dos áreas carbonífera denominadas y codificadas de la siguiente forma:(

Figura 11)

- Área Carbonífera 201 La Loma
- Área Carbonífera 202 La Jagua de Ibirico



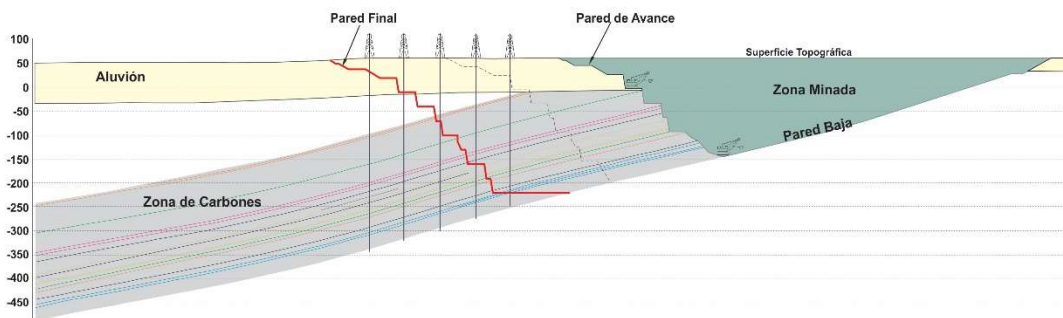
### - Aspectos Técnicos Presentación DRUMMOND (2008)

La empresa Drummond, presentó la siguiente información en la ciudad de Bucaramana titulada: **Drummond CBM experience en Colombia**. El contrato de la Loma tiene 158.846 Ha, se han realizado 23 pozos de pruebas de contenido de gas y 5 pozos de producción, la fase de exploración esta aprobada para 24 años. En el año 2007, con base en pozos estratigraficos y sismica 2D, se adelanta un piloto de producción exploratoria y en el 2009 se realiza la prueba del proyecto piloto. El área la Loma fue subdividida en bloques estructurales, estos bloques son: Boquerón, Boquerón Sur - Rincón Hondo, la Loma Norte, La Loma Centro.

Se presentan las características de los pozos de producción de CBM. Las infraestructuras en superficie de ruta de flujo de agua y ruta de gas, del proyecto piloto desarrollado por la Empresa Drummod.

En la siguiente Figura 12, se observa el avance de la explotación a cielo abierto con respecto a la exploración proyectada para la explotación de CBM.

Figura 12. Zona de exploración proyectada para la explotación de CBM en bloque La Loma.



### - Recursos de Gas Metano.Presentación DRUMMOND (2008)

Se presenta el cálculo de recursos de gas CBM, para el cual se uso el método directo y el área y el espesor del yacimiento, se cálculo para el Bloque Boquerón en la mina Pribbenow, donde se tomaron 25 los mantos de carbón entre 2 y 25 pies de espesor, por el área del bloque.

El contenido de gas in place se midio en el manto 75, en el pozo RR-5E, a una profundidad de 600.4 y 601 m., por el metodo directo, en laboratorio realizando de la prueba de desorción, el contenido de gas identificado es de 191.29pies<sup>3</sup>/Ton, este contenido a una presion aproximada de 650 psia.

El bloque del Boquerón, se dividio en tres áreas, para el cálculo del volumen in situ de gas metano: Área 1, con 94 Km<sup>2</sup>, dando como resultado Gi= 987 MMscf. Para el área 2, con 140 Km<sup>2</sup>, un Gi= 1470 y área 3, 68 Km<sup>2</sup>, un Gi= /14. En total para el Bloque Boqueron, el cálculo inicial del volumen de gas in.situ es de 3Tscf.

### **- Recursos de Gas Metano. Conferencia NATURGAS (2010)**

Durante la conferencia realizada en Cartagena, por la ANH, titulada: **La ANHy el desarrollo de la industria de gas**, presentan una proyección del consumo mundial de energía primaria, y se considera que el petróleo, el gas y el carbón, son para el 2030, representan el 80% a 86% de energía primaria.

Con base en datos obtenidos por Arthur D. Little Inc. (2007), se estima un potencial de gas asociado a mantos de carbón de 6.9 TPC del total de gas in situ, de los cuales unos 3,4 TPC, podrían ser volúmenes potencialmente recuperables.

### **- Aspectos Ambientales.**

Con respecto a estudios ambientales relacionados con CBM, se tiene el estudio realizado por la firma ANTEK-COLCIENCIAS(2015), mediante convenio de Colciencias y Agencia Nacional de Hidrocarburos, titulado: **Caracterización hidrogeológica e hidrogeoquímica de las áreas con potencial para yacimientos no convencionales de hidrocarburos, tipo coalbed methane – CBM**. Este estudio hace una interpretación hidrogeológica, hidrogeoquímica y geoelectrica en seis zonas del país, Guajira, Cesar, Cordoba, Norte de Santander, Boyacá y Cundinamarca. En muestras tomadas en aguas subterráneas y superficiales en zonas aledañas a las explotaciones mineras.

En las áreas de influencia de minas La Loma y Calenturitas, los seis iones mayores encontrados en las aguas son: HCO<sub>3</sub>, SO<sub>4</sub>, CL, Na, Ca Y Mg. Las muestras fueron tomadas en: Aliviadero nivel 6, Sumidero dren 2 rampla 3, Sumidero sector A, Dren nivel 5, aliviadero, Piscina, Frente de mina 1 y Aluvial. y cerca a la mina Calenturitas en Pit Norte, Frente a la mina nivel 170 y frente a la mina nivel 150, Pit Sur , Pozo de alivio 2 y Pozo de alivio 1.

El mapa hidrogeológico fue realizado con la siguiente información:

Formacion: Los Cuervos

Litología: Capas de carbón intercalado con Shales Clasticos de grano-fino

Tipo: Acuitardo

Espesor Capa Carbón: 2.2 and 12 m

Capacidad Especifica: 0.08 and 0.9 l/s/m (Baja)

Transmisibilidad: 0.7 and 1.1 m<sup>2</sup>/day (Baja)

Conductibilidad Hidraulica: 0.1 and 0.6 m/day

Flujo: 0.1 and 0.3 l/s

Hidrogeológicamente, se concluye que la Formación Los Cuervos, se comporta como un acuitardo, presenta capacidad especifica entre 0.07 a 0.8 l/s/m y productividad baja. En el Cesar se presentan bajas resistividades bajas a medias entre (entre 10 Ωm y 325 Ωm) por la presencia de iones mayores de SO<sub>4</sub><sup>-2</sup> y HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>. Aguas dulces y mezcladas.

Hidrogeoquímica, se concluye que las facies cloruradas se presentan localmente en el área de la Cesar, asociadas a la presencia de halita y recarga de agua meteóricas salinas. Y las facies bicarbonatadas están relacionadas con los flujos de carácter más local o intermedio como ocurre en la zona de Cesar.

#### **- Análisis de la Zona Cesar.**

La zona cuenta con estudios de gas metano a nivel de empresa privada, teniendo en cuenta los contratos celebrados para la exploración y aprovechamiento de CBM. Se han calculado recursos aproximados de 3,4 TCF, potencialmente recuperables. Se adelantan proyectos pilotos en el Bloque la Loma. Para el cálculo de recursos se utilizó métodos directos.

#### **2.1.7. Zona de Córdoba y Norte de Antioquia**

Se conoce también como Alto San Jorge, ubicada en el Departamento de Córdoba entre los Valles de los ríos San Jorge, San Pedro y Uré, limitados por las estribaciones de las Serranías de San Jerónimo al oeste y Ayapel al este, comprende dos áreas que son la de la cuenca alta del río San Jorge al occidente, con una extensión de 500 km<sup>2</sup> y la de San Pedro-Uré al oriente que tiene 265 km<sup>2</sup>. Los carbones se encuentran en las formaciones Ciénaga de Oro y Cerritos, con presencia de 4 y 3 mantos, con espesores entre 0,80 a 3,50 metros y 0,70 a 2,80 metros respectivamente, cuyas reservas son calculadas en 381 MT. (Figura 13 y Figura 14).

- Área Carbonífera 301 Urabá
- Área Carbonífera 302 Ciénaga de Oro
- Área Carbonífera 303 Alto San Jorge
- Área Carbonífera 304 Tarazá - Río Man
- Área Carbonífera 305 Purí – Caserí

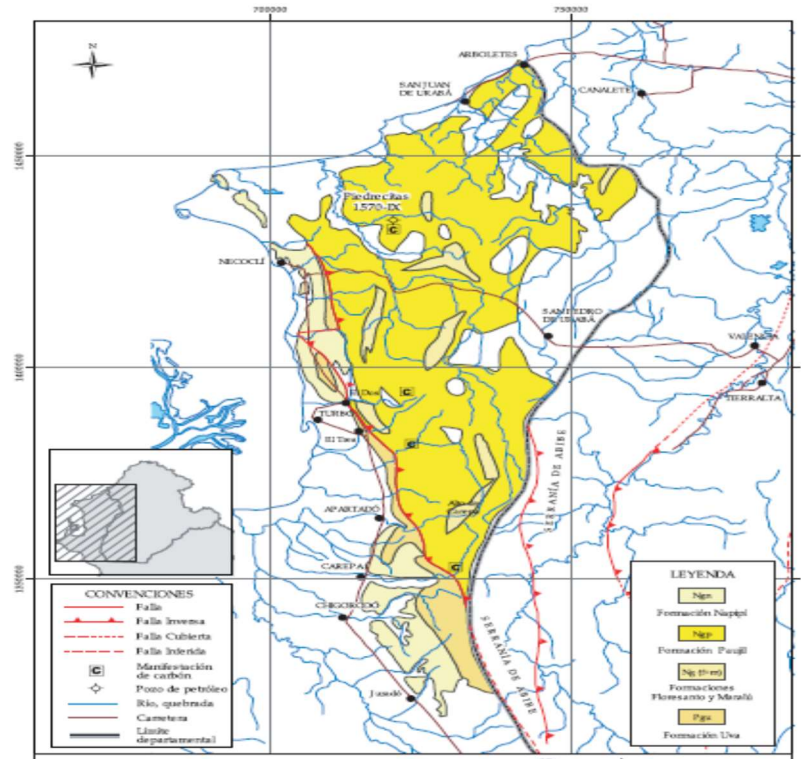
#### **- Aspectos Técnicos documento INGEOMINAS (2010)**

El INGEOMINAS realizó el documento titulado: ***El carbón y su potencialidad en la generación de Gas Metano” proyecto sub 09 – 24. Instituto Colombiano de Geología y Minería -INGEOMINAS***. Los carbones se encuentran dentro de las Formaciones Cerrito de edad Paleógeno y la Formación Tarazá de edad Neógeno. En la Formación Cerrito se han identificado de 4 a 5 capas de carbón (GONZÁLEZ y LONDOÑO, 1998); dos de éstas, con espesores comprendidos entre los 2,40 y 2,35 m y otras tres, entre 0,60 y 0,80 m de espesor y en la Formación Tarazá, se identificaron tres mantos de carbón de 0,80, 1,05 y 1,54 m de espesor, clasificados como Bituminosos alto volátil C. Hasta sub-bituminosos A, B y C.

El potencial de la Zona Carbonífera de Córdoba y Norte de Antioquia, corresponde a reservas demostradas (medidas + indicadas), para explotación subterránea y suman 2.900 millones de toneladas para capas de espesor superior a los 0,60m,

datos fuente de INGEOMINAS (2009). No se reportan cálculos de recursos de gas metano.

Figura 13. Mapa geológico de la zona Carbonífera Córdoba -Norte de Antioquia.



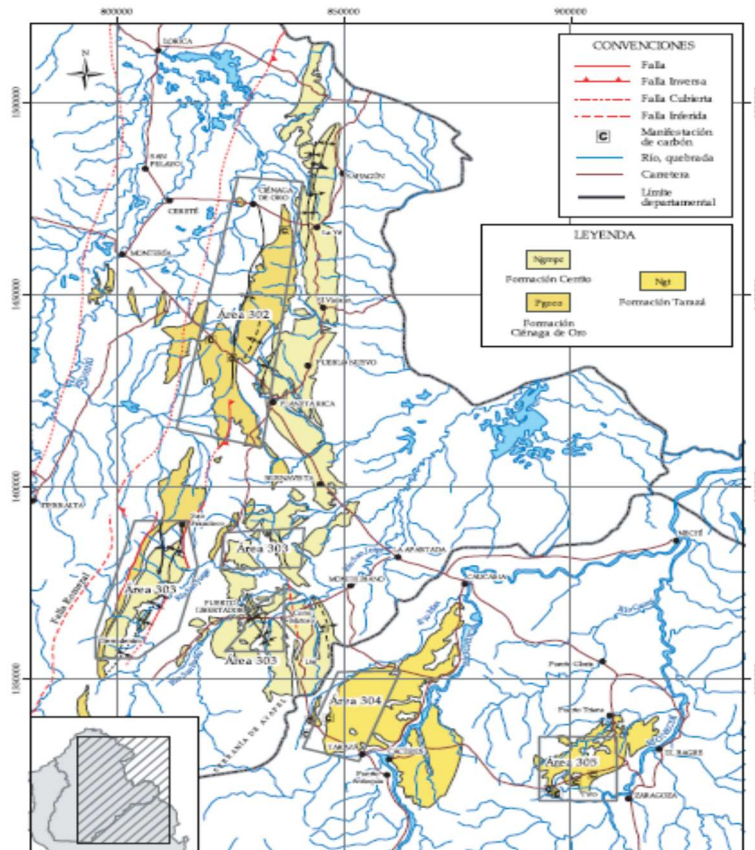
Fuente: INGEOMINAS.2004.

### - Aspectos Ambientales ANTEK-COLCIENCIAS-ANH (2015)

Con respecto a estudios ambientales relacionados con CBM, se tiene el estudio realizado por la firma ANTEK, mediante convenio de Colciencias y Agencia Nacional de Hidrocarburos, titulado: **Caracterización hidrogeológica e hidrogeoquímica de las áreas con potencial para yacimientos no convencionales de hidrocarburos, tipo coalbed methane –CBM**. Este estudio presenta una interpretación hidrogeológica, hidrogeoquímica y geoelectrica en seis zonas del país, Guajira, Cesar, Córdoba, Norte de Santander, Boyacá y Cundinamarca. Las muestras fueron tomadas en aguas subterráneas y superficiales en zonas aledañas a las explotaciones mineras. Se tomaron 9 sondeos de electricos verticales en Córdoba.

Hidrogeológicamente, se concluye que la unidad portadora de carbón, se comporta como un acuífardo, presenta capacidad específica entre 0.05 a 1.01 l/s/m y productividad baja. En Córdoba se presentan bajas a medias resistividades con valores entre (entre 10  $\Omega$ m y 325  $\Omega$ m) por la presencia de iones mayores de  $SO_4^{2-}$  y  $HCO_3^-$ . Aguas dulces y mezcladas.

Figura 14. Mapa geológico de la zona Carbonífera Córdoba -Norte de Antioquia.



Fuente INGEOMINAS 2004.

Hidrogeoquímica, se concluye que las facies cloruradas se presentan localmente en el área de la Córdoba, asociadas a la presencia de halita y recarga de agua meteóricas salinas. Y las facies bicarbonatadas están relacionadas con los flujos de carácter más local o intermedio como ocurre en la zona de Córdoba.

### **-Análisis de la Zona Córdoba y Antioquia.**

En la zona de Córdoba no se han realizado estudios sobre gas metano.

### **2.1.8. Zona de Santander del Norte**

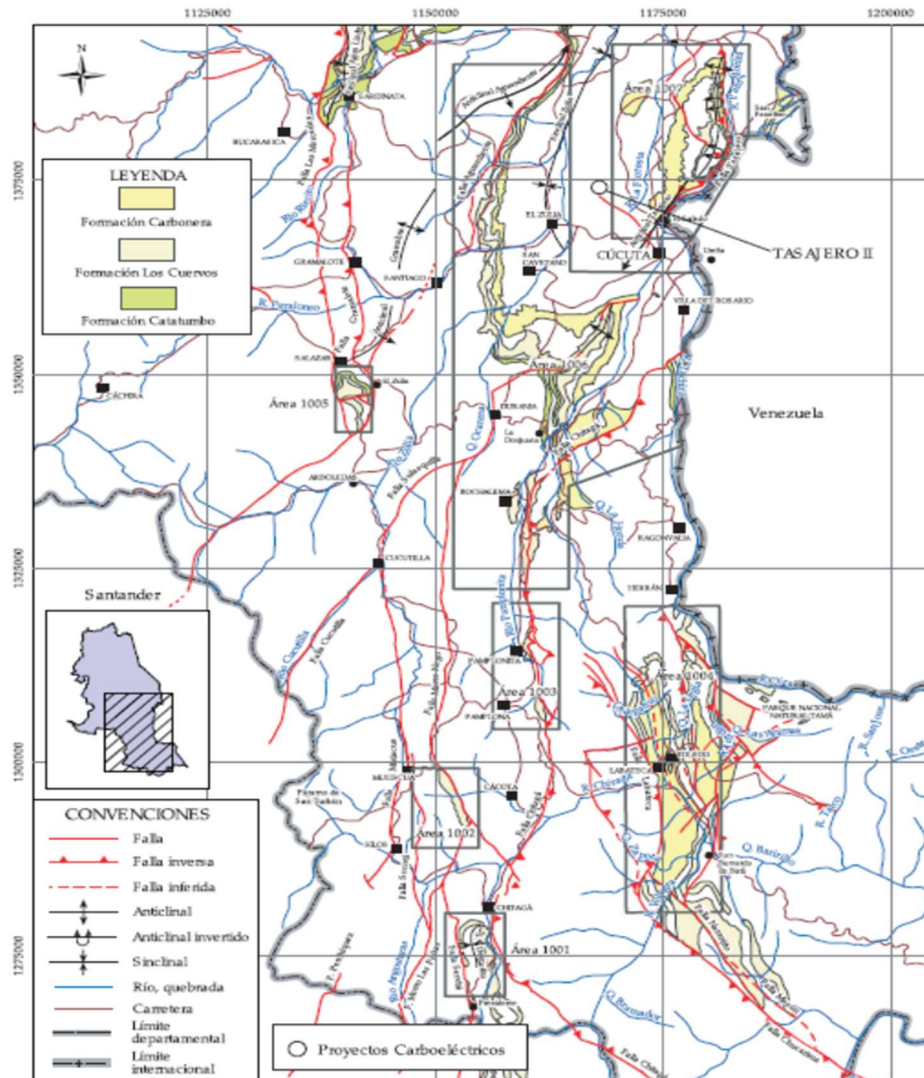
Esta zona Carbonífera, incluye los carbones que afloran en el Departamento de Norte de Santander. Los carbones ocurren en las formaciones Catatumbo, Los Cuervos y Carbonera, compuestas por sucesiones derocas que se mantienen, fundamentalmente, inalteradas sobre una distancia norte - sur de 220km.

La Zona Carbonífera Norte Santander ha sido dividida en ocho (8) áreas carbonífera, cuatro de ellas ubicadas en el Macizo de Santander y cuatro en la penillanura y paisaje de colinas, que la limitan al oriente con La República Bolivariana de Venezuela

y al norte, con el Catatumbo. Estas áreas carboníferas, a su vez, se han dividido en sectores y bloques carboníferos de acuerdo con sus características estratigráficas y estructurales locales.

En la Zona Carbonífera Norte de Santander se han establecido ocho áreas carboníferas. Estas áreas de sur a norte, se definen como: (Figura 15)

Figura 15. Mapa geológico de la zona Carbonífera Norte de Santander



Fuente: INGEOMINAS.2004

- Área Carbonífera 1001 Chitagá
- Área Carbonífera 1002 Mutiscua - Cácuta
- Área Carbonífera 1003 Pamplona - Pamplonita
- Área Carbonífera 1004 Herrán - Toledo
- Área Carbonífera 1005 Salazar

- Área Carbonífera 1006 Tasajero
- Área Carbonífera 1007 Zulia - Chinácota
- Área Carbonífera 1008 Catatumbo

Inicialmente, se complementó el mapa geológico del área de interés y sus correspondientes secciones geológicas, al igual que columnas estratigráficas al detalle, mapas estructurales e Isópacos y algunas correlaciones que permitieron determinar el modelo geológico del área y la continuidad lateral de los mantos de carbón identificados.

El objetivo final del estudio, era elaborar un cálculo de recursos probables de gas asociado al carbón, de cada una de las zonas aledañas a Cúcuta. Se calcularon recursos mínimos y máximos para cada una de las zonas así (Tabla 3): Por las cercanías a la ciudad, por el espesor de los mantos y por su forma anticlinal se escogió el sector

Tabla 3. Cálculo de recursos probables en sectores del Cerro Tasajero aledaños a Cúcuta.

SECTOR	RECURSOS POSIBLES (SCF/T)					
	FORMACIÓN GEOLÓGICA					
	Carbonera (Tec)		Los Cerros (Tpc)		Catatumbo (Ksct)	
	C.G.Mín: 300 scf/t	C.GMáx: 535 scf/t	C.G.Mín: 300 scf/t	C.GMáx: 535 scf/t	C.G.Mín: 300 scf/t	C.GMáx:535 scf/t
1. Tasajero	3.18x10 <sup>11</sup>	7.6 x10 <sup>11</sup>	3.8 x10 <sup>11</sup>	8.4 x10 <sup>11</sup>	1.2 x10 <sup>11</sup>	2.0 x10 <sup>11</sup>
2. San Faustino	1.09x10 <sup>11</sup>	1.98x10 <sup>11</sup>	1.34x10 <sup>11</sup>	2.4 x10 <sup>11</sup>	3.6 x10 <sup>10</sup>	6.2 x10 <sup>10</sup>
3. Mucurera	3.7 x10 <sup>11</sup>	6.6 x10 <sup>11</sup>	1.3 x10 <sup>11</sup>	3.6 x10 <sup>11</sup>	2.3 x10 <sup>10</sup>	4.2 x10 <sup>10</sup>
4. Anticlinal Sinclinal de Cúcuta	8.12 x10 <sup>11</sup>	1.5 x10 <sup>12</sup>	2.9 x10 <sup>11</sup>	5.1 x10 <sup>11</sup>	9.9 x10 <sup>10</sup>	1.7 x10 <sup>11</sup>
5. Villa del Rosario	1.2 x10 <sup>10</sup>	2.2 x10 <sup>11</sup>	1.2 x10 <sup>10</sup>	2.1 x10 <sup>10</sup>	3.9 x 10 <sup>9</sup>	7.0 x 10 <sup>9</sup>
SUBTOTALES	<b>1.6 x10<sup>12</sup></b>	<b>3.3 x 10<sup>12</sup></b>	<b>9.4 x 10<sup>11</sup></b>	<b>1.9 x 10<sup>12</sup></b>	<b>2.8 x 10<sup>11</sup></b>	<b>4.8 x 10<sup>11</sup></b>
TOTAL	<b>Mínimo</b> 2.82 x 10 <sup>12</sup> scf = 2.82 TCF			<b>Máximo:</b> 5.6 x 10 <sup>12</sup> scf = 5.6 TCF		

Fuente: Estudio de ECOPETROL-UPTC (2000)

Se puede indicar que el sector con mejores perspectivas para desarrollar un proyecto de GAC, es el Cerro Tasajero, por el alto grado de conocimiento geológico-minero, por las características que presentan sus carbones, así como por sus condiciones hidrogeológicas y de ubicación.

#### **- Aspectos Técnicos Estudio de ECOPETROL-UPTC (2000)**

En el año 2000 ECOPETROL, quiso conocer las posibilidades de CBM en Cúcuta y sus alrededores como una forma de proveer de gas a la ciudad de Cúcuta la que por ese entonces estaba desconectada del sistema nacional de gas, para esto contrató con la UPTC un estudio titulado: **Oportunidades de Obtención de Gas Asociado al Carbón en los alrededores del Municipio de Cúcuta**. El objetivo del estudio fue generar una memoria que sintetice, resalte la tecnología de "Obtención de gas a partir de carbón" y estime el potencial de gas metano asociado al carbón en el Municipio de Cúcuta.

El sector Anticlinal Sinclinal de Cúcuta presenta los valores máximos de contenido de gas dentro del área de estudio, lo que indica buenas perspectivas para desarrollar la tecnología de obtención de gas a partir del carbón. Los sectores Anticlinal-Sinclinal de Cúcuta y Mucurera, presentan aparentemente buenas perspectivas, aunque la información que se tiene no es la suficiente para corroborar esta apreciación, lo cual implicaría una exploración previa con el objetivo de alcanzar un mayor grado de certeza sobre el comportamiento de las formaciones carbonífera en estas áreas.

#### **- Recursos de Gas Metano en Norte de Santander**

El volumen total mínimo de gas asociado al carbón, para el área de Cúcuta y sus alrededores es de  $2.82 \times 10^{12}$  scf ó 2.82 TCF, mientras que el máximo es de  $5.6 \times 10^{12}$  scf ó 5.6 TCF, a condiciones estándares. Para el Cerro de Tasajero el mínimo de recursos es de  $3.18 \times 10^{11}$  y el máximo es de  $3.18 \times 10^{11}$ . (Tabla 4).

Tabla 4. Criterios y cálculos utilizados para el cálculo de gas *in situ* en los sinclinales de Zulia y Pamplona.

CRITERIOS	SINCLINAL ZULIA, SINCLINAL PAMPLONITA
Nombre del bloque	CBM- CAT-01
Área del Bloque (Km <sup>2</sup> )	2325
Área de la estructura (Km <sup>2</sup> )	1619
Formación Carbonífera	Carbonera Los Cuervos Catatumbo
Edad	Eoceno tardío-Oligoceno temprano Paleoceno medio-Eoceno temprano. Maastrichtiano tardío
Espesor Promedio Formación (m)	50080-450100-270
Rango de Ro	0.59 - 0.70 0.61 - 0.91 ND
Recursos de Carbón ( 10 <sup>9</sup> Ton)	6.97 - 13.9
Contenido de gas por Isoterma (ft <sup>3</sup> /ton)	147.2 - 388.5
Gas in place (TCF)	2.38-472
Profundidad de la Formación Carbonífera (m)	Superficie- 1700 Superficie – 1700Superficie-1700

Fuente: Estudio de ECOPETROL-UPTC (2000)

#### **- Aspectos Ambientales ANTEK-COLCIENCIAS-ANH (2015)**

Con respecto a estudios ambientales relacionados con CBM, se tiene el estudio realizado por la firma ANTEK, mediante convenio de Colciencias y Agencia Nacional de Hidrocarburos, titulado: **Caracterización hidrogeológica e hidrogeoquímica de las áreas con potencial para yacimientos no convencionales de hidrocarburos, tipo Coalbed Methane –CBM**. Este estudio hace una interpretación hidrogeológica, hidrogeoquímica y geoelectrica en seis zonas del país, Guajira, Cesar, Cordoba, Norte de Santander, Boyacá y Cundinamarca. En muestras tomadas en aguas subterráneas y superficiales en zonas aledañas a las explotaciones mineras, se tomaron 30 sondeos de electricos verticales en Catatumbo.

Hidrogeológicamente, se concluye que la unidad portadora de carbón, se comporta como un acuífardo, presenta capacidad especifica entre 0.08 a .09 l/s/m y

productividad baja. En Catatumbo se presentan bajas a medias resistividades con valores entre (entre 10  $\Omega$ m y 325  $\Omega$ m) por la presencia de iones mayores de  $\text{SO}_4^{2-}$  y  $\text{HCO}_3^-$ . Aguas dulces y mezcladas.

Los mantos de carbón intercalados dentro de las unidades de grano fino (composición arcillolítica y limolítica), se comportan como delgadas superficies por donde existe un mayor flujo de agua debido al fracturamiento y composición del carbón, por lo cual se comportan como acuíferos de media productividad.

Hidrogeoquímica, las facies sulfatadas corresponden a los flujos de carácter más regional y profundo que interactúan con piritas como en la zona del Catatumbo, generando efluentes ácidos de mina (Acid Mine Drainage)

### **-Análisis de la Zona Norte de Santander.**

El área de estudio fue dividida en cinco (5) sectores definidos y delimitados estructuralmente, de los cuales sobresalen los sectores Cerro Tasajero y Anticlinal-Sinclinal de Cúcuta, como áreas probables para adelantar en un futuro proyectos de GAC, por su cercanía a Cúcuta y porque los carbones presentan características favorables para el desarrollo de esta tecnología, tales como: rango, espesor, condiciones hidrogeológicas, información existente y fácil acceso a las zonas carbonífera de estos sectores.

Para las formaciones portadoras de carbón es necesario mencionar que el espesor de los mantos debe estar sobre los 7 pies ( $\approx$  2.0 m) y el espesor acumulado debe sumar varios metros. De los registros de pozo analizados, se encontraron espesores de carbón acumulado entre 5 y 25 m para la Formación Los Cuervos, entre 5-20m para la Formación Carbonera y un valor máximo de 5m para la Formación Catatumbo, los cuales difieren con los espesores acumulados conocidos en la industria minera. Esta diferencia tan marcada entre los espesores de los registros y los espesores conocidos en la minería, puede deberse a que en la captura de rípios no se tuvo en cuenta las intercalaciones presentes en estos mantos, ya que tales registros estaban encaminados a la búsqueda de las formaciones productoras de petróleo y no a la identificación de los diferentes horizontes carboníferos existentes.

En el área de Cúcuta y sus alrededores afloran tres formaciones con niveles carboníferos, La Formación Carbonera, Los Cuervos y Catatumbo. Después del análisis geológico de cada una de ellas, se encontró que *el volumen estimado de Recursos posibles de gas asociado al carbón en esta área está entre un mínimo de:  $2.82 \times 10^{12}$  scf ó 2.82 TCF y un máximo de:  $5.6 \times 10^{12}$  scf ó 5.6 TCF*, siendo las formaciones Carbonera y Los Cuervos las que mejores perspectivas ofrecen para el desarrollo de un futuro proyecto; así mismo se obtuvo un total de Recursos probables *mínimo de:  $3.44 \times 10^{10}$  scf ó 0.03 TCF y un máximo de  $6.3 \times 10^{10}$  scf ó 0.063 TCF*, estos últimos calculados a partir de los datos que se tienen de las reservas carbonífera en cada uno de los sectores evaluados.

La gran debilidad del informe mencionado en Norte de Santander, es la falta de mediciones directas de desorción, lo que hace poco confiable los valores de

contenidos de gas y de recursos. Esto porque se utilizaron tablas internacionales para determinar, contenido de gas a partir del rango y la profundidad, y dichas tablas han mostrado dar valores mayores a los realmente encontrados en Colombia. Sin embargo, la calidad de los carbones hace pensar que los contenidos de gas podrían ser altos.

### **2.1.9. Zona de Santander**

Esta Zona Carbonífera de Santander comprende los carbones que se presentan sobre dos grandes superficies localizadas una, en el borde occidental de la Cordillera Oriental, y la otra sobre el Macizo de Santander.

Las unidades carboníferas que afloran en las dos localidades están compuestas por la Formación Umir, al occidente, y las formaciones Colón -Mito Juan, Catatumbo, Los Cuervos y Carbonera, al oriente; estas unidades, en cada una de las dos regiones, se mantienen inalteradas sobre grandes distancias. Por esta situación litoestratigráfica, los diversos rasgos geomórficos y las diferentes estructuras allí reconocibles, la Zona Carbonífera Santander ha sido dividida en ocho (8) áreas carboníferas. Las cuatro primeras se extienden en la precordillera y colinas que están hacia el Valle del Magdalena y las otras cuatro, sobre el Macizo de Santander (

Figura 16): Área Carbonífera 901 Vanegas - San Vicente de Chucurí - Río Cascajales

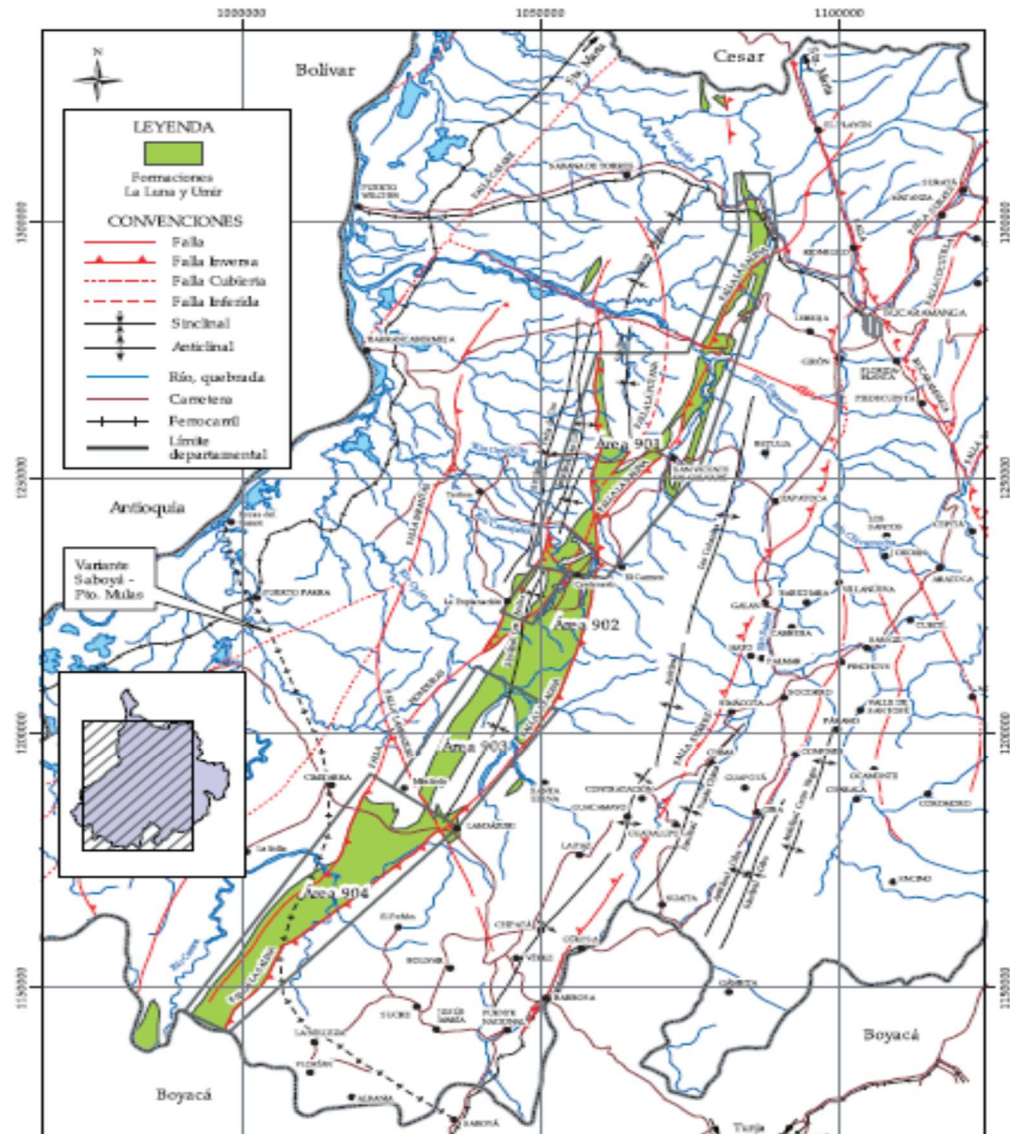
- Área Carbonífera 902 San Luis
- Área Carbonífera 903 Río Opón - Landázuri
- Área Carbonífera 904 Cimitarra Sur
- Área Carbonífera 905 San Miguel - Capitanejo
- Área Carbonífera 906 Miranda
- Área Carbonífera 907 Molagavita
- Área Carbonífera 908 Páramo del Almorzadero

El Área Carbonífera de San Luis, es la más importante, por ser la mejor conocida, con estudio de prefactibilidad minera y con un potencial de 288.200.572 ton de recursos y reservas, con carbones térmicos en el Miembro Superior de la Formación Umir y carbones coquizables, en el Miembro Medio de la misma formación.

**- Aspectos Técnicos Memorias Simposio SGC (2016)**

El Servicio Geológico Colombiano, desde el año 2011, ha adelantado estudios encaminados a retomar el conocimiento del carbón como roca fuente y reservorio de gas metano, teniendo en cuenta el importante potencial carbonífero con que cuenta el país y la necesidad de identificar nuevas fuentes alternas para proveer energía.

Figura 16. Mapa geológico de la Zona Carbonífera Santander.



Fuente: INGEOMINAS.2004

En el departamento de Santander, se ha evaluado el potencial del recurso en las áreas GMAC, en El Carmen de Chucurí (Santander, año 2015) y actualmente se adelantan estudios en el área Landázuri–Vélez (Santander). Los principales rasgos estructurales identificados en estas áreas son: el Sinclinal de Andes y Sinclinal de Armas. En el área de estudio se identificaron sectores CBM, de interés donde en total se han adelantado 2 pozos El Carmen de Chucurí 1 y El Carmen de Chucurí 2, las profundidades variaron entre 300 m y 600 m. En cada pozo se corrieron registros de resistividad eléctrica, temperatura, gamma ray, densidad y, en el año 2015, en los pozos de Santander, se corrieron pruebas de permeabilidad (*Lugeon*

*Test*), con lo cual se complementó la caracterización de los carbones identificados. Este estudio aún no ha sido publicado, por lo tanto no se conocen los resultados.

### **-Aspectos Ambientales**

No se conocen estudios específicos que relacionen los efectos ambientales en la explotación del CBM en Santander.

#### **2.1.10. Aspectos de Seguridad Minera por presencia de Metano.**

La Agencia Nacional de Minería a través de su Vicepresidencia de Seguimiento, Control y Seguridad Minera es la entidad encargada de promover y coordinar toda la actividad del país en temas de seguridad minera.

La información que dispone la Agencia Nacional de Minería en la página web respecto a la accidentalidad ocasionada por presencia de metano al interior de las labores mineras subterráneas no se encuentra explícitamente identificada, su estadística está mezclada dentro de la clasificación de tipos de accidentes mineros denominada “Accidente minero por explosión”, la cual se define como “ *Evento o suceso repentino que ocurre por el uso de explosivos, polvo de carbón y/o por la concentración de gases explosivos*”. En esta clasificación, las causas de emergencias ocurridas por explosión durante los años 2005 a 2016 (datos hasta el 19 de mayo de 2016) ocupan el 14% del total de emergencias ocurridas, con 123 emergencias mineras atendidas. (Tabla 5, Tabla 6, Tabla 7, Tabla 8, Tabla 9 y Tabla 10).

Dentro de las causas de fatalidades en emergencias mineras ocurridas en el mismo periodo, las explosiones constituyeron el 29% del total de las causas, con 306 fatalidades.

La información interna de la Agencia Nacional de Minería presenta datos de accidentes ocurridos por explosión de metano desde el año 2010. La información se resume a continuación

Tabla 5. Reporte de accidentes año 2010

FECHA	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	VEREDA	MINA	FALLECIDOS
12-02	Cundinamarca	Cucunubá	Ramada	Milagros 3	1
13-02	Boyacá	Sogamoso	San Juan de Nepomuceno	Carbonera 2 Bm1	0
15-02	Boyacá	San Mateo	Vial	San Francisco	3
2-03	Norte de Santander	Sardinata	Encerrados	La Mirla	1
31-05	Boyacá	Socha	Socha Viejo	Bellavista	1

Tabla 5. Continuación.

FECHA	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	VEREDA	MINA	FALLECIDOS
2-06	Boyacá	Sativanorte	Por Determinar	La Golosina	0
16-06	Antioquia	Amagá	Pasonivel	San Fernando	73
29-06	Antioquia	Titiribí	El Bosque	La Margarita	1
26-07	Cundinamarca	Sutatausa	Peñas de Boquerón	El Cuaron	1
5-10	Norte De Santander	Sardinata	San Roque	San Roque 2	6
2-11-10	Cundinamarca	Guachetá	Santuario	Cisquera	1
23-11	Cundinamarca	Guachetá	La Mana	El Roble	7
<b>Total Año 2010</b>					<b>95</b>

Tabla 6. Reporte de accidentes año 2011

FECHA	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	VEREDA	MINA	FALLECIDOS
26-01-11	Norte de Santander	Sardinata	San Roque	La Preciosa	21
1-02-11	Cundinamarca	Sutatausa	Peñas De Boquerón	La Escondida	5
8-03-11	Boyacá	San Mateo	Guayabal	Carbones De Guayabal	2
23-03-11	Boyacá	Samacá	Ruchical Alto	Las Américas	0
7-10-11	Norte De Santander	Zulia	20 De Julio	Las Alverjas	2
<b>Total Año 2011</b>					<b>30</b>

Tabla 7. Reporte de accidentes año 2012

FECHA	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	VEREDA	MINA	FALLECIDOS
9-04-12	Norte de Santander	Salazar de Las Palmas	Cajamarca	Panameña	1
17-06-12	Cundinamarca	Sutatausa	Peñas de Cajón	La Ciscuda 2	3
21-11-12	Boyacá	Gámeza	La Capilla	El Volador	2
5-12-12	Boyacá	Samacá	Cuchinillos	Cuchinillos	2
<b>Total año 2012</b>					<b>8</b>

Tabla 8. Reporte de accidentes año 2013

FECHA	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	VEREDA	MINA	FALLECIDOS
8-01-13	Boyacá	Socotá	Coscativá	La Esperanza	0
<b>TOTAL</b>					<b>0</b>

Tabla 9. Reporte de accidentes año 2014

FECHA	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	VEREDA	MINA	FALLECIDOS
15-05-14	Boyacá	Tasco	El Volcán	Ford	2
19-07-14	Norte De Santander	Sardinata	La Vieja	Hueso Duro	4
25-11-14	Antioquia	Venecia	Rincón Santo	La Palomera	0
<b>Total año 2014</b>					<b>6</b>

Tabla 10. Reporte de accidentes año 2015

FECHA	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	VEREDA	MINA	FALLECIDOS
1-07-15	Boyacá	Samacá	La Chorrera	Laureles	5
3-09-15	Boyacá	Corrales	Reyes Patria	El Moralito	0
23-09-15	Valle Del Cauca	Jamundí	La Ferreira	Mina Oswaldo Trochez	0
<b>Total año 2015</b>					<b>5</b>

## **AÑO 2016**

En lo que va corrido del año 2016 (registros hasta el 5 de abril) no se han presentado emergencias mineras por explosión de metano.

Las estadísticas de accidentalidad en labores mineras subterráneas ocasionada por deflagración o explosión de metano, desde el año 2010 hasta la fecha muestran un acumulado de 114 fatalidades.

Las causas de los accidentes por deflagración y explosión de metano están relacionadas principalmente con deficientes condiciones de ventilación al interior de las labores mineras, con el empleo de equipos y herramientas no protegidos, con la falta de capacitación a los trabajadores y de previsión por parte de los empleadores, entre otras.

El poco conocimiento que se tiene acerca de la presencia de metano en los mantos de carbón por parte del titular minero, constituye una desventaja técnica importante para tomar las medidas de seguridad adecuadas que sean incluidas dentro del planeamiento minero.

El decreto 1886 de 2015 abre la posibilidad para que el titular minero realice el beneficio del gas metano presente en el yacimiento ubicado en el área contratada. Es una excelente oportunidad que deberá ser precedida de un estudio que determine la potencialidad real del metano para determinar la viabilidad de su extracción en proyectos que sean seguros, ambientalmente viables y sobre todo que tengan rendimiento económico, en una palabra que sean sustentables.

El drenaje de metano es una excelente opción para mejorar la seguridad de las labores mineras en mantos y minas grisutuosas, ya sea con técnicas de pre drenaje o pos drenaje. Sin embargo, en el país no existen antecedentes de minas subterráneas en las cuales se recupere metano ya sea para uso en procesos industriales o para quemado final.

Un reto importante para lograr la recuperación de metano y mejorar con esto las condiciones de seguridad de las minas, lo constituye el establecimiento de una línea base que determine la presencia real y la potencialidad de la reserva de gas en las zonas carbonífera actualmente en operación. De manera similar a un estudio exploratorio en el que se busca determinar y cuantificar la reserva de carbón, se debe buscar establecer la potencialidad de metano para cada proyecto minero y sus posibilidades de aprovechamiento.

A medida que aumenta la producción de carbón en la minería subterránea colombiana, se van agotando las reservas cercanas a superficie, se va incrementando la profundidad de las labores mineras y con ello se incrementa la exigencia de circuitos de ventilación cada vez más complejos y costosos. Llegará el momento en que los caudales suministrados de aire no sean suficientes para diluir la presencia de metano a condiciones de seguridad aceptables y sea indispensable la implementación de tecnología para recuperar metano como complemento al suministro de aire de ventilación.

### 2.1.11. Normatividad y Reglamentación en Colombia

En Colombia el marco legal sobre el gas metano asociado a capas de carbón está basado en el documento CONPES 3517 del 2008 (Tabla 11) sobre “Lineamientos de política para la asignación de los derechos de exploración y explotación de gas metano en depósitos de carbón”, de aquí en adelante las resoluciones y decretos son la consecuencia de estrategias planteadas en este documento.

La Tabla 11 compila los principales Documentos, Acuerdos, Resoluciones, Decretos y Leyes que intervienen en la regulación de la exploración y producción del gas asociado al Carbón.

Tabla 11. Compilación de los documentos legales que involucran al gas asociado a mantos de carbón.

ENTIDAD	AÑO	DOCUMENTO	RESUELVE	MODIFICADO POR
DNP	2008	CONPES 3517 de 2008	Lineamientos de política para la asignación de los derechos de exploración y explotación de gas metano en depósitos de carbón	
Ministerio de Minas y Energía (MINMINAS)	2012	Resolución 18 0742 de 2012	Por la cual se establecen los procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.	Modificado por la Resolución 90341 de 2014
Ministerio de Minas y Energía (MINMINAS))	2013	Decreto 3004 del 2013	Por el cual se establecen los criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. ESTABLECE los criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.	Compilado por el decreto único reglamentario 1073 de 2015 del ministerio de minas y energía
Ministerio de Minas y Energía (MINMINAS)	2014	Resolución 09 341 de 2014	Por la cual se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.	
Ministerio de Minas y Energía (MINMINAS)	2015	Decreto único reglamentario 1073 de 2015	“Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía”. COMPILA Y RACIONALIZA las normas de carácter reglamentario que rigen en el sector administrativo de minas y energía.	Vigente. Compila Decreto 3004 del 2013 entre otros

### **- Consideraciones sobre Propiedad del Gas Asociado a mantos de Carbón**

El CONPES 3517 del 2008 (Tabla 11) plantea que el gas metano asociado a capas de carbón se encuentra adsorbido en el carbón, razón por la cual, se puede presentar una coexistencia de explotaciones de carbón y de gas metano asociado a capas de carbón. Esta coexistencia ha provocado controversias sobre qué entidad tiene competencia para otorgar títulos en gas metano asociado al carbón. Igualmente se discuten cuáles son los criterios técnicos que sirven de base para la discusión jurídica, estos son:

1. Identificar si el Gas metano asociado a capas de carbón y el carbón deben tratarse como productos asociados o como recursos diferentes e independientes;
2. Determinar si es posible adoptar soluciones para asegurar la coexistencia de la explotación del carbón y del Gas metano asociado a capas de carbón.

Los argumentos más utilizados para definir la propiedad de gas metano basadas puntos de vista, señalados arriba, han sido discutidas en debates judiciales adelantados en Estados Unidos y Canadá (CONPES 3517 del 2008), han concluido que:

- ✓ Se ha argumentado que no se ha llegado a entender plenamente, cuales son los mecanismos de almacenamiento del gas en el carbón y por tanto no se puede considerar como evidencia concluyente.
- ✓ Se argumenta que la adsorción es el mecanismo de almacenamiento dominante;
- ✓ Se argumenta que el gas metano asociado a capas de carbón tiene no siempre está relacionada a la cantidad y calidad del carbón;
- ✓ En la mayoría de los debates judiciales se ha concluido que el gas metano asociado a capas de carbón y el carbón son dos recursos diferentes e independientes

### **-Consideraciones Sobre el Código Minero**

El CONPES 3517 del 2008 plantea que el código minero excluye de su alcance, la exploración y explotación de hidrocarburos. Para definir si el código minero permite o no, otorgar concesiones sobre el gas asociado al carbón debemos tener en cuenta las siguientes definiciones.

**Minerales que comprende la concesión** (Artículo 61).El concesionario tiene derecho a explotar además de los minerales expresamente comprendidos en el contrato, los que se hallen en liga íntima o asociados con estos o se obtengan como subproductos de la explotación. Para los efectos del presente artículo, se considera que se hallan en liga íntima los minerales que hacen parte del material extraído y que su separación sólo se obtiene mediante posteriores procesos físicos o químicos de beneficio. Se considera que un mineral es un subproducto de la explotación del concesionario, cuando es necesariamente extraído con el que es objeto del contrato

y que por su calidad o cantidad no sería económicamente explotable en forma separada. Entiéndase por minerales asociados aquellos que hacen parte integral del cuerpo mineralizado objeto del contrato de concesión.

**Definición de Mina y Mineral** (Artículo 10). Para los efectos de este Código se entenderá por mina, el yacimiento, formación o criadero de minerales o de materias fósiles, útiles y aprovechables económicamente, ya se encuentre en el suelo o el subsuelo. También para los mismos efectos, se entenderá por mineral la sustancia cristalina, por lo general inorgánica, con características físicas y químicas propias debido a un agrupamiento atómico específico

**Ley 685 de 2001:**“Por la cual se expide el Código de Minas y se dictan otras disposiciones. Establece derechos en minerales y excluye el gas y los hidrocarburos.

*Artículo 2. Ámbito material del Código. El presente Código regula las relaciones jurídicas del Estado con los particulares y las de estos entre sí, por causa de los trabajos y obras de la industria minera en sus fases de prospección, exploración, construcción y montaje, explotación, beneficio, transformación, transporte y promoción de los minerales que se encuentren en el suelo o el subsuelo, ya sean de propiedad nacional o de propiedad privada. Se excluyen la exploración y explotación de hidrocarburos líquidos y gaseosos que se regirán por las disposiciones especiales sobre la materia.*

El código minero (en los artículos 58 y 15) introduce los términos **excluyentes** y **exclusivos** con respecto al otorgar licencias y permisos de explotación con el fin de impedir que terceros pretendan explotar en el área concedida los mismos minerales objeto del contrato de concesión (CONPES 3517). Por consiguiente, el derecho o facultad del concesionario no resultará vulnerado en el evento en que el Estado, en su condición de propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables, otorgue a otras personas en el área vinculada a la concesión minera derechos de exploración y explotación de cualesquiera otros recursos diferentes del mineral o minerales contratados, como por ejemplo de hidrocarburos líquidos o gaseosos.

La Tabla 12compila las diferentes leyes, resoluciones y acuerdos que regulan el otorgamiento de licencias de exploración y producción de minerales e hidrocarburos y que por lo tanto rigen las coexistencias de exploración y producción, así como las servidumbres que se puedan producir.

Tabla 12. Compilación de los documentos legales desde el sector de hidrocarburos y mineros que determinan la propiedad del gas asociado a capas de carbón.

ENTIDAD	AÑO	DOCUMENTO	RESUELVE	MODIFICADO POR
CONGRESO DE COLOMBIA	2001	LEY 685 DE 2001	“Por la cual se expide el Código de Minas y se dictan otras disposiciones”. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Se expide el código de minas, con el objetivo de fomentar la explotación técnica y la explotación racional de los recursos mineros de propiedad estatal y privada.	modificado por la Ley 1382 de 2010

Tabla 12. Continuación.

ENTIDAD	AÑO	DOCUMENTO	RESUELVE	MODIFICADO POR
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS ANH	2004	Acuerdo 008 De 2004	Reglamento para contratación de áreas de Exploración y Explotación de Hidrocarburos AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Fija los criterios y el procedimiento de asignación de áreas para exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad del estado y de selección de contratistas.	Modificado por: Acuerdo 03 de 2005, Acuerdo 15 de 2005, Acuerdo 28 de 2005, Acuerdo 31 de 2005, Acuerdo 38 de 2005, Acuerdo 01 de 2006, Acuerdo 03 de 2006, Acuerdo 12 de 2006, Acuerdo 27 de 2006, Acuerdo 28 de 2006 y Acuerdo 35 de 2006
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS ANH	2006	Acuerdo 42 de 2006	“Por el cual se autoriza no tramitar las propuestas para la suscripción de contratos de exploración y producción y de evaluación técnica para gas metano asociado al carbón”. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Autoriza no tramitar las propuestas para la suscripción de contratos de exploración y producción y de evaluación técnica para gas metano asociado al carbón.	Modifica al acuerdo Número 008 del 3 de mayo de 2004
EL CONGRESO DE COLOMBIA	2009	Ley 1274 de 2009	“Por la cual se establece el procedimiento de avalúo para las servidumbres petroleras”	
EL CONGRESO DE COLOMBIA	2010	Ley 1382 de 2010	Por la cual se modifica la Ley 685 de 2001 Código de Minas	Modifica la ley 685 del 2001. Ley INEXEQUIBLE, Sentencia C-366-11; Efectos diferidos por el término de dos (2) años)> Modificada por la Ley 1450 de 2011, "Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo, 2010-2014
Ministerio de Minas y Energía	2010	Resolución 18-1406 del 2010	Por la cual se adopta el Protocolo Técnico para Visita de Fiscalización, Seguimiento y Control de Títulos para Explotaciones Subterráneas.	
Ministerio de Minas y Energía	2011	Resolución 18 0742 de 2011	“Por la cual se establecen los procedimientos para la exploración y explotación en yacimientos no convencionales”	

Tabla 12. Continuación.

ENTIDAD	AÑO	DOCUMENTO	RESUELVE	MODIFICADO POR
Ministerio de Minas y Energía	2013	Decreto 3004 de 2013	“Por el cual se establecen los criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales”.	
Ministerio de Minas y Energía (MINMINAS)	2015	Decreto único reglamentario 1073 de 2015	“Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía”. COMPILA Y RACIONALIZA las normas de carácter reglamentario que rigen en el sector administrativo de minas y energía.	Vigente. Compila Decreto 3004 del 2013 entre otros

**Ley 1274 De 2009:**

“Por la cual se establece el procedimiento de avalúo para las servidumbres petroleras” (Tabla12). Procedimiento en el caso de concurrencia de servidumbre en que titulares de carbón y gas metano.

*“ARTÍCULO 8o. CONCURRENCIA DE SERVIDUMBRES. Las servidumbres de ocupación de terrenos también se podrán establecer sobre predios ocupados por otros titulares de derechos para el aprovechamiento de recursos naturales no renovables, siempre que con su ejercicio no se interfieran los derechos de estos.*

*En el evento en que los industriales involucrados no llegaren a ningún acuerdo para llevar a cabo las actividades concurrentes, el Ministerio de Minas y Energía fijará los parámetros técnicos que permitan la ejecución de unas y otras, teniendo en cuenta los programas técnicos aprobados, los cuales serán de obligatorio cumplimiento para las partes, sin perjuicio de la indemnización a que haya lugar.”*

**Resolución 18 0742 De 2011:**

“Por la cual se establecen los procedimientos para la exploración y explotación en yacimientos no convencionales” (Tabla 12). Establece los procedimientos de actuación al presentarse superposición de áreas. Esta resolución es modificada por la Resolución 90341 de 2014.

*ART. 18. —Acuerdos operacionales. Cualquier trabajo en un área donde se tienen operaciones para la exploración y explotación de yacimientos convencionales de hidrocarburos o donde existen títulos mineros, y por lo tanto existe superposición parcial o total con otra actividad de hidrocarburos o con una actividad minera, el contratista interesado en la exploración y explotación de yacimientos no convencionales deberá propiciar un acuerdo con el titular para lo cual se surtirá el siguiente trámite.*

*1. Presentar a la persona natural o jurídica adjudicataria del título y/o contrato existente, un aviso formal y por escrito de la necesidad de ocupar terrenos para las actividades de exploración y explotación de los recursos.*

*2. Facilitar un acuerdo con la persona natural o jurídica adjudicataria del título y/o contrato existente con el objeto de establecer un cronograma de reuniones*

para presentar el plan de trabajo de la etapa de exploración de los yacimientos no convencionales.

3. Iniciar la etapa de negociación directa entre las partes con el propósito de pactar las condiciones para la coexistencia entre las distintas operaciones. Esta etapa no podrá superar los ciento ochenta (180) días calendario, contados a partir del primer acercamiento

4 En caso de no llegar a un acuerdo sobre las condiciones para la coexistencia de las operaciones se deberá levantar un acta, debidamente firmada por las partes, en la que conste las causas de la negociación fallida y los planes de actividades que cada una de las partes presentó para la negociación, planes que deberán remitirse junto con el acta al Ministerio de Minas y Energía. Si la persona natural o jurídica adjudicataria del título y/o contrato existente se abstiene de firmar el acta referida dentro del plazo para la negociación directa, el contratista informará por escrito de tal situación al Ministerio de Minas y Energía, o quien este delegue, dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes.

ART. 19. —Intervención del ministerio. Si las personas naturales o jurídicas adjudicatarias del título y/o contrato existente no llagasen a un acuerdo sobre las condiciones para la coexistencia de las operaciones, el Ministerio de Minas y Energía, o quien este delegue escogerá un experto con experiencia relevante, entre dos hojas de vida propuestas por las partes en desacuerdo. El Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces tendrá un plazo no mayor a sesenta (60) días, para evaluar y escoger al experto, quien será contratado por los titulares del contrato y/o título minero, y su remuneración será pagada en partes iguales por las dos partes, en caso excepcional esta será asumida por la compañía contratante para exploración y explotación de yacimientos no convencionales.

El experto deberá entregar dentro de un plazo máximo de seis (6) meses, una memoria técnica con los estudios, argumentos y conceptos emitidos, con la mejor opción para la optimización de los recursos naturales a explotar, la cual será revisada por el personal técnico del Ministerio de Minas y Energía, o quien este delegue posteriormente, el ministerio en conjunto con las autoridades mineras e hidrocarburíferas señalarán, mediante acto administrativo, los trabajos que deberá realizar cada una de las partes.

### **Decreto 3004 de 2013:**

“Por el cual se establecen los criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales” (Tabla 12)

ART. 4º—(Modificado). \* El Ministerio de Minas y Energía, dentro del término de doce (12) meses contados a partir de la fecha de expedición del presente decreto, revisará y ajustará las normas que establecen el procedimiento, términos y condiciones que deberán observar los titulares mineros y los contratistas de hidrocarburos para llevar a cabo acuerdos operacionales ante la existencia de superposición parcial o total en las actividades de exploración y explotación de recursos naturales no renovables de manera concurrente, así como la intervención de la citada entidad en estos eventos.

En consecuencia, hasta tanto se expida la normatividad pertinente continuarán siendo aplicables las disposiciones que regulan los mencionados procedimientos.

### **Resolución 09 341 de 2014:**

“Por la cual se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales (Tabla 12). En esta resolución establece las reglas para procesos de estimulación hidráulica de los yacimientos.

*Artículo 12. Requerimientos para operaciones de estimulación hidráulica.....*

*4. En ningún caso, la distancia entre una estimulación hidráulica y un acuífero aprovechable para consumo humano, podrá ser menor a cinco (5) veces el radio de estimulación hidráulica calculado con base en el modelo geomecánico que tenga en cuenta los esfuerzos horizontales y verticales del área a ser estimulada.*

*a. Para el caso específico de exploración y explotación de gas metano asociado a mantos de carbón, esta distancia no podrá ser inferior a dos (2) veces el valor del radio de estimulación hidráulica calculado. En ningún caso esta distancia podrá ser inferior a diez (10) veces el espesor vertical del intervalo estimulado.*

### **- Decreto único reglamentario 1073 de 2015:**

“Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía” (Tabla 11 y Tabla 12), al momento de desarrollar un proyecto de gas asociado al carbón, este se considera como un yacimiento no convencional por lo que debe cumplir con los requerimientos y procedimientos técnicos establecidos en el Decreto 1073 del 2015 (Tabla 12) el cual compila decretos y resoluciones anteriores.

*ART. 2.2.1.1.1.1. —Definición de yacimientos no convencionales. Para los efectos de la presente sección se entenderá por yacimiento no convencional la formación rocosa con baja permeabilidad primaria a la que se le debe realizar estimulación para mejorar las condiciones de movilidad y recobro de hidrocarburos.*

*PAR.—Los yacimientos no convencionales incluyen gas y petróleo en arenas y carbonatos apretados, gas metano asociado a mantos de carbón (CBM), gas y petróleo de lutitas (shale), hidratos de metano y arenas bituminosas.*

*ART. 2.2.1.1.1.2. —Competencia del ministerio para reglamentar las actividades de exploración y explotación de yacimientos no convencionales. Dentro del término de seis (6) meses contados a partir del 26 de diciembre de 2013, el Ministerio de Minas y Energía, de acuerdo con sus competencias, expedirá las normas técnicas y procedimientos en materia de integridad de pozos, estimulación hidráulica, inyección de agua de producción, fluidos de retorno y sobre otras materias técnicas asociadas a la exploración y explotación de los yacimientos no convencionales, para adelantar actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en los citados yacimientos, a excepción de las arenas bituminosas e hidratos de metano.*

*PAR. —Las normas que expida el Ministerio de Minas y Energía deberán ser observadas sin perjuicio del cumplimiento de las obligaciones de carácter ambiental establecidas por las autoridades competentes.*

-Políticas de Incentivos a la Exploración y Producción de Gas Asociado al Carbón.

En la normatividad colombiana se establece un incentivo para la producción de gas asociado a carbón mediante las regalías a pagar en la Ley 1530 del 2012 y de manera indirecta la posibilidad de aplicar a incentivos al utilizar desarrollos de generación de energía mediante procedimientos bajos en carbono.

La Tabla 13 sintetiza los decretos, resoluciones y leyes que tratan temas de incentivos a la exploración y producción de gas asociado a capas de carbón.

Tabla 13. Compilación de los documentos legales que involucran los incentivos al gas asociado a capas de carbón.

ENTIDAD	AÑO	DOCUMENTO	RESUELVE	MODIFICADO POR
Ministerio De Hacienda Y Crédito Público (MINHACIENDA)	2011	Decreto 4923 de 2011	Por el cual se garantiza la operación del Sistema General de Regalías. MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO. Leyes 141 de 1994 y 756 de 2002. Garantiza la operación del sistema general de regalías.	Decreto transitorio agotado con la publicación de la Ley 1530 de 2012
EL CONGRESO DE COLOMBIA - Ministerio de Hacienda	2012	LEY 1530 DE 2012	“Por la cual se regula la organización y el funcionamiento del Sistema General de Regalías.”	
Comisión De Regulación De Energía Y Gas	2013	RESOLUCIÓN 137 DE 2013	Por la cual se establecen las Fórmulas Tarifarias Generales para la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible por redes de tubería a usuarios regulados. Se establecen las fórmulas de costo de compra y transporte de Gas Metano en Depósitos de Carbón (Gas metano asociado a capas de carbón)	Modificada por Resolución 8 de 30 de enero de 2014
Comisión De Regulación De Energía Y Gas	2014	Resolución 8 de 30 de enero de 2014	“Por la cual corrige un error de la Resolución CREG 137 de 2013 que fue modificada por la Resolución 183 de 2013”.	
El Congreso De Colombia	2014	Ley 1715 de 2014	Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional	

### **Ley 1530 de 2012:**

“Por la cual se regula la organización y el funcionamiento del Sistema General de Regalías.” (Tabla 13)

*ART. 14. —Liquidación. Se entiende por liquidación el resultado de la aplicación de las variables técnicas asociadas con la producción y comercialización de hidrocarburos y minerales en un período determinado, tales como volúmenes de producción, precios base de liquidación, tasa representativa del mercado y porcentajes de participación de regalía por recurso natural no renovable, en las condiciones establecidas en la ley y en los contratos. El Ministerio de Minas y Energía, la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la Agencia Nacional de Minería, serán las máximas autoridades para determinar y ejecutar los procedimientos y plazos de liquidación según el recurso natural no renovable de que se trate. Las regalías*

*se causan al momento en que se extrae el recurso natural no renovable, es decir, en boca de pozo, en boca de mina y en borde de mina.*

*PAR. 1º—Con el fin de incentivar la exploración y explotación de hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales (gas metano asociado al carbón; gas de esquistos o shale gas; aceite o petróleo de lutitas o más conocido como oilshales o shalesoils; arenas bituminosas o tarsands; hidratos de metano y arenas apretadas o tight sands) se aplicará una regalía del sesenta por ciento (60%) del porcentaje de participación de regalías equivalentes a la explotación de crudo convencional.*

### **Ley 1715 de 2014**

Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional (Tabla 13).

*ART. 6º—Competencias administrativas. Corresponde al gobierno Nacional, el ejercicio de las siguientes competencias administrativas con sujeción a lo dispuesto en la presente ley, del siguiente modo:.....*

*1. Ministerio de Minas y Energía.*

*e) Propender por un desarrollo bajo en carbono del sector de energético a partir del fomento y desarrollo de las fuentes no convencionales de energía y la eficiencia energética.*

*5. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.*

*e) Apoyar al Ministerio de Minas y Energía para velar por un desarrollo bajo en carbono del sector energético, a partir del fomento y desarrollo de las fuentes no convencionales de energía y la eficiencia energética;*

*ART. 25. —Cooperación Internacional en Materia de FNCER.*

*4. Asimismo, el gobierno fomentará la cooperación internacional en el ámbito de FNCER, en especial en lo relativo a la participación de los sectores público y privado en diferentes mecanismos tanto del mercado regulado como del mercado voluntario del carbono, así como en la formulación e implementación de acciones de mitigación*

### **- Lineamientos sobre quién debe asignar las áreas de exploración y producción**

El CONPES 3517 del 2008 considera que no se hace necesaria la adopción de nuevas normas de carácter legal, toda vez que ni la legislación minera ni la normatividad en materia de hidrocarburos presentan vacíos o inconsistencias que deban ser subsanados. Sin perjuicio de lo anterior, dada la especificidad que presenta la extracción del Gas metano asociado a capas de carbón, y en especial la posible coexistencia con títulos mineros, es conveniente la expedición de las normas técnicas correspondientes, de los reglamentos de contratación y de los modelos de contratos a que haya lugar. La regulación que expidan los organismos administrativos competentes no constituirá desarrollo de las previsiones del Código de Minas, estatuto éste del que se encuentran excluidos los hidrocarburos, sino de la normatividad prevista para los recursos hidrocarbúricos. A pesar de esto el

decreto 1886 en su artículo 59, permite a las compañías de carbón la recuperación gas metano con propósitos de autogeneración.

### 2.1.12. Normas Ambientales para Gas Asociado A Carbón.

El marco normativo ambiental en Colombia se centra en los estudios de impacto ambiental, regulados por la Resolución 0421 del 2014 y sus anteriores resoluciones. Sin embargo los entes nacionales y regionales encargados de otorgar licencias ambientales a los proyectos de gas asociado al carbón tienen un precedente en la resolución 2152 de 2005, con la cual se le otorgó licencia ambiental al proyecto de la Loma, esta y todas sus modificaciones pueden dar idea de cuál es el esquema legal de un proyecto como estos (Tabla 14)

Dentro del tema ambiental los entes de control han adquirido un papel importante mediante los mecanismos de informes de actuación para propender por un principio de precaución por posibles riesgos en desarrollo de exploración y producción de Hidrocarburos No Convencionales fue emitido por Contraloría Delegada para el Medio Ambiente en el 2014.

Tabla 14. Compilación de los documentos legales que involucran normas ambientales de proyectos de gas asociado a capas de carbón

ENTIDAD	AÑO	DOCUMENTO	RESUELVE	MODIFICADO POR
Ministerio De Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial	2005	Resolución 2152 de 2005	“Por la cual se otorga una licencia ambiental” proyecto “Exploración de Hidrocarburos Convencionales (gas y petróleo) y gas metano asociado a carbón denominado LA LOMA”,	medicada por Resolución 1483 de 2007, 1196 de 2008, 2294 del 2009, 2769 del 2010
Ministerio De Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial	2007	Resolución 1483 de 2007	“Por medio de la cual se modifica la Resolución No.2152 del 23 de Diciembre de 2005”	Modifica Resolución 2152 de 2005
Ministerio De Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial	2007	Resolución 2083 de 2007	modificó las Resoluciones No.2152 del 23 de diciembre de 2006 y la No.1483 del 22 de agosto de 2007, en el sentido de incluir coordenadas para los pozos autorizados por zonificación, establecer longitudes máximas de las nuevas vías de acceso a los pozos, autorizar la ocupación de cauces, otorgar el permiso de aprovechamiento forestal y adicionar la obligación de presentar nueva información en los Planes de Manejo Ambiental Específicos	modificada por la resolución 2294 del 2009
Ministerio De Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial	2008	resolución 0212 del 2008	“por la cual se resuelve un recurso de reposición”	

Tabla 14. Continuación.

ENTIDAD	AÑO	DOCUMENTO	RESUELVE	MODIFICADO POR
Ministerio De Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial	2008	Resolución 1196 de 2008	"por la cual se modifica la resolución no.2152 del 23 de diciembre de 2005"	Resolución 2152 de 2005
Ministerio De Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial	2009	Resolución 0771 del 2009	"por la cual se otorga una licencia ambiental global para el proyecto "producción de gas metano asociado a carbón en el área de desarrollo iguana" y se toman otras determinaciones"	
Ministerio De Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial	2009	resolución 2294 del 2009	"por la cual se modifica la resolución no. 2152 de 23 de diciembre de 2005, modificada por las resoluciones no. 1483 de 23 de agosto de 2007, no. 2083 de 30 de noviembre de 2007 y no. 1196 de 04 de julio de 2008 y se toman otras determinaciones"	resoluciones 2152 del 2005 - 1483 de 2007 - 2083 del 2007 y 1196 del 2008
Corpoguajira	2010	Resolución 00938 del 2010	Por la cual se otorgan permisos de concesión de aguas, vertimiento de aguas residuales, emisiones atmosféricas, aprovechamiento forestal y manejo de residuos sólidos a la empresa DRUMMOND LTD, en jurisdicción de los municipios de barrancas, Fonseca, San Juan, del Cesar, Albania y Maicao, Departamento de la Guajira.	
Ministerio De Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial	2010	Resolución 2769 del 2010	"Por la cual se modifica la Resolución 2152 del 23 de diciembre de 2005"	modifica resolución 2152 del 005
CORPOGUAJIRA	2011	Resolución 01080 de 2011	"por la cual se otorga permiso de ocupación de cauce en el arroyo la Yaya, cuenca del Rio Ranchería, a la empresa DRUMMOND LTD. Colombia en la vía de acceso al pozo Carretalito 9 del proyecto de exploración de gas metano asociado al carbón del bloque Patillal noreste, ubicado al sureste del municipio de Fonseca – la Guajira, para la modificación de la Licencia del Bloque Rio Ranchería, y se dictan otras disposiciones"	
Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible	2014	Resolución 0421 del 2014	"Por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos y se toman otras determinaciones"	
CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA Contraloría Delegada Para El Medio Ambiente	2014	INFORME DE ACTUACIÓN ESPECIAL - AT No. 31	Principio de Precaución y Desarrollo Sostenible, posibles riesgos Hidrocarburos No Convencionales. CGR-	

Tabla 14. Continuación.

ENTIDAD	AÑO	DOCUMENTO	RESUELVE	MODIFICADO POR
Autoridad Nacional de Licencias Ambientales-ANLA-	2015	Resolución 0123 del 2015	"por la cual se modifica una resolución y se toman otras determinaciones" Bloque Exploratorio Patilla Noreste	Resolución 1517 del 11 de diciembre de 1995
Autoridad Nacional de Licencias Ambientales-ANLA-	2016	Resolución 1655 del 2016	"Por la cual se otorga una licencia ambiental global y se toman otras determinaciones" proyecto Producción de Gas, Área de Desarrollo Capoto Norte"	

**Resolución 2152 de 2005:**

"Por la cual se otorga una licencia ambiental" proyecto "Exploración de Hidrocarburos Convencionales (gas y petróleo) y gas metano asociado a carbón denominado LA LOMA" (Tabla 14).

**“OBJETIVO**

*“El proyecto de Perforación Exploratoria La Loma tiene por objeto la exploración y producción de hidrocarburos en yacimientos convencionales y de gas metano asociado a carbón, los principales objetivos de la etapa de exploración son:*

- \_ “Definir las calidades de roca que puedan ser potencialmente yacimientos almacenadores de hidrocarburos (petróleo y gas natural).*
- \_ “Definir el contenido de gas metano asociado a los carbones*
- \_ “Identificar las estructuras que entrapen los hidrocarburos que se hayan generado.*

*La presente Licencia Ambiental ampara las actividades*

*Indicadas a continuación:*

- 1. Perforación de tres (3) pozos stratigráficos para hidrocarburos convencionales y de tres (3) pozos stratigráficos para la evaluación de los contenidos de gas metano asociado al carbón: Los pozos tendrán profundidades entre 1000 y 3000 pies. Estos pozos no serán probados ni completados.*
- 2. Perforación de diez (10) pozos exploratorios, de los cuales 4 serán exploratorios para hidrocarburos convencionales y 6 de exploratorios de gas metano asociado a carbón. Los pozos exploratorios se realizarían de la siguiente manera:*

*Fase 3 de Exploración (Mayo 12 de 2006 a Mayo 12 de 2007)*

*Un (1) pozo exploratorio para hidrocarburos convencionales: sería un pozo somero con una profundidad aproximada de 2000 pies. Si el pozo muestra presencia de hidrocarburos se probaría con pruebas extensas (a los menos 30 días).*

*Seis (6) pozos exploratorios de gas metano asociado a carbón. Estos pozos tendrán profundidades entre 1000 y 3000 pies. Cuatro (4) de estos pozos*

*pertenecían originalmente a las fases 4 y 5 pero fueron anticipados a fase 3 para probar producción en el segundo semestre de 2006.*

*Fases 4, 5, 6 de Exploración (Mayo 12 de 2007 a Mayo 12 de 2010)*

*Tres (3) pozos exploratorios para hidrocarburos convencionales, uno (1) cada año. Las profundidades para estos pozos oscilan entre 2000 y 6000 pies.*

*La ubicación de los pozos exploratorios deberá guardar concordancia con la zonificación de manejo establecida y su radio de movilidad no podrá ser superior a 300 m, siempre y cuando no se cambie de unidad de cobertura.*

*3. Pruebas de producción, las cuales tendrán una duración de aproximadamente 1 mes. Se autoriza el transporte de crudo a través de carro tanques a estaciones cercanas y la quema de gas mediante la instalación de tea, la cual deberá cumplir con las normas establecidas.*

*4. Instalación de facilidades tempranas de producción, las cuales consistirán en:*

- ✓ Unidades de desbalance de presión (“CoilTubing” y unidad de Nitrógeno)*
- ✓ Chokemanifold o conjunto de válvulas*
- ✓ Separador de tres fases*
- ✓ Calentador de paso.*
- ✓ Medidores de cada fluido.*
- ✓ Tea.*
- ✓ Tanques de almacenamiento (“frac tanks”)*

*5. El desmantelamiento, abandono y recuperación de cada área intervenida. En este caso el proceso de restauración deberá comprender como mínimo las siguientes etapas:*

- Restauración al máximo posible de los hábitats naturales.*
- Adecuación y manejo del área intervenida que consiste en el retiro de los*
  - ✓ elementos que no formen parte integral del paisaje.*
- Realización de las obras civiles de restauración que garanticen la estabilidad*
  - ✓ y el equilibrio geofísico del área intervenida.*
- Mantenimiento de las obras civiles, control y monitoreo asegurando la*
  - ✓ realización del proceso de restauración.*

### **Resolución 0421 del 2014:**

**"Por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos y se toman otras determinaciones".**

*Calidad del agua.....Si el proyecto considera la disposición final de aguas residuales a través de vertimientos directos a cuerpos de agua (únicamente para la exploración de yacimientos convencionales), deberá realizar en estos, las mediciones de los parámetros relacionados anteriormente, tomando los registros en por lo menos dos puntos de monitoreo sobre el cuerpo receptor en el área donde se pretenda hacer el vertimiento (aguas arriba y aguas abajo situado en la mitad de la distancia de mezcla completa estimada desde el punto de la descarga)*

*Términos de Referencia y Requerimientos Complementarios para el Estudio de Impacto Ambiental y Plan de Manejo Ambiental para la Actividad de Exploración de Hidrocarburos en Yacimientos no Convencionales*

## 1. Consideraciones Generales

*El Anexo No. 3 de los Términos de Referencia para la Elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para Proyectos de Perforación Exploratoria de Hidrocarburos en Yacimientos no Convencionales, tiene como objetivo presentar los términos de referencia y requerimientos adicionales para los proyectos que pretenden desarrollar un Estudio de Impacto Ambiental con su respectivo Plan de Manejo Ambiental para la perforación exploratoria de hidrocarburos presentes en yacimientos no convencionales,*

*Exceptuando arenas bituminosas e hidratos de metano.*

*La razón de establecer términos de referencia y requerimientos adicionales se fundamenta en las particularidades propias de las actividades de exploración de yacimientos no convencionales, que ameritan un tratamiento y análisis especial con énfasis en las medidas de manejo y mitigación de potenciales impactos y riesgos ambientales y sociales.*

*Estos términos de referencia y requerimientos deben presentarse como una parte adicional a los requerimientos de los Términos de Referencia de Exploración de Hidrocarburos, pero deben ser incluidos de forma tal que constituyan un solo documento integrado del EIA y PMA, donde se identifiquen de manera holística las actividades, las áreas de influencia, la línea base, evaluación de impactos y medidas de manejo con relación a la actividad de exploración de yacimientos no convencionales.*

*Vertimientos: Para la actividad de exploración de yacimientos no convencionales no se permitirá ningún tipo de vertimiento sin previo tratamiento ni vertimientos en cuerpos de agua, excepto para agua residual doméstica, la cual debe cumplir con los parámetros establecidos en el Decreto 3930 de 2010 el que lo modifique, adicione o sustituya.*

*Se podrán utilizar empresas especializadas para el tratamiento de aguas residuales, siempre y cuando cuenten con los permisos y trámites ambientales de las autoridades competentes.*

*Medidas de Socialización: Se deberá realizar un plan de socialización, información y conocimiento tal como se encuentra definido en la sección 5.3.1 de los Términos de Referencia de*

*Exploración de Hidrocarburos, que tenga la información específica de los riesgos ambientales y sociales asociados a la exploración de yacimientos no convencionales, es decir se debe explicar con claridad la actividad de estimulación hidráulica, los aditivos utilizados, el manejo y disposición del fluido de retorno, entre otras particularidades.*

*Para los propietarios, tenedores, poseedores, arrendatarios, etc. de los predios donde se desarrollen los pozos de exploración se deberá realizar una socialización específica previa al inicio de actividades la cual deberá ser reportada y demostrada en el PMA específico.*

### **Resolución 1655 del 2015:**

"Por la cual se otorga una licencia ambiental global y se toman otras determinaciones" proyecto Producción de Gas, Área de Desarrollo Capoto Norte" (Tabla 14)

*Objetivo del Proyecto El proyecto PRODUCCIÓN DE GAS ASOCIADO AL CARBÓN, "ÁREA DE DESARROLLO CAPORO NORTE» (en adelante denominado ADCN), tiene como objetivo la Producción de gas metano asociado al carbón en el Área de Desarrollo denominada Caporo Norte (Bloque La Loma), de manera que este gas pueda ser puesto en especificaciones de venta y de comercialización, siendo sus actividades sostenibles con el entorno natural y social; para ello DRUMMOND LTD, plantea proceder a la fase desarrollo del campo Caporo Norte perteneciente al Bloque la Loma.*

*Al respecto de las áreas superpuestas, la Empresa afirma lo siguiente:*

*"La responsabilidad de los impactos ambientales en el área superpuesta será de Drummond Ltd."*

*A la fecha no se ha ejecutado ninguna actividad en el desarrollo minero en el área superpuesta por Colombian Natural Resources, CNR III Ltd. Sucursal Colombia, en el desarrollo de mine el Hatillo (CNR III Ltd.), aspecto informado por la Empresa de la siguiente forma: "Actualmente no se encuentra infraestructura minera existente asociada al proyecto carbonífero El Hatillo en el área superpuesta con el proyecto de producción de gas metano asociado al carbón Área de Desarrollo Caporo Norte, adicionalmente el futuro desarrollo minero licenciado no tiene influencia directa ni impactos ambientales en el área superpuesta, con lo cual, los impactos ambientales en la zona, corresponden únicamente a los generados en el proyecto Área de Desarrollo Capoto Norte. En consecuencia, la responsabilidad sobre los impactos ambientales y las medidas de manejo en el área superpuesta son de Drummond Ltd. y lo serán mientras no se realicen actividades mineras nuevas licenciadas en el área superpuesta o trasciendan los impactos de la actividad minera a ésta"*

*También resalta el grupo de evaluación, que en la información suministrada por la Empresa se identifica lo siguiente, "La unidad litológica conocida como Formación Cuervos, se considera como una unidad acuífera en su parte media, clasificada según los lineamientos de la Asociación Internacional de Hidrogeología - IAH (1995) dentro de "Rocas con Flujo Esencialmente a través de Fracturas' Los miembros superior e inferior de esta unidad se considera como una unidad sello. La parte media de esta unidad es el objetivo para extracción de gas metano asociado a los mantos de carbón", lo cual se considera necesario para los pozos de inyección, que en formaciones superiores (Cuervos, que contiene shale arcillosos, como ya se mencionó) a donde se va a realizar la inyección (formación Barco que se encuentra infrayaciendo a la formación Cuervos, de acuerdo a la litología presentada por la Empresa, y al conocimiento que tiene la ANLA de la región), se evidencie la presencia de sellos estratigráficos a nivel regional para que el agua de inyección no fluye en el caso de presentarse cualquier contingencia durante el desarrollo de las actividades en la etapa operativa del proyecto que pueda contaminar los acuíferos superficiales y subterráneos aprovechables, lo cual permite visualizar la viabilidad ambiental para la ejecución de la inyección de aguas residuales de producción.*

### **2.1.13. Aspectos Legales de Seguridad.**

Los aspectos de seguridad en Colombia en cuanto a presencia de metano en labores mineras subterráneas están reglamentados por el Decreto No 1886 de 2015. Por primera vez se define en un decreto el tema de drenaje de gas metano

de la siguiente manera: *“Se refiere a las técnicas de extracción de gas metano, antes y durante la explotación minera de carbón subterráneo, las cuales pueden incluir perforaciones desde superficie antes del inicio de labores mineras y durante la explotación del mineral, el drenaje previo busca reducir el flujo de gas metano directamente del manto de carbón a ser explotado; mientras que, durante la explotación minera el objetivo de dicho drenaje es a captura de gas metano presente en los frentes de explotación sin ser diluido aún, evitando su acumulación para reducir riesgos operativos”*.(Decreto 1886 de 2015)

En el capítulo II del Decreto, se asignan responsabilidades de la aplicación y cumplimiento del mismo, haciendo solidarios al titular del derecho minero, al operador minero y al empleador minero, lo que en la práctica los involucra judicialmente en procesos legales que se efectúen por y como consecuencia de accidentes de trabajo que se lleguen a presentar en la ejecución de las labores mineras contratadas.

El artículo 40 del decreto establece la obligatoriedad para toda labor minera subterránea de tener un circuito de ventilación forzada, situación que favorece en gran medida el poder contar con una atmósfera minera controlada y adecuada para los trabajadores y para prevenir la acumulación de gases nocivos. En el caso del metano, su acumulación en algunos sectores de minas o en labores específicas se presenta principalmente por emisiones fuertes y puntuales del gas que no pueden ser apropiadamente diluidas por el circuito de ventilación, por deficientes condiciones de ventilación que no garantizan el caudal de aire suficiente para diluir el metano, por labores antiguas no selladas o mal selladas que aportan gas a la corriente de ventilación o por fallas en el suministro de energía que afectan la ventilación forzada durante la operación minera.

En el artículo 47 del decreto se establece para las minas subterráneas de carbón de Categoría III, el deber de implementar un sistema de monitoreo permanente y continuo de metano y oxígeno, en las vías principales de transporte y ventilación, otro aporte importante para permitir un control adecuado de la atmósfera minera.

El artículo 53 del decreto establece las concentraciones máximas permitidas de metano a partir de las cuales se deben suspender los trabajos mineros, se debe evacuar de manera inmediata el personal que esté laborando y se debe diluir adecuadamente el metano a condiciones adecuadas.

En general, respecto a concentraciones de metano permitidas al interior de las labores mineras se concluye que los contenidos de metano no deben superar 1% en toda la mina, se exceptúan labores de retorno de aire de los tajos y retorno de los frentes de desarrollo y preparación, en las cuales se admiten concentraciones máximas de 1.5%. El aire de retorno de frentes con ventilación auxiliar en labores subterráneas de las Categorías II y III solo puede conducirse a frentes de desarrollo o explotación si no contiene más del 0.5% de metano.

El artículo 58 del decreto establece la clasificación de labores mineras en tres categorías: Minas no grisutuosas cuando el contenido de metano en cualquier sitio de la mina es de 0%, minas débilmente grisutuosas cuando el contenido de metano en cualquier sitio de la mina no supere el 0.3% y minas fuertemente grisutuosas cuando la concentración de metano en cualquier sitio de la mina supere el 0.3%.

El artículo 59 otorga la posibilidad al titular minero para que en caso de presencia de altas concentraciones de metano en el yacimiento y siempre que considere que es viable su recuperación y utilización o quemado final, proceda a modificar el Plan de Trabajos y Obras, para su aprobación por parte de las autoridades minera y ambiental.

El artículo 62 establece un plazo de tres años a partir de la expedición del decreto para realizar un estudio geológico en las minas subterráneas de carbón indicando en un plano las concentraciones de metano en los mantos de carbón a explotar, así como en los mantos superiores e inferiores.

En los artículos 63 a 65 del decreto se involucra el análisis de riesgo y el plan de prevención en las minas subterráneas de carbón, para afrontar desprendimientos instantáneos de metano, gestionados a través del Sistema General de Seguridad y Salud en el Trabajo (SG-SST).

En resumen, el decreto No 1886 de 2015, por el cual se establece el Reglamento de Seguridad en las Labores Mineras Subterráneas trata de subsanar falencias del anterior decreto No 1335 de 1987 respecto a temas de seguridad minera e involucra solidariamente al titular minero, el explotador minero y el empleador en la responsabilidad de la seguridad de las labores mineras subterráneas.

La Tabla 15compila los diferentes decretos y resoluciones que regulan el tema de seguridad en las labores mineras.

Tabla 15. Compilación de los documentos legales que involucran la seguridad en las labores mineras.

ENTIDAD	AÑO	DOCUMENTO	RESUELVE	MODIFICADO POR
Ministerio de Minas y Energía (MINMINAS)	1987	Decreto 1335 de 1897	Mediante el cual se expide el reglamento de seguridad en las labores subterráneas	derogado por el Decreto 1886 del 2015
Ministerio de Minas y Energía (MINMINAS)	1993	Decreto 2222 de 1993	Por el cual se expide el Reglamento de Higiene y Seguridad en las Labores Mineras a Cielo Abierto.	
Ministerio de Minas y Energía (MINMINAS)	1994	Decreto 35 de 1994	"Por el cual se dictan unas disposiciones en materia de seguridad minera". Disposiciones en materia de seguridad minera medidas y procedimientos de aplicación " SEGURIDAD MINERA, preservación, conservación y mejoramiento de condiciones de los trabajadores del sector	
Ministerio de Minas y Energía (MINMINAS)	2011	Resolución 18-1467 de 2011	Por la cual se adopta la Política Nacional de Seguridad Minera.	

Tabla 15. Continuación.

ENTIDAD	AÑO	DOCUMENTO	RESUELVE	MODIFICADO POR
Ministerio de Minas y Energía (MINMINAS)	2015	Decreto 1886 del 2015	Por el cual se establece el Reglamento de Seguridad en las Labores Mineras Subterráneas. Establece el reglamento de seguridad en las labores mineras subterráneas. Deroga el decreto 1335 de 1987.	Vigente. Deroga el decreto 1335 de 1987

#### 2.1.14. Aspectos Económicos

Los estudios e investigaciones que se han realizado en Colombia por parte de las entidades del Estado respecto al aprovechamiento de metano presente en mantos de carbón, han estado dirigidos a investigar la potencialidad de gas en las diferentes cuencas carbonífera del país. El siguiente paso deberá ser la selección de las zonas más promisorias para determinar la viabilidad de su explotación económica.

A nivel privado, se destacan los esfuerzos realizados por la compañía Drummond, quien ya finalizó su fase exploratoria en el departamento de Cesar y recibió la licencia de Explotación del gas metano asociado al carbón por parte de la Agencia de Hidrocarburos. Según información del 19 Congreso de la Asociación Colombiana de Gas Natural año 2016, se comenzará la perforación de 70 pozos; sin embargo, no se ha publicado información técnica ni económica acerca del proyecto.

#### 2.1.15. Línea Base de Información sobre el Gas Asociado al carbón en Colombia

La línea base consiste en analizar como un todo los aspectos más importantes relacionados con un programa de exploración, que busca determinar el potencial de proyectos CBM-CMM. Los aspectos más importantes son: Contenido de gas, reservas, contenido de gas metano, saturación, origen y permeabilidad.

##### - *Contenidos de CBM en Colombia*

Los pozos adelantados para CBM en Colombia ya podrían sumar más de cien, y con esta información se comienza a tener una mejor idea de los contenidos en diferentes regiones y de las variables más incidentes. La variable más importante parece ser la cobertera, ya que se ha encontrado un incremento del contenido de CBM con la profundidad, lo que a su vez, está relacionado con el rango. La Tabla 16, muestra el contenido versus la profundidad en diferentes cuencas carbonífera de Colombia: altiplano Cundiboyacense en la formación Guaduas, cuenca de Amagá en Antioquia en la Formación Amagá, cuenca Cesar-Ranchería en el Cesar en la Formación los Cuervos y en la Guajira en la Formación Cerrejón.

Tabla 16. Contenido del gas metano en pies<sup>3</sup>/ton vs. Profundidad en metros en varias zonas del país.

CONTENIDO pies <sup>3</sup> /ton)				
Profundidad (m)	Altiplano Cundiboyacense	Altiplano Antioqueño	Cesar - Ranchería	Guajira
5-25	0,5-5			
25-50			5-10	10-80
50-100	5-30	15-25	10-50	80-200
100-200	60-80	15-30	30-150	200-300
200-300	10-100	20-90		
300-400	10-150			
400-500	50-150	20-90	50-175	
500-600	50-300	20-90		
600-700	100-300		70-200	

Fuente: (Mariño et al., 2015).

En Boyacá y Cundinamarca, los contenidos están directamente relacionados con la profundidad y fluctúan entre unos pies<sup>3</sup>/ton cerca de superficie y más de 200 pies<sup>3</sup>/ton a profundidades mayores a 500 m. En unos pocos casos, si se grafica el contenido de gas en pies<sup>3</sup>/ton con la profundidad en metros, se puede encontrar un incremento que confirma el aumento del CBM con la profundidad.

Si se compara el contenido de gas contra la reflectancia de la vitrinita, que es un indicador de rango, también se nota una tendencia aunque no tan marcada. Esto demuestra la relación entre el contenido de gas y el incremento del rango del carbón.

En Boyacá, los mayores contenidos se han encontrado hacia el norte (Socotá), y SW del departamento (Úmbita-Chinavita). Lo de Socotá se explica porque coincide con el aumento del rango de los carbones hacia el norte, hasta el punto de tener carbones coquizables que generalmente tienen mejores contenidos. En Chinavita parece que los altos contenidos están relacionados con recarga hidrogeológica

En Cundinamarca, los mayores contenidos se han hallado hacia el área de Sutatausa-Cucunubá, donde los valores más altos se han registrado a mayor profundidad y muestran un gradiente bien definido, lo que indica posiblemente un origen termogénico del gas, producto del incremento del rango del carbón. El origen del gas en el carbón debe precisarse mejor mediante el uso de isótopos que permiten diferenciar entre origen termogénico y biogénico. Hasta ahora, y por el incremento con la profundidad, se cree que el origen de los gases es termogénico principalmente. En Cundinamarca y Boyacá, los estudios de exploración de CBM, deben acompañarse con investigaciones adicionales de facies de la Formación Guaduas, porque algunos de estos estudios han permitido determinar cambios laterales en ambientes y zonas más favorables por espesores y números de mantos (Amaya et ál., 2010).

De acuerdo con la Tabla 16, en Antioquia los contenidos no son altos ya que no sobrepasan los 100 pies<sup>3</sup>/ton a 100 m de profundidad; lo que se puede explicar por

el bajo rango de los carbones (sub-bituminosos) y por el posible efecto perturbador de las intrusiones ígneas que abundan en la zona.

En la Costa Caribe parecen encontrarse los valores más altos con relación a la profundidad, especialmente en La Guajira, donde se han reportado valores entre 200 y 300 pies<sup>3</sup>/ton a solo 200 m de profundidad. Estos altos contenidos podrían explicarse por una tectónica más tranquila de la zona, en comparación con las zonas Andinas.

### **-Recursos**

Existe gran controversia sobre el cálculo de los recursos por que algunas se han calculado a partir de mediciones indirectas, y también porque se han calculado por bloques muy grandes, y por el método tradicional de Wood et al (1983), de calcular reservas de carbón, calculando de manera separada reservas-recursos medidas, indicadas e inferidas, o se han calculado como gas in place. Lo anterior ha causado que se tengan varias Teras para las diferentes zonas lo que ha generado expectativas que no siempre son fundadas (Tabla 17).

Tabla 17. Diferentes cálculos de CBM en Colombia.

ZONA	Bonnet & Rodríguez (1996 )		D'Little (2008)			Drummond (2008). Mariño (2010). Mojica y Mariño (2013)
	Carbón (Gtom)	CBM (Teras pies <sup>3</sup> )	Carbón (Gtom)	CBM (Teras pies <sup>3</sup> )	CBM Recuperable(Teras pies <sup>3</sup> )	CBM (Teras pies <sup>3</sup> )
Guajira	983	-	13,06	4,8	2,4	3,2
Cesar	3918	2,9	19,7	6,9	3,4	2
Córdoba	3380	2,1	2,2	0,8	-	
Antioquia	595	0,4	1,4	0,5	-	0,002
Valle del Cauca	248	0,2	0,7	0,3	-	
Cundinamarca	12769	10,5	4,4	1,6	0,8	0,367
Boyacá		-	5,2	1,8	0,9	0,053
Santander		0,3	1,4	0,5		
Norte de Santander	604	-	2,4	0,8		
<b>TOTAL</b>	<b>22497</b>	<b>16,04</b>	<b>51</b>	<b>18</b>	<b>7,5</b>	<b>5,622</b>

Fuente: (Mariño et al., 2015).

Lo ideal sería tener pozos de prueba donde se puedan presentar la cantidad de gas bombeado a través del tiempo, en esta forma se puede conocer las reservas comercializables. Como no se cuenta con esta información, se debe utilizar el método de gas in place con radios de influencia acorde a la complejidad geológica del área.

En Cundinamarca los diferentes cálculos de recursos van desde más de 300 Gigas por bloque a cerca de 3 Gigas por pozo. En las áreas de los pozos puntualmente se

puede contar con un par de gigas. En Boyacá los diferentes cálculos de recursos están de cerca de 30 Gigas por bloque a menos de 1 Giga por pozo

Si en un proyecto piloto se construyen más pozos, estos servirían para aumentar las reservas porque que un proyecto CMM debe contar como mínimo entre 10-20 Gigas aseguradas.

### ***-Tipos de Gases o Cromatografía***

Los resultados de los pocos análisis de gases (cromatografía de gases) de los que se conocen los resultados, indican que el CBM del altiplano Cundiboyacense está compuesto en un 90 % de metano con pequeños porcentajes de CO<sub>2</sub>, etano y nitrógeno. En algunos casos, el contenido de CO<sub>2</sub> es mayor al 10 %, y el contenido de nitrógenos está por encima del 3 %. En los departamentos de Cesar y Guajira se ha encontrado 85 % de metano (CH<sub>4</sub>) con pequeños porcentajes de CO<sub>2</sub> (4 %), y nitrógeno (11 %). En Boyacá análisis realizados a gases extraídos de mantos de carbón de rango alto a profundidades superiores a 5000 ft, dieron como resultado concentraciones de 10-15 % de etano e hidrocarburos pesados, y no se observó la presencia de H<sub>2</sub>S y otros compuestos de sulfuro.

En general, los compuestos de sulfuro no se han detectado en Colombia en niveles peligrosos por encima de la norma (< 0,002%), pero en situaciones donde se sospeche la presencia de H<sub>2</sub>S por los olores a huevo podrido en los ensayos de desorción, se deben hacer ensayos de cromatografía con cromatógrafos bien estandarizados y muy sensibles que detecten los compuesto de azufre por debajo de 0,001. Cada caso se debe analizar de manera específica, pozo por pozo, a fin de evitar sorpresas durante la perforación y el desarrollo minero.

Se requiere más cromatografía detallada de los proyectos asegurando la no contaminación de la muestra.

### ***-Isotermas de Adsorción***

No son muchos los ensayos de isotermas que se han hecho en Colombia, debido al costo del ensayo y a que en el país no se cuenta con una celda apropiada para este ensayo, por eso dichos ensayos deben hacerse fuera del país en laboratorios certificados.

Los pocos ensayos de isotermas en el altiplano Cundiboyacense muestran que los contenidos de gas deberían estar entre 500 y 600 pies<sup>3</sup>/ton, pero los valores encontrados fluctúan entre 50 y 250 pies<sup>3</sup>/ton, lo que indica que los carbones están sub-saturados con cerca del 30 % de su capacidad de almacenamiento (Mojica & Mariño, 2013). Por lo anterior, se podría concluir que gran parte del gas se ha desorbido naturalmente, posiblemente debido a la acción de la Orogenia Andina. Este es un factor que se debe analizar con mayor detalle, ya que podría ser parte de la explicación de los bajos contenidos de CBM encontrados hasta ahora. Los valores de saturación en el Cesar y la Guajira son cercanos al 50 %, esto es, son más altos que en Boyacá y Cundinamarca, lo que significa que esos carbones

retuvieron más gas, seguramente por el menor plegamiento y fallamiento de esa zona con respecto al interior del país.

Al igual que la cromatografía, los ensayos de isoterma realizados hasta ahora son pocos, pero es importante que se hagan como parte de los estudios de CBM, a fin de tener una base de datos que permita conocer los niveles de saturación, ya que este es un factor clave en los procesos de producción.

### ***-Isotopos***

Los análisis de los isótopos en los carbones son necesarios para determinar si el origen de los gases asociados al carbón es biogénico a partir de bacterias, o termogénico a partir del enterramiento y del aumento del rango de la materia orgánica. Los pocos análisis de isótopos que se han hecho en Colombia muestran un porcentaje apreciable de componente biogénico, lo que es una buena noticia para la posible explotación del CMM, en las minas abandonadas (AMM). Por otra parte, el incremento en el contenido con la profundidad en algunos pozos, por ejemplo, Pozo Cucunubá en Cundinamarca, confirma que hay un fuerte componente termogénico.

Las experiencias obtenidas tanto en Colombia como en el mundo y los nuevos descubrimientos en sitios “no convencionales”, como en carbones de bajo rango en que el CBM encontrado se considera de origen biogénico, han llevado a la conclusión de que cada caso es particular y que las condiciones locales deben ser muy bien determinadas. Por eso se deben hacer más análisis de isótopos a los gases de los carbones colombianos para aclarar más su origen. Esto permitirá la búsqueda de zonas con altas concentraciones o Fairways.

### ***- Permeabilidad***

La permeabilidad es el gran interrogante en Colombia porque no se conocen datos cuantitativos. El único dato sobre permeabilidad de conocer de Geomet (1989) quienes expresaron que la permeabilidad en la zona de Patillal era baja, pero no se conoce el dato. En Antioquia se reportaron valores entre 31.9 hasta 189.24 mD (UNAL –Gobernación de Antioquia, 2013)

Los siguientes proyectos se deben centrar sobre este factor ya que es esencial en la producción de gas.

## **2.2. DIAGNÓSTICO Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN A NIVEL INTERNACIONAL**

### **2.2.1. Estados Unidos**

El sorprendente avance de la explotación de CBM en Estados Unidos inicialmente, se centró en las cuencas Foreland de las Montañas Rocosas en el oeste

norteamericano y es allí donde se generaron los modelos de exploración y explotación que se utilizan en muchos países. Posteriormente se involucraron otras cuencas, como la de los Apalaches, donde se han obtenido buenos resultados, especialmente en Alabama. En 1999, la producción en EE.UU alcanzó 1,1 Teras pies<sup>3</sup>, y en la actualidad hay más de 8000 pozos produciendo gas asociado al carbón. Las cuencas con mayores producciones de gas están en las Montañas Rocosas y en los Apalaches, especialmente en los estados de Colorado, Nuevo México, Wyoming y Alabama.

El desarrollo del gas asociado al carbón, ha sido posible gracias a una política de reducción de impuestos que incentivó técnicas de explotación y producción. en EE.UU el incentivo consistió a que en los años 80, se introdujo una política de excepción de impuestos (taxcredit), que permitió que las compañías recibieran ganancias no solamente por la venta del gas, sino también por la reducción de impuestos, lo que aumentó el número de pozos y mejoró notablemente la tecnología utilizada, de tal forma que para cuando se retiraron los apoyos por impuestos, las mejoras tecnológicas que se habían presentado permitieron que la industria del gas asociado al carbón se mantuviera y creciera sin los subsidios.

La tragedia en una mina de Virginia, donde murieron 78 mineros, hizo que la Agencia de Minas de Estados Unidos (USBM) empezara una campaña para entender cómo es que el CBM se presenta y se libera en las minas(Moore, 2004). Finalmente la legislación forzó a las minas a evitar los accidentes mediante el drenado del gas.

#### **- Metodologías y estándares para recursos y reserva de gas Metano.**

En el cálculo de reservas en EE.UU se tiene en cuenta la certeza geológica y la factibilidad económica que incluye costos de transporte, costos ambientales, etc. El método para el cálculo de las reservas es conocido como gas in place (GIP) y se calcula los volúmenes de gas por acre (1 acre = 0,4 hectáreas) y en billones de pies cúbicos (gigas=10<sup>9</sup>), a fin de que el inversionista pueda evaluar más fácilmente la perspectiva de negocio. Se emplea la siguiente ecuación:

$$GIP=1.3597 (10^{-6}) A * h * Db * Vi$$

Dónde:

**A:** es el área de drenaje o área explotable (acres)

**H:** es el espesor neto de carbón (pies)

**Db:** es la densidad promedio del carbón (g/cm<sup>3</sup>)

**Vi:** es el volumen promedio del contenido de gas obtenido de las pruebas de desorción (pie<sup>3</sup>/ton)

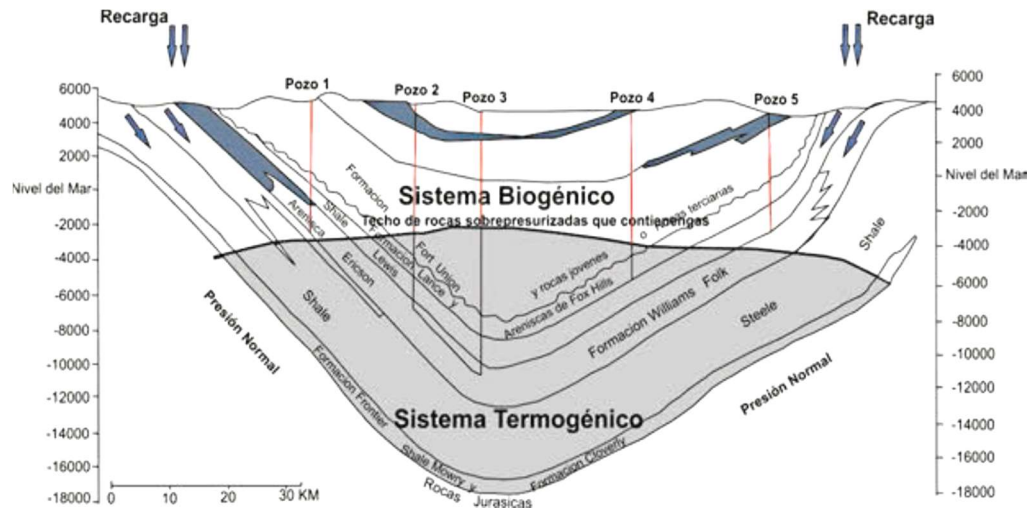
#### **-Técnicas y tecnologías aplicadas para la extracción del gas**

Una vez recuperado, el gas metano constituye una fuente importante de energía, que dependiendo de su calidad puede tener diferentes usos. Los usos potenciales de este gas son su inyección a gasoductos de gas natural, generación de

electricidad o su uso directo en actividades de la Unidad Minera o de industrias aledañas.

El éxito en EE.UU se debe inicialmente a los avances geológicos en los que se han dado cuenta que debe haber muchos mantos de carbón, a que el espesor de los mantos es considerable y las permeabilidades son buenas. Adicionalmente, los ambientes de depósito son deltaicos de llanura costera y las rocas son cretácico-terciarias. La combinación de factores geológicos e hidrogeológicos se armonizó para generar altas concentraciones de CBM y presentar altos contenidos en las zonas de flexión (eje del sinclinal) o donde se presentan barreras al flujo y se producen flujos ascendentes, como en la cuenca de San Juan donde los aspectos geológicos e hidrogeológicos se integraron para tener altas concentraciones de gas (Figura 17).

Figura 17. Cuenca de San Juan.



Fuente (Moore, 2004).

En el acabado, o terminación del pozo, se han centrado en conectar efectivamente el sistema de fracturas de carbón a la pared del pozo. Se han utilizado diferentes técnicas de completamiento, tales como: hueco abierto, cavidad en hueco abierto, hueco revestido con fracturamiento hidráulico y perforación horizontal.

Para la estimulación de pozos en la que se incrementa o se restaura la permeabilidad de la formación, han empleado diferentes técnicas: Cavidad en hueco abierto, fracturamiento hidráulico y perforación de pozos horizontales.

**- Metodologías para determinar la prefactibilidad técnico económico de un proyecto.**

La rentabilidad de un proyecto de CBM depende en gran manera de factores como el espesor de los mantos, el contenido de gas y la permeabilidad. Otras variables

adicionales son la profundidad, la cantidad, el manejo y la disposición del agua producida, los accesos a mercados, y los precios del gas. En regiones donde no se conocen las características del yacimiento, los costos se incrementan por pruebas de pozo, registros de pozo y análisis de corazones. Otro desafío de tipo económico son los altos costos iniciales para desarrollar un proyecto, porque se requieren varios pozos que produzcan interferencia entre sí para drenar grandes cantidades de agua y así poder llegar a saber sobre la producción potencial del campo.

En términos generales, los costos se deben considerar en el siguiente orden: estudios geológicos y geofísicos, costos de perforación, completamiento y estimulación del pozo, equipos e infraestructura para la producción del gas, costos de tratamiento y compresión del gas, manejo y disposición de aguas de producción, costos de operación y mantenimiento y finalmente mercados con el sobrecosto que el transporte significa (Tabla 18). También se debe considerar que, aunque en CBM se evitan los pozos secos y los costos de separación de gases son menores, en contra se tiene que la curva de producción es diferente, que se debe producir a contrapresión, que se requieren compresores para el manejo del gas y que se necesitan bombas para el manejo de las aguas de producción.

Tabla 18. Tabla de costos aproximados de proyectos CMM en EE.UU para el año 2000.

<b>COSTOS</b>	<b>PROMEDIO DE COSTOS BENEFICIOS POR LA RECUPERACION Y USO DEL GAS (EN MILLONES DE U\$)</b>
<b>COSTOS DE CAPITAL INICIALES</b>	
COMPRESORES	1,39
LINEAS DE RECUPERACION	1,1
EQUIPO DE PROCESOS	2,6
MISCELANEOS	0,52
TOTAL	5,61
<b>COSTOS ANUALES DE MANTENIMIENTO</b>	
PEFORACION	0,86
MATERIALES DE PERFORACION	1,25
ENERGIA COMPRESOR (KW- h)	0,46
MANTENIMIENTO DE LAS LINEAS	1,21
MATERIALES DE PROCESOS	0,31
MISCELANEOS	0,4
TOTAL	4,49
<b>TOTAL COSTO PRIMER AÑO</b>	10,01
GANANCIAS DESPUES DE IMPUESTOS	
METANO VENDIDO O UTILIZADO	1,31
<b>DEPRECIACIÓN</b>	0,26

**-Identificación de proyectos exitosos, de aprovechamiento de CBM, CMM, VAM y AMM.**

EE.UU ha sido el país pionero y más exitoso en la identificación de las diferentes posibilidades de utilizar el gas asociado al carbón y hasta la fecha se han desarrollado más de 45 proyectos. (Tabla 19)

Tabla 19. Proyectos exitosos en EEUU.

ESTADOS	TIPOS DE PROYECTOS	NÚMERO DE PROYECTOS ACTIVOS
Alabama, Colorado, Utah, Illinois, New Mexico, Pennsylvania, Virginia, West Virginia, Wyoming	Inyección a gasoductos Secado del carbón Generación de energía	45

**Proyectos de drenaje de gas.** Los proyectos han dependido de los costos de perforación, de los costos de las líneas de recuperación y de los costos ambientales, especialmente en el tratamiento del agua. Cuando los contenidos de gas son altos, por norma se debe drenar con una eficiencia que va del 30 al 80% (Tabla 20)

Tabla 20. Minas de carbón en EE.UU que utilizan el sistema de drenado.

NOMBRE DE LA MINA	TIPO DE SISTEMA DE DRENADO	EFICIENCIA ESTIMADA ACTUAL DEL DRENADO EN %
BLACKSVILLE No. 2	Vertical GOB, Horizontal	45
BLUE CREEK No. 4	Vertical pre-minado y GOB, Horizontal	39
BLUE CREEK No 5	Vertical pre-minado y GOB, Horizontal	46
BLUE CREEK No. 7	Vertical pre-minado y GOB, Horizontal	51
BUCHANAN MINE	Vertical pre-minado y GOB, Horizontal	83
FEDERAL No. 2	Vertical GOB, Horizontal	13
Lovendge No. 22	Vertical GOB, Horizontal	82
OAK GROVE MINE	Vertical pre-minado y GOB	33
PINNACIE No. 50	Direccional, GOB vertical y horizontal	30
RAG CUMBERLAND MINE	Vertical pre-minado y GOB, Horizontal	59
RAG EMERALD MINE	Vertical GOB, Horizontal	35
ROBINSON RUN No.95	Vertical GOB, Horizontal	20
SAN JUAN SOUTH	Vertical GOB, Horizontal	65
SHOAL CREEK	Vertical pre-minado y GOB, Horizontal	35
SHOEMAKER MINE	Vertical GOB, Horizontal	15
VIRGINIA POCAHONTAS No 8	Vertical pre-minado y GOB, Horizontal	83
WEST ELK MINE	Vertical GOB, Horizontal	50
PROMEDIO		46

**Proyectos de producción de energía.** El gas metano también se puede utilizar como combustible para la generación de energía. Actualmente se han desarrollado turbinas de gas que pueden generar electricidad con gases que contienen hasta un mínimo de 25-35% de metano. Esta electricidad puede utilizarse localmente en la mina o en industrias adyacentes, vendiendo en su caso sus excedentes a la red eléctrica. Para producción de energía utilizan motores de combustión o turbinas de gas.

Existen en EE.UU varios de estos proyectos exitosos los cuales normalmente son de capacidades entre 1 a 10 MW de capacidad; el más grande en el mundo el de la empresa CONSOL Energy y Allegheny Energy en la región SW del estado de Virginia con una capacidad de 88 MW. Para dar una idea de lo que representa el tamaño reducido de las operaciones de generación de electricidad a partir de gas asociado al carbón se dirá que las plantas de Termopaipa (Boyacá) que consumen carbón tiene tres generadores con una capacidad total de 300 MW.

En el proyecto CONSOL la empresa utiliza en sus sistemas de desgasificación perforaciones verticales que se perforan entre 3 y 5 años antes del minado, perforación de zonas derrumbadas (GOB), y perforación horizontal en las minas (CMM). El proyecto produce 2.15 Mm<sup>3</sup>/día de metano de los cuales el 33% proviene de los barrenos verticales, y el resto de los barrenos GOB y los barrenos de interior mina (CMM). Este gas se utiliza para su venta directa a gasoductos, para el secado del carbón localmente (2.6%) y para la generación de electricidad. El proyecto de generación de energía eléctrica consiste en una planta termoeléctrica operada por gas metano de capacidad de 88MW, el proyecto más robusto en su clase. La electricidad es vendida a una empresa local proveedora de este insumo (Figura 18).

Figura 18. Instalaciones de CONSOL en Virginia que muestra un sistema de oxidación.



## 2.2.2. Australia

### ***-Metodologías y estándares para recursos y reservas de gas Metano.***

En Australia, los avances en la exploración han sido significativos, y las reservas se han calculado en más de 300 Teras pies<sup>3</sup>. La intensa explotación del carbón y sus efectos ambientales ha llevado al gobierno a establecer un mecanismo de costos por producción de carbón (carbón pricing mechanism) que incluye el cobro de 23 dólares por tonelada de CO<sub>2</sub> producido. Lo anterior con el fin de reducir emisiones y forzar adelantos tecnológicos que ayuden en la reducción de emisiones mediante la quema o utilización del gas metano.

El método para el cálculo de reservas en el GIP (gas in place). Donde el volumen del carbón se registra al multiplicar el área (A) por el espesor del manto (h), el que, multiplicado por la densidad del carbón ( $\rho$ ), da la masa del mismo, cuyo resultado se multiplica por el contenido de gas ( $\rho$ ) para obtener así las reservas *in situ* de metano presentes en el carbón (**V**):

$$V = A * h * \rho * \text{Cont. (CBM)}$$

### ***-Técnicas y tecnologías aplicadas para la extracción del gas.***

La perforación de pozos se hace como resultado de un completo programa de exploración, que incluye, cartografía, geofísica, perforaciones estratigráficas, mediciones de contenido y cálculo de reservas, más consideraciones ambientales y jurídicas.

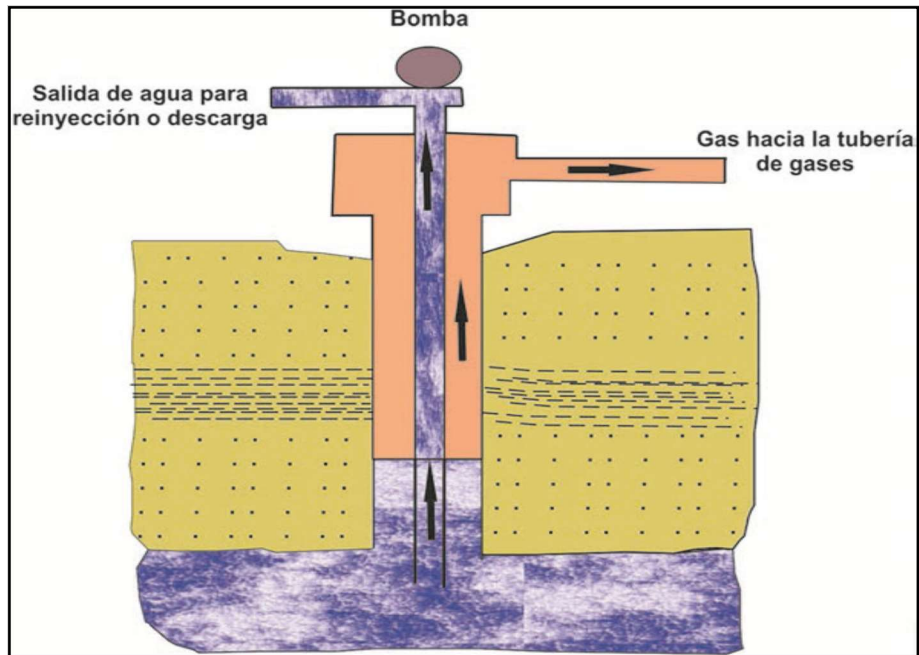
Los pozos exploratorios los perforan de la misma manera que los pozos convencionales, buscando mantener la estabilidad del pozo y controlando la presión con el lodo. Perforan a desbalance, es decir, a menor presión del yacimiento, usando lodo aireado o agua de formación para evitar taponamiento por aditivos y lodos. El pozo se reviste y se cementa a lo largo del intervalo del manto, el que luego se perfora y estimula con fracturamiento hidráulico, posteriormente las fracturas se rellenan con propano.

Las pruebas de permeabilidad determinarán el espaciamiento de los pozos e igualmente determinan si se debe considerar la perforación horizontal. Los pozos generalmente se estimulan para que sean rentables. Generalmente utilizan lodo en vez de aire para efectuar la perforación, porque es lo más utilizado en el medio y porque permite correr los registros de pozo con más facilidad, pero la desventaja es que les invaden los carbones y puede ocasionar colapso.

Una vez que se está sacando el gas, este generalmente debe ser separado del agua que lo acompaña mediante un sistema de separación (

Figura 19).

Figura 19. Sistema de separación de agua y gas.



El sacado del gas asociado al carbón se hace mediante una combinación de los siguientes métodos de drenaje:

1. Pozos verticales previos a la minería (CBM).
2. Pozos verticales en la explotación actual (pozos Vent-CMM).
3. Pozos en las zonas explotadas-derrumbadas (gobWell).
4. Pozos horizontales en las zonas mineras (CMM).

**-Identificación de proyectos exitosos, de aprovechamiento de CBM, CMM, VAM y AMM**

La producción de CBM ha sido tan significativa en Australia (Tabla 21), que parte de ese gas se enfría y se comprime (criogenación) para exportarlo a China como gas licuado (GLP). Un porcentaje de la producción de gas asociado al carbón viene de los requerimientos de desgasificación en zonas donde los contenidos están entre 10 m<sup>3</sup>/ton a 3 m<sup>3</sup>/ton y se hace con pozos distanciados cada 500 m

Tabla 21. Proyectos exitosos en Australia.

PROVINCIA	TIPOS DE PROYECTOS	NÚMERO DE PROYECTOS ACTIVOS
New South Wales Queensland	Generación de Energía Calentadores VAM (prueba piloto) Antorcha Inyección a gasoducto Enfriamiento del gas para exportación.	10

### 2.2.3. China

#### **- Metodologías y estándares para recursos y reservas de gas Metano.**

En China también hay grandes reservas de CBM, que se han calculado entre 1000 y 2000 Teras pies<sup>3</sup>. El método más utilizado para el cálculo de reservas es el gas in place.

Para el cálculo de reservas también se utiliza el método del *kriging*. Para esta determinación se obtienen los volúmenes de carbón de todos los mantos de la subcuenca que fueron mayores de 0.1 m, por medio del análisis de todos los registros de barrenación del CBM y la cooperación de todas las empresas mineras que cuentan con información al respecto. Para el cálculo del tonelaje se aplicaron, un valor de densidad de 1.3 g/cm<sup>3</sup> (o el determinado en el laboratorio) y un contenido de cenizas en el carbón de 38% (o la reportada por el estudio), a lo anterior se le aplica la metodología de *Kriging*<sup>16</sup> aplicando el variograma esférico con extrapolación hasta de 1 km<sup>2</sup>.

#### **- Técnicas y tecnologías aplicadas para la extracción del gas**

China ha tenido avances gigantescos en los últimos años que le ha permitido utilizar el gas antes de la minería, durante las operaciones mineras, y después de la terminación de la explotación del carbón. Es en este último donde se han tenido más avances ya que por motivos de seguridad muchas minas se han cerrado y sellado apropiadamente, lo que ha permitido la explotación masiva del AMM (*after mine methane*). Junto con los avances en la exploración del gas, se han desarrollado tecnologías y se han adaptado algunas existentes para producir energía a partir del gas metano cuando las concentraciones de gas están por debajo del 85%. Para 2010 eran más de 2000 pozos perforados para CBM-CMM.

Debido a que la presencia del gas puede disminuir la explotación del carbón, se hace necesario el pre-drenaje con perforaciones llamándolo CMM si van a hacer minería, de lo contrario lo llaman CBM. Para 2006 estaban drenando más de 280 minas de propiedad del estado.

#### **- Metodologías para determinar la prefactibilidad técnico económico de un proyecto.**

Como China esta tan necesitada de gas la mayoría de los proyectos son estatales y es difícil precisar el costo real, en la actualidad están tratando de introducir la economía de mercado al hacer la exploración conjunta con compañías privadas Occidentales. El CMM drenado para el 2005 era de 1Bcm (Billones de metros cúbicos) y se incrementó a 3 Bcm para el 2010.

**- Identificación de proyectos exitosos, de aprovechamiento de CBM, CMM, VAM y AMM.**

Aunque son muchas las minas que producen CMM, la actual producción de 1 Bcm siempre es poca para un mercado tan grande. No solo les preocupa los volúmenes de producción, sino también las bajas concentraciones de metano que se encuentran en CMM, por lo que están trabajando en dos frentes: 1) equipos de purificación para concentrar el metano por absorción o permeancia, 2) generación de equipos (motores y turbinas) que puedan trabajar con bajas concentraciones de metano (Tabla 22).

Tabla 22. Proyectos exitosos en China.

PROVINCIA	TIPOS DE PROYECTOS	NÚMERO DE PROYECTOS ACTIVOS CMM
Anhui, Chongqing, Gansu, Guizhou, Hebei, Heilongjiang, Henan, Liaoning, Ningxia, Shanxi, Sichuan	Generación de energía Gas para la comunidad Inyección a gasoducto VAM Calentadores Uso industrial Vehículos	280

#### 2.2.4. Polonia

La captura de metano y su utilización son de gran importancia para la seguridad en las minas de carbón Polacas, es de gran importancia saber que actualmente el metano recuperado en operaciones mineras es obtenido solamente a través de sistemas de drenaje cuya implementación es impuesta por regulaciones de salud y seguridad del gobierno Polaco.

Es un hecho que la cantidad de metano liberado en las minas de carbón se incrementará en los próximos años ya que el contenido de metano en los mantos de carbón se incrementa con la profundidad, por tanto se deberá hacer énfasis en la recuperación de metano y las aplicaciones prácticas del gas recuperado. Si el gas de la mina fuera oficialmente reconocida como un recurso primario para producir “electricidad amigable con el ambiente” se podrían mejorar las perspectivas de incrementar su utilización, adicionalmente la industria minera podría ganar un incentivo por intensificar la recuperación de metano.

Se busca enfocar esfuerzos adicionales en drenaje de metano de excavaciones que están inactivas. También, los costos de drenaje de metano podrían ser incluidos en los costos de producción de energía, los cuales tienen indudablemente un efecto positivo en las ganancias de las compañías.

El número de minas en las cuales el peligro del metano está presente se ha incrementado como consecuencia de niveles más profundos en la minería y la continua extracción de depósitos con relativamente alto contenido de metano, la ocurrencia de metano en mantos de carbón es un serio cambio relacionado con

trabajos de seguridad. La liberación del metano ocurre durante la preparación y extracción de mantos de carbón, como también dentro de los trabajos abandonados, su presencia en mantos de carbón no minados tiene un impacto negativo en trabajos de seguridad en plantas mineras subterráneas, porque el gas es liberado durante la operación minera. Como un gas inflamable y explosivo, el metano ha sido siempre una seria amenaza en minas de carbón.

La explotación de mantos de carbón en minas que recuperen CMM (*Coal Mine Methane*) requiere la implementación de soluciones de tecnología especial para prevenir el exceder los niveles de seguridad de las concentraciones de metano en la atmósfera minera. El método básico consiste en proveer una adecuada ventilación con una gran corriente de aire. La necesidad de reducir las emisiones de metano dentro de las excavaciones para prevenir exceder los niveles permisibles de las concentraciones de metano en el flujo de aire hace necesaria la aplicación de tecnologías de drenaje de metano como medida preventiva. El drenaje efectivo de metano en excavaciones subterráneas no solo mejora la seguridad, también incrementa la producción de carbón de las labores mineras.

#### **- Metodologías y estándares para recursos y reserva de gas Metano.**

De acuerdo con el *Balance of Mineral and Underground Water Resources* (BMUWR) datos de 2010, la presencia de metano ha sido confirmada solo con respecto a los depósitos de la Cuenca Alta de Carbón de Silesia. No se considera presencia de metano en las minas de la Cuenca de Baja Silesia y en la Cuenca de carbón de Lublin, los niveles de concentración de metano en estas áreas son considerablemente bajos lo cual hace difícil su recuperación con condiciones económicas favorables. Según el *Balance of Mineral and Underground Water Resources*, el potencial de recursos geológicos de *Coalbed Methane*(CBM) en la Cuenca Alta de carbón de Silesia fue estimado en 254 Bcm (billones de metros cúbicos) a finales de 2005, de esta cantidad aproximadamente 150 Bmc pueden ser recursos recuperables; se considera que adicionalmente pueden ser recuperados 38 Bmc. En la Baja Silesia los recursos estimados son 5 Bmc. Con respecto a la Cuenca Lublin la presencia de metano no ha sido excluida pero los escasos estudios geológicos que se han realizado en esta área no son suficientes para estimar la cantidad disponible. En las minas de Alta Silesia, los niveles más altos de saturación se encuentran a profundidades que van desde 950 metros hasta 1050 metros.

El metano acumulado en los depósitos de carbón puede ser capturado de la siguiente manera:

- ✓ Durante la extracción del carbón (CSM o *Coal Seam Methane*)
- ✓ De una mina que ya no está en operación (AMM o *Abandoned Mine Methane*)
- ✓ De mantos sin explotar (CMB *Coalbed Methane* o VCBM *Coalbed Methane Virgin*)

El CMM hace referencia al metano obtenido tanto en minas activas como abandonadas, a futuro se puede subdividir en metano de minas activas, VAM

(metano capturado en aire de ventilación) y AMM (metano recuperado de minas abandonadas).

Las propiedades del metano dependen de las características del depósito y del método de recuperación, evolución y los cambios en las condiciones de extracción con el tiempo. Los constituyentes básicos del gas puro obtenido por CBM son metano, dióxido de carbono y posiblemente nitrógeno. Pequeñas trazas de los siguientes gases también pueden ser identificadas: Monóxido de carbono, hidrógeno, helio, sulfuro de hidrógeno, cloruro de hidrógeno, hidrógeno, fluoruro, amoníaco y cadena larga de hidrocarburos.

La emisión de metano no se produce solamente durante la explotación de carbón, también durante su procesamiento, transporte y almacenamiento. En la práctica, el metano es obtenido principalmente en operaciones mineras caracterizadas por un alto contenido de metano en relación con los recursos de carbón existentes, en minas abandonadas o simultáneamente en mantos desarrolladas y minas inactivas. En ambos casos la relación costo - beneficio de recuperación de metano es similar (aunque la recuperación de metano de minas abandonadas es ligeramente menos rentable).

En Europa, la práctica de obtener metano de CMB no existe, pero tales operaciones son implementadas por ejemplo en Estados Unidos y Australia. En cuanto a la utilización de metano capturado de la ventilación (VAM) para reemplazar aire en motores de combustión o turbinas a gas, intentos prácticos solo se han realizado en Australia.

Actualmente, el gas de mina no es considerado como una fuente renovable de energía en Polonia, aunque podría ser percibida como tal ya que es una fuente primaria que produce energía "amigable con el medio ambiente". En consecuencia, el atractivo del gas de las minas como una fuente de energía se reduce significativamente por que al no tener el estatus de fuente renovable la excluye de la posibilidad de vender energía a precios preferenciales. Como una fuente de cogeneración, el metano no pudo producir las ventajas económicas esperadas a pesar del impacto ambiental positivo (reducción de emisiones).

En Alemania, la producción de energía a partir del metano recuperado en las minas se admite como si fuera una energía renovable (desde el año 2000) con un subsidio fijo garantizado para la electricidad obtenida. Esta solución ha ganado la aprobación en Europa como una manera de responder al problema del calentamiento global.

Hay una posibilidad de aumentar la utilización de metano cuando sea incluido en el comercio de emisiones de la Unión Europea a través de un sistema de certificados. Considerando el costo futuro de la compra de derechos de emisiones, el esquema de la industria minera de carbón en Polonia ingresará a una rentabilidad permanente.

## **- Técnicas y tecnologías aplicadas para la extracción del gas.**

El objetivo principal de las medidas preventivas implementadas en las minas es evitar que el metano supere las concentraciones máximas permitidas por la norma vigente. Con este fin se aplican dos métodos básicos, el primer método consiste en el suministro de aire (ventilación) para garantizar que las concentraciones de metano se mantendrán en el nivel adecuado en cada lugar de la mina, este procedimiento no siempre previene o reduce el peligro de metano; el segundo método es el drenaje de metano, ambos métodos son inseparables y mutuamente dependientes.

El sistema de explotación minera que más se utiliza en Polonia es el de frente largo (Longwall), el cual hace posible obtener alta producción de carbón y altos rendimientos de avance. Las emisiones de metano pueden alcanzar los 100 m<sup>3</sup> de metano/minuto, por lo tanto el alto contenido del gas requiere usar sistemas de drenaje efectivos durante el minado del carbón. Muchos modelos diferentes de captación de metano se han utilizado en Polonia durante el minado de frente largo como resultado de una amplia gama de factores que afectan la elección de un sistema de drenaje de metano adecuado.

Los métodos de drenaje de metano que han sido utilizados en las minas de carbón en Polonia se resumen en:

- ✓ Pre- drenaje minero: Antes que la minería comience, realizados en un macizo rocoso sin intervenir, el cual conserva las presiones naturales.
- ✓ Drenaje de metano durante la minería: Realizado simultáneamente con las actividades mineras y en un macizo rocoso donde el balance natural ha sido perturbado por la minería y el drenaje del metano es realizado en rocas en las que la presión va cambiando con el tiempo.
- ✓ Drenaje de metano pos-minería: Realizados después que el área ha sido completamente minada y sellada.

Las propiedades geológicas (porosidad, permeabilidad, presión del yacimiento, difusibilidad) de los mantos de carbón, contenido de metano y baja desorción de los mantos de carbón producen bajas emisiones de gas sin alterar la estructura de la masa rocosa. Por lo tanto, la cantidad de metano liberado está estrechamente relacionada con el rango y la escala de las actividades mineras tanto durante la etapa de desarrollo como durante la etapa de explotación. Baja permeabilidad da como resultado baja efectividad de métodos pre-drenaje.

Otro método de drenaje de metano consiste en drenaje de zonas explotadas y selladas (drenaje pos-minería). La principal razón para iniciar drenaje de metano de áreas selladas es cuando cantidades significativas de metano inician a acumularse allí. O bien el gas proviene del carbón a través de la zona explotada o puede migrar de los mantos adyacentes a través de fracturas y fisuras. En muchos casos el metano que proviene de las zonas explotadas es drenado por medio de la instalación de tubos perforados o a través de perforaciones realizadas desde una

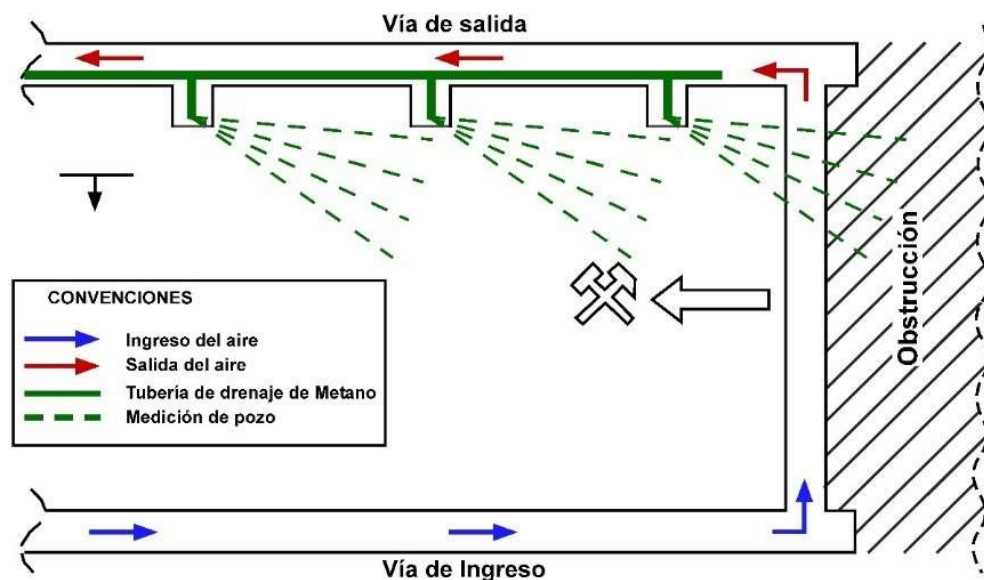
vía de retorno. La desventaja de este método es que incrementa considerablemente los costos de minería.

El drenaje de metano del macizo rocoso (CMM) es el método más efectivo para prevenir el peligro de metano en las minas ya que reduce la cantidad de metano que ingresa a las áreas de trabajo y evita o reduce ocurrencias tales como salidas intempestivas y explosiones repentinas de metano. El método que ha demostrado ser el más eficiente es el drenaje de metano de la masa rocosa y de las labores explotadas y su transporte a superficie a través de tuberías separadas, utilizando la presión negativa de bombas en la estación de drenaje.

La tecnología aplicada para el drenaje de metano implica dos métodos implementados a la par de la explotación, el primer procedimiento implica hacer perforaciones desde las vías de ventilación hasta las zonas descomprimadas al techo o al piso del manto desarrollado, este es el método más utilizado de captación de metano en la minería Polaca. La posición de las perforaciones y sus parámetros dependen de las características de los sistemas de explotación y ventilación. El segundo método implica galerías de perforación y drenaje en mantos ubicados por encima o debajo de los trabajos actuales. El método de drenaje adoptado debe ser adecuado con el sistema de ventilación empleado, los sistemas de ventilación en U o en Y son comúnmente utilizados mientras que el sistema de ventilación con una entrada paralela es menos frecuente.

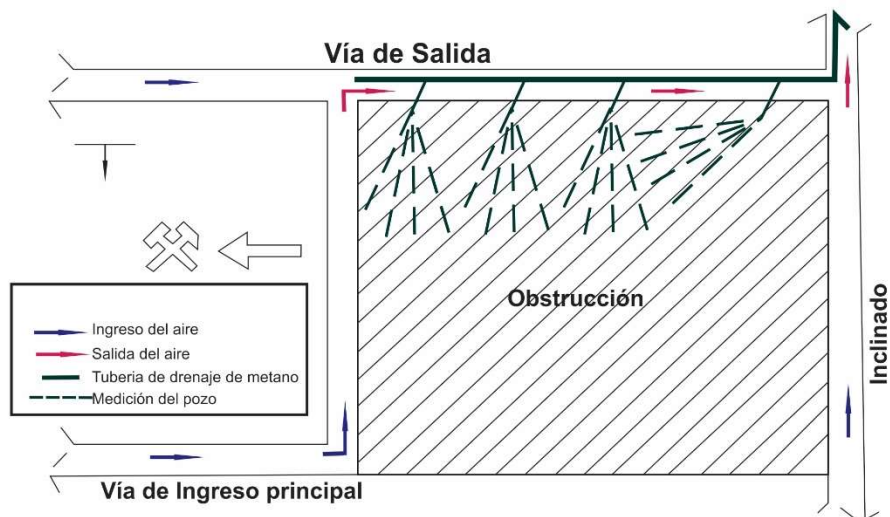
Las Figura 20 y Figura 21 muestran los métodos comunes de drenaje implementados en las minas polacas, la Figura 21 muestra la distribución de las perforaciones de drenaje en una vía de retorno de aire delante del frente largo (Longwall) en un sistema de ventilación en U.

Figura 20. Ubicación de las perforaciones de drenaje en un sistema de ventilación en Y.



En los dos casos los huecos son perforados detrás y en el frente del frontón dependiendo del contenido absoluto de metano. En este caso, la efectividad en el drenaje de metano es mayor que la del sistema en U. El factor decisivo que determina el nivel de captura del metano y por lo tanto la eficiencia de drenaje de metano es el gran número de perforaciones simultáneamente conectadas al sistema de drenaje con presión negativa por delante y por detrás del frente de explotación.

Figura 21. Ubicación de los pozos de drenaje en una vía de ventilación en un sistema de ventilación U con una entrada en paralelo.

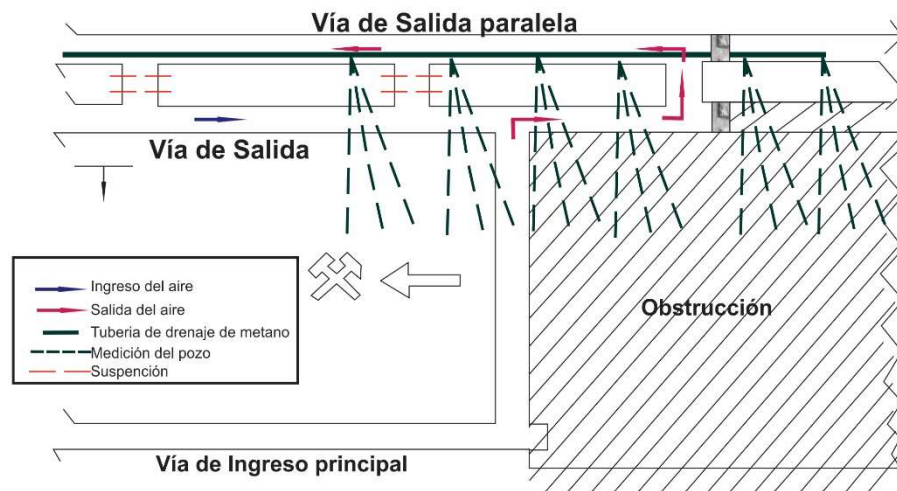


La Figura 22 muestra la estructura de un sistema de drenaje con una galería de drenaje, el sistema consiste en avanzar una galería especial llamada galería de drenaje por encima del manto minado en un manto no desarrollado. Esta vía debe ser avanzada dentro de la zona de desorción en el macizo rocoso.

Aunque la implementación del drenaje de metano incrementa significativamente los costos de explotación de carbón, se provee a la planta minera con gas, cuyos excelentes parámetros hacen posible su utilización; actualmente hay una serie de tecnologías que permiten aplicaciones económicamente viables del gas capturado.

Cabe mencionar que en la actualidad el metano capturado en operaciones mineras es obtenido solamente usando sistemas de drenaje cuya implementación es impuesta por regulaciones de Salud y Seguridad.

Figura 22. Estructura de un sistema de drenaje con galería de drenaje.



Para incrementar el grado de utilización de metano y la eficiencia del drenaje implementado por las compañías mineras es absolutamente necesario incluir el costo de captura de metano en los costos de producción de energía.

**- Metodologías para determinar la prefactibilidad técnico económico de un proyecto.**

Si se tiene en cuenta la infraestructura de redes de gas y su relativamente limitada capacidad de transportar metano recuperado de mantos de carbón, se podría decir que la mayoría de redes de suministro de energía están localizadas en la planta de la mina o en su vecindad. Este hecho cuenta para las posibles maneras de utilizar el gas obtenido a través de la desgasificación de metano. Los proyectos que se pueden implementar con el gas metano en Polonia son:

- ✓ Generación de calor para calentamiento por quemado de gas en calderas e instalaciones (ej. Secado de habitaciones).
- ✓ Generación combinada de electricidad y agua caliente.
- ✓ Generación combinada de electricidad y procesos de vapor.
- ✓ Generación combinada de electricidad y el agente requerido para procesos de secado.
- ✓ Generación combinada de calor, frío y electricidad.
- ✓ Generación de electricidad en sistemas combinados.

En la mayoría de los casos un sistema de gas está unido a una planta de generación térmica o a una estación de energía de combustibles fósiles. El funcionamiento de la gran mayoría de tales plantas es basado en motores de combustión interna con pistones a causa de su alta eficiencia y relativamente pequeña inversión necesaria.

El tipo de gas combustible suministrado es importante para el funcionamiento de un motor. No todos los dispositivos disponibles en el mercado pueden ser alimentados con gas drenado de las minas.

Una aplicación alternativa para el gas de mina obtenido a través del drenaje de metano es su purificación y licuefacción (GLP). El producto líquido resultante consiste en 97% CH<sub>4</sub> y 3% N<sub>2</sub>., después de la regasificación se convierte en un combustible cuyas propiedades son prácticamente idénticas a las del gas natural. La gran diferencia es que el gas obtenido a través de la recuperación de metano no contiene agua, la cual se elimina por completo antes de iniciar los procesos criogénicos.

El proceso de licuefacción de metano recuperado implica un cambio importante: La necesidad de purificar el gas antes de iniciar el proceso criogénico. Los principales contaminantes incluyen H<sub>2</sub>S, Hg, O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O y N<sub>2</sub>. Aunque el nitrógeno se separa directamente debido a que su temperatura de condensación es inferior a la del metano, otros contaminantes son eliminados usando equipo avanzado.

La contaminación que es más difícil de eliminar es el oxígeno contenido (como el nitrógeno) en el aire bombeado por la estación de drenaje de metano. La primera estación en Polonia creada por la empresa Polish GLP Company, está basada en la Tecnología de Oxidación Térmica, la cual involucra baja temperatura de combustión catalítica de metano en un reactor catalítico. El catalizador de esta reacción es un compuesto de paladio que permite una combustión a temperaturas inferiores a 500 °C; la temperatura también depende del oxígeno contenido en la mezcla.

La oxidación térmica, empleada en la mina de carbón KWK Krupinsky fue desarrollada para eliminar contenidos máximos de 8% pero los ensayos demostraron su capacidad para eliminar hasta el 11%. En este punto es evidente que cuanto más alto sea el oxígeno mayor es la pérdida de metano.

La rentabilidad de las unidades de cogeneración depende en gran medida de los siguientes factores:

- ✓ Contenido de metano en el gas recuperado
- ✓ Costo de la electricidad suministrada a la instalación.
- ✓ Precio de entrada de gas metano
- ✓ Precios económicamente viables del producto final (GLP)

El costo de electricidad es el más importante en la estructura de costos de producción. La potencia de pico de demanda de una instalación con una capacidad diaria de aproximadamente 17Mg de GLP es de 2 MW de electricidad.

Como alternativa a una red de energía (de la mina o externa) es posible utilizar un generador de energía impulsado por un motor a gas en el cual el gas quemado es utilizado como combustible, esta combinación mejora significativamente la rentabilidad de toda la empresa.

Los ingresos por venta de metano licuado son altos relacionados con los precios de las fuentes de energía alternativa. El metano licuado puede ser utilizado en las áreas pobremente cubiertas por las redes de distribución de gas. Las plantas localizadas en estas áreas utilizan aceites combustibles y LPG (gas licuado de petróleo) para propósitos tecnológicos y para proveer servicios sociales a sus empleados. El precio del metano licuado ha sido competitivo en relación con los precios de otros combustibles y con el gas natural licuado importado.

**- Identificación de proyectos exitosos, de aprovechamiento de CBM, CMM, VAM y AMM.**

Polonia cuenta con una importante trayectoria en la explotación de CMM, la mayor empresa de explotación subterránea de carbón y por consiguiente la más representativa en proyectos exitosos de aprovechamiento de CMM, ubicada en la parte alta de Silesia es Jastrzebska Spółka Weglowa S.A. GSW S.A., cuenta con siete minas cuyas capacidades de drenaje de metano se presentan a continuación. (Tabla 23. Datos de año 2011).

Tabla 23. Relación de capacidades de drenaje de metano en siete minas.

MINA	CANTIDAD DE METANO DRENADO (m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /min.)	PROMEDIO DE EFICIENCIA DE DRENAJE (%)
Borynia	46.36	27.09
Budryk	88.95	28.68
Jas-Mos	36.00	48.19
Krupinsky	80.13	61.71
Pniowek	238.11	39.24
Zofiówka	91.88	31.79

En el año 2011 se aprobaron dos concesiones para explotar directamente el metano como CBM, a las compañías Karbonia PL y Metanel S.A.; sin embargo, no hay información adicional disponible al respecto.

Polonia no ha iniciado recuperación de metano en minas abandonadas; sin embargo, en el año 2006 se estimó que el volumen de metano en estas minas estaba en el rango de 150 a 200 billones de metros cúbicos (Nagy, 2006).

### 2.2.5. México

Aunque México no es un gran productor de carbón y produce solamente la décima parte de lo que produce Colombia, en lo relacionado con gas asociado al carbón hay dos aspectos que sirven de referencia para Colombia:

- ✓ El alto contenido de gas en las minas del norte de México ha forzado a algunas compañías a adelantar programas de desgasificación y su experiencia al respecto es útil para el caso Colombiano en el que apenas se está considerando que hacer y cómo hacerlo.

- ✓ A raíz de la necesidad de desgasificar se ha tenido que ajustar la legislación para hacerla asequible y atractiva para las compañías mineras, porque la compañía estatal encargada del gas y el petróleo no ha mostrado interés por el CBM-CMM debido a las reservas y al tipo de negocio.

#### **- Metodologías y estándares para recursos y reservas de gas Metano.**

La estimación de reservas de carbón está en función de los parámetros económicos utilizados para la evaluación de los recursos. Los parámetros para la evaluación económica de un yacimiento de carbón en México, como los de cualquier mineral o roca, son innumerables y varían de empresa a empresa y de institución a institución. Para la explotación de carbón en las minas subterráneas uno de los factores más importantes es el espesor y la posición estructural de los mantos debido a que su explotación mecanizada se hace normalmente a través de los sistemas de cámaras y pilares o de tajo largo, que requieren espesores considerables y horizontalidad del manto.

Para el minado mecanizado con equipo minero continuo por el método de cámaras y pilares, el espesor mínimo del manto de carbón para que su explotación sea económica es de 1 metro. Para el minado por tajo largo no se concibe su mecanización en mantos menores a 1.5 m. Adicionalmente cualquier proyecto de explotación está sujeto a la posición estructural del manto, pues se requiere de mantos de inclinaciones menores a los 15 grados, de preferencia horizontales y continuos por varios kilómetros. Adicionalmente la calidad del carbón, es decir su pureza representada por el contenido de carbón, macerales que lo componen, y la ausencia de materia mineral (cenizas) son factores de suma importancia en la evaluación de las reservas de carbón, pues de esta calidad depende su mercado, ya sea como carbón térmico o coquizable.

Cualquier explotación de carbón por medios artesanales no contempla ningún cálculo de reservas ni método de minado otro que pico, pala y carretilla, por lo que no se consideran aquí. Con lo que se conoce es imposible conocer las reservas de carbón en México pues con excepción de ciertas zonas de la cuenca de Sabinas (Coahuila), donde se encuentran las empresas productoras de carbón en este País, el resto de las cuencas no se ha explorado con la densidad de perforación adecuada para tener cierto grado de certidumbre. En general solo explotan o consideran explotar mantos que tengan espesores mayores a 0.60 m y cierta continuidad.

Como en México el gas asociado al carbón no se ha comercializado, y el gas drenado por CMM y GOB se quema para convertirlo a CO<sub>2</sub>, se utiliza el método convencional de cálculo de reservas de gas, el que a su vez depende del método convencional de determinar reservas de carbón en una localidad específica.

#### **- Técnicas y tecnologías aplicadas para la extracción del gas.**

El aprovechamiento del gas metano contenido en los mantos de carbón (CBM) no requiere del minado de carbón cuando el producto que se busca es exclusivamente el gas. Pero en el CMM el objetivo es la recuperación y aprovechamiento del gas

asociado al carbón que se tiene que emitir como subproducto del minado de carbón, y que busca la mitigación de la emisión de estos gases de invernadero a la atmósfera. Adicionalmente la explotación del gas metano CBM, está regida por otras leyes y reglamentos en México, y es función exclusiva de PEMEX. El desarrollo de un proyecto de aprovechamiento del gas grisú que se desprende del proceso de minado de carbón (CMM) depende de la economía del mismo. A la fecha no existe en México ningún proceso de aprovechamiento del gas en las minas de carbón como para la obtención de parámetros económicos del proyecto en funcionamiento

La minería del carbón en México es pequeña debido principalmente a las escasas reservas comerciales de ese país, producto del espesor de los mantos y su poca continuidad, que hacen que las operaciones mineras sean reducidas. Adicionalmente ha pasado poco tiempo desde que este energético dejó de ser reserva nacional y se liberó totalmente a la iniciativa privada su producción y comercialización con motivo de las reformas a la Ley Minera de 1992. La producción comercial de carbón en México se extrae tanto por métodos de minería a cielo abierto (40% de la producción) de mantos desde la superficie del terreno hasta profundidades de 60 m, como de minas subterráneas (60% de la producción) que tienen profundidades hasta de 350m.

En el caso de explotaciones a cielo abierto el carbón ya ha perdido por procesos naturales la mayor parte del gas metano que contenía y no existe la necesidad de extraerlo antes de hacer minería. En el caso de las operaciones subterráneas, pocas son las que están mecanizadas y que manejan su extracción por medio de tajos largos y los equipos de corte continuos, el resto de las operaciones realizan la extracción por métodos de cámaras y pilares como minas de arrastre con producciones consecuentemente menores. En México para la desgasificación de las minas subterráneas se utiliza normalmente la ventilación forzada por medio de grandes ventiladores mecánicos y complejos sistemas de circulación del aire a través de la mina. Sólo la empresa MIMOSA tiene adicionalmente a la ventilación avanzados sistemas de desgasificación en sus minas; esta desgasificación se realiza principalmente a través de perforación horizontal (CMM) en el interior de la mina para su extracción a través de ductos a la superficie ya través perforación vertical de zonas ya explotadas o derrumbadas (gobhole) (

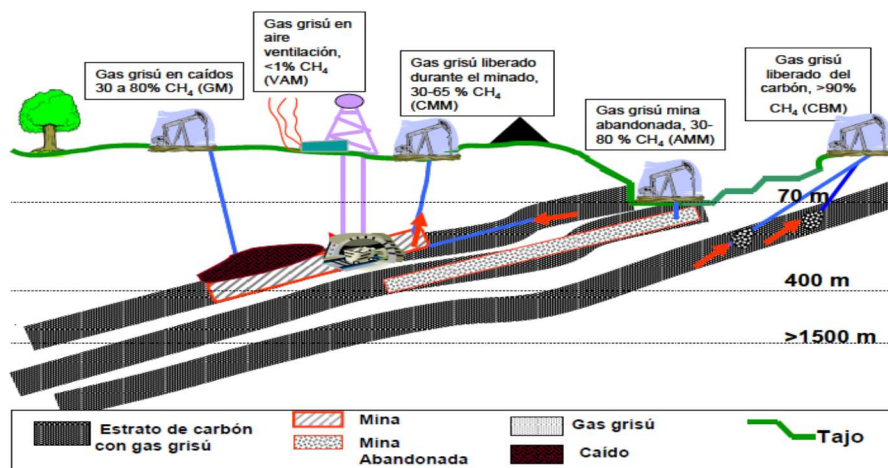
Figura 23).

Figura 23. Izquierda, perforadora horizontal para CMM. Centro, ductos que llevan el gas a la superficie para su quema posterior. A la derecha, perforación vertical de zonas ya explotadas o derrumbadas (gobhole).



En esta forma se extrae gas simultáneamente de zonas que se quieren desgasificar y que aún no han sido explotadas (CMM) y de zonas derrumbadas o ya explotadas de zonas abandonadas de la mina (Figura 24).

Figura 24. Diferentes formas de extracción del gas asociado al carbón.



En la Tabla 24 se indican los sistemas de desgasificación que utilizan las principales minas en la Cuenca de Sabinas en Coahuila, en la que se confirma que la única empresa minera que utiliza actualmente sistemas de desgasificación adicionales a la ventilación mecánica forzada en sus minas subterráneas es MIMOSA. En la tabla se contempla adicionalmente el tipo de minería por superficie bajo la concesión, el sistema de desgasificación, así como el promedio de su producción anual.

Tabla 24. Sistemas de desgasificación que utilizan las principales minas en la Cuenca de Sabinas en Coahuila (México).

EMPRES MINERA	NOMBRE DE LA MINA	HECTARES CONCESIONADAS	TIPO DE MINA	SISTEMA DE DESGASIFICACIÓN	PRODUCCIÓN ANUAL APROX. (t). 2006
MIMOSA	La Esmeralda (Mimosa V)	6154	Subterránea	Ventilación y Barrenación direccional	1398854
MIMOSA	Mimosa II	6942	Subterránea	Ventilación y Barrenación direccional	430846
MIMOSA	Mimosa III	?	Subterránea	Ventilación y Barrenación direccional	1121690
MIMOSA	Mimosa VI	?	Subterránea	Ventilación y Barrenación direccional	980664
MIMOSA	Mimosa VII	3500	Subterránea	Ventilación y Barrenación direccional	297361
MEXATIN	El Coyote I	347	Tajo Abierto	Natural	320000
COMPAÑÍA MINERA ZAPALINAME	El Milagro	298	Tajo Abierto	Natural	400000
CARBÓN MEXICANO	Los Morales	625	Tajo Abierto	Natural	150000
CONSORCIO INDUSTRIAL TITANES	El Alacran	268	Tajo Abierto	Natural	90000
FERVIN INGENIERIA	Santa Isabel	696	Tajo Abierto	Natural	300000
COMERCIALIZADORA MERCURIO	Pitas	3000	Tajo Abierto	Natural	120000
MINERA CARBONÍFERA LA GLORIA	Santo Domingo	36	Subterránea	Ventilación	70000
MINERÍA Y ENERGÍA	Santa Barbara	492	Subterránea	Ventilación	60000
INTEGRACIÓN MINERA	Unificación El 27	247	Tajo Abierto	Natural	100000

(1) Información de varias fuentes: MIMOSA y Subsecretaría de Minería del gobierno del Estado de Coahuila, entre otros.

**- Metodologías para determinar la prefactibilidad técnico económico de un proyecto.**

El desarrollo de un proyecto de gas asociado al carbón directamente relacionado con la minería (CMM) depende de los factores económicos del proyecto minero en sí. A la fecha no existe en México ningún proceso de aprovechamiento del gas en las minas de carbón como para la obtención de parámetros económicos del proyecto en funcionamiento. Los únicos proyectos de desgasificación de las minas utilizando perforaciones no utilizan el gas sino que lo queman. Datos internacionales de la EPA (USEPA, 2006) indican en forma resumida los costos promedio que tiene un programa de abatimiento de emisión de metano a la atmósfera de minas subterráneas en los EE.UU los cuales se desglosan en la Tabla 18. Estos son los costos aproximados que se han manejado en México.

El requisito indispensable para el desarrollo de un sistema de aprovechamiento del gas asociado a la minería del carbón (CMM) es la existencia en la mina subterránea de un sistema de desgasificación; ningún sistema de aprovechamiento del gas en minería en el mundo puede ser desarrollado económicamente si se tiene que considerar dentro del financiamiento de la inversión todo el sistema de

desgasificación. La calidad del gas grisú y su contenido de metano depende de la metodología de desgasificación que utilice la mina.

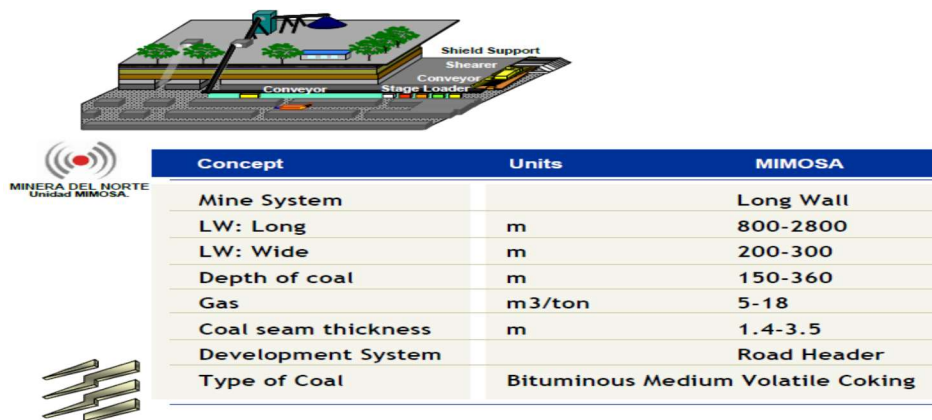
**-Identificación de proyectos exitosos, de aprovechamiento de CBM, CMM, VAM y AMM.**

Aunque en México no existe un proyecto de aprovechamiento de CMM, si existen varios proyectos de desgasificación que han sido diseñados y son complementarios al método de ventilación forzada, y tienen como función disminuir la concentración de gas durante el desarrollo de la obra minera, disminuir el flujo de aire de ventilación y aumentar la seguridad durante la extracción del carbón en la mina. Esos proyectos han sido adelantados por la empresa MIMOSA (Minera del Norte S.A-AHMSA) en la Cuenca Sabinas en el estado de Coahuila debido a que en la zona los contenidos de metano son tan altos (8-13 m<sup>3</sup>/ton) que se hace necesario complementar la ventilación con sistemas de drenaje CMM y GOB.

Datos de las minas de MIMOSA indican que el 86% del gas producido por el minado de carbón se extrae por medio de los sistemas de ventilación, 6% por el método de perforación dirigida horizontal (CMM) y un 8% por el método de perforaciones en zonas derrumbadas (GOB) (Santillán, 2004).

El método de minería que se utiliza es de tajo largo en carbones que están a profundidades entre 150 y 360 m, con un espesor del carbón entre 1,4 y 3,5 m (Figura 25). Los carbones son bituminosos medios volátiles con un gran contenido de metano que se ha medido entre 176 y 635 pies<sup>3</sup>/ton, lo que ha obligado a considerar medidas de desgasificación para evitar accidentes.

Figura 25. . Método de minería y características del carbón en las minas de MIMOSA.

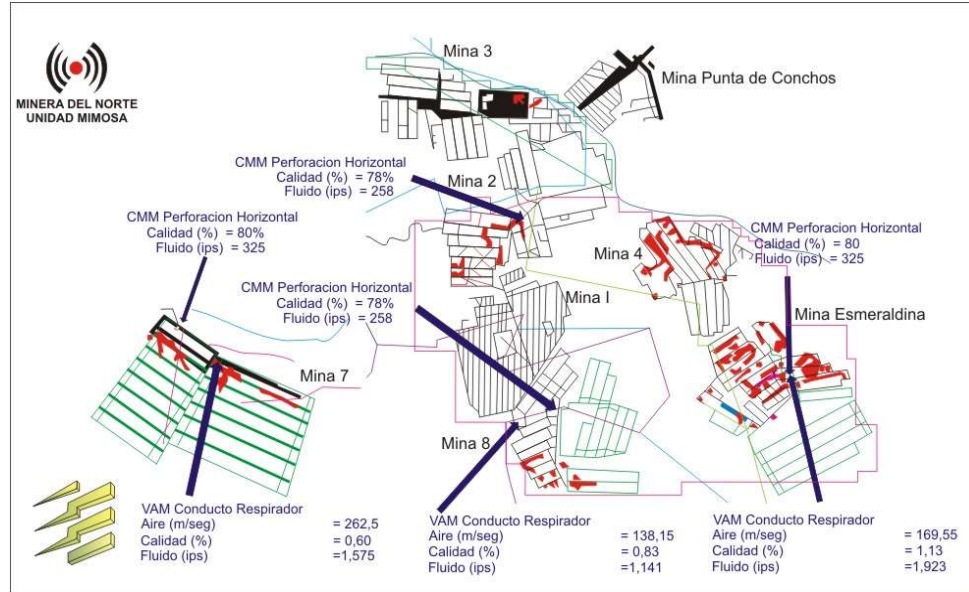


Fuente: Santillan (2010).

Como las características son diferentes en las varias minas, se han intentado diferentes formas de desgasificación que van desde pozos VAM y GOB HOLE hasta

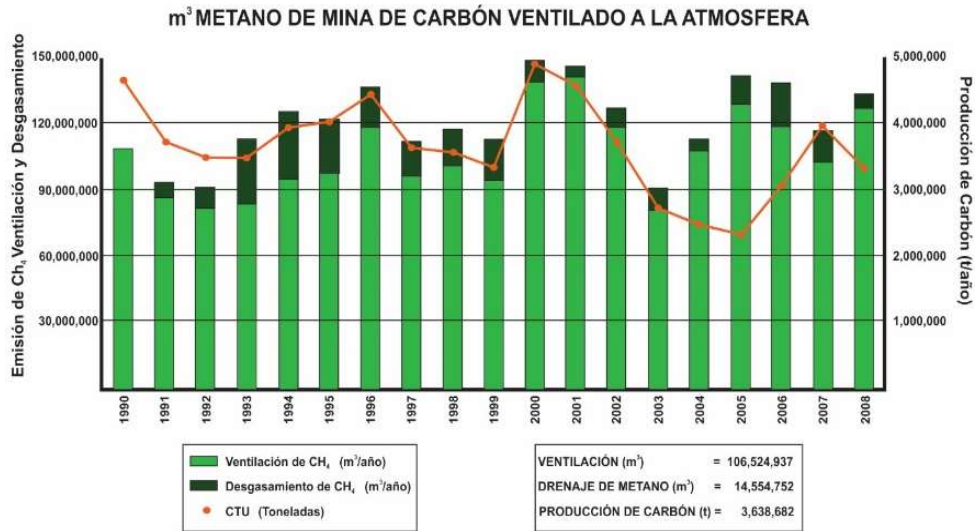
perforaciones horizontales (CMM) (Figura 26). En cada una de las minas se tiene un control, del porcentaje de metano y del flujo de aire en litros/seg y en m<sup>3</sup>/seg.

Figura 26. Diferentes formas de desgasificación en las minas de MIMOSA.



A través de los años se ha llevado un control de la cantidad de los volúmenes de las emisiones y de los porcentajes de esas emisiones por ventilación y por desgasificación (Figura 27). Nótese que a pesar de la existencia del drenaje, gran parte de las emisiones se hacen a partir de la ventilación.

Figura 27. Emisiones de gas de las minas de MIMOSA entre 1990 y 2008.



Los costos dados a conocer se centran en perforación. La Tabla 25, presenta los costos para perforaciones horizontales con equipos Acker y otros equipos como Fletcher y Sasing. Nótese como los costos varían dependiendo del equipo, y como los costos reales por metro disminuyen con los nuevos equipos Fletcher y Sasing.

Tabla 25. Costos directos totales de perforación horizontal, año 2000.

EQUIPO	RENDIMIENTO DE PERFORACIÓN		COSTO		COSTO REAL	
	Metros (m)	Pies (ft)	Pesos Mexicanos (MXP)	Dólares \$USD	Metros (m)	Pies (ft)
ACKER BIG JOHN 290116	1551	5087	93752	6997	60,45	1,38
ACKER MID JOHN 290121	1298	4257	121456	9064	93,57	2,13
FLETCHER 290131	3404	11165	140758	10505	41,35	0,94
FASING / TURMAG 290133	15604	51181	47742	3563	3,06	0,07
<b>TOTAL</b>	<b>21857</b>	<b>71691</b>	<b>403708</b>	<b>30128</b>	<b>18,47</b>	<b>0,42</b>

Además de la perforación se han incurrido en otros costos que incluyen:

- ✓ Equipos de desorción Canister
- ✓ Equipos de análisis de cromatografía de gases (cromatógrafos)
- ✓ Equipos de prevención de explosiones
- ✓ Tuberías de conducción del gas
- ✓ Quemadores

Los costos de capital inicial fueron de entre 1 y 2 millones de dólares y solo se han obtenido algunos recursos por los bonos de carbono (CERS). La empresa MIMOSA ha considerado la posibilidad de producir energía en lugar de quemar el metano, pero los costos de los motores y turbinas para producir la energía, más los costos adicionales, ha desanimado el proyecto.

La Tabla 25 de costos indica que para un proyecto en el que se venda o se utilice el gas, el costo de capital inicial en equipos puede estar cerca a los 5 millones de dólares, más el costo anual de mantenimiento que también puede estar cercano a los 5 millones de dólares, esto daría un costo para el primer año de 10 millones de dólares, lo que obligaría a que las ganancias de la venta de gas o de energía estuvieran cercanas a 1 millón de dólares por año para la amortización de la inversión.

Los costos mencionados de la experiencia Mexicana indican que los costos iniciales de un proyecto de CMM pueden ser relativamente altos y difíciles de amortizar. Esto misma podría suceder en Colombia donde los costos solo permitirían la quema del gas, y para condiciones más avanzadas de utilización del gas (venta de gas o producción de energía), tal vez se requieran subsidios e incentivos.

## **2.2.6. Normatividad y Reglamentación Internacional para el aprovechamiento del gas metano.**

### **- ESTADOS UNIDOS**

La propiedad del gas asociado al carbón en los EE.UU es también motivo de disputas debido a que no hay una legislación federal al respecto. Las disputas en este caso se resuelven generalmente caso por caso en ocasiones hasta en juicios; los derechos de la concesión del carbón se dividen a menudo entre las leyes de los hidrocarburos y la de los minerales. A la fecha debido a consideraciones de seguridad los productores de carbón han podido capturar o emitir el gas grisú sin necesidad de permiso alguno ni del pago de ningún derecho adicional. Algunos Estados ya han emitido legislación para definir los derechos de propiedad del gas grisú, sin embargo el gobierno federal a la fecha no lo ha resuelto.

En lo que se refiere a perforación horizontal dentro de la mina y perforación vertical de los caídos para la desgasificación de las minas la aprobación proviene directamente de la Administración de Salud y Seguridad en las Minas (MSHA). Lo referente a la producción de metano pre- y post-minado las licencias son proporcionadas por los Estados donde existe la producción. Las concesiones mineras son asignadas por el gobierno federal en el caso de las tierras federales, o por los dueños de los terrenos en caso de ser propiedad privada. La producción de gas natural no está regulada, pero su transporte es regulado cuando se efectúa en forma interestatal. La seguridad en las minas y en el aprovechamiento del gas grisú está supervisada por dos organizaciones, la MSHA y la OSHA, la primera que regula la seguridad en la mina y las instalaciones de superficie, y la segunda que regula lo referente a la salud y seguridad de los empleados referente a equipos no relacionados a la minería.

La normatividad que hizo rentable los proyectos de CBM fue la política de reducción de impuestos porque incentivó la explotación, la producción y el Desarrollo del CBM.

### **- AUSTRALIA.**

La estructura legal que rige la propiedad y licencia de explotación del gas metano en Australia es muy compleja debido a que no existe una legislación federal con respecto al CMM. Cada estado tiene su propia legislación, sin embargo en todos los casos se propicia su uso o quemado. El estado de Queensland por ejemplo tiene un régimen que exige y permite tener una concesión simultánea para el gas y otra para el carbón las cuales se rigen por diferentes leyes, a saber, la Ley de Petróleo

y Gas y la Ley de los Recursos Minerales respectivamente. En otras palabras el tener una concesión minera no le da al concesionario el derecho a explotar el gas metano pues requiere una Licencia de Producción que coexista con la del mineral en la misma área. En el Estado de New South Wales el concesionario minero que quiera explotar el gas grisú en su concesión minera requiere solicitar un permiso petrolero que se adiciona a la concesión minera. El concesionario en este caso no paga ningún derecho adicional por el gas consumido pues se considera un subproducto del minado. En el caso del estado de Victoria los recursos de gas grisú se administran también a través de la ley que rige la minería

#### **- CHINA.**

En aspectos de legislación y reglamentación se han dado pasos importantes, entre estos la prioridad a la comercialización del gas asociado al carbón.

La recuperación y uso del CMM en China solo puede ser realizada por las empresas mineras de carbón que tienen la concesión minera y requiere la aprobación de la Comisión de Desarrollo y Reforma en cada nivel. Los proyectos de recuperación y aprovechamiento del gas metano que requieren una inversión mayor de US\$4M deben de ser sometidos para su aprobación a la Comisión Nacional de Desarrollo y Reforma (NDRC), en todos los demás casos son aprobados por las Comisiones Regionales. No existen ningún tipo de regalías por el uso o aprovechamiento del gas metano, y al contrario aquellas empresas que colectan y usan el gas metano son sujetas a políticas preferenciales en los impuestos como IVA, ISR y otros. La Compañía de Metano del Carbón Unida de China tiene los derechos monopólicos de la exploración, desarrollo y producción de CBM, con la cooperación de firmas extranjeras; en el caso del autoconsumo del CMM y no comercialización las empresas mineras actúan por su cuenta sin la participación de la empresa estatal, aunque estén apoyadas por organismos internacionales.

Todos los proyectos de recuperación del gas metano en China deben pasar la evaluación ambiental antes de ser operados. La evaluación determina la sustentabilidad del drenaje del agua, contaminación atmosférica y de ruido. El uso para la generación de energía debe estar acorde con la Ley de Conservación de la Energía de la República Popular China, y los reglamentos locales y estatales de conservación de la energía. Todo lo referente a la seguridad de las instalaciones está supervisado por la Administración del Estado en la Seguridad en el Trabajo, la cual asegura que se cumpla el Reglamento de Seguridad de la Minas de Carbón. En China se distinguen claramente dos tipos de aprovechamiento del gas contenido en el carbón, (1) por un lado los Proyectos para la explotación propia del gas metano asociado al carbón, industria conocida internacionalmente como CBM y que desarrolla los campos donde no existen explotaciones presentes del carbón, y cuyo mineral principal objeto de la concesión es el gas; y (2) los proyectos CMM donde se recupera y auto consume el gas grisú que se extrae de las minas de carbón y donde el carbón constituye el mineral objeto de la concesión minera y el gas se

considera un subproducto. Los dos tipos de proyectos se tratan desde el punto técnico y legal de forma muy diferente.

La Ley del Carbón de la República Popular China en su Artículo 35 estipula que el estado debe propiciar que las empresas mineras carbonífera desarrollen y utilicen el metano contenido en el carbón.

## **- POLONIA**

De acuerdo con las regulaciones Polacas ha sido creado un sistema de incentivo al uso de metano, este consiste en la emisión de certificados de origen para la electricidad producida a través de cogeneración en una unidad abastecida por metano liberado y recuperado durante las operaciones de minería subterránea de carbón. El esquema aplica para minas en operación y minas cerradas y los certificados se denominarán “certificados violeta”.

El artículo 91 sección primera de la Ley 8 de Enero de 2010 contiene las siguientes disposiciones: El hecho de que la energía fuere producida en el proceso de cogeneración será confirmada por un Certificado de Origen en lo sucesivo referido como un certificado de cogeneración. Los certificados de cogeneración para electricidad producida se emiten por separado para el siguiente tipo de unidades:

- ✓ Abastecida con combustibles gaseosos o haber instalado capacidad inferior a 1 MW.
- ✓ Alimentadas con metano liberado y recuperado durante las operaciones de minería subterránea de carbón, las cuales están activas, en proceso de cierre o cerradas, o con gas extraído de biomasa conforme a lo dispuesto en el artículo 2, Sección 1, Item 2 de la Ley de Biocomponentes y Líquidos Biocombustibles.

El esquema de certificados violeta se basa en la denominada Cartera de Energía Renovable de energía producida a partir de metano. El esquema consiste en imponer a una entidad dada, tal como un productor, un proveedor o un comprador, el deber de adquirir una cantidad especificada de energía procedente de una fuente que esté bajo el régimen de ayuda.

Con el fin de garantizar el funcionamiento adecuado del esquema, un sistema paralelo de Certificados de Origen ha sido implementado para demostrar que una cantidad de energía ha sido producida de acuerdo con los requisitos.

El presidente de Regulatory Office, actuando en la prerrogativa definida en el Artículo 23 sección 2 de la Ley de Energía, introdujo el Cargo Sustituto por Unidad especificado en el Artículo 9<sup>a</sup>, Sección 8a de la misma ley. En 2010 y 2011 la tasa fue de 19.72 USD por MWh, que era la suma más baja permitida, equivalente al 30% del precio medio de venta de la electricidad en el mercado competitivo (El rango permisible que especifica la Ley debe estar entre el 30% y el 120%).

Los costos de drenaje de metano varían de mina a mina causados por una serie de factores tales como diferencias en estructuras geológicas. En 2011, el costo de drenaje por unidad varió de 0.06 a 0.09 USD/m<sup>3</sup>. El costo por unidad de protección contra peligro de metano incluyendo los costos de mantenimiento de la infraestructura de drenaje de metano variaron de 0.39 a 0.6 USD/m<sup>3</sup>. Como resultado, el promedio del costo combinado de recuperación de metano por unidad fue de 0.46 USD/m<sup>3</sup> en 2011.

## **- MÉXICO**

La actual normatividad de seguridad de México exige que el aire de ventilación siempre sea menor a 1.5%. Pero el principal desafío para la desgasificación legal ha sido la legislación misma ya que la Constitución de México en su Artículo 27 y su Ley Reglamentaria en Materia de Hidrocarburos señala que todos los hidrocarburos pertenecen a la Nación y su exploración, recuperación, procesamiento y venta sólo puede ser manejado por PEMEX (Petrolera de México). Dado que el gas asociado al carbón está compuesto en su mayoría por hidrocarburos, principalmente metano, aunque no relacionados al petróleo en su origen, no puede ser explotado como tal, a la fecha, por la iniciativa privada. Esto aplica a la explotación del CBM, o sea del gas de los mantos de carbón cuando no hay un proceso de minado del carbón relacionado. La única manera de que este gas sea evaluado y explotado como fuente de gas natural extraíble a través de perforación especial en concesiones petroleras puede ser a través de contratistas de PEMEX por medio del manejo de Contratos de Servicios Múltiples (CSM), semejantes a los contratos de la Cuenca de Burgos. La infraestructura necesaria para su recuperación y transporte, ya que los gasoductos actuales del sistema nacional pasan lejos de la zona carbonífera; La calidad insuficiente para los estándares de gas natural en el mercado y la íntima interacción que tiene que haber entre las operaciones mineras y la extracción del gas.

La producción de gas metano diaria de MIMOSA de 0.17 Mm<sup>3</sup>/día (6 Mscf/d) comparada con la producción de gas natural de PEMEX de 157 Mm<sup>3</sup>/día (5.4 Bscf/d), esto demuestra la falta de interés por este recurso para PEMEX. Los recursos máximos de gas metano estimados con una probabilidad de 50%, por NSI, alcanzan la cantidad de 177 Gm<sup>3</sup> (6.2 Tscf) comparados con las reservas de gas seco comprobadas por PEMEX (PEP, 2006) de 1,340 Gm<sup>3</sup> (47.4 Tscf), representan menos del 13% de las reservas comprobadas de gas seco de PEMEX. La posibilidad de que la iniciativa privada actúe como contratista de PEMEX a través de los CSM's es también muy baja. Para transformar el gas asociado al carbón en gas metano de calidad para su entrega a PEMEX se requiere de grandes inversiones para su entrega, adicionalmente a los propios costos de extracción, tratamiento, compresión, y conexión al punto de entrega.

Como se puede concluir de la legislación analizada, se están dando los pasos para que sean los mineros los que realicen la explotación del gas asociado a la minería ya que por reservas y prioridades las Compañías Petroleras no se interesan en el

CMM. Ese proceso se debe agilizar para que pronto las empresas estén en condiciones de hacer las pruebas necesarias para la implementación de sus proyectos a la mayor brevedad posible.

En la Tabla 26 se presenta un resumen de la normatividad para la propiedad y las políticas del CMM, en los países evaluados. Estados Unidos, Australia, China, Polonia y México.

Tabla 26. Resumen de la propiedad y las políticas de CMM. Modificado de USEPA – GMI (2014).

PAIS	PROPIEDAD DE CMM	POLÍTICAS DE CMM / INCENTIVOS
<b>Estados Unidos</b>	<p>Predominantemente federal en el Oeste; Privado en el Este</p> <p>Históricamente la propiedad no se incluye con el carbón; Sin embargo, la decisión del IBLA (Interior Board of Land Appeals) ha permitido a un arrendatario del carbón usar CMM si lo desea</p>	<p>Las emisiones de CMM no están limitadas por las regulaciones; Sin embargo, es necesario informar sobre los gases de efecto invernadero y, en algunos casos, son necesarios permisos; Los proyectos pueden proporcionar compensaciones bajo esquemas voluntarios, así como en el estado de California es obligatorio capturar los gases de efecto invernadero y un programa comercial; CMM está incluido como una fuente de energía alternativa en numerosos estándares del portafolio estatal</p>
<b>Australia</b>	<p>Propiedad estatal</p> <p><b>Queensland:</b> La utilización de CMM por minas se permite para autogeneración o para venta, lo cual requieren contrato de petróleo</p> <p><b>Nueva Gales del Sur:</b> El contrato de carbón puede aplicar a la inclusión de petróleo, o gas, en el contrato minero, siempre que el área no esté ya bajo un contrato de concesión de petróleo</p>	<p><b>Queensland:</b> Se prohíbe el CMM de quema si es comercial o técnicamente es factible usar el CMM</p> <p><b>Nueva Gales del Sur:</b> El metano recuperado junto con la minería del carbón (CMM) está exento de regalías, el CBM contratado a través de la Ley del Petróleo está sujeto a regalías.)</p> <p>El impuesto al carbono requiere que las entidades que emitan más de 25.000 toneladas por año de CO<sub>2</sub>e (transporte o agricultura) paguen impuestos por valor de 18 dólares por tonelada de CO<sub>2</sub>e.este también se aplica a las emisiones fugitivas de las minas de carbón</p>
<b>China</b>	<p>Propiedad federal</p> <p>El carbón y el CBM se licencian por separado, pero pueden superponerse; El drenaje previo a la mina de la superficie requiere licencia CBM (administrada como petróleo y gas); Recuperación de VAM, en la mina drenada, CMM por drenaje GOB., etc. no requiere una licencia de CBM</p>	<p>Necesario para usar o quemar CMM drenado &gt;30% CH<sub>4</sub>; 0.2 yuan / metro cúbico de subsidia para la utilización de CMM y un subsidio de 0,25 yuanes / kWh para la generación de energía de CBM / CMM; Exenciones para las tasas de prospección y concesión de licencias, así como el IVA sobre los equipos</p>

Tabla 26. Continuación.

PAIS	PROPIEDAD DE CMM	POLÍTICAS DE CMM / INCENTIVOS
<b>Polonia</b>	Propiedad estatal	Sistema de incentivo al CMM mediante certificados de origen para la electricidad “certificados violeta”.
<b>México</b>	Propiedad federal  Se permite la recuperación y uso de CBM / CMM para el uso en el sitio por concesionarios de minería de carbón o para ventas de gas a una compañía estatal de gas	El impuesto sobre el carbono para el uso de combustibles fósiles se implementó a partir de 2014.

### **3. VIABILIDAD DE APLICACIÓN DE LOS ASPECTOS TÉCNICOS Y LEGALES INTERNACIONALES EN EL CONTEXTO NACIONAL**

#### **3.1. METODOLOGÍAS Y ESTÁNDARES PARA EL CÁLCULO DE RECURSOS Y RESERVAS DE GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN.**

El cálculo de recursos y reservas en gas asociado al carbón se adelanta la con la misma perspectiva que se investiga cualquier otro recurso: con la idea de determinar si dicho recurso se puede explotar económicamente y si se puede comercializar en el medio. El cálculo de reservas de gas en un depósito, bloque o área, se realiza multiplicando las reservas convencionales de carbón en el bloque respectivo (área del bloque\*espesor útil de los carbones\*densidad del carbón) por el contenido de gas. El término reserva de gas asociado al carbón se define como un recurso que ocurre naturalmente en la corteza del planeta en tales formas y cantidades que la extracción económica es actual o potencialmente posible.

El cálculo de las reservas de gas asociado al carbón se debe ver desde dos puntos de vista:

1. El grado de certeza geológica.
2. El grado de factibilidad económica

Como no todo el gas calculado se puede recuperar y se producen pérdidas durante la explotación, se debe tener en cuenta la diferencia entre el gas calculado y el recuperado.

La certeza y la incertidumbre geológica resultan de las variaciones topográficas, tectónicas, del ambiente de depositación de carbón, de la erosión pos-deposicional y la alteración estructural. La geometría y morfología de los carbones varía de acuerdo con el sistema deposicional en el que se formaron. Por ejemplo, si los carbones son lenticulares con variación en el espesor, necesitarán más puntos de control que los que se necesitarían en carbones que se encuentren en áreas amplias, relativamente estables y con espesor constante.

Aunque no existe un método uniforme e internacional reconocido para la categorización de las reservas, el método del Servicio Geológico de Estados Unidos (USGS) (Wood *et al.*, 1983) es el más ampliamente conocido, y es la base para el método del cálculo de reservas de carbón en Colombia; por lo que también se ha utilizado por el Servicio Geológico Colombiano para el cálculo de reservas de gas asociado al carbón. El problema es que en dicho cálculo no se incorporan aspectos claves como: 1) Permeabilidad del carbón, 2) Saturación a partir de isothermas de adsorción y 3) Composición (específicamente porcentaje de metano determinado a partir de cromatografía de gases). Sin la claridad respectiva sobre los anteriores aspectos, solo se debe hablar de recursos.

Desde el punto de vista del gas, como en cualquier cálculo de reservas, se habla de una clasificación de tipo informal entre el gas in-situ y el gas recuperable. El gas *in-situ* es la suma del gas perdido, del gas medido en la prueba de desorción, y del gas residual. El gas recuperable es la porción del gas in-situ que se espera recuperar por medio de un desarrollo comercial, calculándose como un porcentaje del gas in situ, con un factor de recuperación que se determina por medio de evaluación ingenieril y económica, donde se considera la presión de la formación, la permeabilidad, la temperatura, el contenido de gas, el diseño de estimulación, la tasa de difusión o tiempo de desorción, la vida del pozo, etc.

El gas in-situ y el gas recuperable pueden incluirse dentro de la clasificación de recursos y reservas, teniendo en cuenta que cuando se definen como reservas lleva implícito el uso de una mayor exactitud y factibilidad económica. Generalmente se suele incluir la cantidad de gas in-situ y el gas recuperable estimado, como reservas.

A continuación se presenta: 1) La metodología de PMRS, 2) La metodología de JORC, 3) La metodología de cálculo de gas in place (GIP), 4) La metodología utilizada en China y 5) La metodología USGS, para el cálculo de reservas de gas asociado al carbón.

### **3.1.1. Petroleum Resources Management System - PRMS**

Se han realizado esfuerzos internacionales con el propósito de armonizar y homogenizar el tema de clasificación de reservas. Mediante la unión de esfuerzos entre las asociaciones científicas como SPE, el *World Petroleum Council*, la AAPG y la SPEE, en 2007 generaron una guía que contiene la definición y clasificación de recursos denominada el Sistema de manejo de recursos de petróleo con sus siglas en inglés (PRMS). Este sistema es perfectamente compatible al esquema de clasificación de recursos mineros y fósiles con sus siglas en inglés UNFC, desarrollado por la comisión económica para Europa de las Naciones Unidas con sus siglas en inglés UNECE. (IEA, 2013).

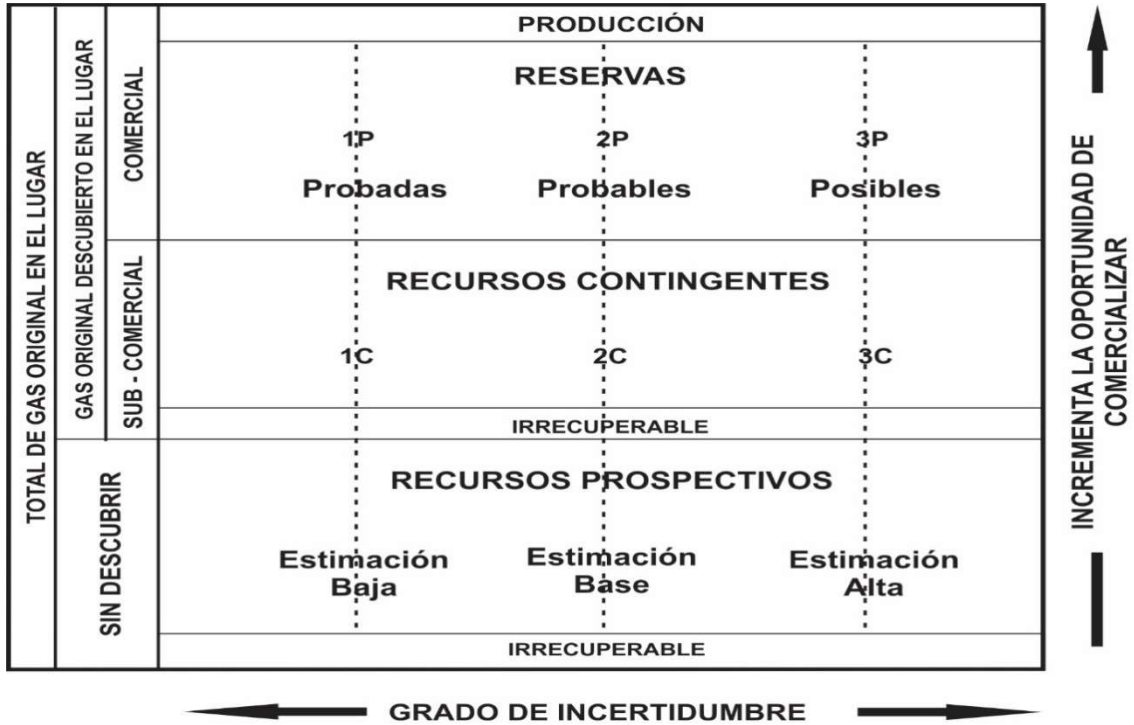
Esta clasificación separa los recursos y las reservas según el nivel de incertidumbre del volumen recuperable que puede ser explotado. Esta clasificación aplica tanto para recursos convencionales como para no convencionales.

En la Figura 28, en el eje horizontal se representa en grado de incertidumbre el cual refleja la estimación cuantitativa que es potencialmente explotable para una acumulación de un proyecto dado. Mientras que el eje vertical representa la posibilidad de comercialización que compone el chance de que el proyecto sea desarrollado y represente un estatus de producción comercial.

El sistema PRMS presenta tres niveles principales para clasificar los recursos y reservas (Figura 28). Los dos primeros a nivel de recursos (prospectivos y contingentes) y el nivel más alto de reservas. Dentro de cada nivel hay una evaluación de la incertidumbre. La definición de cada nivel depende de la

comercialidad del proyecto, al aumentar la comercialidad disminuye el riesgo del proyecto.

Figura 28. Estructura de clasificación de recursos de Gas asociado al Carbón en el sistema PRMS, Tomado de PRMS (2011).



Las siguientes son las características principales de cada nivel representado en la Figura 28.

**-Recursos Prospectivos:**

- ✓ Se debe probar la existencia de mantos de carbón así como un mínimo nivel continuidad lateral de estos.
- ✓ Se debe determinar un factor de recobro.
- ✓ Los recursos son calculados utilizando métodos probabilísticos con rangos de incertidumbre que van desde P90 hasta P10 pasando por P50.
- ✓ En términos de madurez del proyecto los recursos prospectivos pueden ser divididos en Play, lead y prospecto, según aumente el chance de comercialidad

**- Recursos Contingentes**

- ✓ Se debe demostrar un alto nivel de continuidad lateral de los mantos.
- ✓ Mediciones de volumen de gas en todos prospectos (target).
- ✓ Determinación de la Saturación de gas.
- ✓ Mediciones de Permeabilidad en al menos algún prospecto.
- ✓ Una básica demostración de comercialidad del depósito.

- ✓ Factores de recobro de entre 35 -75%.
- ✓ Estos recursos son usualmente calculados utilizando métodos probabilísticos con rangos de incertidumbre que van desde P90 hasta P10 pasando por P50.
- ✓ En términos de madurez del proyecto los recursos contingentes pueden ser divididos en desarrollo no viable, desarrollo no clarificado o en espera y desarrollo pendiente, según aumente el chance de comercialidad (Figura 29).

Figura 29. Subclases de recursos y reservas basadas en la madurez del proyecto.



### -Reservas

Un flujo comercial de gas debe ser demostrado, usualmente mediante uno o varios pozos pilotos. Es importante demostrar un mercado o acuerdos para la venta del gas. (Figura 29).

- ✓ **Reservas posibles (3P):** Usada para probar producción en los alrededores, pozo piloto, depende de la madurez y heterogeneidad del campo.
- ✓ **Reservas probables (2P):** Probar producción en los alrededores, pozo piloto, depende de la viabilidad y heterogeneidad del campo. Generalmente se tiene un acuerdo de venta de gas en el sitio

- ✓ **Reservas probadas (1P):** Son utilizadas para establecer en el área de drenaje de un pozo perforado, cuyo tamaño es determinado por la permeabilidad; generalmente se tiene un acuerdo de venta de gas en el sitio.

**- Viabilidad de aplicación en el contexto nacional.**

Las ventajas de este método son:

- ✓ Un componente esencial del sistema PRMS es que, tanto las estimaciones de recursos y reservas, como los reportes públicos de estos, son realizados por Personal Competente.
- ✓ El sistema PRMS se basa en evaluar y asignar un nivel de incertidumbre para proyecto o depósito, el cual permite estimar el riesgo estadístico ya sea probabilístico o determinístico (Souza et al, 2004).
- ✓ El propósito fundamental del sistema PRMS es establecer un lenguaje común o estandarizado para que las decisiones de inversión sean realizadas de manera transparente.
- ✓ El sistema PRMS requiere menos densidad de datos que el sistema de código JORC.
- ✓ El sistema PRMS permite un cierto grado de independencia de los factores propios del carbón, tales como la heterogeneidad lateral y vertical de los mantos de carbón, la continuidad de los mantos, la complejidad geológica (pliegues – fallas), la cobertura sedimentaria.
- ✓ El sistema PRMS reconoce todas las variables económicas, de ingeniería y su rango. Es por lo tanto muy importante tener en cuenta en la evaluación de recursos, que hay parámetros que no pueden ser completamente concluyentes y que tienen un rango de posibles valores, cuando estas variables se suman puede generar unos grandes márgenes de incertidumbre. Es así como a mayor cantidad de datos la incertidumbre será menor y por consiguiente mayor posibilidad de éxito.

Las desventajas de este método son:

- ✓ El sistema PRMS no establece, claramente cómo realizar los cálculos de recursos y reservas, ni tampoco definir las incertidumbres.
- ✓ No es tenido en cuenta la calidad del reservorio dentro de la clasificación.
- ✓ No especifica detalladamente, cuáles parámetros debe ser considerados para determinar la comercialidad.
- ✓ En el sistema PRMS no resalta la importancia del personal competente.

El sistema de PRMS es ampliamente aceptado por la mayoría de los países del mundo (SPE, 2011), (IEA, 2013) la mayoría de los proyectos de gas asociado a carbón de tipo CBM han sido evaluados mediante este sistema. A pesar de que en algunos ejercicios de evaluación se han desarrollado pequeñas variaciones al método (USGS, 2004). Este método tiene desventajas, pero es el sistema PRMS es

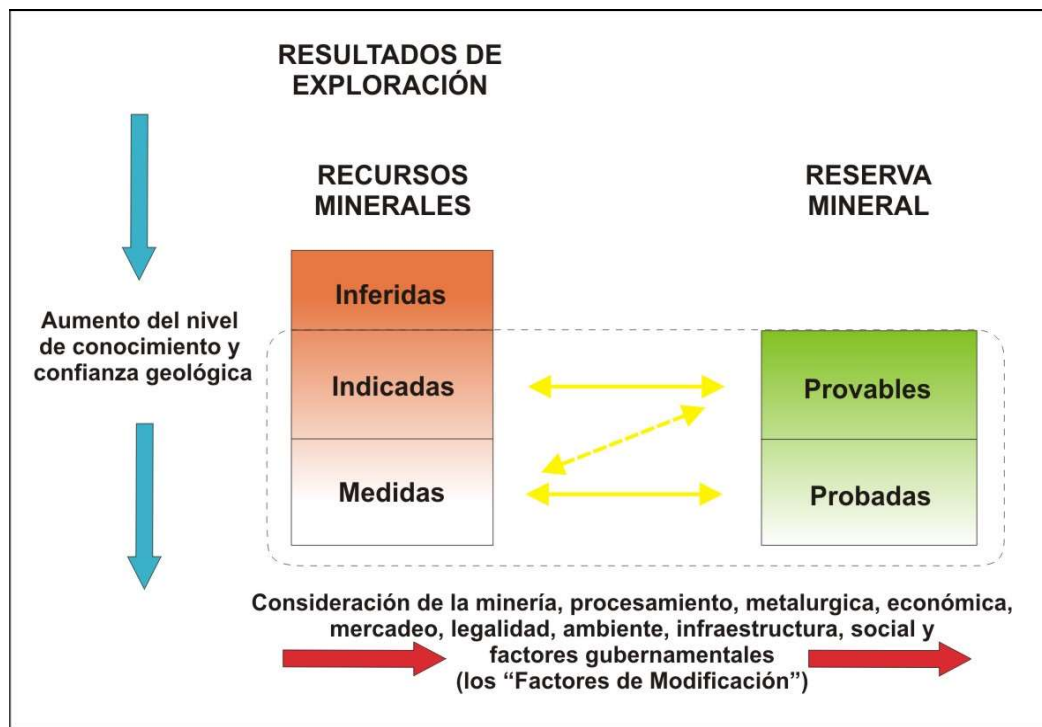
el más utilizado en el mundo para referenciar recursos y reservas de gas metano asociado a carbón, por lo tanto se sugiere como el método estándar para Colombia.

### 3.1.2. Código JORC

El código JORC es el conjunto de reglas y normas para reportar los resultados de la exploración de recursos y reservas minerales. Se trata de un código Australiano pero adoptado ampliamente en el mundo (JORC, 2012).

El código JORC se compone de tres niveles principales de clasificación, los cuales a medida que aumenta el conocimiento y la confiabilidad geológica (datos), son llamados: Resultado de Exploración, Recursos Minerales, Reservas Minerales (Figura 30). Dentro de cada nivel hay una evaluación de la incertidumbre. Las siguientes son las características principales de cada nivel:

Figura 30. Estructura de clasificación de recursos de Gas asociado al Carbón en el sistema JORC



#### - Resultados de Exploración

En este nivel no necesariamente se tiene en cuenta si el prospecto tiene o no una posibilidad económica.

- ✓ En este nivel se reportan los datos de la primera etapa de exploración.
- ✓ El código exige que para esta etapa los números que se informe deben ser presentados a nivel de rangos y no absolutos.

- ✓ Los datos deben ser presentados de tal forma que NO se confundan con los datos de recursos del carbón.
- ✓ En el reporte se deben enumerar cuáles serán las actividades para poner a prueba el objetivo.

### - Recursos de carbón.

En este nivel se establece la posibilidad de que el proyecto sea económicamente viable. Es dividido en tres tipos de Recursos (Tabla 27).

Tabla 27. Tipos de Recursos de Carbón.

	RECURSOS Inferidos	RECURSOS Indicados	RECURSOS Medidos
Estimación de cantidad de recurso	Basada en datos limitados	Suficientes para estimarla	Suficientes para estimarla
Estimación de la calidad del Recurso	Basada en datos limitados	Suficientes para estimarla	Suficientes para estimarla
Certeza en la continuidad de los mantos	No hay datos suficientes	Suficientes para estimarla	Confirmada
Certeza en la continuidad de la calidad	No hay datos suficientes	Suficientes para estimarla	Suficientes para estimarla
Relación con minería de Carbón	No es posible establecer reservas	Aplicación de MODIFYING FACTORS para planificación de minas	Plan detallado de Mina
Distancia entre puntos de control (Afloramiento y/o perforación)	1000- 4000 m	500-1000m	0-500 m
Viabilidad Económica	Evaluación Preliminar	-	Evaluación Final

- ✓ **Reservas de Carbón.** Se trata de la parte de recursos minerales (medidos e indicados), en este caso de Metano asociado al carbón que es económicamente explotable.
- ✓ **Reservas Probables:** Presentan un suficiente detalles sobre los MODIFYING FACTORS de tal forma que permite pasar de Recursos a Reservas
- ✓ **Reservas probadas:** implica un alto nivel de confianza en los MODIFYING FACTORS.

### -ModifyingFactors

Los Modifyingfactors o factores de modificación son la suma de temas que deben ser resueltos para pasar de recursos a reservas, los más importantes son:

- ✓ **Factores geológicos:** El modelo geológico debe estar probado que sea previsible y verificable, es necesario cuantificar los riesgos geotécnicos y garantizar que el proyecto fue muestreado apropiadamente.
- ✓ **Factores – mineros:** Tener un planeamiento minero completo.
- ✓ **Factores económicos:** Evaluación de la viabilidad económica de la explotación.
- ✓ **Factores ambientales:** Generación de una línea de base ambiental, inventario de los aspectos bióticos que deben ser protegidos y establecer las posibles zonas de afectación por la explotación.
- ✓ **Otros factores:** Incluyen entre otros los factores de mercado, legales, políticos y sociales.

#### - Viabilidad de aplicación en el contexto nacional.

Las ventajas más importantes del código JORC.

- ✓ Establece que los datos técnicos de los proyectos, deben ser realizados por personal experto y certificado para esto (Competent Person).
- ✓ Establece que se debe asignar y evaluar un nivel de incertidumbre a los datos reportados (Souza et al, 2004).
- ✓ Es muy claro en lo que respecta a la distancia necesaria entre datos para asignar la categoría de recurso o reserva
- ✓ Le da énfasis a la variación de calidad para asignar recursos o reservas.

Las desventajas del método JORC son:

- ✓ Una desventaja importante es que a pesar de la fuerte dependencia de la valoración del volumen de la roca (calidad y continuidad de los mantos de carbón), factores como la permeabilidad y la saturación del gas no tienen tanta relevancia.
- ✓ El código no es un sistema que de las reglas de como estimar los recursos o las reservas.
- ✓ No establece claramente cómo se debe asignar el grado de incertidumbre (Souza et al, 2004).
- ✓ Las reservas son solo subdividas en dos subclases.
- ✓ No es explícito cuáles son los factores que se deben tener en cuenta en la comercialización.

Al ser un método muy utilizado para medir recursos y reservas de carbón, es un estándar que puede ser fácilmente adaptado a reservas y recursos de gas en mantos de carbón. Sin embargo este es su principal defecto al mismo tiempo, ya que por enfocarse en los recursos y reservas de carbón, se basa en la determinación del volumen de la roca y deja de lado el contenido de gas y la permeabilidad. Este factor puede ser muy importante en Colombia, en donde se tiene una complejidad geológica muy alta y pueden variar lateralmente de manera muy rápida cada uno de los factores con que se evalúan los recursos y las reservas.

### 3.1.3. Método Gas In Place – GIP

En EE.UU, cuando se trata de demostrar la presencia del gas asociado al carbón que puede ser comercializable, la estimación de los recursos del gas metano en el carbón (Coalbed Methane), sigue una ecuación sencilla que produce el Gas in-place ( $G_i$ ), también conocido como GIP:

En este método para el cálculo de las reservas GIP se supone los volúmenes de gas por acre (1 acre = 0,4 hectáreas) y en billones de pies cúbicos (BCF o gigas= $10^9$ ), a fin de que el inversionista pueda evaluar más fácilmente la perspectiva de negocio.

$$GIP = 1.3597 (10^{-6}) * A * h * D_b * V$$

Dónde:

**A:** área de drenaje o área explotable (acres)

**H:** espesor neto de uno o varios mantos (pies)

**D<sub>b</sub>:** densidad promedio del carbón ( $g/cm^3$ )

**V<sub>i</sub>:** volumen promedio del contenido de gas obtenido de las pruebas de desorción ( $pie^3/ton$ ).

Es importante mencionar, que el volumen de Gas in Place estimado debe ser considerado como un valor referencial debido a la incertidumbre de la variable  $V_i$ .

Para tener mayor exactitud, se recomienda hacer el cálculo de Gas in Place para cada uno de los mantos presentes en la mina o proyecto, ya que puede existir gran diferencia entre los volúmenes de gas observados y/o medidos en los diferentes mantos.

Si el GIP se compara con el método de cálculo de reservas PRMS se resalta que: 1) el gas in place que no se ha descubierto corresponde a recursos prospectivos de PRMS, 2) el GIP descubierto que no es comercial todavía corresponde a recursos contingentes, y 3) el GIP descubierto y declarado comercial corresponde a las reservas del método PRMS (Petroleum Resource Management System).

Otra forma de calcular el GIP es empleando las ecuaciones de balance de material de King (1993) conocido también como Gas in Place ( $G_i$  o GIP).

Ecuación del original gas in place (GIP):

$$G_i = \frac{0.04356 * A_d * h * (1 - S_{wi})}{B_{gi}} + \frac{1233.4818 * A_d * h * P_b * GC}{1000000}$$

Donde:

$G_i$ : Original Gas in place (mmcf).

$A_d$ : Área de drenaje (acres).

$h$  :Espesor del manto (ft).  
 $GC$ : Contenido de gas (scf/ton).

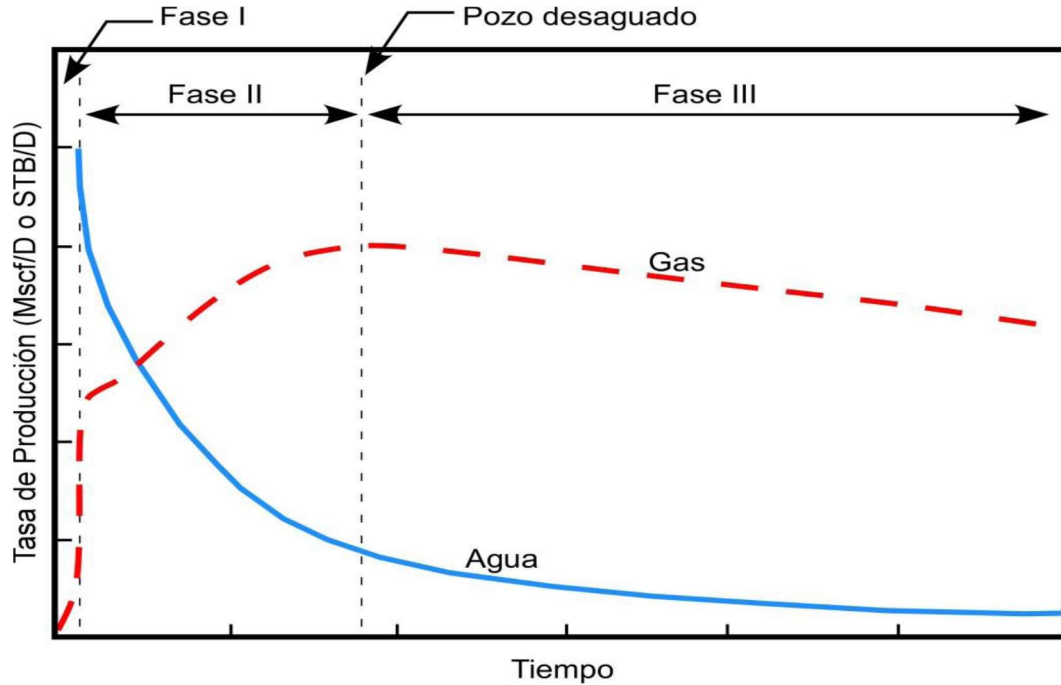
Con los anteriores parámetros se calcula el primer punto del perfil de producción de gas y agua, correspondientes al año cero (Figura 31). Las ecuaciones usadas para determinar los perfiles de producción se basan en la Ley de Darcy (flujo de fluidos en medios porosos), las cuales se muestran a continuación (King, 1993).

$$q_g = \frac{k_{rg} kh [P^2 - P_{wf}^2]}{142 \mu_g Z T [\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + s]} \quad q_w = \frac{k_{rw} kh [P - P_{wf}]}{141.2 \mu_w B_w [\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + s]}$$

Donde:

$k$  : Permeabilidad (md).  
 $k_{rg}$  : Permeabilidad relativa del gas.  
 $k_{rw}$  : Permeabilidad relativa del agua.  
 $h$  : Espesor neto de carbón (ft).  
 $P$  : Presión (psia).  
 $P_{wf}$  : Presión de fondo fluyente (psia).  
 $\mu_g$  : Viscosidad dinámica del gas (cp).  
 $\mu_w$  : Viscosidad dinámica del agua  
 $Z$  : Factor de compresibilidad del gas.  
 $T$  : Temperatura (F).  
 $r_e$  : Radio de drenaje (ft).  
 $r_w$  : Radio del pozo (ft).  
 $s$  : Factor de daño a la formación.  
 $B_w$  : Factor de volumen del agua de formación.

Figura 31. Perfil de producción de gas y agua en un pozo de CBM. Tomado y modificado de Rice et al. (1993).



En la anterior Figura son ilustradas las tres etapas de producción de pozo. Fase I: Drenaje, Fase II: Producción incremental de gas, Fase III: Producción declinante de gas.

La saturación del agua ( $S_w$ ) fue calculada mediante la siguiente ecuación (King, 1993):

$$S_w = S_{wi} - \frac{5.516 * CW}{\phi * A_d * 43560 * h}$$

**Dónde:**

$S_{wi}$  : Saturación inicial de agua.

$\phi$  : Porosidad de los cleats.

$CW$  : Agua Acumulada (BSTB).

$A_d$  : Área de drenaje (acres).

$$CW_i = W_{pi} + CW_{i-1}$$

Donde  $CW_i$  corresponde al agua acumulada en el año  $i$ ;  $CW_{i-1}$  corresponde al agua acumulada en el año  $i - 1$ ; y  $W_{pi}$  (BSTB) corresponde al agua producida en el año  $i$ , donde:

$$W_{pi} = q_w * 365$$

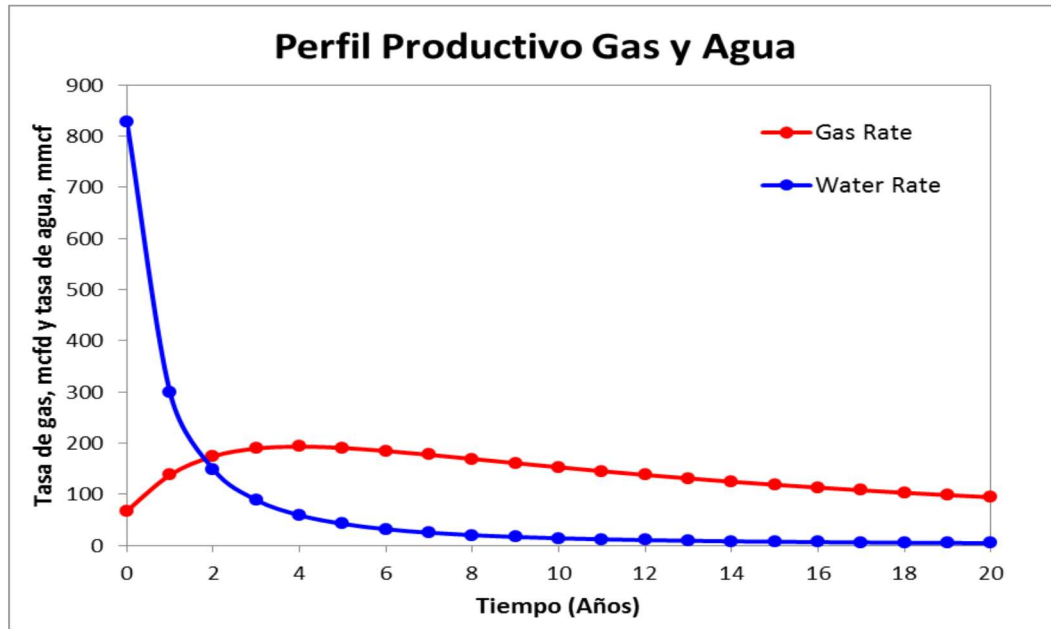
$q_w$ , corresponde a la rata de producción de agua en STB/d, y 365 (días) corresponde al paso de tiempo (time step) asumido para llevar a cabo los cálculos en cada año. Los parámetros mostrados en la Tabla 28 son requeridos para llevar a cabo la determinación de los perfiles de producción.

Tabla 28. Parámetros del reservorio para determinación de los perfiles de producción.

CONDICIONES INICIALES DEL YACIMIENTO		PROPIEDADES DE LA ROCA	
Pi (psia)	500	$\rho_b$ (g/cm <sup>3</sup> )	1287
T (F)	95	Porosidad de diaclasas	0,01
Swi	1	VL (scf/ton)	426,7
Pfw (psia)	26	PL (psi)	830
rw (ft)	0,097	Capa superficial	-2000
Ad (acre)	80		
h (ft)	196		
K (md)	40		
Cenizas	0,1		
Humedad	0,08		
Gc (scf/ton)	120		
		PERMEABILIDAD RELATIVA (Corey)	
		Sgc	0,05
		Swc	0,45
		ng	2
		nw	3

Los parámetros y ecuaciones planteadas anteriormente fueron graficadas con el fin de obtener los valores consignados en la Tabla. Con base en éstos se generan los perfiles de producción de gas (**qg**) y de agua (**qw**) (Figura 32), donde se observa que al inicio del desagüe la producción de agua es superior a la de metano y progresivamente ésta va disminuyendo a medida que aumenta la del gas.

Figura 32. Tasas de gas (mcf/d) y tasas de agua (mmcf) vs tiempo.



#### - Viabilidad de aplicación en el contexto Nacional.

El método GIP se utilizó en Colombia durante el estudio “Caracterización Geológica y Geoquímica de las doce zonas carboníferas de Colombia con base en Información existente y con adquisición de nuevos datos Geoquímicos de los Carbones Colombianos para el diseño de áreas de exploración de CBM en Colombia” elaborado por GEMS para la ANH(2013 ) en el que se calcularon las reservas (y los contenidos de gas) a diferentes profundidades a partir de las Isotermas obtenidas o calculadas a esas profundidades. El problema de utilizar isotermas es que reportan valores superiores a los encontrados, porque se ha encontrado que la mayoría de los carbones Colombianos están sub-saturados (Mariño et al., 2015). En otros casos, cuando no se tenía isotermas se utilizó la curva de Kim (1977) que calcula contenidos a partir de isotermas de adsorción para carbones de diferentes rangos, mostrando el máximo contenido teórico de metano contra la profundidad en pies. Los estudios adelantados en el país han demostrado que la curva de Kim no se puede extrapolar para Colombia porque en el país los contenidos de gas son definitivamente más bajos.

Aunque en el estudio de ANH-GEMS (2013) se obtuvieron recursos significativos que superan los 50 TCF (más que las obtenidos en estudios anteriores), dichos cálculos fueron hechos a partir de isotermas de adsorción y a partir de aproximaciones de la curva de Kim (1977); por lo tanto, se deben tomar con precaución ya que los carbones de Colombia están sub-saturados por lo que no se puede aplicar directamente la curva de Kim.

En Colombia ya se ha utilizado el método de GIP y por su fácil uso, se sugiere que se utilice la fórmula simplificada ( $GIP = 1.3597 (10^{-6}) * A * h * D_b * V_i$ ) en etapas preliminares de la exploración, especialmente si no se conocen valores de permeabilidad y saturación.

Se recomienda utilizar la versión sencilla del método Gas in Place para el cálculo de recursos de gas asociado al carbón porque involucra parámetros fáciles de obtener y entender. Se debe utilizar en casos en que se trata de demostrar la presencia del gas en el yacimiento y no necesariamente su comercialización, por esto con el método GIP no se debe hablar de reservas sino de recursos. Se recomienda hacer el cálculo de Gas in Place para cada uno de los mantos presentes en la mina o proyecto.

### **3.1.4. Metodología China.**

China al igual que muchos países utiliza su propia versión del método PRMS (Petroleum Resource Management System, 2007, 2011a) que describe el gas in place (GIP) que no se ha descubierto, pero que se sospecha a través de los trabajos mineros, como recursos prospectivos y por lo tanto no es comercial. El gas in place descubierto, es la sumatoria de recursos contingentes (no comercial) y reservas (comercial). Otro sistema de clasificación cercano al Chino es el Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook (COGEH). En términos generales, el sistema Chino (Anonymous, 2011b) tiene parecidos y diferencias con el PRMS. Hay que recordar que el PRMS es principalmente para gas en el carbón que no está asociado con minería.

#### **- Especificaciones para el cálculo de recursos y reservas (Estándar Chino Standard DZ/T 0216-2010)**

El estándar Chino DZ/T 0216-2010 para el cálculo del volumen de gas en el carbón, por su propia definición, solo se puede aplicar para *"gas en hidrocarburos de los cuales el componente principal es metano"*. Adicionalmente, los recursos de gas metano asociado al carbón se definen como "El total de gas asociado al carbón que se encuentra en las capas de carbón". En esta forma por definición, es importante recordar que "gas asociado al carbón" es solamente el metano que está dentro del reservorio del carbón.

El estándar Chino está estructurado de manera diferente de la estructura del PRMS y el COGEH. Sin embargo, si los criterios se examinan de cerca, el estándar Chino no es tan diferente en la práctica. Lo más importante a resaltar es que el estándar Chino utiliza la palabra "reservas" para casi todo, o también sucede que no es claro cuando un cálculo es un recurso o es una reserva. Por lo tanto cuando en el estándar chino se habla de reserva no se debe equiparar directamente a las reservas de PRMS o de COGEH.

Hay cuatro categorías para reservas o recursos en el método Chino: 1. Potencial, 2. Inferido, 3. Controlado, y 4. Probado.

- ✓ **Potenciales.** Estos recursos se obtienen a través del análisis de la información geológica regional y/o mediante la analogía con otras cuencas carboníferas similares. En otras palabras, solo se debe demostrar la presencia del carbón con algunas de sus propiedades en el área. El estándar chino también da un coeficiente de confiabilidad de 0,1. Lo que significa que tan solo hay un 10 % de seguridad de que el play de CBM sea comercial. Por lo tanto las reservas potenciales serian equivalentes a recursos prospectivos en el sistema PRMS.
- ✓ **Inferidas.** Estos son los recursos que serían caracterizados a través de trabajos exploratorios iniciales tales como corazones de los que se pueda obtener calidad del carbón, contenido de gas y otra información física del reservorio. También se requeriría un análisis regional para recursos potenciales. Este nivel de recursos tiene un nivel de confianza ligeramente superior entre 0,1 y 0,2 (queriendo decir que tienen entre 10-20 % de probabilidades de ser extraídos comercialmente). Como los recursos inferidos requieren datos de gas a partir de perforaciones, pero no permeabilidad, estos serían clasificados entre recursos prospectivos y recursos contingentes (Tabla 29).
- ✓ **Controladas.** Esta designación requiere pozos de exploración en todas las capas a ser estudiadas. Se requieren todos los análisis utilizados en recursos inferidos más permeabilidad y saturación de gas (ensayos de desorción y adsorción), también se requiere simulación numérica. EL coeficiente de confianza o certeza de la información debe ser de cerca de 0,5 (significando que debe tener un 50% de probabilidad de ser comercial). Este tipo de reservas de la clasificación china es más correlacionable con los recursos contingentes de la clasificación PRMS (Tabla 29).
- ✓ **Probadas.** Esta designación requiere todos los análisis de las reservas controladas pero con la adición de pozos de prueba que han venido produciendo continuamente por 3 meses y con toda la información asociada a pozos de producción. Dichos pozos deben cumplir con los mínimos estándares de producción de 500 m<sup>3</sup>/d, 1000 m<sup>3</sup>/d o 2000 m<sup>3</sup>/d para pozos de menos de 500 m de profundidad, entre 500 y 1000, o más de 1000 m de profundidad respectivamente. El nivel de certeza debe estar entre 0,7 y 0,9 indicando que la probabilidad de éxito comercial es de 70-90%. El grado de reservas probadas de la metodología China es más análogo a la clase de reservas del PRMS (Tabla 29).

Para reservas probadas hay una clasificación secundaria que se relaciona con la extensión del área de esas reservas desde un punto de control. El requerimiento para el espaciamiento de los pozos se divide en 3 grupos basados en la complejidad geológica (estructural). El tipo I son estructuras simples, como pliegues suaves o monoclinales.; el tipo II son estructuras geológicas relativamente complejas como pliegues, flacos pendientes y fallas; el tipo III son estructuras geológicas complejas con pliegues apretados, fallados o con presencia de intrusivos. Cada uno de estos

tipos es adicionalmente dividido dependiendo de la variabilidad del espesor de las capas de carbón:

1<sup>er</sup> tipo = el espesor del carbón es estable a través de toda el área.

2<sup>er</sup> tipo = el espesor del carbón cambia ligeramente.

3<sup>er</sup> tipo = el espesor del carbón es inestable, y hay cambios abundantes con adelgazamientos e interdigitaciones.

Tabla 29. Versión China de reservas y su equivalente en el sistema PRMS

<b>Versión China del PRMS</b> ( <i>Chinese Standard DZ/T 0216-2010</i> )	<b>Sistema PRMS</b> (Anonymous, 2007, 2011)
Reservas probadas	Reservas
Reservas controladas	Recursos contingentes
Reservas inferidas	Entre recursos prospectivos y contingentes
Reservas Potenciales	Recursos prospectivos

En resumen, se debe tener cuidado con la clasificación China porque solo las reservas probadas reúnen los requisitos de reservas comerciales del método PRMS. Las demás reservas (potenciales, inferidas y controladas) solo corresponden a recursos del sistema PRMS. Por lo tanto es mejor utilizar el método para el cálculo de reservas PRMS directamente, de la versión China se rescataría la clasificación que utilizan para la complejidad estructural y estratigráfica.

**- Viabilidad de aplicación en el contexto nacional.**

No se recomienda utilizar la versión China del método PRMS porque gran parte de lo que consideran como reservas en realidad son recursos. Se recomienda considerar la utilización de la clasificación China de complejidad estratigráfica y estructural ya que esto ayudaría a disminuir la incertidumbre geológica al dar información adicional sobre la complejidad de los pliegues y la continuidad de los mantos.

**- U.S. Geological Survey y Servicio Geológico Colombiano**

La abundancia de nuevos datos de perforaciones realizadas para desarrollo de gas asociado al carbón en la cuenca Powder River de Estados Unidos, fue utilizada por el U.S. Geological Survey para realizar una evaluación más detallada de recursos y reservas de carbón en el norte de Wyoming; esta fue la segunda área a ser evaluada dentro de la cuenca Powder River como parte de un programa de evaluación regional de carbón. La primera fue una evaluación de Recursos y Reservas de carbón en el proyecto de carbón Gillette adyacente al área de la cuenca Powder River.

Desde entonces la metodología utilizada por el U.S. Geological Survey para determinar recursos y reservas de carbón ha sido refinada tomando ventaja de la tecnología para el modelamiento geológico a través de software especializado. Dicha metodología se encuentra descrita en tres fases:

La primera fase de evaluación de recursos y reservas de carbón comienza con la recolección y edición de datos como resultado de la adquisición de información geológica generada recientemente.

La segunda fase incluye la correlación geológica de las capas de carbón, el subsecuente modelamiento geológico de las capas identificadas, asignación de recursos para determinar el uso de la tierra y las restricciones tecnológicas dentro del área evaluada.

La tercera fase involucra la evaluación económica para determinar la recuperación económica de las reservas y recursos identificados.

Otras materias primas que están siendo explotadas en la cuenca Powder River y que son objeto de evaluación por el U.S. Geological Survey son el petróleo, gas y metano asociado al carbón. Aunque el metano asociado al carbón es un gas, este se evalúa separadamente del gas convencional y del petróleo debido a que se encuentra adsorbido en el carbón y su evaluación depende de la cantidad de reservas de carbón, de la cantidad de gas que se encuentre presente por cada tonelada de carbón y del grado de dificultad de su recuperación.

A continuación se presenta la metodología empleada por el USGS para evaluación de reservas y recursos de carbón y posteriormente se presentará la metodología para evaluar recursos y reservas de metano asociado al carbón empleada por el USGS, la cual es similar a la empleada por el Servicio Geológico Colombiano.

El sistema de clasificación USGS emplea un concepto según el cual el carbón es clasificado en categorías de recurso, reserva base y reserva sobre la base del aseguramiento geológico de la existencia de estas categorías y teniendo en cuenta la factibilidad económica de su recuperación. Estas categorías también son establecidas a causa de restricciones legales, ambientales o tecnológicas.

El aseguramiento geológico es relacionado a la distancia de puntos donde el carbón es medido o muestreado, al espesor del carbón y recubrimiento, conocimiento del rango, calidad, historia de sedimentación y enterramiento, extensión y correlación de capas de carbón, características de los estratos y conocimiento de la estructura geológica.

La factibilidad económica de recuperación de carbón es afectada no solo por los factores anteriores sino por variables económicas tales como precio del carbón, costos de equipos, minería, operación, procesamiento, transporte, tasas y ratas de interés, demanda de suministro de carbón, condiciones de clima, leyes ambientales, restricciones y reglamentación judicial.

El sistema de clasificación es establecido para cuantificar las cantidades totales de carbón en el área antes que la minería comience (recursos originales) y después de

la minería (recursos remanentes), también para cuantificar las cantidades de carbón conocidas (recursos identificados) y la cantidad de carbón no descubierto (recursos no descubiertos). El sistema también permite reconocer (1) Cantidades de carbón que se encuentran a distancias definidas de puntos de medición de espesor medidos, tales como cantidades medidas, indicadas, inferidas e hipotéticas; (2) Cantidades de carbón actualmente en explotación (reserva base y reserva base inferida), (3)Económicamente recuperables en la actualidad (reservas y reservas inferidas), (4) Potencialmente recuperables con un cambio favorable en la economía (reservas marginales y reservas marginales inferidas) y (5) Sub-económicas a causa de ser capas muy delgadas, de gran profundidad o perdidas por procesos mineros. Finalmente el sistema permite tabulación de cantidades de carbón que son restringidas para la minería por regulaciones (Tabla 30), leyes o normas judiciales (U.S. Geological Survey, circular 891, 1992).

Dos factores han creado dificultades en categorización de recursos y reservas en todos los sistemas de clasificación: Primero, muchos geólogos e ingenieros quienes clasifican recursos y reservas no son expertos en economía minera, transporte, procesamiento y mercadeo. Segundo, las condiciones económicas cambian con el tiempo afectando la viabilidad de los proyectos mineros. Por ejemplo, recursos sub-económicos de hoy pueden llegar a ser reservas de mañana si los precios del carbón mejoran, igualmente reservas pueden llegar a ser recursos sub-económicos si el precio del carbón baja. El concepto de reserva base fue desarrollado para aliviar estas dificultades.

La reserva base es carbón identificado solamente por criterios físicos y químicos tales como espesor de carbón y recubrimiento, calidad, poder calorífico, rango y distancia a los puntos de medida; define la cantidad de carbón “in place” la cual es o puede llegar a ser económicamente explotable dependiendo del método de minería y las condiciones económicas que son o puedan llegar a ser consideradas. El propósito adicional es ayudar en el largo plazo a la planeación para identificar el carbón recuperable económicamente.

Tabla 30. Formato y clasificación de recursos de carbón por reservas y categorías de recursos sub-económicos. (U.S. Geological Survey, circular 891, 1992)

RECURSOS DE CARBÓN					
ÁREA: Mina, distrito, campo, estado, etc.			UNIDADES: Toneladas cortas		
Acumulativo de producción	Recursos identificados			Recursos no descubiertos	
	Demostrados		Inferidos	Rango de probabilidad	
	Medidos	Indicados		Hipotético	Especulativo
Económicos	Reservas		Reservas inferidas		
Marginalmente económicos	Reservas marginales		Reservas marginales inferidas		
Sub-económicos	Recursos sub-económicos		Recursos sub-económicos inferidos		
Otras ocurrencias	Incluye materiales no convencionales				

Así los especialistas en recursos no necesitan gastar tiempo identificando las partes componentes de los depósitos de carbón que son económicamente recuperables (reservas) porque la categoría de reserva base contiene mucho del carbón que será clasificado como reservas en el futuro previsible. Para clasificar el carbón que sea económicamente recuperable, marginalmente recuperable, o sub-económico se puede examinar la reserva base estimada para localizar tal carbón.

Las Tabla 30 y Tabla 31 son diagramas conceptuales que muestran la relación de varias clases de recursos, reserva base y reservas.

Tabla 31. Formato y clasificación de recursos de carbón por reserva y reserva base inferida y por categorías de recursos sub-económicos y sub-económicos inferidos. (U.S. Geological Survey, circular 891, 1992)

RECURSOS DE CARBÓN					
ÁREA: Mina, distrito, campo, estado, etc.			UNIDADES: Toneladas cortas		
Acumulativo de producción	Recursos identificados			Recursos no descubiertos	
	Demostrados		Inferidos	Rango de probabilidad	
	Medidos	Indicados		Hipotético	Especulativo
Económicos	Reserva base		Reserva base inferida		
Marginalmente económicos					
Sub económicos	Recursos subeconómicos		Recursos subeconómicos inferidos		
Otras ocurrencias	Incluye materiales no convencionales				

Las clases son categorizadas en ambas figuras de acuerdo con su grado de seguridad geológica (seguridad geológica o proximidad a puntos de control se incrementa hacia la izquierda de los cuadros) y de acuerdo con su grado de factibilidad económica de recuperación (la factibilidad económica de la minería se incrementa hacia arriba de los cuadros).

Los recursos, reserva base y categorías de reservas (clases) que pueden ser usados no se limitan a los mostrados en las Tablas 30 y 31 por ejemplo, una capa particular de carbón puede tener bajo azufre (0 a 1%), baja cantidad de cenizas (0 a 8%), estar clasificado como bituminoso alto volátil A y ser un carbón coquizable Premium; otras capas de carbón pueden contener azufre medio (1.1 a 3%), alto contenido de ceniza (mayor a 15%), estar clasificado como bituminoso alto volátil. La habilidad del sistema de clasificación permite describir precisamente las características de un cuerpo de recursos de carbón de los Estados Unidos. Fuente: U.S. Geological Survey, circular 891, 1992.

Los recursos remanentes incluyen recursos identificados y no descubiertos (divisibles en recursos hipotéticos y especulativos). Los recursos identificados incluyen recursos medidos, indicados, inferidos y demostrados. Recursos medidos e indicados contienen carbón clasificado como reserva base y recursos inferidos contienen carbón clasificado reserva base inferida. Algunos recursos medidos, indicados e inferidos son sub-económicos por que los mantos son demasiado delgados o son demasiado profundos para ser minados con las técnicas actuales de extracción. Partes de la reserva base y la reserva base inferida son potencialmente sub-económicas por que serán abandonados por el proceso minero. Reservas y reservas inferidas son económicamente explotables de acuerdo con la época de su clasificación. La reserva base y la reserva base inferida también contienen algún carbón que se cree es potencialmente económico y el cual es clasificado como reservas marginales y marginales inferidas.

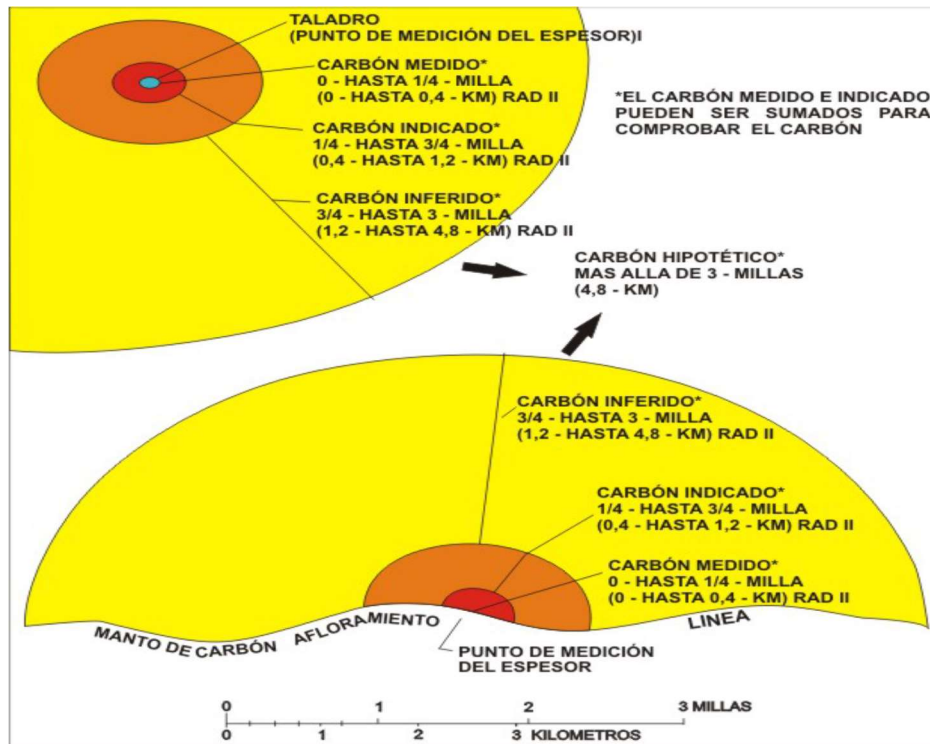
En cuanto al cálculo de reservas y recursos de gas metano asociado al carbón, tanto el U.S. Geological Survey como el Servicio Geológico Colombiano coinciden en la metodología de evaluación y en las definiciones y algunas distancias a tomar a partir de puntos de control identificados. Se debe tener en cuenta que debido a que el gas metano se encuentra adsorbido en el carbón, el cálculo de reservas de gas se realiza basado en el cálculo de reservas de carbón. (Figura 33)

A continuación se presenta la metodología empleada para el cálculo de gas metano asociado al carbón:

El **Recurso** se refiere al volumen de gas metano asociado al carbón que tiene como soporte un estudio geológico detallado, pero que sin embargo no dispone de mediciones del gas en puntos de control en el área evaluada, los datos se infieren a partir de puntos de control situados en el mismo manto de carbón obtenidos por otros estudios o de información obtenida en estudios regionales. Los recursos se dividen en categorías denominados Recursos medidos, Indicados, Inferidos, Hipotéticos y Especulativos. (Figura 33).

- ✓ **Recursos Medidos:** Su área de influencia se encuentra dentro de un radio de 400 metros medidos a partir del punto de control, no cuenta con datos de volumen de gas por tonelada, se utiliza el promedio de los datos obtenidos en los puntos muestreados.
- ✓ **Recursos Indicados:** Su área de influencia se encuentra entre los radios de los 400 metros de los recursos medidos y los 1200 metros medidos a partir del punto de control, no cuenta con datos de volumen de gas por tonelada, se utiliza el promedio de los datos obtenidos en los puntos muestreados.
- ✓ **Recursos Inferidos:** El área de influencia se encuentra entre los 1200 metros y los 3600 metros medidos a partir del punto de control, no cuenta con datos de volumen de gas por tonelada, se utiliza el promedio de los datos obtenidos en los puntos muestreados (Figura 33). En esta clasificación se presenta una diferencia con el U.S. Geological Survey ya que este considera un rango entre 1200 metros y 4800 metros.

Figura 33. Diagrama mostrando categorías de reservas con base en distancias de puntos de medición. Fuente: Geological Survey, Circular 891, 1992.



- ✓ **Recursos Hipotéticos:** Se tienen en cuenta volúmenes cuantificados de capas de carbón que no disponen de la suficiente exploración que garantice su continuidad a lo largo del bloque carbonífero, cuentan con un solo dato de contenido de metano por tonelada de carbón...
- ✓ **Recursos Especulativos:** Se incluyen capas de carbón que no son económicamente explotables pero que fueron identificadas mediante perforaciones, correlacionadas estratigráficamente y fueron objeto de medición de GMAC...

La **Reserva** se refiere al volumen de gas que además de cumplir con los requisitos del recurso, cuenta con resultados de perforaciones en los cuales se ha determinado la concentración de gas por tonelada de carbón. Se clasifican como reservas medidas, indicadas e inferidas de acuerdo con su certeza geológica y el alcance de la información obtenida de las perforaciones.

- ✓ **Reservas Medidas:** Se establecen como tal aquellas reservas que se encuentran dentro de un radio de 400 metros medidos a partir del punto de control y que cuentan con un volumen de gas por tonelada. Para el Servicio Geológico Colombiano el radio de medidas es de 250 metros. (SGC, 2010)
- ✓ **Reservas Indicadas:** Su área de influencia está entre los radios de los 400 metros de las reservas probadas y los 1200 metros medidos a partir del punto de control y el área determinada cuenta con un volumen de gas por tonelada

(Figura 33). Para el Servicio Geológico Colombiano los radios están entre 250 metros y 750 metros (SGC, 2010)

- ✓ **Reservas Inferidas:** Su área de influencia está entre los 1200 metros y los 3600 metros medidos a partir del punto de control y el área determinada cuenta con un volumen de gas por tonelada (Figura 33). Para el Servicio Geológico Colombiano las distancias están entre 750 metros y 2250 metros. (SGC, 2010).

#### - Viabilidad de Aplicación en el Contexto Nacional.

El Servicio Geológico Colombiano, mediante diversos convenios con entidades del sector público ha realizado campañas de perforación en el país para determinar mediante ensayos directos de desorción, las concentraciones de metano en mantos de carbón, de diferentes zonas carboníferas identificadas previamente por un estudio geológico de detalle.

Con base en los resultados de las campañas de perforación y en los cálculos de recursos y reservas de carbón se ha logrado determinar el potencial de gas metano en las áreas evaluadas. La metodología empleada por el Servicio Geológico Colombiano es la establecida por el U.S. Geological Survey para evaluación de Recursos y Reservas de carbón, como herramienta base para identificar la potencialidad de los recursos y reservas de gas metano. El método utilizado permite determinar el gas in place o gas in situ mediante el empleo de métodos directos que permiten medir la desorción de metano; sin embargo, este es solamente uno de varios parámetros que en conjunto permiten determinar las posibilidades reales de la explotación económica del depósito de gas.

Características tales como la permeabilidad, la saturación del gas y la presión de formación son cruciales para la identificación de áreas adecuadas para el desarrollo de proyectos de recuperación de metano. La composición del gas es un factor adicional que es relevante para conocer las características del depósito ya que si el gas presenta un alto contenido de CO<sub>2</sub> puede afectar el grado de certeza de cuanto gas podría ser recuperado.

Los anteriores indicadores no han sido evaluados durante los estudios que han sido base para determinar las reservas medidas, indicadas e inferidas, luego se genera cierta incertidumbre sobre la realidad tanto de los volúmenes de gas presentes en los depósitos como la posibilidad económica de su recuperación y por consiguiente la información sobre la confiabilidad de las reservas.

La cantidad de gas no solamente se relaciona con el gas adsorbido, sino también con la cantidad de gas que puede ser recuperado; si un reservorio de gas es significativamente sub-saturado (una norma de la industria establece que el reservorio debe tener saturación de gas superior al 70% para que sea económicamente explotable) podría clasificarse como recurso "irrecuperable" y afectaría la clasificación de reservas.

La permeabilidad es un indicador que muestra posibilidad de que el gas fluya del reservorio; valores de menos de 10 milidarcy son considerados altamente

desfavorables para que el gas fluya a ratas económicamente aceptables, valores de permeabilidad menor a 1 mDarcy son asumidos como no económicos. Este indicador también afecta directamente la estimación de reservas y su clasificación.

### **3.2. ESTÁNDARES DE RESERVAS PARA EL PAÍS**

En el país se han venido haciendo cálculos sobre los recursos de gas asociado al carbón, por más de 20 años de diferentes maneras. La mayoría de dichos cálculos han sido hechos de manera indirecta al multiplicar las reservas de carbón del Servicio Geológico Colombiano por contenidos hipotéticos de gas medidos a partir de tablas internacionales como la tabla de Kim (1977) que relaciona el contenido de metano a partir de ensayos de saturación en carbones de diferente rango. El problema de esta metodología es que asume altos contenidos equivalentes a los rangos de carbón del país, cuando en la realidad se ha encontrado que los contenidos de gas son más bajos que lo supuesto porque los carbones están sub-saturados (Mariño et al., 2015).

Otros cálculos han ido más lejos al determinar los recursos y reservas de gas a partir de ensayos de desorción en corazones de perforaciones y en frentes de minas con equipos de desorción canisters. En dichos cálculos se multiplica el área del bloque carbonífero por el espesor de los carbones, por la densidad del carbón y por el contenido de gas encontrado en la prueba de desorción. Muchos de esos cálculos han sido reportados como reservas sin que realmente lo sean, porque no se ha demostrado la posibilidad de extraerlas económicamente (Wood et al., 1983). En otras palabras se ha venido confundiendo el gas in-situ con el gas recuperable cuando en la realidad son dos cosas diferentes. Se enfatiza que el gas recuperable es solamente la fracción del gas in-situ que se espera recuperar por medio de un desarrollo comercial, calculándose como un porcentaje del gas in situ, con un factor de recuperación que se determina por medio de evaluación ingenieril y económica, donde se considera la presión de la formación, la permeabilidad, la temperatura, el contenido de gas, el diseño de estimulación, la tasa de difusión o tiempo de desorción, la vida del pozo, etc. Es decir que en la etapa de exploración se ha llegado tan lejos que no solamente se conocen bien todas las variables técnicas mencionadas anteriormente, sino que también se ha extraído suficiente gas a través de un pozo de prueba para evaluar la factibilidad económica.

A fin de garantizar que los cálculos de recursos y reservas de gas asociado al carbón en el país se hagan de tal manera que sigan los estándares internacionales, y a fin de facilitar la comercialización de dicho recurso, se sugieren dos metodologías que están íntimamente relacionadas: 1) El método de gas in place (GIP) y 2) El método PRMS (Petroleum Resource Management System).

### **3.3. LINEAMIENTOS PARA AJUSTAR LOS ESTUDIOS REALIZADOS EN COLOMBIA**

Antes de sugerir lineamientos para ajustar los cálculos de recursos realizados en los estudios en Colombia, se revisan los resultados obtenidos de algunas variables importantes en el país, que se deben considerar previamente: 1) Saturación, 2) Contenido de gas, 3) Permeabilidad y 4) Complejidad estructural.

#### **3.3.1. Saturación.**

El estándar PRMS reconoce que para que el gas asociado al carbón sea recuperable, la saturación del gas en los carbones debe ser del 70% o mayor a fin de que la recuperación sea económica, de lo contrario las reservas-recursos no tienen gran valor. En Colombia no es mucho lo que se conoce sobre saturación, pero los pocos resultados muestran una saturación entre 30 a 50% (Mariño et al., 2015)

#### **3.3.2. Contenido de Gas.**

Aunque el método PRMS no habla de contenidos mínimos de gas, internacionalmente se considera que los contenidos comerciales deben estar sobre los 300 pies<sup>3</sup>/ton. En Colombia solo pocas muestras han superado ligeramente dicho límite y la mayoría de muestras no superan los 200 pies<sup>3</sup>/ton. El contenido de gas muestra bastante variabilidad y podría estar relacionado con la complejidad geológica y el origen del gas que se sospecha podría tener un alto componente de origen biogénico.

#### **3.3.3. Permeabilidad.**

Esta es una de las variables más importantes y de la que poco o nada se conoce en Colombia.

#### **3.3.4. Complejidad Geológica.**

La complejidad geológica, en las cuencas carboníferas es alta producto de la activa orogenia Andina. Esto ha causado que las estructuras estén fracturadas y discontinuas. Solo en algunos pocos casos se puede pensar en grandes bloques en los grandes sinclinales como Checua-Lenguazaque, Úmbita y Ventaquemada - Albarracín.

### **3.3.5. Lineamientos**

Las variables analizadas anteriormente muestran que el gas asociado al carbón que se ha cuantificado en el país no corresponde a reservas sino a recursos porque no se tiene la suficiente información para que se puedan considerar comercializables.

Algunas de las variables necesarias para elevar dichos recursos al rango de reservas (saturación, contenido de gas y permeabilidad) solo se pueden calcular durante las perforaciones, por lo tanto no hay forma de ajustar dichos recursos y en su mayoría se les debe reconocer como recursos prospectivos según la metodología PRMS.

Solo en algunos casos donde se haya hecho ensayos de desorción y permeabilidad entre otros, se puede hablar de recursos contingentes.

### **3.4. TÉCNICAS Y TECNOLOGÍAS APLICADAS PARA LA EXTRACCIÓN DE GAS METANO ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN.**

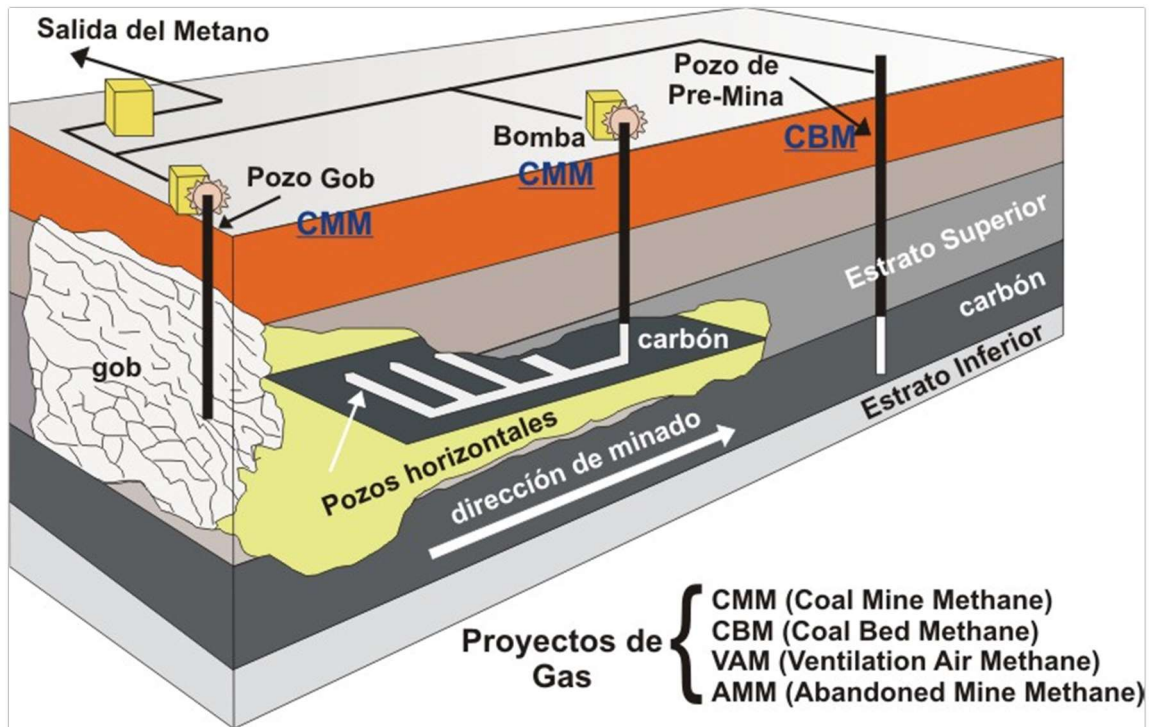
En general, existen cinco posibilidades de extracción del gas metano en capas de carbón: 1) Explotación del gas en los mantos de carbón a través de perforaciones verticales principalmente (CBM), de manera muy similar a como se explota el gas natural asociado al petróleo; si está asociado a la minería se conoce como drenaje previo a la minería de carbón (Figura 34); 2) Captura del metano presente en las labores mineras durante la explotación del carbón (GOB hole-CMM); 3) Captura del metano en el sistema de ventilación (VAM); 4) Extracción del gas presente en las labores mineras después de la explotación del carbón en labores abandonadas (AMM).

#### **3.4.1. Drenaje de gas Previo a la Minería del Carbón – CBM (Coal Bed Methane)**

Esta posibilidad se puede considerar en zonas donde no hay minería o donde no se puede desarrollar minería. Debido a que el espesor de los mantos de carbón es muy pequeño y no es posible realizar una explotación rentable, o los mantos son muy profundos y no existe la tecnología adecuada para extraerlos.

La tecnología utilizada para extraer el gas asociado al carbón de mantos profundos, es la misma que se utiliza en la extracción de petróleo y gas. Primero se hace una perforación que atraviese las capas de interés, después se entuba el pozo y se continúa perforando con diámetros menores de manera telescópica. Igualmente se utilizan lodo o fluidos de perforación para refrigerar, sacar residuos y sostener el pozo. Una vez terminado el pozo, se utilizan registros eléctricos y otros registros de pozo para determinar la posición exacta de los carbones y para conocer las características físicas de las rocas. Posteriormente se hace el acabado y finalmente el fracturamiento, para causar una red de fracturas en el carbón, a fin de incrementar la permeabilidad y permitir que fluya el gas durante la etapa de producción.

Figura 34. Diferentes proyectos o posibilidades de extracción del gas asociado al carbón (EPA)



En la etapa inicial de la producción se drena más agua que gas, porque los carbones son buenos acuíferos, pero posteriormente a medida que la producción de agua disminuye (lo que disminuye la presión del yacimiento), se produce la desorción y consecuente producción del gas asociado a los mantos de carbón. El drenaje previo del metano en las minas subterráneas de carbón, puede causar importantes beneficios a la futura mina, tales como:

1. Reducir el riesgo de explosiones durante las operaciones mineras.
2. Reducir los costos del sistema de ventilación.
3. Reducir los costos de desagüe y de desarrollo de la mina.
4. Incrementar la productividad de la mina.
5. Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (MDL).
6. Generar energía limpia con los volúmenes de metano producido.
7. Generar posibles ingresos por las compensaciones de los bonos de carbono y con todo lo anterior, mejorar la imagen corporativa de la empresa.

En la mayoría de los proyectos de gas asociado al carbón en los Estados Unidos, las reservas y recursos se determinan utilizando el Sistema de Manejo de Recursos Petroleros (PRMS). Este sistema de determinación de reservas se usa principalmente en depósitos de carbón in-situ no relacionados con la minería. Aunque este sistema se usa en casi todos los depósitos comerciales, algunas de

las metodologías de determinación de reservas del gobierno de EE.UU (USGS), se hacen de una manera ligeramente diferente.

En Australia, el gas asociado al carbón (CBM) ha representado diferentes beneficios e impactos en la industria Australiana de carbón principalmente en zonas donde no hay minería en las provincias de New South Wales (NSW) y Queensland (QLD). Desde la perspectiva de la industria del carbón de Australia, los beneficios e impactos de la explotación del gas asociado al carbón en zonas mineras y no mineras se puede categorizar así:

- ✓ La exploración de gas asociado al carbón se realiza donde existe información técnica de buena calidad de tal manera que de valor agregado a los trabajos mineros, a la evaluación técnica y a la evaluación financiera del proyecto.
- ✓ Tan pronto como un proyecto identifica buenas reservas y recursos de carbón, al igual que la existencia de gas asociado al carbón, se necesita categorizar estos beneficios en términos de largo, mediano y corto plazo, también se necesita categorizar en niveles de certeza basados en la intensidad de la exploración y los datos recuperados de los programas de exploración.

A medida que los recursos de gas asociado al carbón se hacen más profundos de extraer, los programas de exploración se han hecho más costosos como resultado de:

- ✓ Mayores profundidades de perforación
- ✓ Uso de corazones de mayor longitud para obtener resultados de laboratorio efectivos, en programas de procesamiento que pueden ser pilotos.
- ✓ Uso de tecnologías sensibles que hayan sido probadas como la combinación de diferentes herramientas de registro geofísico y también la cada vez más utilizada sísmica 2D y 3D.

Los incrementos en los costos de exploración se justifican en la medida que se obtiene información de mayor cantidad y calidad que aportan a la evaluación del proyecto.

La llegada de nuevas tecnologías y mejoras en perforación ha significado que geólogos e ingenieros experimentados presten mayor reflexión y atención de alcanzar las metas de exploración en las primeras etapas conceptuales o 'pilotos'. Esta fase generalmente cubre áreas muy amplias (> 80-100 km<sup>2</sup>, con profundidades desde superficiales a > 600m). Si se dispone de información de calidad en una etapa inicial, esto permite una mejor toma de decisiones en relación con los alcances posteriores de trabajo para las próximas etapas de la exploración en términos más específicos o particulares de la localización. La siguiente fase se centra en áreas más pequeñas (es decir km<sup>2</sup>) y se precisa el alcance de las actividades a realizar durante esta nueva fase de identificación de recursos. Esta fase es generalmente seguida (como parte de un estudio de viabilidad final) por un programa de exploración muy definido y específico a través de un área mucho más pequeña (por ejemplo < 20 km<sup>2</sup>) y en profundidades específicas para maximizar la exploración

detallada en la que la información se complemente e integre con la información existente para determinar mejor el método de extracción y la factibilidad del proyecto.

En la actualidad, el valor potencial y el riesgo asociado con CBM está razonablemente bien entendido. Se debe adquirir información detallada y conocimiento en:

- ✓ Niveles de contenido de gas
- ✓ Composición del gas
- ✓ Permeabilidad y Saturación del gas
- ✓ Relaciones de desorción de gas
- ✓ Horizontes de CBM, su localización y profundidad
- ✓ Sumatoria total del espesor de los carbones
- ✓ Capacidad del reservorio de CBM / CMM
- ✓ Rangos de bajos y altos contenidos de gas, especialmente los relacionados con el aumento de la profundidad.
- ✓ Contenido de agua y
- ✓ Otras propiedades del reservorio

Los anteriores requisitos son considerablemente importantes para la evaluación de recursos y reservas, así como también para el planeamiento y para la escogencia de los métodos que se utilizaran para recobro o extracción.

El identificar la presencia y cantidad de CBM / CSG contenido en los recursos de carbón, requiere esfuerzo adicional y demanda que se asignen fondos a dichos programas de exploración. La actividad y planeamiento adicional quiere decir que la información obtenida es más efectiva desde el punto de vista del costo a medida que se optimiza a partir de perforaciones que se utilizan para obtener información múltiple sobre diversas variables, a que si solo se perfora para obtener información específica. De esta forma, se evita o elimina la duplicación de tiempo, recursos y costos. Para obtener este tipo de perforación se requiere un análisis estratégico y toma de decisiones a partir de nivel decisorio tipo sénior.

### **1).Programa de exploración para Gas asociado a carbón (CBM)**

En la exploración y búsqueda de gas asociado al carbón se deben tener en cuenta las teorías precisas y los datos relativos al carbón, desde la perspectiva de las capas de carbón como almacén de gas. Esos aspectos deben cubrir la caracterización geométrica de los mantos de carbón, la composición del carbón y las variaciones de composición, la generación del gas y su almacenamiento en los carbones, el fracturamiento de los carbones y la metodología generalizada para la evaluación de los recursos almacenados.

Además de los contenidos de gas, los aspectos geométricos de las capas de carbón también son importantes, estos aspectos son: número de los mantos, espesor de estos, profundidad, extensión superficial de las capas de carbón. Las perforaciones buscan asegurar la geometría de los mantos y, por lo tanto, se deben considerar los

ambientes sedimentarios y la existencia de fallas y otras fracturas que afecten la permeabilidad del carbón. Dentro de las fracturas se deben estudiar los *cleats* o fracturas naturales del carbón con sus respectivos rellenos.

Toda la información anterior debe permitir crear mapas de afloramiento de los mantos, espesores, calidades de los mantos, contenido de gas, reservas, etc. Por lo anterior, se propone que la exploración se desarrolle en partes progresivas o fases, a fin de asegurar la calidad y la factibilidad de la inversión en la siguiente fase.

En una segunda etapa, se deben perforar las zonas con mejores posibilidades desde el punto de vista de la profundidad, espesor de los mantos y calidad del carbón; también deben tenerse en cuenta las condiciones hidrogeológicas. Las perforaciones no solamente se deben utilizar para asegurar las condiciones estratigráficas y estructurales, sino que también se deben tomar muestras para determinar la calidad del carbón, el contenido de gas (ensayos de desorción), e información hidrogeología. La toma de muestras para gas en los canister, debe seguir protocolos estrictos para asegurar la calidad de la muestra de gas y para que se pueda cerciorar que se puedan medir el gas perdido, el gas desorbido y el gas residual. Las muestras de carbón deben utilizarse para hacer análisis químicos y petrográficos de calidad del carbón y para hacer isoterms de adsorción, a fin de determinar la saturación de los carbones. Las muestras de gas deben permitir establecer el contenido de gas, y se deben hacer ensayos de isótopos para precisar el origen del gas. También se pueden hacer análisis de la composición química del agua producida por la perforación. Las perforaciones deben incluir registros de pozos, para puntualizar la estratigrafía y la posición de las capas. Los registros de pozo deben incluir registros de densidad, para fijar el espesor de las capas de carbón, y registros de micro resistividad, para tener una indicación cualitativa de la permeabilidad de los carbones (Zuber&Boyer, 2001).

## **2) Perforación y Evaluación**

La perforación de pozos se debe hacer como resultado de un completo programa de exploración, que debe incluir: Cartografía, geofísica, perforaciones estratigráficas, mediciones de contenido y cálculo de reservas, más otras consideraciones ambientales y jurídicas. Una vez que se haya completado la exploración, se debe proceder a perforar y evaluar los pozos.

## **3). Perforación de pozos.**

Para la selección del sitio de interés, se deben tener en cuenta los permisos respectivos, el mapa topográfico, el mapa estructural, el mapa de fracturas, la geología de superficie, las labores mineras, los planes de ordenamiento, las restricciones ambientales, etc.

Los pozos exploratorios son perforados de la misma manera que los pozos convencionales, buscando mantener la estabilidad del pozo y controlando la presión con el lodo. Se debe perforar a desbalance, es decir, a menor presión del

yacimiento, usando lodo aireado o agua de formación para evitar taponamiento por aditivos y lodos. El pozo se reviste y se cementa a lo largo del intervalo del manto, el que luego se perfora y estimula con fracturamiento hidráulico, posteriormente las fracturas se rellenan con arena. Los estratos o niveles de carbón se deben corazonar, con el fin de determinar las reservas de carbón y contenidos de gas.

Se han implementado varias técnicas de corazonamiento, tales como: i) corazonamiento convencional, ii) de pared, iii) con cable y, iv) con presión. La perforación permite tener corazones de los carbones para hacer pruebas de desorción, aunque las pruebas de contenido de gas se pueden realizar en los rípios de perforación, la calidad de los datos es mucho mejor en las pruebas realizadas en los corazones (Moore, 2004).

Las pruebas de permeabilidad determinarán el espaciamiento de los pozos, si se debe considerar la perforación horizontal. Los fluidos de perforación pueden ser los convencionales, a fin de mantener la estabilidad del pozo a través de formaciones blandas. En algunos casos, el agua normal o salmueras se prefieren, porque tienen un menor efecto en los carbones.

La producción de CBM se lleva a cabo mediante perforación de pozos que pueden ser de exploración, de prueba, piloto o de producción. El diseño del pozo depende del propósito del mismo. A menos que los pozos sean de exploración, los demás pozos se deben estimular para que sean rentables. También se debe tener muy en cuenta la selección de la tubería, la elección del cemento y el diseño de la perforación. Generalmente se utiliza lodo en vez de aire para efectuar la perforación, porque es lo más utilizado en el medio y porque permite correr los registros de pozo con más facilidad, pero la desventaja es que invade los carbones y puede ocasionar colapso.

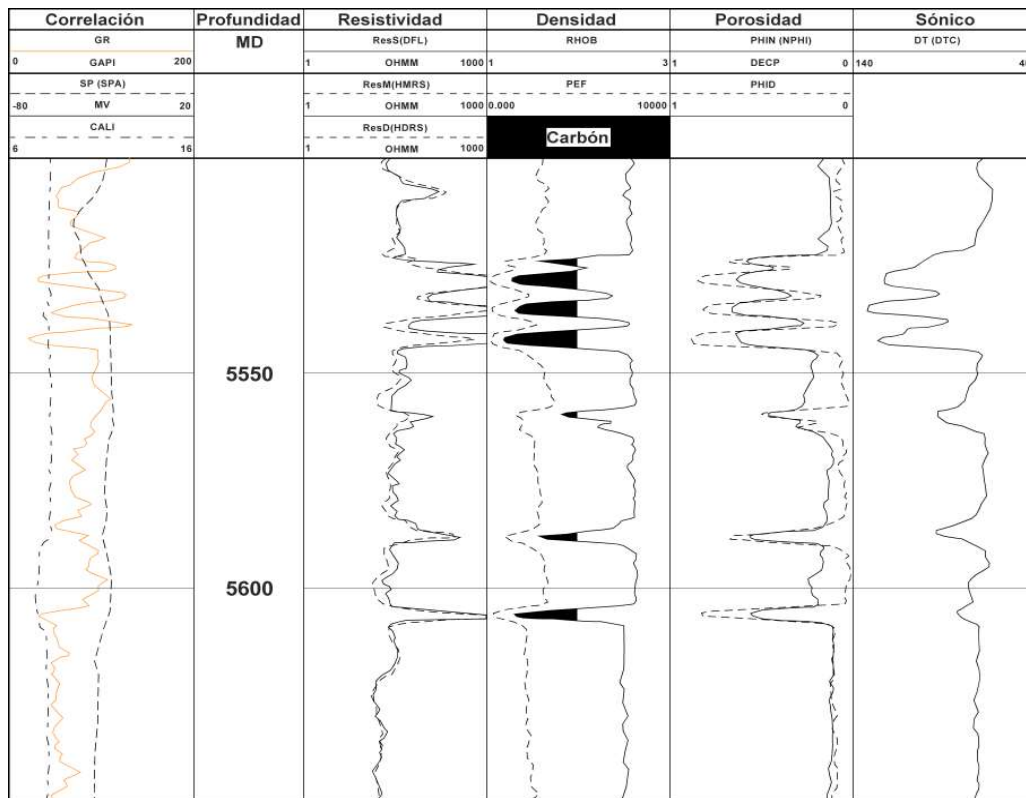
#### **4). Evaluación.**

La evaluación de la formación se hace mediante los registros geofísicos de pozo y mediante ensayos sobre el pozo o sobre las muestras. Con los corazones o rípios obtenidos de la perforación, se puede determinar el espesor del carbón, el contenido de gas desorbido, la isoterma de adsorción, el tiempo de desorción y el contenido de cenizas y calidad del carbón. Sobre el pozo se puede hacer una prueba de pozo para establecer la conductividad hidráulica, la saturación de agua inicial y la presión inicial. La permeabilidad también se puede determinar a través de la prueba de presión transitoria o a través del *slug test* o prueba de baldeo.

Las pruebas sobre el pozo también pueden ayudar a fijar la presión inicial y la saturación de agua inicial. Los registros geofísicos se pueden utilizar para identificar y determinar el espesor del carbón (densidad y gamma ray), establecer el tamaño del pozo y las condiciones del mismo (caliper), fijar la permeabilidad (resistividad y SP), definir el contenido de gas en el pozo (neutrón), determinar la orientación de las fracturas (escáner), y precisar las propiedades mecánicas del macizo (densidad y sónico).

La Figura 35 muestra los principales registros de pozo utilizados en CBM y sus respuestas típicas ante la presencia del carbón. Obsérvese que los registros de pozo más utilizados son los que tienen que ver con la densidad del carbón, ya que esta usualmente es menor que la densidad de las rocas adyacentes al manto; y dichos registros son: densidad, porosidad y sónico.

Figura 35. Registros de pozo más utilizados en carbones (color negro).



Los dos factores más importantes en la evaluación son el contenido de gas y la permeabilidad. Generalmente se considera que en un buen proyecto el contenido de gas debe estar por encima de 300 pie<sup>3</sup>/ ton, y la permeabilidad debe ser mayor a 1 milidarcy.

Aunque la mayoría de los registros de pozo están diseñados para identificar el carbón y determinar el espesor neto, ya se ha avanzado lo suficiente para suponer la calidad del carbón a partir de rayos gamma; sin embargo, no ha sido posible suponer los contenidos del gas en el carbón a partir de los registros.

### 5). Acabado o completamiento del pozo

Si los pozos son de prueba o de producción, deben ser acabados o terminados, lo que incluye el entubado y la cementación. El diseño del entubado y el cemento dependen del diseño del fracturamiento hidráulico, por las altas presiones que utiliza

y porque fracturar el carbón requiere presiones más altas que las convencionales; por lo tanto, el entubado debe ser resistente. Como generalmente una perforación atraviesa varios mantos de carbón, el cementado debe aislar diferentes intervalos separados y evitar que el cemento afecte las capas de carbón.

El acabado, o terminación del pozo, tiene como objetivo conectar efectivamente el sistema de fracturas de carbón a la pared del pozo. Se han utilizado diferentes técnicas de completamiento, tales como: hueco abierto, cavidad en hueco abierto, hueco revestido con fracturamiento hidráulico y perforación horizontal.

#### **6). Hueco abierto.**

La mayoría de pozos de CBM han utilizado esta técnica a fin de prevenir el daño a la formación por parte de los fluidos de perforación y el cemento; aunque se minimiza el daño, se presentan otros problemas como la producción de finos de carbón, la imposibilidad de un adecuado completamiento y control cuando se tiene múltiples zonas para producir, además, problemas de inestabilidad que ocasionan dificultades cuando se corren registros de pozo.

#### **7). Cavidad en hueco abierto.**

Es una variación en hueco abierto, en la cual se incrementa el radio del pozo. Primero se coloca un revestimiento en la zona del carbón y luego, una vez creada la cavidad, se instala un *liner* ranurado. Si no hay éxito en la producción, se procede al fracturamiento hidráulico, preferiblemente.

#### **8). Hueco revestido.**

Esta técnica consiste en revestir con tubería todo el pozo, cementar y perforar los intervalos de interés con disparos (cañoneo) o fracturamiento hidráulico. Hay que anotar que con este último se han tenido mejores resultados.

A través de los métodos anteriormente mencionados, se pretende comunicar la formación con el pozo y después, si es necesario, se debe aplicar la estimulación. Este completamiento se utiliza en áreas donde las condiciones geológicas son difíciles, ya que las perforaciones proveen más oportunidades para modificar el diseño según las variaciones geológicas y las condiciones del yacimiento (Geomet, 1989).

#### **9). Perforación horizontal.**

Esta técnica ha sido utilizada durante muchos años por operadores mineros y ha demostrado que los pozos horizontales perforados perpendicularmente a la dirección de la *face cleat* (fracturas principales) producen grandes volúmenes de gas.

Durante la perforación horizontal de pozos en mantos de carbón, se requiere la atención especial a la estabilidad del pozo, a la limpieza y el control de la dirección de perforación. Una de las principales ventajas de esta perforación es que el pozo puede ser orientado perpendicular a la dirección de la máxima permeabilidad e incrementar el área de drenaje (Bonett& Rodríguez, 1996).

#### **3.4.1.1. Viabilidad de aplicación en el contexto nacional.**

El drenaje previo del gas asociado al carbón en zonas adyacentes a las grandes minas subterráneas (CBM) puede aportar muchos beneficios a la mina existente o la futura explotación minera al reducir el riesgo de explosiones durante las operaciones mineras, al reducir los costos del sistema de ventilación y al reducir los costos de desarrollo de la mina. Desde el punto de vista ambiental el drenaje del gas reduciría las emisiones de gases de efecto invernadero (metano), generaría energía limpia con los volúmenes de metano producido y podría generar ingresos por las compensaciones de los bonos de carbono.

Las pruebas han demostrado que para el drenaje previo de las zonas mineras o CBM se requieren condiciones adecuadas de permeabilidad del reservorio, sobrepresión del reservorio y madurez termal con un rango del carbón no menor a bituminoso alto volátil A. Para seleccionar el método más apropiado de completamiento, se debe tener en cuenta:

- ✓ Estratigrafía del yacimiento.
- ✓ Profundidad del carbón y
- ✓ Problemas asociados con la producción de finos del carbón.

#### **3.4.2. Drenaje Durante La Operación Minera (CMM-GOB Wells-VAM).**

El drenaje de gas metano durante la operación minera ha sido desarrollado a partir de estrategias encaminadas a mejorar los niveles de seguridad de las minas subterráneas en el mundo, como respuesta a la creciente exigencia de los organismos encargados de cada país en los temas de seguridad y salud en las labores subterráneas.

Es un hecho que a medida que se profundizan las minas debido al agotamiento de reservas, se van incrementando los problemas de ventilación tanto por los requerimientos de aire para personal, equipos, dilución de gases contaminantes, agentes de voladura, como por problemas de desorción de metano que en determinado momento pueden hacer inviable una operación minera ya sea por temas de seguridad o por temas asociados con costos de energía empleada en los equipos de ventilación.

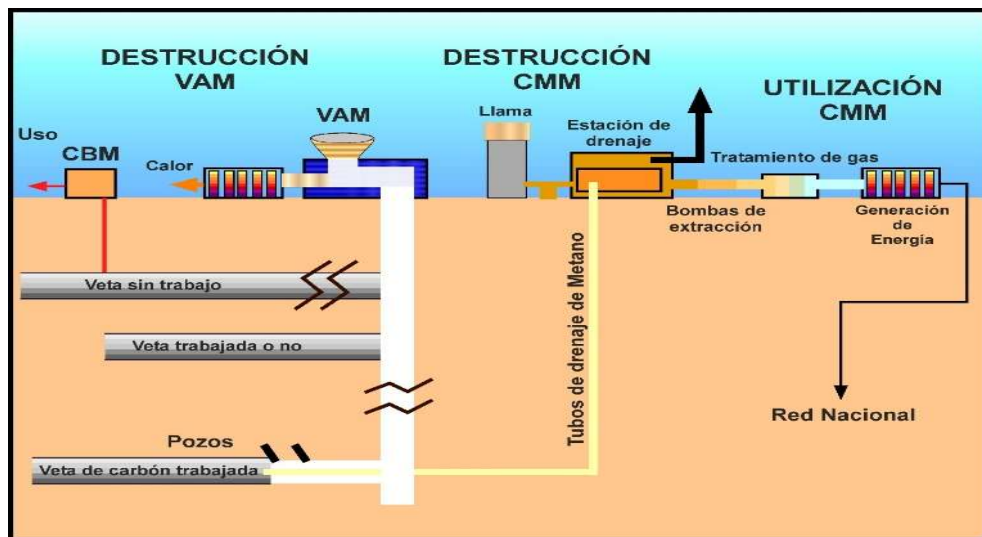
En la explotación minera de países productores de carbón tales como Estados Unidos, Australia, China y Polonia, se encuentra un común denominador que son las altas tasas de desorción de metano, tan significativas que hacen inviable la explotación de carbón si no van a la par con la ventilación forzada y la recuperación de metano antes o durante la operación minera. Esta necesidad fue la que dio origen a la recuperación de metano como medida de seguridad indispensable ante la cantidad significativa de accidentes ocurridos por deflagración o explosión.

Los desarrollos tecnológicos obtenidos para recuperar metano de mantos de carbón se pueden clasificar como métodos de pre-drenaje y métodos de pos-drenaje. Los métodos de pre-drenaje hacen referencia al drenaje de metano antes que el macizo

rocoso sea afectado por labores de explotación, es decir cuando las presiones naturales conservan sus características originales y no hay afectación en su equilibrio. Los métodos de pos-drenaje hacen referencia al drenaje de metano como consecuencia de labores mineras que hacen que el equilibrio de las presiones originales del macizo rocoso se afecte y como consecuencia se efectúe la liberación de metano.

Dentro de los métodos de pos-drenaje (Figura 36) encontramos aquellos que hacen referencia a la extracción de metano durante la operación minera, conocidos como CMM (Coal Mine Methane); los métodos que hacen referencia a la recuperación de metano inmediatamente después que la explotación del carbón ha ocurrido y existe desorción de gas tanto de las rocas de techo afectadas por las presiones, las rocas de piso que facilitan la emisión de metano de mantos inferiores el cual escapa hacia el espacio explotado y los pilares de carbón que quedan como soporte de las vías de desarrollo minero, conocidos como GOB GAS; los métodos que hacen referencia al metano que es diluido por sistemas de ventilación y forma parte del aire viciado que sale a superficie, conocidos como VAM (Ventilation Air Methane) y los que hacen referencia a metano recuperado de minas abandonadas adecuadamente selladas, conocido como AMM (Abandoned Mine Methane).

Figura 36. Optimización de recuperación de energía con cerca de cero emisiones de metano.



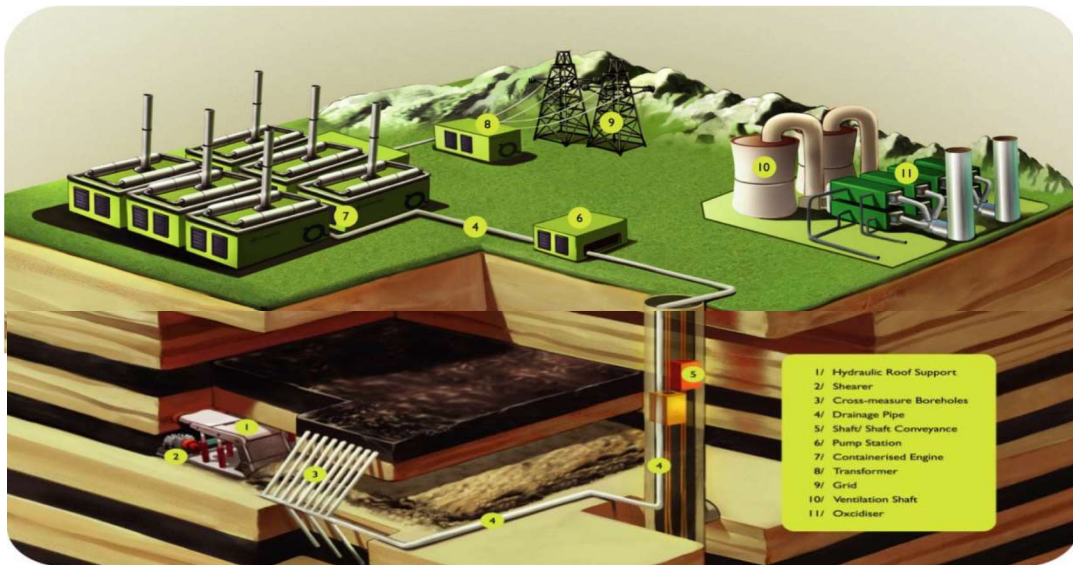
Tomado de Naciones Unidas, 2010.

Un común denominador entre las minas que hacen recuperación de metano lo constituyen los sistemas de explotación y los grandes volúmenes de producción (2500 ton/día, en caso de minería Polonia). Los sistemas de explotación se resumen en cámaras y pilares y en tajos largos, siendo más común el sistema de explotación por tajo largo (longwall) debido a la mecanización con rozadoras y al sostenimiento del techo de los tajos de explotación con escudos automarchantes.

### - Metano presente en las labores mineras- (Coal Mine Methane).

En minas grisutuosas los límites permisibles de metano no se pueden lograr solamente con el suministro de aire de ventilación, se requiere aplicar técnicas de pre-drenaje o pos-drenaje; la técnica de CMM es la más efectiva para prevenir el peligro de metano en las labores de explotación ya que reduce la cantidad de metano que ingresa a las áreas de trabajo y reduce o evita las salidas intempestivas y las explosiones repentinas de metano causadas por acumulaciones de gas. El método consiste en realizar perforaciones largas ya sea dentro del manto en explotación o avanzándolas hasta los mantos superiores o inferiores desde vías de desarrollo minero. (Figura 37). Teniendo en cuenta que las concentraciones de metano 5% y 15% son las más explosivas, se toma 30% como valor mínimo de concentración de gas para ser transportado en condiciones de seguridad. El gas se extrae empleando tuberías y bombas de succión.

Figura 37. Esquema de explotación de carbón con recuperación de CMM.

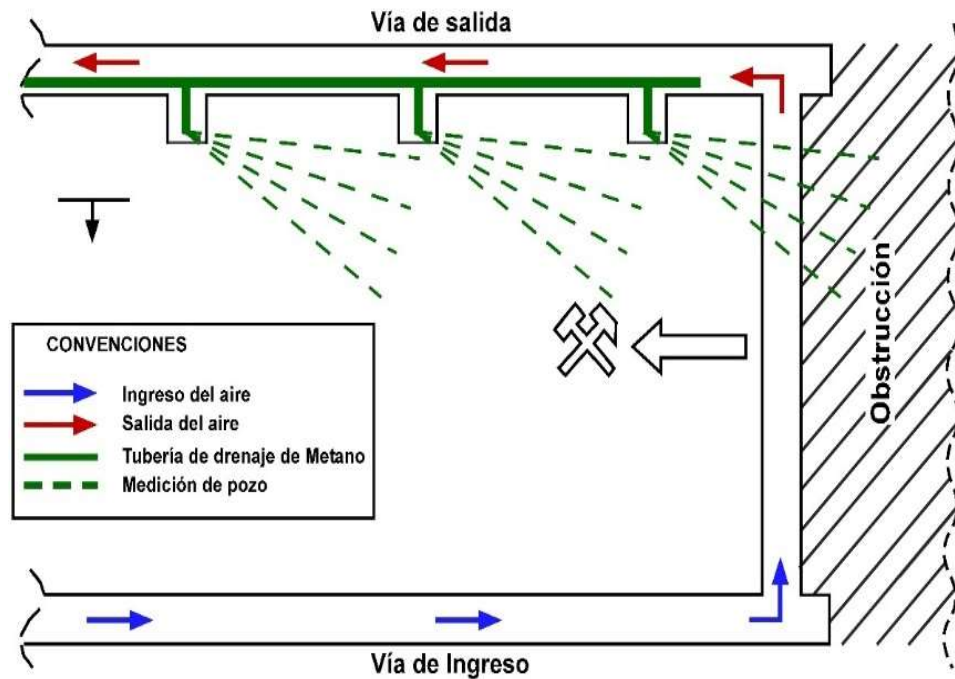


Tomado de Green Gas Internacional

En la Figura 38 se muestra la distribución de las perforaciones de drenaje en una vía de retorno de aire delante de la explotación (sistema Longwall), El sistema consiste en realizar perforaciones largas dentro del manto de carbón instalada en las mismas tuberías que van acopladas a una red principal. La extracción de metano se realiza aplicando presión negativa al sistema, por medio de una bomba ubicada en superficie.

El aire de ventilación ingresa por la vía de desarrollo principal donde se encuentra el sistema de transporte del carbón arrancado, recorre el frente de arranque y sale por la vía superior, garantizando la presencia de aire limpio en el tajo largo.

Figura 38. Sistema de recuperación de metano en U.



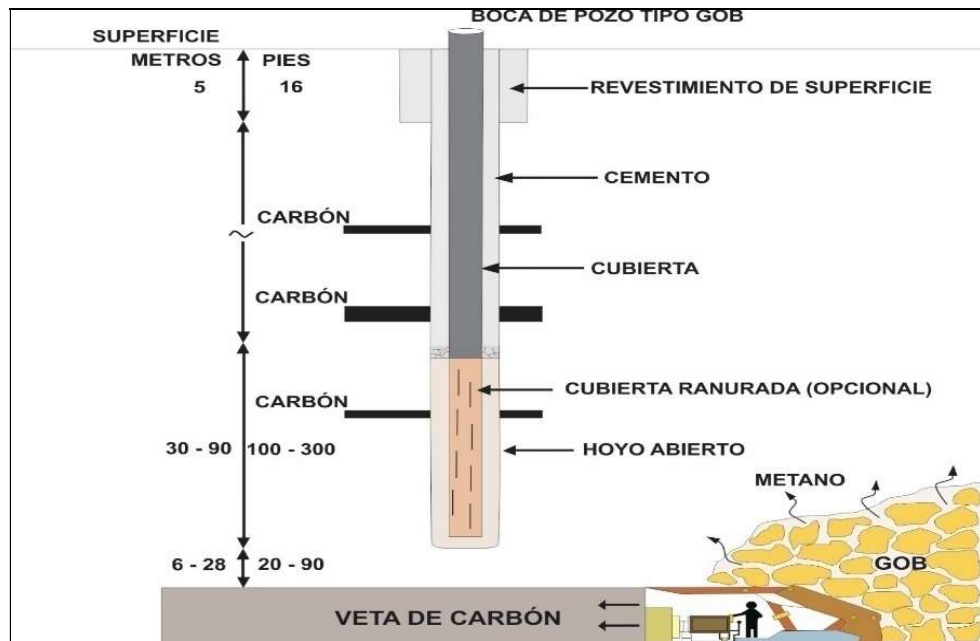
**- Metano en zonas de derrumbe (caídos) -GOB Gas (GOAF o GM).**

En los sistemas de explotación de carbón clasificados como longwalls y cámaras y pilares hay presencia de metano en los estratos que suprayacen la zona explotada, los cuales se fracturan y presentan subsidencia, esta área es conocida como área GOB o área goaf.

El drenaje del área GOB se realiza principalmente para reducir la emisión de metano en los trabajos mineros ya que grandes emisiones de metano provenientes de esta área podrían colapsar los sistemas de ventilación y poner en riesgo la operación al superar los valores límites permisibles; de ahí la importancia de la adecuada ubicación de las perforaciones para drenar GOB.

El sistema consiste en realizar perforaciones desde superficie en longitudes que van hasta 15 metros por encima del manto en explotación, estas perforaciones se realizan antes de la explotación del carbón con el fin de poder captar el gas acumulado en las zonas de subsidencia ocasionada por el fracturamiento de los estratos superiores. (Figura 39).

Figura 39. Recuperación de metano GOB mediante pozos verticales.



Tomado de U.S. EPA, 2009.

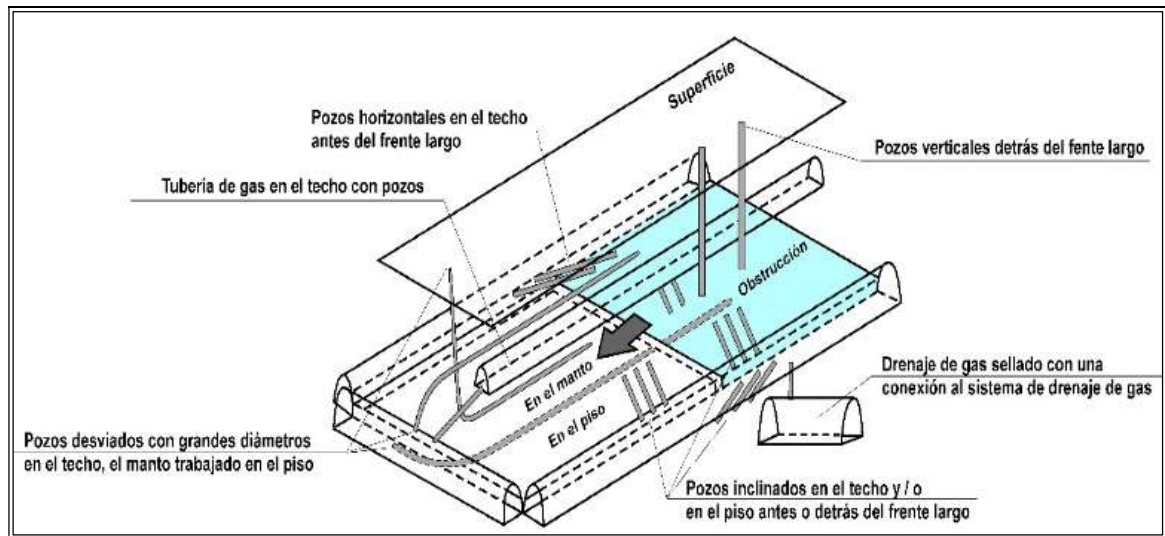
Inicialmente, el contenido de metano en el gas producido es alto, alrededor del 80% pero decrece rápidamente (típicamente después de pocas semanas) a medida que el aire de ventilación arrastra remanentes de gas. Esta es la principal técnica usada en estados Unidos para desgasificar las áreas explotadas de carbón (U.S. EPA, 2009).

Adicionalmente a las perforaciones desde superficie, se pueden realizar perforaciones dentro del área GOB, desde vías subterráneas cercanas al longwall. Los métodos de perforación de pos-drenaje de metano se pueden resumir en la Figura 40.

#### - Metano en el sistema de Ventilación (VAM)

VAM se define como el aire viciado el que es evacuado por los circuitos de ventilación de minas subterráneas de carbón consideradas como grisutuosas; en realidad es el más importante recurso de gas producido en las minas de carbón ya que se considera que cerca de la mitad de gas producido se libera a la atmósfera mediante los circuitos de ventilación. La contaminación por la liberación del VAM representa el 10% del metano antropogénico que se libera a la atmósfera en Estados Unidos.

Figura 40. Métodos de perforación GOB de pos-drenaje.



Tomado de: Naciones Unidas 2010.

Infortunadamente, debido a que la concentración de metano en el aire de ventilación se encuentra entre 0.3 y 1.5%, resulta difícil su proceso de beneficio. Sin embargo, la oxidación de metano a CO<sub>2</sub> y agua reduce el calentamiento global potencial en un 87%; el proceso se denomina oxidación termal regenerativa (TFRR).

La tecnología TFRR (por sus siglas en inglés) emplea el principio de intercambio de calor regenerativa entre un gas y un lecho sólido de calor de un intercambiador; VAM fluye dentro de un reactor en una dirección ganando temperatura ya que el calor es transmitido del lecho caliente hacia el metano, oxidándolo; el calor producto de la oxidación se transmite luego al intercambiador incrementando la temperatura del proceso. A intervalos especificados el flujo es automáticamente revertido y la parte del intercambiador que ha sido calentada ahora calienta el gas de entrada. A través de tubos ubicados en el interior del intercambiador, el exceso de calor del proceso puede ser transferido para necesidades de calentamiento local o para producción de energía.

La compañía estadounidense MEGTEC Systems manufactura tal reactor, el cual llaman VOCSIDIZER (Figura 41).

VOCSIDIZER consiste en un gran lecho de material cerámico instalado en un contenedor hermético de acero, un sistema de ventilación obliga a la entrada del aire de la mina hacia arriba o abajo del lecho dentro de la cámara, válvulas instaladas reversan el flujo cada dos minutos, un sistema de encendido eléctrico calienta el centro de la cámara a 1832°F manteniéndolo caliente.

Figura 41. Reactor VOCSIDIZER.



#### ***3.4.2.2. Viabilidad de aplicación en el contexto nacional.***

La viabilidad de aplicación en la minería Colombiana, de los métodos de recuperación de metano como CMM y GOB GAS, depende de las necesidades reales de las minas; es decir, se requiere que los sistemas de ventilación empleados sean insuficientes para diluir el gas proveniente de la desorción del carbón, hasta tal punto que el empleo solo de soluciones de ventilación haga inviable el proyecto por condiciones de seguridad minera.

De los análisis de desorción de los núcleos de las perforaciones para exploración de metano por parte del Servicio Geológico Colombiano y de las muestras tomadas de frentes de minas se concluye por lo menos parcialmente que los valores de metano presentes en las zonas carboníferas son relativamente bajos si se comparan con minas de Estados Unidos, China, Australia, Polonia y México; esta situación hace pensar que no se han requerido desarrollos tecnológicos para recuperar el gas generado como CMM y GOB.

Al parecer y según los resultados de los análisis de saturación del gas metano en el carbón, las condiciones geológicas de los yacimientos del país han permitido que gran parte del gas adsorbido tanto biogénico como termogénico haya emigrado a la atmósfera dando como resultado los valores comparativamente bajos que se han encontrado en varias zonas carboníferas.

Asumiendo que se requiera drenar el gas metano, como requisito indispensable para el avance seguro de las labores mineras, la implementación de CMM y GOB GAS podrá realizarse solo en minas que presenten alta tecnificación, explotación minera por tajos largos, que presenten labores de desarrollo de largo plazo,

sistemas de ventilación forzada, volúmenes de producción significativos que permitan amortizar los costos de los equipos y del proceso de recuperación de gas. En cuanto a la viabilidad de aplicación de técnicas y tecnologías para recuperar VAM, es posible concluir que se puede utilizar el gas metano proveniente de los sistemas de ventilación de minas que aporten los suficientes caudales de aire con contenidos de metano requeridos para el proceso de oxidación del gas. Sin embargo, debido al alto costo de los equipos y la implementación de la tecnología de oxidación, se requiere que se establezca un sistema de incentivos traducidos en emisión de bonos por disminución de contaminación o en tasas preferenciales de impuestos con el fin de lograr amortizar los costos derivados del proceso ya que la oxidación del gas por sí misma no es económicamente viable.

### **3.4.3. Metano en Minas Abandonadas- AMM (Abandoned Mine Methane).**

En el año 2011, las minas subterráneas abandonadas en Estados Unidos, emitieron 340 millones de metros cúbicos de CMM (Somers et al., 2013). Esto corresponde al 7 % del total de las emisiones de metano procedente de la minería de carbón subterráneas y de superficie.

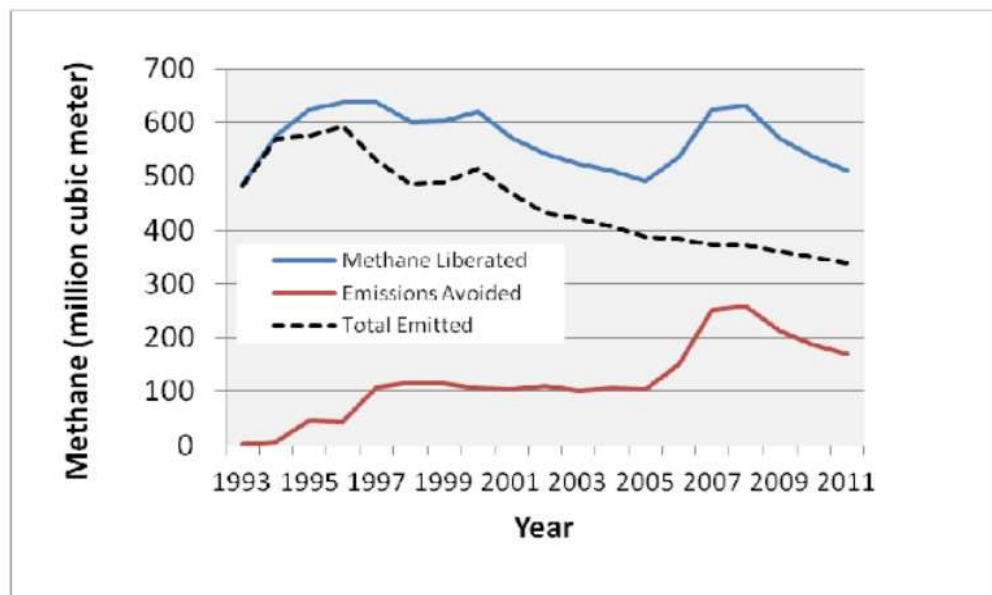
Después de abandonar las minas subterráneas normalmente se cierran y se sellan, sin embargo el gas metano sigue fluyendo en el interior de la mina, a través de la desorción de las capas de carbón no explotadas buscando sitios de escape por las fracturas causadas por la minería. Esta desorción puede durar muchos años después del cierre de la mina, aunque la velocidad de liberación disminuya. Estas emisiones de metano pueden convertirse en pasivos que causan problemas de seguridad. El AMM puede ser emitido por las antiguas bocaminas, inclinados, sistemas de ventilación, tubos de ventilación, así como las fracturas de los estratos circundantes al manto de carbón (Flores, 2014). Cerrar y sellar correctamente las minas subterráneas abandonadas, garantizan la reducción de emisión de metano, problemas de seguridad y emisiones de gases efecto invernadero. En algunas situaciones, la captura de metano también permitirá la producción de energía que puede generar ingresos a la mina durante el proceso de cierre.

Normalmente, durante el proceso de cierre de minas de carbón subterráneas en los Estados Unidos, las bocaminas, las galerías y los túneles están sellados con hormigón para evitar las emisiones de metano. Inclinados y conductos de ventilación también se pueden sellar, pero en algunas minas éstos se dejan abiertos para proporcionar un punto de liberación controlada y evitar la acumulación de metano bajo tierra. En Estados Unidos, las regulaciones locales y estatales requieren que la ventilación en las minas subterráneas abandonadas se continúe durante meses o años (Flores, 2014). A pesar de estas medidas, puede haber derrumbes y el desarrollo de nuevas fracturas, que establecen nuevas vías de escape de metano a la superficie. Como se ha señalado por Lunarzewski (2010) por lo general hay una rápida disminución de la producción de gas durante los primeros 3 a 12 meses después del cierre, seguido por una disminución lenta durante un periodo de 15 a

20 años. Con el tiempo los trabajos subterráneos y de las principales vías se inundarán, parando la liberación de metano (Lunarzewski, 2010).

Un proyecto de reducción de gases de efecto invernadero se ha desarrollado en una mina subterránea de carbón abandonada en Pennsylvania, utilizando créditos voluntarios de compensación de carbono y venta de gas natural purificado por tubería. Ha habido una reducción significativa de las emisiones de las minas subterráneas abandonadas en los Estados Unidos, como se muestra en la Figura 42. Las emisiones procedentes de las minas abandonadas alcanzaron su punto máximo en 1.997 debido a un gran número de minas subterráneas de carbón cerradas en la década de los 90. La recuperación de la AMM alcanzó un pico en 2008, tras el cierre de dos grandes minas subterráneas de carbón que tenían proyectos de drenaje y recuperación de metano existentes ya en el lugar de la fase minera activa.

Figura 42. Emisiones de metano de las minas de carbón subterráneas abandonadas en los EE.UU.



Fuente: Somers et al, 2013.

Según el Mine Safety and Health Administración (MSHA) de EE.UU. existen varios tipos de minas abandonadas: a) Mina no productiva, pero con trabajadores en operaciones de mantenimiento. b) Mina no productiva sin trabajadores. Abandonada temporalmente. c) Mina no productiva sin trabajadores. Abandonada permanentemente.

La cantidad de AMM, es función del tiempo desde que se abandonó la mina, de la concentración de gas en el carbón, la permeabilidad y de la absorción del carbón. Las minas en el abandono se ventilan, se inundan o se sellan. Talkington y Pilcher (2004) describen el comportamiento del metano según el tipo de abandono:

- ✓ Minas inundadas. El gas metano disminuye a un 25% en los dos primeros años desde el abandono, a los 5 años ha disminuido a un 3,5%, llegando a un 1% a los 10 años.
- ✓ Minas ventiladas no inundadas. El gas metano disminuyen rápidamente los dos primeros años y se estabiliza en un 25%, llega a 11% en diez años y a un 5% en 50 en años.
- ✓ Minas cerradas. Si el cerrado tiene un eficacia del 95% el metano se mantiene prácticamente constante con el paso del tiempo.

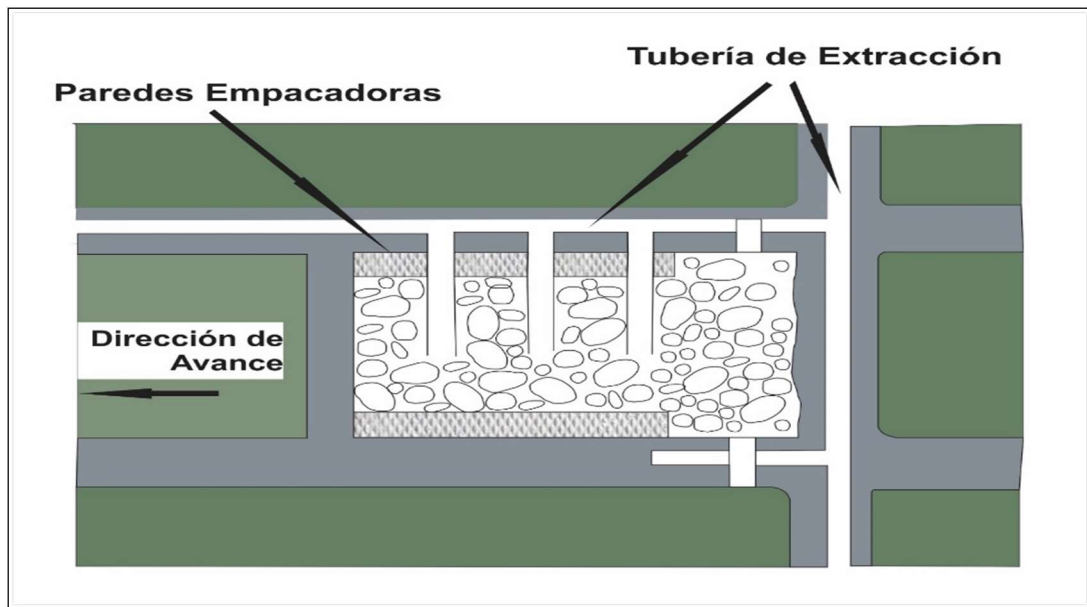
#### - Métodos de drenado Pos- Minería.

Las técnicas para el drenaje del gas en minas abandonadas se pueden realizar mediante tres métodos.

- a) Método de pozos sellados.
- b) Método de pozos cruzados.
- c) Método de perforado vertical en zonas de derrumbe (GOB).

**a) Método de pozos sellados.** Esta técnica es utilizada generalmente en minas de Rusia. Consiste en aislar parcial o completamente la zona de trabajo en la mina mediante paredes sellantes, dependiendo de las características de la mina. Se instala una red de gaseoductos a través de la mina y utilizando bombas al vacío se extrae el gas Figura 43.

Figura 43. Muestra el método de drenaje por pozos sellados.



**b) Método de pozos cruzados.** Este método de extracción es el más utilizado para el control de metano en las minas de Europa. El diámetro de los pozos oscila entre 2 a 4 pulgadas a profundidades que varían entre 60 a 500 pies. El ángulo de la tubería con respecto a la horizontal varía de 20° a 50°. En este método se perfora

al menos un pozo en cada lado de la mina, y en la parte superior o inferior el número pozos y la inclinación de cada uno varía de acuerdo al potencial de gas explotable. Dichos pozos son direccionados a un sistema de gasoductos más grande, el gasoducto emplea bombas para su extracción. La presión de succión opera de 4 a 120 pulgadas de agua.

El porcentaje de recuperación de gas mediante este método se encuentra entre el 30%-70%. El rendimiento de cada perforación es normalmente de 20 ft<sup>3</sup>/min, aunque en ocasiones supera los 100 ft<sup>3</sup>/min en zonas más profundas. El aislamiento de los pozos es muy importante y se realiza mediante la cementación de las tuberías de revestimiento como en la industria petrolera, aunque en ocasiones se utilizan líneas para hacer la función de una tubería cementada.

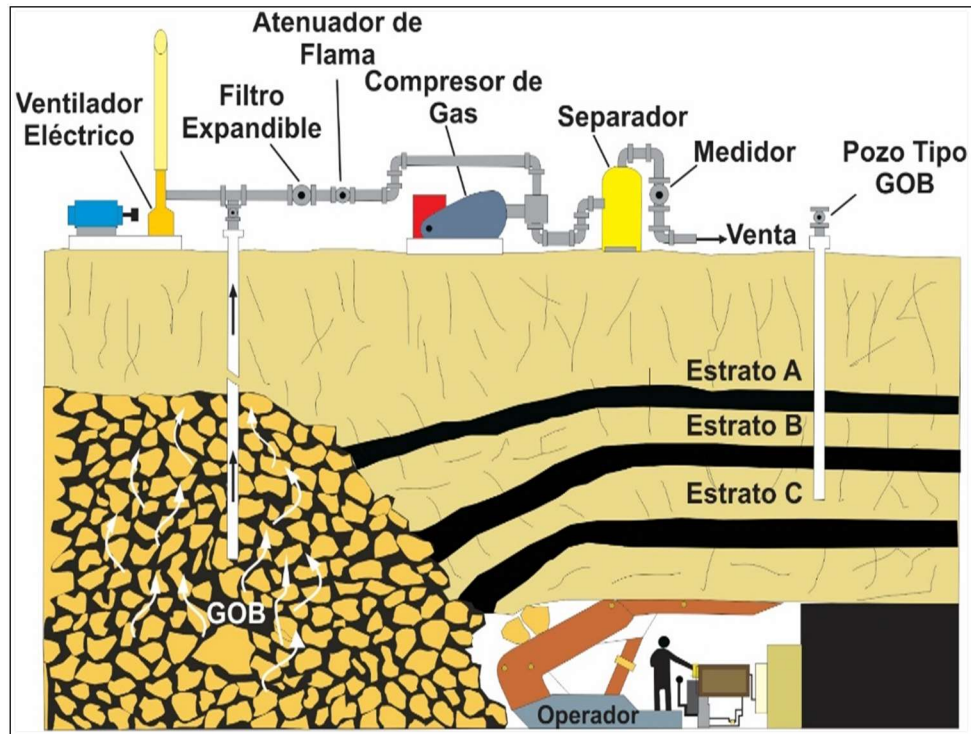
Esta tecnología se ha desarrollado durante los últimos años en Europa, debido al acelerado proceso de cierre de minas que se ha producido en la Unión Europea. Los principales impulsores son países tradicionalmente mineros como el Reino Unido o Alemania. Así, ejemplos como los de las minas Shirebrook, Markham, o Steetley en el Reino Unido, o los proyectos llevados a cabo en la cuenca del Ruhr en Alemania. Proyectos de captura y utilización de metano en minas abandonadas, AMM (M2M, 2005) en el Reino Unido:

- Empresa Alkane Energy: Sirebrook: 9 MW para cubrir demanda de energía local.
- ✓ Monkbretton: 5 MW vendidos a Rexam Glassworks
- ✓ Wheldale: 10 MW vendidos a la red
- ✓ Markham: 2,7 MW vendidos a una industria local.
- ✓ Coalite. New Sites: tiene tres plantas de 4, 2 y 2 MW.
- ✓ Empresa Green Park Energy: Hickleton: 5 MW vendidos a la red.
- ✓ New Sites: Silverdale 5 MW, vendidos a un consumidor local.
- ✓ Empresa Warwick Energy. Bentnick: 10,5 MW para red local.

**c) Método de perforado vertical en zonas de derrumbe (GOB).** La extracción se realiza por encima de las capas derrumbadas. La producción varía de 2 (Mft<sup>3</sup>/día) a 100 (Mft<sup>3</sup>/día), cuando se estabiliza con el tiempo. Este método puede recuperar entre el 30 y 70% del volumen, según las condiciones geológicas Figura 44.

Una desventaja es que al inicio la calidad del gas permite su incorporación a los gasoductos superficiales, sin embargo con la explotación continua la concentración de metano disminuye hasta un 35 %, haciendo necesaria una mezcla con otros gases para mejorar su calidad.

Figura 44. Representa el esquema de una perforación con la infraestructura en superficie GOB.



Fuente Hartman Et Al. 1997.

### 3.4.3.1. Viabilidad de aplicación en el contexto nacional.

Para posibilitar el aprovechamiento del AMM en Colombia, es preciso conocer las disponibilidades de este recurso, lo que requiere de un inventario de las minas abandonadas y un estudio previo de las emisiones existentes en las minas de carbón abandonadas, que no se han realizado hasta la fecha. Estos estudios requieren mínimo de las siguientes actividades:

- Definir mina abandonada y establecer el procedimiento para el cierre técnicamente, cuando son labores abandonadas definitivamente y a partir de este concepto realizar un inventario de las unidades mineras, que serán potencialmente objeto de selección, como fuente de aprovechamiento de gas metano.
- Elaborar una metodología de evaluación de emisiones de gas metano, producido en las minas de carbón abandonadas de las zonas carboníferas de modo que pueda conocerse la cantidad de emisiones al medio ambiente.
- Evaluación técnico económica de la probabilidad de aprovechamiento de gas metano, en las minas abandonadas total o parcialmente.

Para el desarrollo de los anteriores estudios, se puede comenzar con una recopilación de información disponible de las áreas carboníferas, en documentos realizados por todas las entidades del estado relacionadas con la minería de carbón

(ECOCARBÓN, INGEOMINAS, Servicio Geológico Colombiano-SGC, Agencia Nacional de Minería -ANM, Plan Nacional de Desarrollo PND, Ministerio de Minas y Energía) y empresas mineras. Evaluar la información contenida en los Inventarios mineros nacionales, priorizando información geológica-minera, correspondiente a ubicación de las unidades mineras abandonadas, planos mineros y reporte de accidentalidad, etc. De tal forma que se pueda realizar una base de datos de la minería abandonada y sus características.

Posteriormente a esta etapa, es necesario determinar los afloramientos más adecuados para la toma de muestras, en las áreas carboníferas carentes de información, mediante una etapa de campo haciendo muestreo en minas activas y usando muestras de pozos exploratorios realizados para determinar contenidos de gas metano y así tener clasificados los carbones y de esta manera cotejar con los análisis de petrográficos existentes en el Servicio Geológico Colombiano- SGC. Esto permitirá establecer una base de datos necesaria para tener clasificados los carbones por área carbonífera, para los sitios donde existió minería.

Las etapas anteriores, se complementan con la recopilación de información primaria en campo que permitirá seleccionar las explotaciones en las que exista emisión real de metano a la atmosfera, para esto se realizan mediciones de velocidad de salida de gases de las minas, con el uso de un anemómetro; la presión atmosférica en el momento de toma de medidas usando un barómetro portátil, cinta métrica para medir la sección de la salida de la mina y metanómetro para medir el contenido de gas metano a la salida de la mina.

Igualmente, se requiere calcular el potencial de reservas de AMM (Metano en minas Abandonadas). Para esto se puede seguir el método desarrollado por la US EPA, para la evaluación, control y aprovechamiento. Este método consta de pasos (IGME, 2003):

1. Elaboración de una base de datos de minas abandonadas y su gasificación.
2. Identificación de los factores que afectan a las emisiones de metano y desarrollo de curvas específicas de declinación.
3. Calibración de medidas en el tiempo.
4. Cálculo anual de las emisiones.
5. Ajustar la recuperación de metano y determinar las emisiones totales.

En cuanto a la viabilidad de aplicación de técnicas y tecnologías para recuperar AMM, es posible concluir que no se cuenta con el conocimiento de la minería abandonada en Colombia, lo que dificulta la consideración del aprovechamiento del gas metano. Se requiere realizar estudios previos que permitan la identificación de las minas abandonadas y normativamente determinar el responsable de realizar el aprovechamiento.

## **3.5. NORMATIVIDAD INTERNACIONAL Y SU APLICABILIDAD EN EL CONTEXTO NACIONAL.**

### **3.5.1. Estados Unidos**

El desarrollo y producción de CBM, CMM, VAM y AMM en Estados Unidos es regulado por varios niveles del gobierno, dependiendo de la localización y el tipo de actividad involucrada.

La salud y la seguridad de las minas en todos los Estados Unidos, es regulada por la Federal Mine Safety and Health Act of 1977, incluyendo la enmienda realizada por la Mine Improvement and New Emergency Response Act of 2006, esta ley específicamente se refiere a la necesidad de remover los peligros del metano con potencial de causar explosión o donde excesivas cantidades de metano son acumuladas. La ley también se refiere a ventilación de minas subterráneas y define las cantidades de flujo de aire y medidas a ser tomadas para asegurar que el metano no explote. Igualmente, define la máxima concentración de metano en cualquier área de trabajo como el 1% en volumen y define las acciones a ser tomadas, si las concentraciones de metano superan el 1%.

La MSHA depende del U.S. Department of Labor, su función incluye hacer inspecciones de minas subterráneas al menos cuatro veces por año, también aprueba controles de techo en las minas, ventilación y planes de entrenamiento, provee guías y libros para explicar procedimientos y asegurar el cumplimiento de la ley. Cualquier propuesta para planes de desgasificación de minas y corrección de planes de ventilación existentes, deberá tener la aprobación de la MSHA.

El Bureau of Land Management (BLM), dentro del U.S. Department of the Interior, regula las actividades mineras que se encuentran en las tierras federales (públicas) e indias en aspectos tales como permisos, contratos de operación, etc.; sin embargo, los aspectos de seguridad y salud permanecen a cargo de la MSHA. Una complicación es que bajo la Mineral Leasing Act of 1920, para obtener los derechos de CMM en una mina existente, el área podría ser adjudicada por separado para explotación de gas a través de un proceso licitatorio; las minas de carbón son reacias a compartir sus contratos de carbón ya que sus competidores obtienen los derechos de gas y ocasionan perjuicios a las actividades mineras. Sin embargo, una reglamentación reciente estableció que tanto el GOB gas y el CMM en el estado de Utah no se incluía en la Mineral Leasing Act.

Los proyectos de CMM deberán cumplir con estrictos controles ambientales incluyendo medidas de control de polución y medidas de protección al hábitat; los requerimientos de control de polución incluyen estándares de calidad de aire para emisión de óxidos nitrosos, óxidos de azufre y material en partículas, estándares de calidad de agua limitan las descargas de agua de las instalaciones, se deben cumplir también estándares de ruido.

En algunos casos, especialmente en los Estados es necesario realizar una evaluación formal de impacto ambiental. Los impactos de emisiones que afectan la calidad del aire son reglamentados por el Departamento Ambiental de cada estado dentro del cual está localizado el proyecto. Aspectos ambientales relacionados con impactos en tratamiento de agua o acceso a tuberías son regulados por el estado o por leyes federales.

En 2009 el U.S. EPA estableció el Mandatory Reporting of Greenhouse Gases Rule. Este requiere que las minas de carbón subterráneas reporten el metano emitido a través de la ventilación y los sistemas de desgasificación, las minas también deben reportar las cantidades recuperadas por utilización o destrucción.

### **3.5.2. Australia**

En Australia, la producción de metano en capas de carbón empezó en 1998, sustituyendo a los viejos campos de gas convencional, debido a los incentivos del gobierno para las centrales térmicas a gas. En 2008, el metano en capas de carbón fue alrededor del 7% de la producción de gas en Australia

La regulación aplicable a la exploración y explotación de CBM es similar a la de Estados Unidos. Se diferencia en el derecho a explorar y explotar yacimientos de carbón de los yacimientos de CBM. Las entidades regulatorias y las normas aplicables difieren de un recurso a otro.

Respecto de la regulación aplicable a la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales, es importante indicar que las dificultades para el desarrollo de este tipo de proyectos radican en la resistencia al uso de la técnica del fracturamiento hidráulico. Sin embargo, Australia tiene potencial para este tipo de yacimientos y ha implementado una estrategia para el desarrollo de las cuencas ubicadas en el sur de Australia. Por lo anterior, requiere un marco regulatorio que involucre a los grupos de interés y también que tenga en cuenta los impactos ambientales en este tipo de industria.

La presencia de CMM y el impacto de las emisiones generadas por la minería a cielo abierto en Australia son bien conocidos por los operadores de las minas, sin embargo no se han adelantado estudios a detalle para capturarlo y mejorar sus utilidades; la razón es porque estas emisiones no interfieren con la eficacia o productividad de sus labores mineras. Además el costo de recuperación de estas emisiones CMM es poco rentable a precios pasados y actuales de gas.

En minería subterránea los problemas identificados con CBM, CMM y VAM, en Australia, están relacionados con el impacto económico causado en cada mina, estos problemas puede resumirse así:

- ✓ Profundidad de la minería (es decir, una mayor profundidad por lo general significa un mayor contenido de gas y, por tanto, una mayor dificultad para la minería que resulta en una menor productividad y mayores costos de explotación minera)
- ✓ El contenido de gas de los mantos explotados

- ✓ La distancia estratigráfica entre mantos y el contenido de gas de los estratos adyacentes.
- ✓ Permeabilidad y los niveles de saturación de gas
- ✓ Capacidad de reservorio CBM / CMM
- ✓ Los costos de drenaje de gas
- ✓ Costos de inversión para capturar y aprovechar estas emisiones de gas
- ✓ Precios de gas disponibles para cada método de utilización
- ✓ Distancia del gas a la superficie para el uso final
- ✓ En la actualidad, no hay ningún incentivo real o beneficio económico para que los dueños de las minas puedan utilizar estas emisiones de gas de manera rentable.
- ✓ Con respecto a ventilación de aire y metano (VAM), estas emisiones son las más difíciles de capturar y luego utilizar económicamente.
- ✓ La quema de estas emisiones de gas metano es vista como el modo más barato para ser más responsable ecológicamente, como la combustión del metano se convierte en dióxido de carbono, este reduce 21 veces la contaminación.

#### **- Marco Normativo**

Cada estado en Australia tiene su propio marco legal para regular el CMM / CBM captura y uso, propiedad de los recursos, contratos de arrendamiento y concesión de licencias. Una serie de medidas se están considerando para racionalizar la legislación con el fin de simplificar y reducir las cargas de cumplimiento. En Australia existen acuerdos de coexistencias entre CBM y minería de carbón.

**Queenslad.** En noviembre de 2002, el gobierno de Queensland dio a conocer un nuevo régimen regulador para abordar problemas que surgen en las actividades de exploración y producción de CBM y carbón, esto puede ocurrir bajo diferentes formas de tenencia concedida a lo largo de la misma zona. Para formalizar las medidas, una nueva ley de Petróleo Gas Act (Producción y seguridad) fue aprobada en el 2004 para sustituir a la Ley del Petróleo de 1923.

Las recientes modificaciones en la legislación de Queensland han establecido una clara distinción entre los recursos administrados en virtud de la Ley de Recursos Minerales de 1989 y los establecidos por Petróleo y Gas Ley de 2004. En Queensland, una concesión para la extracción de carbón no proporciona derechos sobre el gas inherente al manto de carbón. La producción de CMM ahora está bajo la Ley de 2004 de Petróleo y Gas (Producción y Seguridad), y requiere una licencia de producción que puede coexistir con una concesión minera que cubre la misma zona.

**Nueva Gales del Sur.** En Nueva Gales del Sur, se requiere antes de iniciar las operaciones mineras un contrato minero o licencia de exploración. La Ley de Minería de 1992 es la principal legislación que rige la exploración minera en Nueva Gales del Sur. En virtud de la Ley de Recursos Minerales de 1989 (NSW), donde CMM se produce como un subproducto de la minería del carbón, no existe ninguna disposición para el pago de regalías sobre VAM, o en pre-drenaje o metano

postdrenaje que se quema. Los residuos de metano en Nueva Gales del sur ha sido la práctica estándar pero con más cambios legislativos a la ley de Recursos de Minerales de 1989, ahora requieren que el pre y post- metano sea utilizado o quemado en vez de ser únicamente ventilado.

En julio de 2010, el gobierno de NSW formó un subcomité para liderar el desarrollo de una estrategia para el carbón y el gas. Esta estrategia permitirá que la potencial interacción entre el carbón y el CSG se considere y se controle adecuadamente.

Existe la obligación de las empresas energéticas de reducir la emisión de GEI. Por esto, las empresas reciben incentivos en el mercado para poder aumentar la inversión y el desarrollo.

Al mismo tiempo el gobierno Australiano da subvenciones del 50% de los costes del proyecto, con el fin de reducir las incertidumbres de los proyectos a gran escala. Estas subvenciones proceden del GGAP (Greenhouse Gas Abatement Program) Programa de Reducción de Gases Efecto Invernadero. A partir de este programa se han subvencionado 15 proyectos, 5 de los cuales son proyectos CBM, con un valor de 550 millones de dólares.

#### **3.5.2.1. Viabilidad de aplicación en el contexto nacional.**

Considerando las características geológicas, métodos de explotación y la recuperación de CMM, VAM y AMM, de las zonas carboníferas de Colombia, y su aprovechamiento de gas metano, es conveniente regularizar y adaptar normatividad técnica por zona carbonífera, que permita resolver la coexistencia de la minería de carbón con la captura y aprovechamiento del gas metano de los mantos de carbón.

El aprovechamiento del CBM (GMDC) en Colombia no hace necesaria la adopción de nuevas normas de carácter legal, toda vez que ni la legislación minera ni la normatividad en materia de hidrocarburos presentan vacíos o inconsistencias que deban ser subsanados. Sin perjuicio de lo anterior, dadas las especificidades que presentan la extracción del CBM (GMDC), y en especial la posible coexistencia con títulos mineros, es conveniente la expedición de las normas técnicas correspondientes, de los reglamentos de contratación y de los modelos de contratos a que haya lugar. La regulación que expidan los organismos administrativos competentes no constituirá desarrollo de las previsiones del Código de Minas, estatuto éste del que se encuentran excluidos los hidrocarburos, sino de la normatividad prevista para los recursos hidrocarburíferos.

Existen vacíos normativos en cuanto al tratamiento y resolución de conflictos entre titulares mineros y contratistas de exploración y producción de hidrocarburos no convencionales. La puesta en marcha de estas actividades de forma concurrente demanda altos desafíos para el Estado, entre ellos, lograr una efectiva coordinación entre las autoridades y normatividad minera y de hidrocarburos así como su oportuna y eficiente intervención en la resolución de conflictos.

El gobierno debe buscar la manera de incentivar la actividad de no convencionales y en particular de CBM (GMDC). Sin embargo, falta mayor articulación entre las

entidades involucradas en la industria para desarrollar una política unificada en esta materia y que pueda abarcar toda la industria de hidrocarburos.

El Estado debe participar en la resolución de los conflictos generados en la superposición de áreas para producir tanto minerales como hidrocarburos no convencionales, no sólo en su condición de titular del subsuelo, sino por propiciar este tipo de conflictos sin contar con la normatividad e instrumentos suficientes para asumir estos desafíos y resolver los desacuerdos entre técnicos.

### **3.5.3. China**

De hecho, China es el mayor productor mundial de carbón con una producción anual que supera los 3,5 billones de toneladas métricas. Históricamente el carbón ha sido utilizado por siglos (tal vez) pero en tiempos recientes la producción ha venido de lugares como las cuencas Ordos y Qinshui en el norte de China. Otras cuencas mineras de carbón que también son importantes son Tarim, Junggar, Sichuan, y Norte de China; pero es bueno recordar que hay muchas otras cuencas distribuidas a través de China (Kuili, 2006; Qin et al., 2006; Sun, 2002).

La explotación del carbón en China se hace a tan gran escala que muchos de los mantos se explotan a gran profundidad. La profundidad de muchas de las minas está entre 800 – 1500 m; lo que significa que se explota a presiones que sobrepasan los 6 Mpa (Chen et al., 2011). La combinación de dichas presiones con la baja permeabilidad hace que los mantos sean propensos a las explosiones. Los contenidos de gas en muchos de los mantos están sobre  $-20 \text{ m}^3/\text{t}$  y en los mantos más profundos pueden alcanzar los  $-30 \text{ m}^3/\text{t}$  (Chen et al., 2011; Su et al., 2005). En algunos de los ejemplos citados por Chen et al. (2011), 85% de las minas de la provincia de Huainan y 60% de las minas de la provincia de Huaibei son propensas a las explosiones de gas.

El propósito de este análisis es revisar los procedimientos que China utiliza para evaluar y utilizar sus recursos de gas asociados al carbón, al igual que los procedimientos que utiliza para drenar el gas en el carbón previo a la minería (conocido comúnmente como CMM), y los gases asociados a la ventilación (VAM) de las minas de carbón. Este documento no pretende ser exhaustivo debido a que es difícil obtener la información oficial.

En China hay miles de minas legales, pero también hay miles que son ilegales. Sin embargo, durante los últimos 5 años, las minas ilegales han disminuido por el estricto control que el gobierno central está ejerciendo. El rango del carbón en la mayoría de las cuencas es bituminoso y por lo tanto los mantos de carbón son grisutosos (gassy). Hasta hace poco tiempo la cultura de seguridad era difícil de implementar en China, y como resultado el número de muertes por año era extremadamente alto. Aunque las estadísticas exactas son difíciles de encontrar, la mayoría de datos oficiales coinciden que el número de muertos podría estar por cerca de 2000 mineros muertos por año. Pero hay algunas incertidumbres alrededor de dicho número. Algunos estimativos no oficiales calculan que primero, el número de muertos podría ser el doble al mencionado anteriormente, y segundo la cifra

oficial en 2003 fue de 7,200 muertos, y tercero aunque no parece haber una provincia más grisutosa que otra, la provincia de Jilin (NE China) parece ser la mayor con el 14% del total de muertos por año.

### **- Códigos para el Drenaje de Gas Asociado al Carbón**

En la actualidad solamente hay dos códigos conocidos en China relacionados con el gas asociado al carbón , el código que regula el drenaje de gas de las minas AQ 1027-2006 (Anonymous, 2006), y el Código para los diseños de ingeniería para drenaje de gas (Anonymous, 2008).

**Código que regula el drenaje de gas de las minas AQ 1027-2006.** El código se centra en proveer especificaciones sobre:

1. Métodos para el drenaje del gas
2. Niveles de manejo del drenaje del gas
3. Utilización del gas
4. Retiro o finalización de programas de drenaje
5. Métodos de cálculo de drenaje del gas
6. Monitoreo del drenaje del gas

Los estándares declaran que se aplican a todas las compañías mineras nacionales de carbón, a los departamentos administrativos y a las instituciones relevantes.

Como se esperaría, el código se centra en seguridad, primeramente teniendo en cuenta las condiciones técnicas y económicas, y en adoptar nuevas tecnologías cuando sea necesario. Cualquier proyecto de drenaje debe incluir diseño minero a cargo de profesionales calificados y con experiencia. El diseño del drenaje del gas tiene que ser aprobado por un comité profesional apropiado y también por el director técnico de la mina.

Como norma cualquier proyecto de drenaje debe incluir lo siguiente:

1. Planos y figuras de:
  - a. Diagramas del sistema de drenaje de gas
  - b. Planes de bombeo para las redes de tubería – los diagramas incluyen válvulas, equipos de seguridad, instrumentación etc.
  - c. Diagramas y ubicación de los pozos de perforación utilizados para el drenaje.
  - d. Figuras de la estación de bombeo y de las fuentes de energía
2. Registros de:
  - a. Trabajos de construcción y perforación

- b. Todos los parámetros de los materiales de drenaje.
  - c. Registros de ejecución de todas las estaciones de bombeo.
3. Reportes
- a. Reportes de drenaje anuales, más reportes mensuales y periódicos.
  - b. Reportes del bombeo de tipo anual, mensual y estacional.
4. Libros de contabilidad
- a. Contabilidad relacionada con el manejo de los equipos
  - b. Contabilidad del manejo del proyecto
  - c. Contabilidad relacionada con los parámetros de drenaje, volúmenes de bombeo, etc.
5. Reportes adicionales
- a. Reportes finales de drenaje y minería
  - b. Un resumen con análisis del drenaje del gas.

El código AQ 1027-2006 presenta algunos específicos acerca del tamaño de la minera y de los volúmenes de gas. Particularmente, establece que los volúmenes de drenaje se deben estabilizar a  $2\text{m}^3/\text{min}$ .

La cantidad de gas parece estar relacionada con la producción minera, lo cual tiene sentido, así:

- ✓ Si la producción de carbón está entre 1.0-1.5 Mt (por año presumiblemente) entonces la cantidad de gas debe ser mayor a  $30\text{ m}^3/\text{min}$ .
- ✓ Si la producción anual de carbón está entre 0.6-1.0 Mt (por año presumiblemente) la cantidad de gas debe ser mayor a  $25\text{ m}^3/\text{min}$ .
- ✓ Si la producción anual de carbón está entre 0.4-0.6 Mt (por año presumiblemente) la cantidad de gas debe ser mayor a  $20\text{ m}^3/\text{min}$ .
- ✓ Si la producción anual de carbón es menor que 0.4 Mt (por año presumiblemente) la cantidad de gas debe ser mayor a  $15\text{ m}^3/\text{min}$ .

El código también prescribe la cantidad de gas extraído:

La extracción del gas con drenaje previo no debe ser menor al 20%, mientras que la extracción del gas en el frente de la minas no debe ser menor a 25%

El código reconoce que habrá mantos de carbón más fáciles y más difíciles para drenar, por lo que trata de categorizarlos en tres grupos: 1. Drenaje fácil, 2. Drenaje moderadamente fácil, y 3. Drenaje difícil. Se dan especificaciones en cada una de estas categorías en términos del coeficiente de atenuación, del flujo en la perforación, y del coeficiente de permeabilidad del manto. Adicionalmente se da una escala que relaciona las toneladas de carbón perforado por cada una de estas

categorías (fácil, moderado y difícil) pero basado en si el manto es relativamente delgado o grueso.

Tal vez la parte más útil del código es el Apéndice B donde se da una tabla que relaciona los métodos de drenaje de gas incluyendo perforaciones, túneles y fracturamiento hidráulico y la eficiencia esperada del drenaje en el frente (Tabla 32).

Tabla 32. Clasificaciones de drenaje de gas, métodos y eficiencia esperada del drenaje en el frente de mina (de Anonymous, 2006).

CLASIFICACIÓN		DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO		CONDICIONES	EFICIENCIA EN EL FRENTE %
Drenaje de gas del manto de carbón	No hay drenaje previo	Destapar los túneles en roca y los túneles de transporte	1. Perforar sobre el túnel con pozos de drenaje 2. Acercar los pozos de drenaje al frente.	Para Carbón con alto contenido de gas o carbón peligroso por baja permeabilidad	10-30 10-30
		La zona minera (superficie de trabajo) es una gran área de drenaje	1. Explotar el manto cercano al túnel de transporte. 2. Cerca al túnel de transporte, se deben drenar las capas adyacentes para evitar fugas repentinas de gas asociado al carbón 3. Perforaciones superficiales de drenaje 4. Drenaje de las capas cercanas al túnel de transporte.	En capas con alto contenido de gas hay que hacer pre-drenaje	10-30 10-20 10 10
	Drenaje relacionado con la minería	Túnel de drenaje	Drenar a ambos lados del túnel de transporte. Drenar en los alrededores del túnel de transporte.	El drenaje se da principalmente por el túnel drenaje	20-30
		Bombeo durante la minería	1. En la vía de transporte, el aire que retorna al frente es evacuado por las perforaciones de drenaje 2. Algunas de las capas adyacentes al túnel de transporte deben ser atravesadas por el pozo(s) de drenaje.	El manto tiene baja permeabilidad, el tiempo del pre-drenaje no es suficiente.	10-20 10-20
	Drenaje inducido	-Corte hidráulico -encendido de explosivos -Fractura hidráulica -Voladura controlada	1. Drene perpendicular a la estratificación 2. Que el drenaje entre en contacto con el túnel de transporte. 3. Hacer fracturamiento hidráulico. 4. En las cercanías del túnel de transporte de aire, no instale puestos de Socorro o voladuras.	Hacer más pre-drenaje en mantos con baja permeabilidad	20-30 20-30 >30 >30

Tabla 32. Continuación.

CLASIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO	CONDICIONES	EFICIENCIA EN EL FRENTE %	
Drenaje de gas de las capas adyacentes al manto	Cerca de las capas superiores e inferiores	1. Que el drenaje este cerca al túnel de transporte. 2. Use los túneles como una forma de drenaje. 3. Perforaciones de drenaje desde superficie	Gas de una capa adyacente (frente)	30-60 30-60 30-60
Drenaje de zona de derrumbe (goaf o GOB)	Sistema de drenaje totalmente cerrado	Cánula en derrumbes cerrados	Significante emisión de aire GOB	15
	Sistema de drenaje semi-cerrado	1. A partir de las áreas que ha sido minadas, instale cánulas cercanas. 2. Coloque drenajes sobre las partes que ya están explotadas.	La emisión de los gases vienen principalmente del frente	30 30
Drenaje de gas en túneles (cruzada)	Y de las rocas adyacentes	1. Del túnel al hueco abierto o zona fisurada que sirve de drenaje. 2. Túnel de drenaje sellado	Las rocas adyacentes agregan emisiones considerables	- nada en esta parte de original-

### -Código para los diseños de ingeniería para drenaje de gas.

Este código (Anonymous, 2008) parece estar superpuesto con el código descrito anteriormente. Adicionalmente enfatiza algunos puntos como por ejemplo:

- ✓ El sistema de ingeniería para el drenaje de gas debe ser simple y fácil de mantener y de fácil inspección de seguridad, también debe ser costo eficiente.
- ✓ Una mina con emisiones altas de gases se define como la que tiene un frente minero con emisiones mayores a  $5\text{m}^3/\text{min}$ , y con cantidades de emisión en el header (respaldos) de  $3\text{m}^3/\text{min}$ . Bajo dichas condiciones, las soluciones de drenaje de gas utilizando solamente ventilaciones sería insuficiente.
- ✓ Las mediciones de bombeo de gas se deben basar en las condiciones del manto de carbón, en las fuentes de gas y en la disposición de las vías (se reconoce que las minas cambian considerablemente a través del tiempo). La utilización del gas también debe reunir los siguientes requerimientos:
  - Si se requiere, se debe construir (perforar) un túnel especial para el gas.
  - El diseño debe ser capaz de adaptarse a los nuevos trazos de la mina.
  - Debe ser posible tener altas relaciones de bombeo de gas.
  - El efecto general debe ser un sistema de drenaje de gas eficiente.

- Si se requiere, se deben adoptar muchas posibilidades de drenaje de gas.

Se describen varios métodos de drenaje):

1. Drenaje directo de la capa de carbón que está siendo explotada a través de bombeo de aire de ventilación (VAM).
2. Drenaje del metano después de la minería (AMM).
3. Drenaje de capas adyacentes rocosas y de material carbonoso (CMM).
4. Drenaje de gas goaf (de zona derrumbada-gobwell o GM)
5. En mantos gruesos, se puede hacer minería en una parte pequeña y dejarla que drene.

Lo que resta de dicho código tiene que ver mucho con aspectos de sellamiento, tubería y aspectos de ingeniería.

#### **3.5.3.1. Viabilidad de aplicación en el contexto nacional**

Para que se pueda aplicar la normatividad China, de requerir drenaje previo, se tendría que hacer mediciones de contenido en zonas apartadas de la minería, para asegurarse que los contenidos de gas en los mantos de carbón son altos y que requieren drenaje previo. Si se aplica el estándar Chino de 20 m<sup>3</sup>/t (700 pies<sup>3</sup>/t) muy pocas o tal vez ninguna zona del país alcanzaría esos contenidos ya que la mayoría de mediciones a diferentes profundidades no sobrepasa los 300 pies<sup>3</sup>/t (8,5 m<sup>3</sup>/t)

Otro inconveniente para la aplicación de la normatividad china es el tamaño de la minería en Colombia, este es relativamente pequeño y muy pocas minas manejan tajo largo, a esto se suma La falta de mecanización.

Para que se pueda aplicar el método de drenaje post minería AMM, el sellado de la mina debe ser riguroso asegurando la hermeticidad, con unos pocos drenajes por seguridad. Al respecto se debe generar una legislación apropiada.

Para considerar la posible utilización del gas de la ventilación (VAM-Figura 3.1) se deben llevar registros periódicos rigurosos de los caudales de la ventilación, y de los porcentajes de metano en dicha ventilación, a fin de poder hacer los cálculos sobre la factibilidad de producir energía a partir del VAM. Para que el frente de mina se considere gassy y así determinar la posibilidad de utilizar VAM, se puede definir que el límite Chino de emisiones es de 5 m<sup>3</sup>/min.

#### **3.5.4. Polonia.**

En Polonia la expedición de concesiones es regulada por la Ley de Geología y Minería del 4 de Febrero de 1994, artículos 15 al 30. Las concesiones para prospección y exploración o extracción son garantizadas por el Starost quien es la autoridad del país cuando el área correspondiente es menor a 2 hectáreas, la extracción anual no excede de 20.000 metros cúbicos y la extracción no incluye el

uso de explosivos; si los requerimientos anteriores son superiores la concesión será evaluada por el Ministerio de Ambiente. Adicionalmente la concesión para prospección y exploración de minerales deberá ser consultada a las autoridades locales, esta consulta se realizará sobre la base del Plan de Desarrollo Local o el estudio de desarrollo de condiciones locales; la concesión para la extracción de minerales deberá ser aprobada por el Ministerio de Economía.

La concesión es garantizada por un periodo de tiempo definido, no inferior a 5 años y no superior a 50 años, sin embargo un proponente puede aplicar para un periodo de tiempo más corto; el área para otorgar un contrato de concesión no puede exceder de 1200 Km<sup>2</sup>.

El Plan de Trabajos Geológicos deberá ser preparado de acuerdo con el Decreto del Ministerio de Ambiente del 19 de diciembre de 2001 sobre planes de trabajos geológicos.

Las concesiones para extracción de metano pueden ser divididas en dos categorías dependiendo de si el metano será extraído con el carbón o como un solo mineral. Teniendo en cuenta que la extracción de carbón no es posible sin la liberación de metano, las minas de carbón deberán tramitar concesiones para la extracción de metano, ya que en este caso el metano es considerado como mineral acompañante. Empresas que estén dispuestas a extraer metano solamente, deberán tramitar primero concesiones para prospección y exploración y posteriormente para extracción.

#### **- Propiedad y derechos de la Minería.**

La expedición de derechos es reglamentada por la Ley de Geología y Minería del 4 de Febrero de 1994, artículos 7 al 14. La Hacienda es el dueño de los depósitos minerales, los cuales son independientes de la propiedad de la tierra. El desarrollo de la minería es garantizado por la misma agencia que garantiza las concesiones, en este caso el Ministerio de Ambiente; el desarrollo de la minería es garantizado sobre la base de un acuerdo que establece las condiciones en las que el proponente obtiene la concesión, este acuerdo define los pagos por el derecho minero.

De acuerdo al artículo 11, ítem 1, el derecho de la minería para gas natural, petróleo y sus derivados naturales y para prospección, exploración o explotación de metano asociado al carbón es otorgado en un proceso de licitación; sin embargo, hay ciertas excepciones a la norma:

- 1.-El área es incluida en la lista de áreas excluidas de un proceso de licitación obligatorio
- 2.-El área fue incluida en un proceso licitatorio pero la licitación no fue concluida y el derecho minero no fue otorgado.
- 3.-El depósito es prospectado y explorado por una empresa y la documentación geológica es realizada de acuerdo con la guía de preparación de documentación con el fin de obtener la concesión. En tal situación dicha

compañía puede demandar el derecho a la minería y tiene la prioridad sobre otras.

4.-El derecho minero para prospección y exploración de CMM, es garantizado sin proceso de licitación.

El Ministerio de Economía expide las instrucciones oficiales y leyes sobre la seguridad y condiciones oficiales en la industria minera. Estas regulaciones son detalladas y se refieren a personal y equipo de la mina y establecen ciertos procedimientos que deberán ser seguidos. El peligro del metano es el principal problema que las minas deben enfrentar teniendo en cuenta que acompaña a la extracción del carbón. El personal necesita tener habilidades y conocer todos los procedimientos relacionados con los peligros naturales para aplicar procedimientos específicos en determinadas situaciones. El equipo instalado en la mina deberá tener requerimientos técnicos específicos; las minas de carbón son obligadas a monitorear constantemente las concentraciones de metano dentro de las minas.

El metano es clasificado como una sustancia peligrosa de acuerdo con el Decreto del Ministerio de Salud, de 28 de septiembre de 2005, que incluye la lista de sustancias peligrosas con su clasificación e identificación.

En Polonia no hay regulaciones específicas que conciernan exclusivamente a la utilización de metano, pero hay muchas regulaciones diferentes para varios campos, las cuales refieren al manejo de metano.

La Ley de Construcción especifica cuáles son los límites y requerimientos que deberán ser tenidos en cuenta si un sistema de gas combustible es construido. Hay varias autoridades o agencias autorizadas para inspeccionar y supervisar la planta tales como la Oficina de Inspección Técnica, bomberos autorizados, etc. Las zonas donde se puedan presentar explosiones necesitan ser identificadas, diferentes especificaciones de regulaciones de trabajo seguro deberán ser aplicadas en diferentes zonas potencialmente explosivas.

Cada sustancia explosiva tiene una hoja de información que incluye composición de la sustancia, cualidades físicas y químicas, primeros auxilios y riesgos cuando se está manipulando, medidas a tomar cuando la sustancia es liberada, medidas de seguridad, métodos para remover desechos, información del transporte y todas las regulaciones a tener en cuenta.

Las siguientes regulaciones y actos se refieren a manejo de metano:

1.-Decreto del Ministerio de Salud del 28 de septiembre de 2005 sobre la especificación de sustancias peligrosas, su clasificación y evaluación.

2.-Decreto del Ministerio de Trabajo y Política Social del 29 de noviembre de 2002 sobre las más altas concentraciones aceptables y la intensidad de agentes que ocasionan detrimento a la salud contenidos en el ambiente, con posteriores cambios.

- 3.-Decreto del Ministerio de Salud del 20 de abril de 2005 sobre la evaluación y medición de agentes que ocasionan detrimento a la salud, contenidos en el ambiente de trabajo.
- 4.-Decreto del Ministerio de Trabajo y Política Social del 26 de septiembre de 1997 sobre condiciones generales de seguridad e higiene en el trabajo.
- 5.-Decreto del Ministerio de Salud del 30 de diciembre de 2004 sobre seguridad e higiene en el trabajo en relación a la presencia de agentes químicos en el lugar de trabajo, con posteriores cambios.
- 6.-Anuncio del Presidente del 1 de febrero de 2007 sobre el Acto Uniforme de Materiales de Desecho, con posteriores cambios.
- 7.-Decreto del Ministerio de Ambiente del 27 de septiembre de 2001 sobre el catálogo de materiales de desecho.
- 8.-Acto del 11 de enero de 2001 sobre sustancias y preparaciones químicas.
- 9.-Decreto del Ministerio de Economía y Trabajo del 5 de julio de 2004 sobre limitaciones, prohibiciones o condiciones de producción, comercio y uso de sustancias y preparaciones peligrosas y productos que las contengan, con posteriores modificaciones.
- 10.-Decreto del Ministerio de Salud de 2003 sobre los criterios y maneras de clasificación de sustancias y preparaciones químicas, con posteriores modificaciones.
- 11.-Decreto del Ministerio de Salud del 13 de noviembre de 2007 sobre hoja de información de sustancias.
- 12.-Decreto del Ministerio de Salud del 2 de septiembre de 2003 sobre la manera de almacenar sustancias y preparaciones peligrosas.
- 13.-Noticia Gubernamental del 23 de Marzo de 2007 sobre Anexos A y B del Acuerdo Europeo sobre transporte terrestre internacional de sustancias peligrosas.
- 14.-Decreto del Ministerio de Salud del 14 de marzo de 2003 sobre métodos de marcado de lugares, tubería y contenedores de sustancias o preparaciones peligrosas.

En la normatividad establecida en enero 8 de 2010, referente a cambios en la Ley de Energía, fue creado un nuevo sistema de ayuda por medio de certificados de origen de energía eléctrica, generada por sistemas de cogeneración de alta eficiencia, en unidades alimentadas con metano liberado y capturado durante trabajos de minería subterránea.

El Acto 91 dice: La confirmación de generación de energía eléctrica en la cogeneración de alta eficiencia es el certificado de origen de esa energía, en el futuro llamado certificado de origen por cogeneración. Este certificado se otorga en el caso de unidades de cogeneración alimentadas con combustibles gaseosos o

con unidades eléctricas de potencia inferior a 1 MW, alimentadas con metano procedente de minas subterráneas o con biomasa.

#### **-Origen de los Certificados de energía.**

El promedio del precio de venta de energía eléctrica generada por cogeneración de alta eficiencia en las unidades de cogeneración alimentadas con metano proveniente de minas de carbón o por procesamiento de biomasa en el año 2010 fue de 243.59 PLN/MWh, mientras que el promedio de precio de venta de energía eléctrica en el mercado competitivo fue de 195.32 PLN/MWh.

El presidente de la Oficina de Regulación de Energía estableció la llamada Unidad de Pago Suplementario, cuyas siglas son "Ozm", mencionada en el artículo 9ª pasaje 8ª de la Ley de Energía, el cual fue obligatorio en los años 2010 y 2011 en la cantidad de 59.16 PLN/MWh para compensar el 30% del promedio del precio de venta de energía eléctrica en el mercado competitivo.

En el año 2010 cuatro certificados fueron emitidos; sin embargo seis procedimientos concernientes a la emisión de certificados estaban en curso.

#### **3.5.4.1. Viabilidad de aplicación en el contexto nacional**

El aspecto más relevante en la legislación Polaca, que debería considerarse para aplicación en la legislación Colombiana, es sin duda el establecimiento de incentivos para las minas que recuperen metano liberado a la atmósfera; si tenemos en cuenta que las concentraciones de metano encontradas en los ensayos de desorción de los carbones Colombianos son relativamente bajas comparadas con las concentraciones de los yacimientos Polacos( Los cuales son superiores a 200 pies cúbicos por tonelada de carbón), es posible considerar que la recuperación de CMM en el país no es atractiva desde el punto de vista económico.

Sin embargo, teniendo en cuenta que el porcentaje de metano liberado a la atmósfera es considerablemente superior al porcentaje que se recupera por procesos de CMM, en las minas polacas y en general en todas las minas que recuperan gas a nivel mundial, podría considerarse el establecimiento de certificados verdes para las minas que recuperen metano de los retornos de la ventilación ya sea para producir energía o para quemar finalmente el gas y disminuir la contaminación ambiental.

Se deben tener en cuenta los compromisos adquiridos por el gobierno Colombiano en la reducción de emisiones contaminantes, en este caso la emisión de metano a la atmósfera contamina cerca de 21 veces más que la emisión de dióxido de carbono; al quemar el metano directamente o mediante procesos de oxidación regenerativa, se estaría haciendo la conversión de metano a dióxido de carbono antes de su ingreso a la atmósfera con la consiguiente disminución en la emisión final.

La manera más acertada de lograr el compromiso de la minería colombiana para que se realice la recuperación de metano y su tratamiento antes que sea emitido a la atmósfera es el incentivo económico traducido en los certificados de emisión de

gases contaminantes o certificados verdes, los cuales serían el medio ideal para que el empresario minero logre amortizar la inversión del proceso de quemado final del gas.

### **3.5.5. México**

La actual normatividad de seguridad de México exige que en el aire de ventilación, el porcentaje de metano sea siempre menor a 1.5%, pero en gran parte de la minería subterránea de carbón en el estado de Coahuila, las grandes concentraciones de gas ( $>10\text{m}^3/\text{ton}$ ) hacen que mantener esa concentración en el aire de la ventilación sea un reto, y por esto han decidido adelantar programas de desgasificación,

Sin embargo, el principal desafío para la desgasificación legal ha sido la legislación misma ya que la Constitución de México en su Artículo 27 y su Ley Reglamentaria en Materia de Hidrocarburos señala que todos los hidrocarburos pertenecen a la Nación y su exploración, recuperación, procesamiento y venta sólo puede ser manejado por la empresa estatal Petróleos Mexicanos (PEMEX). Dado que el gas asociado al carbón está compuesto en su mayoría por hidrocarburos, principalmente metano, aunque no relacionados al petróleo en su origen, no puede ser explotado como tal, a la fecha, por la iniciativa privada. Esto aplica a la explotación del CBM, o sea del gas de los mantos de carbón cuando no hay un proceso de minado del carbón relacionado. La única manera de que este gas sea evaluado y explotado como fuente de gas natural extraíble a través de perforación especial en concesiones petroleras puede ser a través de contratistas de PEMEX por medio del manejo de Contratos de Servicios Múltiples (CSM), semejantes a los contratos de la Cuenca de Burgos. Afortunadamente para las empresas mineras PEMEX no ha mostrado interés económico por la extracción de gas grisú en México porque: una posible producción baja; La infraestructura necesaria para su recuperación y transporte, están lejos de los sistemas nacional de gaseoductos; La calidad es insuficiente para los estándares de gas natural en el mercado y la íntima interacción que tiene que haber entre las operaciones mineras y la extracción del gas.

El poder legislativo y el poder ejecutivo, así como empresas de la industria minera Carbonífera de México, conscientes de la problemática relacionada con la seguridad de los mineros por la liberación de gas grisú en las minas subterráneas, el desperdicio de metano que constituye una fuente energética importante para la región, y la contaminación atmosférica consecuente de este gas que con su poder de calentamiento global tan grande que aumenta el efecto de los gases de invernadero, han realizado desde hace por lo menos una década varios intentos por modificar la legislación al respecto de manera que el gas grisú que actualmente se emite a la atmósfera como producto del minado del carbón, pueda ser auto-consumido para la generación de electricidad o calor en el entorno de las minas de carbón; desgraciadamente sin haber logrado en la práctica este objetivo. Un logro parcial resultó el 20 de abril de 2006 cuando el Senado de la República aprobó un decreto proveniente de la Cámara de Diputados que reforma y adiciona la Ley

Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y la Ley Minera, el cuál fue publicado en el Diario Oficial el 26 de junio de 2006. Al respecto en la fracción II del Artículo 3° de la Ley Reglamentaria en comento, se agrega un párrafo quedando como sigue *“ARTICULO 3o.- La industria petrolera abarca: ... II. La exploración, la explotación, la elaboración y las ventas de primera mano del gas, así como el transporte y el almacenamiento indispensables y necesarios para interconectar su explotación y elaboración, **Se exceptúa del párrafo anterior el gas asociado a los yacimientos de carbón mineral y la Ley Minera regulará su recuperación y aprovechamiento**”*, Como se puede observar se hace una clara distinción en esta Ley del gas asociado a los yacimientos de carbón, del gas natural asociado o no asociado de origen petrolífero al no quedar incluido el primero en la Industria Petrolera. En el mismo decreto se hicieron las modificaciones a la Ley Minera de manera que se legisla acerca del gas asociado a los yacimientos de carbón para que pueda ser aprovechado por los mineros de carbón. Los artículos y fracciones de la Ley Minera, que fueron introducidos por el Decreto, correspondientes al aprovechamiento del gas asociado a la minería del carbón se reproducen a continuación:

Artículo 4. Son minerales o sustancias que en vetas, mantos, masas o yacimientos constituyen depósitos distintos de los componentes de los terrenos los siguientes: VIII.- El carbón mineral en todas sus variedades y el gas asociado a los yacimientos de éste; Artículo 5. Se exceptúan de la aplicación de la presente Ley: I.- El petróleo y los carburos de hidrógeno, sólidos, líquidos o gaseosos; salvo el gas asociado a los yacimientos de carbón mineral; Artículo 19. Las concesiones mineras confieren derecho a: XIII.- Obtener el permiso de la Secretaría de Energía para la recuperación y aprovechamiento de gas asociado a los yacimientos de carbón mineral. El aprovechamiento puede darse de dos maneras: el autoconsumo y la entrega a Petróleos Mexicanos (PEMEX). En el caso del autoconsumo dependiendo de la forma en que se dé éste se sujetará a lo dispuesto en las leyes correspondientes.

a) Los concesionarios de yacimientos para la explotación de carbón mineral podrán asociarse para recuperar, auto consumir y aprovechar el gas asociado a los yacimientos de carbón mineral, previa autorización de la Secretaría de Energía. b) Para el caso del transporte y servicio de entrega del gas asociado a los yacimientos de carbón mineral a Petróleos Mexicanos, será necesario la celebración de un contrato en los términos de las disposiciones administrativas que fije la Secretaría de Energía. c) Los términos y la metodología para el pago de la contraprestación del servicio de transporte y entrega del gas a que se refiere el contrato citado en el párrafo anterior serán establecidos por la autoridad competente y deberá considerar las inversiones necesarias para su recuperación, transporte, operación y mantenimiento más la obtención de una utilidad razonable. **Artículo 27.** Los titulares de concesiones mineras, independientemente de la fecha de su otorgamiento, están obligados a: XI.- Dar aviso a la Secretaría de Energía sobre el inicio y suspensión de las actividades relacionadas con la recuperación y aprovechamiento del gas asociado a los yacimientos de carbón mineral, que se realice al amparo de su

concesión minera; XII. Acumular, registrar y proporcionar periódicamente información geológica a la Secretaría de Energía relacionada con la recuperación y aprovechamiento de gas asociado a los yacimientos de carbón mineral; XIII.- Avisar a la Secretaría de Energía sobre el descubrimiento de gas no asociado a los yacimientos de carbón mineral, como producto de las concesiones que amparan la exploración y explotación de yacimientos de carbón mineral, y XIV.- Entregar el gas asociado a los yacimientos de carbón mineral en el punto de conexión que indique Petróleos Mexicanos, en caso de que no se destine al autoconsumo. **Artículo 55.-** Se sancionará con la cancelación de la concesión minera cualquiera de las infracciones siguientes: IX.- Recuperar, almacenar, transportar y prestar servicio de entrega del gas asociado que se derive de la recuperación y aprovechamiento de los yacimientos de carbón mineral, sin la autorización a que se refiere el artículo 19, fracción XIII, de esta Ley; X.- Recuperar, almacenar, transportar y prestar servicio de entrega del gas asociado a los yacimientos de carbón mineral a que se refiere el artículo 19, fracción XIII, de esta Ley, simulando sin realizar las actividades para las que fue otorgada la concesión; XI.- Enajenar el gas asociado que se derive de la recuperación y aprovechamiento de los yacimientos de carbón mineral; XII.- Omitir información respecto al gas no asociado a los yacimientos de carbón mineral descubierto en las fases de exploración y explotación de los yacimientos de dicho mineral.

En esta reforma de la Ley Minera se declara en la fracción VIII del Artículo 4° al gas asociado a los yacimientos de carbón como sustancia concesible; sin embargo se agregan una serie de artículos y fracciones a la Ley Minera que indican que será la Secretaría de Economía en conjunto con la Secretaría de Energía, las encargadas de establecer los términos y condiciones, así como las disposiciones administrativas de carácter técnico para la recuperación y aprovechamiento del gas asociado a los yacimientos de carbón mineral. Adicionalmente se indica que será la Secretaría de Energía la que otorgará los permisos para la recuperación y aprovechamiento de dicho gas, y que la duración de dichos permisos será definida por la Secretaría de Energía la cual no necesariamente coincidirá con la duración de la concesión minera. Es evidente así, que la recuperación y aprovechamiento del gas grisú queda supeditado en la Ley Minera actual a la obtención de una concesión minera, a la explotación del carbón en la misma, y a la obtención posterior de un permiso de la Secretaría de Energía para su posible explotación, el cual puede o no otorgarse dependiendo del punto de vista de esta Autoridad; cabe aclarar que esta situación no aplica para ningún otro mineral o sustancia regido por la Ley Minera. Se espera que futuras Legislaturas del Congreso modifiquen la Ley Minera de manera que se permita la recuperación y autoconsumo del gas grisú a los mineros del carbón, de una manera simple, reglamentada pero expedita, que dependa exclusivamente del interés y capacidad del concesionario para realizar dicha actividad, y haga coincidentes los términos de la concesión minera y la autorización para el uso del gas grisú.

A la fecha las Secretarías de Energía y de Economía no han dado a conocer el Nuevo Reglamento que debe regir el aprovechamiento del gas grisú en las minas,

siendo este un obstáculo para la implementación de algún proyecto. De acuerdo a la Exposición de Motivos y las Reformas a la Ley Minera del 200640, los puntos principales del Reglamento para el aprovechamiento del gas grisú en México deben ser los siguientes:

1. La extracción del gas grisú debe estar ligada a un proceso comprobado de minado de los mantos de carbón,
2. El aprovechamiento del gas grisú debe estar acorde con los planes de desgasificación indicados en el Plan de Minado,
3. La Dirección General de Minas de la Coordinación General de Minería es la única Institución que puede acreditar la veracidad técnica del plan de minado del carbón y su correspondiente desgasificación,
4. Al igual que sucede en la extracción del resto de los minerales y sustancias concesibles según la Ley Minera, no debe existir ningún cargo, regalía o impuesto adicional al Derecho Minero por el gas grisú consumido,
5. Las concesiones para el aprovechamiento del gas deben tener la misma duración que la concesión minera de la que emanan,
6. Para el caso del autoconsumo se debe dejar libre al concesionario para escoger la metodología que mejor se acomode con el plan de minado y las características de su sistema de desgasificación,
7. Debe existir la obligación de informar anualmente a las autoridades correspondientes de cualquier cambio al Plan de Minado y desgasificación de la mina que afecte el aprovechamiento del gas asociado al carbón.

#### ***3.5.5.1. Viabilidad de aplicación en el contexto nacional***

Como se puede concluir de la legislación Mexicana analizada, se están dando los pasos para que sean los mineros los que realicen la explotación del gas asociado a la minería ya que por reservas y prioridades las compañías petroleras no se interesan en el CMM. Ese proceso se debe agilizar para que pronto las empresas estén en condiciones de hacer las pruebas necesarias para la implementación de sus proyectos a la mayor brevedad posible. La situación es similar a Colombia en la que las empresas petroleras no se han interesado en el CBM-CMM y por lo tanto se debería legislar para que las empresas mineras puedan explotar, producir energía y comercializar el gas asociado al carbón.

### **3.6. METODOLOGÍAS INTERNACIONALES DE PREFACTIBILIDAD TECNICO-ECONOMICAS PARA PROYECTOS EN EL CONTEXTO NACIONAL.**

#### **3.6.1. Metodología aplicada por- EPA- GMI**

A continuación se enumeran los elementos claves a tener en cuenta para determinar la viabilidad de un proyecto de gas asociado a carbón en minas subterráneas de acuerdo con la Agencia de Protección Ambiental de EE.UU EPA-GMI (2016):

1. **Información primaria y secundaria.** Generar un resumen de las características de las minas a considerar, sobre la base de información secundaria como estudios de pre-factibilidad (PFS) e información primaria tales como visitas al sitio.
2. **Recursos y reservas.** Se requiere una evaluación detallada de los recursos de gas disponibles utilizando información de:
  - ✓ Emisiones históricas de gases de la mina,
  - ✓ contenido de gas in situ,
  - ✓ planes para las futuras actividades de la mina.
  - ✓ Pruebas de pozo piloto, si existen.
3. **Evaluación de Tecnologías.** evaluar tecnologías de desgasificación y de drenaje de minas. Evaluar el desempeño de las tecnologías que se estén utilizando para ventilación y/o drenaje y las tecnologías que se deben implementar.
4. **Evaluar utilización del gas.** De acuerdo a la proyección de calidad y cantidad del gas, determinar los posibles usos finales que deben considerarse (generación de energía, ventas de gas, secado de carbón, calefacción, etc.).
5. **Evaluación de Mercado.** Oportunidades de mercado para el gas y / o de energía, (distancia a las tuberías cercanas, precio actual y proyectado de mercado del gas, la demanda y el precio de la generación de energía en la zona, y la posibilidad de créditos de carbono).
6. **Proyección y escenarios de los proyectos,** evaluación de costos de propuestas de proyectos para los escenarios de proyecto de interés, utilizando estimaciones y proyecciones financieras. Estos se basan en las mejores estimaciones disponibles de los proveedores de tecnología y expertos técnicos.
7. **Evaluación de aspectos legales.** Aspectos legales, regulatorios y ambientales específicas del lugar, derechos de propiedad del gas, acceso a las tierras de superficie para sistemas de desgasificación y otras restricciones al proyecto potencial (por ejemplo, los humedales infracción).
8. **Análisis financiero por escenarios.** Análisis financiero por cada escenario técnicamente viable basado en la evaluación del mercado y los objetivos generales del proyecto. El análisis financiero debe ser soportado por un modelo financiero auditable.
9. **Determinar impactos ambientales y socioeconómicos.** Análisis de rentabilidad cualitativa o cuantitativa con destino a las instituciones financieras multilaterales y bilaterales
10. **Determinar los perfiles técnicos.** Educación y la experiencia necesarios para las posiciones claves del grupo de trabajo.
11. **Cronograma.** Para la implementación y operación del proyecto.
12. **Conclusiones.** Incluye una evaluación de la viabilidad global del proyecto, si la inversión financiera se debe hacer, y cualesquiera otras recomendaciones apropiadas.

## - Presentación de Proyectos para créditos:

En la lista de Chequeo presentada por EPA (2016), como guía para conseguir financiamiento en proyectos de metano de minas subterráneas se solicita la siguiente información:

- ✓ Descripción del Proyecto
- ✓ Información del Deudor
- ✓ Viabilidad y documentación contractual

Dentro de la descripción del Proyecto, los interesados deben describir el proyecto, plantear un plan de negocios; describir y plantear mitigación de riesgos y el desglosar los costos del proyecto. En la información del deudor se encuentra la documentación legal financiera y de experiencia. Dentro la información de viabilidad se requiere las proyecciones de producción y mercadeo que se tengan, evaluación ambiental, planes de explotación etc.

## -Ejemplos de Estudios de Prefactibilidad

La EPA ha realizado varios estudios de prefactibilidad internacionalmente:

**Estudio de Prefactibilidad de Mina Naliakh – Mongolia:** Este es uno de los primeros estudios de prefactibilidad realizados por la EPA en Mongolia (Badarch and Namkhainyam, 2014), de él, se identifican las necesidades generales y particulares de cada proyecto, tales como el propósito del estudio y los problemas que se deben solucionar.

- ✓ Potencial de generación de energía utilizando CMM para generar 3,6 MW con dos motores de combustión interna,
- ✓ Reducción emisión de gases de efecto invernadero (GEI) se estima en alrededor de 96.000 tonsCO<sup>2</sup> equivalente por año
- ✓ vida del proyecto de 17 años.

**Estudio de Prefactibilidad de Minas Naryn Sukhait y Baganuur – Mongolia:** termina en marzo del 2013, genero las siguientes conclusiones:

- ✓ El potencial de generación de energía utilizando CMM es de 8,55 MW
- ✓ Reducción emisión de gases de efecto invernadero (GEI) se estima en alrededor de 187,900 toneladas equivalente por año.
- ✓ vida del proyecto de 15 años.

### 3.6.1.1. Viabilidad de aplicación en el contexto Nacional.

En Colombia la metodología EPA – GMI debe ser utilizada y aprovechada, debido a que estas entidades ofrecen apoyo y financiación para proyectos de CMM en todo el mundo. Esta metodología favorece la definición del objetivo en el cual se identifique los factores geológicos-mineros, los beneficios económicos y ambientales del proyecto. Para escoger o priorizar el proyecto piloto se sugieren las siguientes consideraciones para escoger la mina:

- ✓ Mina con largo historial de producción como mínimo clasificada como mediana minería.
- ✓ Necesidad de mejorar las medidas de seguridad.
- ✓ Recursos suficientes de gas asociado al carbón.
- ✓ Situado cerca de ciudades importantes
- ✓ Buena infraestructura (carreteras, puentes y el ferrocarril).
- ✓ Alta contaminación del aire
- ✓ Nivel tecnológico adecuado.

### **3.6.2. Metodología aplicada por China**

Como China necesita de la extracción del gas, la mayoría de los proyectos son estatales y es difícil precisar el costo real, porque los costos no reflejan el valor real total del carbón explotado y sin explotar y tampoco incluyen los costos por contaminación, o costos posteriores de racionalización industrial. En la actualidad están tratando de introducir la economía de mercado al hacer la exploración conjunta con compañías privadas occidentales. El CMM drenado en el 2010 fue de 5 Bcm (Billones de metros cúbicos), eso es un incremento notable ya que en 2005 solo utilizaban 1 Bcm (Billones de metros cúbicos). La mayor parte del CMM se utiliza como gas domiciliario (70%), el resto se utiliza para generación de energía, como producto químico y como combustible para transporte.

Los carbones Chinos tienen baja permeabilidad, altos contenidos de gas, alto riesgo de explosiones de gas, minería en capas múltiples y geología compleja.

Desde 1982 el gobierno chino incluyó el CMM en el plan nacional de inversión y ahorro de energía, por lo que el consumo de CMM ha aumentado en el consumo domiciliario y consumo de energía. Las estaciones de bombeo, de distribución y almacenamiento, se construyen de acuerdo con el código para el diseño de ingeniería de gases. Aunque las tecnologías para el uso residencial prácticamente han sido resueltas, algunos problemas están por resolverse. Por ejemplo, las fluctuaciones en el contenido de metano son relativamente altas y afectan la estabilidad de las entregas y de los equipos de combustión.

Para la generación de energía se utilizan motores y turbinas a gas. Los motores a gas son pequeños, portátiles y muy eficientes (alcanzan el 40%). Se pueden adaptar a las variaciones en la concentración del metano y a menudo se adaptan a pequeñas plantas de producción de energía. Las turbinas a gas son más grandes usualmente entre 50-100 MWe para una sola unidad con una eficiencia del 30%. Como las turbinas de gas requieren que el gas este a alta presión, se debe considerar la seguridad al tener que comprimir el CMM por el riesgo de explosión.

El costo del desarrollo y utilización del CMM en China comprende principalmente los costos de drenaje y costos de inversión para la utilización del gas. Como el drenaje es algo que tiene que hacerse por las leyes de seguridad, este es parte de los costos de minería. Por lo tanto la viabilidad de proyectos de utilización de CMM depende principalmente de los costos de capital ya que el gas como tal no tendría ningún costo.

**Costos para uso residencial.** Como la mayoría de las minas están localizadas en zonas remotas y montañosas, es difícil pensar en proyectos de utilización porque: 1) Sería necesario construir extensos gasoductos, 2) No solamente se requieren las estaciones de bombeo, sino por las largas distancias se requieren estaciones de re-bombeo, 3) Además de sistemas de almacenamiento y distribución en las ciudades, 4) Para uso residencial se requieren estaciones que reduzcan presión más los equipos que deben ir en las residencias. A todo esto se suman los bajos precios que tiene el gas a nivel mundial, y las fluctuaciones en el consumo, por las estaciones, que tiene el gas domiciliario. Por lo anterior las compañías mineras no se entusiasman mucho con proyectos de gas residencial.

**Costos para producción de energía.** En este caso los costos de capital y de operación dependen en la tecnología que se seleccione. Las turbinas a gas tienen altos costos de capital pero bajos costos de operación. Los motores a gas son más flexibles pero tiene altos costos de operación. La tecnología de turbinas y motores para CMM no es problema está bien avanzada en China, pero hay que tener en cuenta las fluctuaciones en el flujo del gas y en las bajas concentraciones de metano. Una mina típica en China drena 1 millón de m<sup>3</sup> por año, lo cual podría alimentar una unidad, hecha en China, de 500 kW. Los recientes incrementos en las tarifas de la electricidad y el hecho de que la electricidad producida por CMM tenga prioridad, ha animado la implementación de proyectos de producción de energía a partir de CMM. Las posibilidades para CBM y CMM son enormes ya que para 2010 el consumo de China será de 100 millones de m<sup>3</sup>, especialmente en la región comprendida entre Beijing y el delta del río Yangtze.

Otro factor que afecta el mercado es la norma que establece que los precios del gas CBM-CMM no pueden ser menores a los precios del gas natural, por lo que en algunas zonas simplemente se drena a la atmósfera, y los habitantes locales se pierden la oportunidad de tener gas más barato.

La purificación del gas es otra posibilidad que aumentaría el uso del CMM. En la actualidad el CMM se puede purificar con separación de absorción o separación de permeación con membranas.

El gas que sale con la ventilación VAM es de más de 12 millones de m<sup>3</sup> y en la actualidad se están haciendo experimentos con reactores de flujo invertido TFRR de la compañía sueca MEGTEC System Technology y con el reactor catalítico de flujo invertido CFRR del Instituto de Investigación en Tecnologías de Energía de Canadá, para su posible oxidación y obtención de calor que se puede utilizar como fuente de energía, al mismo tiempo que se evitan las emisiones de metano a la atmósfera, ya que la eficiencia puede ser del 86% al convertir el metano en agua y CO<sub>2</sub>.

Han habido algunos estudios sobre cómo se podría optimizar el drenaje del gas en las minas de carbón en China. La mayoría de esos estudios están en idioma chino y por lo tanto es difícil acceder y entender la información. Sin embargo parte de este trabajo ha sido resumido por Chen et al (2011).

Hasta antes de 2011, los métodos de extracción de gas se habían clasificado en trabajos de extracción realizados directamente sobre el manto, extracción de mantos adyacentes y extracción de zonas de derrumbe. Chen et al. (2011) ha propuesto una nueva clasificación con tres niveles, antes de la minería, durante la minería y después de la minería (Tabla 33)

Como lo afirma Chen et al (2011) la adopción de un solo método de extracción de gas posiblemente no sea suficiente para obtener los resultados deseados; y se deben utilizar métodos múltiples, algunas veces al mismo tiempo y ciertamente a medida que la mina progresa y cambia distribución y se profundiza. Un concepto importante es que se debe establecer un procedimiento de extracción regional, de otra forma no es posible denar la zona y minimizar la posibilidad de explosión.

Tabla 33. Clasificación de los métodos de drenaje de gas en minas (Chen et al., 2011).

TIPOS DE DRENAJE DE GAS EN LAS MINAS DE CHINA				
Drenaje del gas antes de la explotación minera		Drenaje del gas durante la explotación del carbón		Drenaje del gas después de la explotación del carbón
Drenaje desde el manto de carbón	Drenaje desde los mantos adyacentes	Drenaje en los frentes de trabajo	Drenaje en los avances	Drenaje en los frentes derrumbados (GOB)
Drenaje desde perforaciones en superficie	Drenaje desde perforaciones en superficie	Drenaje desde perforaciones en superficie	Perforaciones de drenaje desde las vías	Drenaje desde perforaciones en superficie
Drenaje desde perforaciones cruzadas	Drenaje desde perforaciones cruzadas	Drenaje desde perforaciones cruzadas	Perforaciones de drenaje en los avances	Drenaje con tubos sin ranurar
Drenaje con perforaciones subterráneas a lo largo de la estratificación del manto	Vías de drenaje	Drenaje con perforaciones subterráneas a lo largo de la estratificación del manto	Drenaje en vías adyacentes	Drenaje con perforaciones sin ranurar
Drenaje cruzado	Túneles de drenaje inclinado	Drenaje por las vías del carbón		
Drenaje por las vías del carbón	Perforaciones de drenaje horizontales	Drenaje con tubería en las zonas de derrumbe		

Finalmente, se analiza cómo caso de estudio el área minera de Huaibei. Allí el frente de trabajo tenía 3,5 m de espesor con un buzamiento promedio de 5°, la presión del gas era de 2.42 MPa y el contenido de gas era de 12.3m<sup>3</sup>/t. En este caso se realizaron 1230 perforaciones transversales con una longitud total de 58,837 m. El promedio de extracción de las perforaciones transversales era de 2.6 m<sup>3</sup>/min. El total del gas extraído es de 1.700.500 m<sup>3</sup> y el porcentaje de extracción de gas alcanzó el 63%. El promedio de gas residual se redujo a 4.5 m<sup>3</sup>/ton, lo que se

considera dentro de la zona de seguridad para explosiones de gas en la zona de estudio.

### 3.6.2.1. Viabilidad de Aplicación en el contexto nacional

Aunque no es posible utilizar a China como referente sobre los costos reales de los proyectos, debido a la intervención directa del estado en la mayoría de los proyectos y debido a la falta de información; al igual que China, Colombia está necesitada de gas debido al creciente consumo y a la reducción de las reservas de gas. El consumo diario actual en Colombia alcanza los 1 Bcf (Billones de pies cúbicos), y el gas de CMM podría contribuir con parte de esta demanda (Mariño et al, 2015). Al igual que los Chinos podríamos trabajar simultáneamente en dos frentes: 1) Equipos de purificación para concentrar el metano por absorción o permeancia, 2) Generación de equipos (motores y turbinas) que puedan trabajar con bajas concentraciones de metano.

Al igual que en China, los proyectos pilotos requerirán apoyo del estado bien sea de manera directa o a través de incentivos como reducción de impuestos, prioridades en el mercado, etc. Para que dichos proyectos sean exitosos deben adelantarse en zonas accesibles a los mercados.

### 3.6.3. Metodología aplicada en México

El desarrollo de un proyecto de gas asociado al carbón directamente relacionado con la minería (CMM) depende de los factores económicos del proyecto minero en sí. A la fecha no existe en México ningún proceso de aprovechamiento del gas en las minas de carbón como para la obtención de parámetros económicos del proyecto en funcionamiento. Los únicos proyectos de desgasificación de las minas utilizando perforaciones no utilizan el gas sino que lo queman (flaring). La Tabla 34 indica en forma resumida los costos aproximados en dólares que han tenido los programas de abatimiento de emisión de metano a la atmósfera de minas subterráneas en México ya que la contratación se ha hecho llave en mano con compañías norteamericanas.

Tabla 34. Tabla de costos (en dólares americanos) aproximados de proyectos CMM en México para el año 2000.

<b>COSTOS</b>	<b>PROMEDIO DE COSTOS BENEFICIOS POR LARECUPERACIÓN Y USO DEL GAS (ENMILLONES DE U\$)</b>
<b>Costos de capital iniciales</b>	
Compresores	1,39
Líneas de recuperación	1,1
Equipo de procesos	2,6
Misceláneos	0,52
<b>TOTAL</b>	<b>5,61</b>
<b>Costos anuales de mantenimiento</b>	
Perforación	0,86
Materiales de perforación	1,25
Energía compresor (kWh)	0,46
Mantenimiento de las líneas	1,21

Tabla 34. Continuación.

COSTOS	PROMEDIO DE COSTOS BENEFICIOS POR LARECUPERACIÓN Y USO DEL GAS (ENMILLONES DE U\$)
Materiales de procesos	0,31
Misceláneos	0,4
<b>TOTAL</b>	<b>4,49</b>
<b>TOTAL COSTO PRIMER AÑO</b>	<b>10,01</b>
<b>GANANCIAS DESPUÉS DE IMPUESTOS METANO VENDIDO O UTILIZADO</b>	1,31
<b>DEPRECIACIÓN</b>	0,26

El requisito indispensable para el desarrollo de un sistema de aprovechamiento del gas asociado a la minería del carbón (CMM) es la existencia en la mina subterránea de un sistema de desgasificación; ningún sistema de aprovechamiento del gas en minería en el mundo puede ser desarrollado económicamente si se tiene que considerar dentro del financiamiento de la inversión todo el sistema de desgasificación. La calidad del gas grisú y su contenido de metano depende de la metodología de desgasificación que utilice la mina.

### 3.6.3.1. Viabilidad de aplicación en el contexto nacional

Los costos mencionados de la experiencia Mexicana, indican que los costos iniciales de un proyecto de CMM pueden ser relativamente altos y difíciles de amortizar ( $\approx 10$  millones de dólares). Esto mismo podría suceder en Colombia donde los costos solo permitirían la quema del gas, y para condiciones más avanzadas de utilización del gas (venta de gas o producción de energía), tal vez se requieran subsidios e incentivos para hacer atractivos los proyectos.

### 3.6.4. Metodología aplicada en Australia

Las evaluaciones técnicas proactivas en tiempo oportuno utilizando los programas de exploración efectiva, adelantados por los profesionales competentes de planificación minera, geólogos y mineros, garantizan unos óptimos y eficaces resultados en seguridad minera, producción, productividad y costos de operación eficientes para que el capital invertido reciba el mejor retorno de inversión. Estos programas de exploración en Australia son considerados extremadamente importantes en la definición de los factores principales de valor agregado, así como la identificación de un potencial minero y su riesgo de extracción, esto incide en los costos de operación, como la comercialización; es decir impactos de ingresos para los recursos del carbón.

La utilización de CBM es una iniciativa medioambiental muy esencial y también debe ser económicamente viable. La viabilidad de este tipo de proyectos se ve influenciada por los siguientes parámetros:

**-Disponibilidad de gas en la mina.** La disponibilidad del gas en la mina, sin duda es el factor más crítico. Lo ideal sería que la mina pueda suministrar continuamente el gas que permita su utilización. Como la disponibilidad del gas varía de acuerdo con las características de la mina, es necesario garantizar la disponibilidad mediante

la construcción cuidadosa de pozos para drenaje del gas metano que permitan trabajar con seguridad. Esta condición permitirá un flujo constante de gas para recuperar y lo más importante no sería ventilado a la atmosfera. Si una mina no está preparada para capturar el gas generado, puede generar déficit en sus ingresos y el exceso de producción de gas será ventilado a la atmosfera reduciendo los beneficios ambientales.

**-Tarifa eléctrica.** Los cambios recientes de la industria de electricidad han proporcionado la competición en la industria y han causado precios de electricidad inferiores. La puesta en práctica de un proceso de puja competitivo para generadores ha ocasionado la generación muy baja o precios base. El precio base corriente cubriría el funcionamiento y gastos de combustible, pero no atendería la inversión de capital. Este precio bajo no es por lo tanto sostenible a largo plazo. Por lo que la utilización de CBM como negocio particular es difícil para entrar en el mercado, a no ser que esto sea un pequeño proyecto sin ningún poder de exportación.

**- Tarifas de gas natural.** La tarifa de gas natural es obviamente sólo relevante si el gas natural es usado como un combustible suplementario. La desregulación de la industria de gas natural debería causar una reducción de precios.

**- Eficiencia de la planta de energía.** Appin y la Central eléctrica de Tower tienen una disponibilidad anual de mayor que el 98 % y mantienen una eficacia aproximadamente del 35 %. Este funcionamiento excelente maximiza el ingreso al proyecto y reduce los gastos de operación.

Entre otros parámetros de costos se tienen: la disponibilidad, los costos de capital y costo de funcionamiento de la planta de energía.

#### **3.6.4.1 Viabilidad de aplicación en el contexto nacional**

La metodología utilizada en Australia es aplicable a Colombia, en cuanto a que es importante realizar programas de exploración efectiva, que permitan desarrollar proyectos técnica y económicamente viables. Para el caso de la minería de carbón subterránea, clasificada como pequeña y mediana minería, los estudios de exploración deben ser adelantados por las entidades del estado cuya misión es la investigación y conocimiento de los recursos y reservas de carbón y de gas metano asociado al carbón. Cuando se cuenta con el suministro de información confiable, es posible estructurar un proyecto para que el propietario de la mina puede recuperar la totalidad o una parte sustancial de los costos de captación del gas metano en minería subterránea de carbón.

### 3.7. PROYECTOS EXITOSOS DE APROVECHAMIENTO DE GAS METANO ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN

#### 3.7.1. Proyectos en Estados Unidos

En Estados Unidos, en muchas minas de carbón el CMM, se drena, se recupera y se utiliza la Tabla 35. La mayoría de CMM que se captura de pozos de pre-drenaje se inyecta a los gaseoductos por tubería.

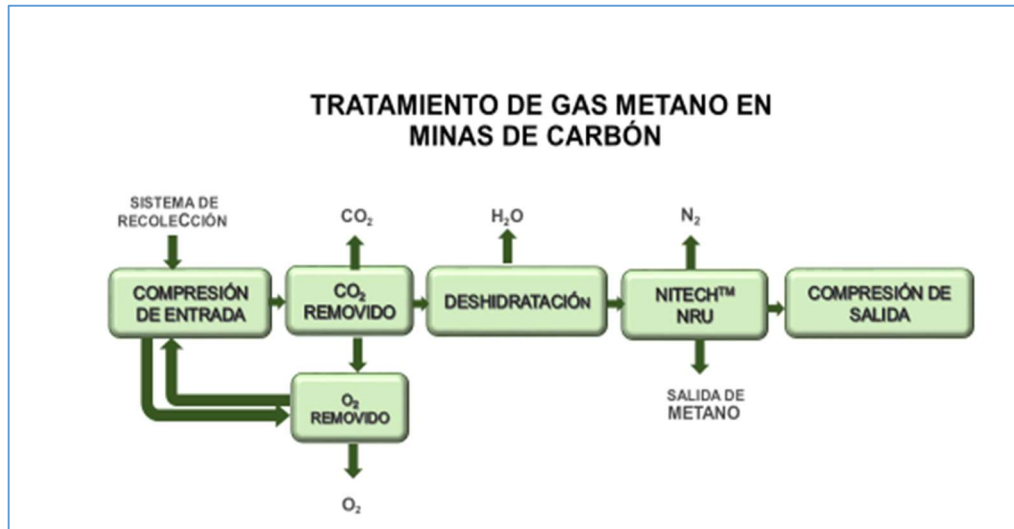
Tabla 35. Principales empresas de minas de carbón de drenaje de gas en las minas de Estados Unidos (US EPA a partir de 2015)

COMPAÑÍA QUE DRENA EL GAS	TOTAL DE GAS DRENADO EN 2013 (MILES DE METROS CÚBICOS POR DÍA)	USO FINAL
CONSOL ENERGY	1954	Inyección por tubería de Gas natural, secado térmico
WALTER ENERGY	720	Inyección por tubería de Gas natural
ALPHA NATURAL RESOURCES	289	Inyección por tubería de Gas natural
MURRAY ENERGY	228	Inyección por tubería de Gas natural
CLIFFS NATURAL RESOURCES	172	Inyección por tubería de Gas natural
DRUMMOND	153	Calefacción del aire de la mina
ARCH COAL	58	Generador eléctrico, llama, calefacción del aire de la mina
BHP BILLITON	54	N/A
HALLADOR ENERGY	39	N/A
OXBOW	28	N/A
BOWLE RESOURCE PARTNERS	11	N/A

#### - Inyección por tubería - Black Warrior Basin, Alabama

En 1979, Jim Walter Resources inicio un programa piloto para determinar si era factible económicamente desgasificar los mantos de carbón, antes de hacer minería. El proyecto piloto fue un éxito, y se constituyó Black Warrior Basin Methane Corp, como productor de gas natural. La producción actual es de 38 (Mpc/d Millones de pies cúbicos por día de metano), procedente de las minas de carbón de Blue Creek 4 y 7, la recuperación se hace con pozos verticales, pozos horizontales subterráneos y pozos GOB. Esta producción se vende a gaseoductos a través de tubería de más de 50 Km de conexión. En la conducción del gas GOB por tubería se necesita un sistema de control de calidad sofisticada, porque este gas es normalmente de menor calidad. El sistema de procesamiento de gas se resume en la Figura 45, y está diseñado para 12 pies cúbicos por día de producción y la eliminación de CO<sub>2</sub>, nitrógeno, oxígeno y H<sub>2</sub>S. El uso de este proceso ha aumentado las ventas de gas.

Figura 45. Configuración del proceso y tratamiento del metano en la cuenca Black Warrior Basin.



Fuente: Global Industrial Dynamics, 2016.

Históricamente, la utilización del VAM es difícil por la baja concentración de metano, pero es una fuente importante de emisiones de metano, por esta razón se han creado los bonos de compensación de carbono, para el desarrollo de proyectos de recuperación de VAM, a continuación se describen dos importantes proyectos de utilización de VAM

#### - Proyecto de VAM – mina McElroy, Virginia Occidental

El proyecto de VAM de la mina de McElroy de Consol Energy en Virginia Occidental, fue diseñado para destruir el metano, lo que reduce las emisiones de gases de efecto invernadero

Este es el proyecto más grande de VAM de los Estados Unidos, y es descrito por Somers et al., 2013 (Figura 46). El proyecto comprende tres oxidantes térmicos regenerativos (RTO). Estos oxidantes convierten el metano en CO<sub>2</sub> y en vapor de agua. La base de cerámica de la RTO se calienta inicialmente con un quemador de propano, para iniciar el proceso se requiere que la concentración de metano VAM este entre 0,6 a 1,5%, sea forzado a través del lecho de cerámica y que el calor de la oxidación se transfiera. El flujo de aire se invierte; entonces en calor del flujo de aire invertido calienta el VAM entrante y el proceso se repite. El objetivo del proyecto es reducir las emisiones de 322.000 toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente por año.

Figura 46. Oxidantes térmicos regenerativos en la mina McElroy VAM Project.



Tomado de Somers et al., 2013.

#### **- Proyecto de VAM - Walter Energía No 4 Mina, Brookwood, Alabama**

Un sistema de reducción de VAM de Biothermica, es el sistema VAMOX y ha estado en funcionamiento en la mina Walter Energía en Brookwood. No 4. Alabama, desde el año 2009.

Este fue el primer proyecto de reducción de VAM en una mina activa en los Estados Unidos. En los primeros cuatro años de funcionamiento el sistema uso un RTO de 14 metros cúbicos por segundo de capacidad, con una efectividad del 93%. Hasta marzo de 2013, un total de 80,766 toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente se había evaluado y verificado por un contratista. El proyecto se clasificó para obtención de bonos de carbono en el marco del programa de Límites máximos de emisiones de California. Basado en el éxito técnico, de Biothermica y Walter Energía, quienes están asociados para desarrollar proyectos de reducción de VAM en pozos de ventilación.

#### **- Proyecto AMM - Cambria 33 Mina, Pennsylvania**

Importantes reducciones de las emisiones AMM han venido de minas inactivas y activas que instalan sistemas de drenaje y recuperación de metano. Este proyecto se refiere a la creación de un nuevo sistema de drenaje y recuperación en una mina subterránea de carbón previamente abandonada que se convirtió en un gran emisor de AMM.

La mina Cambria 33 en Pennsylvania, extrae metano de la mina abandonada Cambria 33, este gas es tratado antes de ser inyectado a un gaseoducto. Este es el primer proyecto verificado bajo la metodología Estándar Voluntario de Carbono,

para cuantificar la reducción de emisiones procedente de la captura AMM. El proyecto fue avalado por la US EPA, 2011.

La Mina Cambria 33, inicio labores en 1968, explotaba 5 mantos de carbón y en 1994 fue abandonada sin realizar proceso adecuado de cierre, permitiendo las emisiones de metano. Hace 15 años la empresa Vessels Coal Gas compró esta mina abandonada, dicha empresa se estableció para el desarrollo de proyectos de captura de CMM, en minas de carbón activas y abandonadas en los Estados Unidos.

Desde el 2006, Vessels Coal Gas, controla los pozos construidos para desgasificar y realiza mediciones en las minas abandonadas para confirmar las emisiones de metano. Igualmente construyó 2 pozos más para recuperar el metano de la mina. Estos pozos están conectados a un soplador de gas que bombea el metano de la mina y lo entrega a una unidad de adsorción por cambio de presión, para comprimir el gas. Las impurezas se eliminan a continuación, empujando el gas a través de varios tamices moleculares, para llevar un gas con calidad a la tubería. A continuación se inyecta el gas natural purificado en una tubería cercana y se vende comercialmente. Un generador de electricidad se instaló en 2010, para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. La planta de energía utiliza metano extraído de la mina para proporcionar electricidad que anteriormente se basó en la red eléctrica.

### **3.7.2. Proyectos en Australia**

#### **- Proyecto CMM. Mina Appin y Tower en Nueva Gales del Sur.**

Energy Developments, posee y desarrolla uno de los mayores proyectos en el mundo de generación eléctrica con la utilización de CMM, de las minas de carbón Appin y Tower. Este proyecto de 97MW terminado en el año 1996 estableció a Energy Developments como el líder mundial en la generación de energía CMM.

La Compañía tiene en funcionamiento otros proyectos como: el proyecto en el complejo minero de Anglo German Creek de carbón en el centro de Queensland. German Creek que está en operación desde el 2007 y genera 32MW; el proyecto de Moranbah Norte, ubicado en la mina Moranbah Norte de Anglo Coal en Queensland Central, en operación desde el año 2008 y genera 45MW. Cuando esté plenamente operando estos dos proyectos por sí solos eliminan el gas de efecto invernadero de más de 2 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> por año.

Proyectos de aprovechamiento de gas metano en Australia y sus diferentes formas:

#### **- Proyecto VAM, mina West VAMP.**

En el 2007 la planta de energía de West VAMP llevó gas metano asociado al carbón situado en la mina West Cliff, esta se convirtió en la primera planta de energía en el mundo que produce electricidad a partir del gas metano extremadamente diluido en el aire de ventilación de la mina (VAM). West VAMP utiliza el 20% del aire de

ventilación de la mina a disposición de West Cliff, para lograr una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de 250.000 toneladas de CO<sub>2</sub> por año. En los primeros seis meses de funcionamiento la planta disminuyó de 125.000 toneladas de CO<sub>2</sub> y exportó 20 gigavatios hora de electricidad a la mina West Cliff.

#### **-Proyecto VAM- German Creek -Queensland**

Energía Developments Ltd. es pionera en la recogida y combustión de residuos de gas metano (WCMG) en su planta de German Creek en la cuenca Bowen en Queensland, donde genera 32 megavatios (MW). La compañía está aplicando su experiencia en combustibles de bajo poder calorífico para capturar y quemar WCMG. No sólo por seguridad sino por control de emisiones a la atmosfera. El WCMG capturado y quemado de la planta disminuye y desplaza alrededor de 1 millón de toneladas de CO<sub>2</sub> por año. La planta alemana Creek, puede generar electricidad suficiente para abastecer a 33.000 hogares.

#### **- Proyecto VAM.-Moranbah - Norte Queensland**

Moranbah, la central eléctrica del Norte se encuentra en la cuenca Bowen en Queensland y está generando hasta 14 MW. La compañía está aplicando su experiencia en combustibles de bajo poder calorífico para capturar y quemar. El gas metano capturado y quemado en la planta disminuye y desplaza sobre 1,3 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> cada año.

#### **- Proyecto CBM. -Oak Creek –Sur Queenslad**

La Central eléctrica de Oak Creek se encuentra dentro de la mina de carbón de Oak Creek en la cuenca Bowen inferior. La central eléctrica fue construida en el 2006 y cuenta con 16 generadores a gas de encendido por chispa, con una capacidad de 20 MW. Esta planta de energía es una de las instalaciones más grandes de gas metano en Australia. La planta de energía reduce los gases de efecto invernadero hasta 2,6 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>.

#### **- Proyecto AMM-Teralba-Newcastle**

La central eléctrica de Teralba se encuentra dentro de la mina de carbón de Teralba cerca de Newcastle. Teralba es una mina abandonada que se le hace mantenimiento periódico. La captura de metano se hace mediante el sistema de transferencia de gas, se instalaron 8 unidades, las cuales pueden ser reubicadas en caso de disminución de flujo de gas, actualmente hay 4 unidades en funcionamiento en el lugar. El gas se filtra, se comprime y se enfría antes de ser alimentado en un sistema colector de alimentación de cada una de las cuatro unidades adyacentes permitiendo a la planta funcionar 24 horas al día. La capacidad actual de Teralba es de 4 MW y mantiene un flujo constante de gas, que permite su sostenibilidad en el tiempo.

### **-Proyecto CMM- Tahmoor- Sydney**

La central eléctrica a gas de Tahmoor se encuentra en la mina de carbón Tahmoor al sur de Sydney en la zona de Picton. La central tiene actualmente 7 generadores a gas de encendido por chispa, con contenedores de capacidad total de 7 MW. La planta utiliza el gas extraído directamente de las minas de carbón, estos carbones tiene bajos contenidos de metano, pero el flujo es constante lo que permite que la central pueda garantizar el suministro de electricidad a la red local y cumplir con el contrato firmado a largo a largo plazo.

### **- Proyecto CBM - Glennies Creek- Singleton.**

La central eléctrica de Glennies Creek se encuentra dentro de la mina de carbón Glennies Creek cerca de Singleton. La central tiene actualmente una capacidad de 10 MW y entró en servicio en noviembre de 2007. Al igual que en la central eléctrica de Oaky Creek, el gas se extrae de las cabezas de pozos de drenaje superficial del gas y se envía a través de la central eléctrica. La central está ubicada en una zona de hundimiento en el área de la mina y las instalaciones están construida con especificaciones que permitan la estabilización del suelo y su ampliación dentro del área.

En la Tabla 36 se presenta las características y los costos de un proyecto de aprovechamiento de gas metano en Australia, utilizando las diferentes metodologías y evaluando las etapas desde la planeación hasta construcción y mantenimiento.

Tabla 36. Características técnicas y costos de un proyecto de aprovechamiento de gas metano en Australia.

<b>Nombre del proyecto-mina:</b> Appin, Tower, West Cliff, Oaky Creek, Broadmeadow, Moranbah North, German Creek mines, Beltana, Clearence, Springvale		
<b>Tipo de extracción:</b> CBM,CMM,GOB,VAM,AMM, Quema		
<b>Tipo de Minería:</b> Subterránea		
<b>ITEM</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>COSTO</b>
1. Numero de mantos	1	
2. Espesor acumulado	2 -4 m	
3. Producción de carbón	2 – 11 millones ton/año	
3. Contenidos de gas (desorción m <sup>3</sup> /ton)	3-20 m <sup>3</sup> /t	
4. Porcentaje de metano en la ventilación (%)	0.1-1.5%	
5. Volúmenes de gas en la ventilación (m <sup>3</sup> /día) – para proyectos VAM		

Tabla 36. Continuación.

ITEM	UNIDAD	COSTO
6. Volúmenes de metano en la ventilación (m <sup>3</sup> /día) – para proyectos VAM	150 – 350 m <sup>3</sup> /s	Si se emiten y gravan en \$ AU23 / t / año, una mina típica en Australia necesitaría un ay = \$ AU1.8 millones / año; Sin embargo, un cálculo de los costos de reducción para el mismo ejemplo de la mina en Australia fue \$ AU1.28 / t CO <sub>2</sub> -e o alrededor de \$ AU105, 000 / año, por lo que esto es bastante económico (de una publicación de Holmes, 2016).
7. Permeabilidad del carbón ( milidarcys-mD)	1 – 200 mD	Una sola prueba de permeabilidad puede costar ~ \$ AU10,000 - 60,000 dependiendo de la profundidad y número de pruebas / pozo
8. Saturación del carbón (%)	30-100%-	Las pruebas de saturación requieren la desorción así como las pruebas de adsorción. Por lo tanto, uno para uno en promedio alrededor de \$ AU3,000 para ambas pruebas combinada
9. Producción de CBM (m <sup>3</sup> /día)	<100 MCF - >1,000,000 MCF	Los pozos cuestan entre \$ AUD\$500,000 a > 2,5 millones, dependiendo de la profundidad y el tipo de terminación
10. Producción de CMM (m <sup>3</sup> /día) - drenaje	600.000 m <sup>3</sup> / día (máx.)	\$ AUD45 millones para una planta de 65MW (esto es el costo inicial de capital, no los costos corrientes)
11. Producción de GOB(m <sup>3</sup> /día)		
12. Producción de VAM (m <sup>3</sup> /día)		
13. Producción de AMM (m <sup>3</sup> /día)		
14. Numero de GOB wells	Las minas individuales pueden producir hasta 65 MW	~ \$ AUD45 millones (esto es un costo inicial de capital, no costos operativos).
14. Producción de energía:		
15. Perforaciones verticales (valor por metro)	1000 de perforaciones	~ \$ AUD5-20,000 dependiendo de cuántos metros y cuántos pozos en un solo lugar.
16.Pruebas de Permeabilidad	1000s de pruebas (que van desde 1000 mD hasta menos de 1 mD	~ \$ AUD20,000 a 60,000 dependiendo de la profundidad y complejidad
17. Análisis de Isotopos	1000s de Análisis	~\$AUD800/análisis
18. Análisis de isotermas	1000s de análisis	~\$AUD1800/ análisis
19. Análisis de cromatografía	1000s of análisis	~\$AUD120/análisis
20.Pruebas de bombeo	100s de análisis, pero difícil de encontrar datos publicados	~ \$ AUD10,000 - 120,000 dependiendo de la complejidad

Tabla 36. Continuación.

ITEM	UNIDAD	COSTO
21. Diseño del proyecto		~ \$ AUD200,000 - 500,000+ dependiendo de la complejidad (uno de los costos al principio)
22. Construcción y montaje		\$ AUD500,000 - 20,000,000 dependiendo del tamaño y complejidad (uno de los costos de capital)
23. Costos de Funcionamiento		\$ AUD100,000 - \$ 1,000,000 dependiendo del tamaño y complejidad (estos son costos anuales para operar la planta y maquinaria).

### 3.7.3. Proyectos en México

En México no existe un proyecto de aprovechamiento de CMM, pero si existen varios proyectos de desgasificación que han sido diseñados y son complementarios al método de ventilación forzada, y tienen como función disminuir la concentración de gas durante el desarrollo de la labor minera, disminuir el flujo de aire de ventilación y aumentar la seguridad durante la extracción del carbón en la mina.

#### - Proyecto CMM y VAM- Mimosa- Coahuila.

Esos proyectos han sido adelantados por la empresa MIMOSA (Minera del Norte S.A-AHMSA) en la Cuenca Sabinas en el estado de Coahuila debido a que en la zona los contenidos de metano son tan altos (8-13 m<sup>3</sup>/ton) que se hace necesario complementar la ventilación con sistemas de drenaje CMM y GOB.

Datos de las minas de MIMOSA indican que el 86% del gas producido por el minado de carbón se extrae por medio de los sistemas de ventilación, 6% por el método de perforación dirigida horizontal (CMM) y un 8% por el método de perforaciones en zonas derrumbadas (GOB) (Santillán, 2004).

El método de minería que se utiliza es de tajo largo en carbones que están a profundidades entre 150 y 360 m, con un espesor del carbón entre 1,4 y 3,5 m (Tabla 37 y Tabla 38). Los carbones son bituminosos medios volátiles con un gran contenido de metano que se ha medido entre 176 y 635 m<sup>3</sup>/ton, lo que ha obligado a considerar medidas de desgasificación para evitar accidentes. En 3 de las minas se produce VAM a un promedio de 25.800 m<sup>3</sup>/día con un porcentaje de metano de 1%. En otras 4 minas se produce CMM con una producción promedio de 25.00 m<sup>3</sup>/día y un porcentaje de metano de 80%. La producción mensual de carbón es de 5000 toneladas

Tabla 37. Método de minería y características del carbón en las minas de MIMOSA (Santillán, 2010)

CONCEPTO	UNIDADES	MIMOSA
Tipo de minería		Tajo largo
Largo del tajo	m	800-2800
Ancho del tajo	m	200-300
Profundidad del carbón	m	150-360
Contenido de gas	me/ton	5-18
Espesor del manto de carbón	m	1,4-3,5
Sistema de desarrollo		Avance en el frente
Tipo de carbón		Bituminoso medio volátil coquizable

Como las características en las minas son diferentes, se han intentado varias formas de desgasificación que van desde pozos VAM y GOB HOLE hasta perforaciones horizontales (CMM) (Tabla 38). En cada una de las minas se tiene un control, del porcentaje de metano y del flujo de aire en litros/seg y en m<sup>3</sup>/seg.

En la Tabla 38, se presenta las características y los costos de un proyecto de aprovechamiento de gas metano en México, utilizando las diferentes metodologías y evaluando las etapas desde la planeación hasta construcción y mantenimiento.

Tabla 38. Características técnicas y costos de un proyecto de aprovechamiento de gas México.

<b>Nombre del proyecto-mina: Mimosa</b>		
<b>Tipo de extracción(marcar):CBM, CMM, GOB, VAM, AMM, quema</b>		
<b>Tipo de Minería: Tajo largo en 7 minas, en 5 CMM, en 2 VAM</b>		
ITEM	UNIDAD	COSTO
1. Numero de mantos	2	
2. Espesor acumulado	1,4 - 3,5 m	
3. Producción de carbón	3,6 millones ton/año	
3. Contenidos de gas (desorción m <sup>3</sup> /ton)	5-18	
4. Porcentaje de metano en la ventilación (%)	0,75	
5. Volúmenes de gas en la ventilación (m <sup>3</sup> /día) – para proyectos VAM	11.868.000	
6. Volúmenes de metano en la ventilación (m <sup>3</sup> /día) – para proyectos VAM	121.260	
7. Permeabilidad del carbón ( milidarcys-mD)	33	
8. Saturación del carbón (%)	-	
9. Producción de CBM (m <sup>3</sup> /día)	-	
10. Producción de CMM (m <sup>3</sup> /día) – drenaje	14,554,752	
11. Producción de GOB(m <sup>3</sup> /día)	-	
12. Producción de VAM (m <sup>3</sup> /día)	121.260	
13. Producción de AMM (m <sup>3</sup> /día)	106.524.937	
14. Numero de GOB Wells	23	
14. Producción de energía:	-	

Tabla 38. Continuación.

ITEM	UNIDAD	COSTO
15. Perforaciones verticales (valor por metro)		
16. Pruebas de Permeabilidad		
17. Análisis de Isotopos		
18. Análisis de isotermas		
19. Análisis de cromatografía		
20. Pruebas de bombeo		
21. Diseño del proyecto		
22. Construcción y montaje		\$5Millones dólares/año
23. Costos de Funcionamiento		\$ 5Millones dólares /año

### 3.7.4. Proyectos en Polonia

En Polonia, existen tres zonas con presencia de carbón las cuales corresponden a tres cuencas carboníferas, se identifican como la Cuenca de la Parte Alta de Silesia, la Cuenca de la Parte Baja de Silesia (actualmente abandonada) y la Cuenca Lublín (solamente se encuentra una mina activa).

La Cuenca de la Parte Alta de Silesia es la más prominente para recuperación y utilización de CMM, las minas más grisutuosas se encuentran en la parte sur y suroeste de esta cuenca. En el año 2008 se encontraban operando 30 minas en esta cuenca, de las cuales 27 correspondían a minas grisutuosas, 20 utilizaban sistemas de drenaje de metano y 14 minas utilizaban CMM. (Datos de finales de 2008). En 2008 se produjeron 83.4 millones de toneladas de carbón y 880.9 millones de metros cúbicos de metano; del total de gas producido el 30% se recuperó como CMM y el 70% fue liberado a la atmósfera por los sistemas de ventilación.

La Tabla 39 muestra la utilización de drenaje de gas metano en las minas Polacas, en el año 2008.

#### - Proyecto CBM y CMM–Silesia- Marklowice.

La historia de la desgasificación de minas de carbón en Polonia comenzó en el área de Marklowice en el año 1929 con la primer captura de CBM, en total se produjeron 330 mln m<sup>3</sup> de gas metano con solamente una perforación a una rata de 25 m<sup>3</sup>/min. En la mina de carbón “Silesia” se perforaron cuatro pozos, en total fueron capturados 6.5 mln m<sup>3</sup> de metano a una rata entre 7.6 y 3.0 m<sup>3</sup>/min.

El drenaje de metano como CMM comenzó con la mina “Silesia” en 1956, actualmente se está recuperando CMM en 20 minas, de las cuales 18 tienen estaciones de drenaje (14 en la superficie y 4 subterráneas).

El metano es utilizado en actividades tales como:

- ✓ Secado de carbón posterior al proceso de flotación en las plantas de lavado de carbón.

- ✓ Producción de agua caliente para las duchas de las minas y calefacción
- ✓ Motores a gas para producción de energía eléctrica y calor en calderas.

Tabla 39. Utilización del drenaje de gas metano en Polonia

NUMERO	MINA DE CARBÓN	GAS COLECTADO	PERDIDAS	UTILIZACIÓN	EFICIENCIA DE UTILIZACIÓN
		mln m3/año	mln m3/año	mln m3/año	%
1	Brzeszcze-Silesia	38.0	0.1	37.9	99.7
2	Zofiówka	17.0	0.5	16.5	97.1
3	Pniówek	44.1	5.1	39.0	88.4
4	Jas-Mos	9.3	1.2	8.1	97.1
5	Jankowice	11.0	2.6	8.4	76.4
6	Budryk	12.2	4.0	8.2	67.2
7	Halemba-Wirek	6.5	2.9	3.6	55.4
8	Myslowice-Wesola	10.2	4.6	5.6	54.9
9	Marcel	3.3	1.7	1.6	48.5
10	Borynia	6.6	3.8	2.8	42.4
11	Krupinski	52.7	31.6	21.1	40.0
12	Staszic	6.0	4.2	1.8	30.0
13	Bielszowice	6.9	5.0	1.9	27.5
14	Pokój	0.3	0.3	0.0	0.0
15	Sosnika-Makoszow	17.2	17.2	0.0	0.0
16	Szczygłowice	17.4	17.4	0.0	0.0
17	Wujek	4.2	4.2	El metano capturado en estaciones de drenaje subterráneo fue totalmente liberado en el aire de ventilación	
18	Rydultowy-Anna	6.3	6.3		
19	Chwałowice	3.0	3.0		
20	Knurów	2.0	2.0		
<b>TOTAL</b>		<b>274.2</b>	<b>117.7</b>	<b>156.6</b>	<b>57.1</b>

La compañía más avanzada en utilización de gas metano en Polonia es JastrzebskaSpolkaWeglowa S.A. (JSW S.A.) con su filial SpolkaEnergetycznaJastrzebie S.A. (SEJ S.A.). Le siguen KompaniaWeglowa S.A. (KW S.A.) y Katowicki Holding Weglowy S.A. (KHW S.A.)

Actualmente la EPA se encuentra prestando asistencia técnica para desarrollar estudios de factibilidad de VAM, en 10 minas de la Cuenca de la Parte Alta de Silesia.

La Tabla 40 muestra las minas que están utilizando gas metano para producción de energía eléctrica.

#### **-Proyecto AMM- Morcinek- Kaczyce (KArbonia)**

El proceso de recuperación de AMM en Polonia inició en el año 2004 en la mina "Morcinek" en Kaczyce por la compañía "Karbonia PL"; desde la perforación "Kaczyce 1/01" el metano fue transportado por tubería de 225 mm de diámetro a la mina de carbón CSM ubicada en República Checa, donde fue utilizado en una planta de generación de calor local.

Posteriormente se han realizado actividades similares en las minas Anna Poludnie y Zory con implementación de generadores de energía eléctrica.

Tabla 40. Minas productoras de energía a partir de metano en Polonia

FECHA DE INSTALACIÓN	MINA	COMPAÑÍA	POTENCIA GENERADA (MW)	TIPO DE MOTOR
1997	KWK Krupinsky	JSW S.A.	3	TBG 632 V16
1999	KWK Bielszowice	KW S.A.	0.54	JMS 312GS-B.LC
1999	KWK Halemba	KW S.A.	0.54	JMS 312GS-B.LC
2000	KWK Pniówek	JSW S.A.	3.2	TBG 632 V16
2000	KWK Pniówek	JSW S.A.	3.2	TBG 632 V16
2005	KWK Krupinsky	JSW S.A.	3.9	TCG 2032
2006	KWK Pniówek	JSW S.A.	3.9	TCG 2032
2008	KWK Borynia Zofiówka	JSW S.A.	1.9	JSM 612 GS
2009	Sosnica Makoszowy	KW S.A.	1.95	Tedom Quanto D 2000 SP
2009	Szczygłowice	KW S.A.	1.95	Tedom Quanto D 2000 SP
	KWK Budryk	JSW S.A.	1.6	TBG 620 V20K
	KWK Budryk	JSW S.A.	1.6	TBG 620 V20K
	KWK Budryk	JSW S.A.	1.6	TBG 620 V20K
2009	KWK Myslowice Wesola	KHW S.A.	1.4	JMS 420
2009	KWK Myslowice Wesola	KHW S.A.	1.4	JMS 420
2011	KWK Krupinsky	JSW S.A.	2.0	CATERPILLAR
2011	KWK Krupinsky	JSW S.A.	2.0	CATERPILLAR
2011	KWK Pniówek	JSW S.A.	3.9	TCG 2032
<b>TOTAL</b>			<b>40</b>	

El Figura 47 y Figura 48 muestran la planta de cogeneración de energía a partir del drenaje en EC Suszec, en Polonia.

Figura 47. Esquema de la planta de cogeneración de energía en EC Suszec

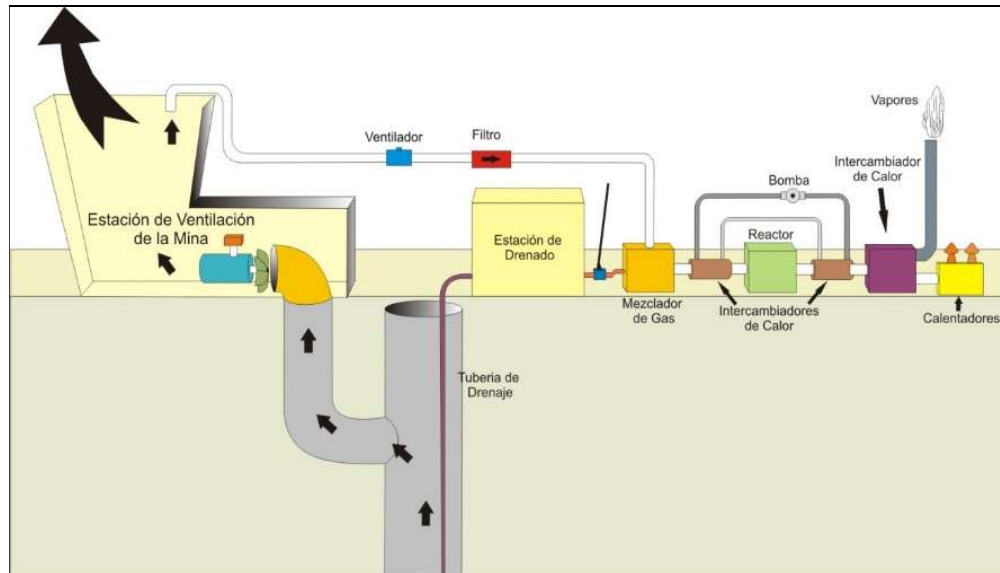
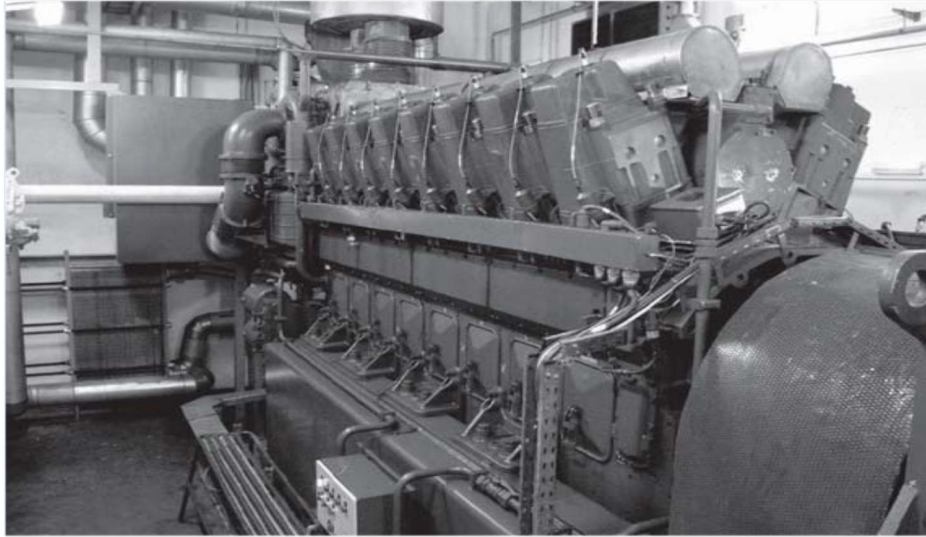


Figura 48. Planta de cogeneración en EC Suszec.



#### **- Proyecto VAM- JAS- MOS-IUMK – 100**

Cada año, cerca de 600 mln m<sup>3</sup> de metano, con poder calorífico de  $2.1 * 10^8$  GJ y valor económico de 1.2 mld PLN es emitido a la atmósfera con el aire de ventilación de las minas. El uso de este metano es posible adicionándolo directamente a una instalación de combustión en un reactor.

La Universidad de Ciencia y Tecnología AGH, la Universidad Wroclaw de Tecnología y el Instituto María Curie Sklodowska en Lublín, en cooperación con Jastrzebie Coal Company S. A. iniciaron en el año 2008 un proyecto de investigación para combustión catalítica de metano proveniente de VAM. La instalación está ubicada en la mina Jas – Mos, se denomina IUMK – 100. El esquema del proceso se presenta en la Figura 49. y opera con los siguientes parámetros:

- Caudal de aire: 1000 – 3000 m<sup>3</sup>/h
- Concentración de metano en el aire: 0,4 – 1%
- Volumen de metano: 4 – 12 m<sup>3</sup>/h
- Energía Termal: 140 – 1050 MJ/h
- Potencia termal: 13 – 100 KW

Las características técnicas y costos de un proyecto de aprovechamiento de gas Polonia son mostradas en la Tabla 41, usando como ejemplo la mina Pniówek donde se realiza extracción del tipo CMM.

Figura 49. Esquema de instalación usando metano de VAM.

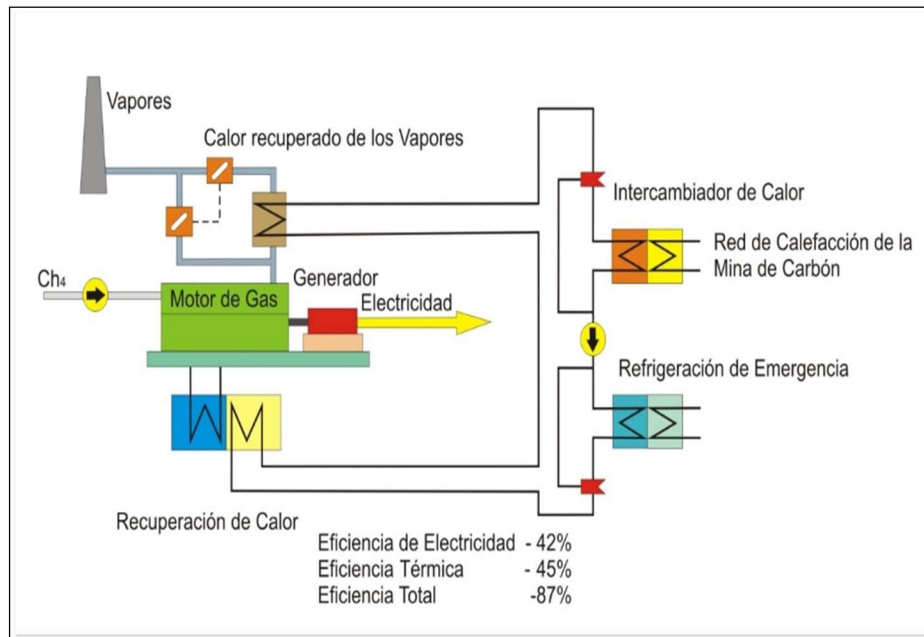


Tabla 41. Características técnicas y costos de un proyecto de aprovechamiento de gas Polonia.

<b>Nombre del proyecto-mina: Pniówek</b> <b>Tipo de extracción(marcar):CMM</b> <b>Tipo de Minería: Tajo largo 500 de largo y 245 de ancho</b>		
ITEM	UNIDAD	COSTO
1. Numero de mantos	200	
2. Espesor acumulado	339 m	
3. Producción de carbón	5.16 millones ton/año	
3. Contenidos de gas (desorción m <sup>3</sup> /ton)	6.8	
4. Porcentaje de metano en la ventilación (%)	70	
5. Volúmenes de gas en la ventilación (m <sup>3</sup> /día) – para proyectos VAM		
6. Volúmenes de metano en la ventilación (m <sup>3</sup> /día) – para proyectos VAM		
7. Permeabilidad del carbón ( milidarcys-mD)	0.5	
8. Saturación del carbón (%)	80	
9. Producción de CBM (m <sup>3</sup> /día)	-	
10. Producción de CMM (m <sup>3</sup> /día) – drenaje	18.709	
11. Producción de energía:	-	

Tabla 41. Continuación.

ITEM	UNIDAD	COSTO
15. Perforaciones verticales (valor por metro)		\$US131/m
16. Pruebas de Permeabilidad	0.5	
17. Análisis de Isotopos		
18. Análisis de isotermas		
19. Análisis de cromatografía		
20. Pruebas de bombeo		US\$1.34/watt
21. Diseño del proyecto		
22. Construcción y montaje		
23. Costos de Funcionamiento		US\$17.66/1000m <sup>3</sup>

### 3.8. ZONAS CARBONÍFERAS SUSCEPTIBLES A FORMULAR PROYECTOS.

#### 3.8.1. Análisis de las zonas carboníferas con estudios sobre gas metano asociado a mantos de carbón.

El análisis se realiza por zona evaluando los aspectos técnicos y ambientales, enfatizando en lo relacionados con el contenido volumétrico de gas. Priorizando los Departamentos donde se desarrolla minería subterránea de carbón y se ha realizado algún tipo de exploración de Gas Asociado a mantos de carbón.

##### **-Zona de Cundinamarca.**

El análisis se centra en estudios realizados en el flanco occidental del sinclinal de Checua-Lenguazaque (área Carbonífera de Checua-Lenguazaque ), esto dado a que por que allí se han encontrado los mayores contenidos de gas en el departamento, y porque el número y espesor de los mantos y la mejor disposición estructural, hacen que se presenten las características apropiadas, en cuanto a gas asociado al carbón. El Sinclinal Checua - Lenguazaque es una estructura asimétrica de rumbo suroeste - noreste; el flanco occidental presenta buzamientos entre 20° y 65°. El número de mantos fluctúa entre 12 y 14 mantos con espesores entre 0.4 y 1.2 m. Los mayores contenidos de gas se han encontrado en esta área especialmente hacia la parte central del área cerca a las poblaciones de Cucunubá y Sutatausa donde los resultados de 4 pozos de exploración muestran que los contenidos de gas pueden estar entre 100 y 200 pies<sup>3</sup>/ton a profundidades entre 150 y 300m.

De acuerdo con el cálculo de recursos medidos, como mínimo se dispone de 1 Bcf. Los valores de reflectancia a la vitrinita están entre 0,6 y 0.8 %. La continuidad de los mantos, es buena ya que existe una buena correlación de mantos en el área Carbonífera Checua-Lenguazaque.

La permeabilidad y la saturación de los carbones son dos aspectos que se desconocen en Cundinamarca y que son fundamentales en el desarrollo de un

proyecto. Esto dos factores tendrían que quedar claros en un programa complementario de exploración, el que también serviría para calcular reservas medidas.

### **- Zona de Boyacá.**

Hay dos zonas con resultados favorables, la zona de Socotáal norte de Boyacá y la zona de Umbita-Chinavita en el SW del departamento.

En los alrededores de Socotá, no solamente se nota un aumento de los contenidos con la profundidad, sino también el rango del carbón es un buen indicador de contenidos de gas ya que los carbones son coquizables. Los contenidos alcanzaron los 250 pie<sup>3</sup>/ton a profundidades cercanas a 400 m.

En el área de Umbita-Chinavita la recarga hídrica bajo condiciones hidrogeológicas favorables pudo haber concentrar el gas y ser otra causa para explicar altos contenidos de gas, tal es el caso del pozo Chinavita 1 donde se obtuvieron valores cercanos a 300 pie<sup>3</sup>/ton a profundidades cercanas a 400 m.

En el área de Ráquira-Samacá, por tratarse de la continuidad de la parte norte del Sinclinal de Checua-Lenguazaque y porque son carbones coquizables, se esperaban altos contenidos de gas, sin embargo los contenidos medidos en muestras de pozo no sobrepasaron los 90 pie<sup>3</sup>/ton.

En Boyacá, la baja cobertura, junto con el intenso fracturamiento podrían explicar la baja saturación del carbón (30%) y los bajos contenidos en zonas superficiales. La diferencia de contenidos entre muestras de los frentes de mina y las muestras de corazón tomadas de las perforaciones es significativa (≈25%) porque el gas se ha escapado de los frentes mineros en gran cantidad debido a la pérdida de presión de la muestra por las labores mineras.

Los contenidos de gas, específicamente el porcentaje de metano, se ha encontrado que está alrededor de 90%, sin embargo son muy pocas las muestras donde se ha hecho cromatografía, por lo que está pendiente precisar mejor la composición del gas. Esa composición es fundamental por que básicamente representa la calidad y la posibilidad de comercializar directamente el gas.

En algunas áreas de Boyacá se han reportado volúmenes importantes de gas de 30 Gigas para el área Sogamoso-Jericó y 23 Gigas para el área Tunja-Paipa-Duitama (ANH-EAFIT, 2011); sin embargo, dichos cálculos son muy generales y además han considerado las áreas como bloques continuos y homogéneos, cuando en realidad no lo son. Un número mayor de pozos en un área específica ayudaría a clarificar muchos factores, entre esos permitiría aumentar las reservas.

Además de los contenidos de gas, reservas y saturación, la permeabilidad es un factor muy importante durante la explotación porque está directamente relacionada con la producción. En Boyacá no se conocen valores de permeabilidad de los carbones que se puedan utilizar para el modelamiento de un yacimiento; en las

ocasiones en que se ha intentado calcular, la fragilidad de los corazones lo ha impedido. Se tendría entonces que calcular la permeabilidad a partir de pruebas de pozo.

#### **- Zona de Antioquia.**

Los contenidos de CBM fluctúan entre unos pocos pies<sup>3</sup>/ton a 100 pies<sup>3</sup>/ton, los contenidos varían con la profundidad, con la ubicación geológica y con la cercanía a los cuerpos ígneos, que incrementan el rango del carbón y el contenido de gas de manera puntual.

Los mejores resultados de contenidos de CBM se encontraron en el pozo Torre Blanca donde a una profundidad de 500 m se encontraron 102 pies<sup>3</sup>/ton de gas total libre de materia mineral. Los valores más bajos de contenidos se han encontrado en el pozo de Rincón Santo.

Al comparar los resultados de los análisis inmediatos y la petrografía con los contenidos de gas, muestran una anomalía en el Pozo Venecia 1 y Pozo Rincón Santo, representados por bajos contenidos de materia volátil y alta reflectancia de la vitrinita ( $R_o > 2$ ), dichas anomalías podrían estar relacionadas con las intrusiones presentes en la formación Amaga y deben analizarse conjuntamente con la geología del área.

Aunque los contenidos de gas no son altos, los altos contenidos de materia volátil por el bajo rango hace que los carbones sean susceptibles a explosiones, por lo que no solamente se debe considerar el drenaje de las minas para disminuir el riesgo de explosión, sino también la posible utilización para producir energía o la quema del metano con antorchas para convertirlo a CO<sub>2</sub> y así disminuir sus efectos como gas causante de efecto invernadero.

En el estudio de tesis de la maestría de la Universidad Nacional de Antioquia (2013), titulada: *“Determinación del grado de explosividad del polvo de carbón y cuantificación del Contenido de gas metano en los mantos de carbón de la cuenca de Sinfaná”*. Se concluye que en las perforaciones hechas en la mina San Fernando, los contenidos de gas promedios se encuentran entre 12,1 Pies<sup>3</sup>/ton y 24,7 Pies<sup>3</sup>/ton, mostrando una tendencia a aumentar a profundidad. Igualmente los datos de la adsorción a alta presión muestran valores máximos de 160 Pies<sup>3</sup>/ton a una presión aproximada de 1500 psi. Los resultados de la cromatografía de gases muestran un porcentaje mínimo de metano de 95,16% y máximo de 98,98%. Estos datos se obtuvieron de 4 muestras de núcleos de perforación con las siguientes profundidades a partir del frente de explotación del manto de carbón: 0.75 m, 1.75 m, 9.75 m y 24.79m.

Para los contenidos de gas metano evaluados en diferentes mantos de carbón se encontraron los siguientes resultados: Los mayores contenidos de gas metano desorbido total se encontraron en el municipio de Amagá y la zona Nor-Occidente del municipio de Fredonia, con valores aproximados entre 18,2 Pie<sup>3</sup>/ton a 35 Pie<sup>3</sup>/ton. Para el municipio de Angelópolis los valores se encuentran entre 6,7

Pie<sup>3</sup>/ton y 29,8 Pie<sup>3</sup>/ton y para los municipios Titiribí y Venecia los valores se encontraron entre 0,9 Pie<sup>3</sup>/ton y 12,5 Pie<sup>3</sup>/ton. Estos resultados están de acuerdo con los obtenidos en otras investigaciones (Caro, 2013 y EAFIT 2012), en donde se tomaron tanto muestras de perforaciones verticales a más de 100 metros de profundidad, como en frentes de explotación

#### **-Zona Norte de Santander.**

Existen las características favorables para el desarrollo de esta tecnología, tales como: rango, espesor, condiciones hidrogeológicas, información existente y acceso a las zonas carbonífera de estos sectores.

El gran faltante hasta el momento, es la falta de mediciones directas de desorción, lo que lo hace poco confiable los contenidos de gas y las reservas.

Esto porque hasta la fecha se han utilizado tablas internacionales para determinar contenido de gas a partir del rango y la profundidad, y dichas tablas han mostrado dar valores mayores a los realmente encontrados en Colombia. Sin embargo, la calidad de los carbones hace pensar que los contenidos de gas podrían ser altos.

#### **- Zona de La Guajira.**

Las muestras analizadas indican una alta variabilidad en el contenido de gas que van desde 3 pie<sup>3</sup>/ton hasta 263 pie<sup>3</sup>/ton. Los mejores resultados en las pruebas de desorción se obtuvieron en aquellas muestras que fueron analizadas por un periodo superior a los 60 días.

Los mayores contenidos de gas se observaron en los mantos mas profundos (M40, M45, M50) en los cuales se alcanzaron valores entre 80 – 260 pie<sup>3</sup>/ton, los cuales pueden ser considerados grisutuosos a pesar de que no alcanzaron valores superiores a 353 pie<sup>3</sup>/ton (10 m<sup>3</sup>/ton) debido a que no se logro una estabilización en las pruebas de desorción a pesar de que estuvieron mas de 60 días de desorción. Por ende, se estima que los valores reales deberían ser mayores a los reportados.

Las isothermas de adsorción (también conocidas como isothermas de sorción) de muestras representativas, se utilizan para determinar el grado de saturación de gas. Las Isothermas de Adsorción corroboraron que los mantos M40, M45, M50 son los que presentan mayor contenido de gas debido a que las saturaciones de gas en estos mantos estuvieron cercanas al 50%. La cromatografía indica que el metano constituye en promedio el 84,72 % del contenido de las muestras, y con porcentajes apreciables de CO<sub>2</sub> (3,96%) y N<sub>2</sub> (11,30%). No se conocen valores de permeabilidad en la zona

#### **- Zona del Valle y Valle del Cauca.**

No es posible realizar una descripción sobre la exploración de CBM, en esta zona, dado a que se conocen datos muy generales y no hay estudios específicos.

### **- Zona del Cesar.**

La zona cuenta con estudios de gas metano a nivel de empresa privada, teniendo en cuenta los contratos celebrados para la exploración y aprovechamiento de CBM. Se han calculado recursos aproximados de 3,4 TCF, potencialmente recuperables. Se adelantan proyectos pilotos en el Bloque la Loma. Para el cálculo de recursos se utilizó métodos directos.

### **- Análisis de la Zona Córdoba y Antioquia.**

En la zona de Córdoba no se han realizado estudios sobre gas metano, que permitan evaluar la zona.

### **3.8.2. Criterios de selección de las zonas con potencial para desarrollar un proyecto piloto.**

La evaluación de la información secundaria de cada una de las zonas carboníferas permitió, generar la selección de las zonas más aptas para desarrollar un proyecto piloto de aprovechamiento de gas metano asociado a carbón. A continuación se describen las razones de selección por zona.

#### **BOYACA**

Boyacá se consideró como una de las mejores zonas potenciales para un proyecto piloto, específicamente las áreas de Socotá al norte de Boyacá y Úmbita-Chinavita en el SW del Departamento. Esto porque en ambos lugares los estudios preliminares reportaron contenidos que alcanzaron los 250 pie<sup>3</sup>/ton a profundidades cercanas a 400 m. Sin embargo, finalmente se descartó para el actual proyecto piloto porque las estructuras son pequeñas y fracturadas lo que parecen resultar en baja saturación de los carbones. Además de las labores mineras desarrolladas con baja tecnología y poca organización empresarial.

#### **CUNDINAMARCA**

El análisis se centra en estudios realizados en el flanco occidental del gran y continuo sinclinal de Checua-Lenguazaque, dado a que se han encontrado los mayores contenidos de gas en el Departamento (sobre 200 pies<sup>3</sup>/ton) y porque existen de 12 a 14 mantos de carbón con espesores ente 0.4 y 1.4 m, y se clasifican como coquizables, ayudado por la mejor disposición estructural, hacen que se presenten las características apropiadas en cuanto a gas asociado al carbón. Adicionalmente, el nivel tecnológico, la organización y motivación empresarial son los más favorables en el interior del país. Por las anteriores razones fue que se escogió el área de Guachetá como la mejor opción para el proyecto piloto que podría incluir pozos verticales CMM pre-drenaje, pozos internos horizontales de drenaje (CMM) y utilización del aire de la ventilación (VAM).

## **ANTIOQUIA**

Los contenidos de gas son bajos y fluctúan entre unos pocos pies<sup>3</sup>/ton a 100 pies<sup>3</sup>/ton, los contenidos varían con la profundidad, con la ubicación geológica y con la cercanía a los cuerpos ígneos, que incrementan el rango del carbón y el contenido de gas de manera puntual afectando la continuidad de los bloques. Una posibilidad en Antioquia es utilizar el drenaje de las minas (VAM) para disminuir el riesgo de explosión y para producir energía. La zona fue visitada durante el proyecto pero no se obtuvo la información primaria solicitada, sobre registros de ventilación.

## **NORTE DE SANTANDER**

No se escogió la zona de Norte de Santander, porque no se conocen estudios directos de desorción de gas, y estudios adicionales, en las diferentes áreas carboníferas.

## **SANTANDER**

La zona carbonífera de Santander se divide en 8 áreas carboníferas de las cuales el Servicio Geológico Colombiano-SGC, ha hecho exploración de gas asociado a mantos de carbón, en las áreas de San Luis y Landázuri. Estos resultados aún no se conocen por lo que es difícil evaluar las capacidades de la zona para el desarrollo de un proyecto piloto de aprovechamiento de gas metano.

## **GUAJIRA**

Guajira es una zona con potencial para explotación del gas metano, por los contenidos de gas reportados entre 80 – 260 pie<sup>3</sup>/ton y con saturaciones que estarían sobre 50%. No se escogió porque en la zona no existen grandes explotaciones bajo tierra.

## **CESAR**

En la zona del Cesar hay 2 áreas carboníferas bien definidas: La Loma y la Jagua de Ibérico. En la Loma la empresa Drummond ha adelantado pozos de prueba y pilotos de producción. Se han reportado contenidos de gas cercanos a 200 pie<sup>3</sup>/ton y se considera que alrededor de 3 TPC podrían ser recuperables. Aunque Drummond ha declarado la comercialidad de sus proyectos de gas, no se escogió dicha zona para el proyecto piloto porque no hay minería subterránea a gran escala.

## **CORDOBA**

No se escogió la zona de Córdoba porque la información sobre gas asociado a mantos de carbón es insuficiente, se ha perforado un pozo adelantado por ECOPETROL (2009) reportó valores por debajo de 15 pies<sup>3</sup>/ton. En abril de 2016, GECELCA S.A, perforó a un pozo en el área de la mina Las Palmeras, con el fin de evaluar los recursos y establecer la viabilidad de la extracción y uso del metano, pero no se conocen resultados.

## DEMÁS ZONAS CARBONIFERAS

Las demás zonas carboníferas no se consideraron para proyectos de gas metano asociado a mantos de carbón, porque no cuentan con estudios relacionados al tema o porque no tienen minería subterránea significativa.

### 3.8.3. Selección de las zonas susceptibles a desarrollar un proyecto piloto de aprovechamiento de gas metano asociado a mantos de carbón.

De las 12 zonas carboníferas de Colombia, solo se consideraron 4 zonas de Boyacá (Socha –Socotá y Úmbita-Chinavita) y Cundinamarca (Cucunubá-Sutatausa y Guachetá) como zonas con potencial para aprovechamiento de gas metano en explotaciones bajo tierra. Esto porque son las zonas más estudiadas y donde se han encontrado los mayores contenidos de gas (Tabla 42).

Con base en la revisión y análisis de la información secundaria sobre el gas asociado a mantos de carbón, en las zonas carboníferas de Colombia, se seleccionaron 4 áreas para hacer levantamiento de información primaria como: 1). Aspectos geológicos 2). Aspectos mineros 3). Aspectos empresariales y 4). Aspectos de entorno sociales, que permitieran identificar la zona con mayor potencial para formular proyectos pilotos de utilización de técnicas de desgasificación de las minas subterráneas, para su aprovechamiento con fines de comercialización, disminuir el riesgo de explosión para bajar costos de ventilación y reducir las emisiones de gases tipo invernadero al ambiente. A continuación se presentan las consideraciones para cada una de las zonas que permitieron su selección o descarte.

Tabla 42. Contenido de gas en pies<sup>3</sup>/ton en las zonas del país donde se ha realizado exploración de CBM (Mariño et al., 2015).

Profundidad (m)	Antiplano Cundiboyacense	Antiplano Antioqueño	Cesar - Ranchería	Guajira
5-25	0,5-5		5-10	
25-50		15-25		10-80
50-100	5-30		10-50	80-200
100-200	60-80	15-30	30-150	200-300
200-300	10-100	20-90		
300-400	10-150		50-175	
400-500	50-150	20-90		
500-600	50-300	20-90	70-200	
600-700	100-300			

#### - CUCUNUBÁ - SUTATAUSA

El primer estudio regional, fue adelantado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la Universidad EAFIT con el apoyo de la UPTC en el año 2011. Es el único estudio que cubre toda la zona de Cundinamarca y en el que se midieron en diferentes

sectores del departamento contenidos de gas y se calcularon reservas, mediante cuatro perforaciones realizadas en la Formación Guaduas: Cucunuba 1, Cucunuba 2, Guatavita y Ventaquemada 1.

Los mejores contenidos, se encontraron en las cercanías al municipio de Cucunuba por esa razón, el análisis se centra en el flanco occidental del anticlinal de Checua-Lenguazaque. Las muestras de carbón analizadas de la Formación Guaduas presentan un contenido muy variable que van entre unos pocos pies<sup>3</sup>/ton a más de 200 pies<sup>3</sup>/ton, como por ejemplo el pozo de Cucunuba 1, muestra un contenido de gas total libre de cenizas de 401.758 pies<sup>3</sup>/ton a una profundidad de 377 m, indicando que los contenidos varían con la profundidad y con la ubicación geológica.

Otro estudio importante se titula: “*Exploración gas metano asociado al carbón GMAC. área Checua-Lenguazaque. sector Boquerón de Tausa-La Pluma, Cucunubá*”. Este estudio fue un proyecto de investigación conjunto entre el Servicio Geológico Colombiano y la UPTC. Solo se adelantaron dos perforaciones Sutatausa 1 y Cucunuba 3 con profundidades donde se intersectaron los últimos mantos de 233 y 300 m respectivamente

En el Pozo Sutatausa 1, los contenidos de gas total con corrección por contenido de ceniza varían entre 10 y 72 pies<sup>3</sup>/ton y no es evidente un aumento en el contenido con la profundidad. Este sector carbónífero es reconocido por la calidad del carbón, especialmente sobre el flanco occidental del sinclinal de Checua-Lenguazaque.

En el Pozo Cucunuba 3, los contenidos de gas total varían entre 10 y 79 pies<sup>3</sup>/ton, los valores más bajos están en las areniscas y arcillolitas (1-14pies<sup>3</sup>/ton), pero especialmente en la arenisca (1,53pies<sup>3</sup>/ton). Este pozo se localiza cerca a la mina las Quintas. Las minas de carbón del área de Cucunuba, especialmente, presentan condiciones ideales para adelantar un proyecto piloto porque presenta contenidos altos de gas metano, medidos con metanometro, durante la visita valores entre 0.3 a 1.4 %.

La mina presenta los siguientes aspectos mineros:

**Labores de Acceso:** El acceso al yacimiento se realiza por el manto la Chica, por medio de labores inclinadas avanzadas en dirección al buzamiento 20°, con longitudes actuales de 700 metros en promedio.

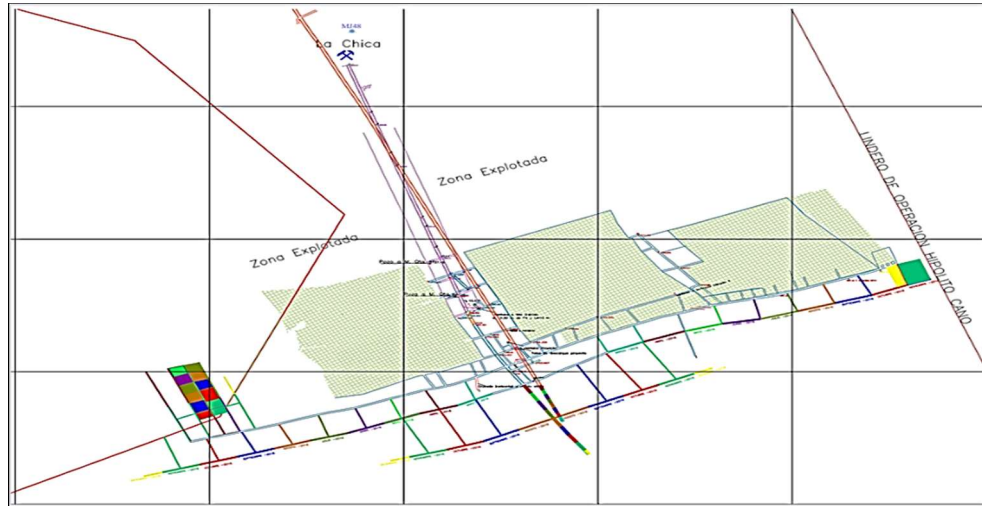
**Labores de Desarrollo:** Las labores de desarrollo corresponden a galerías avanzadas en el rumbo de los mantos de carbón, con secciones promedio de 3 metros cuadrados, con sostenimiento en madera de eucaliptus. Se avanzan cruzadas de sección similar para comunicar entre si las labores de desarrollo avanzadas en los diferentes mantos de carbón.

**Labores de Preparación:** Consisten en el avance de tambores de diferente sección, dependiendo del espesor del manto de carbón, que comunican a las galerías o niveles de desarrollo con las galerías o los niveles de servicio, en longitudes de cuelgas que van desde los 20 metros. La separación de los tambores varía desde los 10 metros hasta los 20 metros. (Figura 50).

**Labores de Explotación:** Los métodos de explotación empleados es cámaras y pilares.

**Ventilación:** La ventilación principal se realiza de manera natural en algunas minas y utilizando ventiladores principales axiales o centrífugos en otras. Se emplea ventilación auxiliar para los frentes ciegos. A pesar de utilizar un circuito de ventilación las 24 horas, se registraron altos contenidos de gas metano.

Figura 50. Labores mineras en la mina Las Quintas.



Fuente: Minminer (2016)

En la Tabla 43, se presentan los valores de contenidos de gas metano libre de materia mineral, se observan variaciones para las capas de carbón entre 10.80 a 72.55 pies<sup>3</sup>/ton, siendo el valor más alto el del manto la Ciscuda, ubicado en el techo del nivel K2Elg2 de la Formación Guaduas, identificado a 209m de profundidad, con Ro de 0.76, clasificado como bituminoso alto volátil A. El menor valor corresponde al manto 7 Bancos Inferior, identificados a 301.2m de profundidad, con Ro de 0.78 y un rango bituminoso alto volátil A. Las rocas encajantes presentan valores de contenido de metano entre 1.53 a 14.13 pies<sup>3</sup>/ton, encontrando el valor más alto para el respaldo superior del manto 7 Bancos Inferior, constituido por arcillolitas limosas.

Tabla 43. Valores de contenidos de gas metano en las muestras analizadas Pozo Cucunubá-3. En todas las muestras no existió pérdida de gas.

Nombre mantos Techo a Base	ID Muestra Medición Metano / Análisis Físicoquímico	Espes. Real (m)	Prof. (m)		Material	Gas Desorbido (pies <sup>3</sup> /ton)	Gas Residual (pies <sup>3</sup> /ton)	Gas Total (pies <sup>3</sup> /Ton)	Gas total libre de materia mineral (pies <sup>3</sup> /ton)
			Desde	Hasta					
Ciscuda	C1-94 2522470604	0,90	209,40	210,30	Carbón	46,99	15,00	61,99	72,55
Veta Chica	C2-192 2522470604	0,60	224,40	225,00	Carbón	10,55	24,21	34,76	42,77

Tabla 43. Continuación.

Nombre mantos Techo a Base	ID Muestra Medición Metano / Análisis Físicoquímico	Espes. Real (m)	Prof. (m)		Material	Gas Desorbido (pies <sup>3</sup> /ton)	Gas Residual (pies <sup>3</sup> /ton)	Gas Total (pies <sup>3</sup> /Ton)	Gas total libre de materia mineral (pies <sup>3</sup> /ton)
La Quinta	C3-183	0,40	231,60	232,00	Respaldo Sup arcilla	3,64	10,67	14,31	14,31
La Quinta	C4-197 2522470604 6	0,75	233,15	233,90	Carbón	16,07	31,48	47,55	51,29
	C5-56	0,60	258,30	258,90	Arenisca	1,53	0,00	1,53	1,53
	C6-161	1,10	276,90	278,00	Arcillolita	1,31	1,82	3,13	3,13
Veta Grande	C7-176 2522470605 0	0,55	278,00	278,55	Carbón	6,74	6,89	13,63	15,04
7 bancos	C8-55 2522470604	1,35	301,20	302,55	Carbón	5,25	4,43	9,68	10,80
	C9-186	0,67	300,63	301,30	Arcilla. Limosa	2,12	12,01	14,13	14,13

Fuente: Exploración gas metano asociado al carbón. Área Checua-Lenguazaque. Sector GMAC Boquerón de Tausa-La Pluma, Cucunubá.2011.

En el estudio realizado por el Servicio Geológico Colombiano, se determinó que para separar recursos de reservas sobre y bajo la zona de dilución, tomando como referencia una distancia de 200 metros desde el avance de las labores mineras existentes, limitado por el nivel de explotación minera, por encima se tiene reservas o recursos sobre la zona de dilución.

Para determinar los recursos y reservas de metano se tomaron para análisis capas de carbón con espesores mayores a 0.4 m. que cortaron las perforaciones y que se muestrearon en frente de mina. En la Tabla 44 se hace una descripción de los mantos en posición estratigráfica de techo a base:

Tabla 44. Mantos de Carbón Zona Cucunubá- Sutatausa

Manto	Espesor Promedio	Clasificación	Materia volátil (bslmm) %	Poder calorífico Btu/lb (bslmm)	Índice de Hinchamiento	Valores de Metano (pies <sup>3</sup> /ton)	Potencial Bcf (Billones de pies <sup>3</sup> )
Siete Bancos	2.2	Bituminoso Alto Volátil A	47.82	12.452	entre 1½ y 4½	78.93 - 78.93 - 44,56	0,68
Deposito	1.6	Bituminoso Alto Volátil A	36.64	15.337	entre 4½ y 6	21,60 - 43,67	0.35
Vidriosa	0.87	Bituminoso Alto Volátil A	32.18	15.605	entre 3½ y 6	9.53	0.91
Ciscuda	1.41	Bituminoso Alto Volátil A	35.72	15.873	entre 4 y 7½	16.89- 87,33- 72,55	0,83

Tabla 44. Continuación.

Manto	Espesor Promedio	Clasificación	Materia volátil (bslmm) %	Poder calorífico Btu/lb (bslmm)	Índice de Hinchamiento	Valores de Metano (pies <sup>3</sup> /ton)	Potencial Bcf (Billones de pies <sup>3</sup> )
Veta Chica	0.7	Bituminoso Alto Volátil A	32.46	15.510	entre 3½ y 8	42,77	0,43
La Quinta	1.56	Bituminoso Alto Volátil A	35.08	15.529	entre 6½ y 8½	28,047-51,29	0,63
Veta Grande	1.71	Bituminoso Alto Volátil A	33.74	15.620	entre 5½ y 7½	15,04	0,27
Siete Bancos Inferior	1.48	Bituminoso Alto Volátil A	4.32	15.437	4½	10,80	0,17

La Tabla 45 Presenta un resumen de los recursos y reservas, medidas, indicadas e inferidas, para los carbones de muestreados en el área de Sutatausa y Cucunubá.

Tabla 45. Cálculo de Reservas y Recursos. Área Checua Lenguaque. Sector GMAC Boquerón de Tausa -La Pluma, Cucunubá. (SGC.2011)

MANTOS	RESERVAS - RECURSOS					
	MEDIDAS - MEDIDOS		INDICADAS - INDICADOS		INFERIDAS - INFERIDOS	
	SOBRE LIMITE	BAJO LIMITE DILUCIÓN	SOBRE LIMITE	BAJO LIMITE DILUCIÓN	SOBRE LIMITE	BAJO LIMITE DILUCIÓN
7 BANCOS	94.598.855,68	45.966.251,96	32.998.149,44	208.102.659,44	-	25.759.168,72
	25.259.500,08	41.162.657,40	6.675.492,78	200.586.554,88	-	-
DEPOSITO	42.750.865,86	24.781.153,99	5.946.315,89	117.724.752,45	-	-
	15.390.449,88	9.326.125,37	6.128.073,05	130.796.031,00	-	-
VIDRIOSAS	8.301.505,92	2.968.840,22	3.480.583,30	20.681.746,55	-	15.754.618,97
	1.898.911,71	5.902.094,31	2.066.744,04	28.454.321,97	-	2.278.313,60
CISCUDA	117.500.854,46	51.142.892,84	17.864.516,89	178.301.277,52	-	26.671.166,17
	58.185.772,17	24.927.544,45	16.907.272,33	334.480.145,71	-	-
CHICA	73.560.363,91	26.190.126,45	34.158.689,32	192.395.058,97	-	26.405.960,86
	8.646.395,76	14.022.005,35	691.859,40	55.067.298,16	-	-
QUINTA	170.840.669,02	79.487.028,02	182.433.646,16	86.477.874,69	-	7.132.331,49
	3.421.249,49	32.118.711,45	46.394.821,44	20.040.572,27	-	-
GRANDE	24.316.697,28	113.506.581,30	94.394.278,78	11.911.384,00	-	9.641.125,13
	941.987,57	2.221.606,29	5.946.494,64	8.991.914,15	-	-
7 BANCOS INF	56.088.534,38	22.716.276,96	18.072.925,85	5.994.859,88	2.555.166,62	62.277.378,80
	2.038.887,46	1.686.970,96	3.271.931,65	663.167,33	-	-

Tabla 45. Continuación.

MANTOS	RESERVAS RECURSOS					
	MEDIDAS - MEDIDOS (pies3)		INDICADAS - INDICADOS (pies3)		INFERIDAS - INFERIDOS (pies3)	
	SOBRE LIMITE DILUCIÓN	BAJO LIMITE DILUCIÓN	SOBRE LIMITE DILUCIÓN	BAJO LIMITE DILUCIÓN	SOBRE LIMITE DILUCIÓN	BAJO LIMITE DILUCIÓN
TOTAL RECURSOS	587.958.346,50	366.759.151,73	389.349.105,63	821.589.613,50	2.555.166,62	175.920.063,74
	954.717.498,24		1.210.938.719,13		178.475.230,36	
TOTAL RESERVAS	115.783.154,12	131.367.715,58	88.082.689,33	779.080.005,47	-	-
	247.150.869,70		867.162.694,79			
TOTAL RECURSOS	1.201.868.367,94		2.078.101.413,92		178.475.230,36	
POTENCIAL	3.458.445.012,22					

**- Tipo de aprovechamiento del gas asociado al carbón (VAM)**

**VAM drenaje previo a la minería:** En la mina las Quintas, es posible la aplicación de técnicas y tecnologías para recuperar VAM, dados los niveles de metano reportados en las minas (1.5 y 5%) y utilizando el metano proveniente de los sistemas de ventilación de minas que aporten los suficientes caudales de aire, con contenidos de metano adecuados para el proceso de oxidación del gas. Es necesario tener en cuenta que la implementación de cualquier tecnología requiere de estudios de prefactibilidad técnica y económica, que permita la implementación de proyecto piloto que genere rentabilidad a mediano plazo, con el valor agregado de beneficios de seguridad y ambientales.

**- GUACHETÁ – SAMACÁ.**

.El área de estudio se encuentra dentro de los contratos de Concesión No 2505 cuyo titular es Uniminas S.A. y No 867T cuyo titular el Promincarg S.A.S. En la visita realizada con el experto internacional, las empresas reportaron que no toda el área del Contrato de Concesión No 2505 se presentan concentraciones de metano altas, solo en la parte norte del área, la que limita con el Contrato de Concesión No 867T, el cual presenta concentraciones altas de metano en las partes sur y centro del área. Estas concentraciones altas se refieren a los datos recopilados de los informes de ventilación de las minas que actualmente se encuentran en operación en las áreas referidas. Las Estadísticas de ventilación y gas metano proporcionadas por las empresas Uniminas S.A. y Promincarg S.A.S se encuentran en la Tabla 46 y Tabla 47.

En el área determinada para el estudio se han presentado frecuentes accidentes por explosión y deflagración de metano que han dejado varias víctimas fatales y cuantiosas pérdidas económicas.

Tabla 46 Relación de minas grisútuosas título 867T – PROMICARG S.A.S. con registro de caudal y desprendimiento de metano promedio diario mensual y anual

MINA	PUNTO DE MEDIDA	VELOCIDAD (m3/S) Promedio	CH4	AREA m2	Caudal m3/s	Produccion metano m3/dia	Manto	Produccion mes m3/mes	Produccion metano año m3/ año	EG = PC * F.E * FC			
										Produccion de carbon Ton de Carbon Año PC	Factor de Emision F.E.	Factor de correccion F.C.	Emision Total Gg/Año
EL MORTIÑO	Tmbor de Ventilacion salida de aire Viciado	0,44	0,50	1	0,44	190,08	Cisquera II	5702,4	68428,8	6000	11,4048	6,7E-07	0,045847
LA MANA	Inclindo salida de aire viciado	0,48	0,50	3	1,44	622,08	Cisquera 1 tesoro, tesorito y aliso	18662,4	223948,8	19200	11,664	6,7E-07	0,150046
EL VOLCAN	Tambor de ventilacion salida de aire viciado	0,28	0,39	1	0,28	94,3488	Bancos y Cisq	2830,464	33965,568	3600	9,43488	6,7E-07	0,022757
NTE 7 - SAN M	Inclinado	0,36	1,00	1	0,36	311,04	Cisquera II	9331,2	111974,4	7200	15,552	6,7E-07	0,075023
SIETE BANCOS - NELSON GIL	ado salida de aire viciado	0,32	0,50	2	0,64	276,48	Siete Bnacos	8294,4	99532,8	4800	20,736	6,7E-07	0,066687
BOCATOMA	ado salida de aire viciado	0,3	0,20	1	0,3	51,84	Bocatoma	1555,2	18662,4	6000	3,1104	6,7E-07	0,012504
TOTAL TITULO 867T								<b>46376,06</b>	<b>556512,768</b>	<b>46800</b>	<b>71,90208</b>		<b>0,372864</b>

Tabla 47. Producción De Metano En Minas Asociados UNIMINAS S.A. Concesión No 2505

MINA	2014					2015					2016				
	Caudal max- min	CH4 max- min	Vel- Prom max- min	Produccion Metano mes - max- min	Produccion Metano 2014 m3/año	Caudal max- min	CH4 max- min	Vel- Prom max- min	Produccion Metano mes - max- min	Produccion Metano 2015 m3/año	Caudal max- min	CH4 max- min	Vel- Prom max- min	Produccion Metano mes -max- min	Produccion Metano 2016 m3/año
INVERSIONES SIATOBA	2,43 - 2,59	0,11 - 0,70	0,20 - 2,47	8.820,28 - 15.721,38	136.659,62	2,75 - 4,74	0,07 - 0,55	0,20 - 2,47	18.332,58 - 33.676,46	280.419,65	3,07 - 3,46	0,10 - 0,55	0,17 - 1,69	18.475,37 - 31.650,36	326.622,40
SAN MIGUEL	2,91 - 3,72	0,33 - 1,40	0,20 - 1,09	33.572,27 - 100.890,97	602.090,93	3,72 - 4,83	0,20 - 0,99	0,56 - 1,09	38.348,37 - 72.552,37	702.503,63	4,45 - 6,18	0,30 - 1,30	0,47 - 0,97	62792,84 - 91.925,91	840.180,03
LA CECI	1,80 - 2,62	0,22 - 0,32	1,04 - 1,50	10.731,36 - 21.731,95	210.182,36	3,1	0,20 - 0,35	1,13	16.095,31 - 28.167-89	265.582,93	2,83 - 3,10	0,32 - 0,37	1,03 - 1,13	25.672,00 - 29.777,48	322.122,44
RINCONCITO	3,36 - 3,45	0,04 - 0,15	0,60 - 1,91	4.126,86 - 10.808,29	82.092,44	3,48	0,07 - 0,20	1,21 - 1,51	9.058,22 - 12.912,23	125.335,12	3,28 - 3,79	0,11 - 0,20	0,79 - 3,30	13.412,67 - 14.383,61	166.176,17
EI FUTURO	1,79 - 2,16	0,11 - 0,25	0,30 - 0,40	5.868,65 - 10.438,49	98.467,62	1,87 - 2,16	0,14 - 0,18	0,12 - 0,50	6.536,41 - 21.544,92	190.795,25	0,85 - 2,00	0,30 - 0,45	0,30 - 0,38	7.411,52 - 18.170,14	148.662,83
LA ESPERANZA SEIS	2,14 - 2,37	0,12 - 0,20	0,73 - 0,80	7.360,45 - 12.267,42	111.178,95	2,01 - 2,37	0,12 - 0,38	0,69 - 0,80	7.360,45 - 20.565,30	177.421,38	0,88 - 1,59	0,45 - 0,65	0,30 - 0,55	13.658,08 - 20.599,92	200.505,12
EL RUBI CALLEJON	0,95 - 1,55	0,08 - 0,16	0,54 - 1,83	1.969,38 - 5.874,22	46.117,82	0,78 - 1,55	0,07 - 0,20	0,54 - 1,83	1.723,20 - 4.985,04	40.122,24	0,55 - 1,00	0,30 - 0,80	0,46 - 1,90	4.897,95 - 11.018,51	98.964,48
LA JABONERA	2,60 - 3,16	0,25 - 1,25	0,50 - 1,81	27.443,30 - 45.980,92	429.167,00	2,80 - 3,35	0,25 - 1,45	0,74 - 1,79	29.071,28 - 46.991,48	449.953,74	2,24 - 3,15	0,95 - 1,80	0,69 - 1,66	29.478,60 - 47.241,11	452.738,86
LA VIRGEN	1,99 - 2,94	0,20 - 0,95	0,50 - 1,67	29.505,80 - 59.556,59	560.415,74	1,57 - 2,79	0,14 - 0,90	0,38 - 1,40	16.237,95 - 40.992,54	341.800,77	1,65 - 1,96	0,35 - 0,90	0,38 - 1,00	28.951,80 - 35.826,99	383.939,56
	<b>TOTAL AÑO</b>				<b>2.276.372,47</b>	<b>TOTAL AÑO</b>				<b>2.573.934,71</b>	<b>TOTAL AÑO</b>				<b>2.939.911,91</b>

Las minas de estas áreas que cuentan con presencia de metano al interior de las labores subterráneas se caracterizan por ser relativamente pequeñas, con producciones del orden de 500 a 2000 toneladas/ mes y carecen de recursos económicos importantes para gestionar tecnología apropiada para recuperar el metano ya sea con fines industriales o con fines de mejorar la seguridad de los colaboradores. Sin embargo, la producción total de carbón en el área del Contrato de Concesión No 2505 es de 26.000 toneladas/mes y en el área del Contrato de Concesión No 867T es de 15.000 toneladas/mes.

En el Contrato de Concesión No 2505 laboran 750 personas y en el Concesión No 867T laboran 420 personas, razones suficientes para que se realice un estudio encaminado a darle un manejo adecuado al metano presente en las áreas por temas de seguridad minera.

En el año 2013, el Servicio Geológico Colombiano realizó un estudio denominado: “Exploración Gas Metano Asociado al Carbón – Área Checua Lenguazaque. Guachetá Samacá”, que incluyó la preselección de una perforación en un sector que denominó Santuario ubicado en la vereda Peñas del municipio de Guachetá; sin embargo, la perforación se realizó en la vereda Firita del municipio de Ráquira. Es de resaltar que el sector Firita del municipio de Ráquira no presenta problemas de metano, situación que es consecuente con los contenidos de gas reportados por dicha perforación, 87,94 pies<sup>3</sup>/tonelada en el manto Vidriosa y 7,41 pies<sup>3</sup>/tonelada en el manto Cisquera Dos.

Los mantos identificados en la zona son: Milagro (0,8 m.), Aliso (0,65 m.), Amargoso (0,40 m.), Planta de Soda (0,40 m.), Consuelo (0,60 m.), Gemela (0,4 m.), Bolitas (0,40 m.), Bolas (0,50 m.), Piedro (e=0,70 m.), Rubí (0,70 m.), Bocatoma (1,20 m.). En la zona de estudio se identifican 4 mantos de carbón. Denominados Cisquera Dos (1,20 m.), Piedra II (1,10 m.), Siete Bancos (1,20 m.), Vidriosa (0,80 m.).

Las labores mineras presentan las siguientes características:

**Labores de Acceso:** El acceso al yacimiento se realiza aprovechando los afloramientos de los mantos de carbón, por medio de labores inclinadas avanzadas en dirección al buzamiento, con longitudes actuales de 400 metros en promedio. (Figura 51).

Se exceptúa la mina Casa Blanca, ubicada en el área del Contrato de Concesión No 2505 en la cual el acceso a los mantos de carbón se realiza a través de un túnel de 1300 metros de longitud, el cual corta mediante cruzadas la secuencia de los mantos de carbón.

**Labores de Desarrollo:** Las labores de desarrollo corresponden a galerías avanzadas en el rumbo de los mantos de carbón, con secciones promedio de 3 metros cuadrados, con sostenimiento en madera de eucaliptus. Se avanzan cruzadas de sección similar para comunicar entre si las labores de desarrollo avanzadas en los diferentes mantos de carbón.

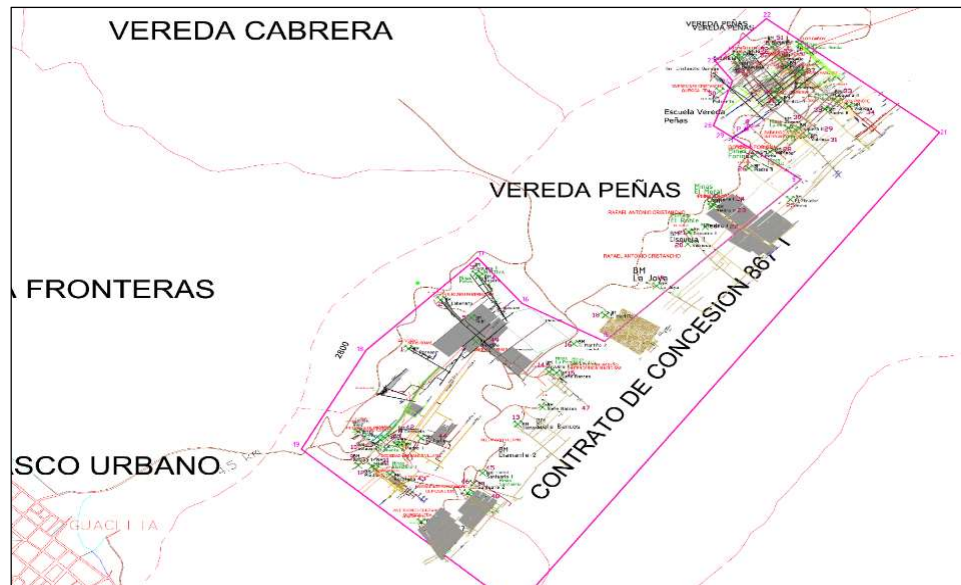
En la mina Casa Blanca las secciones de las galerías son de 13,2 metros cuadrados y 9 metros cuadrados sostenidas con arcos de acero.

**Labores de Preparación:** Consisten en el avance de tambores de diferente sección, dependiendo del espesor del manto de carbón, que comunican a las galerías o niveles de desarrollo con las galerías o los niveles de servicio, en longitudes de cuelgas que van desde los 30 metros hasta los 80 metros. La separación de los tambores varía desde los 10 metros hasta los 20 metros.

**Labores de Explotación:** Los métodos de explotación empleados son tajo largo (longwall) en el caso de la mina Casa Blanca, tajos cortos y ensanche de tambores paralelos en el caso de las demás minas.

**Ventilación:** La ventilación principal se realiza de manera natural en algunas minas y utilizando ventiladores principales axiales o centrífugos en otras. Se emplea ventilación auxiliar para los frentes ciegos. Los accidentes mineros relacionados con explosión de metano están casi siempre relacionados con deficiencias en los sistemas de ventilación.

Figura 51. Labores mineras título 867T.



El área propuesta no cuenta con estudios de reservas o recursos de gas metano asociado al carbón, no se han realizado perforaciones, ensayos de desorción, análisis de permeabilidad, saturación, cromatografía, a pesar de ser un área que presenta continuos problemas de seguridad y accidentes fatales por explosión y/o deflagración del gas.

**-Tipo de Aprovechamiento propuesto de Gas asociado al Carbón.**

En el área identificada y que involucra los Contratos de Concesión No 2505 y 867T no se han realizado estudios de evaluación de contenidos de gas metano presente

en los mantos de carbón, la información de la presencia del gas se tiene por los registros de mediciones diarias que debe realizar cada mina y los continuos accidentes fatales que se han presentado por explosión o deflagración del gas y que a la fecha llevan más de 20 víctimas fatales desde que se inició la minería en esta zona.

Antes de definir el tipo de aprovechamiento del gas asociado al carbón en esta zona se deben realizar perforaciones exploratorias cuya longitud abarque toda la secuencia carbonífera, se debe determinar mediante estudios de desorción la cantidad de gas presente en los mantos de carbón, se deben determinar parámetros de igual importancia como son la permeabilidad, saturación, isothermas de adsorción, calidad del gas, tipo de gas, gas in place, velocidad de fluencia del gas, características de los acuíferos.

### **- SOCHA-SOCOTÁ**

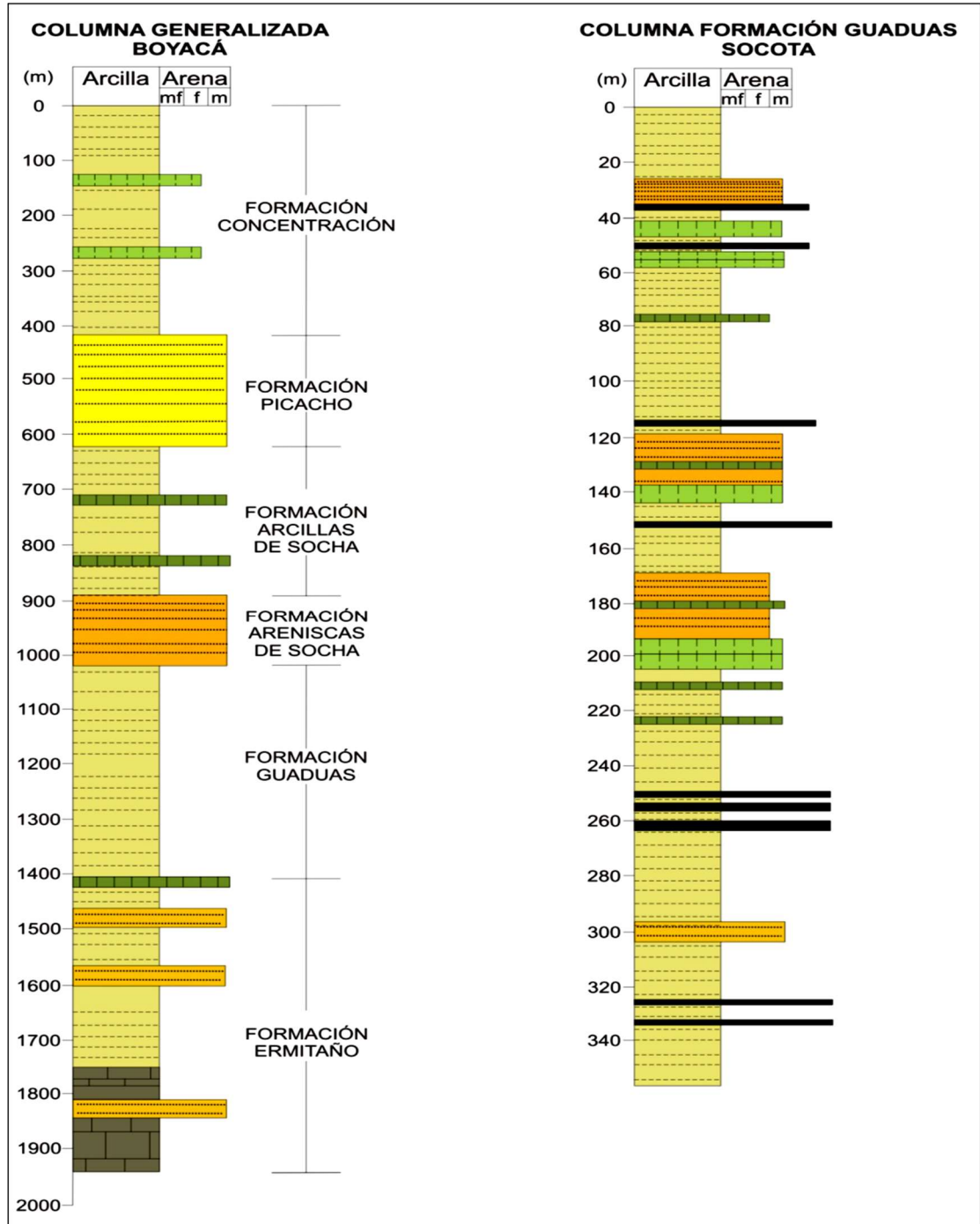
La zona carbonífera de Boyacá es una de las principales zonas productoras de carbón en Colombia, especialmente hacia el norte del departamento. La mina la Peña de Socotá está ubicada al occidente del municipio de Socotá en los límites con Socha, allí se han reportado varios accidentes causados por gas y en los estudios preliminares se ha reportado altos contenidos de metano. La región de Socotá se ha considerado como una de las regiones en Boyacá con mejores perspectivas para gas asociado al carbón por contener carbones de alto rango o bituminosos bajos en volátiles con características coquizables. Mojica y Mariño (2013) reportan contenidos de gas total que sobrepasan los 200 pies<sup>3</sup>/ton lo que corresponde a uno de los mayores contenidos reportados en Boyacá. En 2014, la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia (UPTC) y el Servicio Geológico Colombiano (SGC) adelantaron un proyecto de investigación conjunto para confirmar los contenidos de gas reportados anteriormente y para considerar la posibilidad de desgasificar los mantos de carbón, y de utilizar el gas. Por lo anterior, se midieron los contenidos de gas en los carbones de los mantos 1 al 7 utilizando los equipos de desorción canister que hacen parte del “Laboratorio de materiales, carbón, gas asociado al carbón y Shale gas” de la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia sede Sogamoso.

En el presente estudio, no solamente se busca determinar el mejor sistema de desgasificar la mina La Peña de Socotá, sino también realizar un énfasis en desgasificar para disminuir riesgo de explosión y para disminuir costos de ventilación. También se puede considerar la posibilidad de utilizar ese gas para producir energía localmente. La zona de Socotá tiene las condiciones para adelantar un proyecto piloto porque tiene varios mantos con espesores apreciables y características coquizables.

En el área de trabajo la Formación se divide en dos conjuntos litológicos, superior e inferior, y tiene cerca de 400 m de espesor (Figura 52). El conjunto litológico inferior está compuesto de arcillolitas grises, que se encuentran intercaladas por limolitas

silíceas y capas delgadas de areniscas cuarzosas de grano fino a medio y de carbón.

Figura 52. Columna estratigráfica de la Formación Guaduas.



El conjunto litológico superior es el más conocido y consta de intercalaciones de areniscas de grano fino a medio, limolitas, arcillolitas y mantos de carbón explotables, los cuales tienen espesores que varían de 0.8 a 2.80 metros. El muestreo para gas asociado al carbón se hizo sobre siete mantos muestreados en frentes de minas y perforaciones, abarcando 200 m estratigráficos (Figura 52).

El anticlinal de Socotá es la estructura más sobresaliente del área, tiene una dirección NE-SW, sus flancos son asimétricos y se encuentra afectado por la Falla del Cómeza, en su núcleo, y por las fallas inversas, normales y direccionales, en sus flancos (Figura 53).

La presente investigación se centró sobre el flanco occidental porque allí se concentra la minería en el área, por su buena continuidad regional. Su núcleo lo conforman rocas de la Formación Ermitaño, y sus flancos, rocas de las formaciones Guaduas, areniscas de Socha Inferior y arcillolitas de Socha. La Formación Guaduas (K2E1g) reposa concordantemente sobre la Formación superior o Arenisca Tierna (K2t) del grupo Guadalupe; el límite superior se localiza por debajo de unos paquetes de areniscas duras de grano grueso a conglomerática con estratificación cruzada de la Formación areniscas de Socha (E1si), que presentan unos escarpes característicos a nivel regional (Figura 53 y Figura 54).

Figura 53. Mapa geológico Mina la Esperanza. Las trazas de los mantos (1 al 7) en color morado.

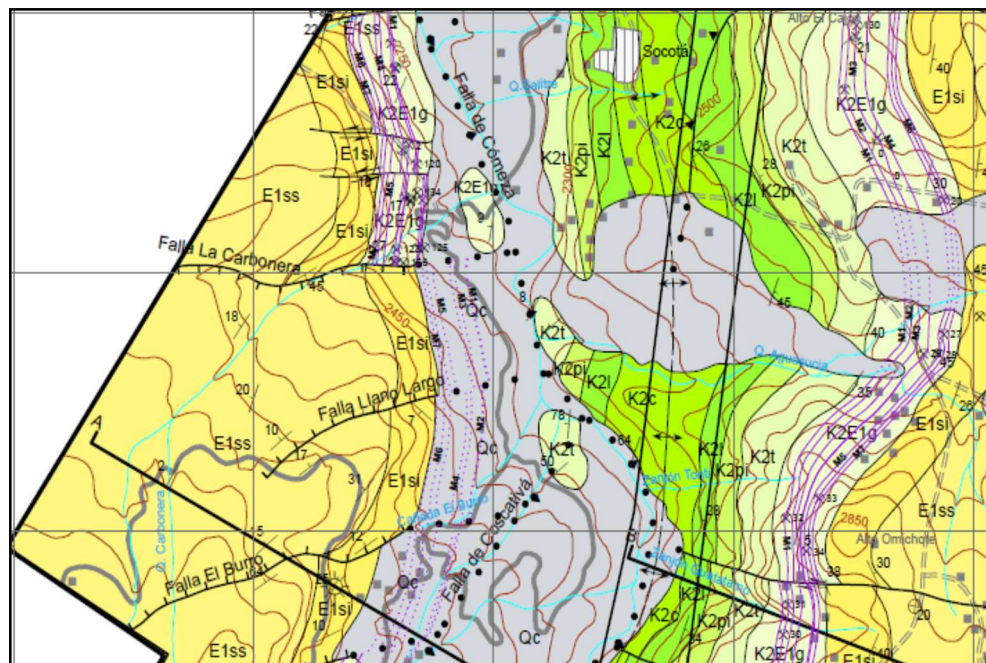
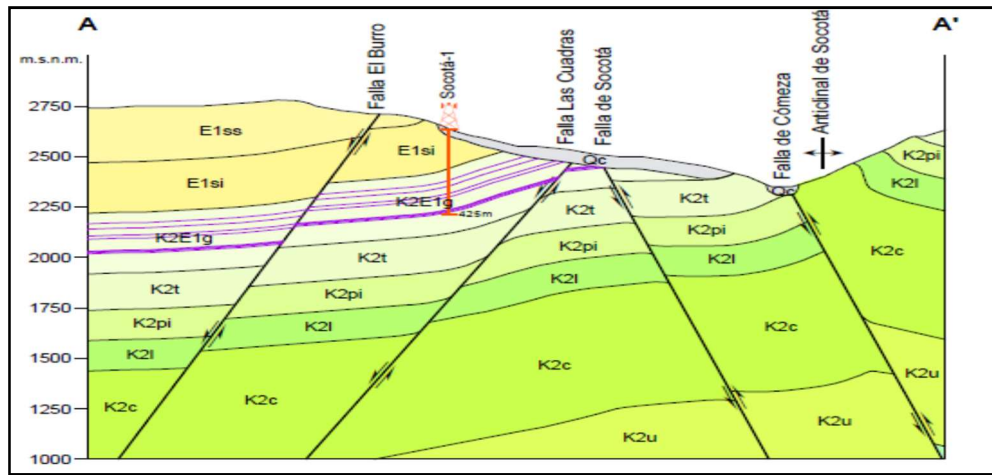


Figura 54. Perfil geológico A-A' de la Figura 53



### Aspectos Mineros

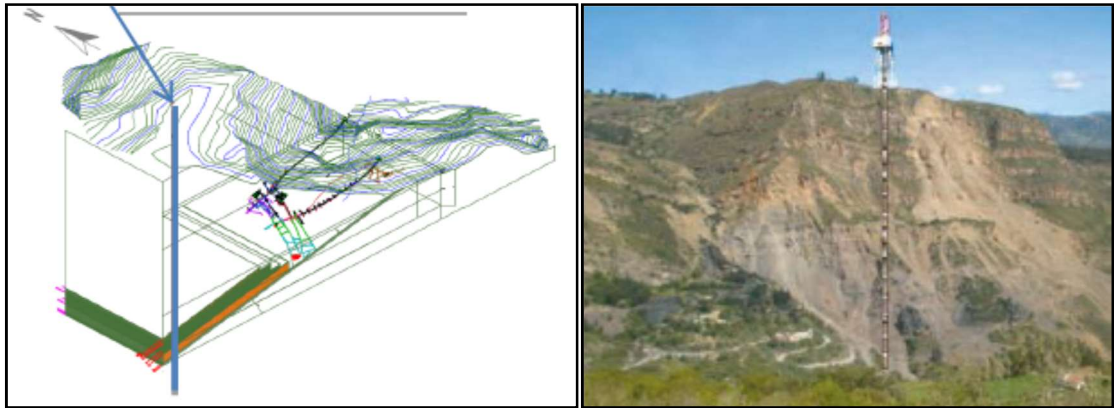
En el área de Socotá los carbones hacen parte de la Formación Guaduas que consta de intercalaciones de areniscas de grano fino a medio, limolitas, arcillolitas y 7 mantos de carbón explotables, los cuales tienen espesores que varían entre 0.8 a 2.80 metros (Tabla 48).

Tabla 48. Listado del contenido de gas en 10 muestras del Pozo Socotá 1. (UPTC-SGC, 2013).

ID de Muestra	Manto	Espe-sor (m)	Profundidad (m)		Material (roca)	Gas Perdido (pies <sup>3</sup> /ton)	Gas Desorbido (pies <sup>3</sup> /ton)	Gas Residual (pies <sup>3</sup> /ton)	Gas Total (pies <sup>3</sup> /ton)	Gas Total libre de cenizas
			Desde	Hasta						
PSoc-1:1	Arenita fina	0,25	196,65	196,9	Arenita	2,25	1,02	9,43	12,7	-
PSoc-1:2	Manto	40	252,35	252,75	Carbón	3,26	2,35	11,42	17,03	84,33
PSoc-1:3	Manto 7	0,85	254,01	254,31	Carbón	8,67	1,7	9,93	20,3	42,32
PSoc-1:4	Manto 6	1,9	282,4	282,8	Carbón	2,97	4,91	27,32	35,2	39,33
PSoc-1:5	Arenita fina	17,4	306,55	306,95	Arenita	0,34	1,18	14,4	16,22	-
PSoc-1:6	Manto 5	2	319,3	319,7	Carbón	15,57	16,22	39,73	71,52	105,62
PSoc-1:7	Manto 4	0,4	336,33	336,73	Carbón	7,05	13,52	34,7	55,27	66,21
PSoc-1:8	Manto 3	2,45	398,6	399	Carbón	6,04	15,61	45,02	66,67	76,51
PSoc-1:9	Manto 2	1,3	408,1	408,5	Carbón	70,46	40,97	31	142,43	253,03
PSoc-1:10	Manto 1	0,5	412,95	413,4	Carbón	2,7	14,16	53,86	70,72	78,09

En la Figura 55 se aprecian las labores de acceso o bocaminas de la mina La Esperanza en la Formación Guaduas (izquierda). Igualmente, se aprecia el contacto neto con las areniscas de la Formación areniscas de Socha, las cuales forman el escarpe típico de la Peña de Socotá (derecha).

Figura 55. Afloramientos y labores mineras en la mina la Esperanza. Al occidente la hipotética ubicación de un pozo CBM de drenaje de gas.



### - Reservas y Recursos

El análisis sobre recursos y reservas se hizo a partir del muestreo adelantado en el pozo Socotá 1 y en 7 mantos de los frentes de las mina de la zona como la Esperanza (Figura 53) abarcando 200 m estratigráficos (Tabla 48). Esta zona se conoce como Coscativá y fue adelantado por el SGC en 2013.

Las categorías de medido y/o medida, indicado y/o indicada e inferidas y/o inferidas, se definen mediante distancias máximas contadas a partir del punto de medición más cercano (Punto de Control. Tabla 49); estos valores se han fijado hasta 400 m, hasta 1200 m, y hasta 3600 respectivamente. El valor de 400 metros se consideró teniendo en cuenta que el avance de la actividad minera supera los 350m en profundidad, apreciándose la continuidad de los mantos, Cada área establecida se identificó en los mapas estructurales con un literal desde la A hasta la F.

El cálculo del volumen de CBM, se efectúa, considerando los siguientes parámetros:

$$\text{Volumen de GMAC} = a \times e \times d \times cg$$

De donde:

a = Área de cálculo

e = espesor de la capa de interés

d = densidad del carbón

cg = contenido de gas metano en la capa de interés

Tabla 49. Localización sitios con información y muestras de carbón del Sector Coscativá (Socotá). Fuente: SGC, 2013

No .	PUNTO DE CONTROL	COORDENADAS		MANTO	ESPESOR (M)	LOCALIZACIÓN	RUMBO / BUZ	ID ANÁLISIS QUÍMICO	ID MUESTRA MEDICION DE METANO
		NORTE	ESTE						
1	COS1	1156963	1158889	Manto 1	1	Vereda Coscativá. Socotá	N40E/20NW		
2	COS2	1158336	1157786	Manto 1	0,5	Perforación Coscativá-1	N30E/17NW	157558040 19	Psoc-1:10
3	COS3	1158420	1159605	Manto 1	1,1	Carbones La Esperanza Bm. Esperanza 1. Vereda Coscativá.	N50E/15NW	157558040 31	FM:19
4	COS4	1158589	1159796	Manto 1		Bm1. Vereda El Alto. Resguardo Venezuela. Socha.	N40E/20NW		
5	COS5	1156936	1158877	Manto 2	0,6	Vereda Coscativá. Socotá	N35E/17NW		
6	COS6	1158336	1157786	Manto 2	1,3	Perforación Coscativá-1. Socotá.	N30E/17NW	157558040 25	Psoc-1:9
7	COS7	1159280	1158702	Manto 2	2,5	Bm Esperanza 3. Mina La Esperanza. Vereda Coscativá. Socotá.	N20E/17NW	157558040 20	FM:20
8	COS8	1158457	1159556	Manto 2	3,4	Bm Esperanza 1. Mina La Esperanza. Vereda Coscativá. Socotá.	N30E/15NW		
9	COS9	1158575	1159806	Manto 2	2,8	Vereda Coscativá. Coscativá.	N25E/15NW		
10	COS10	1156208	1158686	Manto 3	1,2	Coscativá. Socotá.	N15E/33NW		
11	COS11	1157786	1158336	Manto 3	1,35	Perforación Coscativá-1. Socotá.	N30E/17NW	157558040 24	Psoc-1:8
12	COS12	1159320	1158636	Manto 3	1,5	Coscativá. Socotá.	N13E/14NW		
13	COS13	1156205	1158580	Manto 4	1,7	Coscativá. Socotá.	N20E/30NW		

Para el cálculo de reservas de la zona Coscativá, se presenta los cálculos de reservas y recursos adelantados por el SGC en el año 2013. El sector Coscativá, se caracteriza por estar afectado por una serie de fallas de tipo normal (como la falla La Carbonera- Figura 53) que origina en el relieve una secuencia de bloques hundidos y levantados que interrumpe la continuidad de los mantos de carbón y en los cuales se ha identificado hasta 8 capas de carbón, de las cuales se tiene certeza geológica en 7 de ellas, cuya descripción se realiza a continuación teniendo en cuenta la Tabla 50 y la Tabla 51.

Tabla 50. Mantos de Carbón Zona Socha- Socotá

Manto	Espesor Promedio	Clasificación	Materia volátil (bslmm) %	Poder calorífico Btu/lb (bslmm)	Índice de Hinchamiento	Valores de Metano (pies /ton)	Potencial Bcf (Billones de pies3)
1	0.93	Bituminoso Bajo Volátil	21,56 a 18,23	15705,92 a 16027,59	7½	78,47 y 37,49	0,183
2	0.80	Bituminoso Bajo Volátil	15,75	15996,82	4½	163,85 y 54,25	0.81
3	1.43	Bituminoso Bajo Volátil	17,64	15542,45	7½.	74,68	0.37
4	0.60	Bituminoso Medio Volátil	20,7	15695,57	8½.	66,25 Y 43,55	0,17
5	1.60	Bituminoso Medio Volátil	18,17	15686,33	6½.	84,34	0,40
6	1.10	Bituminoso Medio Volátil	20,40	15696,41	7½.	27,28 y 39,82	0,13
7	0.70	Bituminoso Medio Volátil	17,74	15615,37	4½	26,82	0,082

De acuerdo a la Tabla 51, el potencial de CBM para el Sector denominado Coscativá, es de 2,14 Bcf, distribuidos en 461.656.568,65 pies3 (0,46 Bcf) de Reservas y Recursos medidos; 1.304.151.318,79 pies3 (1,30 Bcf) de Reservas y Recursos indicados; 374.920.919,54 pies3 (0,38 Bcf) de Reservas y Recursos Inferidos.

#### **-Tipo de aprovechamiento del gas asociado al carbón (GOB Wells, CMM, CBM)**

Después de considerar las diferentes posibilidades de extracción del gas, se consideró que a fin de poder drenar los altos contenidos de gas presentes en la zona (ejemplo: hasta 250 pie3/ton en el manto 2) se requiere no solamente hacer un drenaje previo a la minería (CBM), sino también drenar durante la operación minera (CMM) y drenar las zonas que ya han sido explotadas-derrumbadas-caídos (GOB Wells) porque es allí donde se ha detectado los más altos contenidos de gas en la mina la Esperanza.

Tabla 51. Resumen cálculo de Reservas y Recursos. Sector Coscativá (Socotá). Fuente: SGC, 2013

MANTOS	RESERVAS - RECURSOS					
	MEDIDOS (pies3)		INDICADOS (pies3)		INFERIDOS (pies3)	
	CON LA GRAVEDAD A FAVOR	CON LA GRAVEDAD EN CONTRA	CON LA GRAVEDAD A FAVOR	CON LA GRAVEDAD EN CONTRA	CON LA GRAVEDAD A FAVOR	CON LA GRAVEDAD EN CONTRA
Manto 1	4.818.256,75	-	21.225.604,53	23.293.479,69	6.388.897,57	3.967.030,70
	4.505.108,47	16.516.790,20	30.929.018,13	52.919.606,60	6.148.105,06	12.668.730,72
Manto 2	14.376.925,89	42.693.217,99	24.991.499,43	46.823.011,14	6.850.833,69	10.733.136,50
	20.790.627,04	84.899.145,75	133.312.681,04	288.040.251,97	42.372.491,65	90.669.065,73
Manto 3	24.723.669,47	-	34.988.366,87	68.610.965,73	414.028,47	2.432.482,30
	9.691.924,73	40.918.224,52	46.880.060,23	88.402.407,41	15.185.960,55	32.866.747,74
Manto 4	14.136.719,46	1.207.610,51	43.839.991,02	38.510.082,15	603.429,20	2.779.337,85
	7.415.969,13	8.390.292,17	19.351.597,35	25.960.397,18	3.218.878,44	6.093.233,08
Manto 5	23.842.433,16	27.648.762,75	7.380.506,55	42.741.278,25	50.920.964,96	8.246.921,30
	17.665.843,32	40.774.128,69	34.510.446,87	97.042.456,48	16.513.148,88	31.290.325,18
Manto 6	7.372.389,74	4.133.056,62	10.701.569,82	13.652.432,25	1.325.337,99	1.153.957,84
	17.073.568,10	13.272.360,11	19.096.841,53	45.917.453,03	-	-
Manto 7	3.403.932,31	1.858.166,52	8.762.100,28	8.640.178,62	3.378.575,22	3.143.941,94
	3.226.231,09	6.301.214,16	7.663.721,93	19.963.312,71	8.258.867,32	7.296.489,68
TOTAL RECURSOS	92.674.326,78	77.540.814,38	151.889.638,50	242.271.427,83	69.882.067,10	32.456.808,43
	170.215.141,17		394.161.066,33		102.338.875,52	
TOTAL RESERVAS	80.369.271,89	211.072.155,59	291.744.367,08	618.245.885,38	91.697.451,89	180.884.592,13
	291.441.427,49		909.990.252,46		272.582.044,02	
TOTAL RESERVAS + RECURSOS	2.140.728.806,99					

Los pozos de drenaje previo se deben proyectar sobre el costado oeste del bloque carbonífero es la zona de proyección para la explotación futura en la mina La Esperanza. Para el drenado de la zona de proyección se deben perforar pozos verticales ubicados lo menos 200 m al oeste de los frentes actuales. Lo ideal sería a 500 m al oeste de los frentes actuales (Figura 53). Se sugiere fracturar la zona adyacente al pozo (fracking) a fin de incrementar la permeabilidad y facilitar el drenado del gas por las fracturas ocasionadas. Se sugiere montar en superficie un sistema de captación con un adecuado sistema de filtros de separación agua -gas.

Los contenidos de gas asociado al carbón (CBM) en la zona de Socotá son de los más altos encontrados en Boyacá y se han encontrado sobre 200 pies<sup>3</sup>/ton a más de 400 m de profundidad (Tabla 48). Adicionalmente, la zona se considera gasífera porque son frecuentes los accidentes relacionados con explosiones por presencia

de gas metano. A medida que avanzan los inclinados y la minería se hace más profunda, los contenidos de gas aumentarán por el aumento de la presión y por el aumento del gradiente geotérmico. Lo anterior porque se ha encontrado que en Colombia y específicamente en Boyacá, los contenidos de gas metano aumentan con la profundidad. Por esto se sugiere un programa de desgasificación CBM preminado para intentar bajar los porcentajes de metano por debajo del 50% si es posible. Para conocer la factibilidad del mismo se sugiere un pozo piloto localizado al occidente de las actuales labores mineras (Figura 53) con una profundidad cercana a los 600 m y que intercepte los mantos 1 al 4. También se puede considerar la construcción de una red de varios pozos con separaciones entre 200 y 500 m.

Para la desgasificación de la Peña de Socotá, se sugiere perforar no solamente uno sino varios pozos para desgasificar la futura zona de explotación. Esto permitirá tener un mejor modelo geológico y una mayor certidumbre sobre el comportamiento de las capas a profundidad. Las perforaciones adicionales no solamente permitirían incrementar las reservas de gas, sino también tener muestras para algunos ensayos fundamentales para contar con reservas probadas y características de flujo aceptable, dichos ensayos son permeabilidad, saturación y cromatografía.

Para la mina la Esperanza también es recomendable un aprovechamiento del gas Metano en Pozos GOB en zonas caídas-derrumbadas (GM)

En los frentes mineros de la mina la Esperanza se recomienda realizar perforaciones horizontales en CMM, que sirvan para drenar las zonas que están por minarse, tal vez no sea necesario drenar las capas adyacentes a los mantos porque los contenidos que se han encontrado en estas son muy bajos y no sobrepasan los 16 pies<sup>3</sup>/ton (Tabla 48).

#### **- ÚMBITA-CHINAVITA.**

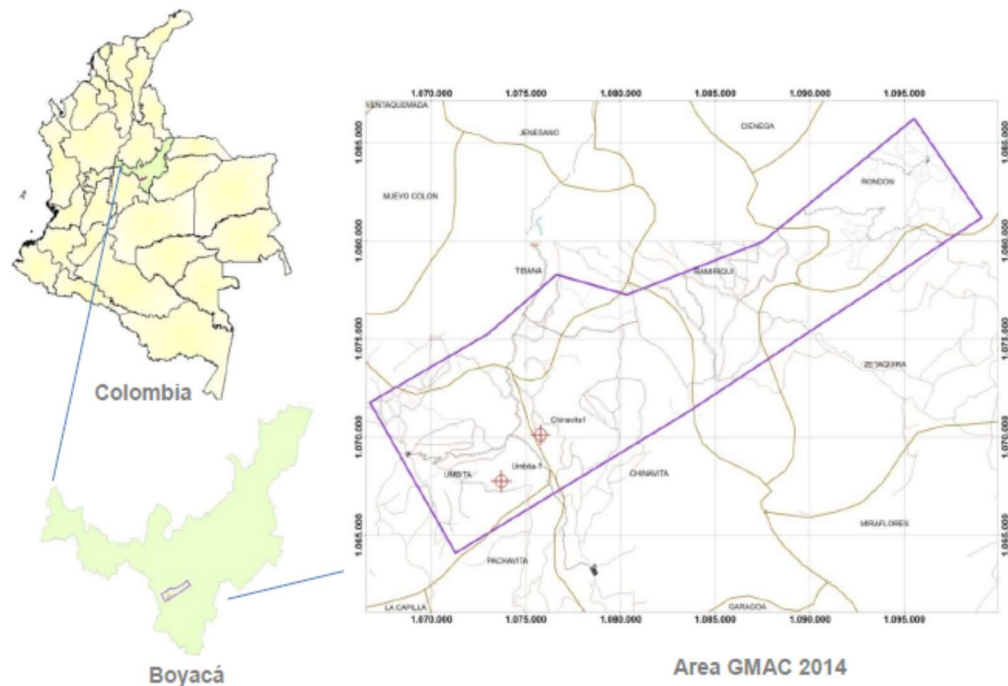
La zona carbonífera de Boyacá es una de las principales zonas productoras de carbón en Colombia, especialmente hacia el norte del departamento. La zona de Úmbita – Chinavita está ubicada en el extremo suroccidental del departamento de Boyacá, que pertenecen a la provincia de Márquez (Figura 56).

La información geológico – minera y de recursos de gas metano mencionados aquí, son tomados del informe presentados por el Servicio Geológico Colombiano en el 2014 denominado Exploración Gas Metano Asociado Al Carbón. Área Úmbita-Rondón.

Para este sector el Servicio Geológico Colombiano realizó una exploración especial para gas metano asociado a carbón, se perforaron dos pozos con el fin de los mantos de carbón en profundidad y efectuar en laboratorio medición de contenido de gas metano (gas perdido, gas desorbido y gas residual), las perforaciones fueron corazonadas a 520 y 580 m de profundidad. En el primer pozo (Úmbita 1) se cortaron 12 mantos de carbón y en el segundo pozo (Chinavita 1) se cortaron 13 mantos de carbón con espesores entre 0.4 y 2.7 m. Se corrieron registros de

temperatura, gamma ray, resistividad y densidad. Mediante cromatografía de gases, se identificó el porcentaje de metano en cada muestra de interés, análisis químico y a partir de los resultados obtenidos se calcula el potencial de GMAC en el área estudiada. Las mediciones de contenidos de gas metano (Tabla 52) en las muestras de perforación arrojaron valores de hasta 200 pies<sup>3</sup>/ton (SGC, 2014).

Figura 56. Ubicación del área de estudio.



Fuente: SGC (2014).

La zona de Úmbita – Chinavita tiene las condiciones ideales para adelantar un proyecto piloto porque tiene varios mantos con espesores apreciables.

### - Aspectos Geológicos.

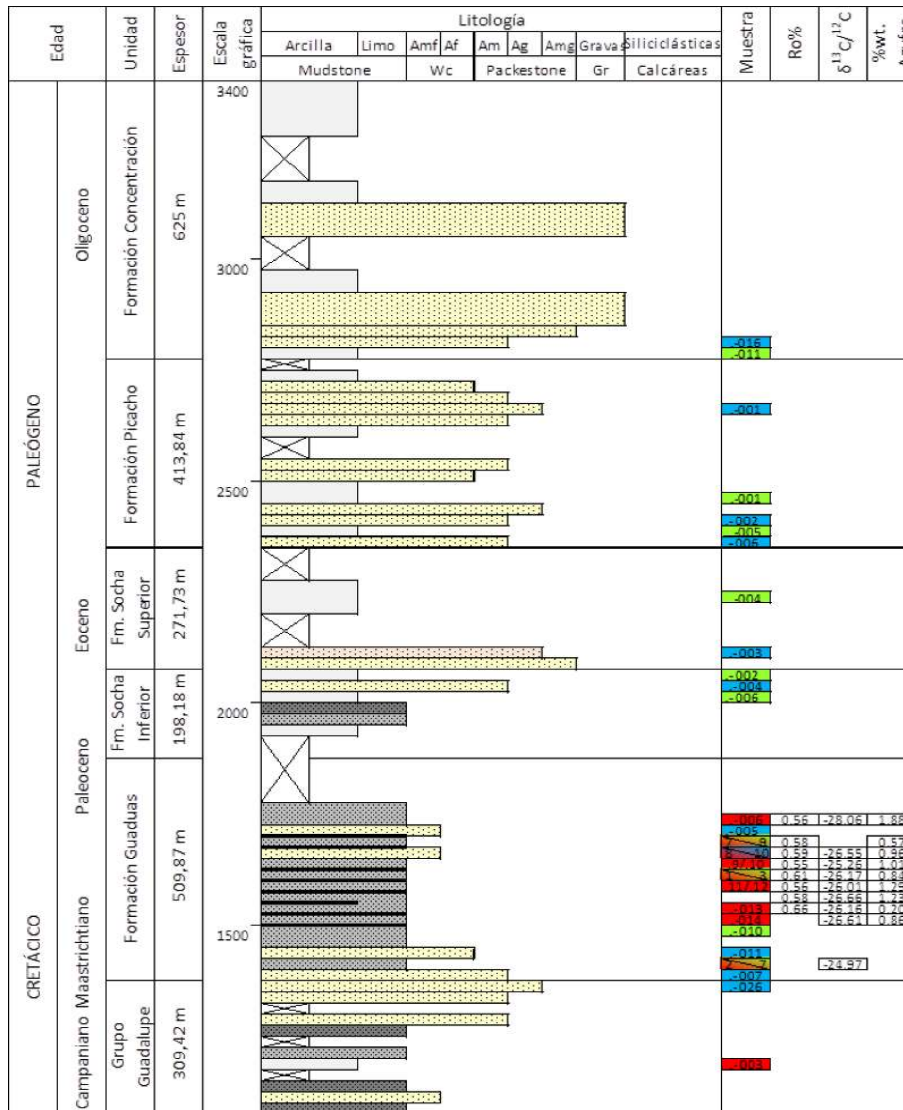
La secuencia estratigráfica presente en el área de Úmbita - Chinavita corresponde a una sucesión de rocas sedimentarias, conformada de base a techo (Figura 57) por las siguientes unidades (SGC, 2014): i) unidades cretácicas: Formación Fómeque, Formación Une, Formación Chipaque, Formación Arenisca Dura, Formación Plaeners, Formación Arenisca Labor y Tierna; ii) unidades paleógenas (Formación Guaduas, Formación Socha inferior, Formación Socha superior, Formación Picacho, Formación Concentración y, iii) depósitos del Cuaternario, generalmente de tipo Coluvial (Q2c).

Tabla 52. Valores de contenidos de gas metano en las muestras analizadas Pozo Úmbita -1 Tomado de (SGC, 2014).

Nombre mantos Techo a Base	ID Muestra Medición Metano / Análisis Físico químico	Espesor Real (m)	Profundidad (m)		Material	Gas perdido (pies <sup>3</sup> /ton)	Gas Desorbido (pies <sup>3</sup> /ton)	Gas Residual (pies <sup>3</sup> /ton)	Gas Total (pies <sup>3</sup> /ton)	Análisis Físicoquímicos Cz (%)	Materia Mineral (%)	Gas total libre de Cenizas (pie <sup>3</sup> /ton)	Ro (%)	Clasificación ASTM
			Desde	Hasta										
M13	PUm-1:1 15842807026	0,45	185,25	185,7	Carbón	1,42	18,72	16,28	36,42	17,72	16,30	<b>47,28</b>	0,55	BITUMINOSO ALTO VOLATIL B
M12	PUm-1:2 15842807027	1,30	189,15	189,4	Carbón	1,51	18,74	18,35	38,60	30,85	40,20	<b>60,85</b>	0,58	BITUMINOSO ALTO VOLATIL B
M11	PUm-1:3 15842807028	0,40	190,65	191	Carbón	0,45	34,19	12,50	47,14	16,07	15,00	<b>57,92</b>	0,53	BITUMINOSO ALTO VOLATIL B
M10	PUm-1:4 15842807029	0,40	192,1	192,5	Carbón	3,43	23,88	13,68	40,99	15,28	27,50	<b>51,19</b>	0,54	BITUMINOSO ALTO VOLATIL B
M9	PUm-1:5 15842807007	1,00	203,1	203,5	Carbón	0,20	3,57	9,04	12,81	15,56	18,60	<b>15,92</b>	0,53	BITUMINOSO ALTO VOLATIL A
M8	PUm1:6 15842807008	0,50	205,32	205,7	Carbón	0,32	4,92	5,67	10,91	11,49	13,80	<b>12,90</b>	0,56	BITUMINOSO ALTO VOLATIL A
M6	PUm1:7 15842807009	2,70	248,45	248,8	Carbón	2,48	15,29	14,20	31,97	5,70	9,60	<b>35,14</b>	0,56	BITUMINOSO ALTO VOLATIL A
M5	PUm-1:8 15842807010	0,65	259,07	259,5	Carbón	0,36	8,88	27,89	37,16	5,16	18,60	<b>40,52</b>	0,48	BITUMINOSO ALTO VOLATIL A
M3	PUm-1:9 15842807011	1,00	287,65	288,2	Carbón	1,61	11,94	18,27	31,82	39,24	46,80	<b>58,76</b>	0,55	BITUMINOSO ALTO VOLATIL B
M2	PUm-1:10 15842807030	0,60	322,4	322,9	Carbón	0,40	10,27	13,32	23,99	24,39	24,30	<b>34,06</b>	0,65	BITUMINOSO ALTO VOLATIL B

La Unidad portadora de carbones es la Formación Guaduas, en el área tiene 510 metros de espesor, constituidos por una secuencia predominante de arcillas grises con intercalaciones de capas delgadas de arenitas, que dentro de la unidad resaltan dos niveles con espesores de hasta 8 metros, los cuales sirven de guía para separar la unidad, Se reportan 13 mantos de carbón con espesores entra 0.4 y 3 metros La Formación Guaduas se constituye en un acuífero (acuitardo), teniendo en cuenta su composición litológica, de arcillolitas no permeables, con solo algunos niveles de arenita, que presentan cierto grado de permeabilidad (SGC, 2014).

Figura 57. Sección estratigráfica del Sinclinal de Úmbita (Flanco oriental).



Tomado de: SGC (2014).

La estructura más importante del área es el sinclinal de Úmbita, tiene una dirección SW-NE, con el núcleo conformado por la formación Concentración del Mioceno y sus flancos por rocas del Cretácico Superior (SGC, 2014). La otra estructura importante en el área es la falla de Garagoa, la cual dirige en buena parte el curso del río y tiene una dirección sur – norte atravesando el sinclinal de Úmbita. Otras fallas de tipo inverso y de rumbo y algunos pliegues menores se presentan en la zona (SGC, 2014). Los ángulos de inclinación de las capas de la secuencia carbonífera varían entre 8° y 85°, Se destacan las fallas de tipo inverso: Ramiriquí, El Volador, El Juncal y de rumbo, Río Garagoa, Falla Sisa, El Uvero, Castillejo, que afectan la continuidad de los mantos. Es común el adelgazamiento de los mantos hacia el sur de la zona de estudio por efectos estructurales (SGC, 2014).

## **- Aspectos Mineros**

En la zona se presentan labores mineras hasta de 300 metros, niveles de metano han sido medidos con multidetector (M5 mina San Antonio). Se identificaron mantos de carbón en cuyos trabajos mineros se ha detectado una concentración importante de gas metano y se conoció sobre la ocurrencia de accidentes e incluso de muertes por explosiones (M1, M2, M3, M4, M6, M11, M12).

En general en la zona el desarrollo de labores mineras ha sido a pequeña escala, lo cual permite deducir una intervención baja, los mantos de carbón pueden identificarse en afloramientos y en las escasas minas.

## **- Recursos y Reservas**

**Pozo Úmbita -1.** Se analizaron 10 muestras para metano libre de cenizas con valores entre 12,90 y 90,855 pies<sup>3</sup>/ton, con el mayor valor en el Manto M12, (techo de la Formación Guaduas) a 189,15 m de profundidad, con una Ro de 0,58% y un rango ASTM de un carbón Bituminoso alto volátil B (bav B) (Tabla 53) (SGC, 2014).

**Pozo Chinavita-1.** Se analizaron 14 muestras para metano libre de cenizas con valores entre 57.64 a 308.07 pies<sup>3</sup>/ton, con el mayor valor en el Manto M6 (parte media de la Formación Guaduas) a 411,22 m de profundidad, con un valor de Ro de 0.61% y un rango ASTM para un carbón Bituminoso alto volátil A (bav A) (Tabla 53). Los respaldos muestreados en arcillolita se midió gas total libre de cenizas entre 43.61 a 50.24 pies<sup>3</sup>/ton y en arenita de 2.19 pies<sup>3</sup>/ton (SGC, 2014).

**Frentes de Mina.** Se analizaron 5 muestras para metano libre de cenizas con valores entre 7,28 y 28,77 pies<sup>3</sup>/ton, con valores de cenizas en base seca de 5.90 % a 11.41%. El mayor valor corresponde a la muestra del Manto M3, en la Mina San Antonio, con una Ro de 0,60% y un rango para un carbón Bituminoso Alto volátil A (bav A). Los valores bajos de contenidos, pueden deberse a la baja profundidad de toma de la muestra, las minas no superaban los 200m de avance, con inclinaciones de hasta 40° (Tabla 54).

Para el cálculo solo se tomaron capas mayores a 40cm a continuación se resumen las características por manto (Tabla 55) (SGC, 2014).

## **- Tipo de Aprovechamiento Sugerido**

Se realizó una visita a la mina Sana Antonio, en esta minas las capas son verticales y hasta se invierten, se extrae de tres mantos de carbón térmico cuyos espesores varían entre 0.9 y 1.9 metros en donde la continuidad lateral de los mantos es baja. La mina mantiene un proceso de ventilación continuo que hace que el porcentaje de metano en la ventilación sea más bajo que el 0.5%, pero si la ventilación deja de funcionar, nos indican que los niveles de metano pueden llegar al 4%. En estos momentos la producción de carbón es baja.

Tabla 53. Valores de contenidos de gas metano en las muestras analizadas, Pozo Chinavita-1 Tomado de (SGC, 2014).

Nombre mantos Techo a Base	ID Muestra Medición Metano / Análisis Físicoquímico	Espesor Real (m)	Profundidad (m)		Material	Gas perdido (pies <sup>3</sup> /ton)	Gas Desorbido (pies <sup>3</sup> /ton)	Gas Residual (pies <sup>3</sup> /ton)	Gas Total (pies <sup>3</sup> /ton)	Análisis Físicoquímicos Cz (%)	Materia Mineral (%)	Gas total libre de Cenizas (pie <sup>3</sup> /ton)	Ro (%)	Clasificación ASTM
			Desde	Hasta										
Cinta	PChi-1.1 15172807023	0,35	103,34		Carbón	4,03	20,31	8,46	32,80	62,50	62,50	<b>57,64</b>	0,44	BITUMINOSO ALTO VOLATIL C
M13	PChi-1.2 15172807012	1,22	233,01	233,47	Carbón	1,25	30,67	40,79	72,71	16,00	16,00	<b>90,49</b>	0,49	BITUMINOSO ALTO VOLATIL A
M11	PChi-1.3 15172807013	0,93	241,51	242,56	Carbón	2,75	66,28	11,09	80,12	29,70	29,70	<b>106,34</b>	0,56	BITUMINOSO ALTO VOLATIL A
M11	PChi-1.4 15172807013	0,93	243,01	243,61	Carbón	3,01	105,40	19,24	127,65	29,70	29,70	<b>169,34</b>	0,56	BITUMINOSO ALTO VOLATIL A
M10	PChi-1.5 15172807024	1,20	254,31	254,81	Carbón	8,06	106,04	21,37	135,47	28,90	28,90	<b>187,84</b>	0,59	BITUMINOSO ALTO VOLATIL A
M9	PChi-1.6 15172807014	1,47	282	282,4	Carbón	2,58	74,32	17,82	94,72	13,20	13,20	<b>109,94</b>	0,59	BITUMINOSO ALTO VOLATIL A
M8	PChi-1.7 15172807015	1,41	300,05	300,71	Carbón	5,29	115,68	11,57	132,54	11,00	11,00	<b>152,90</b>	0,59	BITUMINOSO ALTO VOLATIL A
M7	PChi-1.8 15172807016	1,00	333,5	333,95	Carbón	14,42	105,37	14,23	134,02	3,20	3,20	<b>149,32</b>	0,59	BITUMINOSO ALTO VOLATIL A
M6	PChi-1.9 15172807017	1,03	411,22	411,92	Carbón	61,02	175,58	33,71	270,31	4,80	4,80	<b>308,07</b>	0,61	BITUMINOSO ALTO VOLATIL A
M5	PChi-1.10 15172807025	1,00	417,09	417,72	Carbón	-	63,08	10,45	73,55	11,00	11,00	<b>88,36</b>	0,66	BITUMINOSO ALTO VOLATIL A
M4	PChi-1.11 15172807018	0,80	421,7	422,67	Carbón	42,51	164,37	31,59	238,47	5,60	5,60	<b>271,33</b>	0,60	BITUMINOSO ALTO VOLATIL A
-	PChi-1.12		475,2	475,76	Limolita Arcillosa	1,36	34,30	14,58	50,24	-	-	<b>50,24</b>	-	-
M3	PChi-1.13 15172807020	1,43	475,75	476,55	Carbón	7,24	80,24	7,35	94,83	6,90	6,90	<b>111,19</b>	0,60	BITUMINOSO ALTO VOLATIL A
-	PChi-1.14		512,4	513,1	Arcilloлита	9,17	21,19	13,25	43,61	-	-	<b>43,61</b>	-	-
M2	PChi-1.15 15172807021	0,80	513,13	514	Carbón	34,89	144,26	50,10	229,25	16,60	16,60	<b>285,20</b>	0,62	BITUMINOSO ALTO VOLATIL B
M1	PChi-1.16 15172807022	1,61	526,35	527,45	Carbón	41,36	120,95	48,38	210,69	3,20	3,20	<b>243,55</b>	0,67	BITUMINOSO ALTO VOLATIL A
-	PChi-1.17		562,55	563,4	Arenisca	0,51	1,38	0,30	2,19	-	-	<b>2,19</b>	-	-

Tabla 54. Valores de contenidos de gas metano en las muestras analizadas de Frente de mina Tomado de (SGC, 2014).

ID - MUESTRA	MANTO	ESPESOR (m)	UBICACIÓN MUESTRA	ROCA	GAS PERDIDO (pies <sup>3</sup> /t)	GAS DESORBIDO (pies <sup>3</sup> /t)	GAS RESIDUAL (pies <sup>3</sup> /t)	GAS TOTAL (pies <sup>3</sup> /t)	ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICO Cz(%)	MATERIAL MINERAL	GAS TOTAL LIBRE DE CENIZA (pies <sup>3</sup> /t)	Ro (%)	CLASIFICACIÓN ASTM
FM01 158048 07001	M6	1,00	Mina La Rosa, Vereda San José. Tibaná.	Carbón	0,37	1,50	6,74	8,61	10,76	11,60	10,57	0,4 7	Bituminoso Alto Volátil C
FM02 158428 07002	M7	2,70	Mina El Sol. Vereda Jucal. Úmbita.	Carbón	0,04	1,15	4,98	6,17	11,41	11,00	7,28	0,6 0	Bituminoso Alto Volátil A
FM03 158428 07003	M6	2,90	Mina Carsol. Bm1. Vereda Juncal. Úmbita	Carbón	0,94	3,56	10,10	14,60	7,26	2,60	16,31	0,6 3	Bituminoso Alto Volátil A
FM04 151728 07004	M3	2,34	Mina San Antonio. Vereda Usilo.	Carbón	1,87	12,48	11,65	26,00	5,90	1,80	28,77	0,6 0	Bituminoso Alto Volátil A
FM05 151728 07005	M7	1,30	Mina San Antonio. Vereda Usilo.	Carbón	0,57	7,85	9,52	17,94	7,27	4,00	22,01	0,5 5	Bituminoso Alto Volátil A

Tabla 55. Mantos de carbón Úmbita – Chinavita.

Manto	Espesor Promedio	Clasificación ASTM	Materia volátil (bslmm) %	Poder calorífico Btu/lb (bslmm)	Índice de Hinchamiento	Valores de Metano (pies3/ton)	Potencial Bcf (Billones de pies3)
1	0,84	Bituminoso alto volátil A	35,94	12820	1	243,55	10,43
2	0,80	Bituminoso alto Volátil B	37,45	11401,0	1½ a 2	34,06 - 258,20	12,69
3	1,33	Bituminoso alto volátil B a Bituminoso alto volátil A	37,56	11633,61	1 y 2	58,76 - 111,19 - 28,77	9,88
4	0,80	Bituminoso alto volátil A	39,96	13503,50	3 y 4	271,33	13,14
5	0,83	Bituminoso alto volátil A	41,46	13161,18	2½	40,52 - 88,36	2,06
6	2,40	Bituminoso alto volátil A	39,95	13357	1½ y 3	35,14	18,68
7	1,26	Bituminoso alto volátil A	38,86	13098,67	1 y 3	7,28	8,59
8	1,75	Bituminoso alto volátil B a A	41,44	12666,19	1 y 2½	12,90 y 152,90	7,86
9	1,90	Bituminoso alto Volátil A	42,24	12901,50	1½ a 3½.	15,92 y 109,94	9,55
10	1,21	Bituminoso alto volátil A	39,49	11602,72	1 a 1½.	51,19 y 187,84	8,73
11	0,65	Bituminoso alto volátil B y A	41,27	11752,69	1 a 2	57,92 y 169,34	6,82
12	1,13	Bituminoso alto volátil B	35,78	9717,0	1	60,85	8,53
13	1,0	Bituminoso alto volátil B y A	41,34	11963,70	1½	47,28 - 90,49	4,66

**Proyecto de CBM y VAM:** En la mina de San Antonio es posible y recomendable la aplicación de técnicas y tecnologías para recuperar CBM y VAM, dado los altos niveles de metano reportados en las minas, que permitan desarrollar el proceso de oxidación del gas.

Es difícil la proyección de proyectos de utilización de metano únicamente mediante tecnología VAM, es así como otro tipo de técnica es CBM produce cantidades de gas mayores de forma que pueda ser rentable económicamente, sin embargo es importante tener en cuenta que la mayor cantidad de emisiones a la atmosfera (que es medible actualmente) es producida en los procesos de ventilación. Por lo tanto, para un proyecto de VAM debe ser más fácil conseguir financiación, créditos y apoyos. De todas formas es factible plantear proyectos combinados de VAM y CBM en una mina como la de San Antonio. Es necesario tener en cuenta que la implementación de cualquier tecnología requiere de estudios de prefactibilidad técnica y económica, que permita la implementación de proyecto piloto que genere rentabilidad a mediano plazo, con el valor agregado de beneficios de seguridad y ambientales.

A continuación se presenta en la Tabla 56 un resumen donde se describen las características de las zonas susceptibles para desarrollar un proyecto piloto y los criterios de selección.

Tabla 56. Características de las zonas carboníferas y criterios de selección.

Zonas	Áreas potenciales	Contenidos de metano (pie <sup>3</sup> /ton)	saturación de gas %	Numero de mantos y espesor	Geología estructural	Calidad del carbón	Organización y motivación Empresarial	Criterio de escogencia
<b>BOYACA</b>	Socotá al norte de Boyacá y Úmbita-Chinavita en el SW del departamento	100 pies <sup>3</sup> /ton a menos de 400 m de profundidad hasta 250 pies <sup>3</sup> /ton a más de 400 metros	Subsaturados (30)	5-7 mantos con espesores entre 1-2 metros	bloque pequeños y fracturadas	coquizables en Socotá, térmico en Chinavita	buena	No se escoge por tener estructuras pequeñas y fracturadas
<b>C/MARCA</b>	flanco W del sinclinal de Checua-Lenguazaque	mayores a 200 pies <sup>3</sup> /ton	—	12-14 mantos con espesores entre 1-2 metros	bloques medianos y moderadamente fracturados	térmicos, mantos inferiores coquizables	muy buena	Se escoge para área piloto por número de mantos, espesores, contenidos de gas, organización y posibilidad de CBM, CMM y VAM.
<b>ANTIOQUIA</b>	Amaga, Venecia	Bajos menores a 45 pies <sup>3</sup> /ton. fluctúan entre unos pocos pies <sup>3</sup> /ton a 100 pies <sup>3</sup> /ton varían con la profundidad	—	4-5 mantos entre 1 y 2 m	cuerpos ígneos incrementan el rango del carbón y por lo tanto el contenido de gas, baja continuidad entre bloques	térmicos	buena	Una posibilidad en Antioquia es utilizar el drenaje de las minas (VAM) para disminuir el riesgo de explosión y para producir energía.
<b>NORTE DE SANTANDER</b>	Sardinata, Tasajero, Catatumbo	no hay estudios directos de desorción de gas	—	8-10 mantos con espesores entre 0,5 y 2 m	grandes estructuras con buena continuidad	térmicos y coquizables	regular	No se escogió la zona de Norte de Santander por que no se conocen estudios directos de desorción de gas, y estudios adicionales, en las diferentes áreas carboníferas.

Tabla 54. Continuación.

Zonas	Áreas potenciales	Contenidos de metano (pie <sup>3</sup> /ton)	saturación de gas %	Numero de mantos y espesor	Geología estructural	Calidad del carbón	Organización y motivación Empresarial	Criterio de escogencia
<b>SANTANDER</b>	San Luis y Landázuri	—	—	15 mantos con espesores que alcanzan los 2m	grandes estructuras con buena continuidad	térmicos y coquizables	baja	La zona carbonífera de Santander se divide en 8 áreas carboníferas de las cuales el SGC ha hecho exploración de CBM en las áreas de San Luis y Landázuri .Estos resultados aún no se conocen por lo que es difícil evaluar las capacidades de la zona para CMM
<b>GUAJIRA</b>	Cerrejón, Rio Ranchería	se han reportado contenidos de gas entre 80 – 260 pie <sup>3</sup> /ton	50-70	hasta 40 mantos entre 0,7 y 8 m	grandes estructuras con buena continuidad	térmicos	muy buena	No se escogió porque en la zona no existen grandes explotaciones bajo tierra. Reservas 3 TPC
<b>CESAR</b>	La Loma y la Jagua de Ibérico	Se han encontrado contenidos cercanos a 200 pie <sup>3</sup> /ton	50	25 entre 0,5 y 7 m	grandes estructuras con buena continuidad	térmicos	muy buena	Aunque Drummond ha declarado la comercialidad de sus proyectos de gas, no se escogió dicha zona para el proyecto piloto porque no hay minería subterránea a gran escala. 3 TPC podrían ser recuperables
<b>CORDOBA</b>	San Jorge, Puerto Libertador, Ciénaga de Oro	ECOPETROL (2009) reporto valores por debajo de 15 pies <sup>3</sup> /ton	—	hasta 40 mantos entre 0,5 y 2,5 m	—	térmicos	regular	No se escogió la zona de Córdoba porque la información sobre CBM es muy poca

Tabla 54. Continuación.

Zonas	Contenidos de metano (pie <sup>3</sup> /ton)	saturación de gas %	Numero de mantos y espesor	Geología estructural	Calidad del carbón	Organización y motivación Empresarial	Criterio de escogencia
<b>DEMÁS ZONAS CARBONIFERAS</b>	—	—	variable		térmicos y coquizables	baja	Las demás zonas carboníferas no se consideraron para proyectos CMM por que no cuentan con estudios de CBM o porque no tienen minería subterránea significativa.

## **4. GUIA METODOLÓGICA PARA APROVECHAMIENTO DE GAS**

La presente guía metodológica tiene como fin orientar sobre los aspectos técnicos, económicos, ambientales, sociales y administrativos que se deben tener en cuenta para realizar un proyecto piloto de aprovechamiento (CMM, VAM y AMM) de gas metano en el área seleccionada correspondiente a los Contratos de Concesión No 2505 y 867T, ubicados en el área de Guachetá, Cundinamarca.

### **4.1.- FASE PLANEACIÓN**

#### **4.1.1.-Diagnóstico y Análisis de la Información Secundaria.**

La información secundaria actualmente disponible corresponde a los Programas de Trabajo y Obras de los Contratos de Concesión y los Planes de Manejo ambiental de las áreas de estudio y demás estudios técnicos que puedan poseer las empresa mineras que operan en el área piloto (estudios geológicos, de calidad de carbones, de ventilación y levantamientos topográficos), incluyendo topografía de superficie y labores subterráneas, geología local, labores técnicas, proyección de labores mineras, cronogramas de labores proyectadas, aspectos económicos y financieros de cada proyecto, medidas de mitigación, monitoreo y control de la operación minera. Se debe investigar acerca de posible información adicional en entidades tales como: Agencia Nacional de Hidrocarburos- ANH; Servicio Geológico Colombiano-SGC; Empresa Colombiana de Petróleos -ECOPETROL; Agencia Nacional de Minería- ANM; Universidades ( UPTC, Nacional de Bogotá, UIS, Nacional de Medellín, EAFIT).

Como resultado de la compilación se espera tener como mínimo la siguiente información Cartografía geológica compilada, cortes y columnas estratigráficas, análisis de la calidad del carbón, resultados de contenidos de gas, saturación, cromatografía, permeabilidad, cálculo de reservas de gas metano.

#### **4.1.2.- Información Primaria.**

La información primaria se captura de la exploración básica mediante trabajo de campo que permita corroborar y complementar a información secundaria. Con base en la cartografía geológica se deben identificar los sitios más probables para la ubicación de los pozos exploratorios.

## **4.2.- FASE EXPLORACIÓN**

### **4.2.1. Perforaciones Verticales.**

Las perforaciones verticales se realizan con el fin de obtener información primaria respecto a características del yacimiento de carbón y del gas metano asociado.

Como resultado de las perforaciones se debe obtener la siguiente información:

- ✓ Número, separación de mantos y espesor acumulado de carbón
- ✓ Contenido de gas de los mantos de carbón y de los estratos adyacentes.
- ✓ Saturación y permeabilidad de gas en capas de carbón y en estratos adyacentes.
- ✓ Calidad y rango del carbón
- ✓ Contenidos de metano - (cromatografía)
- ✓ Origen del carbón (análisis isotópico)
- ✓ Determinación de reservas de gas metano asociado a los mantos de carbón.

### **4.2.2 Perforaciones Horizontales**

Se busca determinar la factibilidad de recuperación de gas al interior de las labores mineras, a tasas económicas y con concentraciones que sean seguras para la recuperación, es decir superiores al 30%.

Como resultado se debe obtener información acerca de las tasas de desorción del gas metano presente en el carbón, saturación del gas, permeabilidad, concentración del gas.

### **4.2.3. Metano Presente en el Aire de Ventilación**

Con el fin de determinar la viabilidad de recuperación de gas metano presente en la ventilación se debe realizar un diagnóstico de la ventilación de las labores mineras identificando circuitos de ventilación, caudales, velocidades, eficiencia del circuito, proyecciones futuras, contenidos de gas actuales, proyección de contenidos de gas de acuerdo con el planeamiento minero.

Se busca determinar la cantidad de gas liberado a la atmósfera y la posibilidad de mitigar esta emisión en condiciones económicamente favorables y empleando los equipos adecuados, de menor costo y con la mayor eficiencia de proceso.

#### **4.3.- PREFACTIBILIDAD**

##### **4.3.1.- Pozo Piloto de Drenaje**

Con base en la información obtenida de los pozos exploratorios, se deberá establecer el sitio más adecuado para realizar la perforación del pozo piloto de drenaje de gas metano.

El pozo piloto deberá permitir establecer mediante las pruebas de bombeo, la viabilidad de que el gas fluya a tasas económicamente aceptables y deberá ser la base para calcular las reservas económicas de gas presentes en su área de influencia.

##### **4.3.2.- Proyección de costos y escenarios del proyecto.**

Se deben evaluar los costos de los diferentes escenarios posibles de utilización del gas, teniendo en cuenta costos de capital inicial, costos de reemplazo de equipos y costos de operación, con el fin de determinar la competitividad del proyecto en las condiciones del mercado actual y potencial. Se requiere realizar estimaciones y proyecciones financieras.

Los costos dependerán de la oferta disponible de los proveedores de tecnología y de la experticia de los técnicos, en el caso colombiano podrían ser altos debido a que el mercado de gas asociado al carbón se encuentra muy restringido por estar en su fase inicial D'Litte (2010), en su estudio sobre "*Identificación de tecnologías de CBM en Colombia*", presenta una lista extensa de compañías proveedoras y operadoras de tecnología para CBM, con representación en Colombia.

##### **4.3.3.- Evaluación de Mercado.**

Una vez determinada la potencialidad del yacimiento con la información de las etapas anteriores, se deberán determinar las oportunidades de consumo interno del gas metano producido por la empresa minera y las oportunidades de mercadeo externo en condiciones competitivas, ya sea para generación de energía, consumo como gas natural, calefacción, uso en plantas industriales, quemado final, teniendo en cuenta la posibilidad de participar en el mercado de bonos o créditos de carbono (D'Litte, 2010).

## **4.4. FACTIBILIDAD Y DISEÑO**

### **4.4.1.- Impactos ambientales y socio -económicos.**

Los aspectos más relevantes de los impactos que ocasionaría el proyecto tienen que ver con la disminución en las emisiones contaminantes del metano directamente a la atmosfera, como consecuencia del eficiente aprovechamiento del gas producido por la operación minera. El drenaje del metano también permitiría mejorar las condiciones de seguridad al interior de las labores al disminuir la concentración de metano y por consiguiente disminuir el riesgo de explosiones o deflagraciones del gas.

Una eventual utilización del metano para autogeneración de energía representaría una reducción en costos internos de electricidad, que en los proyectos mineros subterráneos representan entre el 8 y 10% de los costos de operación.

Estos aspectos económicos y medioambientales se deberán evaluar de fondo para cada escenario que se plantee dependiendo de los beneficios potenciales y de los efectos positivos y negativos del entorno de las áreas involucradas.

### **4.4.2.- Proyección y escenarios del proyecto.**

Los análisis de escenarios en los cuales se pueda desarrollar el proyecto se deberán surtir una vez sean resueltos los ítems anteriores. Se pueden plantear escenarios según las necesidades del área en la cual se realiza el proyecto, enfocándose en aspectos tales como generación de energía para autosuficiencia o comercialización local del gas, principalmente. Evaluación de aspectos legales.

De manera preliminar se plantea tres posibles escenarios: 1) drenaje previo a la minería- CMM, en las zonas donde no se ha realizado minería, en el contrato No. 867T. 2) CMM, en los frentes de la mina Casablanca, para drenar el gas y disminuir el riesgo de accidentes. 3) VAM, en la mina Casablanca aprovechando el sistema de ventilación computarizado que permite determinar los altos caudales y contenidos de gas en el aire de la mina.

El área en la cual se realizaría el proyecto cuenta con todas las autorizaciones ambientales y técnicas para operar. La minería en esta zona cuenta con más de 50 años de tradición, es motor generador de recursos para la economía local y nacional, lo que disminuye significativamente la posibilidad de que se presenten conflictos sociales o ambientales por el desarrollo de un proyecto de recuperación de gas.

#### **4.4.3.- Evaluación de Tecnologías.**

En Colombia no se conocen evaluaciones de tecnología para utilización de gas metano de minas subterráneas de carbón. Por lo tanto, cualquier proyecto piloto que se pretenda realizar para aprovechamiento del gas metano mediante el drenaje y/o ventilación (CMM- VAM – AMM), deberá tener en cuenta criterios de seguridad, ambientales y económicos establecidos por la normatividad vigente.

Con base en lo anterior, se debe evaluar la zona seleccionada para el proyecto piloto teniendo en cuenta las tecnologías disponibles para aprovechamiento del gas metano en el carbón, estas tecnologías se pueden dividir en cinco: 1) explotación del gas en los mantos de carbón a través de perforaciones verticales y/o horizontales (CBM), de manera muy similar a como se explota el gas natural asociado al petróleo; si está asociado a la minería se conoce como drenaje previo a la minería de carbón (CMM); 2) utilización del metano presente en las labores mineras durante la explotación del carbón (GOB hole-CMM); 3) captura del metano en el sistema de ventilación (VAM); 4) utilización del gas presente en las labores mineras abandonadas, posterior a la explotación de carbón (AMM).

La evaluación tecnológica para aprovechamiento de gas (CMM, VAM, AMM), depende de otros factores que deben ser analizados como: Transporte y procesamiento del gas, procesos de separación y enriquecimiento de gas, modelación del yacimiento basadas principalmente en contenidos de gas, saturación y permeabilidad.

En el estudio de D'Litte (2010), se analizan las diferentes aplicaciones de tecnología de aprovechamiento de gas metano en Colombia y se presenta una lista de proveedores y operadores de tecnologías de CBM.

#### **4.4.4.- Análisis financiero por escenarios.**

Se requiere determinar la fuente de adquisición de recursos financieros para implementar el proyecto, clasificando recursos propios y recursos de terceros, identificando fuentes y montos de financiamiento, plazos y tasas de los créditos, realizando el flujo de caja y determinando la rentabilidad de cada escenario. (ANH-Gems, 2013).

#### **4.4.5. Evaluación de Tecnologías.**

El gas desorbido de los mantos de carbón es diluido por los sistemas de ventilación de cada mina y liberado a la atmósfera directamente sin ningún tratamiento. Se propone realizar estudios para evaluar la posibilidad de emplear técnicas de pre-drenaje CMM, en zonas de proyección minera, mediante la perforación de tres pozos exploratorios de cerca de 1000 de profundidad que atraviesen toda la

secuencia carbonífera, se deben realizar ensayos de desorción en cada manto de carbón, determinar la permeabilidad, saturación del gas, realizar ensayos de isothermas de adsorción, determinar origen del gas, tipo de gas y determinar gas in place. Como parte de la exploración, también se deben hacer perforaciones horizontales subterráneas con los análisis de muestras respectivos a fin de evaluar una segunda forma de drenaje del gas CMM para reducir los riesgos de explosión en la mina. Las longitudes de dichas perforaciones deben ser superiores a 50 m. Con la información obtenida de las perforaciones es posible evaluar la factibilidad de un pozo piloto de producción para recuperación de gas. La realización de dichos pozos debe estar precedida por una fase de evaluación o cartografía geológica que precise con exactitud la ubicación de dichos pozos (Tabla 57).

Las primeras dos fases (planeación y exploración) deben estar compuestas por un equipo de geólogos e ingenieros, y los pozos de exploración no solamente deben incluir ensayos de desorción, sino también otros ensayos como: permeabilidad, análisis inmediatos, reflectancia de la vitrinita, isotopos, isothermas de saturación y cromatografía tal como lo indican el número de ensayos y el costo de la Tabla 57.

Tabla 57. Costos y número de ensayos de las diferentes fases de exploración, prefactibilidad y factibilidad en el área de Guachetá (Cundinamarca).

ACTIVIDAD	CANTIDADES	TIEMPO	PRODUCTO	COSTO (cop)
PLANEACIÓN: Recopilación primaria cartografía detallada	PERSONAL: 1 Director, 2 Geólogos, 1 Ingeniero en Minas, 1 Ingeniero de SIG, 5 Auxiliares campo	4 MESES	Generación de modelo geológico y ubicación de pozos	\$320.400.000,
	incluye costos de transporte, viáticos y elaboración del informe			
EXPLORACIÓN: Perforación de pozos verticales	3 Perforación para cálculo de reservas, incluido registros	4 meses	Perforación de 3 pozos verticales con muestreo y análisis especializado	\$2.065.000.000
	30 Pruebas de permeabilidad			
	60 Ensayos de laboratorio inmediatos			
	60 Análisis de reflectancia de vitrinita			
	60 Análisis de desorción (contenido de gas)			
	28 Muestreo y análisis de desorción en labores desarrollo minero			
	30 Análisis de isotopos (origen)			
	30 Análisis de isothermas para saturación			
	30 Análisis de cromatografía (composición)			
EXPLORACIÓN: Perforación de pozos horizontales	10 Perforación para cálculo de reservas	4 meses	10 perforación horizontales con muestreo y análisis especializado	\$1.673.500.000
	70 Pruebas de permeabilidad *			
	70 Ensayos de laboratorio inmediatos			
	70 Análisis de reflectancia de vitrinita			
	70 Análisis de desorción (contenido de gas)			
	70 Análisis de isotopos (origen)			
	70 Análisis de isothermas para saturación			
	70 Análisis de cromatografía (composición)			

Tabla 55. Continuación.

ACTIVIDAD	CANTIDADES	TIEMPO	PRODUCTO	COSTO (cop)
EXPLORACIÓN: grupo de profesionales de las perforaciones	1 Director, 3 Geólogos, 1 Ingeniero en Minas, 1 Ingeniero de SIG,	4 MESES	Descripción y análisis de perforaciones e integración al modelo geológico y los análisis de las muestras recolectadas para el cálculo de recursos gas metano. Ubicación del pozo piloto.	\$630.000.000
	incluye costos de transporte, viáticos y elaboración del informe			
PREFACTIBILIDAD: Perforación pozo piloto (perforación, revestimiento, cementación, bombeo)	1 Perforación para cálculo de reservas, incluido registros	12 meses	Muestreo y análisis de las muestras con la prueba de bombeo	\$2.276.000.000
	10 Pruebas de permeabilidad			
	20 Ensayos de laboratorio inmediatos			
	20 Análisis de reflectancia de vitrinita			
	20 Análisis de desorción (contenido de gas)			
	10 Análisis de isótopos (origen)			
	10 Análisis de isoterms para saturación			
	10 Análisis de cromatografía (composición)			
1 Pruebas de bombeo				
PREFACTIBILIDAD: perforación pozo piloto de aproximadamente 1,000 metros de profundidad	1 Director, 3 Geólogos, 5 técnicos de muestreo, 1 Ingeniero en Minas, 1 Ingeniero de SIG,	12 meses	Descripción y análisis de corazones y muestras de la perforación.	\$1.287.600.000
	incluye costos de transporte, viáticos y elaboración del informe			
PREFACTIBILIDAD: Proyección de escenarios CMM - VAM-AMM y evaluación de mercado	1 Director, 1 Experto internacional en CMM - VAM -AMM, 1 Experto evaluación de proyectos, 1 economista, ingeniero electro - mecánico, 1 Geólogo, 1 Ingeniero de minas	4 MESES	Análisis de información para determinar el escenario más favorable de utilización de gas metano asociado al carbón	\$736.000.000
FACTIBILIDAD Y DISEÑO	Diseño del proyecto, Tramite de permisos ambientales, Manejo de Servidumbres, selección de escenarios más favorables	8 MESES	Diseños de los montajes y permisos ambientales apropiados	
OPERACIÓN	Licitación, construcción y montaje, Montaje y Producción del pozo.	El tiempo, los productos esperados y el costo dependen de la fase de prefactibilidad y los escenarios proyectados		

Una vez terminada la exploración se debe adelantar la prefactibilidad que consiste en perforar un pozo piloto revestido y cementado para hacer la prueba de bombeo

y determinar los estudios económicos preliminares. De los diferentes escenarios posibles se debe escoger el (los) más favorables de las tres posibilidades que se han planteado en la zona (CMM-pre-drenaje externo, CMM interno y VAM) (Tabla 57).

Si el contenido del pozo piloto CMM-pre drenaje es favorable, se debe planear la construcción de una batería de pozos de drenaje que permita producir energía para autoabastecimiento y para comercializar el excedente. También se debe analizar la posibilidad de comercializar el gas directamente como gas domiciliario o industrial

El segundo escenario que se sugiere considerar es el drenaje CMM mediante perforaciones dirigidas desde dentro de la mina con el objetivo de drenar el gas y disminuir el riesgo de accidente. El CMM se sugiere en el área norte de la mina Casa Blanca, donde se han reportado altos concentraciones de metano.

El tercer escenario que se propone es la instalación de un sistema VAM en la mina Casa Blanca para aprovechar el moderno o sistema de ventilación y control instalado en la mina, para ello se deberá verificar mediante un estudio, la cantidad de metano que se está liberando a la atmósfera y la tecnología apropiada para convertirlo a dióxido de carbono. Para esto se sugiere las tecnologías: Termal y Catalítica. La tecnologíaTFRR que utilizan altas temperaturas para convertir el metano en CO<sub>2</sub> y agua y producir energía marginalmente a partir del calor generado. En una de las minas (San Miguel) el volumen de la ventilación es de 2.000 m<sup>3</sup>/día con una concentración de metano de ≈1%.

#### **4.4.6. Determinación de los perfiles técnicos.**

El grupo de trabajo deberá estar integrado por personal que tenga la capacidad para desarrollar un proyecto piloto de recuperación de metano de mantos de carbón de minas subterráneas de carbón, y por personal con amplia experiencia tales como: Director de proyecto, geólogos, ingenieros de minas, economista, experto en información geográfica, tecnólogos en toma de muestras. Se deberá buscar adaptar la experiencia internacional a las condiciones particulares del área.

#### **4.4.7. Cronograma**

Para la implementación y operación del proyecto se deberán tener en cuenta tanto las fases de planeación, pre-factibilidad, factibilidad, diseño, operación y duración del proyecto, dentro de un marco regulatorio nuevo, ya que al respecto no existe reglamentación, lo que en determinado momento podría generar obstáculos en temas sociales y/o ambientales traídos por las entidades reguladoras. La sola exploración complementaria podría tomar alrededor de año y medio y para que un proyecto entrara en operación requeriría un par de años (Tabla 57 y Tabla 58). La excepción es el VAM ya que parte del costo ya ha sido implementado con el sistema de ventilación y solo requeriría conectar el sistema de ventilación existente con la

tecnología apropiada para convertirlo a dióxido de carbono y producir energía con el calor remanente.

#### **4.4.8. Justificaciones del Proyecto Piloto.**

Dentro de las áreas seleccionadas se escogió la zona de Guachetá para el proyecto piloto debido a que está estructural y estratigráficamente mejor ubicada en el Sinclinal Checua- Lenguazaque y la Formación Guaduas, portadora de los mantos de carbones de mejor calidad razón por la cual las principales empresas productoras de carbón y coque están localizadas en el área. De acuerdo con los reportes de la ANM esta es una zona grisutosa, lo que favorece la implementación de un proyecto piloto.

Solamente en estas dos áreas que integran la propuesta se producen 41.000 toneladas mensuales de carbón bajo y medio volátil, vinculando cerca de 1200 trabajadores. El proyecto impacta positivamente en temas de seguridad minera y en disminución de emisiones contaminantes a la atmósfera.

Para realizar el proyecto piloto en esta área se requiere complementar la información, mediante la construcción de 3 a 5 pozos exploratorios que corten toda la secuencia estratigráfica (1000 metros cada uno aprox.), para obtener la siguiente información: Contenido de gas mediante ensayos de desorción, permeabilidad, saturación, origen, calidad del metano producido y composición del gas que permita calcular reservas de gas y determinar la potencialidad real del recurso a nivel de zona.

Para el aprovechamiento del gas se propone pre-drenaje CMM, en los sectores norte del Contratos de Concesión No 2505 otorgado a Uniminas S.A. y al sur y centro del Contrato de Concesión No 867T otorgado a Promincarg S.A.S, sectores de proyección minera incluidos en los Programas de Trabajo y Obras (PTOs).

También se recomienda CMM, en los frentes de la mina Casablanca, para drenar el gas y disminuir el riesgo de accidentes. Igualmente se recomienda VAM, en esta mina aprovechando el sistema de ventilación computarizado que permite determinar los altos caudales y contenidos de gas en el aire de la mina. El VAM disminuiría notablemente las emisiones de metano en la mina Casablanca.

Como factor importante para la probabilidad del montaje y puesta en marcha de un proyecto piloto en esta área, es que las empresas involucradas (Uniminas S.A. y Promincarg S.A.S) cuentan con capacidad organizacional y presentan gran interés en el proyecto de aprovechamiento de gas metano, porque su prioridad es la seguridad y manejo de medio ambiente. Estas empresas generan empleo y divisas para el país.

El proyecto piloto debe contar con colaboración de las entidades del estado para las etapas de investigación, financiación e incentivos.









## **5. LINEAS ESTRATÉGICAS A NIVEL NACIONAL PARA EL APROVECHAMIENTO DE GAS METANO ASOCIADO AL CARBÓN.**

### **5.1. LINEA ESTRATÉGICA 1. ESTANDARIZACION DE MUESTREO Y ANALISIS DE ENSAYOS RELACIONADOS CON EL GAS ASOCIADO AL CARBON.**

**LINEA DE ACCIÓN:** estandarización de procedimientos y ensayos para determinación de contenido de gas (desorción), permeabilidad, saturación, cromatografía.

**JUSTIFICACIÓN:** El país carece de normatividad para la toma de muestras y ensayos de laboratorio que permitan determinar con confiabilidad la cantidad, calidad y flujo a tasas comerciales. Lo anterior para determinar reservas probadas que aseguren la comercialidad de los proyectos.

### **5.2. LINEA ESTRATÉGICA 2. ESTANDARIZACION DE ESTIMACION DE RESERVAS COMERCIALES DE GMAC.**

**LINEA DE ACCIÓN:** A partir de los resultados del proyecto piloto determinar un estándar para estimar las reservas de gas metano asociado a los mantos de carbón.

**JUSTIFICACIÓN:** El país no cuenta con un estándar para estimar las reservas de GMAC, los trabajos hasta la fecha realizados para conocer el potencial que el país tiene de este gas corresponde a la categoría de Recursos, calculados como gas in place basados en los resultados obtenidos por los análisis de desorción sobre núcleos de perforación y en frentes de mina. Para que esta información trascienda a la categoría de Reservas se requiere en primer lugar adoptar un método de evaluación internacionalmente reconocido y aceptado, que en este caso vendría a ser el sistema PRMS y en segundo lugar realizar una campaña de perforación donde se identifiquen características tales como desorción, permeabilidad, saturación, composición del gas, comercialidad. Se debe recordar que en las campañas de perforación que se han realizado no se han evaluado la totalidad de los mantos presentes en las formaciones de carbón y solo se han realizado ensayos de desorción, lo cual no es suficiente para determinar la comercialidad del gas y por consiguiente para determinar las reservas del mismo. La utilización del sistema PRMS permitiría estandarizar el cálculo de las reservas de gas asociado al carbón para que se puedan certificar, sirvan de base en la determinación de factibilidad de los proyectos y así mismo se puedan comparar con reservas internacionales.

### **5.3. LINEA ESTRATÉGICA 3. DESARROLLO TECNOLÓGICO**

**LINEA DE ACCIÓN:** desarrollo de tecnologías para aprovechamiento de CBM, CMM, VAM Y AMM.

**JUSTIFICACIÓN:** El país carece de investigación y desarrollo tecnológico para recuperación del metano asociado a mantos de carbón en sus diferentes formas (CBM, CMM, VAM, AMM). Se requiere adaptar o crear tecnología acorde con la singularidad de los yacimientos colombianos, la forma como son aprovechados y la potencialidad real del recurso y la reserva de gas.

### **5.4. LINEA ESTRATÉGICA 4. DEFINICIÓN DE CUENCAS MINERAS GRISUTUOSAS**

**LINEA DE ACCIÓN:** identificación de cuencas mineras actual o potencialmente grisutuosas clasificándolas de acuerdo a sus posibilidades de generación de gas.

**JUSTIFICACIÓN:** A medida que la minería de carbón subterráneo va desarrollándose, se va profundizando, generando problemas asociados a emanación de metano de mayor dificultad para que sea diluido por los sistemas de ventilación. Se requiere conocer en profundidad el comportamiento del gas para prever su control en las labores mineras futuras y para considerar su comercialización.

### **5.5. LINEA ESTRATÉGICA 5. INVESTIGACIÓN DE EMISIONES ACTUALES DE METANO.**

**LINEA DE ACCIÓN:** Establecer una línea base de emisiones de metano ocasionadas por las minas de carbón de explotación subterránea y superficial.

**JUSTIFICACIÓN:** Con el fin de determinar el impacto en el ambiente que tendrá en un futuro cercano, la recuperación de gas metano asociado a los mantos de carbón en sus diferentes formas (CBM, CMM, VAM y AMM), se debe establecer una línea base que identifique la situación actual de emisiones de metano en las minas que están operando tanto en explotación superficial como en explotación subterránea. Esto servirá para contrastar el beneficio real de la recuperación de metano, por medio de las diferentes tecnologías disponibles en el mercado, que se adapten a las necesidades reales de los yacimientos de carbón colombianos

## **5.6. LINEA ESTRATÉGICA 6. ADMINISTRACIÓN DEL RECURSO GAS ASOCIADO AL CARBÓN.**

**LINEA DE ACCIÓN:** trabajo conjunto entre las diferentes entidades del estado y la empresa privada.

**JUSTIFICACIÓN:** A fin de poder desarrollar el CBM-CMM se sugiere un trabajo conjunto y coordinado entre las entidades del estado relacionadas con el tema (MINMINAS, SGC, ANH) y la empresa privada. Se sugiere que una sola entidad del estado (con las competencias técnicas pertinentes) sea la encargada de concesionar, seguir y administrar el gas asociado al carbón.

## **5.7. LINEA ESTRATÉGICA 7. SEGURIDAD JURÍDICA**

**LINEA DE ACCIÓN:** reglamentación para exploración y explotación de gas metano asociado a minas de carbón.

**JUSTIFICACIÓN:** Si bien es cierto que el artículo 59 del decreto 1886 establece la posibilidad de recuperación del gas metano presente en el yacimiento de carbón a consideración del titular minero, no existe reglamentación clara sobre la propiedad y comercialización del gas cuando este se encuentra en los títulos mineros ni la competencia institucional de evaluación y seguimiento al proceso.

## **5.8. LINEA ESTRATÉGICA 8. INCENTIVOS ECONÓMICOS.**

**LINEA DE ACCIÓN:** desarrollo de esquemas de incentivos para la exploración y explotación de gas metano asociado a mantos de carbón.

**JUSTIFICACIÓN:** Teniendo en cuenta que en el país no se está realizando exploración y/o explotación de gas metano asociado a mantos de carbón y que se requiere incentivar su desarrollo, se deben generar esquemas de incentivos para potencializar tanto la exploración como la explotación del gas ya sea con fines comerciales, de seguridad y/o ambientales. A fin de animar los proyectos pilotos y pioneros, se deben considerar diferentes formas de incentivos que pueden incluir: rebajas de impuestos, aportes del estado, depreciación de equipos, prioridad en el mercado, bonos ambientales, posibilidad de descontar de regalías los gastos de exploración.

## **5.9 LINEA ESTRATÉGICA 9. NORMATIVIDAD AMBIENTAL.**

**LINEA DE ACCIÓN:** reglamentación de medidas de mitigación o compensación por contaminación de metano a la atmósfera terrestre y para permiso de emisiones, en cabeza de las corporaciones autónomas regionales.

**JUSTIFICACIÓN:** El metano es un gas que contamina 21 veces más que el dióxido de carbono, por lo tanto se deben diseñar e implementar normas e incentivos tendientes a mitigar o compensar su emisión a la atmósfera de acuerdo con las normativas internacionales sobre emisiones de gas de efecto invernadero promulgadas por el IPCC (panel internacional sobre cambio climático). En el caso de metano emitido a la atmósfera por la explotación de carbón, se considera que aproximadamente el 70% del metano liberado se emite a la atmósfera por medio de la ventilación, argumento suficiente para buscar el control de estas emisiones.

## **5.10 LINEA ESTRATÉGICA 10. MERCADEO DE METANO ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN**

**LINEA DE ACCIÓN:** desarrollo de líneas de mercadeo para el gas metano asociado a mantos de carbón.

**JUSTIFICACIÓN:** Una vez se conozca la potencialidad real del gas metano asociado al carbón en el país y teniendo en cuenta las reservas de gas y la calidad del mismo, se debe buscar su mercadeo en condiciones de competitividad del sector.

## 6. CONCLUSIONES

- En el presente estudio se consideran varias posibilidades de gas asociado a explotaciones de carbón subterránea simultáneamente: para CBM (CMM pre-drenaje), en zonas donde se proyecta actividad minera; CMM en zonas donde se está desarrollando la minería; y VAM en zonas con altos contenidos de gas y buena infraestructura de ventilación.
- Las posibilidades de éxito aumentan si en una misma zona se consideran varias posibilidades simultáneamente como CBM en zonas donde no ha llegado la minera, CMM en zonas donde se está desarrollando la minería o se tiene proyectado realizarla y GOB HOLES en zonas donde ya se hizo la explotación, siempre y cuando se haya hecho un adecuado cierre para el aprovechamiento.
- Un proyecto piloto de CMM exitoso tendría un efecto tripartito al drenar el gas y evitar los accidentes, al producir energía y al reducir las emisiones de metano.
- Por los contenidos de gas y por la cercanía, en Colombia, los sitios con mejores posibilidades de CBM-CMM son el Cesar, la Guajira, Cundinamarca y Boyacá.
- En CMM, las mejores posibilidades están lo largo del flanco occidental del sinclinal de Checua-Lenguazaque (Cundinamarca y Boyacá), especialmente en las cercanías a las poblaciones de Cucunubá, Sutatausa y Guachetá donde los contenidos de gas ( $\approx 200$  pies<sup>3</sup>/ton), las reservas, la infraestructura, el número de mantos (entre 12 y 14) y el espesor de los mismos (entre 1 y 2 m) los hacen favorable para considerar la factibilidad de un proyecto piloto de producción de gas o de producción de energía.
- A fin de apoyar la nascente industria del CBM-CMM se requiere incentivos que ayuden a amortiguar los altos costos iniciales de estos proyectos. Esos incentivos podrían ir desde reducción de impuestos hasta depreciación de equipos y prioridad en el mercado del gas.
- La seguridad de las labores mineras subterráneas en Colombia está reglamentada por el Decreto No 1886 de 2015; por primera vez se define en un decreto el tema de la recuperación de gas metano como medida preventiva para evitar accidentes que puedan ser ocasionados por acumulación del gas al interior de las labores mineras subterráneas. Sin embargo, hace falta reglamentar las condiciones en las cuales se debería recuperar el gas metano, las técnicas que se deberán autorizar para recuperar el gas en condiciones seguras, la capacitación que deberá tener el personal que realice estas labores, de acuerdo con el Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo (SG-SST), los incentivos que se otorgarán para proyectos que recuperen el gas, el uso final que se dará al gas recuperado, entre otros aspectos. Sin una reglamentación clara los inversionistas no se sentirían animados ni confiados a invertir.

- Un incentivo importante es la legislación clara, por lo que la actual legislación se debe flexibilizar para permitir a las compañías mineras no solamente utilizar el gas para su beneficio (autoconsumo), sino también comercializarlo con venta directa o en forma de energía.
- La Agencia Nacional de Minería dispone de las estadísticas de accidentalidad en minería, a nivel de emergencias atendidas, personal herido o fallecido; no dispone de estadísticas que involucren índices de severidad, frecuencia y lesiones incapacitantes, los cuales presentan una manera distinta de ver la seguridad, al tener en cuenta estándares establecidos internacionalmente que permiten hacer un seguimiento riguroso a la seguridad minera en el país, a la gravedad de las lesiones y al tiempo perdido por causa de los accidentes laborales.
- La información de carácter económico respecto a proyectos de explotación de metano en el país es escasa, básicamente porque no existen proyectos que se encuentren operando; el tema lo lidera la empresa Drummond quien recientemente recibió por parte del gobierno nacional la licencia para explotar gas metano en el departamento de Cesar.
- Los esfuerzos por parte de las entidades del Estado se han enfocado en determinar el potencial de metano en las principales cuencas carbonífera del país, como elemento base para futuros proyectos de recuperación de metano. Se debe profundizar en estos estudios para estimar reservar y enfatizar en posibles escenarios y en la factibilidad técnico económico de los mismos.
- Polonia es un país líder y cuenta con gran reconocimiento a nivel internacional en la recuperación de metano a partir de las labores mineras subterráneas activas (CMM); la presencia de metano en cantidades importantes que ponen en riesgo la seguridad de las minas ha sido un factor determinante en el desarrollo de tecnologías para recuperar parte del gas y utilizarlo en procesos industriales. Sin la recuperación del metano mediante sistemas de drenaje no sería posible la explotación segura del carbón en las minas polacas, especialmente en las ubicadas en la parte alta de Silesia, ya que solamente la ventilación no es suficiente para realizar una explotación segura del carbón; en esta zona los sistemas de ventilación son inseparables de los sistemas de recuperación de metano. El apoyo decidido del gobierno polaco en el establecimiento de incentivos para captar, procesar y comercializar el gas ha sido una ventaja importante para que esta operación sea competitiva frente a las condiciones del mercado de gas.
- Para el cálculo de recursos in situ se sugiere que se utilice la versión sencilla del método gas in place (GIP) en etapas preliminares de la exploración, especialmente si no se conocen valores de permeabilidad y saturación.
- La metodología USGS para determinar la pre-factibilidad de un proyecto de recuperación de metano adiciona a la determinación de las reservas in place, la viabilidad de su recuperación con condiciones económicas competitivas y tecnología adecuada. La competitividad del proyecto se ve impactada también por el grado de afectación a las comunidades presentes en el área

de influencia y las restricciones para minar áreas impuestas por el estado o solicitadas por particulares.

- Tanto el USGS como el Servicio Geológico Colombiano coinciden en el método empleado para determinar los recursos y reservas de gas metano en un yacimiento de carbón; parten de la base de determinación de gas in place en núcleos de perforación, mediante ensayos de desorción de metano y su proyección al carbón utilizando una fórmula aplicada a la reserva base de mineral. Sin embargo, no tienen en cuenta características del yacimiento tales como la permeabilidad, la saturación del gas, composición del gas, los cuales son cruciales para identificación de áreas adecuadas para el desarrollo de proyectos de recuperación de metano. Consecuencia de lo anterior, los cálculos realizados en alcanzan la categoría de recursos si se evalúan por métodos de mayor aceptación a nivel internacional como el PRMS.
- De la versión China del cálculo de reservas se rescata la clasificación que utilizan para la complejidad estructural y estratigráfica ya que ayudaría a disminuir la incertidumbre.
- El drenaje previo de las zonas mineras o CMM reduce costos en el sistema de ventilación y evita emisiones de metano a la atmosfera, para su aplicación se requieren condiciones adecuadas de permeabilidad del reservorio, sobrepresión del reservorio y madurez termal con un rango del carbón no menor a bituminoso alto volátil A para asegurar buenos contenidos de gas.
- La recuperación de gas metano como CMM a nivel internacional se dio por la creciente necesidad de mejorar la seguridad de las minas debido a la alta accidentalidad por explosión o deflagración del gas, las altas tasas de desorción ocasionaron que se desarrollaran tecnologías complementarias a los sistemas de ventilación para poder realizar la explotación de carbón en condiciones seguras. La aplicabilidad de estas tecnologías a la minería colombiana dependerá de la necesidad real de extracción del gas como complemento a los sistemas de ventilación y teniendo en cuenta las concentraciones reales de metano en los yacimientos colombianos.
- Si se aplica el estándar chino para hacer drenaje previo, el límite de 20 m<sup>3</sup>/t (700 pies<sup>3</sup>/t) aparentemente es muy alto para Colombia ya que los estudios realizados hasta la fecha muestran contenidos que no sobrepasan los 300 pies<sup>3</sup>/t (8,5 m<sup>3</sup>/t).
- Comparando los proyectos mineros que operan en Colombia de manera subterránea con los proyectos desarrollados en otros países, donde se aprovecha el gas metano asociado a los mantos de carbón, la minería en Colombia es relativamente pequeña y con baja mecanización ya que muy pocas minas manejan tajo largo situación que limita o dificulta el aprovechamiento del gas metano.
- En Colombia, al igual que en México, las empresas petroleras no se han interesado en el CBM-CMM, por esto se debería legislar para que las empresas mineras puedan explotar, producir energía y comercializar el gas asociado al carbón, mediante incentivos.

- Los países productores de carbón tienen en su legislación, reglamentación respecto a la recuperación del metano y las condiciones en las cuales esta se debe dar; Colombia es una de las excepciones debido a que el tema no se ha abordado con el suficiente compromiso y no ha tenido el liderazgo efectivo para el desarrollo y aprobación de dicha normatividad. Se hace necesario crear mecanismos de incentivos para poder desarrollar tecnologías adecuadas a los yacimientos colombianos para la recuperación de metano por temas fundamentalmente de seguridad de las labores subterráneas y por compromisos de mitigar las emisiones contaminantes producidas por la emisión de metano directamente a la atmósfera.
- Además de permitir la comercialización del gas por parte de las compañías mineras, se deben considerar otros incentivos para uso del gas asociado al carbón como son: rebaja de impuestos, depreciación rápida de equipos, prioridad en el mercado, y beneficios por reducción de emisiones.
- Aunque no es posible utilizar a China como referente sobre los costos reales de los proyectos, debido a la intervención directa del estado en la mayoría de los proyectos y debido a la falta de información; si se comparte la idea de que los proyectos pilotos igualmente requerirán apoyo del estado, bien sea de manera directa o a través de incentivos como reducción de impuestos, prioridades en el mercado, etc.
- Polonia es uno de los países que más desarrollo tecnológico tiene respecto a la recuperación de metano como CMM, particularmente en las minas ubicadas en la parte alta de Silesia, que son las que presentan mayores concentraciones de metano. El gas recuperado es empleado para la generación de energía eléctrica, calefacción, motores a gas y apoyo a procesos industriales, en condiciones económicas favorables, generando valor agregado a la explotación del carbón. También se recupera gas GOB, gas de AMM y VAM. La recuperación del metano está apoyada por mecanismos de subsidios y compensaciones que mejoran la competitividad económica del proceso.
- Para la desgasificación del gas asociado al carbón en Socotá (Boyacá), se recomienda hacer drenaje previo a la minería (CBM). Durante la explotación minera se recomiendan perforaciones horizontales (CMM) dentro de la mina para drenar aún más las zonas donde pronto se explotara el carbón. Para las zonas explotadas (derrumbadas) donde ya se explotó el carbón, pero que aportan mucho gas y representan un riesgo, se recomienda pozos GOB.
- En el área de Cucunubá –Sutatausa, se recomienda, capturar el metano que es evacuado por los circuitos de ventilación de las minas subterráneas, consideradas como grisutosa, es decir mediante el aprovechamiento del metano en el sistema de ventilación VAM y CMM. Cabe anotar que es una tecnología difícil de desarrollar y costosa, por esta razón es necesario contar con incentivos económicos. Este método puede ser complementado con predrenaje y con pozos verticales en las zonas vírgenes del área minera.
- En Colombia se debe considerar hacer drenaje previo (CMM predrenaje) porque a medida que la minas se profundizan, aumentan los costos de

ventilación, lo que conlleva serias implicaciones económicas por el aumento del costo de la energía, por el aumento del riesgo y por la pérdida de producción.

- Para el área de Guachetá, se recomienda involucrar los contratos de concesión No 2505 y 867T donde se debe desarrollar un proyecto piloto para recuperación de metano CMM, con técnicas de pre-drenaje, con el fin de mejorar las condiciones de seguridad de los 1170 trabajadores que laboran en los dos contratos y para mitigar el impacto de emisión de metano de las 45.000 toneladas mensuales que se producen. Para ello se requiere realizar una campaña de perforación que incluya entre tres y cinco perforaciones con el fin de identificar saturación del gas, permeabilidad, cantidad de gas, isótopos y análisis petrográfico de los carbones.
- En Colombia, bajo las actuales circunstancias, la zona más favorable para el aprovechamiento del metano asociado al carbón en explotaciones bajo tierra y para la puesta en marcha de un proyecto piloto es Cundinamarca, especialmente el área de Guachetá por los contenidos de gas reportados, por el número y espesor de mantos y por la organización empresarial. Las otras zonas aunque tienen algunas condiciones favorables, necesitan desarrollar minería a nivel de mediana minería y tener una mejor organización empresarial y técnica.
- Algunas de las variables necesarias para elevar dichos recursos al rango de reservas (saturación, contenido de gas y permeabilidad) solo se pueden calcular durante las perforaciones, por lo tanto no hay forma de ajustar dichos recursos y en su mayoría se les debe reconocer como recursos prospectivos según la metodología PRMS.

## 7. REFERENCIAS

- Agencia de Protección Ambiental de EE.UU EPA-GMI (2016).www.epa.gov.
- Amaya, E.; Mariño, J. & Jaramillo C. (2010). Litofacies y ambientes de acumulación de la Formación Guaduas en la parte central de la Cordillera Oriental - implicaciones paleogeográficas. Boletín de Geología, UIS, v. 32, n. 1, p. 13-25.
- ANH-Arthur D Litte (2010). Análisis de tecnología y estrategia de promoción para desarrollos de Gas Metano Asociado al Carbón (CBM) en Colombia.
- ANH – ANTEK. (2015). Caracterización Hidrogeológica e Hidrogeoquímica de las Áreas con Potencial para Yacimientos no Convencionales de Hidrocarburos, Tipo Coalbed Methane –CBM.
- ANH – EAFIT. (2011). Valoración del potencial exploratorio CBM en la cuenca carbonífera de Amagá y Boyacá-Cundinamarca (Formación Guaduas). Convenio 014 de 2010. Bogotá.
- ANH- GEMS, 2013. Caracterización geológica y geoquímica de las doce zona carboníferas de Colombia con base en información existente y con adquisición de nuevos datos geoquímicos de los carbones colombianos para el diseño de áreas de exploración de CBM en colombina, 443P. Contrato 304 - 2012
- ANH- GEMS, 2013. Caracterización geológica y geoquímica de las doce zona carboníferas de Colombia con base en información existente y con adquisición de nuevos datos geoquímicos de los carbones colombianos para el diseño de áreas de exploración de CBM en colombina, 443P. Contrato 304 – 2012.
- ANH-UIS (2007) Prospectividad de la cuenca Cesar Ranchería
- ANH-Arthur D Litte (2010). Análisis de tecnología y estrategia de promoción para desarrollos de Gas Metano Asociado al Carbón (CBM) en Colombia.
- Balance of Mineral and Underground Water Resources (BMUWR) datos de 2010. www.usgs.gov.
- Carlier, E., y Camargo, R. (2012). Descripción litoestratigráfica y medición de volumen de gas metano asociado al carbón (GMAC) en núcleos de perforación en el pozo Chivatá-1 Municipio de Chivatá, Departamento de Boyacá. Trabajo de grado. UPTC Sogamoso, Ingeniería Geológica. Biblioteca UPTC.B

- CAYPA-GEOMINAS (2012) Análisis e interpretación de las muestras de gas asociados a la secuencia de carbón mina Caypa 2011.
- CONGRESO DE COLOMBIA, MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA (MINMINAS), Ley 685 de 2001, Por la cual se expide el Código de Minas y se dictan otras disposiciones. [www.congreso.gov.co](http://www.congreso.gov.co)
- CONGRESO DE COLOMBIA, MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE, Ley 99 de 1993. Por la cual se crea el Ministerio del Medio Ambiente, se reordena el Sector Público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables, se organiza el Sistema Nacional Ambiental, SINA, y se dictan otras disposiciones
- CONGRESO DE COLOMBIA, MINISTERIO DE SALUD Y PROTECCIÓN SOCIAL, Ley 1562 del 11 de julio de 2012, Por la cual se modifica el Sistema de Riesgos Laborales y se dictan otras disposiciones en materia de salud ocupacional.
- CONGRESO DE COLOMBIA, MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA (MINMINAS), Ley 685 de 2001, Por la cual se expide el Código de Minas y se dictan otras disposiciones
- CONGRESO DE COLOMBIA, MINISTERIO DE SALUD Y PROTECCIÓN SOCIAL, Ley 1562 del 11 de julio de 2012, Por la cual se modifica el Sistema de Riesgos Laborales y se dictan otras disposiciones en materia de salud ocupacional.
- Decreto No 1886 de 2015. Por el cual se establece el Reglamento de Seguridad en las Labores Mineras Subterráneas. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. 21 de septiembre de 2015.
- DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN, Consejo Nacional de Política Económica y Social, República de Colombia, Documento Conpes 3517 del 2008, Lineamientos De Política Para La Asignación De Los Derechos De Exploración Y Explotación De Gas Metano En Depósitos De Carbón
- DRUMMOND (2008). Drummond CBM experiencia en Colombia. Bucaramanga. Foro de energías alternativas e hidrocarburos no convencionales. Bucaramanga.
- ECOPETROL-UPTC (2000). Oportunidades de Obtención de Gas Asociado al Carbón en los alrededores del Municipio de Cúcuta. Cúcuta, Norte de Santander.
- Estándar chino Standard DZ/T 0216-2010. Citado por: Moore T. Summary of Gas from Coal in the People's Republic of China. Cipher Document 16-190, Brisbane, Australia.

- Fonseca, J. & López, L. (2003). Determinación del bloque con mejores de posibilidades del gas asociado al carbón en la zona carbónífera ubicada al nororiente del municipio de Sogamoso. Tesis de pregrado Escuela de Ingeniería Geológica, Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia. Sogamoso, Colombia.
- GEOMET. (1989). Geological manual for the evaluation and development of coalbed methane. Bogotá: ECOPETROL Editorial.
- GeoMet Inc (1994) Contrato de Asociación Patillal- ECOPETROL donde se perforaron 5 pozos exploratorios en el bloque Patillal Noreste, localizado en el municipio de Barrancas
- IEA-INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2013. Resources to Reserves 2013. Oil, Gas and Coal Technologies for the Energy Markets of the Future.
- INGEOMINAS. (2004). El carbón colombiano, recursos, reservas y calidad. Publicaciones geológicas especiales. Bogotá: INGEOMINAS. Recuperado de [www.ingeminas.gov.co](http://www.ingeminas.gov.co).
- INGEOMINAS – UPTC. (2010). El carbón y su potencialidad en la generación de gas metano, proyecto sub 09 – 24. INSTITUTO COLOMBIANO DE GEOLOGÍA Y MINERÍA INGEOMINAS. Bogotá.
- J. E. Mariño, “Desarrollo del CBM en Colombia,” in Mariño et al.: Gas asociado al carbón (CBM o GMAC). Geología, contenidos, reservas, minería y posibilidades en Colombia, pp. 110-130, Tunja, Colombia: UPTC, 2015.
- JORC, 2012. The JORC Code 2012 edition. Australasian Code for Reporting of Exploration Results, Mineral Resources and Ore Reserves. Prepared by the Joint Ore Reserves Committee of The Australasian Institute of Mining and Metallurgy, Australian Institute of Geoscientists and Minerals Council of Australia (JORC) [http://www.jorc.org/docs/jorc\\_code2012.pdf](http://www.jorc.org/docs/jorc_code2012.pdf).
- Kim, A.G. (1977). Estimating methane content of bituminous coalbeds from adsorption data. USA: US Bur. Mines, Rep. Invest. 8245. 22 p.
- Ley Minera de 1992. Congreso de los Estados Unidos Mexicanos. 26 de junio de 1992. [www.gov.camaradediputados.mex](http://www.gov.camaradediputados.mex)
- Martínez, Y. A. (2012). Determinación de la composición de los gases asociados a mantos de carbón en las áreas de Ubaté y el Cerrejón por medio de cromatografía de gases. Trabajo de Grado, Escuela de Química. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga.

MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO (MINHACIENDA), Decreto 4923 del 2011, Por el cual se garantiza la operación del Sistema General de Regalías

MINISTERIO DEL TRABAJO, Decreto 1072 de 2015, Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Trabajo. [www.mintrabajo.gov.co](http://www.mintrabajo.gov.co).

Mojica, L., & Mariño, J. (2013). Estado de la exploración y posibilidades de gas asociado al carbón (GAC) en Boyacá (Colombia). Boletín de Geología UIS, v. 35, n. 2, p. 31-43.

Moore, T. (2004). General introduction to coal bed methane. In First annual Illinois Basin coalbed symposium, The Midwest PTTC Center. Evansville, Indiana. Oklahoma, USA.

NATURGAS (2010) La ANH y el desarrollo de la industria de gas. Conferencia. Recuperado de: <http://www.anh.gov.co/Sala-de-Prensa/Presentaciones>.

Pitre, D. & Noppe, H. (2003). Determinación del bloque con mejores posibilidades del gas asociado al carbón en el sector SE de Sogamoso. Tesis de pregrado Escuela de Ingeniería Geológica, Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia. Sogamoso, Colombia.

PRMS, 2011. Petroleum Resources Management System, Society of Petroleum Engineers, American Association of Petroleum Geologists, World Petroleum Council, and Society of Petroleum Evaluation Engineers. (U.S. Geological Survey, circular 891, 1992).

SGC- Rincon, M., Gómez, H. & Monroy, W. (2010). El carbón, muestreo, análisis y clasificación de recursos y reservas. Bogotá: INGEOMINAS.

SGC-UPTC (2011) Exploración gas metano asociado al carbón GMAC. área Checua-Lenguazaque. sector Boquerón de Tausa-La Pluma, Cucunubá.

SGC-UPTC. 2012. Exploración de recursos energéticos, la exploración de gas metano asociado al carbón (GMAC o CBM) en un polígono de 200 km<sup>2</sup>, en los municipios de Guachetá, Ráquira y Samacá en los departamentos de Cundinamarca y Boyacá. Proyecto de investigación conjunta entre el Servicio Geológico Colombiano SGC y la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia UPTC.

SGC-UPTC (2013) Exploración gas metano asociado al carbón. área Tasco-Socotá. UPTC-sede Sogamoso

SGC-UPTC, -Servicio Geológico Colombiano, 2014. Exploración Gas Metano Asociado Al Carbón. Área Úmbita-Rondón. Bogotá, diciembre de 2014.

- SOUZA, L., COSTA, F. and KOPPE J., 2004. Uncertainty Estimate in Resources Assessment: A Geostatistical Contribution. Natural Resources Research, Vol. 13, No. 1, International Association for Mathematical Geology.
- SPE-Society of Petroleum Engineers, 2011. Guidelines for application of the Petroleum Resources Management System. pp. 221, [http://www.spe.org/industry/docs/Petroleum\\_Resources\\_Management\\_System\\_2011.pdf](http://www.spe.org/industry/docs/Petroleum_Resources_Management_System_2011.pdf)
- UNAL –Gobernación de Antioquia (2013) “Determinación del grado de explosividad del polvo de carbón y cuantificación del contenido de gas metano en los mantos de carbón de la cuenca de Sinfaná”
- USEPA – GMI, 2014. Legal and Regulatory Status of CMM Ownership in Key Countries: Considerations for Decision Makers.
- USEPA, U.S. Environmental Protection Agency (2016). (Coal Mine Methane (CMM) Finance Guide).[www.epa.gov](http://www.epa.gov).
- USGS, 2004. Total petroleum system and assessment of coalbed gas in the Powder River Basin Province, Wyoming and Montana. (USGS, ed), USGS DDS-69-C.
- USGS, 2004. Total petroleum system and assessment of coalbed gas in the Powder River Basin Province, Wyoming and Montana. (USGS, ed), USGS DDS-69-C.
- Wood Jr, G. H., Kehn, T. M., Carter, M. D., & Culbertson, W. C. (1983). Coal resource classification system of the US Geological Survey: US Geological Survey Circular 891, 65 p.
- Zuber, M. & Boyer, C. (2001). Evaluación de los depósitos de metano en capas de carbón. En M. Zapatero, F. Pendas & J. Loredó (eds.). Exploración, evaluación y explotación del metano de las capas de carbón. España: Instituto Geológico y Minero de España.
- USEPA, U.S. Environmental Protection Agency (2016). (Coal Mine Methane (CMM) Finance Guide).