

**ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD PARA LA EXPLOTACIÓN DE GAS ASOCIADO A
MANTOS DE CARBÓN EN COLOMBIA**

Jorge Armando Navarro Ospino

Ingeniero de Minas

Fundación Universitaria del Área Andina

Sede Valledupar

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2016

**ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD PARA LA EXPLOTACIÓN DE GAS ASOCIADO A
MANTOS DE CARBÓN EN COLOMBIA**

JORGE ARMANDO NAVARRO OSPINO

**Trabajo de grado para optar al título de Especialista en Producción de
Hidrocarburos**

DIRECTOR:

Director

Samuel Fernando Muñoz

Ingeniero de Petróleos

M. Sc.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2016

DEDICATORIA

A Dios por darme la sabiduría

Y entendimiento para lograr este sueño

A mi familia por su apoyo incondicional desinteresado,

A nuestros profesores por transmitirnos el conocimiento y por aportar

Un grano de arena, A la UNIVERDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER la cual contribuyó

a que se lograra este sueño.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	21
OBJETIVOS.....	22
1 ESTADO DEL ARTE YACIMIENTOS DE GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBON.	23
1.1. FORMACIÓN DEL CARBÓN	23
1.2 YACIMIENTOS DE GAS ASOCIADOS A MANTOS DE CARBÓN (CBM) 24	
1.3 YACIMIENTOS DE GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN (CBM) VS YACIMIENTOS CONVENCIONALES DE GAS.	26
1.4 RESERVORIOS DE GAS EN YACIMIENTOS ASOCIADOS A MANTOS DE CARBÓN.....	28
1.5 PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS GAC.....	29
1.6 COMPOSICIÓN DEL GAS ASOCIADO AL CARBÓN.....	31
1.7 PATENTES REGISTRADAS PARA TRABAJOS RELACIONADOS CON CBM. 32	
2 ESTADO ACTUAL DE LA EXPLORACION Y PRODUCCION DE CBM A NIVEL MUNDIAL	37
2.1 GENERALIDADES.....	37
2.2 PANORAMA GLOBAL DE RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE CBM.....	38
2.3 AFRICA	40
2.3.1 SUDAFRICA.....	40
2.4 ASIA	41

2.4.1	CHINA	41
2.4.2	INDIA.....	44
2.4.3	INDONESIA.....	45
2.4.4	KAZAKSTÁN	45
2.5	OCEANIA	45
2.5.1	AUSTRALIA	45
2.5.2	NUEVA ZELANDA	46
2.6	EUROPA	47
2.6.1	AUSTRIA.....	47
2.6.2	BÉLGICA.....	47
2.6.3	REPUBLICA CHECA.....	47
2.6.4	FRANCIA.....	48
2.6.5	ALEMANIA	48
2.6.6	POLONIA	50
2.6.7	RUSIA	51
2.7.1	REINO UNIDO	52
2.7	AMERICA	53
2.7.1	CANADÁ	53
2.7.2	ESTADOS UNIDOS	54
2.8	LATINOAMERICA.....	55
2.8.1	ARGENTINA	56
2.8.2	MÉXICO	57
2.8.3	CHILE.....	58
2.8.4	BRASIL.....	59
2.9	ZONAS CARBONÍFERAS EN COLOMBIA Y SITUACIÓN CBM	59
2.9.1	ZONA CARBONÍFERA DE LA GUAJIRA.....	61
2.9.2	ZONA CARBONÍFERA DEL CESAR.	62
1.1.2.	Geología General	63
2.9.3	ZONA CARBONÍFERA CÓRDOBA – NORTE DE ANTIOQUIA	63

2.9.4	ZONA CARBONÍFERA DEL VALLE DEL CAUCA-CAUCA	65
2.9.5	EXPORTACIONES DE CARBÓN EN COLOMBIA	66
2.9.6	RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN (CBM) EN COLOMBIA.	68
2.9.7	OFERTA DE GAS NATURAL CONTEXTO NACIONAL.....	70
2.9.8	CONSUMO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA.....	71
3	PANORAMA MUNDIAL DE OFERTA Y DEMANDA DE GAS.....	74
3.1	OFERTA DE GAS NATURAL CONTEXTO INTERNACIONAL.....	74
3.2	RESERVAS DE GAS INTERNACIONALES.....	75
1.2.	78	
4	CONDICIONES JURÍDICAS Y REGLAMENTACIÓN ACTUAL DE CBM A NIVEL MUNDIAL	79
4.1	CASOS INTERNACIONALES SOBRE PROPIEDAD DE LOS RECURSOS. 79	
4.2	OPCIONES PARA DEFINIR LA PROPIEDAD DE CBM/CMM.....	84
4.3	OPCIONES POLÍTICAS.....	84
5	CONDICIONES JURÍDICAS Y ALGUNOS ASPECTOS TECNICOS EN COLOMBIA.....	87
5.1	ARGUMENTOS TÉCNICOS	88
5.2	ASPECTOS JURÍDICOS.....	90
5.3	LEGISLACIÓN MINERA.....	91
5.4	NORMATIVA EN MATERIA DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS.....	93
5.5	RETOS Y RECOMENDACIONES A FUTURO EN LA NORMATIVIDAD COLOMBIANA.....	94
6	MÉTODOS Y TECNOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN DE GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN	97
6.1	MÉTODO DIRECTO.....	97
6.1.1	METODO USBM	97
6.1.2	MÉTODO DE SMITH AND WILLIAMS.....	98

6.1.3	METODO DE AMOCO	99
6.2	MÉTODO INDIRECTO	99
6.2.1	ISOTERMA DE LANGMUIR	100
6.3	MECANISMO DE PRODUCCIÓN	100
6.3.1	SIMULACIÓN DE LA PRODUCCIÓN	101
6.4	MÉTODOS PARA REALIZACIÓN DE FRACTURA	104
6.4.1	MATERIALES DE FRACTURACIÓN	106
6.4.2	DISEÑO DE TRATAMIENTO DE FRACTURA.....	107
6.4.3	FRACTURACIÓN A TRAVÉS DEL CASING.....	108
6.4.4	FRACTURACIÓN A TRAVÉS DE TUBING.....	110
6.5	METODOLOGÍA DE EXTRACCIÓN	110
6.6	EVALUACIÓN	112
6.7	METODOLOGÍAS PARA DESARROLLO DE CAMPOS.....	113
6.7.2	PERFORACIÓN Y COMPLETACIÓN DE POZOS EN MANTOS DE CARBÓN	114
6.7.2	POZOS HORIZONTALES	118
6.8	FACILIDADES DE SUPERFICIE	121
6.8.1	EQUIPOS ASOCIADOS AL LEVANTAMIENTO	121
6.8.2	TUBERÍA.....	121
6.8.3	ESTACIONES DE COMPRESIÓN.....	123
6.8.4	SEPARACIÓN.....	123
6.8.5	COMPRESIÓN.....	124
6.8.6	TÉCNICAS DE DISPOSICIÓN DE AGUA.....	124
6.8.7	DESCARGAS EN AFLUENTES	125
6.9	MÉTODOS DE APROVECHAMIENTO DEL GAS OBTENIDO.....	127
7	CONSIDERACIONES MEDIOAMBIENTALES.....	130
7.1	DESAGÜE DE POZOS	130
8	METODOLOGÍA DE LA EXPLORACIÓN DE GAS ASOCIADO A CARBÓN (GMAC O CBM) EN LAS CUENCAS CARBONÍFERAS DE COLOMBIA.....	132
8.1	GEOLOGÍA DEL SUBSUELO	132

8.2	METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA DESORCIÓN	135
8.2.1	PARÁMETROS MEDIDOS EN EL MÉTODO DIRECTO.....	136
8.3	METODOLOGÍA MUESTREO DE PERFORACIÓN	139
9	METODOLOGIA PARA EL DESARROLLO DE UN PROYECTO DE PRODUCCION DE GAS NO CONVENCIONAL	143
9.1	MÉTODOS DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DEL GAS NO CONVENCIONAL	143
9.2	CONDICIONES ÓPTIMAS PARA LA VIABILIDAD EN UN PROYECTO DE CBM	144
9.3	FINANCIACIÓN.....	148
9.3.1	CRITERIOS DE FINANCIACIÓN	148
9.4	BARREARAS POTENCIALES	150
9.5	COSTES DE EXTRACCIÓN CBM	151
10	CONCLUSIONES.....	154
11	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	156

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Evolución del carbón y generación de gas metano, (Tomada y modificada de El gas asociado a mantos de carbón mineral	24
Figura 2. Mecanismos de almacenamiento del gas en mantos de carbón. (Fuente vicepresidencia de exploración de Ecopetrol S. A año 2007).	29
Figura 3. Régimen de producción en yacimientos GAC, (Tomada Y Modificada De Análisis De Sensibilidad De Parámetros De Caracterización De Un Yacimiento De Gas Asociado A Mantos De Carbón Mediante Simulación Numérica).....	30
Figura 4. Clasificación según objeto de la patente. (Tomado y editado de fracturación de pozos para extracción de gas).	35
Figura 5. Production the Outlook for energy a view to 2030 (2010)	39
Figura 6. Cuencas y recursos de carbón en China (Tomada de la IEA, año 2006)	42
Figura 7. Principales cuencas carboníferas en Alemania (tomada de Dinkelbach, año 2004).....	49
Figura 8. Principales cuencas carboníferas en Rusia. (Tomada de schwochow, año 1997).....	51
Figura 9. Cuencas sedimentarias de México con potencial gasífero. (Tomada y modificada panorama general de los hidrocarburos no convencionales, fuente organización latinoamericana de energía).	57
Figura 10. Bloques de la cuenca de Magallanes, (Tomada y modificada panorama general de los hidrocarburos no convencionales, fuente organización latinoamericana de energía).	58
Figura 11. Distribución del carbón en Colombia. (Tomada y modificada de Ingeominas y Minercol, el carbón colombiano. Recursos, reservas y calidad. 2004).	61

Figura 12. Localización Del Área Carbonífera De La Guajira. (Tomada Y Editada De Estudio De Propiedades Para La Caracterización De Yacimientos De Gas Asociado A Mantos De Carbón).	62
Figura 13. Ubicación zona carbonífera de córdoba – norte de Antioquia. (Tomada Y Editada De Estudio De Propiedades Para La Caracterización De Yacimientos De Gas Asociado A Mantos De Carbón).	64
Figura 14. Ubicación de la zona carbonífera del valle del cauca. (Tomada Y Editada De Estudio De Propiedades Para La Caracterización De Yacimientos De Gas Asociado A Mantos De Carbón).....	65
Figura 15. Exportaciones de carbón colombiano en el año 2010. , (Tomada y modificada de Carbocol.	67
Figura 16. Producción Y Consumo de carbón en Colombia, (Tomada y modificada de Carbocol, consulta en línea http://www.carbocol.com/ . Reporte al año 2012). .	70
Figura 17. Oferta de gas natural en Colombia. Fuente Ecopetrol, UPME, ANH. (Tomada y modificada documento CONPES N° 3517, Bogotá 2008).	71
Figura 18. Evolución del consumo de gas natural en Colombia. (Tomada y modificada de la cadena de gas natural en Colombia del ministerio de minas y energía.....	72
Figura 19. Participación por sectores en el consumo de gas natural. (Tomada y modificada de la cadena de gas natural en Colombia del ministerio de minas y energía.....	73
Figura 20. Oferta mundial de gas natural. (Tomada y modificada documento CONPES N° 3517, Bogotá 2008.	74
Figura 21. Precio internacional del gas natural. (Tomada y modificada documento CONPES N° 3517, Bogotá 2008.	75
Figura 22. Mercado interregional de gas natural para el 2018. (Tomada y modificada de la corporación Mexicana de investigación en materiales, S.A- 2014)	76
Figura 23. Flujo de Gas Natural en 2012. (Tomada y modificada de la corporación Mexicana de investigación en materiales, S.A- 2014)	77

Figura 24. Esquema de recuperación de CBM. (Tomada Y Editada De Estudio Tecno-Económico De La Extracción De Metano Del Carbón En La Cuenca Guardo Barelo).	103
Figura 25. Flujo De Fluidos Dentro De La Matriz De Carbón. (Tomada Y Modificada De Estudio De La Tecnología Y El Desarrollo Para La Explotación De Gas Metano De Mantos Carboníferos).....	104
Figura 26. Posibilidades de configuración de pozo para su fracturación. (Tomada Y Modificada De Estudio De La Tecnología Y El Desarrollo Para La Explotación De Gas Metano De Mantos Carboníferos)	109
Figura 27. Completación de pozo capa simple, agujero ensanchado (tomado y editado de estudio de la tecnología y desarrollo para la explotación de gas metano de mantos carboníferos).	115
Figura 28. Completación de pozo capa simple con cavidad. (Tomado y editado de estudio de la tecnología y desarrollo para la explotación de gas metano de mantos carboníferos).....	116
Figura 29. Completación multicapas, fracturamiento hidráulico. (Tomado y editado de estudio de la tecnología y desarrollo para la explotación de gas metano de mantos carboníferos).	118
Figura 30. Perforación típica de un pozo horizontal. (Tomada Y Editada De Gas No Convencional En España Una Oportunidad De Futuro).	119
Figura 31. Perforación horizontal datos obtenidos con herramienta diseñada por la empresa schumberger. (Tomado y editado de estudio de la tecnología y desarrollo para la explotación de gas metano de mantos carboníferos).	120
Figura 32. Completación en pozos horizontales. (Tomado y editado de estudio de la tecnología y desarrollo para la explotación de gas metano de mantos carboníferos).	120
Figura 33. Valvula De Rascado. (Tomado Y Modificado De Estudio De La Tecnología Y El Desarrollo Para La Explotación De Gas Metano De Mantos Carboníferos).....	122

Figura 34. Diagrama de flujo de agua de producción. (Tomada y editada de estudio de la tecnología y el desarrollo para la explotación de gas metano de mantos carboníferos).....	125
Figura 35. Tratamiento superficial del agua proveniente de lechos de carbón. (Tomada y editada de estudio de la tecnología y el desarrollo para la explotación de gas metano de mantos carboníferos).	126
Figura 36. curva de desorción contenido de gas medido, gas perdido y gas residual. (Tomada y editada de Metodología Para La Exploración De Gas Asociado Al Carbón (Gmac O Cbm) En Las Cuencas	137
Figura 37. factor de corrección del volumen de Smith y Williams. (Tomada y editada de Metodología Para La Exploración De Gas Asociado Al Carbón (Gmac O Cbm) En Las Cuencas Carboníferas De Colombia).	138
Figura 38. montaje de bureta con volumen inicial. (Tomada y editada de Metodología Para La Exploración De Gas Asociado Al Carbón (Gmac O Cbm) En Las Cuencas Carboníferas De Colombia).	140
Figura 39. Diagrama de flujo sobre estudios a realizar en un proyecto de gas no convencional. (Tomado y modificado de gas no convencional, estado y perspectivas de explotación).....	147

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Recursos de gas no convencional en norte América, (Tomada y modificada de El gas asociado a mantos de carbón mineral.	26
Tabla 2. Tabla comparativa entre reservas convencionales de mantos de carbón. Tomada y modificada de: Modern Practices In Estimation Of Explored Petroleum Resources In Sedimentary Basin Including CBM Fields, Dany, K.C 2013.	27
Tabla 3. Composición típica del gas asociado a mantos de carbón en dos vetas. (Tomada y modificada de estudio comparativo del comportamiento de producción de un yacimiento de gas asociado a mantos de carbón, Universidad Industrial de Santander).	32
Tabla 4. Tomada y modificada de IEA Coal Reserch	39
Tabla 5. Proyectos de CBM y CMM realizados por CUCBM en china (shengchu and xin, 2004)	43
Tabla 6. Proyectos en la cuenca de Pechora (tomada y modificada de estudio-económico de la extracción de metano del carbón).	52
Tabla 7. Pozos y producción de CBM en las cuencas de EE.UU durante 1992. (Tomada y modificada de estudio-económico de la extracción de metano del carbón, fuente IEA Coal Research).	54
Tabla 8. Volúmenes estimados de shale gas en cuencas de América Latina y el Caribe. (Tomada y modificada panorama general de los hidrocarburos no convencionales, fuente organización latinoamericana de energía).	56
Tabla 9. GAC en regiones de Colombia, (tomada y modificada de análisis y sensibilidad de parámetros de caracterización de un yacimiento de gas asociado a mantos de carbón mediante simulación numérica).	60
Tabla 10. Volúmenes esperados de hidrocarburos no convencionales en Colombia. (Tomada y modificada panorama general de los hidrocarburos no convencionales,	

fuelle Carlos Alberto Vargas, Revista académica Colombiana de Ciencias exactas, físicas y naturales, 2009).	68
Tabla 11. Reservas potenciales de GAC en varias regiones de Colombia. (Tomada y modificada de Geoquímica y estratigrafía de los yacimientos de gas asociados a carbón en la cuenca de Bogotá. Universidad Industrial de Santander, 2005).	69
Tabla 12. Lista potencial de partes interesadas en el desarrollo de proyectos de CBM. (Tomada y modificada de Status Legal y Regulatorio de la Propiedad del CMM en Países Clave: Consideraciones para los Decisores).	80
Tabla 13. Propiedad y políticas CMM en países claves. . (Tomada y modificada de Status Legal y Regulatorio de la Propiedad del CMM en Países Clave: Consideraciones para los Decisores).	82
Tabla 14. Comparación entre la composición de GMDC Y GAS NATURAL (Tomada y modificada de coalbed methane development in the intermountain west.gary Bryner,law center, university of colorado)	87
Tabla 15. Costes estimados de perforación CBM en \$ US. (Tomada Y Modificada De Estudio Tecno-Mecánico De La Extracción De Metano Del Carbón En La Cuenca Guardo-Barruelo).....	151
Tabla 16. Costes de capital para pozo CBM. (Tomada Y Modificada De Estudio Tecno-Mecánico De La Extracción De Metano Del Carbón En La Cuenca Guardo-Barruelo).	151
Tabla 17. Costes De Operación Y Mantenimiento (Us Doe). (Tomada Y Modificada De Estudio Tecno-Mecánico De La Extracción De Metano Del Carbón En La Cuenca Guardo-Barruelo).....	152
Tabla 18. Costes fijos anuales Mantenimiento (Us Doe). (Tomada Y Modificada De Estudio Tecno-Mecánico De La Extracción De Metano Del Carbón En La Cuenca Guardo-Barruelo).	152

GLOSARIO

Adsorción: proceso por el cual los átomos, iones o moléculas son atrapados o retenidos en la superficie de un material.

Apuntalante: agentes de sostén plural de arena o material en partículas similares suspendido en agua u otro líquido y se utiliza en la fracturación hidráulica (fracking) para mantener las fisuras abiertas.

Capacidad de gas: se refiere a la máxima cantidad de gas que un carbón según su rango, puede almacenar.

Contenido de gas: es la cantidad de gas adsorbido en el carbón, la cual puede o no ser igual a la capacidad de gas.

Craqueo térmico: proceso químico por el cual se quiebran las moléculas de un compuesto produciendo así compuestos más simples.

Curva IPR: representación gráfica de la relación del comportamiento de la producción y caída de presión.

Desorción: es un fenómeno donde una sustancia es liberada desde una superficie. Es el proceso opuesto a la adsorción.

Esfuerzo: la fuerza aplicada a un cuerpo, que puede producir deformación y que usualmente se describe en términos de magnitud por unidad de área, o intensidad.

Fracturación hidráulica: tratamiento de estimulación realizado comúnmente en pozo de gas y petróleo en los que el reservorio es de baja permeabilidad. Se bombea fluido a alta presión y se logra abrir una fractura vertical donde luego se bombea apuntalante, con lo que se crea una comunicación de alta conductividad.

Gas in situ: cantidad total de gas almacenado en un volumen de roca en un reservorio específico.

Lignito: carbón natural que se forma por compresión de la turba, convirtiéndose en una sustancia desmenuzable en la que aún se pueden reconocer algunas estructuras vegetales. Es de color negro o pardo y frecuentemente presenta una textura similar a la de la madera de la que procede.

Mantos carboníferos: estrato de geológico de carbón caracterizado por las mismas irregularidades de espesor, uniformidad y continuidad que cualquier otro estrato de origen sedimentario.

Oxígeno disuelto: cantidad de oxígeno en el agua, se refiere a mínimo admisible.

Permeabilidad: capacidad de una roca, para transmitir fluidos, medida en darcy o milidarcy.

Porosidad: porcentaje de volumen de poros o espacios porosos.

Reservorios no convencionales: son reservorios de muy baja permeabilidad, de manera que es imprescindible fracturar para que haya flujo hacia el pozo.

RESUMEN

TITULO: ANALISIS DE FACTIBILIDAD PARA LA EXPLOTACION DE GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBON EN COLOMBIA.

AUTOR: JORGE ARMANDO NAVARRO OSPINO.

PALABRAS CLAVE: Mantos De Carbón, Explotación, Rentabilidad, Gas.

DESCRIPCIÓN:

En un inicio la producción de CBM estaba ligada a las tecnologías y técnicas típicas de la exploración y explotación petrolera. Diferencias marcadas entre ambos productos produjo un desligue de ambas industrias, provocando un desarrollo tecnológico y de procesos para el CBM. Este desarrollo se evidencio en la década de los 90 donde se registraron la mayor cantidad de trabajos patentados en cuanto técnicas y tecnologías que facilitarían la explotación de este recurso natural. Países como EE.UU, Rusia; China, Reino Unido, Canadá entre otros son pioneros en este tipo de desarrollo tecnológico.

A su vez estos mismos países muestran las mayores cantidades de reservas y producción de gas asociado a mantos de carbón. En Latino América países como Argentina, México, Brasil, Chile, Uruguay Y Colombia muestran potencial en la producción de este recurso. En Colombia las zonas con mayores reservas de gas y potenciales fuentes de CBM se encuentran en la zona de la Guajira, El Cesar, Córdoba, Antioquia, Valle Del Cauca, Boyacá Y Los Santanderes. Siendo un respaldo significativo a la producción de gas natural, que ha presentado un incremento en la demanda al ser utilizado en numerosas aplicaciones tanto a nivel industrial como vehicular.

Es evidente que al ser una industria relativamente nueva no existe una claridad jurídica y normativa referente a la exploración, explotación y de propiedad de estos recursos. Algunos países pioneros en este tipo de industria han avanzado significativamente en la regulación y normatividad que permita la ejecución de proyectos CBM. En Colombia se han realizado avances en este tipo de reglamentación cayendo su responsabilidad en la recién creada ANH y el ministerio de minas y energía quienes son los encargados de dirigir y dirimir la explotación de gas no convencional.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
Director: MSc. Samuel Fernando Muños, Ingeniero de Petróleos.

ABSTRACT

TITLE: FEASIBILITY ANALYSIS FOR THE EXPLOITATION OF ASSOCIATED GAS IN COLOMBIA COAL SEAMS

AUTHOR: JORGE ARMANDO NAVARRO OSPINO

KEYWORDS: Coal Seams, Operation, Performance, Gas

DESCRIPTION:

Initially CBM production was linked to the technologies and techniques typical of oil exploration and exploitation. Marked differences between the two products was a desligue of both industries, causing to technological development and processes for CBM. This development was evident in the 90s where many registered works patent techniques and technologies that facilitate the exploitation of this natural resource. Countries like the US, Russia; China, UK, Canada and others are pioneers in this type of technological development.

In turn, these same countries show highest amounts of gas reserves and production associated with coal seams. In the countries the Latin American like Argentina, Mexico, Brazil, Chile, Uruguay and Colombia show potential in the production of this resource. . In Colombia, the areas with largest gas reserves and potential sources of CBM are in the area of La Guajira, Cesar, Cordoba, Antioquia, Valle Del Cauca, Boyacá and Santanderes. Being a significant natural gas production support, this has shown an increase in demand to be used in numerous applications both industrial and vehicular.

Clearly, being a relatively new industry there is no legal clarity and normative referent the exploration, exploitation and ownership of these resources. Some country pioneers in this industry have made significant progress in regulation and regulations permitting enforcement of CBM projects. In Colombia, there have been advances in this type of regulation falling on the just created ANH and the ministry of mines and energy that are responsible for resolving managing and the exploitation of unconventional gas.

* Monograph

** Faculty of physical- Chemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: MSc. Samuel Muñoz.

INTRODUCCIÓN

En el desarrollo del mundo contemporáneo conforme crece la población mundial, crece la demanda de recursos energéticos; esto ha derivado en la necesidad de explorar y explotar nuevas fuentes de energía en yacimientos convencionales y no convencionales, entre estos recursos energéticos se encuentran las fuentes que provean gas natural.

El gas que se encuentra contenido en los mantos de carbón es un importante recurso energético con suficientes reservas como para ofrecer soporte al crecimiento de la demanda tanto nacional como mundial de gas natural. El gas metano que se encuentra en depósitos de carbón es una forma de gas natural presente en yacimientos no convencionales, y hace parte de la oferta energética de combustibles fósiles. La problemática actual asociada a las reservas tanto en la exploración como la explotación de gas asociado a yacimientos convencionales ha impulsado a la industria del gas asociado a mantos de carbón, a entrar en una nueva fase de investigación y producción. Este reto obliga a mirar nuevas técnicas de desarrollo energético; la producción mundial de este recurso, su viabilidad y reservas hace que este tipo de yacimientos sean competencia directa del gas natural convencional lo cual permite tener igualdad de oportunidad en la comercialización de este recurso.

Los estudios encaminados a la exploración de yacimientos de gas no convencionales, han presentado un notable incremento en las últimas décadas a nivel mundial, esto debido a que forman parte de nuevas fuentes de recursos energéticos. Todos estos esfuerzos han permitido identificar una serie de características asociadas a propiedades relevantes en yacimientos, así como técnicas y tecnologías que hacen rentable la explotación de este tipo de recurso natural.

OBJETIVOS

- Identificar los países con grandes recursos de CBM a nivel mundial a fin de describir las características más relevantes en los campos que han explotado este recurso.
- Describir los campos de CBM en Colombia y su estado actual frente a la explotación de gas metano.
- Analizar las características que han contribuido a la explotación exitosa de CBM en el mundo y compararlas con el estado actual de este recurso en Colombia además de plantear una ruta de explotación exitosa basado en estas características.

1 ESTADO DEL ARTE YACIMIENTOS DE GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBON.

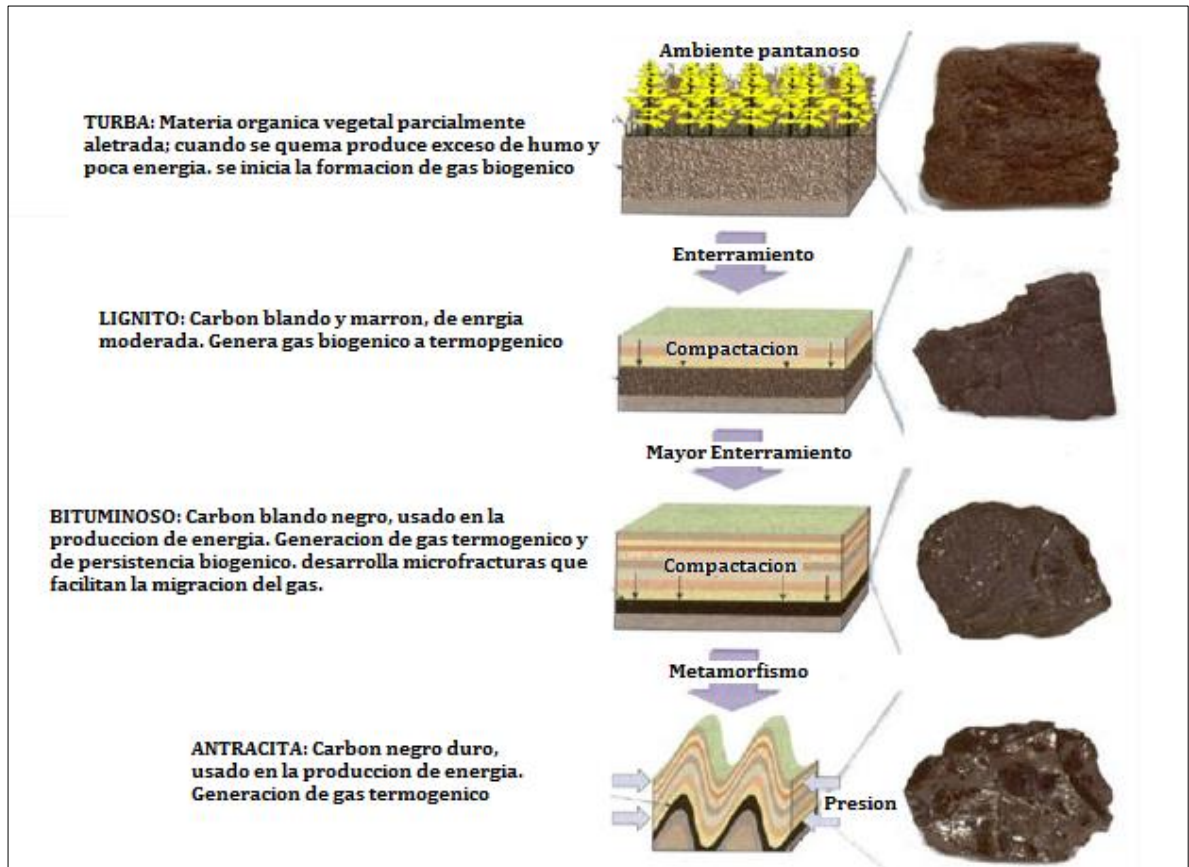
1.1. FORMACIÓN DEL CARBÓN

El carbón en promedio está compuesto por un 59% de carbón, 33% de oxígeno, 6% de hidrogeno y 2% de nitrógeno. El carbón tiene origen orgánico y normalmente se forma *IN SITU*. Sin embargo los restos de material vegetal pueden ser transportados y depositarse en las zonas litorales y cuencas marinas* .

El carbón se forma por la degeneración o descomposición de material vegetal, esta degeneración inicia con la diagénesis, donde ocurren los primeros procesos de descomposición, efectuados por bacterias aeróbicas. En esta primera etapa la materia vegetal está cubierta por agua donde ocurre una reducción en volumen de hasta el 50%. Cuando las bacterias aeróbicas consumen todo el oxígeno, se inicia otra fase de la descomposición de la materia orgánica restante está la efectúan bacterias anaeróbicas. De esta forma se forma una masa de limos, arenas y arcillas con un alto contenido de materia orgánica vegetal, esta masa sometida a altas presiones y altas temperaturas durante millones de años, provocan cambios bioquímicos que aumentan la presencia de carbono y consume el oxígeno e hidrogeno. Este proceso como tal obedece a una des-hidrogenación incompleta, que consiste en la eliminación de volátiles en la materia orgánica por calentamiento en ausencia de aire. Estas condiciones producen cambios físicos químicos que provocan la maduración del carbón, pasando de turba a lignito. El incremento en presión y temperatura transforma el lignito en carbón bituminoso, éste a su vez da paso a la antracita que es la penúltima en formarse bajo presiones y temperaturas más altas. Por último se puede presentar el grafito.

* Dr. Rafael Alexandri Rionda, El gas asociado a los yacimientos de carbón mineral, noviembre de 2010, [consulta en línea http://www.ai.org.mx/ai/archivos/ingresos/rionda/dr._rafael_alexandri_rionda.pdf ,10 de abril de 2016]

Figura 1. Evolución del carbón y generación de gas metano, (Tomada y modificada de El gas asociado a mantos de carbón mineral



El gas metano (GAC), se forma desde la primera etapa de carbonización, generando alrededor de 1300 m^3 por tonelada de materia orgánica concentrada durante la formación de los diferentes tipos de carbón. Sin embargo la mayor parte del gas se desprende y termina atrapado en sistemas rocosos adyacentes o emitidos a la atmósfera.

1.2 YACIMIENTOS DE GAS ASOCIADOS A MANTOS DE CARBÓN (CBM)

Durante el proceso de formación del carbón se generan una serie de sub-productos, como el gas natural, esto debido a que el carbón posee una elevada capacidad de absorción; estos sub-productos son almacenados o retenidos en estructuras micro

porosas; esta característica hace que el carbón se diferencie de los reservorios convencionales de gas y petróleo debido a que se comporta como roca generadora y como roca reservorio. Este tipo de reservorios presentan dos clases de porosidades las micro-porosidades (primarias) y las macro-porosidades (cleat). El gas se mantiene absorbido en el carbón debido a la presión hidráulica que se ejerce sobre él. En algunos casos la descomposición de la materia orgánica genera más gas del que puede absorber el carbón lo que hace que este emigre a formaciones rocosas aledañas lo que se conoce como gas libre o gas en solución de agua. La capacidad de almacenamiento del carbón le otorga un comportamiento único en términos de producción; esto se debe al fenómeno conocido como desorción, independiente de la caída de la presión. El carbón puede contener gas o agua o en su defecto ambos elementos, Esta agua debe ser producida para reducir la presión del yacimiento y generar volúmenes de gas significativos en términos de producción[†].

- **Sistema de porosidad primaria:** este sistema de porosidad está constituido por poros muy finos llamados también micro poros, estas configuraciones presenta un grado de permeabilidad muy bajos. Este tipo de porosidad se caracteriza por contener grandes cantidades de gas debido a la baja permeabilidad, este gas se puede extraer mediante procesos de difusión.

El gas natural ha incrementado su importancia como recurso energético a nivel mundial durante las últimas cuatro décadas, su importancia económica según estudios de mercados se estima aumentara considerablemente durante los próximos 20 años. En la actualidad la mayor parte del gas producido se hace por yacimientos convencionales; con un repunte importante de los yacimientos no convencionales, por ejemplo en EE.UU uno de los mayores

[†] Andrés Ricardo Murcia Páez, Estudio de las propiedades para la caracterización de yacimientos de gas asociado a mantos de carbón, universidad industrial de Santander, Bucaramanga 2012 [consulta en línea biblioteca de la universidad]

productores a nivel mundial se estima que la producción de gas proveniente de yacimientos no convencionales sobre pase a los yacimientos convencionales. Canadá es otro ejemplo claro de los avances en yacimientos no convencionales ya que el 40% de la producción nacional proviene de yacimientos no convencionales.

Tabla 1. Recursos de gas no convencional en norte América, (Tomada y modificada de El gas asociado a mantos de carbón mineral.

GAS NO CONVENCIONAL	RECURSOS EN EE.UU	ESTADO ACTUAL EN EE.UU	RECURSOS EN CANADA	ESTADO ACTUAL EN CANADA	POTENCIAL EN MEXICO	ESTADO ACTUAL EN MEXICO
GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBON	749 TPC	EN PRODUCCION DESDE 1970	400 -700 TPC	EN PRODUCCION DESDE 2002	17 TPC	EN EXPLORACION

1.3 YACIMIENTOS DE GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN (CBM) VS YACIMIENTOS CONVENCIONALES DE GAS.

Las técnicas de perforación y producción de hidrocarburos y gas, fueron empleadas en un principio para la extracción de gas en mantos de carbón, pero debido a condiciones específicas de estos yacimientos como los fenómenos de transporte, características de almacenamiento, manejo de aguas y la depleción hicieron inevitable la separación de tecnologías y técnicas para la explotación de CBM, generando una serie de innovaciones en los métodos convencionales. Esta evolución ha dejado como resultado dos grandes avances como es el estudio visual de las fracturas típicas en un proceso de fracturamiento hidráulico y un segundo estudio se relaciona con los efectos de los esfuerzos in situ y las propiedades extremas de la roca en el comportamiento del yacimiento de carbón. Estos dos estudios han sido aplicados a los conocimientos existentes en yacimientos

petrolíferos además de contribuir con el desarrollo de nuevas técnicas y tecnologías para las extracciones petrolíferas[‡].

Tabla 2. Tabla comparativa entre reservas convencionales de mantos de carbón. Tomada y modificada de: Modern Practices in Estimation of Explored Petroleum Resources in Sedimentary Basin Including CBM Fields, Dany, K.C 2013.

CARACTERISTICAS	CONVENCIONAL	MANTOS CARBONIFEROS
Generación de gas	El gas es generado en la roca luego migra hacia el reservorio	El gas es generado y atrapado dentro del carbón
Estructura	Fracturas espaciadas al azar	estructuras espaciadas uniformemente
mecanismos de almacenamiento de gas	Gradiente de presión se estima por ley de Darcy	El gradiente de concentración por la ley de Fick y el gradiente de presión por la ley de Darcy
Rendimiento de la producción	La rata de gas empieza alta y luego declina. Presenta poco o nada de agua en la etapa inicial. La relación de agua-gas decrece con el tiempo	La rata de gas incrementa con el tiempo y luego declina. Al inicio la producción es principalmente agua. La relación agua-gas aumenta con el tiempo.
Mecanismos de almacenamiento y transporte	Compresión	Adsorción

[‡] Alfonso Rafael Fragoso Amaya, estudio comparativo del comportamiento de producción de un yacimiento de gas asociado a mantos de carbón bajo diferentes configuraciones de pozo, Universidad Industrial de Santander, consulta en línea 10 de febrero de 2016 [<http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2011/139184.pdf>]

CARACTERISTICAS	CONVENCIONAL	MANTOS CARBONIFEROS
Propiedades mecánicas	Módulo de Young 10^6 . compresibilidad de poro 10^{-6}	Módulo de Young 10^5 . compresibilidad de poro 10^{-4}

1.4 RESERVORIOS DE GAS EN YACIMIENTOS ASOCIADOS A MANTOS DE CARBÓN

El mecanismo utilizado para almacenar el gas en los mantos de carbón está relacionado con el mecanismo empleado en los yacimientos convencionales. En el caso de los yacimientos convencionales el gas ocupa espacio entre los granos de arena; a diferencia de los mantos de carbón donde el gas se deposita en los poros del carbón. Una superficie excesiva mente grande dentro del micro-poro y la mínima distancia entre las moléculas de metano permiten que grandes cantidades de gas puedan ser contenidos dentro de los mantos. El metano absorbido representa el 90% del total del gas contenido, pero a su vez también existe el llamado gas libre o el gas disuelto en el agua que se encuentra en los sistemas de fracturas naturales del carbón.

El proceso de adsorción se produce en la fase gaseosa de metano y el carbón como la fase solida del sistema. Existen dos clases de adsorción la física y la química; se dice que en el carbón predomina la fase física donde el metano se adsorbe debido a las fuerzas intermoleculares existente entre el metano y el carbón, (van der Waals).

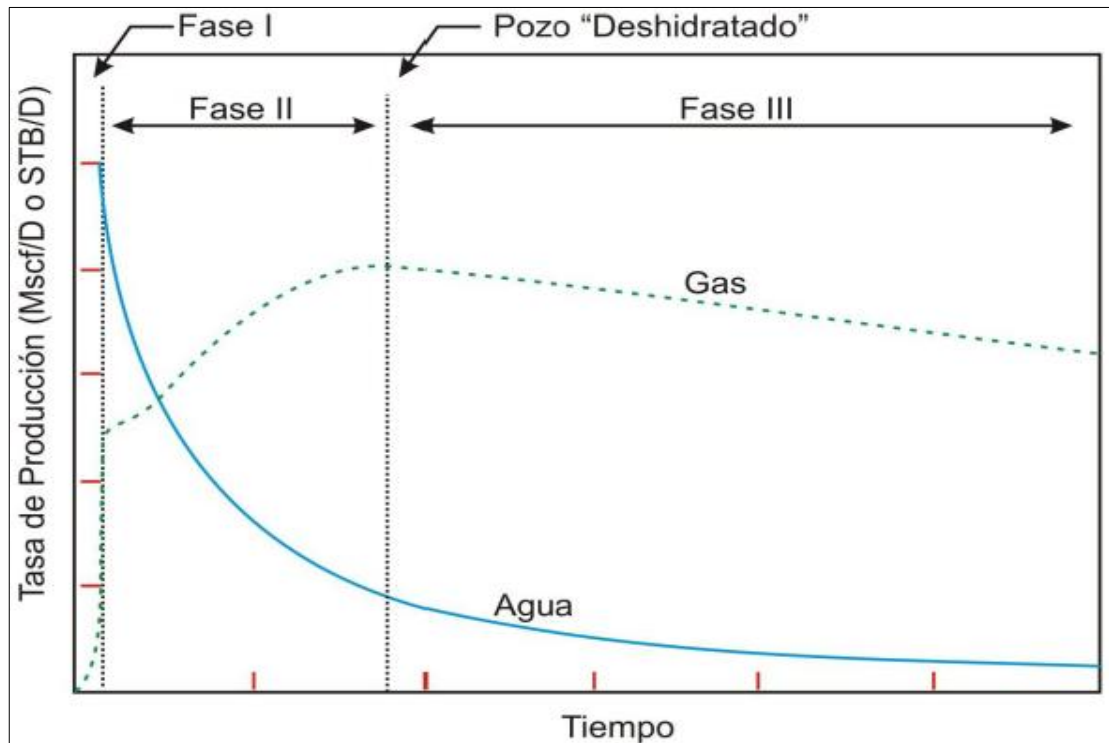
**Figura 2. Mecanismos de almacenamiento del gas en mantos de carbón.
(Fuente vicepresidencia de exploración de Ecopetrol S. A año 2007).**



1.5 PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS GAC

En la primera etapa de producción de gas asociado a mantos de carbón se producirá casi que en un 100% agua, que se acompaña con la caída de presión. Mientras se produce agua y la presión de yacimiento cerca de la cara del pozo disminuye el gas inicia su proceso de desorción del carbón, mientras se inicia este proceso se iniciara la producción de gas en pequeñas cantidades. Finalmente cuando se ha producido gran cantidad de agua y la presión del pozo ha disminuido hasta niveles críticos, el gas restante será desorbido del manto y se iniciara una producción de dos fases.

Figura 3. Régimen de producción en yacimientos GAC, (Tomada Y Modificada De Análisis De Sensibilidad De Parámetros De Caracterización De Un Yacimiento De Gas Asociado A Mantos De Carbón Mediante Simulación Numérica).



En las condiciones iniciales de producción la fractura está totalmente saturada de agua. Esta agua debe ser removida para facilitar el proceso de desorción, este proceso se conoce como "desagüe". Este proceso inicia en la etapa I y continúa en menor intensidad en la fase II. Cuando la presión del yacimiento disminuye por debajo de la presión de desorción del gas, el gas inicia su tránsito por los sistemas de fracturas, con esto la permeabilidad aumenta rápidamente a medida que disminuye la saturación de agua.

Por último el pozo se considera desaguado en la fase III, es en este momento donde inicia la producción y el flujo en un estado pseudo- estable hasta el final de la producción.

1.6 COMPOSICIÓN DEL GAS ASOCIADO AL CARBÓN

Para la caracterización de los componentes de gas asociado a mantos de carbón existen varias metodologías entre las más comunes están los indicadores de sequedad, indicadores de humedad de gas y por último el contenido de dióxido de carbón. El indicador de sequedad se calcula con la relación del metano con los hidrocarburos pesados (C_1/C_{1-5}), los gases secos tienen relaciones entre 0.94 y 0.99. los gases húmedos presentan valores entre 0.86 y 0.94. el elemento que define la humedad del gas es el etano según sea su concentración e hidrocarburos pesados dividido por la suma de metano hasta el pentano.

Por consiguiente los gases asociados al carbón son típicamente caracterizados por el contenido de dióxido de carbón en adición con el contenido de sequedad del gas. En los gases provenientes de mantos de carbón el dióxido de carbón es muy alto si resulta mayor al 10%, alto si esta entre 6-10 %, moderado si esta entre 2-6% y bajo cuando está por debajo del 2%. Los mantos de carbón generan grandes cantidades de metano, estimadas en 3200 scf/ton[§].

La pérdida de humedad del carbón ocurre durante la etapa de carbonificación antes de convertirse en sub-bituminoso, en esta etapa la humedad disminuye del 20% al 10 % en promedio en la etapa de generación de gas metano prematuro biogenico y menor al 5% de humedad durante la etapa principal de generación de metano

[§] Levine;J.R An overview not coal composition. Coalbed methane depositional, American association Geologist, studies in Geology Series 1992 N° 38 p.p 39-77.

termogenico. El contenido de humedad en el carbón es de gran importancia ya que una humedad del 5% puede reducir la capacidad de absorción en más del 50 %. Los gases asociados al carbón con altos contenidos de nitrógeno ocurren durante la etapa de generación de gases húmedos, las altas concentraciones de nitrógeno registradas en algunos yacimientos de gas asociado a mantos de carbón, fueron obtenidos a partir del nitrógeno liberado por los carbones de alto rango.

Tabla 3. Composición típica del gas asociado a mantos de carbón en dos vetas. (Tomada y modificada de estudio comparativo del comportamiento de producción de un yacimiento de gas asociado a mantos de carbón, Universidad Industrial de Santander).

COMPONENTE	COMPOSICION DE LA VETA A % MOLAR	COMPOSICION DE LA VETA B % MOLAR
METANO	96.2	90.25
ETANO	0.01	2.66
DIOXIDO DE CARBON	0.1	6.38
NITROGENO	3.4	-
HIDROGENO	0.001	-
HELIO	0.26	-
C3+	0.71	0.71
BTU/Scf	978	-

1.7 PATENTES REGISTRADAS PARA TRABAJOS RELACIONADOS CON CBM.

En la actualidad existen diversos trabajos a nivel mundial relacionados con el desarrollo de la exploración y explotación del CBM, así como trabajos relacionados con facilidades, técnicas y tecnologías. En la actualidad existen seis grandes grupos identificados donde se agrupan los trabajos realizados para la fracturación de pozos y extracción de gas.

- E21B Perforación del suelo o roca para extracción de gas: en este grupo se reúnen todas aquellas patentes referentes al proceso de perforación, tales como dispositivos, métodos y tecnologías empleadas para optimizar el proceso de perforación o fracturación.
- C09K Sustancias químicas: las sustancias químicas que son empleadas en la mezcla del fluido encargado de propagar, expandir o mantener abierta la fractura, también se consideran las sustancias químicas utilizadas para mejorar la calidad del gas o agentes bacterianos.
- C04B Cementos, Hormigón, Piedra artificial, Materiales para construcción: en este grupo se consideran todos los materiales empleados con el fin de proteger la perforación, donde los materiales de construcción son empleados para crear revestimientos alrededor del tubo de perforación, especialmente en la zona de contacto con los mantos acuíferos para evitar fugas y contaminantes que puedan esparcirse por estos.
- G01V Metrología y Detección de Objetos: en esta categoría se agrupan todos los sistemas u equipos utilizados para obtener datos del subsuelo o cualquier otra variable que permita mejorar la operación.
- G06F Tratamiento de Datos: este grupo hace referencia a la posterior adquisición de datos principalmente en las etapas tempranas de la perforación.
- F04F Bombeo de Fluidos: El bombeo de fluidos está enfocado al proceso de extracción del gas y todos aquellos fluidos que hacen parte de la operación y su posterior tratamiento.

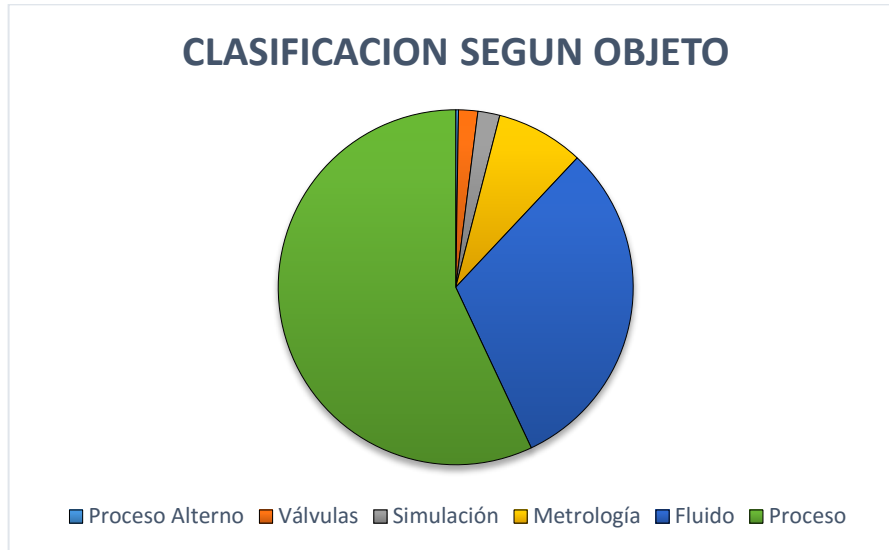
Cabe resaltar que casi el 65% del total de las patentes tiene que ver con la perforación, extracción de gas, petróleo o cualquier otra sustancia soluble o fundible a través de pozos.

Realizando un análisis de los desarrollos descritos en los grupos de patentes, se identifican sectores puntuales donde se aplican las patentes registradas.

De la figura 4 se puede rescatar que:

- En el grupo de procesos se incluyen metodologías, equipos o instalaciones para desarrollar la fracturación hidráulica; así como sistemas para crear independencia en generación eléctrica ya sea por energía solar o eólica.
- Fluido: En este grupo hacen parte todos los fluidos que contribuyen a la fracturación hidráulica.
- Metrología: todos los sistemas completos para la medición de terrenos, recolección de datos y tratamiento de los mismos posterior a la fracturación.
- Simulación: simulación para investigación y pruebas de elementos del proceso.
- Válvulas: todos los tipos de válvulas diseñadas para el proceso de inserción de fluidos como la extracción de gas y agua.
- Proceso alternativo: proceso de fracturación diferente a la fracturación hidráulica.

Figura 4. Clasificación según objeto de la patente. (Tomado y editado de fracturación de pozos para extracción de gas).



A nivel mundial el país con mayor número de patentes registradas y que hacen referencia a la recuperación de gas asociado a mantos de carbón es EE.UU con un total de 384 registros, seguido por china con 179, Rusia con 115. Canadá con 46 y el reino unido con 13.

A nivel de empresas se registre un top 5 de las empresas con mayor número de registros ocupando un decoroso primer lugar la canadiense SHULUMBERGER CANADA LTD. Con 121 patentes empresa que está dedicada totalmente a la extracción de gas y petróleo, en segundo lugar se presenta BAKER HUGNES INC la cual se dedica a la perforación de pozos. Cabe mencionar que el desarrollo cronológico en el registro de patentes presento un incremento considerable a partir del año 2011.

Los desarrollos en cuanto a tecnologías y procesos para la recuperación o extracción de gas asociado a mantos de carbón se debió en gran parte a las diferencias existentes tanto físicas, químicas y de transporte existente entre este gas y el recuperado de la actividad petrolera. Cabe mencionar que en un inicio la tecnología y procedimientos utilizados en CBM eran los mismos utilizados en un

yacimiento convencional, algunos de ellos aunque solucionaban la necesidad no eran totalmente eficientes lo que produjo la separación tecnológica.

2 ESTADO ACTUAL DE LA EXPLORACION Y PRODUCCION DE CBM A NIVEL MUNDIAL

2.1 GENERALIDADES

En la actualidad en el planeta existen aproximadamente 5500 trillones de pies cúbicos (Tpc) o su equivalente de 156 trillones de m³ de reservas comprobadas de gas. De este total Europa y Eurasia poseen el 40% de estas reservas totales de gas, por su parte Asia posee el 36% de las reservas restantes. Tomando como dato relevante que en el 2002 el consumo de gas a nivel mundial fue de 88 Tpc (2.5 trillones de m³), de los cuales 28 Tpc (0.8 trillones de m³), ósea el 31% se consumieron en América del Norte y 36 Tpc (1.0 trillones de m³) el 41% en Europa y Eurasia. Teniendo en cuenta este consumo mundial de gas natural dichas reservas podrían llegar a durar 50 años**.

El sistema de aprovechamiento para gas metano asociado a mantos de carbón se ideó en un primer inicio por mineros rusos, donde las reservas de carbón de la era jurásica poseen altos contenidos de gas metano; la necesidad de deshacerse de este molesto acompañante dio inicio a su extracción en pozos como un tipo de yacimiento de gas; dicho gas era aprovechado en los sistemas de calefacción de las minas. Esta idea fue importada por las mineras polacas, y de esta forma se dio a conocer hasta las industrias occidentales que evaluaron esta idea como una oportunidad de negocio rentable^{††}. A nivel mundial se han mostrado avances significativos en la materia como es el caso de Australia que mediados los 90, no

** Ahmed Al-Juborl, Chuck Boyer. Manual de energía limpia. Volumen 21, N° 2. Verano de 2009.[Consulta en línea https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish09/aut09/01_energia_limpia.pdf, 20 de abril de 2016]

†† Kevin Ismael Andagoya, estudio de la tecnología y el desarrollo para la explotación de gas metano de mantos carboníferos, quito noviembre de 2013,[consulta en línea <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/6974/1/CD-5203.pdf>], 20 de abril de 2016]

presentaba ningún registro de producción; situación que cambio para el año 2008 cuando se produjeron 4,000 MMm³ (141,000 MMpc).

Así como existen casos como el de Australia descrito anteriormente también existen casos contrarios como son algunos países en vía de desarrollo o subdesarrollados, que si bien poseen grandes reservas de este recurso natural, no cuentan con la tecnología necesaria para iniciar con las actividades exploratorias o de explotación de potenciales yacimientos. A nivel regional existen países con grandes avances en el tema como son: México, Brasil, Paraguay, Bolivia y Colombia.

2.2 PANORAMA GLOBAL DE RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE CBM

En la actualidad se han estimado los recursos mundiales totales de CBM en más de $260 \times 10^{12} \text{ m}^3$, encontrándose el 90% de estas reservas en los primeros 12 países que se describen a continuación en la tabla 1. Sin embargo existen más de 60 países que cuentan con importantes reservas de carbón, todos con el interés de incursionar en la recuperación de gas metano^{‡‡}.

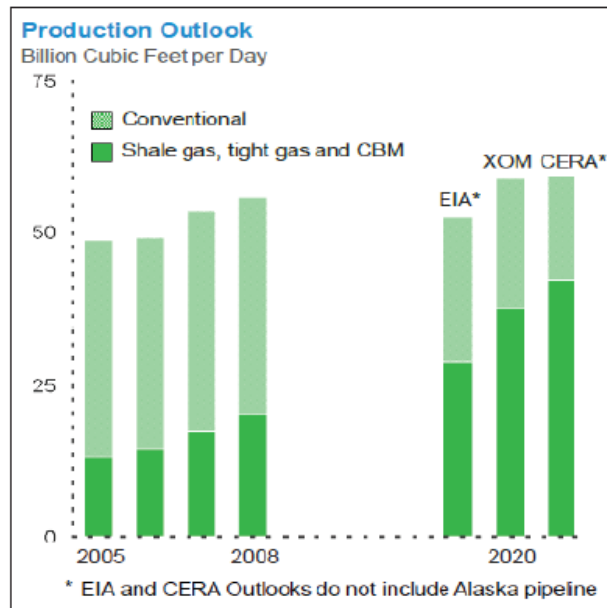
Los recursos estimados para cada país se efectuaron de forma poco detallada mediante aproximaciones, teniendo en cuenta datos geológicos existentes y las características de los carbones.

^{‡‡} Kevin Ismael Andagoya, estudio de la tecnología y el desarrollo para la explotación de gas metano de mantos carboníferos, quito noviembre de 2013,[consulta en línea, <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/6974/1/CD-5203.pdf>, 20 de abril de 2016]

Tabla 4. Tomada y modificada de IEA Coal Reserch

PAISES	$X10^{12}m^3$
Rusia	17→113
Canadá	6→76
China	30→35
Australia	8→14
EE.UU	11
Alemania	3
Polonia	3
Inglaterra	2
Ucrania	2
Kazakstán	1
India	<1
Sudáfrica	<1
TOTAL	84→262

Figura 5. Production the Outlook for energy a view to 2030 (2010)
 (Tomada de: Ttom Eizember, corporate strategic planning, ExxonMobil, año 2006)



2.3 AFRICA

Las reservas de África se centra en tres países: Sudáfrica, Zimbabue y Botswana y se estiman en $1 \times 10^{12} \text{m}^3$. En exploraciones iniciales, realizando sondeos en zimbabue se han evaluado las reservas y el tipo de geología de esta zona. Durante estos estudios se han podido identificar lugares exactos para realizar exploraciones de CBM. En lugares como Sabi Valley hay recursos en alrededor de unos $2.6 \times 10^9 \text{m}^3/\text{km}^2$. Estos recursos no han pasado desapercibidos iniciando labores de exploración en dos regiones como Karoo Basin y Bostwana. Solo se encuentra en producción actualmente la mina Moruple, de donde se saca carbón bituminoso con grandes cantidades de volátiles. Las concentraciones de gas en estas zonas alcanzan 2.8 a 5.1 m^3/t presentando una excelente permeabilidad^{§§}.

En África no existe la actividad de extracción de carbón asociada a mantos de carbón, la explotación de este recurso existe por medio de alianzas de empresas privadas con organismos internacionales encargados de asumir los costos de inversión como son: Banco Mundial, Exlm Bank, El Banco de Desarrollo Africano y El Banco de Investigación Europeo. En estos proyectos se han realizado inversiones de alrededor 0.8 M\$ en proyectos para la investigación, 0.68 M\$ en estudios de viabilidad e inversiones de 8.5 M\$ para garantizar la perforación y producción de los proyectos como tal.

2.3.1 SUDAFRICA

En Sudáfrica se centra la mayor cantidad de inversión hecha en este continente para la exploración y explotación de este recurso, en la década de los 90 se realizaron labores de exploración en doce pozos con altos porcentajes de potencial positivo, reanudando actividades en el año 2004, realizando inversiones en

^{§§} José Antonio Gutiérrez Bravo, Estudio tecno-económico de la extracción de metano de carbón en la cuenca Guardo – Barruelo, León 27 de Junio de 2014, consulta en línea 10 de abril de 2016, [https://buleria.unileon.es/bitstream/handle/10612/3999/jul2014_muimre_71426016E.pdf?sequence=1]

alrededor de 21 M\$ para producción en 32 pozos. En este país están dadas las condiciones para la producción de SBM. Ya que se cuentan con las licencias de perforación aprobadas, además muchos de los equipos necesarios se pueden fabricar localmente. Uno de los inconvenientes con que se cuenta en esta zona es el costo de los equipos de Hidro-Fracturación, ya que su transporte acarrea altos costos.

2.4 ASIA

Asia es el continente con mayores reservas mundiales, en este continente se encuentran apostados los mayores productores de carbón como: China, Kazajstán, o India, estos países con unos de los mayores índices de crecimiento poblacional, conlleva al aumento de consumo de energía lo que ha beneficiado el desarrollo del CBM y CMM.

2.4.1 CHINA

La economía China debe su desarrollo al carbón como energía primaria. Además de poseer los mayores recursos de carbones de tipo gaseoso de alto rango, estimando sus reservas de CBM en $35 \times 10^{12} m^3$, esta cantidad iguala o sobre pasa a las reservas de gas natural convencional existentes en el país. La mitad de las existencias de minas subterráneas en China poseen altos contenidos emisiones de gas metano, lo que hace del CBM una necesidad para disminuir el porcentaje de explosiones presentes en las minas. En la década de los 90 en China solo existía una producción de CBM de tan solo $0.43 \times 10^9 m^3$. Entre las décadas de los 70 y 90 se perforaron 26 pozos de tipo piloto, convirtiéndose en un fracaso, ya que en estas décadas los avances tanto en tecnología como en técnicas de explotación eran casi que nulas, la empresa Shenyang Gas Corporation realizó varias exploraciones y estudios de tipo piloto en Hyngiand, los cuales no fueron concluidos ya que se registraron bajos porcentajes de permeabilidad. Debido a esta situación se realizaron convenios de cooperación internacional. Con estos convenios se hace posible la explotación de Kaailuan Basin. Con el apoyo del gobierno local se hace

posible el desarrollo de técnicas y tecnologías, como los realizados por la Unión Nacional de Programas de Desarrollo, en cuanto a la eliminación de gas metano en minas subterráneas y su captura eficiente.

Figura 6. Cuencas y recursos de carbón en China (Tomada de la IEA, año 2006)



El gobierno chino en 1995 decidió controlar el CBM, lo cual lo realizó por medio de instituciones gubernamentales, por lo cual en 1996 se creó China United CBM (CUCBM), esta organización es propiedad de petrochina Company Ltd. y China National Coal Group Corporation, siendo la encargada de realizar la exploración y explotación, desarrollo, mercado, transporte y uso del CBM. Además posee los derechos absolutos de la cooperación internacional. En el periodo 2004 a 2006 se realizaron contratos con 26 compañías extranjeras que invertirían en el desarrollo de CBM en china. China dispone de aprovechamientos proyectados actualmente debido al gran esfuerzo del gobierno chino, este potencial podría aumentar su potencial en los próximos años. China Corporation (CUCBM) es la entidad encargada de promover este tipo de proyectos ***.

*** José Antonio Gutiérrez Bravo, Estudio tecno-económico de la extracción de metano de carbón en la cuenca Guardo – Barruelo, León 27 de Junio de 2014, consulta en línea 10 de abril de 2016,

Tabla 5. Proyectos de CBM y CMM realizados por CUCBM en china (shengchu and xin, 2004)

PROYECTOS CBM/CMM DE CUCBM EN CHINA (SHENGCHU AND XIN, 2004)	
CUENCA	CAPACIDAD
<p>JINCHENG</p> <p>Generación de electricidad con CMM</p> <p>Humo negro</p> <p>CMM como combustible para vehículos</p>	<p>1200 MW</p> <p>1300 t/año</p> <p>$3.6 \times 10^6 m^3$</p>
<p>YANGQUAN</p> <p>Generación de electricidad con CMM</p> <p>Producción de metanol con CMM</p> <p>Perforación superficial</p>	<p>11 MW</p> <p>50000 t/año</p> <p>20000 m³/año</p>
<p>PANJIANG</p> <p>Uso residencial de CBM</p> <p>Generación de electricidad con CMM</p>	<p>$163.72 \times 10^6 m^3/año$</p> <p>11 MW</p>
<p>FUSHUN</p> <p>Uso CBM y CMM</p>	<p>62 M m³/año</p>
<p>HUAINAN</p> <p>Uso residencial</p> <p>Generación de electricidad con CMM</p>	<p>$163.72 \times 10^6 m^3/año$</p> <p>3 MW</p>
<p>HUAIBEI</p> <p>Uso residencial</p> <p>Generación de electricidad con CMM</p>	<p>4000 m³/año</p> <p>4 MW</p>
<p>JIAOZUO</p> <p>Uso residencial</p> <p>Perforación superficial</p>	<p>$2000 \times 10^6 m^3/año$</p> <p>$1000 \times 10^6 m^3/año$</p>
<p>PINGDINGSHAN</p> <p>Proyecto de generación eléctrica CMM</p> <p>Adecuación de la superficie</p>	<p>$6000 \times 10^6 m^3/año$</p> <p>$9000 \times 10^6 m^3/año$</p>

[https://buleria.unileon.es/bitstream/handle/10612/3999/jul2014_muimre_71426016E.pdf?sequence=1]

Según los datos aportados en el 2004, existen en china gran diversidad de usos dados a este recurso en gran parte debido a la versatilidad que posee el metano. Estas condiciones hacen posible la realización de nuevos proyectos además de estimular la inversión extranjera.

2.4.2 INDIA

En la India los recursos de CBM no han sido estudiados detalladamente, Gujarat Power Corp Ltd. Asegura que los campos de lignitos en la región Shobhasan posee un número significativo de reservas de CBM. A pesar de los pocos estudios realizados se tiene certeza que india ocupa el sexto puesto a nivel mundial en reservas de carbón, con un 10% de las reservas probadas. Se espera que a futuro se realicen nuevos proyectos de investigación y exploración don de la india podría llegar hasta el cuarto puesto a nivel mundial en reservas de carbón; aunque en la actualidad no se cuenta con un estudio serio que cuantifique las reservas de gas asociado a mantos de carbón, en el 2005 se realizaron unos primeros avances donde se estimó un potencial de $150 \times 10^9 m^3$. En tan solo cuatro cuencas estudiadas: Jharia, Raniganj, Bokaro y S.Karanpura.

En la india solo el 20% de las minas son subterráneas con potenciales de entre 2 y 3 m. la gran mayoría de las minas existentes son explotadas por el método de cámaras y pilares. Un punto frágil de la minería en india es el hecho de tener una profundidad muy baja menor a los 300 m, aunque existen algunos lugares donde puede llegar hasta los 600 m. como parte de la política gubernamental para la explotación de CBM en la india se ha firmado un acuerdo con el reino unido con el fin de adaptar tanto las técnicas como la tecnología utilizada en las minas del reino unido a las condiciones tanto geográficas como ambientales de la india, además de valorar las oportunidades de mercado existentes para las eventuales exploraciones y explotación de CBM. En este sentido el proyecto más avanzado se inició en 2003 en el distrito de sohapur. En la actualidad existen otros proyectos piloto de CBM, los cuales se encuentran en fases iniciales ubicados en las minas de Moonidih y

Sundumdih. Donde el gas extraído se utilizara para la generación eléctrica y como combustible vehicular.

2.4.3 INDONESIA

En indonesia existen unas reservas comprobadas que están por los $6 \times 10^{12}m^3$. Ubicados en 16 cuencas, estas reservas equivalen a dos veces su potencial de gas natural, sumado al petróleo suman el 90% de la totalidad de potencial energético del país. Aunque se cuenta con reservas importantes de carbón la explotación de CBM, es nula no existe ningún proyecto para investigación y por lo tanto la exploración y explotación es inexistente.

2.4.4 KAZAKSTÁN

Kazakstán posee reservas estimadas en $1 \times 10^{12}m^3$. Ubicada su gran mayoría en Ekibastus, en los campos carboníferos de Maikyubensk y Karaganda^{†††}.

2.5 OCEANIA

2.5.1 AUSTRALIA

En Australia existen cuencas con potencialidad de gas como las ubicadas en:

- Cuencas Sídney, Gunnedah Y Bowen: con reservas estimadas en 200000 km^2 . Se estima que el tercio Norte (Sydney) de esta cuenca posee reservas por $4 \times 10^{12}m^3$. De gas metano, en minas de carbón con concentraciones entre 5 y 18 m^3/t . Estas minas tienen profundidades entre 300 y 600 m de profundidad según datos de Faiz. Donde se reconoce esta cuenca como la de mayor potencial para la explotación de CBM; con la problemática de poseer una baja permeabilidad y altos esfuerzos horizontales. En la

^{†††}Dirección General de política Energética y Minas, Tomo I estado del arte de la exploración, evaluación y producción de metano en capa de carbón, Madrid diciembre de 2004, Consulta en línea 29 de marzo de 2016, [http://info.igme.es/SIDIMAGENES/137000/631/137631_0000001.PDF].

actualidad se han otorgado diferentes licencias y permisos para realizar estudios que delimiten zonas con mayor potencial de explotación.

- Cuenca Galiee: con una extensión de tierra de 140000 km^2 .
- Cuenca Surat y Moireton: con 300000 km^2 . Esta cuenca posee capas delgadas y de forma discontinua, con la salvedad de poseer un alto contenido de gas metano.

A nivel mundial Australia es el primer país en utilización y aprovechamiento CMM. Esto se ha logrado con la ayuda del gobierno local a través de programas gubernamentales que facilitan esta actividad minera. Como el reemplazamiento de gas natural por CMM y a su vez el aumento de redes de gasoducto, este tipo de inversiones y políticas permite hacer más rentable el desarrollo de proyectos de CBM.

Los recursos de CBM existentes en Australia se encuentran ubicados cerca a los mayores centros urbanos lo que facilita su aprovechamiento, aprovechando esta condición el gas asociado a mantos de carbón es utilizado en generación de energía eléctrica, evidencia de esto son las siete plantas de generación eléctrica existente en la actualidad.

2.5.2 NUEVA ZELANDA

Gran parte del carbón presente en Nueva Zelanda es de bajo rango, el 71% de los carbones es de origen lignito, este tipo de carbón posee bajo contenido de gas si se compara con los recursos de otros países. En el país existen tres campos carboníferos donde según estudios realizados poseen recursos totales de $7 \times 10^6 \text{ m}^3$.

2.6 EUROPA

En Europa se afirma que existen bajas expectativas de explotación de CBM ya que los principales cuencas productoras de carbón poseen capas con bajos índices de permeabilidad, superando este inconveniente en varios países se han desarrollado proyectos de explotación de gas asociado a mantos de carbón presentando resultados satisfactorios.

2.6.1 AUSTRIA

En Australia la gran parte de depósitos carboníferos son superficiales y con bajos rangos de permeabilidad por lo que no son adecuados para la explotación de CBM. Australia solo cuenta con un campo con las condiciones óptimas para la explotación; además con la viabilidad económica para ejecutar el proyecto. El deposito Fohnsdorf – Knittelfied con $1.6 \times 10^9 m^3$. De gas metano.

2.6.2 BÉLGICA

En este país se ha almacenado el gas natural en condiciones de baja presión menores a 20 bar, luego re-extraído desde minas que se encuentran abandonas en la región de wallonia. Las minas cerradas y no inundadas, en Perones y Anderlues se han utilizado para este propósito con una capacidad de $500 \times 10^6 m^3$. Según fuente van Tongeren y Dressen, 2004.

2.6.3 REPUBLICA CHECA

La Republica Checa posee la cuenca de Silesia que se extiende por el sur de Polonia llegando hasta la Republica Checa, en esta cuenca se han efectuado labores de perforación de pozos. En el 2004 se revisaron las minas de Ostrava – Karvina, estas minas tendían a ser de tipo gaseoso. La recuperación de gas en la Republica Checa es moderadamente nueva si se revisa en el año 1997 solo se utilizaba un tercio del gas recuperado el restante era ventilado. Durante la década de los 90 existían numerosas minas abandonadas que emitían gas a la atmosfera, gran cantidad de este gas penetraba en zonas residenciales donde se presentaron

numerosas explosiones. En la actualidad estas minas son selladas y el gas se expulsa por ventilación controlada, una pequeña parte de este gas es aprovechado en calefacción. En la década de los 90 en la mina de Ostrava se generaban $100 \times 10^6 m^3$. El 90% del gas capturado era aprovechado, transportado en redes de gasoducto que permitía sus usos domésticos.

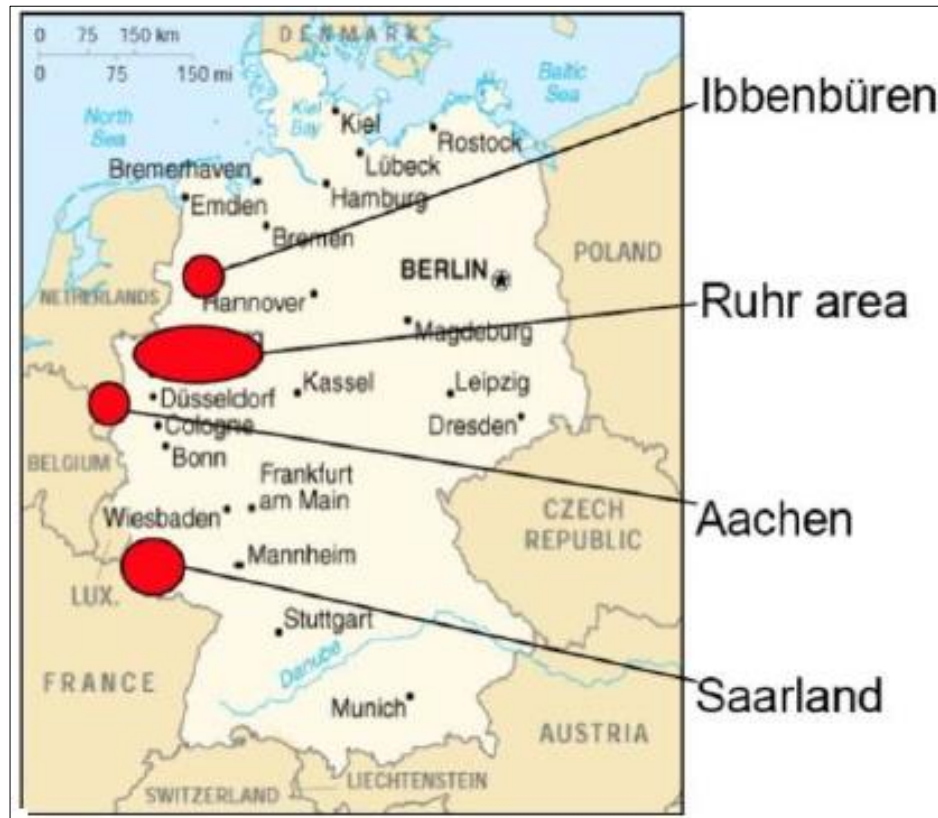
2.6.4 FRANCIA

En Francia existen varias cuencas carboníferas que poseen condiciones idóneas para la explotación de CBM. La cuenca Nord – Pas de la cuenca de Calais tiene una reserva de $50 \times 10^9 m^3$, pero debido a sus condiciones geográficas hace inadecuada la explotación de CBM. En Francia se ha producido gas proveniente de algunas minas abandonadas de la cuenca. La cuenca Lorraine posee reservas de gas equivalentes a $160 \times 10^9 m^3$. En la actualidad el gobierno francés ha concedido tanto licencias de explotación, como permisos para realizar estudios en estas zonas de producción.

2.6.5 ALEMANIA

En Alemania la explotación de gas asociado a mantos de carbón se realiza justamente cuando la mina ha sido cerrada. En el año 1978 se instala el primer gasoducto para el aprovechamiento del gas emanado por la mina cerrada de Montt Cenis. El CBm en Alemania es considerado como energía renovable, lo que hace posible que se incentive su utilización mediante tarifas garantizadas de 7.7 c€/Kwh, similar al régimen especial aplicado en España. Los principales usos que se le dan a este tipo de gas en Alemania son la generación de energía eléctrica, generación de calor en calderas tanto residenciales como industriales, además de ser utilizado como combustible secundario en vehículos. Las principales reservas de carbón se encuentran en las cuencas de Ibbenduren, Ruhr, Aachen y Sarland.

Figura 7. Principales cuencas carboníferas en Alemania (tomada de Dinkelbach, año 2004)



La cuenca Saar es de las primeras en haber implementado la explotación de CBM. Esta cuenca cuenta con reservas totales de $3 \times 10^{12} m^3$, si se consideran solo las capas con potenciales superiores a 60 cm y con profundidades menores a 1500 m, de profundidad estas reservas disminuyen hasta $85 \times 10^9 m^3$.

La cuenca de Ruhr, es la que presenta la mayor reserva carbonífera del país, se espera en los próximos años producir entre 2 y $3 \times 10^9 m^3$, por año. Esta cuenca cuenta con 77 estaciones con una capacidad de producción que sobre pasa los

70 MW, generando 650 GWh de energía en el año 2002^{†††}. En los últimos años se han construido cerca de 50 estaciones de cogeneración con CMM en Alemania, con una capacidad total de 150 MW. Las plantas generadoras del tipo contenedor se encuentran como las más apropiadas debido a la variación en la disponibilidad del recurso. En la actualidad se sigue con la instalación de este tipo de plantas encontrándose instalados 1250 MW y a futuro se instalarán 50 MW más.

2.6.6 POLONIA

Polonia cuenta con tres grandes cuencas son ellas Lower Silesian, Upper Silesian y Lublin Parece, según estudios realizados la de mayor potencial es Upper Silesian, esta cuenca cuenta con capas más gruesas y numerosas. Al año 2005 se encontraban en concesión reservas evaluadas en $380 \times 10^9 m^3$. El 60 % de la producción de carbón proviene de minas de origen gaseosas, la explotación de gas metano se realiza solo en 18 minas en la cuenca de Upper Silesian, del total de gas producido por estas minas $912 \times 10^6 m^3$. Solo se aprovechan $282 \times 10^6 m^3$. Según datos reportados al año 2005. Las ventas de gas metano en Polonia no alcanzan a cubrir los gastos de producción, debido a la pobre infraestructura y tecnología con la que se cuenta para su producción. Al año 2011 se esperaba que la producción de metano alcanzara los $5 \times 10^9 m^3$ en la alta Silesia, esto sumado a los datos estimados en algunas minas hacen estimar los recursos de CBM a 2010 en $1300 \times 10^9 m^3$.

^{†††} Submitted to the faculty of the university graduation school in the partial fulfillment, Coalbed gas origin and distribution in the southeastern Illinois basin, Dariusz Strzpek, consulta en línea 15 de marzo de 2016, [<https://books.google.com.co/books?id=Tz4Oeb7W0rMC&pg=PA141&lpg=PA141&dq=Thielemann+et+al,+2004&source=bl&ots=POrJkYXQ9&sig=KuzQhYspA5bh7tRIJMReYvd78pY&hl=es&sa=X&ved=0ahUKEwid056x3cDMAhWHzz4KHQiyALYQ6AEIJTAB#v=onepage&q=Thielemann%20et%20al%2C%202004&f=false>]

2.6.7 RUSIA

A principios del siglo XX el carbón era la principal fuente de energía del país, además de brindarle fortaleza a la economía rusa. Estos recursos se vieron menguados con la llegada del petróleo y con él la explotación del gas natural. En la actualidad más del 40% del carbón producido en el país se utiliza para la generación de electricidad.

Figura 8. Principales cuencas carboníferas en Rusia. (Tomada de schwochow, año 1997)



Rusia en la actualidad cuenta con 211 minas de carbón, de las cuales 92 son subterráneas, de estas 78 son consideradas como gaseosas; es este potencial el que ha llevado a despertar el interés en el CBM, llevando a que organizaciones tanto nacionales como internacionales de la mano de universidades hayan realizado acuerdos de cooperación para implementar la explotación de este recurso natural.

Tabla 6. Proyectos en la cuenca de Pechora (tomada y modificada de estudio-económico de la extracción de metano del carbón).

PROYECTOS CMM EN PECHORA AÑO 2000				
MINA	VENTEO	CAPTURADO	UTILIZADO	USO
SEVERNAYA	13.14		11.092	MOTORES PARA GENERAR ELECTRICIDAD-CALENTADORES DE AIRE
KOMSOMOLSKSYA			8.232	CALDERAS (5)
VORKUTINSKAYA	33	7.6	7.059	CALDERAS (4)
ZAPOLYARNAYA			5.534	CALDERAS (3)
INTINSKAYA	18.7			
ZAPADNAYA	7.4			
TOTAL			36	

En relación de minas de carbón con las reservas de CBM, Rusia posee grandes cantidades de gas estimadas entre 17 y $133 \times 10^{12} m^3$. En Kuzbass hay $2.499 \times 10^9 m^3$. Con una profundidad por encima de los 600 m. y $7.450 \times 10^9 m^3$. en profundidades entre los 600 y 1200 metros. En la cuenca Pechora se calculan reservas de CBM en $2.83 \times 10^{12} m^3$. En esta zona la gran dificultad para su explotación es la inclemencia del clima, la cual dificulta el transporte de equipos y personal. Según estimaciones tanto de tecnología adecuada, como entorno económico favorable para el CMM, Rusia podría llegar a producir hasta 2 millones de m^3 por año (M2 workshop – Rusia, 2005).

2.7.1 REINO UNIDO

En el reino unido existen cuatro regiones geográficas con grandes reservas de carbón. Estas regiones son: el sur, región central, norte y la región escocesa. Los recursos totales del reino unido se estiman en $2 \times 10^{12} m^3$. El contenido de gas presente en la mayoría de estas reservas de carbón está en el orden de $4 - 11 m^3/t$.

Con algunas buenas excepciones presentando valores de $19 \text{ m}^3/\text{t}$. Como en South Wales.

El primer pozo de CBM se perforo en Sealand cerca de Chesteren en el año 1992, el segundo en North Wales. En la actualidad sean perforado otros pozos, pero al igual que en otros países la producción comercial no es abundante. Según estudios realizados las cuencas de carbón inglesas tienen baja permeabilidad, además están muy insaturadas. Para evaluar las reservas de CBM, se necesita la realización de nuevos estudios, ya que las mayores reservas de CBM no se encuentran en las zonas explotadas si no por el contrario se ubican en las zonas inexploradas.

2.7 AMERICA

2.7.1 CANADÁ

El potencial de CBM en Canadá comenzó a ser estudiada a principios del 2000, estimando reservas que están entre $6 \text{ y } 76 \times 10^{12} \text{ m}^3$.

Los depósitos de carbón en su mayoría son principalmente carboníferos en la zona este y mesozoicos/cenozoicos en el oeste. Las cuencas del este son pequeñas con potencial de producción reducidos. Un punto a favor es la poca presencia de gas natural en la zona, esto podría ser de gran importancia económica. Las cuencas del oeste parecen tener un mayor potencial. Se han realizado estudios geológicos y de ingeniería en la zona de la cuenca de Cumberland, en Nova Scotia. En esta zona se encontraron reservas de carbón con gran similitud a los existentes en Black Warrior Basin en los Estados Unidos. La concesión de Cumberland tiene unos recursos de gas que oscilan por los $0.2 \times 10^{12} \text{ m}^3$.

Recientemente la formación Kootenay en Fermie, ubicada al sudeste de British Columbia. Ha sido centro del interés ya que según estudios realizados esta reserva contiene recursos por valores de $0.6 \times 10^{12} \text{ m}^3$. Además de su ubicación cercana al gaseoducto que exporta gas a EE.UU. el ministerio de minas y petróleo de Canadá ha estimado recursos de CBM en British Columbia en $4 \times 10^{12} \text{ m}^3$.

2.7.2 ESTADOS UNIDOS

Los Estados Unidos es el país con mayor desarrollo de CBM a nivel mundial. Los estados unidos cuentan con grandes cuencas carboníferas, esto sumado un moderno y complejo sistema de gaseoductos. El desarrollo realizado en EE.UU es gracias a la inversión gubernamental, que consistía en créditos para los pozos perforados antes de 1992, además de una prima extra sobre el precio del metro cubico de gas extraído en CBM.

Las reservas de gas metano oscilan en los $11 \times 10^{12}m^3$. Las reservas recuperables con la tecnología actual están en $2.5 \times 10^{12}m^3$. Con una producción diaria de $60 \times 10^6m^3$. Cerca del 80% de la producción nacional proviene de la cuenca San Juan ubicada en los estados de Colorado y Nuevo México. Otra de las cuencas con mayor producción es Black Warrior en el estado de Alabama, la suma de la producción de estas dos cuencas suman un total de 95% de la producción nacional de gas metano. Los primeros pasos en la producción de CBM se dieron en el año 1978, donde se inició con la perforación de 12 pozos, con un notable incremento en 1988 donde se perforaron 732 pozos. En la actualidad Estados Unidos cuenta con 6600 pozos activos, los que producen un total anual de $20 \times 10^9m^3$ de gas metano. Las principales cuencas de CBM en EE.UU son:

Tabla 7. Pozos y producción de CBM en las cuencas de EE.UU durante 1992. (Tomada y modificada de estudio-económico de la extracción de metano del carbón, fuente IEA Coal Research).

CUENCAS	N° DE POZOS PRODUCTIVOS 1999	PRODUCCION DE CBM $m^3 \times 10^9$
CUENCAS OCCIDENTALES	3311	184.66
San Juan	40	0.96
Piance	1657	3.32
Uinta	370	3.36
Green River	2	0.05
Raton	405	1.88

CUENCAS	N° DE POZOS PRODUCTIVOS 1999	PRODUCCION DE CBM $m^3 \times 10^9$
CUENCAS OCCIDENTALES INTERIORES		
Arkoma	191	0.71
Cherokee	175	0.19
CUENCAS ORIENTALES		
Black Warrior	2889	30
Centrel Appalachian	1646	7.04
Northem Appalachian	134	0.27
Illinois	8	0.015
Total	10928	202.59

2.8 LATINOAMERICA

La región de América Latina se caracteriza por tener enorme riqueza si de recursos energéticos se habla; el carbón y el gas no son la excepción. Tanto así que no solo es auto sostenible si no que sus reservas le permiten exportar parte de estos recursos energéticos. Mas sin embargo estas riquezas energéticas se distribuyen de manera asimétrica respecto a su distribución geográfica, concentrándose la mayor cantidad de estos recursos en unos cuantos países, convirtiendo a el resto de ellos en dependientes de las importaciones.

Si miramos detalladamente el desarrollo económico e industrial de los países de la región de América Latina y el Caribe, estarán por mucho tiempo ligadas a las importaciones de combustibles fósiles; siendo los altos precios de las importaciones de estos productos un golpe directo a sus economías. Esto ha hecho que se dirija la atención a otras fuentes de energía no convencionales.

Tabla 8. Volúmenes estimados de shale gas en cuencas de América Latina y el Caribe. (Tomada y modificada panorama general de los hidrocarburos no convencionales, fuente organización latinoamericana de energía).

PAIS	RECURSO IN-SITU (TMC)	RECURSOS TECNICAMENTE RECUPERABLE (TMC)
Argentina	77.2	21.9
México	66.8	19.2
Brasil	25.6	6.4
Chile	8.1	1.8
Paraguay	7.0	1.8
Bolivia	5.4	1.4
Uruguay	2.3	0.6
Colombia	2.2	0.5
Venezuela	1.2	0.3

2.8.1 ARGENTINA

En Sudamérica argentina es el primer país que inicio con la extracción de gas no convencional. Unos años atrás argentina está extrayendo tight gas de 60 pozos, perforados en la cuenca de Neuquen, provincia de la Patagonia suroccidental argentina. En la actualidad cuatro de estos pozos se encuentran activos; al mismo tiempo que se realizan estudios para determinar la factibilidad de reservas en la misma cuenca, aprovechando la experiencia de Canadá y EE.UU. con los que se han firmado convenios de cooperación para su explotación.

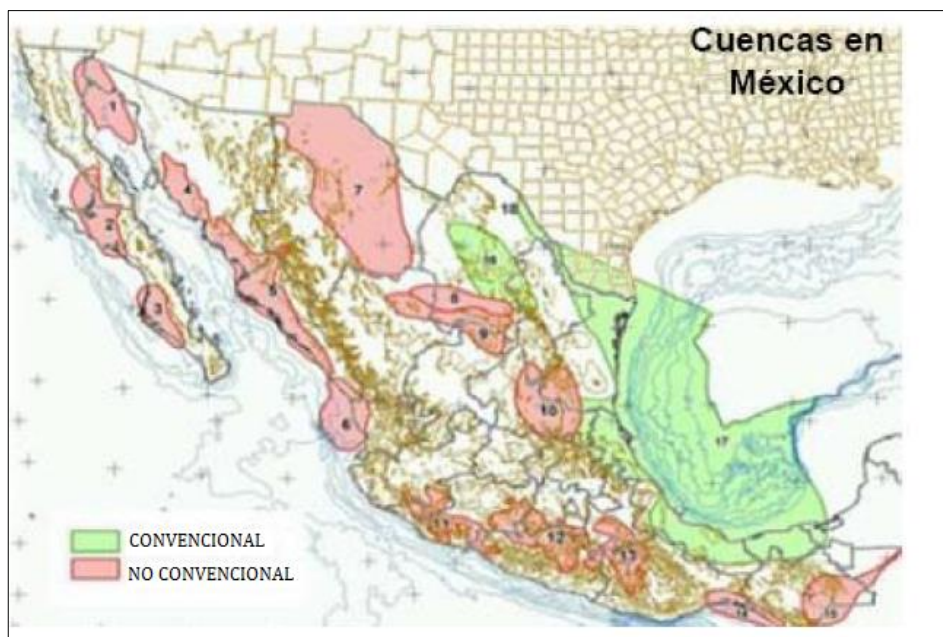
En la provincia de Neuquen existen dos formaciones con reservas de shale gas, Vaca Muerta y los molles. Vaca Muerta tiene una extensión de 18 mil km², con un espesor de 125 a 225 m a profundidades de 2500 y 3000 metros en el centro de formación; y un potencial recuperable calculado de 170 TPC de los cuales 120 TPC serían gas libre y 50 TPC gas absorbido en el material orgánico.

Los molles poseen un extensión de 15.913 km², un espesor promedio de 120 metros a una profundidad entre 2000 y 4500 metros, un potencial recuperable de 130 TPC; 90 TPV como gas libre y 40 TPC como gas absorbido.

2.8.2 MÉXICO

Existen varias cuencas sedimentarias en México con gran des potenciales de Shale gas, por ejemplo Chihuahua y Coahuila, en Veracruz, Tamaulipas esta la cuenca del golfo de california, la cuenca mesozoica del centro de México, cuenca de Tlaxiaco, cuenca de guerrero-Morelos y otras cuencas de gas no convencional. En la figura 9 se pueden ver la distribución de dichas cuencas.

Figura 9. Cuencas sedimentarias de México con potencial gasífero. (Tomada y modificada panorama general de los hidrocarburos no convencionales, fuente organización latinoamericana de energía).

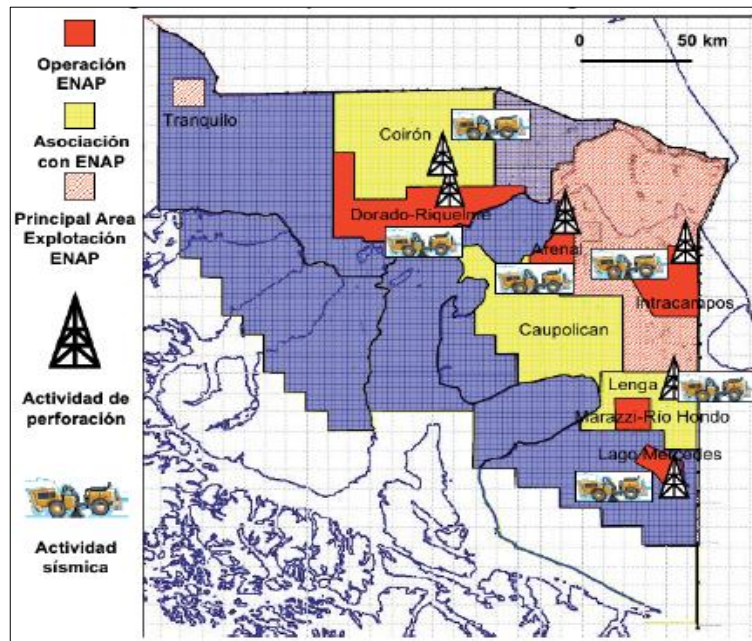


De las cuencas existentes en México solo 6 poseen potencial para producir gas metano estas son: las sabinas, rio escondido, sonora, colina, guerrero y oaxaca.

2.8.3 CHILE

En el país austral se tiene un volumen de reservas de gas no convencional de 64 Tpc técnicamente recuperable, ubicado principalmente en la cuenca de Magallanes que comparte con Argentina donde se denomina Cuenca Austral. El gobierno nacional chileno en el año 2011, otorgo licencia a la empresa ENAP, iniciando de esta manera una licitación en la modalidad de contratos especiales de operación petrolera (CEOPS) para explorar nuevas reservas de gas natural en esta cuenca. La licitación incluye la obligación de perforar al menos un pozo de shale gas. Esto con el fin de incentivar este tipo de industria.

Figura 10. Bloques de la cuenca de Magallanes, (Tomada y modificada panorama general de los hidrocarburos no convencionales, fuente organización latinoamericana de energía).



2.8.4 BRASIL

Brasil con 226 TPC de reservas comprobadas y recuperables es el tercer país después de Argentina y México en reservas comprobadas. La región de Paraná, junto con Chaco conforman la cuenca Paraná-chaco, cuenca que tiene la mayor parte de las reservas brasileras y donde en los últimos años se han perforado cerca de 100 pozos exploratorios y donde según su ubicación ha demostrado tener factibilidad comercial para su explotación. La capacidad de las cuencas gasíferas brasileras le ha permitido a la estatal petrolera brasileras Petrobras proyectar exportaciones de este rubro en 200 millones de m^3 , por día desde los 65 millones actuales^{§§§}.

2.9 ZONAS CARBONÍFERAS EN COLOMBIA Y SITUACIÓN CBM

En Colombia los carbones se encuentran en las tres cordilleras; cordillera oriental, occidental y central; donde las acumulaciones de mayor volumen de carbón que se encuentran en estas zonas están limitadas al periodo de tiempo del intervalo Maastrichtiano – oligoceno superior, Albiano – Cenomaniano y el cretáceo inferior. En Colombia las evaluaciones de GAC o CBM muestran reservas potenciales entre 3 y 17 TPC. Las cuencas que presentan mayor potencial para explotación del recurso natural son: meseta de Bogotá, formación Guaduas, formación Guachinte – Ferreira, cuenca Cauca, Cuenca Catatumbo, Cuenca Llanos, Cuenca del Magdalena medio y la cuenca del río Cauca. Como prueba de la existencia de estas reservas está el hecho que en estas cuencas se encuentran carbones bituminosos con hasta 35 % de materia volátil. Colombia cuenta con grandes reservas de carbón y en ellas posibles fuentes de gas asociado a mantos de carbón^{****}.

^{§§§} Organización Latinoamericana de Energía, Panorama General de los hidrocarburos No Convencionales, consulta en línea 20 de abril de 2016, [http://biblioteca.olade.org/iah/fulltext/Bjnbr/v32_2/old0275.pdf]

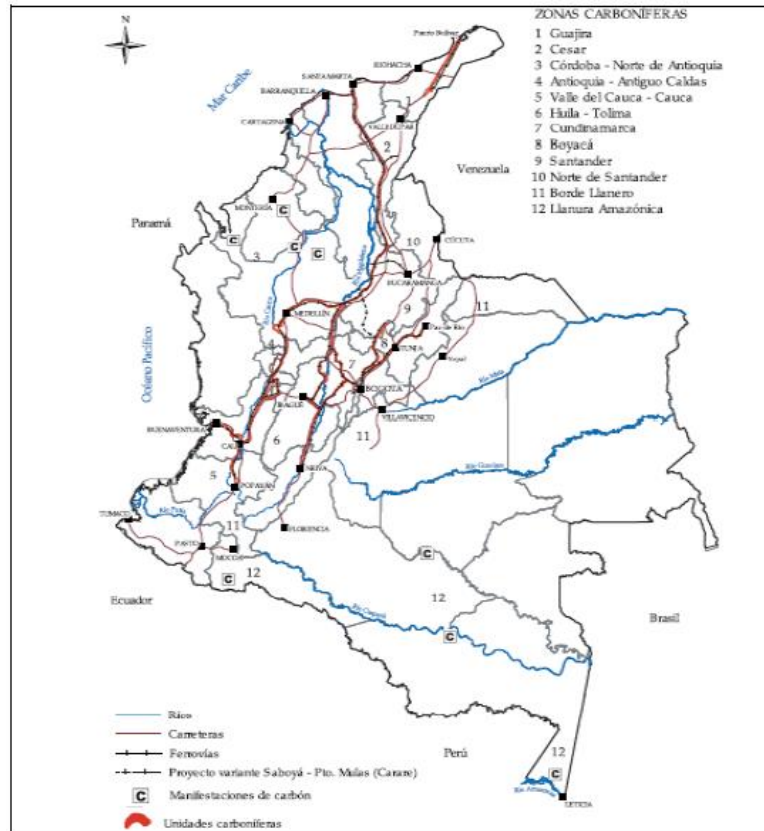
^{****} Universidad Industrial de Santander, análisis y sensibilidad de parámetros de caracterización de un yacimiento de gas asociado a mantos de carbón mediante simulación numérica, <http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/837/2/137931.pdf>.

Tabla 9. GAC en regiones de Colombia, (tomada y modificada de análisis y sensibilidad de parámetros de caracterización de un yacimiento de gas asociado a mantos de carbón mediante simulación numérica).

REGION	CARBON PRODUCIDO TIP. 10 ⁹ ton.m	CARBON, TIP. 10 ⁹ ton.m	GIP (TPC)	RESERVAS PROBADAS
Guajira	4.5	13.6	4.8	2.4
Cesar	6.6	19.7	6.9	3.4
Córdoba	0.7	2.2	8.8	
Antioquia	0.5	1.4	0.5	
Valle del Cauca	0.2	0.7	0.3	
Cundinamarca	1.5	4.4	1.6	0.8
Boyacá	1.7	5.2	1.8	0.9
Santander	0.5	1.4	0.5	
Norte de Santander	0.8	2.4	0.8	
Total	17	51	17.8	7.5

En Colombia se han realizado estudios para la evaluación del contenido de gas en mantos de carbón, este estudio se realizó en cuatro cuencas carboníferas, con mayor potencial de CBM. El cerrejón en la guajira, la Jagua – la loma en el Cesar, El alto san Jorge en Córdoba y la región Cundiboyacense. Estas estimaciones se realizaron por métodos indirectos; estos métodos se basan en el rango del carbón, los cuales son limitados geográficamente, estos métodos pueden pasar por alto las variaciones de presión, temperatura y calidad del carbón. Si no se tienen en cuenta estas variables o no se estiman de manera adecuada la valides de los datos obtenidos por estos métodos pierden valides.

Figura 11. Distribución del carbón en Colombia. (Tomada y modificada de Ingeominas y Minercol, el carbón colombiano. Recursos, reservas y calidad. 2004).



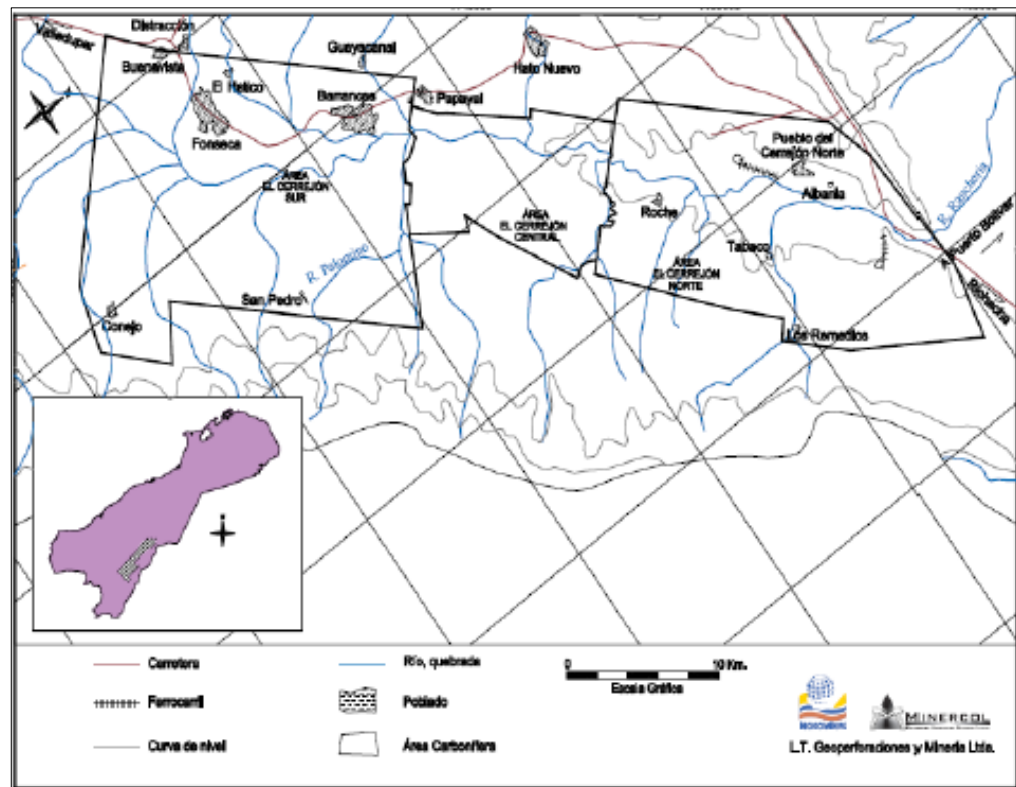
2.9.1 ZONA CARBONÍFERA DE LA GUAJIRA

La zona carbonífera de la guajira se encuentra en su totalidad en el departamento de la guajira, en los municipios de barrancas, hato nuevo, Albania y Maicao. Ubicada a 1.25 km de Valledupar. Los yacimientos se encuentran en el cerrejón con una superficie de 805 Km².

La formación de mantos cuenta con una secuencia de 900 a 1100 m de espesor, conformada por arsénicas, localmente calcáreas, interestratificadas con lutitas grises carbonosas. La formación cuenta con espesores de entre los pocos centímetros y

hasta los 10 metros o más, llegando en pocos casos a 26 m. con calidades de carbones bituminosos altos en volátiles.

Figura 12. Localización Del Área Carbonífera De La Guajira. (Tomada Y Editada De Estudio De Propiedades Para La Caracterización De Yacimientos De Gas Asociado A Mantos De Carbón).



El área carbonífera cuenta con reservas en cerrejón norte de 3000 millones de toneladas, a 300 m de profundidad, en la categoría medidas, lo cual la hace la más importante del país.

2.9.2 ZONA CARBONÍFERA DEL CESAR.

El cesar está localizado al noreste del país, los yacimientos carboníferos se encuentran localizados al este de la sierra nevada de santa marta. Localizados en

la formación los cuervos, cuya edad pertenece al Eoceno. Localizadas en dos áreas carboníferas denominadas: área carbonífera 201 la Loma y 202 la Jagua de Ibirico.

El yacimiento de la jagua se encuentra ubicado en el centro de una secuencia sinclinal de orientación NE, con 15 Km de longitud; con 10 mantos continuos de espesores entre 0.8 y 6.90 m. compuesta de arcillolitas grises y negras.

La loma se encuentra localizada a unos 100 Km del sur de la capital del cesar, con una extensión aproximada de 570 Km^2 . Constituida por arcillolitas y limolitas de color gris a gris medio, intercaladas con bancos de arenisca y mantos de carbón con espesores mayores a 1 m. estos carbones son bituminosos altos en volátiles y con aptitudes para uso térmico.

El área la Loma posee un potencial carbonífero de 6291802875 toneladas, en las categorías de reservas y recursos medidos, indicados, inferidos e hipotéticos, convirtiéndola en una de las más importantes a nivel nacional. La reserva de la Jagua de Ibirico posee un potencial de 258300000 toneladas, en la categoría de reservas medidas, en cuanto a reservas indicadas, inferidas e hipotéticas no se reportan datos.

2.9.3 ZONA CARBONÍFERA CÓRDOBA – NORTE DE ANTIOQUIA

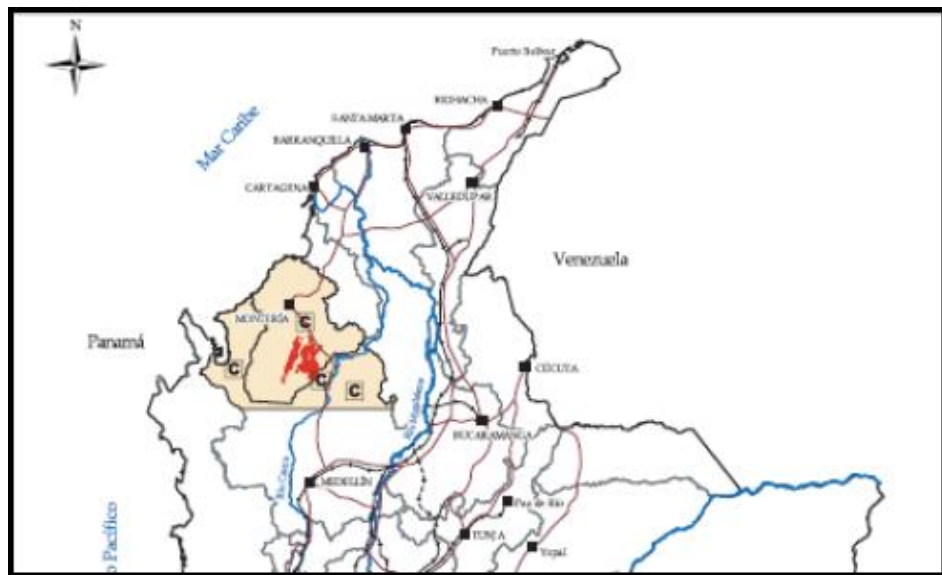
El departamento de córdoba tiene una superficie de 25000 Km^2 . Esta zona incluye las reservas del departamento de córdoba y en la parte septentrional del departamento de Antioquia. Esta zona posee cinco áreas carboníferas: área carbonífera 301 Urabá, 302 Ciénaga Rio de Oro, 303 Alto San Jorge, 304 Taraza – Rio Man, 305 Purio Caseri.

El área carbonífera Alto San Jorge, la más importante de la zona y localizada al sur del departamento de córdoba, sobre la cordillera occidental, conformada por una secuencia de limo-arcillolítica con intercalaciones esporádicas de arenisca. El área

cuenta con más de 40 mantos, con espesores mayores a 0.6 m, la calidad de sus carbones se agrupan en dos categorías lignitos y sub-bituminosos.

En el Urabá cerca del pozo exploratorio de petróleo piedrecitas 1570 –IX, localizado a 20 Km al noreste de necocli, se cuenta con ocho mantos de carbón a 1220 metros de profundidad y otros dos mantos a 1860 metros de profundidad lo cual indica existencia de CBM en esta zona.

**Figura 13. Ubicación zona carbonífera de córdoba – norte de Antioquia.
(Tomada Y Editada De Estudio De Propiedades Para La Caracterización De
Yacimientos De Gas Asociado A Mantos De Carbón).**



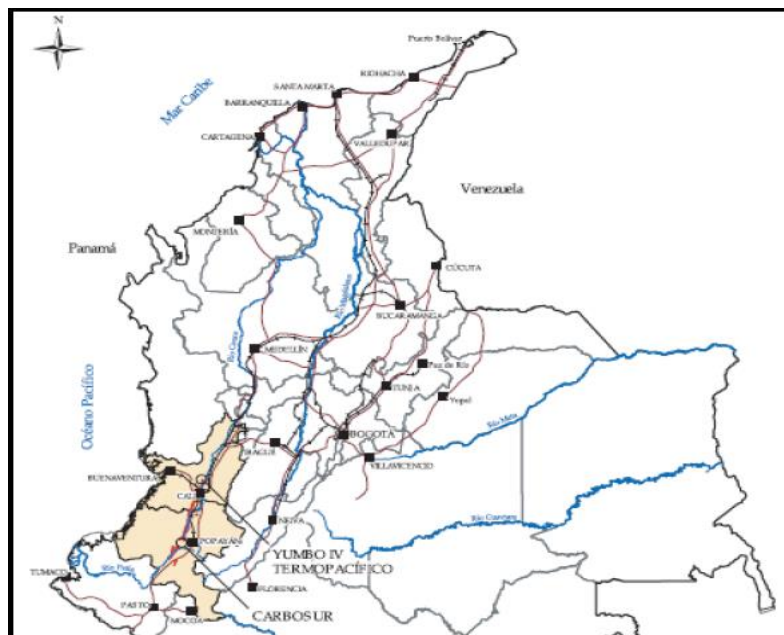
El potencial de la zona carbonífera es de 722.000.000 toneladas en las categorías de medias e indicadas. Evaluadas para mantos de carbón con espesores superiores a 0.60 metros^{†††}.

^{†††} Andrés Ricardo Murcia Páez- Andrea Liliana Sana, Estudio De Las Propiedades Para La Caracterización de Yacimientos De Gas Asociado A Mantos De Carbón, Universidad Industrial De Santander, Bucaramanga 2012.

2.9.4 ZONA CARBONÍFERA DEL VALLE DEL CAUCA-CAUCA

Esta zona carbonífera cubre los departamentos de valle del cauca y cauca. Localizada al occidente de la denominada depresión inter- cordillerana del caucapatia. La zona del valle del cauca se extiende a 75 Km^2 , entre yumbo al norte y Suarez al sur.

Figura 14. Ubicación de la zona carbonífera del valle del cauca. (Tomada Y Editada De Estudio De Propiedades Para La Caracterización De Yacimientos De Gas Asociado A Mantos De Carbón).



Según estudios geológicos realizados por Ingeominas a finales de los 90, donde se detallaron aspectos estructurales y estratigráficos relacionados con los yacimientos, donde se enumeraron y caracterizaron las siguientes áreas: área 501 Yumbo-Asnas. En el cauca el área carbonífera 502 Rio Donde _ Quebrada Honda, área carbonífera 503 Mosquera – El Hoyo.

Los mantos de esta zona van desde los 200 a 350 metros de espesor acumulados en arenisca y arcillolitas. La calidad de los carbones de la zona clasifica en carbones bituminosos bajos y medio volátiles, comúnmente aglomerantes y carbones bituminosos altos en volátiles^{###}.

Las reservas de esta zona se calculan en 145669390 toneladas. Ubicadas y caracterizadas en cuatro bloques Golondrinas-Rio Cañaveralejo, Rio Cañaveralejo – Rio Pance, Rio Pance-Rio Guachinte, Rio Guachinte- Rio Asnazu.

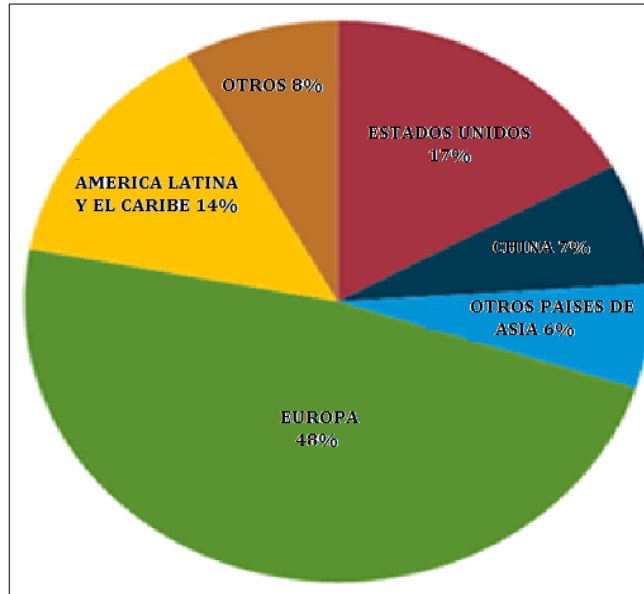
2.9.5 EXPORTACIONES DE CARBÓN EN COLOMBIA

Colombia exporto 76.4 MMST en 2010, siendo el principal cliente Europa, seguido de otros países de sur américa y Estados Unidos. El carbón es el segundo rubro de exportaciones a nivel nacional, con un 15% de los ingresos de exportaciones colombianas en el 2010.

Colombia recientemente inicio exportaciones a mercados asiáticos, siendo china el principal cliente, las exportaciones a Asia crecieron de menos de 1% en 2009 a 13 % en 2010. La relación comercial entre Colombia y EE.UU sigue siendo muy buena para el país el 75% d las importaciones de carbón de Estados Unidos provienen de Colombia. Al año 2011 se exportaron a EE.UU cerca de 9.5 MMST de este recurso natural.

^{###} Andrés Ricardo Murcia Páez- Andrea Liliana Sana, Estudio De Las Propiedades Para La Caracterización de Yacimientos De Gas Asociado A Mantos De Carbón, Universidad Industrial De Santander, Bucaramanga 2012.

Figura 15. Exportaciones de carbón colombiano en el año 2010. , (Tomada y modificada de Carbocol.



Actualmente se realizan programas de exploración de nuevas reservas de gas natural, con el fin de ampliar la capacidad de producción, y a su vez aumentar la estabilidad al sistema de producción y consumo interno; con esto se busca el afianzamiento de las exportaciones de este rubro. El trabajo mancomunado entre el gobierno nacional y empresas del sector por incorporar nuevas reservas de gas natural y garantizar el abastecimiento pleno del consumidor local, dieron origen por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la UPME al estudio de la situación futura de abastecimiento.

Como objetivo estratégico del gobierno colombiano en cabeza del ministerio de minas y energía, esta asegurar el suministro de hidrocarburos y electricidad en el país, por esta razón se incentiva la inversión tanto nacional como extranjera para la producción de hidrocarburos; a su vez que se trabaja en la construcción de marcos jurídicos e institucionales requeridos que permitan dicha producción. En Colombia se fijan planes de producción de recursos energéticos a mediano y largo plazo, en los que tienen gran importancia los recursos energéticos de yacimientos no

convencionales, debido a su gran potencial y que ha sido identificado según estudios realizados recientemente.

Tabla 10. Volúmenes esperados de hidrocarburos no convencionales en Colombia. (Tomada y modificada panorama general de los hidrocarburos no convencionales, fuente Carlos Alberto Vargas, Revista académica Colombiana de Ciencias exactas, físicas y naturales, 2009).

PRODUCTO	VOLUMEN	TIPO
Gas asociado a carbón CBM	7.5 TPC	Gas recuperable
Arenas bituminosas (Tar Sands)	20-40 GBEP	Petróleo recuperable
Gas asociado a esquicitos (Shale Gas)	32 TPC	Gas recuperable
petróleo asociado a exquisitos (Shale Oil)	14 GBEP	Petróleo recuperable
Gas comprimido (Tight Gas)	1.2 TPC	Recurso In- Situ
Gas en Hidratos (Gas Hydrate)	400 TPC	Recurso In- Situ

Uno de los recursos que reviste mayor importancia dentro de los hidrocarburos no convencionales en Colombia es el shale gas debido a la existencia de infraestructura, centros de consumo y formaciones estudiadas en el Magdalena Medio y Catatumbo.

2.9.6 RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN (CBM) EN COLOMBIA.

En Colombia existen cinco regiones con altos potenciales de reservas tanto carboníferas como de gas asociado a mantos de carbón, estas regiones están agrupadas en 3 cuencas: la cuenca de la cordillera Oriental, Cesar – Rancherías y valle del Cauca. En estas cuencas existen condiciones geológicas ideales para la acumulación de gas asociado a mantos de carbón en Colombia, CBM.

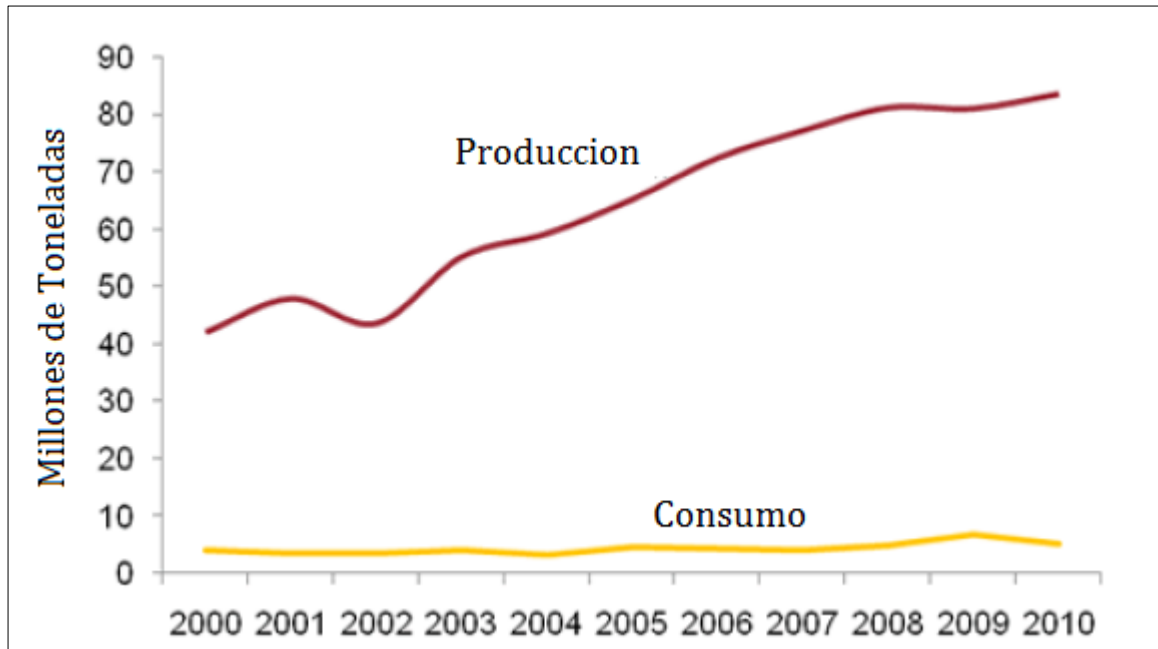
Tabla 11. Reservas potenciales de GAC en varias regiones de Colombia. (Tomada y modificada de Geoquímica y estratigrafía de los yacimientos de gas asociados a carbón en la cuenca de Bogotá. Universidad Industrial de Santander, 2005).

CUENCA	RESERVAS DE CARBON(TONELADAS)	FORMACION GEOLOGICA CON CARBON	RECURSOS DE GAC EN Ft CÚBICOS DE GAS
BOGOTA	1.21×10^{10}	GUADUAS	6.06×10^{12}
CATATUMBO	2.32×10^8	BARCO/CUERVOS/CARB	1.16×10^{11}
CESAR	2.52×10^9	CUERVOS	1.26×10^{12}
RANCHERIA	3.45×10^9	CERREJON	1.73×10^{12}
VALLE DEL CAUCA	1.33×10^8	GUANCHINTE/FERREIRA	6.65×10^{10}
TOTAL	5.54×10^{11}		9.23×10^{12}

Colombia ocupa un importante lugar a nivel mundial en cuanto a niveles de exportación de carbón, en los últimos años exporto el 5% del total de exportaciones a nivel mundial, si estas cifras son alentadoras a nivel internacional no lo son tanto a nivel nacional ya que el carbón no es el energético de mayor consumo para la generación de energía, ocupando un tercer puesto después del petróleo y la biomasa§§§§. En Colombia se producen 82 millones de toneladas (MMST) de carbón al año 2010, y tan solo se consumen 5.6 (MMST), según datos reportados por el ministerio de minas y energía.

§§§§ Universidad Industrial de Santander, Estudio de las Propiedades para la Caracterización de Yacimientos de Gas Asociado a Mantos de Carbón, consulta en línea 10 marzo de 2016, [http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish03/win03/composite.pdf].

Figura 16. Producción Y Consumo de carbón en Colombia, (Tomada y modificada de Carbocol, consulta en línea <http://www.carbocol.com/>. Reporte al año 2012).

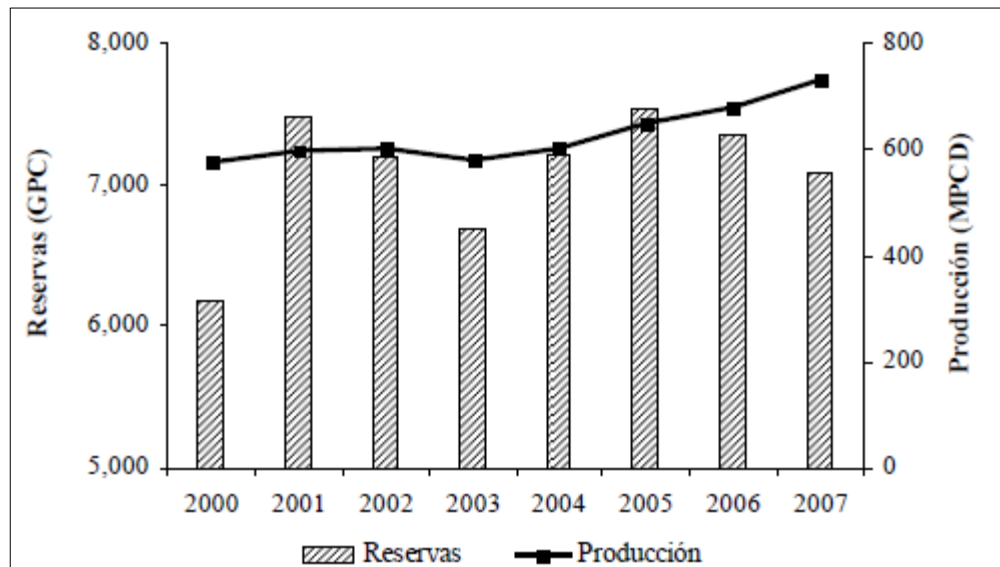


La producción de carbón se ha venido duplicando a partir del año 2010, siendo la empresa carbones del Cerrejón el principal operador, esta empresa es conformada por Anglo-American, BHP Billiton y Xtrata. Seguida por esta se encuentra la Drummond Company, con una producción de 27 MMST, en el año 2011, esto es conforma el 33% de la producción Nacional.

2.9.7 OFERTA DE GAS NATURAL CONTEXTO NACIONAL.

Las reservas en el ámbito nacional fueron de 7.084 GPC en el año 2007, de las cuales 3.746 GPC corresponden a reservas probadas. Desde el año 2000 las reservas del país han aumentado 3.5% de forma anual, alcanzando un total de 730 MPCD en el año 2007. Como consecuencia de lo anterior, la relación R/P fue de 14 años en 2007.

**Figura 17. Oferta de gas natural en Colombia. Fuente Ecopetrol, UPME, ANH.
(Tomada y modificada documento CONPES N° 3517, Bogotá 2008).**



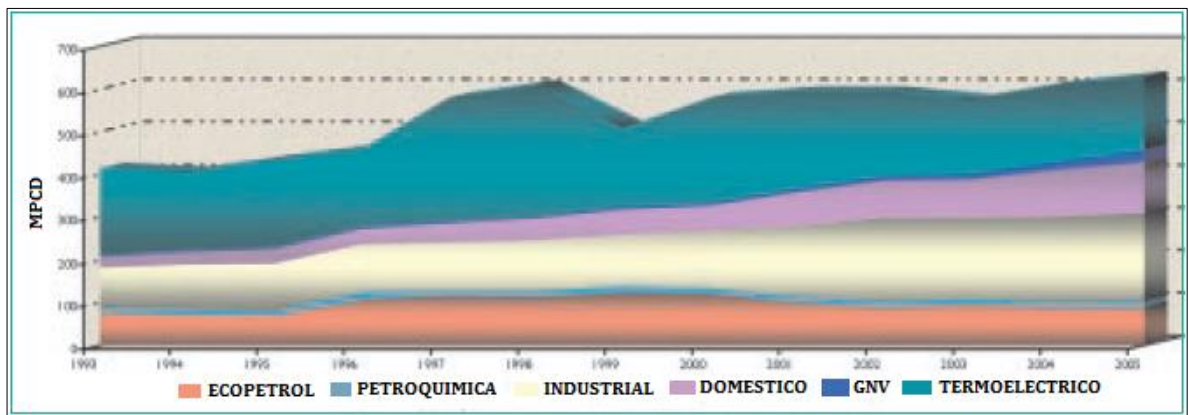
2.9.8 CONSUMO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA.

Durante los últimos cinco años la industria del gas natural a presentado un crecimiento constante, este hecho lo ha convertido en objetivo de políticas energéticas importantes que han apalancado y aumentado su participación porcentual en el consumo de energía. El aumento del consumo de gas a nivel nacional se determina esencialmente por comportamiento de las fuentes hidrológicas, ya que en épocas de sequía la producción energética nacional asumida en gran parte por las hidroeléctricas es respalda por las termoeléctricas, principalmente las de gas de ciclo combinado.

El gas natural en Colombia tiene dos grandes mercados definidos, estos dos mercados son los relacionados con la infraestructura del transporte y la segunda la relacionada con la industria como tal. La costa atlántica utiliza el gas natural para la generación de energía eléctrica en un porcentaje del 48.3%, la industria consume el 33% y el uso doméstico un 9% del mercado.

Al interior del país el consumo de gas natural presenta un comportamiento homogéneo con un 10.5% en promedio, esto debido al consumo privado y el de los usuarios, esto como efecto de las políticas gubernamentales de promover el consumo en todos los sectores. A nivel nacional el consumo de gas natural ha llegado a los 651 MPCD en 2005 siendo un 5.4% mayor al reportado en 2004.

Figura 18. Evolución del consumo de gas natural en Colombia. (Tomada y modificada de la cadena de gas natural en Colombia del ministerio de minas y energía.

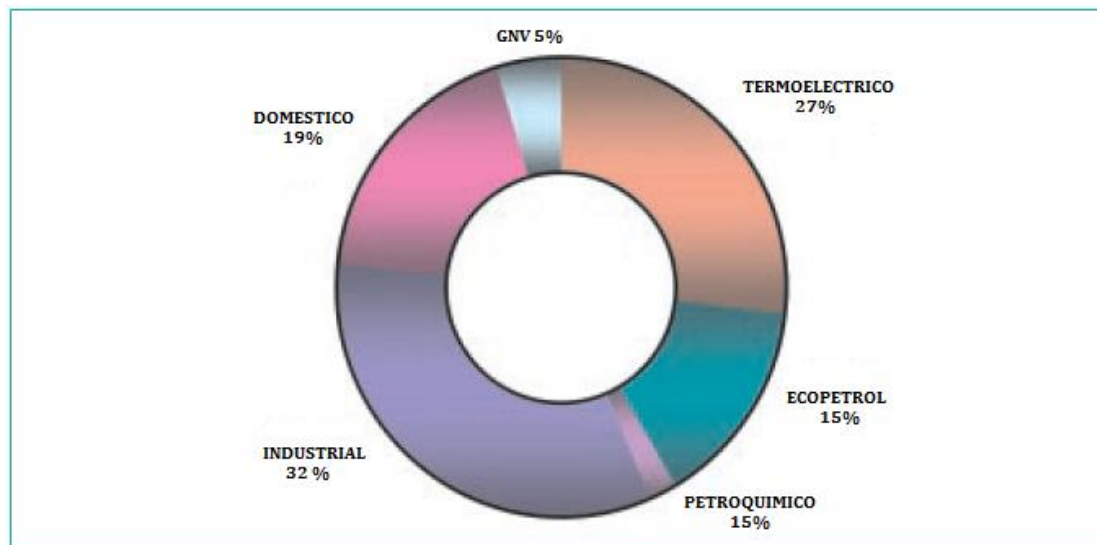


En los últimos cinco años el comportamiento ha sido estable, debido a que no se han presentado condiciones climáticas secas para la generación de electricidad. En la figura 9 se puede observar como en el año 1997 se tiene un pico de consumo, debido a que en este año el fenómeno del niño azoto fuertemente al país el consumo doméstico representa una porción mediana en el mercado del gas natural y en constante crecimiento, esto debido a las políticas implementadas a nivel nacional para masificar la utilización del gas natural en los hogares colombianos. Logrando cubrir el 18.7 % de la demanda residencial, logrando sustituir la electricidad en tareas típicas como la preparación de alimentos.

El sector industrial constituye sector de mayor demanda de gas natural, con un crecimiento anual sostenido del 11.8%, estos porcentajes son fluctuantes según sea el comportamiento del costo de los otros energéticos.

El crecimiento en el consumo de gas natural se debe al comportamiento del PIB industrial, destacándose el aumento en el consumo en el interior del país que paso de 36 MPCD en el año 2000 a 108 MPCD en el año 2005, con un crecimiento anual de 29.1%, en el año 2001 y 2002 se presentó un descenso en el consumo debido al retraimiento del PIB. El sector de mayor dinamismo es sin lugar a dudas el sector del transporte, que ha duplicado su consumo en los últimos cinco años, este efecto se produce debido a las políticas de precios implementadas que lo hace mucho más atractivo frente a otros combustibles.

Figura 19. Participación por sectores en el consumo de gas natural. (Tomada y modificada de la cadena de gas natural en Colombia del ministerio de minas y energía



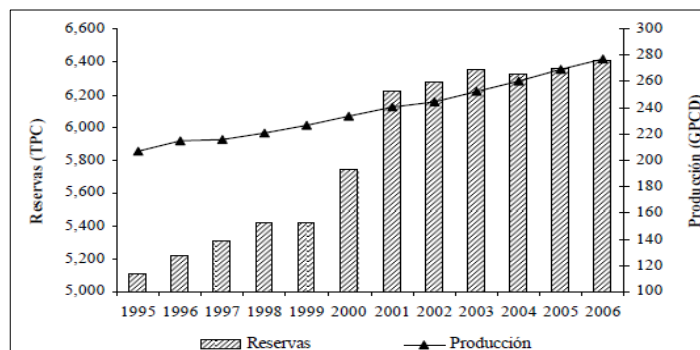
Para la próxima década se estima que el gas natural cobre mucha más importancia, tanto en el mercado nacional, masificando los sistemas de redes domiciliarias, aumentando el número de automóviles que utilicen el gas natural como combustible. Se estima que el aumento de la demanda de gas natural crezca a una tasa del 6.1% anual en promedio.

3 PANORAMA MUNDIAL DE oferta y demanda de GAS

3.1 OFERTA DE GAS NATURAL CONTEXTO INTERNACIONAL

La oferta de gas se define como la relación entre las reservas y la producción $(R/P)^2$. El cociente de las reservas probadas de gas natural sobre la producción anual; que indica el número de años durante el cual se puede producir gas con las reservas disponibles, en caso de mantener el ritmo actual de producción****. Durante los últimos años las reservas mundiales de gas han tenido un comportamiento aleatorio, este fenómeno por lo contrario no ha afectado la producción que ha presentado un crecimiento homogéneo, a una tasa de 2.1 % anual entre los años 1995 y 2006. En el año 2006 las reservas fueron de 6.405 Tera pies cúbicos (TPC) y la producción fue de 277 gigas pies cúbicos (GPC), según los anteriores datos la relación R/P osciló en 63 y 71 años durante la última década, en el año 2006 fue de 63 años. Ver figura 20.

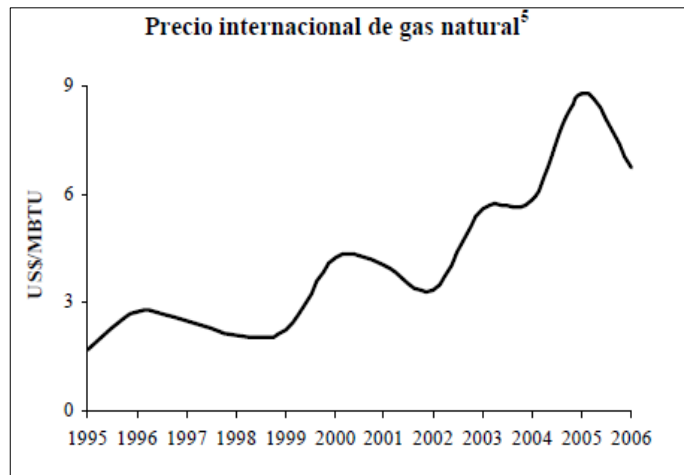
Figura 20. Oferta mundial de gas natural. (Tomada y modificada documento CONPES N° 3517, Bogotá 2008.



**** Consejo Nacional de Política Económica y Social República de Colombia Departamento Nacional de Planeación, lineamientos de política para la asignación de los derechos de exploración y explotación de gas metano en depósitos de carbón, Bogotá 12 de mayo de 2008, consulta en línea el 19 de abril de 2016, [https://www.minminas.gov.co/documents/10180/564196/1.conpes+3517.pdf/2cee612c-9fba-42e3-b034-97590baf2b5f]

En los últimos años el precio internacional del gas natural ha tenido un comportamiento errático, con tendencias al alza con un promedio de 19 % entre 1995 y el 2006.

Figura 21. Precio internacional del gas natural. (Tomada y modificada documento CONPES N° 3517, Bogotá 2008.



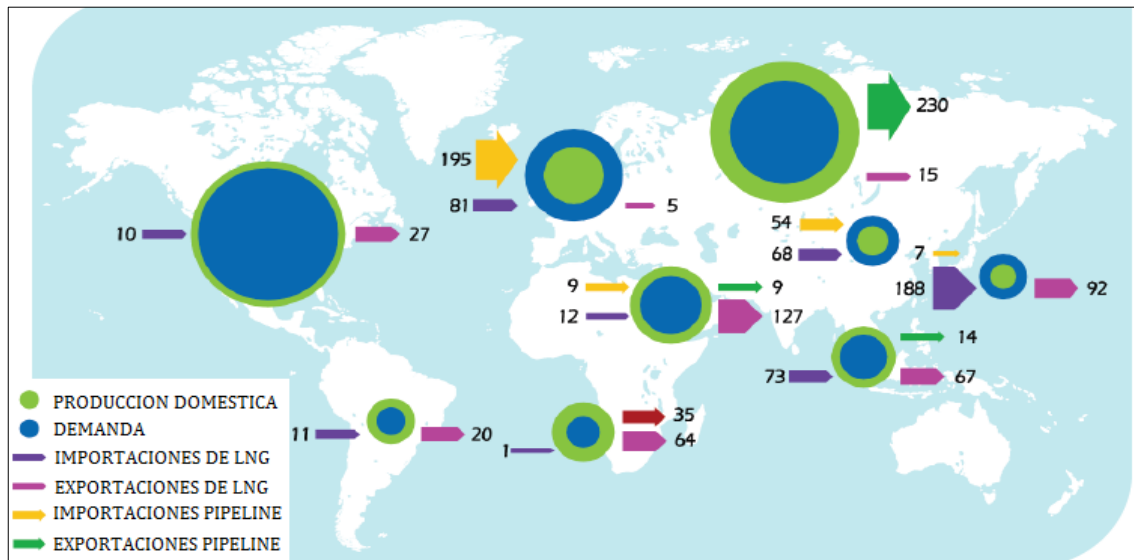
3.2 RESERVAS DE GAS INTERNACIONALES

Haciendo un balance general de las reservas de gas asociado a mantos de carbón y de acuerdo con IEA (International Energy Agency por sus siglas en ingles), el volumen de gas no convencional es cercano al 50% de los recursos de gas a nivel mundial.

Para el 2018 el panorama mundial de importaciones y exportaciones de gas, contemplando gas natural por tubería (pipeline) y el gas natural líquido (LNG por sus siglas en ingles); se toman en cuenta estos dos tipos de gas ya que son los de mayor producción a nivel mundial; sin tener en cuenta las reservas de gas no convencionales como indicador de exportación solo se hace referencia como un gas de consumo interno. Los niveles de importaciones/exportaciones ubican a Norte América (Canadá, Estados Unidos y México) como la región con la mayor demanda

solventada ya que poseen niveles de producción mayores a su demanda interna lo que les permite realizar exportaciones. En la misma zona se presentan importaciones de gas principalmente las realizadas por México, Estados Unidos realiza importaciones desde Canadá, pero al estar ubicadas en la misma zona no es indicador de importación.

Figura 22. Mercado interregional de gas natural para el 2018. (Tomada y modificada de la corporación Mexicana de investigación en materiales, S.A-2014)

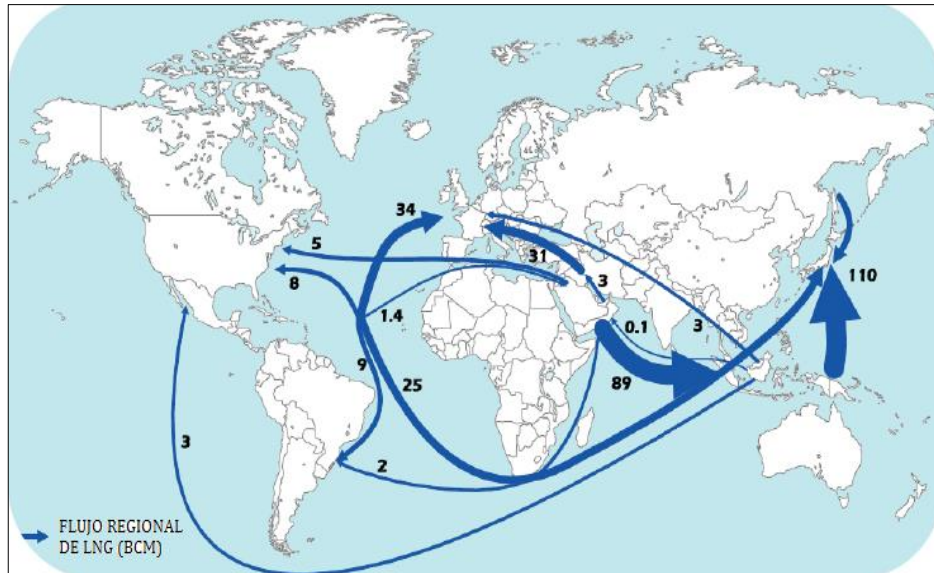


Según lo que se puede observar en la figura 5, zonas como Europa, muestran un consumo superior al total de su producción nacional, lo que permite la importación de gas principalmente por pipeline. Por otra parte está el caso de Rusia quien presenta una producción mayor que el consumo nacional lo que le permite ubicarse como el mayor exportador de este recurso.

Al igual que Europa algunas zonas Asiáticas presentan niveles altos de importaciones debido al alto consumo local de recursos energéticos; el caso de Latinoamérica y Sudáfrica presenta una demanda local baja, en el caso de Sudáfrica

su nivel de producción es mucho mayor lo que le permite tener un flujo mayor de exportaciones⁺⁺⁺⁺.

Figura 23. Flujo de Gas Natural en 2012. (Tomada y modificada de la corporación Mexicana de investigación en materiales, S.A- 2014)



Los flujos de gas natural que se ven en la figura 6, muestran los niveles de exportaciones/importaciones para el año 2012, en este año regiones como Asia y Oceanía presentan un total de 226 bcm (billones de metros cúbicos). Además si se comparan estas cifras con las reportadas en el año inmediatamente anterior se evidencia que en Corea la demanda de crecimiento disminuyó y sus importaciones disminuyeron en un 1%. China importó un 22% más que en el 2011 es decir importó 20 bcm. En India aumentaron las importaciones en 18 bcm. Mientras tanto Europa sigue en

⁺⁺⁺⁺Corporación Mexicana de Investigación en Materiales, S:A. de CV, Fracturación de Pozos para la Extracción de gas, México 2014, Consulta en línea 19 de Marzo de 2016, [http://www.comimsa.com.mx/cit/data/GasShale/ESTUDIO%20fracturacion%20de%20pozos-v2.pdf]

primer lugar en importaciones de gas con 66 bcm; siendo España el mayor importador con 19 bcm. América redujo sus importaciones en un 24%; siendo Estados Unidos el país que redujo sus importaciones en mayor nivel las redujo sus importaciones en un 50% al igual que Canadá y presento unas exportaciones de 0.5 bcm. México incremento un 0.9 % con respecto al 2011. El resto de Latinoamérica incremento sus importaciones en un 50% con un total reportado de 11 BCM.

4 Condiciones jurídicas y reglamentación actual de CBM a nivel mundial

En la actualidad la GMI (iniciativa global del metano), trabaja en conjunto con Gobiernos internacionales, Universidades, Bancos, Empresas públicas y privadas. Con el fin de reducir las emisiones globales de metano en las cinco principales fuentes de emisiones del gas, incluyendo las minas de carbón. Esta organización de origen voluntario y multilateral busca promover la reducción, recuperación y uso del metano como fuente de energía limpia, buscando construir capacidades, desarrollar estrategias y mercados; con el fin de remover barreras y auspiciar el desarrollo de proyectos que busquen la reducción de emisiones de metano en países asociados.

En la actualidad la iniciativa ha hecho eco a nivel mundial logrando que algunos países tomen decisiones sobre la legislación y regulación referentes a la recuperación y uso del metano en minas de carbón (CMM para sus siglas en ingles). Estas iniciativas van desde definir la propiedad de los recursos gasíferos, hasta incentivos para el aprovechamiento del metano en la generación de energía. Muchos de los países productores de carbón tienen políticas vigentes que otorgan incentivos para la recuperación y uso del CBM y a su vez disminuyen los conflictos sobre la propiedad de los mismos. Cabe resaltar que no todas los esfuerzos a nivel de regulación y legislación han tenido el efecto deseado por consiguiente a continuación se enumeran los problemas y se presentan las consideraciones y opciones de desarrollo de leyes y políticas que definan la propiedad de los recursos y a su vez mitiguen los riesgos legales que poseen los proyectos que a CBM se refieren.

4.1 CASOS INTERNACIONALES SOBRE PROPIEDAD DE LOS RECURSOS.

Los recursos mineros incluyendo el CBM pueden ser de propiedad de los gobiernos como en China, México, ucrania y Alemania; ser propiedad de los estados o provincias como es el caso de Australia; o de propiedad federal o privada como es

el caso de Estados Unidos y Canadá. La administración de los recursos minerales también puede ser administrada de igual manera como el caso de Canadá donde el 90% de los recursos son de propiedad federal pero las leyes y concesiones son administradas a nivel provincial^{####}.

Tabla 12. Lista potencial de partes interesadas en el desarrollo de proyectos de CBM. (Tomada y modificada de Status Legal y Regulatorio de la Propiedad del CMM en Países Clave: Consideraciones para los Decisores).

ENTIDAD	NIVEL GUBERNAMENTAL	FUNCION
Ministerios de energía, del petróleo, de administración de tierras, etc.	Federal o Estatal/Provincial	Concesión de recursos minerales de propiedad federal o estatal/provincial, requisitos de reclamación.
Reguladores de Energía	Federal o Estatal/Provincial	Permisos e inspecciones de gasoductos de gas natural y de infraestructura eléctrica.
Departamentos de recursos naturales	Federal o Estatal/Provincial, municipal	Requisitos y permisos de perforación, requisitos de reclamación, informes de producción, inspecciones de operaciones de minas y petróleos & gas.
Departamentos de vidas silvestres	Federal, Estatal/Provincial, Municipal	Evaluar el impacto de actividades de proyectos sobre la vida silvestre.
Ministerios o agencias ambientales, protección ambiental.	Federal, Estatal/Provincial, Municipal.	Reglas y permisos sobre la calidad del aire y agua, reglas de análisis y evaluación de impacto medioambiental, regulaciones sobre materiales peligrosos, requisitos de reclamación, regulaciones/compromisos/inventarios de carbón.
Empresas electrificadoras	Federal, Estatal/Provincial, municipal, o privado	Facilitar acceso de la energía producida a la red, compra de electricidad.
Comisión de empresas de servicios públicos. Comisión de servicios públicos.	Federal, Estatal/provincial, Municipal.	Regulan tasas y servicios de empresas de servicios públicos, imponente estándares del portafolio de recursos renovables/alternativos.

^{####} Potencial de calentamiento global para un horizonte de 100 años. IPCC informe de evaluación (AR4), p12, consulta en línea, <http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/wg1/ar4-wg1-chapter2.pdf>.

ENTIDAD	NIVEL GUBERNAMENTAL	FUNCION
Ministerios o administraciones de seguridad minera.	Federal o Estatal/provincial	Imponen el cumplimiento de seguridad minera y de estándares de salud, incluyendo las concentraciones metano en el aire y la aprobación de planes de ventilación, inspecciones.
Otras administraciones de seguridad ocupacional	Federal o estatal/ Provincial	Imponen los requisitos de seguridad ocupacional, llevan a cabo las inspecciones.
Departamentos de parques o de lugares históricos	Federal, Estatal/Provincial, Municipal	Garantizan la preservación de lugares y artefactos históricos.
Propietarios privados de tierras de superficie	Privado (N/A)	Permisos de acceso a la tierra.
Propietarios privados sobre derechos de minería	Privado (N/A)	Concesión de derechos mineros.
Minas de carbón	Federal, Estatal/Provincial o privado	Desarrollo de proyectos, acceso a instalaciones/tierras, coordinación de actividades de perforación.
Concesionarios existentes de gas	Privado (N/A)	Negocian regalías, colaboración en proyectos, coordinación de actividades de perforación.
Grupos ambientales	Privado (N/A)	Evaluación de consecuencias y cumplimiento de las regulaciones, concientización del público sobre problemas ambientales.

A nivel mundial alrededor de los proyectos de CMM; como es de esperarse existen numerosas entidades y entes interesados en la regulación y legislación de proyectos. Es por esto que es importante definir la autoridad y regulación necesarias que permitan el correcto desarrollo de los proyectos e impida los conflictos de poderes. El hecho de adquirir la propiedad de los recursos CBM, es solo una primera etapa, luego se deben seguir una serie de requisitos ambientales y de seguridad. En la tabla 13 se muestra un resumen de propiedad y políticas CMM en países claves y pioneros en el desarrollo de proyectos de CMM.

Tabla 13. Propiedad y políticas CMM en países claves. . (Tomada y modificada de Status Legal y Regulatorio de la Propiedad del CMM en Países Clave: Consideraciones para los Decisores).

PAIS	PROPIEDAD CMM	POLITICAS/INCENTIVOS CMM
ESTADOS UNIDOS	Predominada mente Federal en el oeste y privado en el Este. Históricamente no se ha incluido el carbón; sin embargo la IBLA ha permitido a un concesionario de carbón utilizar el CMM si lo desea.	Las emisiones CMM no están limitadas por regulaciones; sin embargo, se requiere informar sobre gases invernadero y se necesitan permisos en algunas instancias; los proyectos pueden proveer compensaciones bajo esquemas voluntarios, así como bajo los esquemas de los programas obligatorios de tope máximo de gases invernadero y de comercio; el CMM es incluido como una fuente de energía alternativa en numerosos portafolios de estándares estatales
CHINA	Propiedad federal El carbón y el CBM son concesionados por separado pero pueden superponerse; el drenaje pre-minado de superficie requiere de una concesión CBM (administrada como petróleo y gas); la recuperación de aire de ventilación metano, de CMM drenado de la mina o CMM drenado de residuos, etc. no requiere de una concesión CBM	Requerido para usar o quemar CMM drenado en tea >30% CH ₄ ; subsidios de 0.2 yuanes/metro cúbico para el uso de CMM y un subsidio de 0.25 yuan/kWh para generación de energía producida con CBM/CMM; Exenciones para tarifas de prospectación y concesiones así como de IVA para equipos
MEXICO	Propiedad Federal. Se permite la recuperación CBM/CMM para su uso in situ por parte de concesionarios de minería de carbón o para ventas de gas a compañías gasíferas de propiedad del gobierno.	Se espera que se implemente un impuesto al carbón por el uso de combustible fósil a inicios del 2014. CERs de proyectos CDM acogidos por México (incluyendo CMM) pueden ser utilizados para evitar el impuesto
UCRANIA	Propiedad federal. El gobierno puede otorgar concesiones de CMM para nuevas operaciones de minería de carbón a operadores de minas; A las minas existentes se les requiere que obtengan una concesión para la explotación y producción de CMM; Las Minas pueden vender sus derechos sobre CMM	Las ganancias de proyectos CMM no están sujetas a impuestos; las minas están obligadas a limitar las emisiones CMM; cambios recientes al código tributario hicieron que la producción no-convencional de gas, incluyendo CMM, haya sometido dicha producción a un impuesto que hace que los proyectos CMM no sean económicamente viables

PAIS	PROPIEDAD CMM	POLITICAS/INCENTIVOS CMM
AUSTRALIA	<p>Propiedad Estatal. Queensland: El uso de CMM por parte de las minas es permitido in situ, las ventas externas requieren de una concesión de petróleo.</p> <p>Nueva Gales del Sur: Los concesionarios de carbón pueden aplicar por la inclusión de petróleo o gas en la concesión de minería, siempre y cuando el área no se encuentre ya bajo una concesión para petróleo.</p>	<p>Queensland: la quema en tea de CMM está prohibida cuando el uso de CMM es económica o técnicamente viable.</p> <p>Nueva gales del sur: el metano recuperado en conjunto con la minería de carbón está exento de regalías (CBM concesionado por medio de la Ley del Petróleo está sujeta a regalías). El impuesto al carbón requiere que las entidades que emitan más de 25000 toneladas de CO2 (transporte o agricultura) entreguen permisos de emisiones e incluyan las emisiones por fugas de la minas de carbón.</p>
Canadá	<p>El 90% de los recursos mineros son propiedad federal, administrados a nivel de provincia. Alberta: Los concesionarios de carbón pueden recuperar CMM con aprobación del gobierno, de ser necesario por motivos de seguridad o de conservación; en caso contrario, CMM/CBM es tratado como gas natural. Columbia Británica: Las concesiones de Carbón y CBM pueden superponerse; el gobierno ha delineado procesos para la mitigación de conflictos.</p> <p>Nueva Escocia: Los derechos de Carbón y CBM pueden superponerse; el gobierno notificará sobre tenedores de derechos existentes antes de la expedición de derechos que se superpongan y que puedan alterar un concesión existente, a fin de maximizar el desarrollo del recurso.</p>	<p>Alberta: El Programa de Reducción de Gases Efecto Invernadero requiere que las instalaciones que emitan > 100,000 toneladas de CO2e/año reduzcan la intensidad de dichas emisiones en un 12%, a partir de julio 1º de 2007. Columbia Británica: El impuesto al carbón excluye CMM</p>
Alemania	<p>Propiedad Federal. El gobierno transfiere los derechos CMM a una compañía carbonera por la duración de la concesión de carbón, con la opción de una concesión para gas después de que se dese la minería del carbón.</p>	<p>Hay una Pago de Tarifas por Energías Renovables de CMM para utilizarlo en generación de energía bajo la Ley de Fuentes de Energías Renovables del 2004</p>

4.2 OPCIONES PARA DEFINIR LA PROPIEDAD DE CBM/CMM

Seguidamente se detallaran las opciones o consideraciones para el desarrollo de leyes y políticas que buscan evitar conflictos de propiedad, disminuir la percepción de riesgos legales para las empresas que desarrollen proyectos de CBM o CMM.

La falta de definir claramente los derechos de propiedad y explotación de los recursos asociados al gas; unido a la falta de definición de los procesos para obtener los permisos se ha convertido en un problema de índole mayor a la hora de iniciar un proyecto de exploración, explotación o comercialización de gas proveniente o asociado a mantos de carbón. Según las experiencias a nivel mundial la falta de definición de las reglas propicia la generación de conflictos o guerra de poderes referente a la propiedad de CBM/CMM, en especial donde no se definen claramente los derechos del gas y del carbón, o donde estos se superponen.

A la hora de iniciar un proyecto de CMM requiere la cooperación de las minas de carbón, frecuentemente estos proyectos son iniciados por empresas carboníferas, si se sigue el ejemplo de Alemania y Ucrania donde se le da prioridad a las empresas carboníferas para desarrollar la exploración y desarrollo de CMM, se facilita la adjudicación de la propiedad de los recursos CBM/CMM. Otra solución a esta problemática es solicitar áreas de minería de carbón como potenciales concesiones de CBM en caso de un declive de la minería de carbón o como una solución a la producción de gases de efecto de invernadero en este caso emanaciones de metano a la atmosfera.

4.3 OPCIONES POLÍTICAS

El avance a nivel mundial de los países con mayores logros en CBM/CMM se debe a políticas gubernamentales enfocadas en la estimulación para la recuperación y utilización de gas asociado a mantos de carbón, varias de estas políticas son de índole financiero como el alivio en las regalías, pagos por energías renovables e

incentivos tributarios. Contrario a esto es el ejemplo del gobierno Ucraniano donde se implementó el impuesto al gas no convencional, haciendo que iniciar proyectos de CBM o CMM no sea económicamente viable.

Otra política clara que estimula la recuperación y aprovechamiento del gas recuperado del carbón es garantizar que las regulaciones medioambientales y de seguridad respecto a la emanación de gases como el metano sean desestimuladas, esto se logra aplicando sanciones que sienten precedencia. Una política clara de esta reglamentación es la aplicada en China donde se garantiza que los estándares de concentración aplicados por los operadores del sistema de drenaje de CMM, que manejan concentraciones de gas por encima del 30%, utilicen el gas en otras actividades industriales o de lo contrario dicho gas sea quemado, garantizando así las mejores prácticas y estándares de calidad.

Durante las operaciones previas a la extracción del carbón se realiza un procedimiento de drenaje, no es factible que esta actividad sea perturbada por el movimiento de tierra y si así lo fuera, usualmente se producen gases con purezas relativas altas. Metanos con 60% de concentración y superiores podrían ser factibles de producirse a partir de métodos de pre-drenaje. Por consiguiente se producen gases muy por encima del rango explosivo (UNECE 2010). Para estos casos los incentivos a las regalías para gas pre-drenado, podrían dar buenos resultados para estimular estos métodos de desgasificación incluso por encima de otros métodos. En el caso de los Estados Unidos este tipo de incentivos han sido exitosos, como es el caso de la cuenca del río Powder.

Otro tipo de incentivo son los pagos de tarifas por energías renovables, estos incentivos apalancan proyectos de CMM/CBM, por medio de precios más altos para la producción alternativa de electricidad en este mercado. El pago por energías renovables tales como los subsidios Chinos a la utilización de gases producidos por CBM/CMM para la generación de energía le da acceso a la red a energía producida

por medio de CMM, haciendo que a su vez este tipo de proyectos sean más económicos. Las exenciones tributarias pueden ser un incentivo para desarrollar proyectos CBM. China otorga exenciones de iva a equipos para proyectos CBM/CMM^{§§§§§}.

^{§§§§§} Agencia de protección Ambiental de los Estados Unidos de América, Status Legal y Regulatorio de la Propiedad del CMM en Países Clave, julio de 2014, consulta en línea 20 de febrero de 2016,[
<https://www3.epa.gov/cmop/docs/CMM-Ownership-Policy-White-Paper-Spanish-July2014.pdf>].

5 Condiciones jurídicas y algunos aspectos técnicos en Colombia

De las diferencias existentes entre el GMDC y el gas natural y entre las técnicas utilizadas para su explotación, surgen conflictos, el ámbito internacional posee unos argumentos que permiten su solución.

características generales del GMDC: es una forma de gas natural, que se origina cuando material orgánico se transforma en carbón, quedando atrapado dentro de las capas del mineral producto de la presión hidráulica, una vez se genera el gas este es química y físicamente absorbido formando una reserva de gas. Este gas generalmente es de origen dulce con alto contenido de metano y trazas de etano, propano, butano, dióxido de carbón y nitrógeno. En la tabla 14 se describe la diferencia entre el GMDC y el gas natural.

Tabla 14. Comparación entre la composición de GMDC Y GAS NATURAL (Tomada y modificada de coalbed methane development in the intermountain west.gary Bryner,law center, University of colorado)

COMPOSICION	GMDC %	GAS NATURAL %
DIOXIDO DE CARBONO	1.1	1.8
NITROGENO	0.1	2.1
ETANO	0.1	12.4
METANO	98.6	73.9
OTROS	0.1	9.8

Pese a tener diferencias en su composición estos dos gases pueden ser mezclados y transportados en gasoductos para ser usados como combustible.

5.1 ARGUMENTOS TÉCNICOS

Algunos conflictos se derivan de la coexistencia entre la explotación de carbón y GMDC, esta coexistencia históricamente ha generado conflictos a la hora de definir los alcances de los títulos o contratos de concesión o asociación otorgados y sobre la propiedad del GMDC, así como numerosos debates sobre la optimización de la producción de minerales e hidrocarburos.

Por lo general, esta circunstancia han sido debatidas desde el punto de vista jurídico, partiendo desde conceptos técnicos que se enfocan en determinar si el GMDC y el carbón se deben considerar como un solo producto o por el contrario como recursos diferentes e independientes, una vez se defina este interrogante definir si es posible adoptar soluciones para garantizar la coexistencia de la explotación de los dos recursos.

En relación con el primer interrogante, se argumenta que la naturaleza del carbón debe establecer si el mineral es depósito del GMDC o por si el contrario el GMDC y el carbón hacen parte del mismo producto. Este debate se genera del concepto de que el carbón y gas se forman como parte de un solo proceso físico-químico.

Referente al segundo aspecto, está claro que tanto las técnicas como la tecnología han evolucionado hasta tal punto que es posible la explotación ordenada de ambos recursos. Uno de los inconvenientes generados por la explotación conjunta es la generación excesiva de agua y su tratamiento, durante los procesos típicos de producción de pozos de gas se encuentra la generación súbita de gas en yacimientos sobre presionados lo que a su vez genera grandes cantidades de agua que pueden llegar a dañar los mantos de carbón. Para trabajar estos temas se han señalado objetivos claros como lo son: la prevención de los daños a los mantos de carbón, estabilidad de los pozos, control sobre las presiones, la optimización en la

producción de GMDC y por último la obtención de información para la exploración y producción.

Para el primer objetivo se emplean técnicas de perforación y completamiento del manto de carbón a desbalance usando lodo aireado o agua de formación. Esto previene que los fluidos de perforación, químicos y sólido penetren los sistemas de fracturas, evitando el hinchamiento del carbón y posterior daño de los mantos de carbón.

Respecto al segundo y tercer objetivo, las técnicas se basan en sistemas de acorazamiento desde la superficie hasta la profundidad total del pozo para luego ser perforado y estimulado con fracturamiento hidráulico.

En relación al cuarto objetivo, se ha demostrado que los pozos horizontales, perforados perpendicularmente a la dirección del clivaje frontal, producen mayores volúmenes de gas, esto debido a que esta configuración permite la orientación en la dirección de la máxima permeabilidad e incrementar el área de drenaje. Para el quinto objetivo, existen técnicas para la aplicación de registros eléctricos de pozos para evaluar el potencial del GMDC.

Habiendo señalado las salidas a los objetivos anteriormente descritos, cabe resaltar que la producción en coexistencia de los dos recursos es posible. La provincia de British Columbia en Canadá adoptó reglas que permiten la solución de posible conflictos entre productores:

- cuando el yacimiento de carbón no justifica su producción comercial y no se han asignado derechos para la explotación de este mineral, el GMDC tiene prelación.

- cuando existe el prospecto de producción de carbón, pero no se ha otorgado el derecho para la explotación de este mineral, se concede el derecho sobre el GMDC, bajo regulaciones de perforación y operación que protejan el recurso carbonífero.
- cuando previamente existe el título sobre el carbón y posteriormente se conceden los derechos sobre el GMDC, la producción del hidrocarburo se supedita a un acuerdo entre el explotador de GMDC y el titular del carbón.
- cuando existe el derecho sobre el carbón y el gas y no se ha logrado el acuerdo para la extracción de estos productos, las condiciones de producción del GMDC son evaluadas por la autoridad administrativa competente*****.

5.2 ASPECTOS JURÍDICOS.

La exploración y explotación minera y de gas natural se rigen a partir de los códigos de minas y de petróleos respectivamente. Cada uno de ellos presenta aspectos legales particulares que obedecen a las técnicas de exploración y explotación de los minerales e hidrocarburos y a los recursos a los cuales se tiene derecho sobre las áreas asignadas.

***** Consejo Nacional de Política Económica y Social, lineamientos de política para la asignación de los derechos de exploración y explotación de gas metano en depósitos de carbón, Bogotá 12 de mayo de 2008, a documento CONPES N° 3517, consulta en línea <https://www.minminas.gov.co/documents/10180/564196/1.conpes+3517.pdf/2cee612c-9fba-42e3-b034-97590baf2b5f>).

5.3 LEGISLACIÓN MINERA

En la actualidad existe un código de minas vigente donde se regula de manera conjunta todos los recursos mineros entre estos el carbón, dicho código es la ley 685 de 2001. A diferencia de la anterior donde se regulaba de manera específica la exploración y explotación de cada uno de los recursos.

En referencia al carbón son aplicables las disposiciones generales del título I del citado código, las normas sobre concesión de minas título II, la regulación en materia de servidumbres mineras, expropiación y medio ambiente título V, todos los aspectos relacionados a procedimientos título VII.

De conformidad con lo establecido en el artículo 2 del código de minas, su ámbito material o campo de aplicación lo constituyen las relaciones jurídicas del estado en los particulares y las de los particulares con el estado, además hace referencia de los trabajos y obras de la industria minera.

Con el objetivo de evitar conflictos con las normas que rigen la exploración y explotación de hidrocarburos líquidos y gaseosos, la misma norma excluye expresamente estas actividades del ámbito de aplicación del código y las remite a las disposiciones especiales sobre la materia.

El artículo 10 del código de minas confirma la diferencia que en el régimen legal colombiano existe entre los minerales y los hidrocarburos, al definir mineral **como “la sustancia cristalina, por lo general inorgánica, con características físicas y químicas propias debido a un agrupamiento atómico específico”**

En relación con los recursos naturales no renovables sobre los cuales el contrato de concesión minera otorga los derechos de explotación, el artículo 61 del mismo código determina que el derecho del concesionario a explotar todos los recursos

expresamente descritos en el contrato, los que se encuentren en íntima liga o asociados con aquellos subproductos de la explotación.

En disposición a lo anterior se precisa:

- Se encuentran en íntima liga los minerales que hacen parte del mineral extraído y cuya separación se obtiene mediante posteriores procesos físicos o químicos de beneficio.
- Están asociados aquellos minerales que hacen parte integral del cuerpo mineralizado objeto del contrato de concesión.
- Son subproductos de la explotación los minerales que son necesariamente extraídos con los que son objeto del contrato y que por su calidad o cantidad no serían económicamente explotables en forma separada.

En consecuencia las condiciones de hallarse en íntima liga, estar asociados o ser subproductos del carbón objeto de los contratos de concesión de este mineral solo son predicables de otros minerales y nunca de los hidrocarburos líquidos y gaseosos. En armonía con lo anterior, el artículo 15 del Código de Minas señala que el contrato de concesión y los demás títulos emanados del Estado confieren al beneficiario el derecho de establecer, en forma exclusiva y temporal dentro del área otorgada, la existencia de minerales y a apropiárselos mediante su extracción. El artículo 58, por su parte, señala que el contrato de concesión otorga al concesionario, en forma excluyente, la facultad de efectuar dentro de la zona concedida los estudios, trabajos y obras necesarios para establecer la existencia de los minerales objeto del contrato y para explotarlos⁺⁺⁺⁺⁺.

⁺⁺⁺⁺⁺ Permisos o licencias de explotación, contratos de explotación y contratos celebrados sobre áreas de aporte. Consejo Nacional de Política Económica y Social, lineamientos de política para la asignación de los derechos de exploración y explotación de gas metano en depósitos de carbón, Bogotá 12 de mayo de 2008,a

5.4 NORMATIVA EN MATERIA DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS

De conformidad con lo señalado en el artículo 2 del Decreto 1895 de 1973, gas natural es toda mezcla de hidrocarburo en estado gaseoso que puede tener cantidades variables de impurezas. En esta definición no se define que la mezcla de hidrocarburos, para tener la calidad de gas natural debe localizarse en un yacimiento gasífero convencional o pueda encontrarse en una ubicación no convencional como los depósitos de carbón.

El marco legal que rige la exploración y explotación de hidrocarburos está conformado fundamentalmente por el decreto ley 1760 de 2003 que creo la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH); fijando sus funciones por los reglamentos de asignación y contratación de áreas para la exploración y producción de hidrocarburos expedidos por la misma entidad. Y por el decreto 70 de 2001 que determina las competencias del ministerio de minas y energía (MME) en relación con los hidrocarburos.

De acuerdo con el artículo 4 del decreto ley 1760 de 2003, el objetivo de la ANH es la administración integral de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la nación, referente a lo anterior la entidad es la encargada de administrar las áreas hidrocarburíferas y asignar las para su exploración y explotación. Sin pasar por alto que siguen vigentes los contratos de asociación suscritos por Ecopetrol como antiguo administrador de los recursos de la nación y señalado en el decreto 2310 de 1974.

documento CONPES N° 3517, consulta en línea
<https://www.minminas.gov.co/documents/10180/564196/1.conpes+3517.pdf/2cee612c-9fba-42e3-b034-97590baf2b5f>).

La exploración minera debe llevarse a cabo con sujeción a la legislación contenida en el código de minas que regula las operaciones mineras, lo referente a la exploración y producción de hidrocarburos se someten a las minutas del contrato de asociación, en aquellos casos donde aplique la normativa de asignación De conformidad con lo previsto en el contrato modelo de exploración y producción de hidrocarburos, el mismo tiene por objeto otorgar exclusivamente al contratista el derecho de explorar el área contratada y de explotar los hidrocarburos de propiedad del Estado que se descubran dentro de dicha área (cláusula 2, numeral 2.1).

Al tenor de las definiciones consagradas en la cláusula 1 del mencionado contrato modelo, hidrocarburos son todos los compuestos orgánicos constituidos principalmente por la mezcla natural de carbono e hidrógeno, así como también de aquellas sustancias que los acompañan o se derivan de ellos (numeral 1.20).

El aprovechamiento del 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 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 hidrocarburíferas.

5.5 RETOS Y RECOMENDACIONES A FUTURO EN LA NORMATIVIDAD COLOMBIANA

Según los diagnósticos realizados en el documento Conpes 3517, se realizaron recomendaciones que buscan consolidar acciones orientadas a consolidar el marco

normativo, contractual y técnico para la asignación de los derechos de exploración y explotación de gas metano en depósitos de carbón.

- Establecer las normas técnicas para la exploración y producción de GMDC: se recomendó al ministerio de minas y energía expedir con apoyo de la ANH en el marco de sus competencias, la especificación técnica que regule esta actividad, además de especificar los criterios técnicos que aseguren la coexistencia de las actividades de exploración y producción de GMDC y carbón. A su vez que se recomendó contemplar los aspectos técnicos del cumplimiento de las normas medioambientales para los procesos relacionados.
- Definir un reglamento para la contratación de áreas y diseñar un modelo de contrato para la exploración y producción de GMDC: dada la condición de hidrocarburo que posee el GMDC, cuya administración esta delegada a la ANH, se hizo la recomendación de elaborar y adoptar, en el marco de sus competencias y en coordinación con el MME, un reglamento para la contratación de áreas para la exploración y producción de GMDC o hacer los cambios al modelo existente y vigente.
- Asegurar la coordinación en el manejo y suministro de la información técnica relacionada con carbón y GMDC entre las entidades competentes: se hizo la recomendación a la ANH y al INGEOMINAS adoptar las medidas necesarias con el fin de asegurar el traspaso y suministro de información técnica disponible en los bancos de datos que estas entidades administran, en armonía con el plan nacional de desarrollo 2006-2010 y sus posteriores versiones.
- Adoptar mecanismos de prevención y solución de posibles conflictos entre exploradores de carbón y productores de GMDC ante la coexistencia de licencias: se hizo la recomendación al MME adoptar los mecanismos

pertinentes para prevenir posibles conflictos entre explotadores de carbón y productores de GMDC y para obrar como facilitador en la solución de posibles conflictos que se presenten. Adicionalmente, se recomienda a la ANH, al INGEOMINAS y las Gobernaciones de los departamentos con delegación de funciones de contratación y titulación minera, bajo la orientación del Ministerio de Minas y Energía, poner en marcha un proceso de coordinación de sus actividades de asignación y contratación de áreas para la exploración y producción de GMDC y de carbón, con el ánimo de mitigar los potenciales riesgos asociados con la coexistencia de las actividades de explotación de ambos recursos⁺⁺⁺⁺⁺.

⁺⁺⁺⁺⁺ Permisos o licencias de explotación, contratos de explotación y contratos celebrados sobre áreas de aporte. Consejo Nacional de Política Económica y Social, lineamientos de política para la asignación de los derechos de exploración y explotación de gas metano en depósitos de carbón, Bogotá 12 de mayo de 2008, a documento CONPES N° 3517, consulta en línea <https://www.minminas.gov.co/documents/10180/564196/1.conpes+3517.pdf/2cee612c-9fba-42e3-b034-97590baf2b5f>).

6 Métodos y tecnologías de producción de gas asociado a mantos de carbón

La determinación de las reservas de gas en un yacimiento es un paso importante para calcular la viabilidad de un proyecto de extracción de gas asociado a mantos de carbón; esta operación se puede realizar por dos métodos el directo e indirecto.

6.1 MÉTODO DIRECTO

El método directo permite calcular el contenido de gas mediante la obtención de muestras con recipientes herméticos de desorción, midiendo el volumen de gas que se libera en función del tiempo en una atmósfera controlada de presión y temperatura ambiente. Durante este proceso gran cantidad de gas se pierde mientras se toma la muestra. El contenido promedio de gas es la resultante de sumar el gas liberado, gas residual y el gas perdido. Los primeros componentes son fáciles de determinar y no presentan mayor inconveniente, el tercero es difícil de determinar con precisión lo que hace poco exacto este método; con el fin de determinar este tercer componente se han desarrollado diferentes técnicas las más comunes son:

- USBM (United States Bureau of Mines) Direct method.
- Smith and Williams
- Amoco Method

6.1.1 METODO USMB

El método directo USMB es el método más utilizado para medir el gas perdido. El método propuesto por Kisselle 1973, utiliza métodos alternativos

para recuperar el tiempo perdido entonces se considera de la siguiente forma^{§§§§§§}:

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

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

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

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

Existen unas condiciones extras a tener en cuenta, si el pozo es perforado con aire o con niebla, se supone que la desorción se inicia en la primera etapa de penetración del manto de carbón, El tiempo perdido se calcula entonces como:

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

Donde t_p = tiempo de la primera penetración en el manto de carbón.

Se ha demostrado que esta técnica se aplica correctamente en mantos de carbón poco profundos, con temperaturas y presiones bajas, cuando se dan estos casos las pérdidas de gas representan entre el 5% y el 10% del contenido total de gas adsorbido, en pozos con altas presiones estas pérdidas pueden llegar hasta el 50%.

6.1.2 MÉTODO DE SMITH AND WILLIAMS

Este método es una variación del método directo desarrollado para determinar el contenido de gas en los núcleos. El método de Smith y Williams está basado en la relación de tiempo en superficie y la relación de tiempo perdido.

$$STR = \frac{t_s - t_0}{t_s}$$

^{§§§§§§} Kissell, F.N, C: M, 1973, The direct method of determining methane conten of coalbed for ventilation design. U.S bureau of Mines report of investigation.

$$LTR = \frac{t_s}{t_{25}}$$

Donde t_0 = tiempo que tarda en llegar a la superficie

t_s = tiempo en ser sellada la muestra.

t_{25} = tiempo que toma ser desorbido el 25 % del gas.

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

6.1.3 METODO DE AMOCO

El método de Amoco para estimar el volumen de gas perdido es calculado por la fórmula:

$$\Delta G_c = G_{ci} \left[1 - \frac{6}{\pi^2} \text{EXP} \left(-\frac{\pi^2 D}{r^2} t \right) \right] - G_{cL}$$

Dónde:

ΔG_c = Contenido de gas liberado.

G_{ci} = contenido de gas inicial

G_{cL} = contenido de gas perdido, las incógnitas se calculan utilizando regresión lineal.

6.2 MÉTODO INDIRECTO

Los métodos indirectos son los que calculan el contenido de gas mediante la construcción de una isoterma de adsorción y datos de presión. La isoterma de adsorción describe la capacidad de almacenamiento de gas de una muestra de carbón en función de la presión y temperatura constante. Esta información es de

suma importancia para determinar la producción del gas mientras la presión del reservorio disminuye.

6.2.1 ISOTERMA DE LANGMUIR

Este método mide el contenido de gas G_c que es una medida de gas real (total) contenido en un reservorio de carbón, la isoterma de adsorción define la relación de la presión versus la capacidad de un carbón dado para contener gas a una temperatura constante.

Este isoterma de adsorción asume que el gas se adhiere a la superficie del carbón y la cubre como una capa única donde casi todo el gas está en un estado condensado, cercano al líquido.

$$G_s = V_L \frac{p}{p_L + p}$$

Donde G_s = capacidad de almacenamiento de gas a una presión determinada

V_L = Volumen de langmuir.

p_L = presión de langmuir.

P = presión del reservorio.

Las constantes P_L y V_L se calculan por método experimental en pruebas de laboratorio.

6.3 MECANISMO DE PRODUCCIÓN

El CBM es un recurso de difícil caracterización y evaluación por la alta variación en función de la cuenca, su rentabilidad depende en gran parte de la accesibilidad ya que se necesita de un gran número de perforaciones. La localización de los yacimientos se realiza por geología, estudios superficiales, topografía, análisis de fotografía infrarroja y radar.

Según la British Geological Survey los requisitos para una explotación rentable de CBM son:

- Potencia de la capa mayor a 0.4 m.

- Profundidad entre 200 y 1200 m.
- No serán interesantes capas con alto costo de perforación y baja permeabilidad.
- La concentración de gas IN SITU debe ser mayor a $7m^3/t$.

Estos factores no son fijos y varían en función del mercado, la tecnología utilizada que a su vez pueden ser mitigados con incentivos gubernamentales.

Para aumentar la producción de gas y hacerlo rentable económicamente se puede realizar fracturación hidráulica para aumentar la permeabilidad, junto con la utilización de sistemas de bombeo a boca de pozo, con lo que se aumenta el flujo de gas.

6.3.1 SIMULACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

La estructura geológica, fallas, relaciones estructurales y demás parámetros geológicos, pueden generar cambios en la permeabilidad que afectan la producción. Para poder interpretar la permeabilidad por datos obtenidos en la perforación del pozo se debe tener en cuenta la heterogeneidad de las capas, además de las condiciones del techo y muro del yacimiento. En la actualidad existen simuladores capaces de reproducir la producción a partir de un modelo de encogimiento de la matriz y de cierre de cleats teniendo en cuenta la disminución de presión. Estos simuladores permiten estimar características de producción, optimizar el acabado del pozo, definir los métodos de producción y optimizar espaciado de pozos. Los simuladores que se encuentran disponibles o utilizados son:

- GEM de CMG, simulador canadiense específico para CBM desarrollado por la empresa Computer Modelling Group.

- Eclipse, de Schlumberger. Es un simulador de petróleo con características adaptables a CBM, tiene como limitación de solo poder manejar dos gases.
- GCOMP, de BP. Del tipo composicional convertido a la simulación de recuperación de CBM. Está basado en la teoría de Seidl de 1990. Donde se asume la difusión del sistema de porosidad es instantánea, con lo que se puede utilizar un modelo de porosidad simple y no dual.
- COMET 3, desarrollado por ARI. Se utiliza en EE.UU tiene como fortaleza la utilización de hasta tres gases.
- SIMED II, de la universidad de New South Wales en Australia y CSIRO. Es un sistema de simulación múltiple.

Todos estos simuladores menos Eclipse, modelizan la relación tensión-permeabilidad y encogimiento-hinchamiento-desorción/inyección. El encogimiento se introduce a partir de un factor de encogimiento.

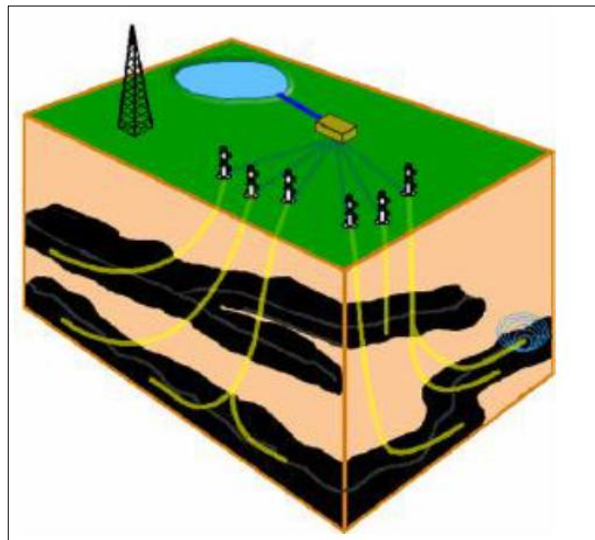
Al igual que cualquier otro tipo de simulación existen unas etapas las simulaciones en CBM también las cumplen estas son:

- Recolección de datos.
- Caracterización de la reserva según el historial de producción.
- Definición de mapas de las propiedades clave de la reserva.
- Determinación de la sensibilidad de los ratios de producción de gas y agua para las propiedades clave de la reserva.

Las ventajas de realizar una simulación respecto a realizar ensayos de laboratorio son múltiples y van desde el efecto del establecimiento geológico en la modificación de la permeabilidad puede determinarse en comparación con los datos históricos

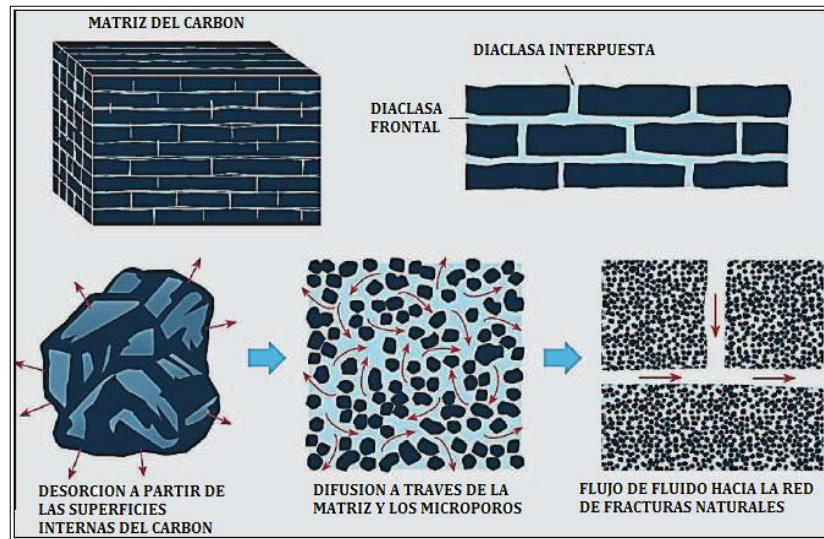
de producción. También se puede evaluar la heterogeneidad de la reserva, además de integrar todos los aspectos de geología, petrofísica, ingeniería de la reserva y operaciones de producción.

Figura 24. Esquema de recuperación de CBM. (Tomada Y Editada De Estudio Tecno-Económico De La Extracción De Metano Del Carbón En La Cuenca Guardo Barelo).



La mayor parte del metano conocido como gas in situ, se almacena en un estado adsorbido en las superficies internas del carbón y es considerado como un líquido en oposición a una fase de gas libre. Los sistemas de fractura de carbón son consideradas como saturadas con agua, la cual debe ser liberada de las fracturas naturales, para reducir la presión del depósito, una vez la presión disminuye el gas inicia su desorción la matriz del carbón y se almacena en los micro poros, para por ultimo migrar hacia el pozo.

Figura 25. Flujo De Fluidos Dentro De La Matriz De Carbón. (Tomada Y Modificada De Estudio De La Tecnología Y El Desarrollo Para La Explotación De Gas Metano De Mantos Carboníferos)



La producción de gas se controla según los cuatro pasos descritos a continuación:

- La eliminación de agua de las fracturas naturales del carbón y la reducción de la presión.
- Desorción de gas desde el área de la superficie interna del carbón.
- La difusión del gas desorbido al sistema de fracturas naturales del carbón.
- Flujo del gas a través de las fracturas hacia el pozo.

6.4 MÉTODOS PARA REALIZACIÓN DE FRACTURA

El proceso de fracturación de los mantos de carbón depende de la profundidad, el espesor y la estratigrafía del depósito de carbón, estas fracturas se encuentran agrupadas en cuatro clases que son:

- Fractura horizontal
- Fractura vertical
- Fracturas múltiples verticales y formaciones en T
- Propagación de fractura dentro de capas adyacentes.

Los fracturas horizontales se encuentran en cuencas de carbón superficiales (menos de 300 metros) donde el esfuerzo menor es el vertical. Las fracturas verticales aparecen a mayor profundidad, Schraufnagel señala que las fracturas verticales no se forman hasta profundidades entre los 365 - 460 metros. Una única fractura vertical puede penetrar una serie de capas de carbón finas y cercanas. Una capa de carbón gruesa puede contener totalmente la fracturación hidráulica del carbón. Esta condición puede favorecer la formación de fracturas complejas (verticales múltiples o formaciones en T). La formación en T se forma cuando la fractura vertical llega al límite de la capa de carbón. Es posible que una fractura atraviese el límite. Cuando esto ocurre, se presenta el escape de fluidos y provocar que las fracturas creadas en el carbón se estrechen o se cierren a la vez.

Es un hecho de que las fracturas no crecen hacia abajo a través de las barreras de esfuerzo, esto puede ser explotado en el tratamiento de capas múltiples de carbón. Schraufnagel en 1991 describe la experiencia obtenida en el yacimiento de carbón Black Creek en Rock Creek (Alabama). Este yacimiento tiene entre 30 - 60 cm de espesor situado sobre una sección vertical a una profundidad de entre 365 - 457 metros. Inicialmente, cada capa de interés en el yacimiento ha sido tratada separadamente sin ningún coste efectivo. Un punto singular de entrada se situó en la parte inferior de la secuencia del carbón y la fracturación penetró las capas delgadas de carbón y las rocas adyacentes por crecimiento vertical. Spafford también nota que la facturación hidráulica puede ser dirigida dentro de las rocas

interiores de la cuenca de carbón en vez de directamente dentro del carbón. Esto puede ser útil para evitar la producción de carbones finos. Las condiciones de esfuerzo deben ser adecuadas para el éxito de esta técnica; no deben presentarse barreras de fracturas verticales.

6.4.1 MATERIALES DE FRACTURACIÓN

Los materiales utilizados para los procesos de fracturación han presentado avances tecnológicos como es el caso de los geles utilizados como fluidos de fracturación. Estos geles han sido utilizados en pozos tanto de gas como de petróleo, estos geles provocan una alta viscosidad de fluido que puede grandes concentraciones de propagante a distancias considerables de la boca de pozo. El agua ha sido utilizado como fluido de fracturación teniendo en cuenta su bajo costo, pero los tratamientos posteriores a su uso le dan la ventaja a los geles ya que el tratamiento del agua representa costos grandes de tratamiento posterior a la fractura. Los geles tienen sus contras en la permeabilidad de los testigos de carbón los que presentan daños por la exposición a fluidos basados en gel que han sido deteriorados y filtrados repetidamente. Los estudios en campo demuestran que un 20-30 % del volumen de gel de fracturamiento inyectado no es recuperable, ya que se presume que fue adsorbido por el carbón. Este daño parece haber sido causado por el hinchamiento por adsorción de la matriz de carbón. Incluso cuando no se usan los fluidos de geles, existe la posibilidad de que incluso bajas concentraciones de polímeros producidos en el agua pueden dañar a la permeabilidad del carbón. La recomendación es evitar el contacto de la cuenca de carbón con fluidos que contengan polímeros, surfactantes, biosidas u otro tipo de líquido químico *****.

***** ***** Dirección General De Política Energética Y Minas, Estado Del Arte De La Exploración, Evaluación Y Producción De Metano En Mantos De Carbón, Madrid Diciembre De 2004, Consulta En Línea 13 De Noviembre De 2015[http://info.igme.es/SIDIMAGENES/137000/631/137631_0000001.PDF].

La experiencia de Oak Grove Field En Black Warrior Basin, donde se estimularon las fracturas en 20 pozos, utilizando la mitad en gel de borato y la mitad en agua como propagante para ambos tratamientos. Los resultados iniciales (sobre los 12 meses) indicaron que el tratamiento de fracturación por agua mejoraba los tratamientos por gel en la producción de gas; Se concluyó que aunque incluso las cuencas tratadas con agua eran menos sostenidas por la arena, la pérdida en producción causada por este motivo era compensada por la ganancia en producción debida al menor daño de la formación.

Finalmente, aunque los tratamientos por fracturación de arena y agua son relativamente más baratas, con el inconveniente ya descrito que hace referencia a las grandes cantidades de agua que se debe recuperar después del tratamiento. Aunque la función principal de la arena propagadora es mantener abiertas las fracturas hasta que se termine de bombear, puede afectar a la fracturación en otros sentidos. Palmer nota dos efectos contrastados en la inyección de propagante. Puede inducir un incremento de presión por el bloqueo de los pequeños canales de flujo; como ha sido observado en San Juan Basin. También puede producirse un descenso de presión por desgaste o erosión de los pequeños canales de flujo; lo que ha sido observado en Black Warrior Basin. Uno y otro caso probablemente representan los dos extremos de conducta posibles, pero en general tienen lugar ambos procesos.

6.4.2 DISEÑO DE TRATAMIENTO DE FRACTURA.

Uno de los factores que posee mayor incidencia en el número y tipo de perforaciones que se efectúan es el espesor del manto de carbón. Por ejemplo, si un paquete es relativamente grueso y compuesto de muchos pasos poco potentes, el método de fracturación con entrada limitada será el más efectivo para acceder a la formación. Sin embargo, si el paquete es poco potente, el método de entrada en zona individual será más efectivo.

La potencia del carbón también afectara los costes del diseño de fracturación. Debido a que el grosor del carbón afecta la recuperación de gas, este factor es importante en la determinación de la longitud de fractura que es un punto importante a la hora de construir un pozo económico. En general cuan más grande sea la fractura que se necesite mayor será el costo del tratamiento. Con el fin de Seleccionar una longitud de fractura adecuada se realizan análisis de sensibilidad para comparar el incremento de costo para una mayor longitud de fractura con el incremento esperado en la recuperación del gas.

Para pozos convencionales, se puede usar la permeabilidad de la formación para estimar el incremento de producción a través de un tratamiento de perforación. Para pozos de CBM la permeabilidad solo es útil para estimar el volumen de la invasión de fluido durante el tratamiento de fracturación. Ya que la mayor parte de las capas de carbón están a relativamente a poca profundidad, la temperatura de la formación no provoca la degradación prematura del fluido de fracturación. Sin embargo, se debe considerar la relativamente baja temperatura a la hora de diseñar el horario de los rompedores de gel, ya que esta temperatura no proporciona mucha ayuda para su trabajo. La temperatura de circulación en fondo es habitualmente registrada. Hay que asegurarse de que este registro tiene en cuenta el tiempo que pasa entre la circulación y el momento del registro. Es frecuente que no se tenga en cuenta este tiempo y la temperatura de fondo sea subestimada.

6.4.3 FRACTURACIÓN A TRAVÉS DEL CASING

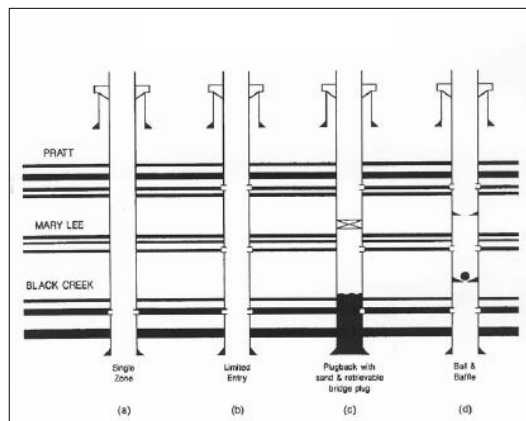
En la cuenca de Black Warrior Basin se realiza la fracturación mediante bombeo directo del fluido a través del casing. Para esto se instala una válvula de alta presión en la parte superior del sondeo. Si las paredes del sondeo tiene alguna fractura de menor profundidad que la capa de carbón objeto de la fractura, no se debe usar este método no ser que se tenga la seguridad de que los estratos fracturados tengan una mayor presión de fracturación que la que se vaya a usar para el tratamiento, lo que

ocurre con cierta frecuencia. Para evitar la fracturación de las capas de menor profundidad, se puede utilizar una sarta con un packer ensamblado^{††††††††}.

Las fracturas a través del casing presentan ventajas respecto a la fractura por tubing que son:

- Permiten mayores ritmos de inyección.
- Proporcionan flexibilidad para la fracturación de varias capas en el mismo pozo.
- Se requiere de menos equipos y su operación es más simple.

**Figura 26. Posibilidades de configuración de pozo para su fracturación.
(Tomada Y Modificada De Estudio De La Tecnología Y El Desarrollo Para La
Explotación De Gas Metano De Mantos Carboníferos)**



†††††††† †††††††† Dirección General De Política Energética Y Minas, Estado Del Arte De La Exploración, Evaluación Y Producción De Metano En Mantos De Carbón, Madrid Diciembre De 2004, Consulta En Línea 13 De Noviembre De 2015[http://info.igme.es/SIDIMAGENES/137000/631/137631_0000001.PDF].

6.4.4 FRACTURACIÓN A TRAVÉS DE TUBING

Utilizando este método las capas de carbón pueden ser fracturadas con bajos ritmos de inyección. En contraste con esto para abrir adecuadamente la fractura se deben bombear los fluidos de fracturación a ritmos altos para evitar las pérdidas de fluido. Según lo anteriormente descrito los pozos de CBM con fracturación a través del tubing son generalmente imposibles de poner en práctica ya que no se pueden establecer ritmos de inyección lo suficientemente elevados. El máximo ritmo de inyección real depende de la viscosidad del fluido que se use. Se puede aumentar ligeramente el ritmo de inyección a través del tubing añadiendo reductores de fricción al fluido.

Se puede justificar un tratamiento a través de tubing en los casos en que no es posible hacerlo a través del casing. Por ejemplo, si el sondeo contiene fracturas por encima de la capa de carbón que quiere ser fracturada. Otro caso similar sería aquel en el que los test de pre fracturación indicaran que la presión de fracturación fuera a exceder la presión de derrumbamiento a bajas profundidades.

6.5 METODOLOGÍA DE EXTRACCIÓN

Como es común en todas las actividades de extracción de recursos mineros, existen diferentes puntos de vista en cuanto al método adecuado para la extracción de CBM. La selección del método adecuado para extraer los fluidos del pozo despierta opiniones encontradas, según sondeos realizados a operarios como empresas productoras de gas asociada a mantos de carbón se identifican 3 grupos comunes.

- Los pozos deben ser vaciados a tazas lentas inmediatamente después del tratamiento, para que la formación se cierre sobre el propante antes de que el gel se rompa. Este método se conoce como “cierre forzado”, si la fractura no se cierra sobre el propante antes de la ruptura del gel, la arena se depositara en el fondo de la fractura. Si se presenta el caso de que la fractura

se extiende a la formación inferior a la capa de carbón, el resultado que se tendrá es como si no se hubiese rellenado la fractura de propante.

- El vaciar los pozos inmediatamente después del tratamiento no prevendrá la acumulación de arena en el fondo de la fractura. Esto se debe a que el vaciado del pozo sólo afecta a la zona más cercana a las paredes del sondeo, con lo que en las zonas más alejadas la situación permanecerá invariable. Incluso, cuando se cierran las bombas, el fluido invade la formación alejándose de las fracturas con mayor ritmo que si se bombea al exterior. Por tanto, no se debe vaciar el pozo hasta que las fracturas se cierren sobre el propante, controlando las presiones, que nos indicarán la velocidad con que la fractura se cierra sobre el propante, conociendo a qué presión se cierra la fractura.
- Los pozos no deben ser vaciados hasta que se rompa el gel. El vaciar el gel que no ha roto puede hacer salir parte del propante de las fracturas en las zonas cercanas al sondeo, haciendo que se pierda la conductividad de la zona donde es más necesaria.

En cuanto a estas técnicas cabe resaltar las técnicas utilizadas en el proyecto Rock Creek, donde se utiliza el cierre con vaciado lento con gel. Esta experiencia permite afirmar que este método es el más efectivo, presentando la menor cantidad de problemas en la producción. Este método reduce en gran parte la producción de polvo de carbón y la de propante que se escapa hacia el pozo o hacia la superficie, reduce los costes de lavado del pozo y del mantenimiento de las bombas^{#####}.

Los procedimientos utilizados en Rock Creek se plasman en la siguiente lista:

Dirección General De Política Energética Y Minas, Estado Del Arte De La Exploración, Evaluación Y Producción De Metano En Mantos De Carbón, Madrid Diciembre De 2004, Consulta En Línea 13 De Noviembre De 2015[http://info.igme.es/SIDIMAGENES/137000/631/137631_0000001.PDF].

- Después de bombear el tratamiento de fracturación, se debe cerrar el pozo hasta que se rompa el gel (entre medio día y un día).
- Si sigue habiendo presión en la cabeza del pozo al final del periodo de cierre, se debe vaciar a ritmo lento.
- Controlar continuamente la producción de polvo de carbón y de propante. Si se observa una producción relevante, reducir el ritmo de extracción de fluidos hasta que paren de salir.
- Cuando el pozo haya sido vaciado lo suficiente como para que no haya presión en la cabeza del pozo, retirar la válvula de cierre.
- Introducir una sarta hasta el fondo del pozo para lavar los escombros del fondo del pozo de modo que se pueda introducir allí la bomba de producción.
- Bombear fluido sin propante por el exterior de la sarta y recuperarlo por su interior.
- Recorrer toda la parte baja del pozo para limpiarlo de manera eficiente.

Precaución: Si la circulación se realiza directa en lugar de inversa, puede que algunos escombros taponen las perforaciones laterales. Si se quiere hacer de esta manera, lo mejor es utilizar aire en lugar de agua como fluido.

- Instalar la bomba de producción y comenzar la extracción de gas.

6.6 EVALUACIÓN

La fracturación es constantemente utilizada con el fin de crear un pozo de CBM productivo y rentable económicamente. Por esta razón es necesario evaluar la efectividad de cada procedimiento y tratamiento de tal manera que cada diseño e implementaciones futuras puedan ser realizados o mejorados. Este tipo de evaluaciones de los procesos de fracturación deben ser realizados por un ingeniero geólogo; seguidamente se presentara una breve reseña de la experiencia

recopilada en campo ROCK CREEK para evaluar el éxito de los tratamientos hidráulicos de fractura como son:

- Comparación de producciones
- Pruebas transitorias de presión en pozo
- Respuesta en pozos cercanos
- Indicadores de radiactividad o sonda de rayos gamma
- Medidores de inclinación

Comparaciones de producción es el método más sencillo de realizar consiste en evaluar la producción del pozo antes de la fracturación y después de la fracturación, este método puede ser no tan representativa en campos de CBM. En pozos de CBM la producción antes de la fracturación puede ser no tan representativa de las verdaderas capacidades del pozo, esto debido a que los sistemas de comunicación con las fracturas naturales son pobres.

Las comparaciones después del fracturamiento también pueden ser no representativas ya que existen diferencias entre el carbón y la roca de techo esto es posible debido a la heterogeneidad de los sistemas, una causa de este fenómeno es la presencia o no presencia de fracturas en la roca de techo.

En el proyecto ROCK CREEK, los datos de producción son utilizados solo como apoyo informativo de la evaluación de tratamientos de fracturación.

6.7 METODOLOGÍAS PARA DESARROLLO DE CAMPOS.

En el desarrollo de los campos de producción de mantos de carbón existen diferentes aspectos a tener en cuenta para asegurar la producción, y las mejores prácticas utilizadas para garantizar producciones bajo los estándares tanto de calidad como en niveles de producción idóneos.

6.7.2 PERFORACIÓN Y COMPLETACIÓN DE POZOS EN MANTOS DE CARBÓN

Cuando se perfora un pozo en mantos de carbón se debe prestar especial atención a los datos obtenidos del yacimiento desde los inicios de la evaluación. Esto se debe a que se prefiere minimizar los daños causados mediante perforación bajo balance; la definición de bajo balance hace referencia a la presión presente en la formación es decir empuje hacia arriba que la presión existente en el pozo. En las cuencas con exceso de presión se deben utilizar líquidos con presencia de algunos sólidos y aire, esto con el fin de mantener la contrapresión y sostener el control sobre el flujo de los fluidos.

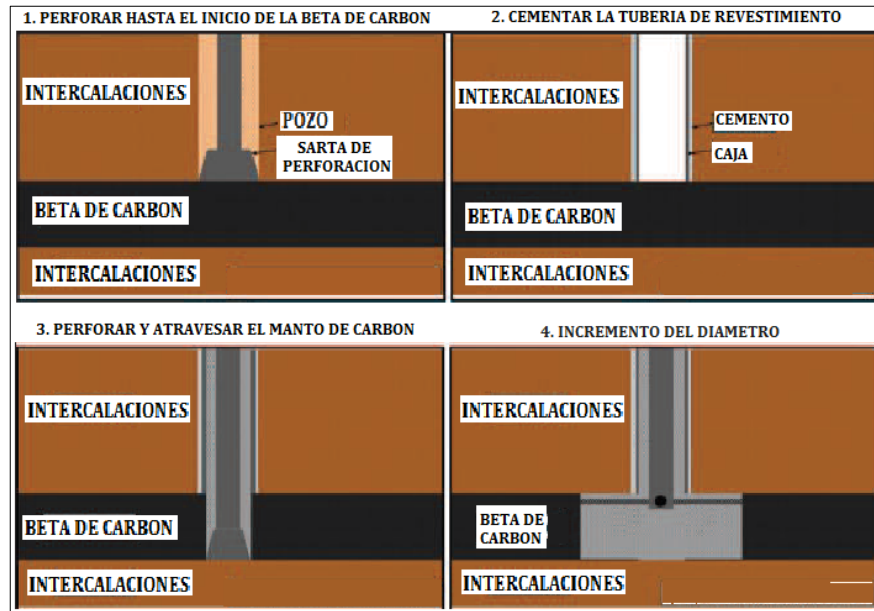
Las pruebas de permeabilidad indican el espaciamiento existente entre los pozos, basados en esta información se establecerá si es necesario o no realizar perforaciones horizontales. Los mantos de carbón que poseen baja permeabilidad, con grosor de 3 ft o más son propicios u óptimos para terminación horizontal.

1. Pozo Vertical, Completación Hueco Abierto, Agujero Ensanchado, Capa Simple:

Este tipo de técnica de perforación y completación fue pionera en la cuenca de powerdrive. Esta técnica se basa en perforar el pozo de producción hasta el punto tope del manto de carbón, cementar la tubería de revestimiento, perforar y atravesar el manto de carbón, incrementar el diámetro mediante técnica de ensanchamiento (se puede ensanchar hasta 4 pies)§§§§§§§§.

§§§§§§§§ Dirección General De Política Energética Y Minas, Estado Del Arte De La Exploración, Evaluación Y Producción De Metano En Mantos De Carbón, Madrid Diciembre De 2004, Consulta En Línea 13 De Noviembre De 2015[http://info.igme.es/SIDIMAGENES/137000/631/137631_0000001.PDF].

Figura 27. Completación de pozo capa simple, agujero ensanchado (tomado y editado de estudio de la tecnología y desarrollo para la explotación de gas metano de mantos carboníferos).



Una ventaja de aplicar esta técnica es el bajo costo, en relación con otras opciones; la desventaja de esta técnica de perforación y completación es que la cavadura de la formación puede provocar relleno, el cual puede producir problemas con la producción, la completación de mantos de carbón profundos es casi que imposible, la completación de los mantos de carbón superiores es difícil y complicado. Otra complicación que surge al utilizar esta técnica es el hecho de que la perforación se detiene en la base del manto de carbón, es decir no existe sumidero donde colocar la bomba, por lo que parte del manto de carbón puede permanecer bajo el agua.

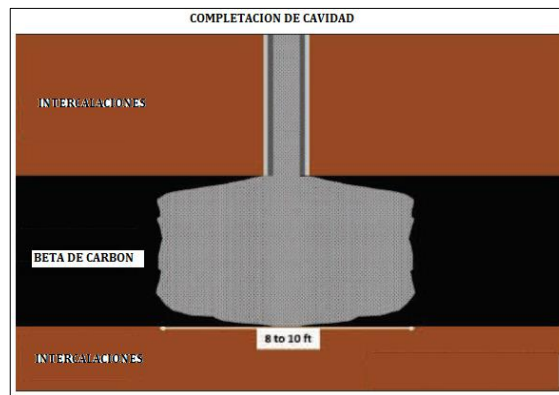
2. Pozo Vertical, Completación De Cavidad A Hueco Abierto, Capa Simple

Esta técnica es muy similar a la descrita en el numeral anterior, se perfora hasta el tope del manto de carbón donde se cementa una tubería de 7 pulgadas. Después

se perfora el manto de carbón, en este procedimiento en lugar de ensanchar el agujero se utilizan compresores de aire; para inyectar aire o a veces una mezcla de agua-aire en el manto de carbón a altas velocidades y presiones. Después de esto el pozo se abre y se permite que el aire a presión escape del manto de carbón.

Durante este proceso es posible que pequeñas partes de carbón se desprendan migrando hacia el pozo, este proceso se repite varias veces hasta unas quince veces o más. En los últimos ciclos de inyección ya no se desprenden piezas de carbón, los retornos de carbones son monitoreados para justificar si es necesario realizar una nueva inyección o por lo contrario el proceso se detiene.

Figura 28. Completación de pozo capa simple con cavidad. (Tomado y editado de estudio de la tecnología y desarrollo para la explotación de gas metano de mantos carboníferos).



Una dificultad en este proceso puede ser la estimulación alcanzada por el proceso de cavitación que se puede atribuir a dos mecanismos principales: en primer lugar el aumento del diámetro del pozo causada por la cavitación y segundo la relación de las diaclasas del carbón, esto aumentaría la abertura del sistema creando una zona estimulada adicional.

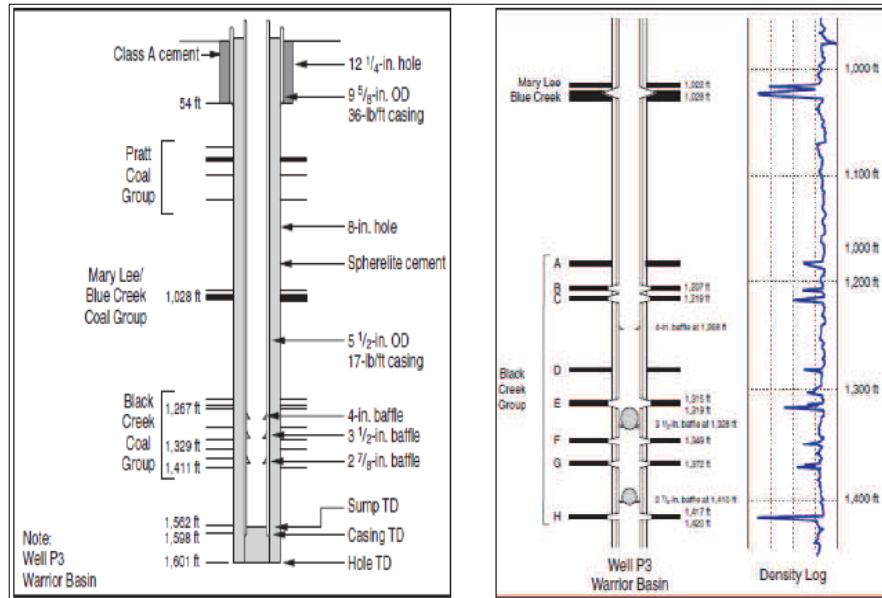
3. Pozo vertical, tubería perforada, completación con fracturamiento hidráulico, multicapas

Esta técnica es utilizada en pozos de producción con multicapas que necesita ser estimulado mediante fracturación hidráulica para mejorar su producción y hacer que la operación sea rentable. Esta técnica se utiliza mayormente cuando el sistema de diaclasas del carbón posee una permeabilidad registrada entre 0.1 y 100 md.

En este método como se utiliza fracturamiento hidráulico se hace necesario utilizar un método de aislamiento de la zona entre las diferentes capas de fracturamiento. La técnica involucra perforar el pozo hasta una profundidad entre los 50 y 100 pies por debajo de la capa de carbón más profunda para ser completado, luego cementar la tubería de producción. Por lo general estas profundidades están cerca a los 400 pies; estas zonas son completadas secuencialmente de abajo hacia arriba, la primera zona a ser completada es punzada y estimulada por fracturamiento hidráulico. El aislamiento se puede realizar por diferentes técnicas como son: “perf and plug”, “ball and baffle”, tecnología de estimulación zonas de zonas múltiples, y otros *****.

***** Dirección General De Política Energética Y Minas, Estado Del Arte De La Exploración, Evaluación Y Producción De Metano En Mantos De Carbón, Madrid Diciembre De 2004, Consulta En Línea 13 De Noviembre De 2015[http://info.igme.es/SIDIMAGENES/137000/631/137631_0000001.PDF].

Figura 29. Completación multicapas, fracturamiento hidráulico. (Tomado y editado de estudio de la tecnología y desarrollo para la explotación de gas metano de mantos carboníferos).

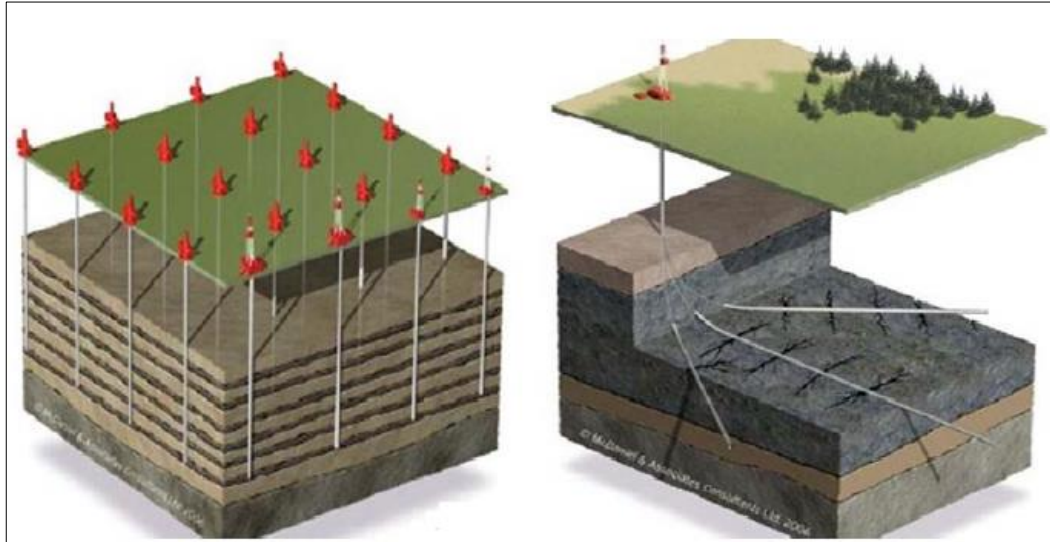


6.7.2 POZOS HORIZONTALES

La técnica para perforar este tipo de pozos es similar a la de pozos verticales, se inicia perforando verticalmente hasta un punto donde se inicia la desviación hasta el objetivo. Esta técnica se utiliza cuando el espesor de las capas es pequeño y donde no existen posibilidades para realizar fracturamiento hidráulico^{††††††††}.

†††††††† J. caballero, Exxon Mobil Development Company, Drilling and completion techniques selection methodology for coalbed methane Wells. Ipc, consulta en línea 20 de febrero de 2016, [<http://oaktrust.library.tamu.edu/bitstream/handle/1969.1/ETD-TAMU-2071/RAMASWAMY-THESIS.pdf>]

Figura 30. Perforación típica de un pozo horizontal. (Tomada Y Editada De Gas No Convencional En España Una Oportunidad De Futuro).



Las operaciones para realizar una perforación horizontal requieren de equipos especiales como el sistema rotativo direccional powerdrive, este se utiliza para mantener la broca dentro de los límites del yacimiento. Para el direccionamiento dentro de las rocas convencionales se utiliza habitualmente mediciones LWD para obtener registro de rayos gamma azimuthal GR. Este método no es muy efectivo en los pozos de metano en mantos de carbón, ya que sus capas habitualmente son más delgadas; es decir no proporciona eficazmente la posición relativa de la broca respecto a las capas límites y tampoco reporta información que ayude a guiar la broca hasta el intervalo de perforación. En estos casos se utiliza una herramienta adicional de dirección de resistividad profunda la cual puede ser periscope; esta herramienta mapea los límites entre capas, ayudando a superar las limitaciones que posee GR azimutales. Esta herramienta genera imágenes radiales en un rango de 4.6 metros, permitiendo conocer la posición de las broca respecto a la capa de carbón y a los límites de las capas.

La interpretación de los datos obtenidos en tiempo real requiere de personal con experiencia y suspicacia a la hora de tomar decisiones referentes al proceso de perforación#####.

Figura 31. Perforación horizontal datos obtenidos con herramienta diseñada por la empresa schumberger. (Tomado y editado de estudio de la tecnología y desarrollo para la explotación de gas metano de mantos carboníferos).

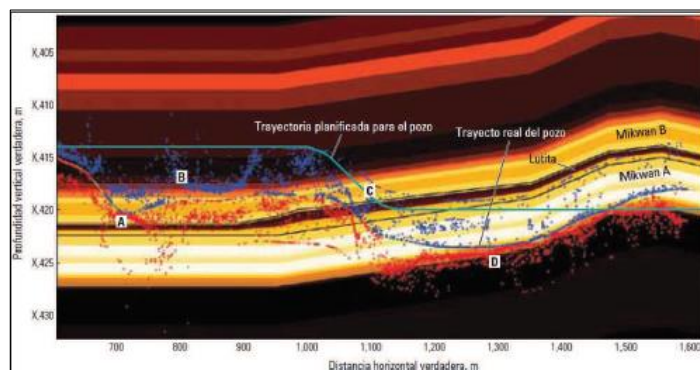
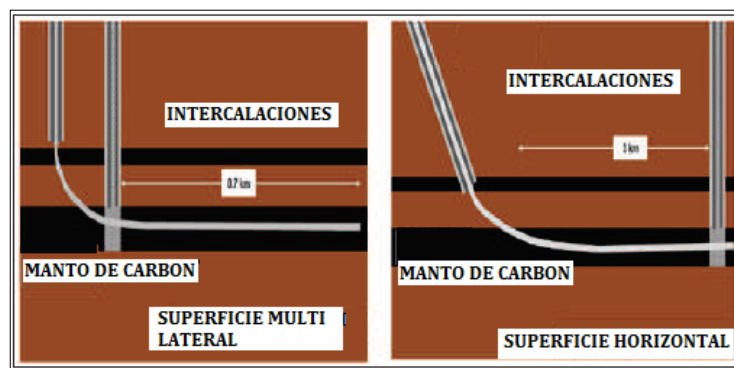


Figura 32. Completación en pozos horizontales. (Tomado y editado de estudio de la tecnología y desarrollo para la explotación de gas metano de mantos carboníferos).



Dirección General De Política Energética Y Minas, Estado Del Arte De La Exploración, Evaluación Y Producción De Metano En Mantos De Carbón, Madrid Diciembre De 2004, Consulta En Línea 13 De Noviembre De 2015[http://info.igme.es/SIDIMAGENES/137000/631/137631_0000001.PDF].

6.8 FACILIDADES DE SUPERFICIE

6.8.1 EQUIPOS ASOCIADOS AL LEVANTAMIENTO

Debido a la forma como se almacena el gas en los mantos de carbón, el predominio de gas solo existirá a presiones muy bajas de la cara de la formación del carbón. Esta presión está dada por la combinación de la presión fluyente de la cabeza y la hidrostática que se da por los fluidos presentes en el pozo. Una estrategia eficaz para contra arrear la contra presión ocasionada por la acumulación de fluido es realizar deshidratación.

La producción inicial de un pozo asociado a mantos de carbón es casi que en su totalidad agua. Muchos pozos no tienen el caudal necesario este fluido, por lo cual se hace necesario utilizar una bomba mecánica o electro sumergible mientras se termina la producción inicial de agua. Este plan de deshidratación necesita tener en cuenta los equipos que se puedan llegar a utilizar si la producción de agua es excesiva. La producción de gas al inicio del ciclo productivo del pozo en la mayoría de los casos es poca, lo que la hace ineficiente para ser utilizada como combustible para los motores o generadores, para contra arrear esta condición es necesario tener disponible suministro de combustible o tener acceso a energía eléctrica.

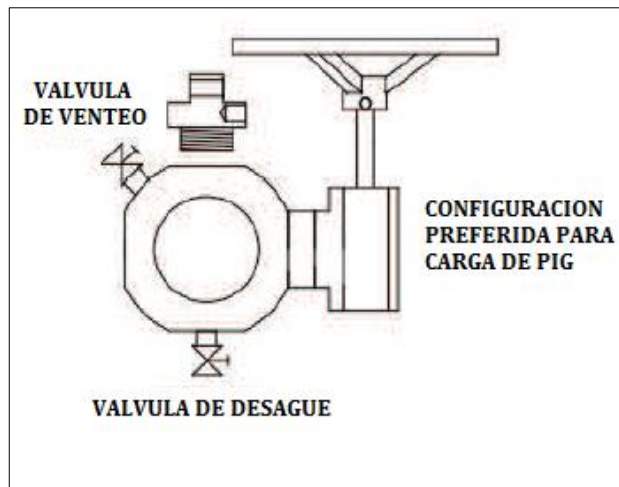
Otro inconveniente que se presenta muy a menudo es el hecho de que en el inicio de producción mucha de la cantidad de agua producida por el pozo se evapora, por lo que si al inicio se bajó una bomba calculada para un caudal específico al que ya no se tiene a causa de la evaporación se presentara cavitación de la bomba.

6.8.2 TUBERÍA

Cuando se inicia una perforación de pozo lo único que se tiene seguro es que la producción estimada estará equivocada, de manera general la producción del pozo solo podrá ser estimada una vez termine el proceso de deshidratación.

La única apreciación razonable es la de asumir que el pozo tendrá una producción promedio de agua y gas, para una vez hecha la apreciación pasar a calcular la tubería que se utilizara en el desarrollo de la producción. Es seguro que la mayoría del caudal del pozo no fluiría en las cantidades calculadas debido a que gran parte de este caudal se evaporara y fluiría convertido en vapor de agua y que se condensara en el recorrido por el sistema. Si se tiene en cuenta este fenómeno todas las líneas necesitaran una técnica diferente para eliminar el condensado. Es efectivo colocar válvulas para lanzamiento de raspadores en líneas de 6". Líneas de mayor diámetro necesitan facilidades más complejas para el lanzamiento de raspadores, en cualquier línea eliminar el agua mejora la eficiencia del flujo y reducirá la caída de presión, sumado que esta eliminación de agua disminuirá la corrosión en tuberías de acero§§§§§§§§.

Figura 33. Válvula De Rascado. (Tomado Y Modificado De Estudio De La Tecnología Y El Desarrollo Para La Explotación De Gas Metano De Mantos Carboníferos)



§§§§§§§§ Dirección General De Política Energética Y Minas, Estado Del Arte De La Exploración, Evaluación Y Producción De Metano En Mantos De Carbón, Madrid Diciembre De 2004, Consulta En Línea 13 De Noviembre De 2015[http://info.igme.es/SIDIMAGENES/137000/631/137631_0000001.PDF].

La experiencia indica que en la mayoría de los casos es una buena práctica la utilización de líneas independientes para cada línea de fluido, siempre será más eficiente que tener flujos multifasicos corriendo por una línea. Un pozo que es planeado para trabajar con bombeo mecánico debería tener un flujo de la tubería de producción y otro para el casing.

6.8.3 ESTACIONES DE COMPRESIÓN

Al inicio del periodo de deshidratación, los pozos son razonablemente fáciles de producir. En algunos casos no es necesario utilizar ayuda para la deshidratación ya que las presiones en los reservorios son suficientemente altas para fluir en líneas de presión moderadamente alta. A medida que la presión del reservorio decae se hace más difícil producir, una medida desesperada es tratar de producir cabezas de presión bajas desde estaciones distantes. Una respuesta a esta problemática que ha dado buenos resultados es construir un sistema inicial de recolección para todos los pozos que estén en promedio y direccionarlos a una sola estación de compresión. Esto puede ayudar a alargar la producción por un año más, mientras se eliminan los cuellos de botella mientras se ubican estaciones de compresión booster.

6.8.4 SEPARACIÓN

Generalmente se utilizan separadores de dos fases para separar el líquido del gas, es una buena práctica permitir la entrada de dos líneas de fluido por separado una del casing y otra proveniente del tubing lo que contribuye a una separación eficiente y sin necesidad de utilizar métodos de separación post.

Anticipando presiones bajas del separador en la vida útil del pozo, una estrategia de compresión considerada para la madurez del campo incluye la compresión en cabeza de pozo, entonces un separador con una cámara de impulsión interna es una buena opción. La cámara de impulsión acumulara líquido y periódicamente la

presión de descarga del compresor es utilizada para impulsar el fluido hacia afuera de la cámara, si no existe compresor en la cabeza del pozo, la operación se puede realizar con una bomba con una válvula de descarga para impulsar el fluido de la cámara.

6.8.5 COMPRESIÓN

Las líneas de flujo típicamente poseen presiones de operación por debajo de los 10 psia. Para trasladar estas dos presiones de un lado al otro se necesita compresión. Una combinación de equipos permite la compresión de hasta 70 veces o más. Para estos casos se puede utilizar un compresor reciprocante de dos etapas con presión de succión de 100 psia y una presión de descarga de 1000 psia, siendo muy eficiente. Los compresores reciprocantes multi-etapas funcionan mejor en rangos de presión muy estrechos.

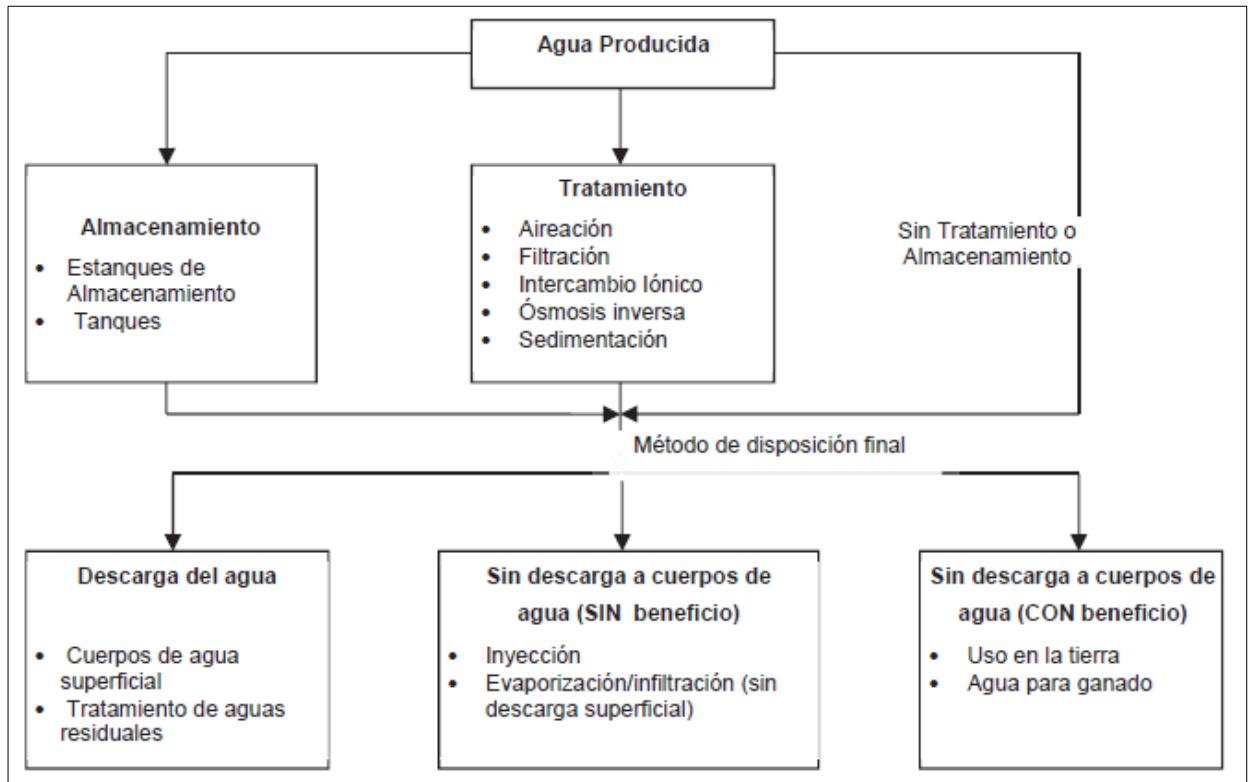
6.8.6 TÉCNICAS DE DISPOSICIÓN DE AGUA

Existen distintos métodos de manejo, almacenamiento, tratamiento y disposición de agua producida. En la figura 34 se describe un diagrama de flujo en el que se indica las distintas opciones existentes para el manejo de agua.

El método seleccionado para el manejo del agua producida depende de varios factores como la cantidad de agua producida, su calidad, disponibilidad de afluentes, disponibilidad de formaciones para la inyección, interés por el agua esto depende de las comunidades aledañas y las regulaciones impuestas*****.

***** Dirección General De Política Energética Y Minas, Estado Del Arte De La Exploración, Evaluación Y Producción De Metano En Mantos De Carbón, Madrid Diciembre De 2004, Consulta En Línea 13 De Noviembre De 2015[http://info.igme.es/SIDIMAGENES/137000/631/137631_0000001.PDF].

Figura 34. Diagrama de flujo de agua de producción. (Tomada y editada de estudio de la tecnología y el desarrollo para la explotación de gas metano de mantos carboníferos)



6.8.7 DESCARGAS EN AFLUENTES

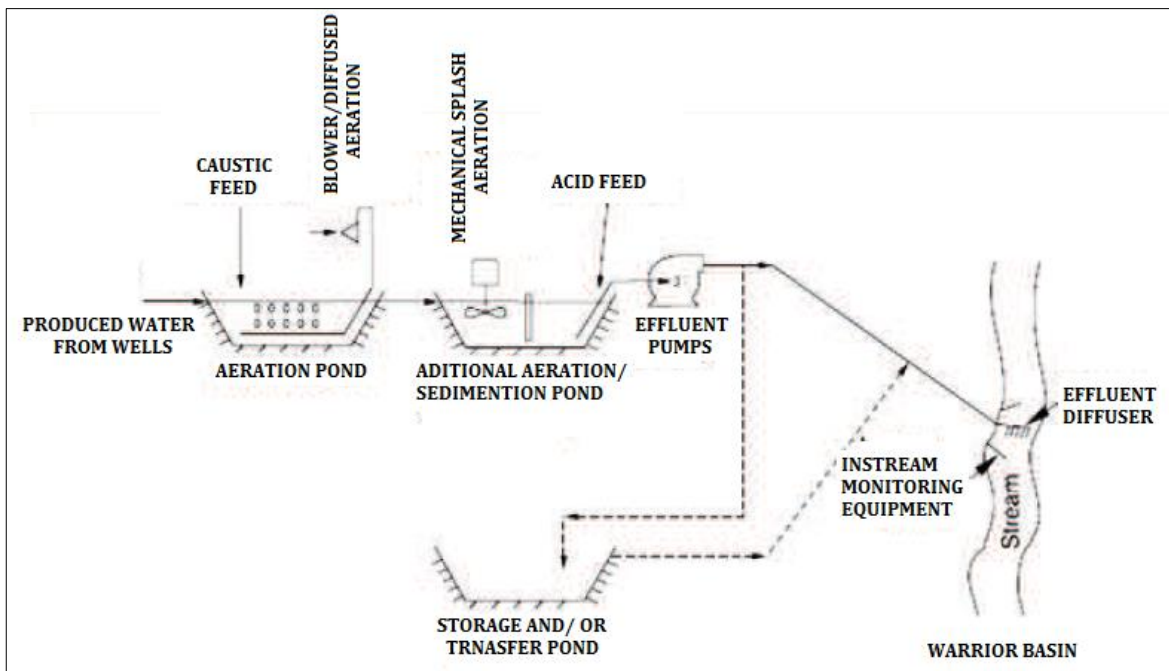
A continuación se muestra un ejemplo de las facilidades utilizadas en el campo Black Warrior, donde se dispone el agua a un río. El agua pasa a través de un contenedor de aireación, un contenedor de sedimentación y posiblemente un contenedor de almacenamiento antes de ser cargado en un afluente superficial a través de un difusor.

La aireación del agua “muerta” producida de este tipo de reservorios al no tener oxígeno disuelto tiene una serie de etapas importantes en el proceso de introducción

del oxígeno, se presentan múltiples efectos, un efecto es permitir la disolución de metales como el hierro y manganeso. Durante este proceso estos metales quedan dispuestos en el fondo de los tanques de aireación.

En la figura 35 se muestra una distribución común de un sistema de recuperación de agua producida.

**Figura 35. Tratamiento superficial del agua proveniente de lechos de carbón.
(Tomada y editada de estudio de la tecnología y el desarrollo para la explotación de gas metano de mantos carboníferos).**



Un inconveniente que se presenta en el proceso de tratamiento de agua producida es el retiro de cloruros, para esta labor es necesario utilizar una mayor tecnología de tratamiento, que por supuesto implica mayores inversiones, estas tecnologías pueden ser: intercambio iónico, osmosis inversa o electrodiálisis o el uso de la evaporación. Una salida a esta problemática podría ser la dilución del agua hasta concentraciones de cloruro aceptables. Para hacer la descarga en afluentes

hídricos se deben tener en cuenta unos parámetros estándar como son: calidad del agua producida y del afluente natural, puesta en marcha de los pozos, historial proyectado del caudal del pozo y la capacidad del afluente natural.

Si el agua que es tratada posterior a su producción en pozo quiere ser utilizada para ganado esta es almacenada en sistemas de embalses o en pequeños contenedores. Al colocar el agua almacenada a lo largo de las tierras de pastoreo, conectándolo a un sistema de drenaje que le permite al ganadero utilizarla cuando lo desee. Como la opción de la ganadería también los bebederos artificiales para la fauna de la región puede ser una opción valedera cuando no existen ríos o cuerpos de agua donde se puedan retornar las aguas producidas⁺⁺⁺⁺⁺.

6.9 MÉTODOS DE APROVECHAMIENTO DEL GAS OBTENIDO

Como sea visto en anteriores capítulos los yacimientos de CBM son diferentes en todos los casos y producen gases de diferentes calidades, además de sumarle el tiempo de producción y la variabilidad del gas en función del emplazamiento. Por estas razones el aprovechamiento que se le dé al gas producido ha de ser de flexible y de acuerdo a la calidad de gas que se produzca.

- La propiedad más relevante de un gas es su poder calorífico y está dado por la concentración de metano un gas con altas concentraciones de metano se podría utilizar como combustible. Este tipo de gases pueden inyectarse directamente a los gasoductos, para ser utilizados como gas residencial o vehicular. La generación eléctrica es el primer uso que se le da al gas producido por CBM, ya que la producción de CO₂ por unidad de energía es

+++++ Dirección General De Política Energética Y Minas, Estado Del Arte De La Exploración, Evaluación Y Producción De Metano En Mantos De Carbón, Madrid Diciembre De 2004, Consulta En Línea 13 De Noviembre De 2015[http://info.igme.es/SIDIMAGENES/137000/631/137631_0000001.PDF].

mucho menor que en otros combustibles comunes. Este tipo de gas puede ser inyectado directamente en las turbinas de gas, si el gas no posee las condiciones necesarias podría ser mezclado con gas natural convencional con el fin de mejorar el poder calorífico. Los métodos más usuales con gas CBM de pureza 35-70% de metano son los motores de combustión interna con potencias entre 10 y 4000 KW con rendimientos del 22-30% y las turbinas con potencias entre 0.5-25MW con rendimientos del 30%.

- El gas de media calidad se podría utilizar para generación eléctrica, en procesos de generación de calor o como una combinación entre generación de calor y electricidad o en usos propios de la mina como el secado del carbón. El gas de media calidad se puede utilizar como aire de combustión, en Appin Australia se utiliza VAM con un caudal de $220 \text{ m}^3/\text{s}$ en una central de 660 MW de carbón pulverizado, el inconveniente de este tipo de sistemas es que se deben localizar cerca de las minas y deben controlarse las variaciones de calidad de gas ya que de presentarse cambios bruscos podrían generar altas temperaturas en las calderas de generación de vapor.
- Por último el gas de baja calidad tiene uso en procesos de oxidación y combustión con aire, existen turbinas que utilizan gas con concentraciones por debajo de 1% de metano, donde este tipo de gases podrían ser útiles. En Alemania se utilizan instalaciones móviles capaces de adaptarse al flujo de gas disponible y aumentar la rentabilidad del proyecto, existen varios sistemas de combustión pobre en el mercado, estos sistemas permiten quemar gases pobres en metano con el fin de producir electricidad, el sistema conocido como EDL es capaz de quemar gas con concentraciones mínimas de 1.6% de metano. Se trata de una turbina de recuperación de gas que utiliza el calor de combustión para precalentar el metano que contiene aire.

En Queensland Australia se utiliza este tipo de tecnología generando 2.7 MW*****.

***** Dirección General De Política Energética Y Minas, Estado Del Arte De La Exploración, Evaluación Y Producción De Metano En Mantos De Carbón, Madrid Diciembre De 2004, Consulta En Línea 13 De Noviembre De 2015[http://info.igme.es/SIDIMAGENES/137000/631/137631_0000001.PDF].

7 CONSIDERACIONES MEDIOAMBIENTALES

La explotación de CBM puede originar daños al ecosistema, debido al trasiego constante de maquinarias. Además de permitir acceso a lugares y zonas inhóspitas, con los riesgos que esto conlleva. Básicamente extraer gas de mantos de carbón es un proceso industrial. Como tal requiere del uso de productos químicos, cemento así como del uso y extracción de grandes cantidades de agua que al ser procesada con químicos, queda completamente contaminada. Entonces la salida a esta problemática es tratarla para luego ser devuelta a los afluentes sin contaminación.

7.1 DESAGÜE DE POZOS

Como ya se mencionó en un capítulo anterior la generación de agua producto de las operaciones de explotación minera CBM, son un punto álgido en este tipo de proyectos si no se logra tener un sistema óptimo de producción de agua se pueden generar daños medioambientales graves. En un pozo común se pueden llegar a producir agua con contenido de sólidos disueltos de hasta 180.000 PPM, la generación de esta agua puede llegar a producir descensos importantes en los acuíferos subterráneos. En algunos casos registrados estos descensos han llegado hasta los 60m. Este tipo de daño se recupera muy lentamente el 50% de la recarga tarda 250 años y el 100% podría llegar a tardar hasta 1000 años. Además conforme disminuye el nivel freático la calidad del agua también se afecta, con lo que su gestión sería más complicada.

El tratamiento requerido para el agua producida por cada yacimiento dependerá de las características de las mismas, para esto se hace necesario la realización de estudios físico químicos, en EE.UU el agua producida por actividades mineras se considera contaminante ya que tiene un gran impacto sobre los ríos y otros cursos de agua, por esta razón si se descarga directamente sobre ríos se debe realizar un seguimiento a la acuafaua.

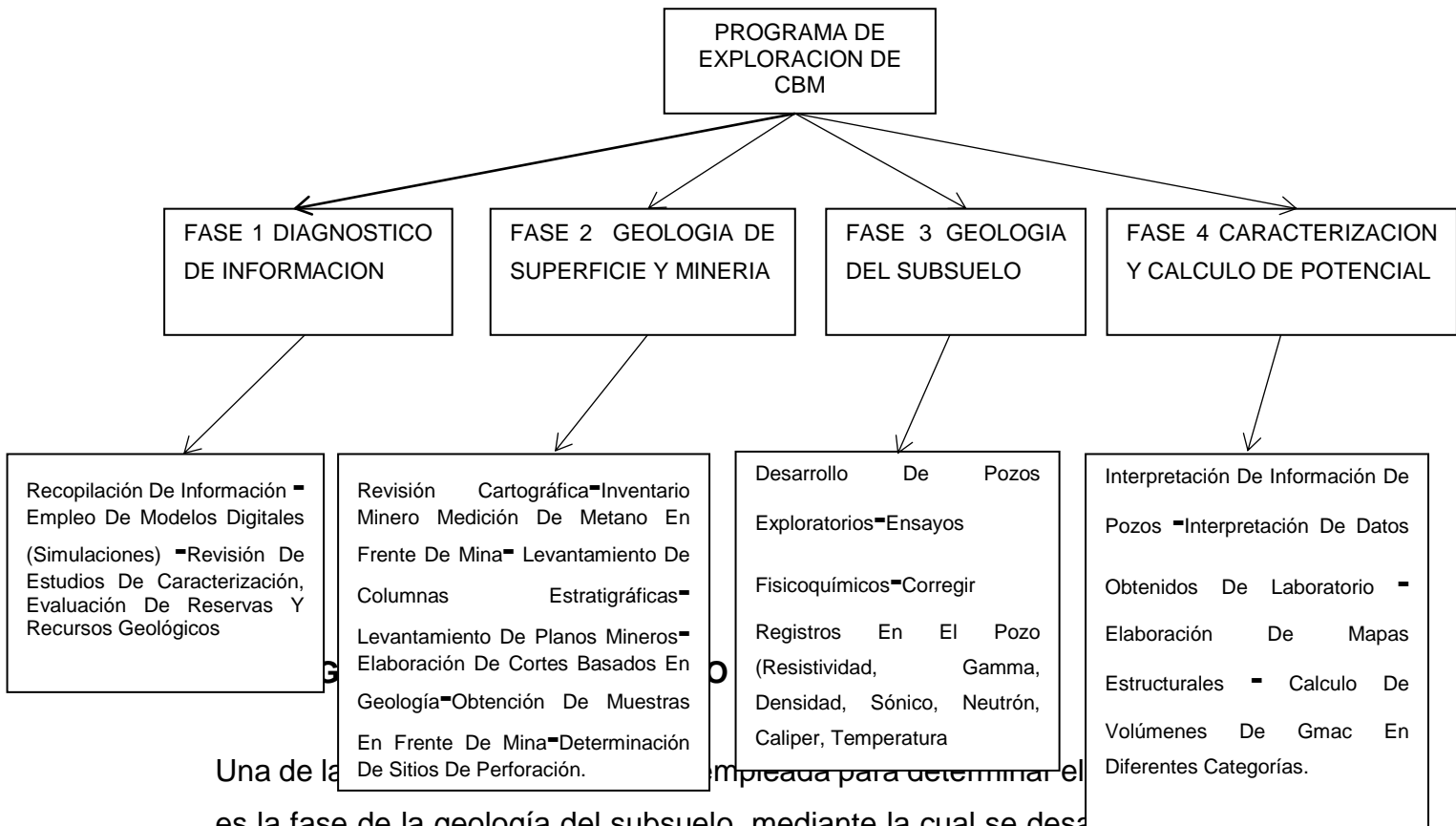
Si la alternativa de tratamiento es el almacenamiento en superficie para ser utilizado como riego o bebedero de ganado, se debe tener cuidado ya que el contenido de sodio y alto grado de salinidad, podrían modificar la composición del suelo y la vegetación causando contaminación por metales como arsénico o bario.

La re-inyección del agua a profundidad sería la menos perjudicial al medio ambiente pero la más costosa. Esta práctica ayuda a mantener el nivel de los acuíferos subterráneos, pero podría causar cambios en la composición del agua de los manantiales y el aumento de la temperatura en la zona de inyección.

El agua producida en estos pozos constituye el 80% de los residuos producidos por esta industria, el 60% de esta agua es re-inyectada con un costo de 0.5 a 1.75 \$/bbl.

8 METODOLOGÍA DE LA EXPLORACIÓN DE GAS ASOCIADO A CARBÓN (GMAC O CBM) EN LAS CUENCAS CARBONÍFERAS DE COLOMBIA.

La gran mayoría de proyectos de CBM a nivel mundial siguen la metodología propuesta por Mariño en 2010, la cual se ha modificado según la experiencia adquirida en los estudios y trabajos realizados. Esta metodología incluye trabajos de: diagnóstico de información, geología de superficie, minería de subsuelo, caracterización y cálculo del potencial. A continuación se describen las fases de desarrollo de un proyecto de gas asociado a mantos de carbón siguiendo la metodología diseñada por Mariño en 2010^{§§§§§§§§§§}.



Una de las actividades más importantes para determinar el potencial de las cuencas es la fase de la geología del subsuelo, mediante la cual se desarrollan actividades

^{§§§§§§§§§§} Servicio Geológico Colombiano, Exploración Gas Metano Asociado Al Carbón Área Tasco-Socotá. Marzo De 2014, Consulta En Línea 14 De Mayo De 2016, [http://www2.sgc.gov.co/Inicio/Gas-Metano-asociado-al-Carbon/Archivos/EXPLORACION-GMAC_TASCO-SOCOTA_2013.aspx].

encaminadas a conocer las características físicas de los materiales presentes en los mismos, con los estudios geológicos se busca determinar el comportamiento de las diferentes capas de carbón presentes en las zonas de mejores perspectivas para la explotación de estos recursos. Se deben realizar perforaciones en los sectores determinados, donde se corren registros de eléctricos y de temperatura; esta información se debe complementar con los datos adquiridos en las diferentes minas adyacentes y con esto definir de forma acertada la secuencia carbonífera de la región. Con el fin de conocer las características de los mantos y realizar las medidas de contenido de gas en los mismos, se realizan perforaciones a diferentes profundidades, con las muestras obtenidas se toman registros como resistividad, potencial espontáneo, densidad, gamma ray, temperatura.

- Análisis geológico de los pozos perforados: a partir de información obtenida de los registros de los pozos se define de forma precisa la secuencia carbonífera, donde además se conoce información importante en el proceso de cálculo del potencial de GMAC, como espesor de los mantos, inclinación de las capas, rocas adyacentes a los mantos de carbón. Los registros eléctricos se constituyen en una herramienta importante en la exploración de recursos minerales en general; en el caso de los mantos de carbón, permiten determinar tanto propiedades físicas como algunas características de los mismos en contraste con las rocas que infra yacen y supra yacen estas capas, tales como baja radioactividad natural, baja densidad, alta resistencia a la corriente eléctrica, espesor de las capas, características litológicas, contenido de fluidos, profundidad de los diferentes estratos.
- Registro de rayos gamma: este registro mide la radioactividad natural del carbón proveniente de la desintegración de tres elementos uranio, torio, potasio. Este dato se emplea en la determinación de la arcillosidad en las formaciones permeables, con la medida de la radioactividad se puede

detectar mantos de carbón a través del revestimiento, pues el carbón contiene una radioactividad natural baja comparada con otros tipos de roca.

- Registro de densidad: El registro de densidad en un pozo, permite identificar la densidad media de las capas presentes a través de una fuente radioactiva dispuesta en una sonda, que detecta el número de rayos gamma emitidos por las rocas. A mayor densidad de las rocas una mayor cantidad de rayos son absorbidos y menos retornan al detector. El carbón posee una densidad baja, lo que hace que este registro sea de gran importancia para determinar el espesor de la capa de carbón, a su vez que también puede aportar información referente a la composición y rango del carbón.
- Registro de temperatura: El registro de Temperatura, permite determinar un perfil a lo largo del pozo con el fin de identificar las variaciones de la misma con respecto a la profundidad y a los materiales que atraviesa. Con este registro se pretende establecer una referencia sobre la temperatura de cada manto de carbón in situ, de tal manera que esta información permita simular luego en el laboratorio las condiciones propias del yacimiento para la realización de las mediciones de contenidos de gas metano.
- Registros de resistividad: con el registro se mide la resistividad eléctrica o capacidad de conducir electricidad cuando están saturadas por la presencia de agua, este tipo de registro se utiliza para determinar el espesor de la capa. Las arcillositas presentan bajas resistencias y de una forma constante, si se les compara con el carbón que a diferencia de las anteriores posee alta resistividad.
- Índice de hinchamiento: este análisis es empleado para obtener información sobre las propiedades de hinchamiento libre de carbón; indica las propiedades de aglomeración del carbón cuando se quema como

combustible y grado de oxidación promedio de los mismos. Este tipo de análisis sigue la norma ASTM D-720-91-04 standard terminology of coal and coke. Si las muestras analizadas tienen un coeficiente de aglomeración mayor, menor será la cantidad de gas total libre de cenizas*****.

- Humedad de equilibrio: Teóricamente, es la humedad que el carbón puede retener cuando está en equilibrio a una atmósfera de presión y 100% de humedad relativa; para su determinación se logra una humedad relativa aproximada del 96%. Su valor es requerido para calcular el poder calorífico en base húmeda y así clasificar los carbones según su rango con la norma ASTM. Específicamente la norma ASTM D-1412-07†††††††††.
- Gravedad específica: Se entiende como la densidad referida a la densidad del agua a 4°C. Este análisis se fundamenta en la determinación de la gravedad específica verdadera del carbón o coque pulverizado, en relación con el agua y de acuerdo a la norma ASTM d167-93.

8.2 METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA DESORCIÓN

A continuación se muestran los antecedentes sobre CBM así como la metodología utilizada para determinar la desorción de gas en campo y la utilizada para determinar el contenido de gas en laboratorio. El contenido de CBM se puede medir a partir de métodos indirectos, teniendo en cuenta parámetros de calidad del carbón como son: reflectancia de la vitrinita, materia volátil, etc. Estos métodos evalúan la calidad del carbón, aunque son preferibles los métodos directos, donde se mide el contenido de gas directamente sobre el carbón. El método más utilizado directo es

***** Servicio Geológico Colombiano, Exploración Gas Metano Asociado Al Carbón Área Tasco-Socotá. Marzo De 2014, Consulta En Línea 14 De Mayo De 2016, [http://www2.sgc.gov.co/Inicio/Gas-Metano-asociado-al-Carbon/Archivos/EXPLORACION-GMAC_TASCO-SOCOTA_2013.aspx].

†††††††††

la prueba de desorción con el equipo “CALISTER”, que consiste en medir la cantidad de gas que tiene una muestra de gas carbón mediante la desorción de núcleos de perforación en una cámara hermética.

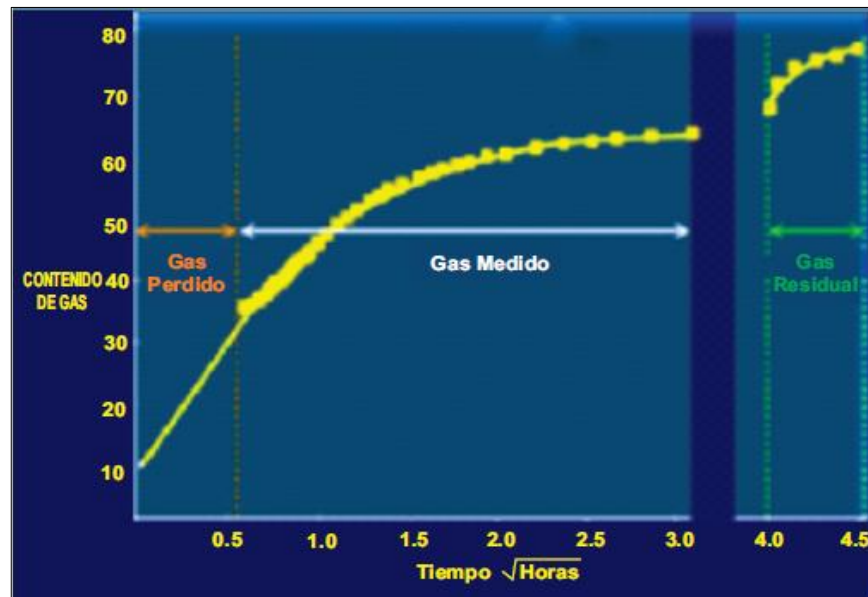
8.2.1 PARÁMETROS MEDIDOS EN EL MÉTODO DIRECTO

Para la medición de la cantidad de gas contenido en una muestra de gas se realiza por medio de una formula simple:

CONTENIDO DE GAS = GAS PERDIDO + GAS DESORBIDO+GAS RESIDUAL

- **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 colocada y sellada dentro del canister (recipiente hermético). Determinado de la extrapolación de los datos de la prueba de desorción las dos primeras horas. Este contenido de gas puede ser calculado por los métodos del U.S. Bureau of Mines (Diamond & Levine, 1981) y de Smith y Williams (1984), expresados en cm³/gr o pies³/Ton.
- **Método De U.S Bureau Of Mines:** este método fue desarrollado por Diamond y Levine en 1981. Se asume que durante las primeras horas desorción, la cantidad de gas liberado es proporcional a la raíz cuadrada del tiempo de desorción. Al graficar el volumen de gas desorbido a condiciones estándares, en función de la raíz cuadrada del tiempo, se obtiene una curva con un sector recto. El sector recto de la curva se extrapola a tiempo cero, representando el inicio de periodo de pérdida de gas. Se acepta que la desorción empieza cuando el carbón es penetrado por la broca.

Figura 36. curva de desorción contenido de gas medido, gas perdido y gas residual. (Tomada y editada de Metodología Para La Exploración De Gas Asociado Al Carbón (Gmac O Cbm) En Las Cuencas Carboníferas De Colombia.)



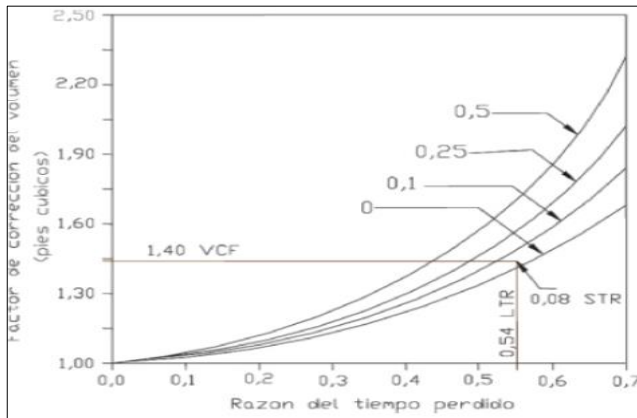
- Método De Smith Y Williams:** este método, desarrollado por Smith y Williams (1981), determina el gas perdido incorporando la difusión de la estructura bi-dispersa de poro, opuesta a la difusión uniporo del método directo. Este método proporciona un estimativo más exacto del gas perdido cuando los tiempos de desorción son cortos, y es más preciso para valores de pérdida de gas por encima del 50 %, para un factor máximo de corrección 2. No se considera el gas residual. Aunque este procedimiento se desarrolló para trabajar con ripios, aplica muy bien con núcleos. Emplea una ecuación compleja de difusión del gas, la cual considera el tiempo en que la muestra alcanza la superficie (t_d), el tiempo empleado para sellar la muestra en el recipiente (t_s), y el tiempo para desorber el 25 % del gas (t_{25})

STR = la razón de tiempo de superficie = $(t_s - t_d)/t_s$

LTR = la razón de tiempo perdido = t_s/t_{25}

Estas dos razones dan el factor de corrección que se halla en la figura 34 para la ecuación de contenido de gas: contenido de gas del carbón = gas desorbido * factor de corrección#####.

Figura37.factor de corrección del volumen de Smith y Williams. (Tomada y editada de Metodología Para La Exploración De Gas Asociado Al Carbón (Gmac O Cbm) En Las Cuencas Carboníferas De Colombia).



- **Gas desorbido:** es el gas desorbido en la prueba de desorción, el cual está adsorbido en el carbón, se calcula utilizando el calister, estos canisters se conectan a la bureta, a fin de medir la desgasificación del carbón. Se abre la válvula que permite la salida del gas, el cual es medido por el desplazamiento del agua en una columna volumétrica en la bureta a temperatura ambiente y presión atmosférica. Se reporta como centímetros cúbicos por gramo de carbón (cm³ gas/gr carbón), o también en pies cúbicos por tonelada de carbón (pies³/ton carbón). La determinación del gas desorbido corresponderá a la suma de todos los volúmenes medidos en esta prueba.

Universidad Pedagógica Y Tecnológica De Colombia, Escuela De Ingeniería Geológica, Jorge Marino. Metodología para la exploración de gas asociado al carbón en las cuencas carboníferas colombianas. Consulta en línea 2 de abril de 2016, [http://revistas.uptc.edu.co/revistas/index.php/ingenieria_sogamoso/article/viewFile/4038/3476]

- **Gas residual:** se refiere al gas que queda dentro de la muestra de carbón después de haber realizado la prueba de desorción Este contenido de gas se expresa en cm^3/gr o pies^3/ton , a presión y temperatura estándares (STP). Esta medición se hace retirando la muestra de carbón del canister y partiéndola en cuartos. Se toma una de estas partes y se coloca en un contenedor para mezclas de gases o en un molino de bolas o rodillos, el carbón es pulverizado en un tiempo comprendido entre quince y sesenta minutos. El contenedor debe ser sellado herméticamente y conectado a un manómetro para medir el contenido de gas residual. Este gas residual es sumado al volumen total de los gases liberados (gas perdido y gas desorbido), todos corregidos a STP.

8.3 METODOLOGÍA MUESTREO DE PERFORACIÓN

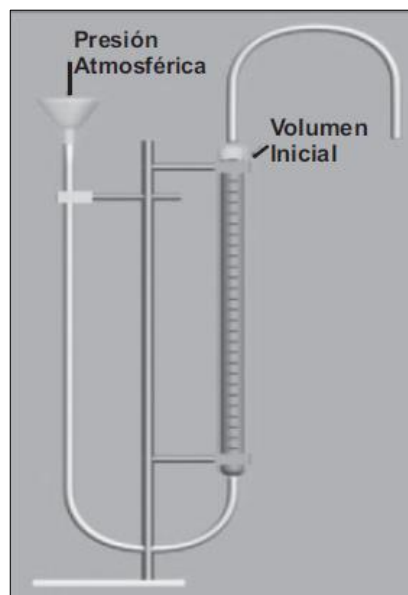
Dentro de un programa de perforación se pueden tener muestras de núcleo y de ripios, la muestra de núcleos se obtiene realizando una perforación con taladro, con un diámetro de muestra de entre una y tres pulgadas, por el espesor del manto. Según trabajos realizados por la universidad UPTC, se realizó la siguiente metodología:

- Se pesa cada uno de los canisters vacíos en el laboratorio. Antes de llegar a la perforación, se revisan los equipos y se hace la prueba de hermeticidad, que consiste en: Revisar el equipo canister y reemplazar accesorios, si estos se encuentran en mal estado, como el empaque, el indicador de presión, la válvula y los diferentes acoples; además se debe limpiar el equipo canister para evitar posible contaminación de la muestra de carbón. La prueba de hermeticidad consiste en tapar el canister e inyectarle aire con la bomba de bicicleta a través de su acople de conexión, que se encuentra en la tapa. Se cierra la válvula y se registra la lectura del medidor de presión. Luego se sumerge en agua para detectar posibles fugas. Si las hay, la lectura del

medidor de presión descenderá después de un tiempo; evento en el cual, se debe reparar y probar nuevamente.

- Metodología de la prueba de desorción en campo: En el lugar de la perforación, el cual se determina por estudios geológicos, se prepara la bureta con el agua coloreada hasta el volumen inicial, el cual se determina según la capacidad de la bureta.

Figura 38. montaje de bureta con volumen inicial. (Tomada y editada de Metodología Para La Exploración De Gas Asociado Al Carbón (Gmac O Cbm) En Las Cuencas Carboníferas De Colombia).



Se deben preparar los canisters y registrar la información sobre el manto de carbón, junto con las coordenadas del pozo, se deben registrar las horas del inicio y del final de la perforación, también la hora cuando se obtiene la muestra del manto. Inmediatamente se introducen en el calister, para evitar datos erróneos el calister se debe llenar completamente de la muestra de carbón.

- **Prueba De Desorción En Campo:** Consiste en medir la desgasificación del carbón, conectando la bureta al canister y abriendo la válvula de este que permite la salida del gas, el cual es medido por el desplazamiento del agua en una columna volumétrica (bureta).
 - **Procedimiento:** La bureta se ubica en un plano totalmente horizontal con el volumen inicial de agua coloreada. Se conecta el canister a la bureta a través de la manguera flexible. use registra la hora, la temperatura y la presión. Se abre la válvula del canister, y si presenta succión, debe ser cerrada inmediatamente. Se registra la cantidad de gas succionado, la cual se le resta a las lecturas acumulativas del gas desorbido. Si no presenta succión, se registra la primera lectura de gas desorbido (volumen final desplazado en la columna de agua de la bureta). Se registra la hora, la temperatura y la presión. Se abre la válvula del canister, y si presenta succión, debe ser cerrada inmediatamente. Se registra la cantidad de gas succionado, la cual se le resta a las lecturas acumulativas del gas desorbido. Si no presenta succión, se registra la primera lectura de gas desorbido (volumen final desplazado en la columna de agua de la bureta). Gas desorbido (cm³) = volumen final – volumen inicial

Volumen inicial = punto cero en la bureta (arbitrario dependiendo de la capacidad de la bureta).

Se vuelve a cerrar la válvula y se desconecta la manguera del canister, se espera a que se estabilice el volumen inicial en la bureta. El procedimiento se repite cada quince minutos durante la primera hora.

- **Procedimiento Para Calcular El Gas Perdido:** El cálculo de gas perdido es un dato aproximado que se obtiene en campo mediante la prueba de desorción. Se grafica el volumen acumulado de gas desorbido (eje vertical)

versus raíz cuadrada de tiempo acumulado de desorción (eje horizontal). En el eje horizontal se ubica la raíz cuadrada del tiempo acumulado (horas y minutos en fracciones decimales de horas) y en el eje vertical, los valores del contenido de gas (pie³/ton) en condiciones estándar de presión y temperatura (STP). Se calcula el tiempo de gas perdido, de la siguiente forma:

Tiempo de gas perdido = tiempo de sellado del canister (horas y minutos en fracciones decimales de horas) – tiempo de perforación del manto (horas y minutos en fracciones decimales de horas)

Se halla la raíz cuadrada del tiempo de gas perdido. Se ubica el valor hallado en el paso anterior, en el eje raíz cuadrada de tiempo (eje horizontal), y se proyecta verticalmente hasta cortar la curva de desorción. El punto de intersección se proyecta horizontalmente hasta el eje volumen acumulado de desorción, obteniendo así el valor correspondiente al volumen de gas perdido.

- **Procedimiento Para Calcular El Gas Residual:** Cuando la desorción se ha completado, el gas residual en el carbón puede ser medido. Se retira la muestra de carbón del canister y se parte en cuartos. Se toma una de estas partes y se coloca en un contenedor para mezclas de gases o en un molino hermético. El carbón es pulverizado en un tiempo comprendido entre quince y treinta minutos. El contenedor debe ser sellado herméticamente y conectado a un manómetro, para medir el contenido de gas residual. Este gas residual es sumado al volumen total de los gases liberados (gas perdido y gas desorbido), todos corregidos a STP.

9 METODOLOGIA PARA EL DESARROLLO DE UN PROYECTO DE PRODUCCION DE GAS NO CONVENCIONAL

Para el desarrollo de un proyecto de gas no convencional, se debe seguir una serie de trabajos mínimos, en aras de garantizar el desarrollo del proyecto. Este diagrama incluye el estudio de rocas, registros de pozos, sísmica, análisis geológico, geofísicos, geoquímicos y geo mecánicos.

La experiencia adquirida en el desarrollo de este tipo de proyectos nos indica que se debe iniciar con el estudio de las rocas, preferiblemente utilizando núcleos, en ausencia de estos se pueden utilizar cuttings y afloramientos.

9.1 MÉTODOS DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DEL GAS NO CONVENCIONAL

En la figura 39 el primer objetivo es el de estudiar las rocas, caracterizarlas, describiendo la estructura, textura y estilos de estratificación. Los estudios geo-mecánicos permiten determinar la estabilidad del pozo y tomar las decisiones necesarias para mejorar su producción.

El segundo objetivo son los registros de los pozos. Lo primero que se debe realizar es realizar una correlación entre los núcleos, esta correlación es: profundidad-núcleos-registros de pozo. Esta correlación se logra según la efectividad el registro tomado por gamma ray. Esta es una herramienta idónea a la hora de determinar las litofacies y sus rasgos en los pozos sin núcleos. Para determinar la relación entre las propiedades geo-mecánicas de las rocas con las respuestas d los registros de pozos se utilizan los registros de porosidad (neutrón y densidad), espectroscopia, resonancia magnética, FMI (imagen de formación y sónico).

El tercer objetivo de estudio son los sísmicos, en este caso se prefieren los estudios sísmicos en 3D. El objetivo de esta sísmica al igual que en la exploración petrolera tradicional, es determinar los rasgos estratigráficos y estructurales, que pueden llegar a ser limitantes en la producción de gas. el análisis de atributos sísmicos (

coherencia y curvatura) son de gran importancia en los proyectos de gas no convencional ya que proporciona información sobre discontinuidades, fallas, fracturas, carsismo y sus efectos en las rocas gasíferas. Los resultados de la interpretación de los mapas de atributos sísmicos permiten visualizar las variaciones en las propiedades composicionales, petrofísica, geo-mecánica, que implican la favorabilidad para perforación horizontal.

El último paso de la exploración de gas no convencional entre ellos el CBM, es la integración de los datos, teniendo como objetivo la construcción de un mapa 3D del área de interés para exploración. Luego se le integran los estudios de geo-mecánica, petrofísica, con esta información se determinan los intervalos favorables para la perforación y tomar la decisión sobre el método a utilizar para la misma.

En exploración de GNC lo más novedoso es la fracturación hidráulica a presión, esta técnica consiste en inyectar agua a presión con una concentración de 1 a 2 % de productos químicos para mejorar sus propiedades geológicas y una pequeña cantidad de sólidos (en la mayoría de los casos se utiliza arena). La arena se ubica entre los intersticios de las rocas favoreciendo la disminución de presión, la apertura entre las rocas y permitiendo el flujo de gas.

9.2 CONDICIONES ÓPTIMAS PARA LA VIABILIDAD EN UN PROYECTO DE CBM

En apartados anteriores se han valorado los aspectos técnicos referentes a la exploración y explotación de gas en mantos de carbón, determinando algunos parámetros a seguir, que favorecen la viabilidad de los proyectos de CBM.

No todo el gas contenido puede considerarse como reserva, por eso a continuación se describirán algunos rasgos económicos y de cantidades que definen la viabilidad económica de un proyecto de CBM.

Una vez se evalúa la reserva de CBM y probada la viabilidad económica de la extracción, el vacío legal existente en muchos países incluyendo el nuestro se convierte en un obstáculo en la viabilidad de este tipo de proyectos. Por eso se hace necesario regular con claridad los derechos y obligaciones de los propietarios de las concesiones, sumado a la calidad del gas que se va a extraer.

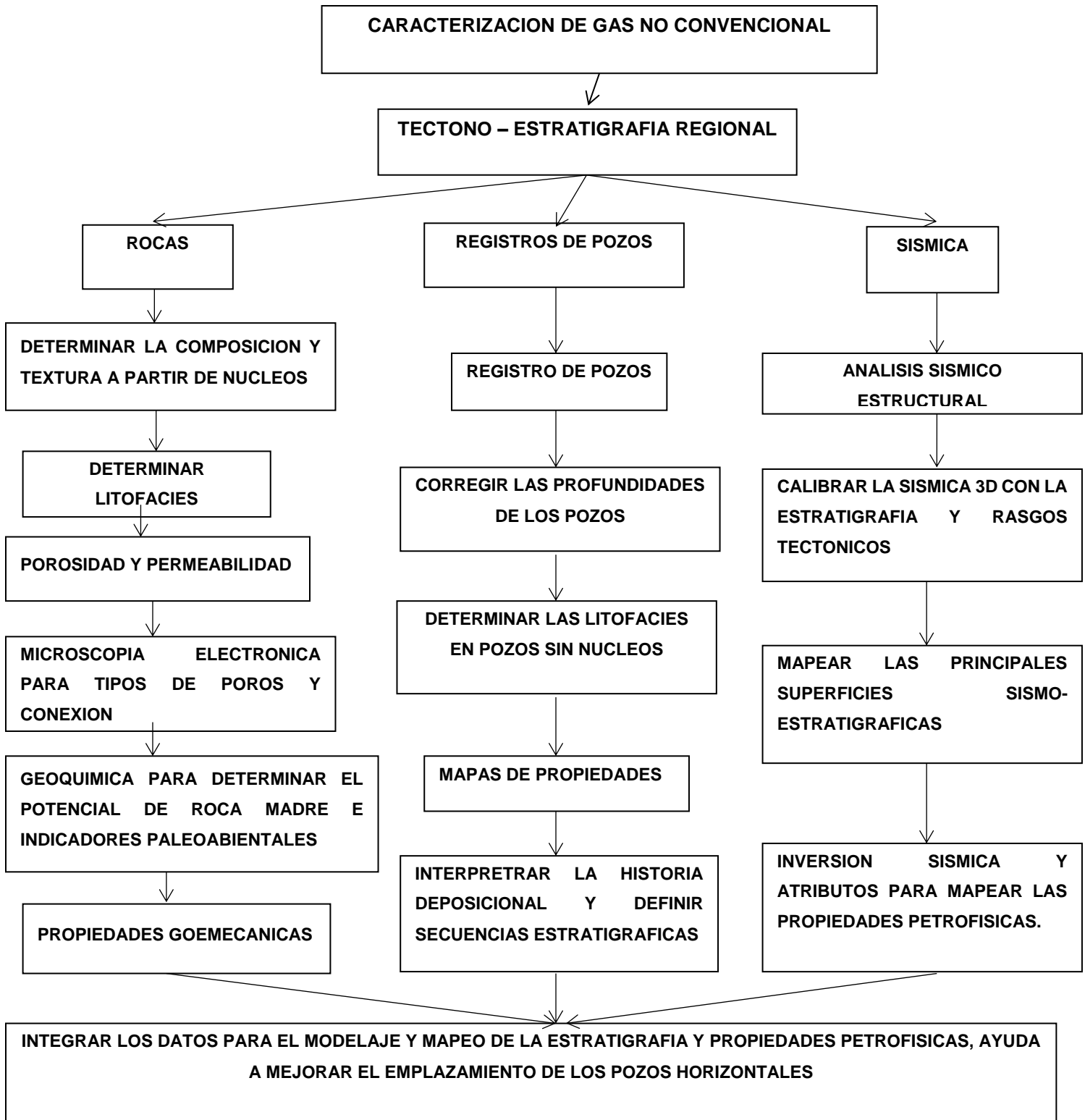
Los proyectos de CBM, en su mayoría de casos son financiados en asocio con instituciones financieras internacionales, tanto para su exploración como para la explotación. En determinados casos la subvención de los proyectos hace que la rentabilidad del proyecto aumente. Existen casos ya mencionados como el de EE.UU donde se establecen unos tax credits, en Alemania se le considera como un recurso energético renovable lo que garantiza la remuneración, en 6.6 a 7.7 ct€/KWh. Así como se mencionan algunos factores que aseguran el éxito de la inversión es necesario mencionar algunos de los factores de riesgo en el desarrollo de un proyecto CBM como son: la capacidad de los gasoductos, el consumo a obtener, los precios de gas natural, el precio de venta del gas y el conocimiento tecnológico.

Los requisitos para garantizar la viabilidad de un proyecto CBM serían, según estudios realizados por la universidad de Nottingham y china Coal Reserch Institute los siguientes:

- Contenido en metano mayor a 7 m^3 /tonelada, cabe mencionar que existen zonas que con capacidad de 2 m^3 /tonelada son exitosas.
- Rango apropiado del carbón
- Alta potencia
- Posibilidad de aumentar la permeabilidad.
- Un anticlinal u otro tipo de entrampamiento

- Estratos unidos, fracturados y permeables
- Consumo local para cantidades pequeñas de gas de alta calidad o infraestructura para evacuación del gas producido.
- Accesos garantizados para el acceso tanto de equipos como del personal.
- Agua producida. Calidad y cantidad. Bajo costo de la eliminación del agua.

Figura 39. Diagrama de flujo sobre estudios a realizar en un proyecto de gas no convencional. (Tomado y modificado de gas no convencional, estado y perspectivas de explotación).



9.3 FINANCIACIÓN

Para el desarrollo del CBM. Se precisa realizar una gran inversión económica y en el tiempo. La viabilidad de este tipo de proyectos es difícil de realizar por eso los investigadores que evalúan CBM, se muestran indecisos y difusos en sus predicciones de éxito de estos proyectos.

Seguidamente se definirá los criterios de financiación o subvención de proyectos y los potenciales contrapiés que se generan, a su vez que se mencionaran fuentes de financiación. Como una primera introducción se hará una clasificación general de los diversos programas estatales de financiación.

- Tarifa primada: hace referencia al incentivo que se dé a la generación de energía eléctrica desde esta fuente de energía.
- Obligaciones de incentivos en algunos mercados.
- Incentivos e impuestos para aumentar las inversiones.
- Subvención para desencadenar el aumento de la inversión privada.

9.3.1 CRITERIOS DE FINANCIACIÓN

Aunque se demuestre la existencia de gas, los beneficios de un proyecto no son seguros, a pesar de que los avances en técnicas y tecnologías en perforación y modelización, no existe una metodología que garantice la viabilidad del mismo. Las fases de evaluación de un proyecto CBM estarían compuestas por:

- Recopilación de datos públicos del lugar.
- Realización de sondeos.

- Determinación de la permeabilidad del carbón donde se propagan los pozos de producción.
- Realización de un test multi-pozo, para evaluar las interferencias y flujos entre pozos.
- Realizar estudios para determinar la reserva.
- Predicciones y cálculos de posible producción de gas.

El número de pozos perforados de forma piloto no tiene incidencia directa, ya que nunca serán suficientemente significativos. No se ha definido cuál es la cantidad exacta de perforaciones que se deben realizar para obtener una cierta seguridad en la investigación, pero se sabe que entre más perforaciones se realicen más efectivos serán los datos obtenidos, el inconveniente que se encuentra es el costo por perforación. Un factor que favorece la aprobación de cualquier proyecto de CBM, es el hecho de presentarlo como un proyecto que aumenta la seguridad de los trabajadores en las minas.

El análisis de viabilidad será función del análisis de la formación y del económico. Los problemas para demostrar la viabilidad del CBM, son debidos a la baja fiabilidad en la evaluación del potencial. La evaluación de las reservas debe incluir:

- Predicción de la producción: de agua, gas, pérdidas, etc. Los datos que se exigen para solicitar la financiación del proyecto son los datos de campo disponibles de los estudios previos. Se evaluarán las producciones de los pozos cercanos ya que la producción es variable.
- Predicción económica, donde se describan los precios del gas, impuestos, intereses aplicables, factores de descuento, etc.

- Parámetros que influyen en el coste: inversión, costes de operación, costes de transporte, etc.

9.4 BARRERAS POTENCIALES

Pilcher 2004, realizó estudios de las posibles barreras que tienen los proyectos asociados a CBM en EE.UU. he identificado las siguientes:

- Barreras físicas y tecnológicas.
- Barreras socioeconómicas.
- Barreras económicas.
- Barreras fijadas por el potencial del mercado.

Las barreras físicas estarían fijadas por la geología, estratigrafía y la distribución del carbón. En este parámetro se deben tener en cuenta la cantidad de gas contenido, la profundidad a la que se encuentra, inundaciones, fallas y otras discontinuidades, etc.

La tecnología ha presentado grandes avances, conforme se consigan un mayor potencial de reducción de emisiones mayor será la rentabilidad que adquiere el sistema. Otra gran barrera puede ser la oposición de la población local para el desarrollo del proyecto, dentro de las soluciones a esta oposición están: el explicar las ventajas del CBM como combustible, cómodo, práctico y seguro, asegurar la entrada de nuevas tecnologías, clasificar las leyes y políticas relevantes, entre otras. La explotación de CBM, tiene beneficios directos que han de tenerse en cuenta como son los beneficios socio-económicos generales y locales que podrían reactivar la industria minera que se encuentra en declive, además de impulsar las pymes generadoras de empleo, beneficios a economías locales por el arrendamiento de terrenos, disminución del coste del gas a nivel local .

9.5 COSTES DE EXTRACCIÓN CBM

Seguidamente se definirán los costes anuales de un pozo CBM. Hasta un máximo de 20 años, siguiendo el estudio realizado por el US. DOE, departamento de energía de los Estados Unidos: “The Economics Of Poder River Basin”.

Tabla 15. Costes estimados de perforación CBM en \$ US. (Tomada Y Modificada De Estudio Tecno-Mecánico De La Extracción De Metano Del Carbón En La Cuenca Guardo-Barruelo).

COSTES DE OPERACION		
PROFUNDIDAD	152 METROS	290 METROS
COSTES DE PERFORACION	60000	74000
INTANGIBLES	50000	62000
TANGIBLES	10000	12000
COSTES DE ACABADO DE POZOS	22500	27750
INTANGIBLES	7500	9250
TANGIBLES	15000	18500

A partir de la referencia de los costes de perforación para 152 y 290 metros se pueden obtener los costes para 1000m. Los costes de inversión de capital para el pozo serían los siguientes.

Tabla 16. Costes de capital para pozo CBM. (Tomada Y Modificada De Estudio Tecno-Mecánico De La Extracción De Metano Del Carbón En La Cuenca Guardo-Barruelo).

COSTES DE CAPITAL PARA POZOS DE CBM.		
	CAMBIO EURO/DÓLAR	12.616
CONCEPTO	COSTES \$	COSTES

COSTES DE CAPITAL PARA POZOS DE CBM.		
PERMISOS	15.000	11.850
PERFORACIONES Y ACABADO DE POZO 1000m	201.458	159.685
RECUPERACION DE AGUA	25.600	20.292
ELIMINACION DE AGUA	1.500	1.189
ENERGIA ELECTRICA	12.400	9.829
RECOLECCION DE GAS	43.900	34.797
TOTAL	299.858	237.686

Los Costes para las facilidades de superficie y perforación se estiman en 240000 euros para un pozo de CBM. Para los costes de operación y mantenimiento el US: DOE estimo los siguientes valores.

Tabla 17. Costes De Operación Y Mantenimiento (Us Doe). (Tomada Y Modificada De Estudio Tecno-Mecánico De La Extracción De Metano Del Carbón En La Cuenca Guardo-Barruelo).

COSTES DE MANTENIMIENTO		
CONCEPTO	COSTE ANUAL\$	COSTE ANUAL €
AÑO 1	47.250	37.452
AÑOS 2 A 4	25.470	20.189
AÑOS MAYOR QUE 4	18.270	14.480

Como costes fijos anuales se definen los siguientes:

Tabla 18. Costes fijos anuales Mantenimiento (Us Doe). (Tomada Y Modificada De Estudio Tecno-Mecánico De La Extracción De Metano Del Carbón En La Cuenca Guardo-Barruelo).

COSTES FIJOS			
ARRENDAMIENTOS	GESTION Y ADMINISTRACION	TRATAMIENTO DE AGUAS	GASTOS O Y M
€/AÑO	€/AÑO	€/AÑO	€/AÑO

15.000	9.000	3.000	10.000
--------	-------	-------	--------

10 CONCLUSIONES

- Los países con mayores reservas y que a su vez son los que presentan los mayores avances tecnológicos en la industria del CBM, han logrado estos avances de la mano y el trabajo mancomunado con los gobiernos locales, lo que indica que la industria del CBM al ser una industria relativamente nueva necesita de incentivos para su desarrollo.
- En la puesta en marcha de un proyecto de generación de gas asociado a mantos de carbón no existe una fórmula mágica que garantice su éxito, es decir cada proyecto tiene sus características particulares que se pueden enmarcar en un grupo de producción estándar donde la técnica y tecnología que se utilice depende mucho de las características del yacimiento y de la geografía donde se encuentre.
- En Colombia existen grandes campos o yacimientos de carbón, lo que hace propicio el desarrollo del CBM, para lograr el afianzamiento y desarrollo significativo de la industria como nueva fuente de energía.
- En Colombia se necesita desarrollar más trabajos de tipo tecnológico y de exploración para apalancar la explotación del gas asociado a mantos de carbón, esto se puede lograr realizando acuerdos con gobiernos o empresas internacionales que permitan la transferencia tanto de tecnología como de conocimientos acerca de la industria.
- Las características que garanticen el éxito de un proyecto de exploración y explotación de CBM en Colombia, no está ligada a la creación de nuevas tecnologías, ni la implementación de nuevas técnicas, pues estas ya existen y están probadas a nivel mundial, por lo contrario depende del apoyo gubernamental que se reciba en cuanto a normatividades, legislación,

regulación de precios e incentivos económicos de producción que generen la viabilidad económica del proyecto.

- La fracturación hidráulica representa un gran avance en la producción de gas de yacimientos no convencionales, la poca claridad que existe referente a esta técnica hace que no sea de gran aceptación tanto a nivel gubernamental como de las comunidades, convirtiendo este hecho en un gran limitante en la producción a gran escala de gas.

BIBLIOGRAFIA

AL-JUBORI, Ahmed. Metano En Capas De Carbón, [Consulta En Línea, https://www.slb.com/~media/files/resources/oilfield_review/spanish09/aut09/01_energia_limpia.pdf].

ANDAGOYA, Kevin I. estudio de la tecnología y el desarrollo para la explotación de gas metano de mantos carboníferos, quito noviembre de 2013, [Consulta en línea [<http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/6974/1/CD-5203.pdf>], 20 de abril de 2016].

DELGADO, Orelvis. Gas No Convencional, Estado Y Perspectivas Para Su Explotación En Cuba, La Habana Cuba Diciembre De 2012, Consulta En Línea [<http://rci.cujae.edu.cu/index.php/rci/article/view/107/108>].

FRAGOSO, Alfonso R. Estudio Comparativo Del Comportamiento De Producción De Un Yacimiento De Gas Asociado A Mantos De Carbón Bajo Diferentes Configuraciones De Pozo, Universidad Industrial De Santander, Consulta En Línea 10 De Febrero De 2016, [<http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2011/139184.pdf>].

GUTIÉRREZ, José A. Estudio tecno-económico de la extracción de metano de carbón en la cuenca Guardo – Barruelo, León 27 de Junio de 2014, consulta en línea 10 de Abril de 2016, [http://buleria.unileon.es/bitstream/handle/10612/3999/jul2014_muimre_71426016E.pdf?sequence=1].

LEVINE, J. R. An Overview Not Coal Composition. Coalbed Methane Depositional, American Association Geologist, Studies In Geology Series 1992 N° 38 P.P 39-77.

Ministerio De Minas Y Energía, Agencia Nacional De Hidrocarburos, Lineamientos De Política Para La Asignación De Los Derechos De Explotación De Gas Metano En Depósitos De Carbón, Santa Fe De Bogotá 12 De Mayo De 2008, Consulta En Línea,

[<https://Www.Minminas.Gov.Co/Documents/10180/564196/1.Conpes+3517.Pdf/2cee612c-9fba-42e3-B034-97590baf2b5f>].

MURCIA, Andrés R. Estudio De Las Propiedades Para La Caracterización De Yacimientos De Gas Asociado A Mantos De Carbón, Universidad Industrial De Santander, Bucaramanga 2012.

RIONDA, Rafael El Gas Asociado A Los Yacimientos De Carbón Mineral, Noviembre De 2010. Consulta En Línea,

[http://Www.Ai.Org.Mx/Ai/Archivos/Ingresos/Rionda/Dr._Rafael_Alexandri_Rionda.Pdf ,10 De abril De 2016]

SCHLUMBERGER, Yacimientos De Metano En Capas De Carbón Tratamientos, Invierno De 2003, Consulta En Línea

[http://Www.Slb.Com/~Media/Files/Resources/Oilfield_Review/Spanish03/Win03/Composite.Pdf].

STRSPOC, Dariusz. Submitted to the faculty of the University graduation school in the partial fulfillment, Coalbed gas origin and distribution in the southeastern illinois basin. Consulta en línea 15 de Marzo de 2016,

[<https://books.google.com.co/books?id=Tz4Oeb7W0rMC&pg=PA141&lpg=PA141&dq=Thielemann+et+al,+2004&source=bl&ots=POrJlkYXQ9&sig=KuzQhYspA5bh7tRIJMReYvd78pY&hl=es&sa=X&ved=0ahUKEwido56x3cDMAhWHzz4KHQiyALYQ6AEIJTAB#v=onepage&q=Thielemann%20et%20al%2C%202004&f=false>].