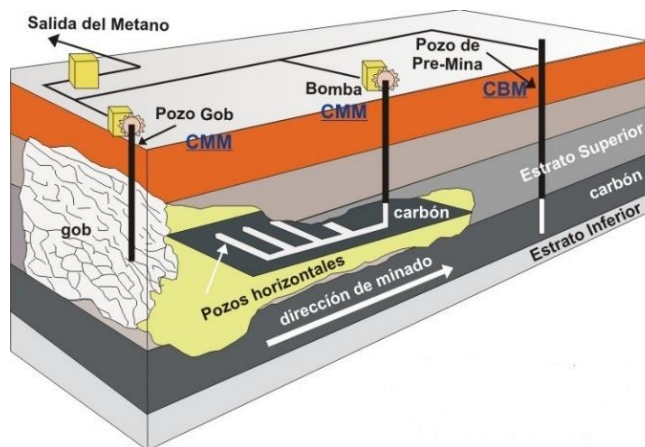


ESTRATEGIAS PARA EL APROVECHAMIENTO DEL GAS METANO ASOCIADO A LOS MANTOS DE CARBÓN EN EXPLOTACIONES BAJO TIERRA



INFORME EJECUTIVO 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	7
1. OBJETIVOS DEL PROYECTO.....	9
2. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN SECUNDARIA A NIVEL NACIONAL ..	10
- Análisis de la Zona Cundinamarca	13
3. METODOLÓGICAS INTERNACIONALES PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS Y SU VIABILIDAD DE APLICACIÓN EN EL CONTEXTO NACIONAL.....	19
3.1. Petroleum Resources Management System – PRMS.....	19
3.2. Metodología del Código JORC.....	20
3.3. Método Gas In Place – GIP.....	20
3.4. Metodología China.....	21
3.5. Metodología U.S. Geological Survey.....	21
4. LÍNEA BASE DE INFORMACIÓN SECUNDARIA SOBRE EL GAS ASOCIADO AL CARBÓN EN COLOMBIA.....	23
4.1. Recursos	23
4.2. Tipos de gases o Cromatografía.....	23
4.3. Isotermas de Adsorción.....	24
4.4. Isótopos.....	24
4.5. Permeabilidad	25
4.6. Complejidad Geológica.....	25
5. LINEAMIENTOS DE AJUSTES A CÁLCULOS REALIZADOS	26
6. INFORMACIÓN SECUNDARIA A NIVEL INTERNACIONAL.....	27
7. SELECCIÓN DE ZONAS CARBONÍFERAS PARA DESARROLLAR PROYECTOS DE APROVECHAMIENTO DE GAS METANO EN COLOMBIA.	29
8. TÉCNICAS Y TECNOLOGÍAS APLICADAS A LA MINERÍA COLOMBIANA.	30

8.1. Drenaje de gas Previo a la Minería del Carbón – CBM (Coal Bed Methane).....	30
8.2. Drenaje Durante la Operación Minera (CMM-Gob Wells-VAM).	30
8.3. Metano en Minas Abandonadas- AMM (Abandoned Mine Methane). .	31
8.4. NORMATIVIDAD INTERNACIONAL Y SU APLICABILIDAD EN EL CONTEXTO NACIONAL.....	32
9. METODOLOGÍAS DE PREFACTIBILIDAD TECNICO-ECONÓMICA PARA PROYECTOS.....	35
9.1. Metodología aplicada por- EPA- GMI.....	35
9.2. Metodología aplicada por China.....	35
9.3. Metodología aplicada en México	35
9.4. Metodología aplicada en Australia	36
10. GUIA METODOLÓGICA PARA APROVECHAMIENTO DE GAS	37
10.1. FASE PLANEACIÓN.....	37
10.2. FASE EXPLORACIÓN.....	37
10.3. PREFACTIBILIDAD	37
10.4. FACTIBILIDAD Y DISEÑO.....	37
11. LINEAS ESTRATÉGICAS A NIVEL NACIONAL PARA EL APROVECHAMIENTO DE GAS METANO ASOCIADO AL CARBÓN.....	44
11.1. LINEA ESTRATÉGICA 1. ESTANDARIZACION DE MUESTREO Y ANALISIS DE ENSAYOS RELACIONADOS CON EL GAS ASOCIADO AL CARBON.	44
11.2. LINEA ESTRATÉGICA 2. EVALUACIÓN DE LA POTENCIALIDAD REAL DE LAS RESERVAS DE GMAC.....	44
11.3. LINEA ESTRATÉGICA 3. DESARROLLO TECNOLÓGICO.....	44
11.4. LINEA ESTRATÉGICA 4. DEFINICIÓN DE CUENCAS MINERAS GRISUTUOSAS.....	45
11.5. LINEA ESTRATÉGICA 5. INVESTIGACIÓN DE EMISIONES ACTUALES DE METANO.....	45
11.6. LINEA ESTRATÉGICA 6. ADMINISTRACIÓN DEL RECURSO GAS ASOCIADO AL CARBÓN.	45
11.7. LINEA ESTRATÉGICA 7. SEGURIDAD JURÍDICA.....	46
11.8. LINEA ESTRATÉGICA 8. INCENTIVOS ECONÓMICOS.....	46
11.9. LINEA ESTRATÉGICA 9. NORMATIVIDAD AMBIENTAL.....	46
11.10. LINEA ESTRATÉGICA 10. MERCADEO DE METANO ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN.....	47

12.	CONCLUSIONES.....	48
13.	BIBLIOGRAFIA.....	52

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1. Pozos perforados en Boyacá, reportados en el estudio realizado por la ANH- EAFIT (2011).	10
Tabla 2. Pozos perforados en Boyacá, reportados en los estudios realizados por la SGC-UPTC (2012, 2013 y 2014).	10
Tabla 3. Contenido promedio de gas en municipios de Boyacá.....	12
Tabla 4. Pozos perforados en Cundinamarca, reportados en los estudios realizados por la ANH- EAFIT (2011) y por la SGC-UPTC (2011).	13
Tabla 5. Pozos perforados en Antioquia, reportados en los estudios realizados por la ANH- EAFIT (2011) y por la SGC-UPTC (2014).	14
Tabla 6. Pozos perforados en Guajira, reportados en los estudios realizados por (2012)-GEOMINAS (2012).	15
Tabla 7. Calculos de recursos probables en sectores del Cerro Tasajero aledaños a Cucuta.	16
Tabla 8. Criterios utilizados para el cálculo de gas in situ en los sinclinales de Zulia y Pamplona.....	16
Tabla 9. Diferentes cálculos de CBM en Colombia.	23
Tabla 10. Costos del proyecto piloto	38
Tabla 11. Cronograma que muestra las actividades y el tiempo que tardaría cada fase.	40

INTRODUCCIÓN

La Unidad de Planeación Minero Energética- UPME y el Consorcio EG- Carbón – Metano, celebraron el contrato de consultoría No. 004 de 2016 para elaborar el proyecto denominado “*Realizar un estudio de estrategias para el aprovechamiento de gas metano asociado a los mantos de carbón en explotaciones bajo tierra*”. Para el cumplimiento de los objetivos se desarrollaron las siguientes actividades: 1) 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 técnicos, ambientales, legales, económicos y de seguridad. 2) Analizar la viabilidad de aplicación en el contexto nacional de las metodologías estándares para el cálculo de recursos y reservas; lineamientos para ajustar los cálculos realizados en Colombia técnicas y tecnologías de aprovechamiento; normatividad y reglamentación; análisis de prefactibilidad técnico económica e identificación de proyectos; metodologías internacionales de prefactibilidad técnico- económica de proyectos; proyectos exitosos de aprovechamiento a nivel internacional.

Con base en los diagnósticos y análisis de la información secundaria sobre gas metano asociado a minas de carbón a nivel nacional de las 12 zonas carboníferas, se seleccionaron las áreas con mayor susceptibilidad para desarrollar un proyecto piloto de aprovechamiento de gas metano asociado a minas subterráneas de carbón (CMM, VAM y AMM). La áreas identificadas con mayor nivel de conocimiento y mejores condiciones técnicas son: En el departamento de Cundinamarca: Cucunubá-Sutatausa (Empresa Minminer S.A), Guachetá (Empresa Uniminas S.A y Promincarg S.A.S) Departamento de Boyacá: Socha- Socotá (Empresa Colombiana de Minerales Ltda) y Chinavita-Úmbita (Empresa Intercontinental de Carbones S.A.S). La selección de estas áreas se fundamentó en los estudios de investigación y en 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”), también 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, glosario que define la terminología del tema y referencias bibliográficas.

1. OBJETIVOS DEL PROYECTO.

1. 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.
2. 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).
3. Realizar un análisis de la viabilidad de aplicación de cada uno de los aspectos analizados al contexto Nacional.
4. 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.
5. Proponer lineamientos para ajustar los estudios de cálculo de recursos y reservas realizados en Colombia.
6. 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).
7. 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.
8. Definir líneas estratégicas de aplicación nacional para el aprovechamiento del gas metano asociado al carbón.

2. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN SECUNDARIA A NIVEL NACIONAL

En este capítulo se revisaron los estudios realizados sobre gas metano asociado a mantos de carbón por las instituciones públicas y privadas, estos estudios se centraron en las 12 zonas carboníferas de Colombia.

1. Zona de Boyacá: Se han realizado 14 pozos (Socota1 y 2; Paipa 1; Corrales 2; Samacá 1 y 2 ; Sogamoso 1; Umbita 1; Chinavita 1; Tunja 1 y 2; Ráquira 1; Chivata 1 y Cucaita 1). A continuación se relacionan en las Tablas 1 y Tabla 2.

Tabla 1. Pozos perforados en Boyacá, reportados en el estudio realizado por la ANH-EAFIT (2011).

FORMACIÓN GEOLOGICA	BLOQUE	POZO	PROFUNDIDAD (m)	CONTENIDO DE GAS (pies ³ /ton)	RECURSOS PROBABLES DE GAS (Giga pies ³)
Guaduas	Tunja- Paipa Duitama	Chivata 1	150-300	5-33	30
		Cucaita 1	36-256	11-65	
		Tunja 1	164-342	3-15	
		Tunja 2	75-269	1-3	
		Paipa 1	102-142	Cerca a cero	
		Samacá 1	219-248	2-6	
	Sogamoso- Jericó	Corrales 2	243-320	1-69	23
		Sogamoso 1	50-82	12-56	

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 pies³, y en el bloque Tunja-Paipa-Duitama, se calcularon 23 Giga pies³, para un total de 53 Giga pies³

Tabla 2. Pozos perforados en Boyacá, reportados en los estudios realizados por la SGC-UPTC (2012, 2013 y 2014).

Mantos Muestreados En Frente De Mina	Pozo	PROFUNDIDAD (M)	Contenido De Gas (Pies ³ /Ton)	Recursos Medidos De Gas (Bcf)
	Raquirá 1	171	2.83 - 87.94	0.14
Cisquera			7.41	
Vidriosa			25	

Tabla 2. Continuación.

Mantos Muestreados En Frente De Mina	Pozo	PROFUNDIDAD (M)	Contenido De Gas (Pies ³ /Ton)	Recursos Medidos De Gas (Bcf)
--------------------------------------	------	-----------------	---	-------------------------------

Siete Bancos			25	14
	Samacá 2	332	2.73 - 37.03	
Cisquera			46.16	
Manto Grande			3.32	
7 Bancos			53.84	
Ligada			37.03	
	Socotá 1	252-412	40-250	0.46
	Socotá 2	426-432	59-201	0.51
	Umbita 1	185-322	16-61	
	Chinavita 1	233-526	50-308	2.88

Para los sectores de los pozos Samacá 2 y Raquirá 1, 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 los sitios de las perforaciones de los pozos

Los mantos de carbón fueron muestras tomadas en frente de minas activas, cerca a los sitios de los pozos Raquirá 1 y Samacá 2, con el fin de corroborar los datos obtenidos de los núcleos de las perforaciones

Para los sectores de los pozos Socotá 1 y 2, 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.

Para los sectores de los pozos Umbita 1 y Chinavita 1, 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.

Ademas en el articulo titulado "**Estado de la exploracion y posibilidades de asociado al carbón**", se recopila toda la informacion disponible hasta el año 2013, sobre CMM, en los municipios de Boyacá.

Para el muestreo se siguió el método de USBM, y se determinaron por separado gas perdido, gas desorbido y el gas residual. Tabla 3.

Tabla 3. Contenido promedio de gas en municipios de Boyacá

Municipio	Profundidad metros (m)	Gas Perdido (pie ³ /ton)	Gas desorbido (pie ³ /ton)	Gas Residual (pie ³ /ton)	Gas Total (pie ³ /ton)	Gas Total libre de materia mineral (pie ³ /ton) y (cm ³ /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

- Análisis de la Zona de Boyacá.

En Boyacá, el contenido de gas aumenta con la profundidad y el rango del carbón, característica que se evidencia en los carbones coquizables de la zona de Socotá donde se midieron contenidos de gas metano que alcanzan los 250 pie³/ton a profundidades cercanas a 400 m.

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 cobertura 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.

Los contenidos de gas, específicamente el porcentaje de metano, se ha encontrado que esta 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.

2. Zona de Cundinamarca: Se han realizado 6 pozos (Cucunubá 1, 2 y 3; Sutatausa 1; Guatavita y Ventaquemada). A continuación se relacionan en la Tabla 4.

Tabla 4. Pozos perforados en Cundinamarca, reportados en los estudios realizados por la ANH- EAFIT (2011) y por la SGC-UPTC (2011).

Bloque	Mantos Muestreados en Mina	Pozo	Profundidad (M)	Contenido de Gas (Pies ³ /Ton)	Recursos Probables de Gas (Giga Pies ³)
Flanco Occidental Checua - Lenguazaque		Cucunubá 1	377	5-33	350
		Cucunubá 2			
		Cucunubá 3	300	10-79	
		Sutatausa 1	233	10-72	
	Ciscuda			87	
Suesca Albaracín -		Guatavita		6-31	316
		Ventaquemada		11-59	

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 pies³/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 6-31pies³/ton y Ventaquemada 11-59 pies³/ton), se han encontrado en zonas con alta complejidad estructural y bajas profundidades.

- Análisis de la Zona Cundinamarca.

De acuerdo a los contenidos de gas, al número(12 a 14 manos), espesor de los mantos (0.4 a 2 m) y a la mejor disposición estructural, el área Carbonífera de 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°..

3. Zona de Antioquia: Se han realizado 3 pozos (Venecia 1; Torre Blanca y Rincón Hondo). A continuación se relacionan en la tabla 5.

Tabla 5. Pozos perforados en Antioquia, reportados en los estudios realizados por la ANH- EAFIT (2011) y por la SGC-UPTC (2014).

Mantos Muestreados en Mina	Pozo	Profundidad (M)	Contenido de Gas (Pies ³ /Ton)
	Venecia		
	Torre Blanca	500	102
	Rincón Hondo		
Manto 2 (mina San Fernando)		Longitudes 075, 1,75, 9,75 y 24,78 m	160

- Análisis de la Zona de Antioquia

Los contenidos de CBM en Antioquia van entre unos pocos pies³/ton a 100 pies³/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 pies³/ton de gas total libre de materia mineral. Los valores más bajos de contenidos, se han encontrado en el pozo de Rincón Santo.

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 CO₂ 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.

4. Zona de la Guajira.

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 Patilla- ECOPEPETROL, describen las etapas desde el año 1994, donde se perforaron 5 pozos exploratorios en el bloque Patilla Noreste, localizados en el municipio de Barrancas. Con estos resultados se identificaron contenidos de gas metano entre 200 y 300 pies³ /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 (ECOPEPETROL –UPTC 2001).

En la zona se han realizado 5 pozos en el área de la mina Caypa localizada en Cerrejón Central (Pozo 3; Pozo 4; Pozo 7; Pozo 8; Pozo 9) A continuación se relacionan en la Tabla 6.

Tabla 6. Pozos perforados en Guajira, reportados en los estudios realizados por (2012)-GEOMINAS (2012).

Formación Geológica	Cuenca	Pozo	Profundidad (M)	Contenido de Gas (Pies ³ /Ton)
Los Cuervos	Cesar - Ranchería	3	6-150	26-240
		4	5- 150	16-125
		7	15-177	11-43
		8	36-229	13-25
		9	85-308	9-56

-Análisis de la Zona de la Guajira.

En la zona de la Guajira considerable información corresponde a la realizada por empresa privada, por esta razón no se tiene acceso a los resultados de análisis.

Las muestras analizadas del sector de la mina la Caypa, indican una alta variabilidad en el contenido de gas que van desde 3 pie³/ton hasta 263 pie³/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 3, 4, 5 y 6.

El contenido de gas en los respaldos arcillosos oscilan entre 3– 47 pie³/ton, volúmenes menores a los observados en los mantos de carbón.

Los mayores contenidos de gas, se encontraron en los mantos mas profundos (M40, M45, M50), en los cuales se alcanzaron valores entre 80 – 260 pie³/ton, que pueden ser considerados gasosos a pesar de que no alcanzaron valores superiores a 353 pie³/ton (10 m³/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.

5. Zona Cesar.

En la zona del Cesar, la información evaluada corresponde a la obtenida de presentaciones realizadas por la empresa Drummond. Donde se presentan todas las actividades desarrolladas dentro del contrato de la Loma, donde se han realizado 23 pozos de prueba y 5 pozos de producción.

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 (Tera pies cúbicos), podrían ser volúmenes potencialmente recuperables.

- Análisis de la Zona Cesar.

Teniendo en cuenta los contratos celebrados para la exploración y aprovechamiento de CBM La zona cuenta con estudios de gas metano a nivel de empresa privada. Se han calculado recursos aproximados de 3,4 TCF,

potencialmente recuperables. Se adelantan proyectos pilotos en el Bloque la Loma.

6. Zona Norte de Santander.

El objetivo final del estudio realizado por Ecopetrol- UPTC (2000), 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 (Tabla 7). El sector para realizar este estudio fue escogido por las cercanías a la ciudad, por el espesor de los mantos y por su forma anticlinal.

Tabla 7. Cálculos 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.G.Máx: 535 scf/t	C.G.Mín: 300 scf/t	C.G.Máx: 535 scf/t	C.G.Mín: 300 scf/t	C.G.Máx:535 scf/t
1. Tasajero	3.18x10 ¹¹	7.6 x10 ¹¹	3.8 x10 ¹¹	8.4 x10 ¹¹	1.2 x10 ¹¹	2.0 x10 ¹¹
2.San Faustino	1.09x10 ¹¹	1.98x10 ¹¹	1.34x10 ¹¹	2.4 x10 ¹¹	3.6 x10 ¹⁰	6.2 x10 ¹⁰
3. Mucurera	3.7 x10 ¹¹	6.6 x10 ¹¹	1.3 x10 ¹¹	3.6 x10 ¹¹	2.3 x10 ¹⁰	4.2 x10 ¹⁰
4. Anticlinal Sinclinal de Cúcuta	8.12 x10 ¹¹	1.5 x10 ¹²	2.9 x10 ¹¹	5.1 x10 ¹¹	9.9 x10 ¹⁰	1.7 x10 ¹¹
5. Villa del Rosario	1.2 x10 ¹⁰	2.2 x10 ¹¹	1.2 x10 ¹⁰	2.1 x10 ¹⁰	3.9 x 10 ⁹	7.0 x 10 ⁹
SUBTOTALES	1.6 x10¹²	3.3 x 10¹²	9.4 x 10¹¹	1.9 x 10¹²	2.8 x 10¹¹	4.8 x 10¹¹
TOTAL	Mínimo 2.82 x 10 ¹² scf = 2.82 TCF			Máximo: 5.6 x 10 ¹² scf = 5.6 TCF		

En el mismo estudio se realizó el cálculo del volumen de gas asociado a carbón, en el cerro Tasajero, como se resume en la Tabla 8.

Tabla 8. Criterios 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 ²)	2325
Área de la estructura (Km ²)	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 ⁹ Ton)	6.97 - 13.9
Contenido de gas por Isoterma (ft ³ /ton)	147.2 - 388.5
Gas in place (TCF)	2.38-472
Profundidad de la Formación Carbonífera (m)	Superficie- 1700 Superficie – 1700Superficie-1700

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 des 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 ripios 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: 2.82×10^{12} scf ó 2.82 TCF y un máximo de: 5.6×10^{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: 3.44×10^{10} scf ó 0.03 TCF y un máximo de 6.3×10^{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.

7. Zona de Santander.

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.

En el departamento de Santander, se ha evaluado el potencial del recurso en las áreas de El Carmen de Chucurí (Santander, año 2015) y actualmente se adelantan estudios en el área Landázuri-Vélez (Santander). Las áreas de estudio se localizan en 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, con profundidades 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 realizaron 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.

Las zonas de Córdoba, Cauca, Valle del Cauca, Bordo Llanero y Amazonia no cuentan con estudios de investigación sobre el gas metano asociado a mantos de Carbón.

3. METODOLÓGICAS INTERNACIONALES PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS Y SU VIABILIDAD DE APLICACIÓN EN EL CONTEXTO NACIONAL.

En este capítulo se evalúan y se analiza la aplicabilidad de las metodologías para el cálculo de reservas del gas metano asociado a mantos de carbón, para Colombia. Estas metodologías son: 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. Petroleum Resources Management System – PRMS.

El sistema de PRMS, es el método más utilizado para el cálculo de recursos y reservas de gas asociado al carbón, en la mayoría de países que desarrollan proyectos de aprovechamiento de CBM. Este método se recomienda utilizar este método para el cálculo de recursos y reservas en los estudios Colombianos., por contar con las siguientes ventajas:

- ✓ 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.
- ✓ 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.

3.2. METODOLOGÍA DEL CÓDIGO JORC.

Esta metodología es utilizada especialmente para el cálculo de recursos y reservas de mantos de carbón, siendo esta su principal desventaja, porque se base en la determinación de volúmenes de roca y no considera el contenido de gas ni la permeabilidad.

Sin embargo, cuenta con ventajas, que permitirían su utilización teniendo en cuenta la complejidad geológica de Colombia.

- ✓ 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.

3.3. MÉTODO GAS IN PLACE – GIP.

El método GIP se utilizó en Colombia en 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 este estudio se calcularon los recursos y los contenidos de gas a diferentes profundidades a partir de las Isotermas obtenidas o calculadas. Una desventaja de utilizar isotermas es que reportan valores superiores a los encontrados, por esta razón la mayoría de los carbones Colombianos están sub-saturados (Mariño et al., 2015).

En otros casos, cuando no se tiene las 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 Colombia, han demostrado que la curva de Kim no se puede extrapolar, 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 los 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 debe tener 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.

3.4. METODOLOGÍA CHINA.

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.

3.5. METODOLOGÍA U.S. GEOLOGICAL SURVEY

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 asociado a mantos de carbón. El método utilizado permite determinar el gas in place o gas in situ mediante el empleo de métodos directos, que miden 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 CO₂ 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 milidarcy son asumidos como no económicos. Este indicador también afecta directamente la estimación de reservas y su clasificación.

4. LÍNEA BASE DE INFORMACIÓN SECUNDARIA SOBRE EL GAS ASOCIADO AL CARBÓN EN COLOMBIA.

Para sugerir ajustes a los cálculos de recursos y reservas realizados en los estudios en Colombia, inicialmente se revisan los resultados obtenidos de algunas variables importantes que se deben considerar previamente: 1) recursos 2) Cromatografía 3) Saturación 4) Contenido de gas, 5) Permeabilidad y 6) Complejidad estructural.

4.1. RECURSOS

Existe gran controversia sobre los criterios utilizados para el cálculo de los recursos en Colombia, algunos se han realizado a partir de mediciones indirectas y se han calculado para bloques muy grandes, igualmente se ha utilizado cálculos para carbón y también como place in place. Lo anterior ha generado cálculos diferentes para las zonas que generan expectativas (Tabla 9).

Tabla 9. 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 ³)	Carbón (Gtom)	CBM (Teras pies ³)	CBM Recuperable (Teras pies ³)	CBM (Teras pies ³)
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		
TOTAL	22497	16,04	51	18	7,5	5,622

Fuente: (Mariño et al., 2015).

En Cundinamarca los diferentes cálculos de recursos van desde más de 300 Gigas por bloque a cerca de 3 Gigas por pozo. En Boyacá los diferentes cálculos de recursos están de cerca de 30 Gigas por bloque a menos de 1 Giga por pozo.

4.2. TIPOS DE GASES O CROMATOGRAFÍA.

Los resultados de los pocos análisis de gases (cromatografía de gases) que se conocen, indican que el CBM del altiplano Cundiboyacense está compuesto en un 90 % de metano con pequeños porcentajes de CO₂, etano y nitrógeno. En algunos casos, el contenido de CO₂ es mayor al 10 %, y el contenido de nitrógeno está por encima del 3 %.

En los departamentos de Cesar y Guajira se ha encontrado 85 % de metano (CH₄) con pequeños porcentajes de CO₂ (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 H₂S 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 H₂S, 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.

4.3. 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 pies³/ton, pero los valores encontrados fluctúan entre 50 y 250 pies³/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 50-100 %, 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 isotermas 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.

4.4. Isótopos

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.

4.5. PERMEABILIDAD

La permeabilidad es el gran interrogante en Colombia porque no se conocen datos cuantitativos. El único dato de permeabilidad que se conoce es el de Geomet (1989) quienes expresaron que la permeabilidad en la zona de Patillal era baja, pero no se conoce el dato. Un estudio en Antioquia encontró valores entre 31 y 189 mD (UNAL-Gobernación de Antioquia, 2013).

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

4.6. 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.

5. LINEAMIENTOS DE AJUSTES A CÁLCULOS REALIZADOS

Las variables analizadas anteriormente muestran que el gas asociado al carbón que se ha cuantificado en el país no corresponde a reservas sino a recurso porque no cuentan con 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 hayan hecho ensayos de desorción y permeabilidad entre otros, se puede hablar de recursos contingentes

6. INFORMACIÓN SECUNDARIA A NIVEL INTERNACIONAL.

Se revisó la información 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. 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 pies³, 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 pies³. 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 pies³. La intensa explotación del carbón y sus efectos ambientales han 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 CO₂ 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 Polonia es que hay muchas minas con altas concentraciones de metano (más que 10 m³/ton) por lo que se consideran altamente grisutuosas (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 grisutosa con una relación de producción de gas aproximada de 10-15 m³ de gas por tonelada de carbón explotado, cuando el estándar mundial para una mina grisutuosas es de 10 m³ 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 (Gob hole-CMM).

7. SELECCIÓN DE ZONAS CARBONÍFERAS PARA DESARROLLAR PROYECTOS DE APROVECHAMIENTO DE GAS METANO EN COLOMBIA.

Con base en el diagnóstico de la información secundaria de cada una de las zonas, se seleccionaron cuatro zonas, que cuentan con las mejores posibilidades para el desarrollo de un proyecto piloto de aprovechamiento de gas metano asociado a mantos de carbón. Los criterios utilizados son:

- ✓ Nivel de información sobre gas metano asociado a mantos de carbón, en minería subterránea.
- ✓ Nivel de desarrollo tecnológico de la minería.
- ✓ Organización empresarial
- ✓ Ubicación con respecto a sitios poblados
- ✓ Infraestructura vial.

De las 12 zonas carboníferas de Colombia, solo se consideraron 4 zonas de Boyacá (Socha –Socotá y Umbita-Chinavita) y Cundinamarca (Cucunuba-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.

En estas 4 áreas, se visitaron con el acompañamiento del experto internacional (Dr. Tim Moore), a fin de realizar el levantamiento de la siguiente información primaria 1). Aspectos geológicos 2). Aspectos mineros 3). Aspectos empresariales y 4). Aspectos de entorno sociales, que permitieran identificar las zonas con mayor potencial para formular proyectos pilotos de utilización de técnicas de degasificación 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.

8. TÉCNICAS Y TECNOLOGÍAS APLICADAS A LA MINERÍA COLOMBIANA.

8.1. DRENAJE DE GAS PREVIO A LA MINERÍA DEL CARBÓN – CBM (COAL BED METHANE).

Esta se realiza mediante perforaciones verticales que atraviesan la formación o en zonas de minería abandonada. El drenaje previo del gas asociado al carbón en zonas proyección minera (CBM), puede aportar muchos beneficios a la minería 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.

8.2. DRENAJE DURANTE LA OPERACIÓN MINERA (CMM-GOB WELLS-VAM).

La técnica CMM, se realiza mediante pozos horizontales perforando en forma radial el manto de carbón, también se realiza mediante perforaciones verticales atravesando las zonas de mantos en explotación. La técnica Gob Wells, se realiza mediante perforaciones verticales desde superficie atravesando zonas ya explotadas en minas activas y la extracción de VAM, es mediante la captación de los flujos de aire con contenidos de metano del aire de ventilación.

La aplicación en la minería Colombiana, de los métodos de recuperación de metano como CMM GOB GAS y VAM, depende de las características 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.

8.3. METANO EN MINAS ABANDONADAS- AMM (ABANDONED MINE METHANE).

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 el concepto de 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.

En cuanto a la viabilidad de aplicación de técnicas y tecnologías para recuperar AMM, 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.

8.4. NORMATIVIDAD INTERNACIONAL Y SU APLICABILIDAD EN EL CONTEXTO NACIONAL

✓ La legislación Australiana y de Estados Unidos, considerando las características geológicas, métodos de explotación y la recuperación de CMM, VAM y AMM, que se pueda realizar en las zonas carboníferas de Colombia y su aprovechamiento de gas metano, es aplicable en cuanto a la conveniencia 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 hidrocarbúricos.

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.

✓ 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 m³/t (700 pies³/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 pies³/t (8,5 m³/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) 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 grisutoso y así determinar la posibilidad de utilizar VAM, se puede definir que el límite Chino de emisiones es de 5 m³/min.

✓ 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 pies³/ton 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.

✓ 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.

9. METODOLOGÍAS DE PREFACTIBILIDAD TECNICO-ECONÓMICA PARA PROYECTOS.

9.1. METODOLOGÍA APLICADA POR- EPA- GMI

Esta metodología identifica los factores geológicos-mineros, los beneficios económicos y ambientales del proyecto. Para escoger o priorizar un proyecto piloto sugiere las siguientes consideraciones:

- ✓ 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.

9.2. METODOLOGÍA APLICADA POR CHINA

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 piloto 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.

9.3. METODOLOGÍA APLICADA EN MÉXICO

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 (≈ 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.

9.4. METODOLOGÍA APLICADA EN AUSTRALIA

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 pueda recuperar la totalidad o una parte sustancial de los costos de captación del gas metano en minería subterránea de carbón.

10. GUIA METODOLÓGICA PARA APROVECHAMIENTO DE GAS

La presente guía metodológica tiene como fin orientar sobre los aspectos técnicos - económicos 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.

10.1. FASE PLANEACIÓN.

- a) Diagnóstico y Análisis de la Información Secundaria
- b) Información Primaria.

10.2. FASE EXPLORACIÓN

- a) Perforaciones Verticales
- b) Metano Presente en el Aire de Ventilación
- c) Perforaciones Horizontales

10.3. PREFACTIBILIDAD

- a) Pozo Piloto de Drenaje
- b) Proyección de costos y escenarios del proyecto (Tabla 10).
- c) Evaluación de Mercado.

10.4. FACTIBILIDAD Y DISEÑO

- a) Impactos ambientales y socio -económicos.
- b) Proyección y escenarios del proyecto.
- c) Evaluación de Tecnologías.
- d) Análisis financiero por escenarios
- e) Evaluación de Tecnologías.
- f) Determinación de los perfiles técnicos.
- g) Cronograma (Tabla 11)
- h) Conclusiones.

Tabla 10. Costos del proyecto piloto

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 incluye costos de transporte, viáticos y elaboración del informe	4 meses	Generación de modelo geológico y ubicación de pozos	\$410.200.000
EXPLORACIÓN: Perforación de pozos verticales	3 Perforación para cálculo de reservas, incluido registros 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 isoterms para saturación 30 Análisis de cromatografía (composición)	9 meses	perforación de 3 pozos verticales con muestreo y análisis especializado	\$2.065.000.000
EXPLORACIÓN: Perforación de pozos horizontales	10 Perforación para cálculo de reservas 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 isoterms para saturación 70 Análisis de cromatografía (composición)	9 meses	10 perforaciones horizontales con muestreo y análisis especializado	\$1.673.500.000
EXPLORACIÓN: grupo de profesionales de las perforaciones	1 Director, 3 Geólogos, 1 Ingeniero en Minas, 1 Ingeniero de SIG, incluye costos de transporte, viáticos y elaboración del informe	9 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.	\$831.200.000
PREFACTIBILIDAD: Perforación pozo piloto (perforación, revestimiento, cementación, bombeo)	1 Perforación para cálculo de reservas, incluido registros 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 isotopos (origen) 10 Análisis de isoterms para saturación 10 Análisis de cromatografía (composición) 1 Pruebas de bombeo	12 meses	muestreo y análisis de las muestras con la prueba de bombeo	\$2.276.000.000

Tabla 10. Continuación.

ACTIVIDAD	CANTIDADES	TIEMPO	PRODUCTO	COSTO (COP \$)
PREFACTIBILIDAD: grupo de profesionales de las perforaciones	1 Director, 3 Geólogos, 5 técnicos de muestreo, 1 Ingeniero en Minas, 1 Ingeniero de SIG, incluye costos de transporte, viáticos y elaboración del informe	12 meses	Descripción y análisis de corazones y muestras de la perforación.	\$1.287.600.000
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		

11. LINEAS ESTRATÉGICAS A NIVEL NACIONAL PARA EL APROVECHAMIENTO DE GAS METANO ASOCIADO AL CARBÓN.

11.1. 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.

11.2. LINEA ESTRATÉGICA 2. EVALUACIÓN DE LA POTENCIALIDAD REAL DE LAS RESERVAS DE GMAC.

LINEA DE ACCIÓN: Realizar un estudio que determine las reservas de gas metano asociado a los mantos de carbón.

JUSTIFICACIÓN: La evaluación de la potencialidad de GMAC que se ha realizado en el país corresponde a la categoría de Recursos, calculados como gas in place basados solamente 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.

11.3. 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 y la potencialidad real del recurso y la reserva de gas.

11.4. 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.

11.5. 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

11.6. 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.

11.7. 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.

11.8. 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.

11.9. 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.

11.10. 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.

12. 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 no ha llegado la minería; CMM, en zonas donde se está desarrollando la minería; VAM en zonas con altos contenidos de gas y buena infraestructura de ventilación. y GOB HOLES en zonas donde ya se hizo la explotación.
- ✓ 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 a la atmosfera.
- ✓ A fin de apoyar la naciente 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. Un incentivo importante es la legislación clara, que establezca que las compañías mineras no solamente utilizar el gas para su beneficio (autoconsumo), sino también comercializarlo con venta directa o en forma de energía
- ✓ 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.
- ✓ La información de carácter económico respecto a proyectos de explotación de metano en el país es escasa, básicamente por que 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.
- ✓ Para el cálculo de reservas, en Colombia ya se ha utilizado el método de GIP y por su fácil uso, se sugiere que se utilice la versión sencilla en etapas preliminares de la exploración, especialmente si no se conocen valores de permeabilidad y saturación.

- ✓ 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, las reservas calculadas para Colombia por el Servicio Geológico Colombiano pasarían a ser recursos si se evalúan por métodos de mayor aceptación a nivel internacional como el PRMS.
- ✓ El método PRMS se sugiere como el estándar para el cálculo de reservas de gas asociado en Colombia.
- ✓ De la metodología China para el 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 CBM 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.
- ✓ 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, mediante incentivos, explotar, producir energía y comercializar el gas asociado al carbón.
- ✓ 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.
- ✓ Polonia es uno de los países que más desarrollo tecnológico tiene respecto a la recuperación de metano como CMM 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.

- ✓ En Polonia sin la recuperación del metano mediante sistemas de drenaje no sería posible la explotación segura del carbón, 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 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. 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 pre-drenaje y con pozos verticales en las zonas vírgenes del área minera.
- ✓ En Colombia se debe considerar hacer drenaje previo (CBM-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 CBM, 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. Simultáneamente se puede desarrollar CMM y VAM.
- ✓ 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.

- ✓ La falta de información sobre algunas variables como permeabilidad y saturación indican que el gas asociado al carbón que se ha cuantificado en el país no corresponde a reservas sino a recursos porque no se recolectó la suficiente información para que se puedan considerar comercializables y por lo tanto poder llamarlos reservas.
- ✓ 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.

13. BIBLIOGRAFIA

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 colombiana, 443P. Contrato 304 – 2012.

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 colombiana, 443P. Contrato 304 – 2012.

Kim, A.G. (1977). Estimating methane content of bituminous coalbeds from adsorption data. USA: US Bur. Mines, Rep. Invest. 8245. 22 p.

Mariño, J. “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.

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.

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.

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.

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 Sinifaná”