



MINISTERIO DE
ECONOMÍA

SECRETARÍA DE ESTADO DE ENERGÍA,
DESARROLLO INDUSTRIAL Y
DE LA PEQUEÑA Y MEDIANA EMPRESA
DIRECCIÓN GENERAL DE
POLÍTICA ENERGÉTICA Y DE MINAS

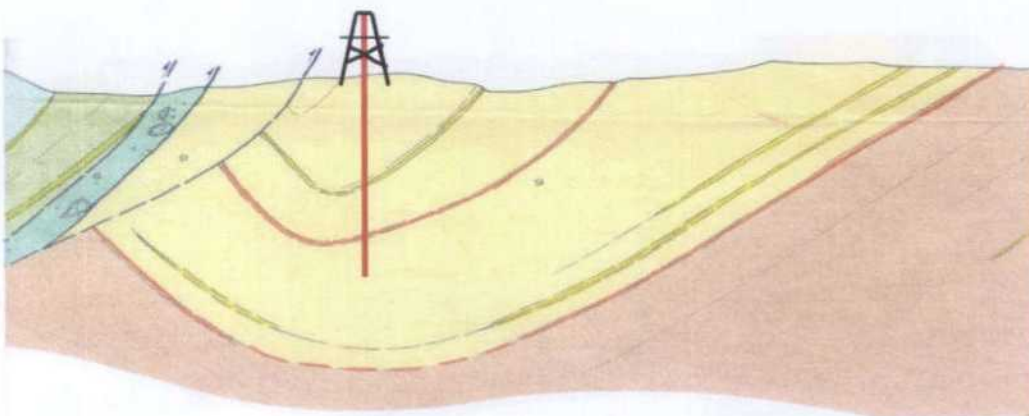


MINISTERIO
GENERAL DE
ENERGÍA Y
TECNOLOGÍA



Instituto Geológico
y Minero de España

ESTUDIO DEL METANO EN LAS CAPAS DE CARBÓN (CBM): ANTECEDENTES Y VALORACIÓN EN LAS CUENCAS DE BARRUELO DE SANTULLAN, CASAVEGAS Y SANTA MARIA DE REDONDO



MADRID, DICIEMBRE 2002

EQUIPO DE TRABAJO

El presente proyecto es consecuencia del “Convenio de colaboración entre la Dirección General de Política Energética y Minas y el Instituto Geológico y Minero de España para el Metano en Capa de Carbón”.

El equipo de trabajo se compone:

Por parte del Instituto Geológico y Minero de España, Dirección de Recursos Minerales:

Miguel Ángel Zapatero. Doctor Ingeniero de Minas. Director y Ejecutor de parte del proyecto.

Por parte de la ETSI Minas (UPM), Departamento de Ingeniería Geológica:

Hermenegildo Mansilla Izquierdo. Doctor Ingeniero de Minas. Catedrático de Estratigrafía y Paleontología.

Javier Cancela Martín. Ingeniero de Minas.

Roberto Martínez Orío. Ingeniero de Minas.

Ignacio Melgar Casillas. Ingeniero de Minas.

Índice

DOCUMENTO N° 1 ESTUDIO TEÓRICO

0.- Introducción.....	6
1.- Objetivos y alcance del proyecto.....	9
2.- Panorama mundial.....	10
2.1.- Recursos y Reservas Mundiales.....	10
2.2.- Factores económicos y legales.....	18
2.2.1.- Infraestructura.....	18
2.2.2.- Economía.....	18
2.2.3.- Asuntos Legales.....	21
3.- Génesis de los yacimientos.....	26
3.1.- El origen del metano en el carbón.....	26
3.2.- Composición del CBM.....	31
3.2.1.- Gases biogénicos.....	33
3.2.2.- Gases termogénicos.....	36
3.3.- Características del carbón.....	38
3.3.1.- Contenido de gas. Porosidad y adsorción.....	41
3.3.2.- Marco tectónico y estructural.....	50
3.3.3.- Marco estratigráfico y deposicional.....	50
3.3.4.- Permeabilidad.....	51
3.3.5.- Hidrogeología.....	61
3.3.6.- Flujo de gas.....	67
4.- Método de estimación de recursos de CBM.....	70
4.1.- Análisis de gas in situ.....	70
5.- Tecnología de producción.....	93
6.- Estudio Medioambiental.....	108
7.- Metodología de evaluación de la formación.....	116
8.- Desarrollo económico.....	117
9.- Conclusiones.....	121
10.- Bibliografía.....	123

DOCUMENTO N° 2 CÁLCULO DE RECURSOS

1.- CUENCA DE BARRUELO DE SANTULLÁN.....	2
2.- CUENCA DE SANTA MARÍA DE REDONDO.....	37
3.- CUENCA DE CASAVEGAS.....	72

DOCUMENTO N° 1

Estudio teórico sobre la explotación de metano en las capas de carbón (CBM)

Índice de figuras

Figura 1. Explosividad de la mezcla metano y oxígeno.....	7
Figura 2. Datos de Extracción anual en los EEUU.....	20
Figura 3. Rango del carbón con respecto a sus principales parámetros.....	21
Figura 4. Variación del contenido en metano con la profundidad.....	22
Figura 5. Liberación de gas metano a diferentes grados de carbonización.....	30
Figura 6. Sección de una cuenca con flujos subterráneos.....	35
Figura 7. Isotermas de adsorción	39
Figura 8. Modelo conceptual para capas de carbón de alta productividad	41
Figura 9. Esquema de un poro de carbón.....	42
Figura 10. Tablas de isotermas e isobaras de adsorción.....	46
Figura 11. Variación de la porosidad del carbón con el rango.....	47
Figura 12. Dependencia del contenido en gas con la temperatura.....	48
Figura 13. Dependencia del rango en el área superficial.....	49
Figura 14. Ilustración esquemática que muestra los modos de generación de fracturas.....	53
Figura 15. Comparación del contenido de cenizas y la frecuencia relativa.....	55
Figura 16. Diagramas de rosa de la orientación de fracturas en los carbones de Fruitland.....	56
Figura 17. Algunas redes de drenaje típicas.....	58
Figura 18. Frecuencia de las diaclasas de fondo vs CAT de densidad del pozo Hamilton 3.....	59
Figura 19. Diagrafías de rayos Gamma , de densidad , y microlog del pozo Ute Mobil 36-1....	60
Figura 20. Variación del contenido de gas con las condiciones de equilibrio del depósito.....	63
Figura 21. Fragilidad vs rango del carbón.....	69
Figura 22. Relación entre el porcentaje en peso y el porcentaje en volumen de cenizas.....	73
Figura 23. Cambios de la densidad con la materia volátil.....	74
Figura 24. Variaciones de la densidad con la reflectancia de la vitrinita.....	75
Figura 25. Geometría de la reserva de la capa de carbón.....	77
Figura 26. Análisis del espesor de la capa de carbón.....	78
Figura 27. Distribución del gas-in situ según los intervalos de densidad.....	79
Figura 28. Desadsorbímetro.....	84
Figura 29. Determinación del contenido en gas de la muestra por trituración.....	85
Figura 30. Comparación de los valores de contenido de gas usando diferentes métodos de análisis	87
Figura 31. Recuperación acumulada de gas.....	87
Figura 32. Estimaciones del contenido en gas mediante testigo convencional y Benchmark.....	88
Figura 33. Efecto de la temperatura en la estimación del gas perdido.....	89
Figura 34. Efecto de la oxidación del aire en los valores de gas contenido según el método directo	90
Figura 35. Producción de gas y agua de un pozo.....	94
Figura 36. Caída de presión con un pozo.....	95
Figura 37. Caída de presión con dos pozos.....	96
Figura 38. Esquema de la distribución de esfuerzos durante la formación de una cavidad.....	102
Figura 39. Sondeo para la creación de una cavidad mediante inyección de agua a alta presión.....	103
Figura 40. Recuperación de metano mediante la inyección de CO ₂	107
Figura 41. Pozo de reinyección de agua salobre.....	111
Figura 42. TIR en función de los parámetros críticos del depósito.....	119

Índice de tablas

Tabla 1. Explosiones más violentas de este siglo.....	6
Tabla 2. Recursos mundiales de CBM.....	10
Tabla 3. Pozos y producción de CBM en las cuencas de EE.UU. durante 1992.....	17
Tabla 4. Factores que afectan al flujo de fluidos y datos comunes usados para la evaluación.....	62
Tabla 5. El gradiente simple de presiones determina el régimen de presiones.....	64
Tabla 6. Gradiente vertical de presiones.....	66
Tabla 7. Recursos de carbón y de gas en la formación de San Juan Basin Fruitland.....	72
Tabla 8. Propiedades de las formaciones de reservas de CBM en San Juan Basin Fruitland.....	80
Tabla 9. Valores del volumen de gas residual.....	86
Tabla 10. Errores en la estimación del contenido en gas por el método directo.....	92
Tabla 11. Serie protocolaria de análisis de reservas de CBM.....	93
Tabla 12. Comparación de los métodos de fracturación hidráulica y cavitación.....	104
Tabla 13. Resultados de los análisis económicos de pozos de CBM en la cuenca de San Juan.....	117
Tabla 14. Supuestos para el análisis económico.....	118
Tabla 15. Rango de propiedades del depósito para los estudios paramétricos.....	120

0.- INTRODUCCIÓN

El llamado Metano en las Capas de Carbón (MCC) o Coalbed Methane (CBM) en los autores de lengua inglesa, es un gas natural generado dentro del carbón y almacenado muy eficazmente dentro de la microestructura del carbón (*in situ*), por esto podemos considerar al carbón como una deposito de gas no convencional. El MCC esta compuesto fundamentalmente por gases energéticos (gases combustibles) entre los cuales predomina el metano (80 - 95 %) aunque también se encuentran gases como dióxido de carbono, monóxido de carbono, nitrógeno y etano.

Con el actual desarrollo de las reservas de gas natural convencionales, las fuentes no convencionales, como las capas de carbón y las areniscas de baja permeabilidad, serán cada vez más importantes.

Durante la explotación del carbón por minería subterránea, las emisiones de metano constituyen uno de los principales problemas de seguridad en las minas, pues da lugar a problemas de asfixia de los mineros o de explosiones. En la historia de la minería se han producido muchos desastres por explosiones de grisú (Tabla 1), que es la mezcla del metano con el aire que en una proporción en volumen de 5 - 15 % resulta explosivo (Figural), éstas suelen activar a continuación otra explosión de polvo de carbón. El grisú se denomina "Firedamp" en lengua inglesa.

Tabla 1. Explosiones más violentas de este siglo:

Año	País	n° de muertos
1906	Francia	1090
1913	Reino Unido	439
1962	Alemania	298
1963	Japón	446
1965	India	400
1972	Zambia	427
1992	Turquía	263

Fuente: IEA Coal Research

El principal constituyente del Firedamp es el metano, el más simple de las series de hidrocarburos alcanos. El metano es insípido, inodoro, incoloro y no tóxico, aunque si suplanta al oxígeno en la atmósfera, puede provocar asfixia. Tiene un poder calorífico entre 8000 y 9000 kcal/m³ y es el constituyente principal del gas natural. Su densidad es la mitad de la del aire, por lo que en caso de estratificación se encontraría en la parte superior de las labores de mina.

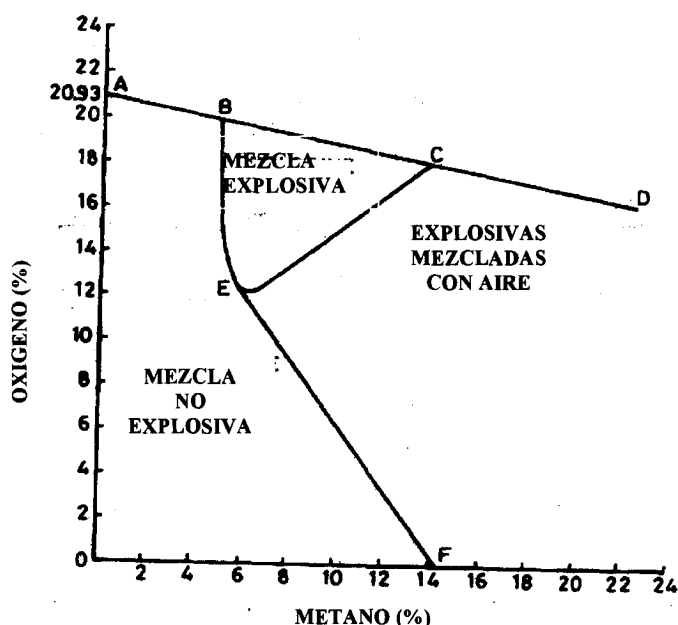


Figura 1. Explosividad de la mezcla de metano y oxígeno.
 Fuente: Verat Didari y Gunduz Okten (1991)

Los estatutos de muchos países con minería subterránea exigen el cese de las operaciones mineras a niveles de metano de 1 - 1,25 %. La ventilación de la mina ha sido el método primario para mantener la atmósfera de mina por debajo de estos niveles. En minas muy profundas, la ventilación por sí sola es insuficiente para expulsar el metano y las capas de carbón tienen que ser desgasificadas antes y durante la explotación. El metano extraído normalmente se ha utilizado in situ, quemándolo en un combustor por calentamiento directo para la producción de energía eléctrica.

En los últimos diez años, el metano en las capas de carbón, más que considerarse como un elemento peligroso a evitar o como mucho un subproducto de la minería, ha sido considerado como un recurso propiamente dicho. El presente estudio considera principalmente la explotación del metano en yacimientos de carbón que nunca se hayan trabajado, o donde el laboreo nunca se haya comenzado. Esta actividad en EE.UU. a veces se llama desmetanización de capas de carbón virgen (VCD). La explotación del metano obtenido como parte del proceso de minería no se considerará.

El metano de los depósitos no minados se ha producido en pequeña escala desde principios de 1900, cuando un rancharo en el Powder River Basin en EE.UU. perforó un pozo de agua en un yacimiento de carbón y comenzó a calentar los edificios con el gas producido. The Phillips Petroleum Company hizo un pozo en el condado de San Juan en 1953 que aunque no se reconoció como tal en su tiempo, fue un descubrimiento de metano en un depósito de carbón. Desde 1960 y durante los 70, The USBM dirigió una investigación del metano en las capas de carbón. En Europa se realizaron esfuerzos considerables en la investigación de este nuevo recurso energético que, aunque el principal objetivo de la temprana investigación se refería a los aspectos de seguridad de las minas, en parte fue para demostrar la extrema utilidad del potencial del metano del carbón. Sin embargo, no se pensó en la obtención del metano del carbón como un

recurso de gas natural. La temprana investigación no planteó las cuestiones de la presencia y la productividad potencial del metano del carbón ni el desarrollo de los medios eficaces en cuanto a coste para su producción mediante sondeos superficiales.

Mucha de la investigación en los últimos años se ha llevado a cabo por el Instituto de Investigación del Gas establecido en Chicago. El acceso a los resultados de las actividades de su investigación se ha realizado a través de la publicación *Quarterly Review of Methane from Coal Seams Technology* entre 1983 y 1984. Otras fuentes útiles de información en EE.UU. han sido el Simposio de Metano del Carbón que se lleva a cabo cada dos años en Alabama y muchas publicaciones sobre el tema presentadas en las reuniones de la asociación de los ingenieros del petróleo.

Las actividades de los últimos años se han expandido a otros países, con conferencias en Australia, Canadá, Polonia y Reino Unido, aunque en estos lugares la investigación se encuentra en los estados iniciales, si exceptuamos Australia que parece seguir recientemente los pasos de EE.UU.

1.- OBJETIVOS Y ALCANCE DEL PROYECTO.

El objetivo principal del proyecto es la Investigación de los recursos existentes de metano en las capas de carbón (CBM) de las cuencas de Santa María de Redondo, Barruelo de Santullán y Casavegas (Palencia). Además se intentará localizar la zona o zonas más adecuadas para la realización de sondeos de investigación. Sin estos sondeos resulta imposible conocer los ratios de recuperación de gas que se obtendrán durante la futura explotación, y por tanto el contenido de CBM realmente aprovechable.

De esta forma, se pretende dar un valor aproximado, con las limitaciones que esto conlleva, de los recursos de gas contenidos en las capas de carbón que proporcione una idea sobre las posibilidades de extracción y aprovechamiento del gas contenido, y si fuera posible, señalar la/s zona/s favorable/s dentro del área estudiada donde recomendar la realización de sondeos de investigación.

Para alcanzar dicho objetivo, ha sido necesario realizar un trabajo previo en el cual se han desarrollado otros objetivos parciales.

Se ha llevado a cabo la recopilación de gran parte de la bibliografía extranjera (principalmente americana) y española existente sobre el tema, el desarrollo de una metodología apropiada para la investigación a nivel nacional del resto de las cuencas, y el estudio de los parámetros que intervienen en la génesis, almacenamiento y conservación del gas en el interior de la capa de carbón.

Dentro de cada cuenca, es importante realizar un estudio económico básico que señale si con los recursos existentes en la cuenca es posible realizar la inversión inicial necesaria para la puesta en marcha del proyecto de explotación por sondeos de superficie. Otra cuestión sería estudiar si con los recursos de gas de la cuenca se puede empezar a establecer una red local y/o regional de tuberías para el aprovechamiento energético de dicho gas. El estudio económico en cuanto a la rentabilidad de las infraestructuras no constituye un objetivo de este proyecto.

2.- PANORAMA MUNDIAL.

2.1.- Recursos y reservas mundiales.

Este apartado se dedica para estudiar las producciones y los avances tecnológicos realizados por los países que han empezado a apostar por el CBM. Se detallarán los avances y las perspectivas de desarrollo de cada país en este tema.

Se ha estimado que los recursos mundiales totales de CBM son más de $260 \times 10^{12} \text{ m}^3$, concentrándose la mayoría (90 %) en 12 países que se detallan a continuación:

Tabla 2. Recursos mundiales de CBM

Fuente: IEA Coal Research

Países.	$\times 10^{12} \text{ m}^3$
Rusia	17 - 113
Canadá.	6 - 76
China.	30 - 35
Australia.	8 - 14
EE.UU.	11
Alemania.	3
Polonia.	3
Inglaterra.	2
Ucrania.	2
Kazakhstan	1
India.	<1
Sudáfrica.	<1
TOTAL	84 - 262

Los recursos estimados para cada país se han realizado mediante aproximaciones groseras teniendo en cuenta los datos geológicos existentes y las características de los carbones. Los grandes recursos están en Canadá, China y Rusia. Sin embargo en estos países se han realizado pocos esfuerzos para el desarrollo, datación y explotación del CBM. A continuación se resume la situación del desarrollo del CBM en varias áreas geográficas, y en algunos casos, en países individuales.

África

Sudáfrica, Zimbabwe y Botswana pueden contener unos recursos por encima de $1 \times 10^{12} \text{ m}^3$. En Sudáfrica, el Waterberg Basin en Northwest Transvaal y la porción sudeste del Transvaal tienen el mayor potencial de metano.

Una exploración inicial de unos mil sondeos en Zimbabwe ha servido para evaluar los recursos de carbón y la geología de la zona. Estos estudios iniciales han señalado lugares específicos para la exploración de CBM (Duguid, 1993). En Sabi Valley hay unos recursos estimados de $2,6 \times 10^9 \text{ m}^3/\text{km}^2$ (Kelephant, 1992). Desde 1991 cinco compañías han iniciado exploraciones y se les han otorgado concesiones de unas 3,8 hectáreas (Duguid, 1993). En Bostwana, Karoo Basin ocupa casi la mitad del país. Sin embargo se sitúa debajo del desierto de Kalahari y tan solo existe una mina de carbón

en activo, la mina Moruple, que explota carbón bituminoso alto en volátiles (Kelafant, 1992).

Asia

Asia engloba países como China, Kazakhstan e India que son grandes productores de carbón, y por tanto potencialmente contenedores de gas. Es donde se encuentran las mayores reservas mundiales.

China

China tiene los mayores recursos en el ámbito mundial de carbones gaseosos de alto rango y los recursos de CBM se estiman en $30 - 35 \times 10^{12} \text{ m}^3$ que es similar o mayor que sus recursos en gas natural convencional.

La mitad de las existencias de minas subterráneas en China producen altas emisiones de gas metano. Aunque el CBM debe ser extraído para reducir el riesgo de explosiones en muchas minas, la producción anual de CBM era sólo de $0,43 \times 10^9 \text{ m}^3$ en 1990; sin embargo con el rápido crecimiento de la población en China, el desarrollo del CBM llegará a ser inevitable.

Entre 1970 y 1990 se perforaron 26 pozos piloto que resultaron ser un fracaso debido a la ausencia de las tecnologías adecuadas. Shenyang Gas Corporation ha llevado varias exploraciones y estudios piloto en Hyngiand, pero fueron abandonados debido a problemas de baja permeabilidad.

Con la ayuda de cooperación internacional, Kaailuan Basin va a ser explotada y el ministro chino de energía está promoviendo activamente el desarrollo del CBM pidiendo ayuda a expertos nacionales e internacionales. La Unión Nacional de Programas de Desarrollo está realizando un proyecto en China para demostrar las estrategias de desgasificación de mina para la captura eficiente y la liberación apropiada de metano.

India

Aunque los recursos totales de CBM en India no han sido estudiados detalladamente, existen varias cuencas de carbón posicionadas adecuadamente cercanas a los mercados. Gujarat Power Corp Ltd. ha confirmado que los campos de lignitos en la región Shobhasan son una reserva muy importante en CBM.

Indonesia

Se estima que existe una reserva de $6 \times 10^{12} \text{ m}^3$ en 16 cuencas de Indonesia. Esto es equivalente a dos veces su potencial en gas natural, que con el petróleo constituyen el 90 % de la energía primaria total para uso doméstico en el país. Todavía no se han hecho esfuerzos para la investigación de la explotación de CBM.

Kazakhstan

Kazakhstan posee unas reservas estimadas en $1 \times 10^{12} \text{ m}^3$ en Ekibastuz, en los campos carboníferos de Maikyubensk y Karaganda.

Oceanía

Australia

Los recursos de CBM se encuentran cerca de los mayores centros urbanos, y parece que Australia va a seguir los pasos de EE.UU. en el tema de investigación y producción. Existen varias cuencas de carbón potenciales de gas que incluyen:

- Sydney Gunnedah Bowen Basin, un depósito Permiano - Triásico que cubre un área de más de $200\,000 \text{ km}^2$; se estima que el tercio norte de Bowen Basin contiene $4 \times 10^{12} \text{ m}^3$ de metano.

- Galilee Basin, una cuenca Permiana - Triásica de $140\,000 \text{ km}^2$ donde las capas son finas y discontinuas. Las perforaciones recientes han indicado que las zonas más al este poseen capas continuas y gruesas.

- Surat y Moireton Basin, cuencas jurásicas / cretáceas de unos $300\,000 \text{ km}^2$. Estas cuencas contienen capas delgadas y discontinuas pero con un elevado potencial en metano.

Las áreas más adecuadas para la extracción del CBM son:

Las cuencas Bowen y Gunnedah, aunque parecen tener problemas debidos a la baja permeabilidad y a la existencia de altos esfuerzos horizontales. Se han concedido seis permisos de exploración en Sydney Basin que tiene un potencial de $4 \times 10^{12} \text{ m}^3$. El acceso por tierra para exploración y desarrollo es un factor clave para el desarrollo del CBM. En Bowen Basin existen 20 permisos repartidos en tres lugares: Broadmeadow, Hillview y Dawson River. Las investigaciones más recientes han delimitado una zona con las áreas más apropiadas de Bowen Basin.

Nueva Zelanda

Mucho carbón de Nueva Zelanda es de bajo rango (el 71 % del total de los recursos es lignito) y el contenido en gas es bajo comparado con los recursos de otros países. Sin embargo, una evaluación inicial de los campos incluyendo Ohai, Greimouth y Waikato indican unos recursos totales de $7 - 10 \times 10^6 \text{ m}^3$, aproximadamente la mitad del que puede ser recuperado.

Europa

Austria

Los carbones en Austria son generalmente superficiales y de bajo rango. Con las investigaciones iniciales sobre 60 depósitos de carbón parece que solo un depósito tiene las condiciones adecuadas para la explotación económica de CBM. El depósito en Fohnsdorf - Knittelfeld Basin tiene aproximadamente $1,6 \times 10^9 \text{ m}^3$ de metano.

Bélgica

Aunque las operaciones de minería en la mina del distrito de Charleroy terminaron hace unos 20 años, la mina ha continuado produciendo metano desde 1964. Se extrae anualmente más de $7 \times 10^6 \text{ m}^3$ con un valor calorífico de $35,8 \text{ MJ/m}^3$ y se espera que continúe los próximos 25 años. Dos carboneros cercanos han sido transformados en almacenes de gas que contienen $300 \times 10^6 \text{ m}^3$. Se ha abierto un pozo piloto en el campo de carbón de Campine y ha sido estimulado por fracturación hidráulica.

Las reservas de metano en el campo carbonífero de Campine se han estimado en $75 \times 10^9 \text{ m}^3$. Si se realizaran 100 pozos, un 1 % de estos recursos podría recuperarse anualmente que representaría el 10 % del consumo belga de gas natural.

República Checa

La cuenca superior de Silesia en Polonia se extiende por el sur hasta la República Checa donde cuatro compañías han iniciado las labores de perforación de pozos.

Francia

Hay varias cuencas de carbón en Francia adecuadas para la explotación de CBM. El Nord - Pas de la cuenca de Calais tiene una reserva de unos $50 \times 10^9 \text{ m}^3$ pero el área está fuertemente fallada por lo que no se considera adecuado para la explotación del CBM. Sin embargo, el Gas de Francia ha producido gas de algunas minas abandonadas de la cuenca. La cuenca de Lorraine posee unas reservas de $160 \times 10^9 \text{ m}^3$. Se han concedido tres permisos para la explotación de esta área. Las minas abandonadas de esta zona producen gas para el uso local. Otras cuencas están bajo evaluación y desarrollo.

Alemania

Los recursos de carbón están situados principalmente en las cuencas del Ruhr y Saar. Los recursos totales de la Cuenca del Saar rondan los $3 \times 10^{12} \text{ m}^3$. Si sólo se consideran las capas de 60 cm con una profundidad máxima de 1500 m, entonces únicamente $85 \times 10^9 \text{ m}^3$ de los recursos de carbón tienen interés práctico para el desarrollo de CBM.

Se piensa que podrían realizarse más de 400 pozos en el área de Sulzbach en los próximos años. En la Cuenca del Ruhr, el depósito alemán más grande de carbón, el proyecto de desarrollo de la cuenca estima que si los test resultan exitosos se producirán $2 - 3 \times 10^9 \text{ m}^3/\text{año}$.

Hungría

Hay sólo una cuenca de carbón en Hungría con alto contenido en gas. La cuenca está en las montañas Meesek. Radnai y Bakai-Papp (1993) han señalado que los carbones de la zona tienen un contenido en metano de 40 - 150 m³/t y los recursos totales de la cuenca se han estimado en varios billones de m³. Las reservas en Mesek Basin se estiman en 85 x 10⁹ m³ a una profundidad de 1500 metros. Varias ciudades y pueblos no tienen suministro de gas, por lo que existe un mercado abierto si se construyen las infraestructuras necesarias.

Polonia

Las tres mayores cuencas de carbón en Polonia son Lower Silesian, Upper Silesian y Lublin. Parece que el mayor potencial está en Upper Silesian, con capas más gruesas y numerosas. Las reservas totales en las concesiones se estiman en 380 x 10⁹ m³ y los recursos totales asociados con todas las concesiones de minas se estima en 1,3 x 10¹² m³.

Casi el 60 % de la producción de carbón es de minas gaseosas. Aunque la explotación de metano se realiza en 18 minas en Upper Silesian, solo se aprovecha 282 x 10⁶ m³ de los 912 x 10⁶ m³ emitidos. El metano de las minas gaseosas en el área de Ribbnik se extrae y se usa como fuente de energía por los mineros y las industrias. Aunque el gas se vende a los consumidores industriales, las ventas no cubren los costes de la captura y transporte del metano. Si se incrementara la cantidad de CBM producido, los gaseoductos deberían ser reconstruidos para poder transportar todo el nuevo volumen creado.

Se estima que en 5 años de explotación de metano, se puede llegar a producir 5 x 10⁹ m³ en la Alta Silesia, y 0,3 x 10⁹ m³ en la Baja Silesia. Los datos de producción de gas de algunas minas hacen estimar los recursos de CBM en 1 300 x 10⁹ m³

Rusia y Ucrania

Rusia y Ucrania tienen reservas conjuntas de 78 x 10¹² m³. Aunque solo se utiliza un 2 % del gas liberado por las actividades de mina, se estima que podría aumentar hasta el 50 % o más. El CBM puede contribuir en beneficio de la economía de Rusia y Ucrania.

La zona del Este de los montes Urales tiene los mayores recursos potenciales de CBM del mundo. Se encuentran en la cuencas de Pechora (2 - 3 x 10¹² m³), Kuznesk (10 - 14 x 10¹² m³) y Tungusk, que aunque aún no ha sido evaluada, se estima como la mayor cuenca carbonífera del mundo.

España

Se ha realizado alguna exploración en la provincia de León y Asturias, pero nada se ha publicado todavía (Boyer et al, 1992). En ese sentido, este proyecto representa uno de los primeros esfuerzos en empezar a calcular las reservas de CBM disponibles en las cuencas de carbón.

Reino Unido

Hay cuatro regiones geográficas de campos de carbón carboníferos en UK.: Sur, Central, Norte y Escocesa. Los recursos totales se estiman en $2 \times 10^{12} \text{ m}^3$.

El contenido en gas de la mayoría de los carbones es de 4 - 11 m^3/t pero se han encontrado valores de 19 m^3/t en South Wales. Para reducir los peligros del metano se perfora un buen número de sondeos. Alrededor del 45 % del metano extraído mediante sondeos inclinados se vende a los consumidores locales.

El primer pozo de CBM se perforó en Sealand cerca de Chesteren 1992, y el segundo en North Wales. Recientemente se han perforado otros pozos, pero la producción comercial no es muy abundante. Las mejores áreas para investigar son las de East Pennine, West Pennine y South Wales. Se ha demostrado que las cuencas de carbón inglesas tienen baja permeabilidad y están muy insaturadas. Sin embargo se necesitan muchos estudios para que pueda estimarse la cantidad de CBM adecuadamente. El mayor potencial de CBM no está en las zonas minadas, donde ya se ha liberado la mayor cantidad de gas, sino en las zonas inexploradas de los campos de gas. Hay enormes cantidades de carbón y lignitos en U.K. y puede ser posible producir metano de esas reservas.

Norte América

Canadá

El potencial de CBM en Canadá está empezando a ser evaluado. Recientes investigaciones y estimaciones del CBM señalan que las reservas se encuentran entre 6 y $76 \times 10^{12} \text{ m}^3$. Existe un pozo comercial en el sur de Alberta.

Los depósitos de carbón son principalmente carboníferos en el este y mesozoicos / cenozoicos en el oeste. Las cuencas del este son pequeñas y tienen un potencial limitado, pero al existir poco gas natural disponible en la zona, podría tener una gran importancia económica. Las cuencas del oeste parecen tener un potencial más elevado.

Se han realizado estudios geológicos y de ingeniería en la cuenca de Cumberland, en Nova Scotia. Se han encontrado similitudes entre los carbones del área y los de Black Warrior Basin en EE.UU. La concesión de Cumberland tiene unos recursos de gas de $0,2 \times 10^{12} \text{ m}^3$.

Recientemente la formación Kootenay en Fernie, al sudeste de British Columbia, ha acaparado mucho interés. Este lugar está muy cercano al gaseoducto que exporta gas a EE.UU. y es una gran productora de carbón. El gobierno de Canadá ha estimado que el área Fernie contiene unos recursos de $0,6 \times 10^{12} \text{ m}^3$. El Ministerio de Energía, Minas y Petróleo ha estimado los recursos de CBM en British Columbia en $4 \times 10^{12} \text{ m}^3$. Sin embargo, parece que existirán conflictos entre los derechos de los productores de carbón, gas y petróleo.

Estados Unidos

EE.UU. es el país con mayor actividad en el desarrollo del CBM a escala mundial, debido a la presencia de grandes y adecuadas cuencas de carbón, un completo sistema de gaseoductos, esfuerzos importantes para conseguir el desarrollo y el tax credit del gobierno para los pozos anteriores a 1992, que consistía en una prima sobre el precio del metro cúbico de gas extraído de Coalbed Methane (CBM).

EE.UU. tiene unos recursos de $11 \times 10^{12} \text{ m}^3$. Las reservas recuperables con la tecnología actual es de $2,5 \times 10^{12} \text{ m}^3$. Diariamente se producen $60 \times 10^6 \text{ m}^3$. Al rededor del 80 % de la producción se realiza en la cuenca de San Juan (Colorado y Nuevo México) y muchas de las reservas se encuentran en la cuenca de Black Warrior (Alabama). Las dos cuencas suman juntas el 95 % de la producción total de metano en EE.UU.

La producción de CBM comenzó en EE.UU. en 1978, con 12 pozos y se incrementó a 732 pozos en 1988. Se estima que actualmente 6 600 pozos se encuentran activos. En 1993, San Juan tenía 2 612 pozos productivos con una producción anual de $16 \times 10^9 \text{ m}^3$ de gas, mientras que Black Warrior tenía 2 884 pozos que producían $3 \times 10^9 \text{ m}^3$ de gas en el mismo año.

En la actualidad, los EE.UU. poseen unos 6 600 pozos que producen $20 \times 10^9 \text{ m}^3$ de metano. De éstos, los pozos de S. Juan Basin representan el 40% del total, que son cerca del 80 % de gas.

Se puede deducir de estos datos que la producción económica de metano de las capas de carbón en EE.UU. fuera de San Juan Basin es relativamente pequeña. Obviamente, las cuestiones técnicas afectan en gran medida la productividad de los pozos de metano en el carbón. Por ejemplo, aunque Piceance Basin tiene unos recursos base similares a los de San Juan Basin, la producción comercial de gas ha sido mucho menos exitosa debido a las bajas permeabilidades absolutas.

Las principales cuencas de CBM son:

- Appalachian Basin: A finales de 1992 existían unos 300 pozos en operación. Muchos se perforaron durante y previamente a los trabajos de explotación del carbón.
- Greater Green River: De 47 pozos perforados, sólo una zona ha demostrado tener gas explotable. Hay problemas con los bajos precios del gas y la producción excesiva de agua.
- Illinois Basin: La actividad se limita a recuperar el metano de las minas abandonadas.
- Piceance Basin: Aunque existen grandes recursos potenciales, el desarrollo ha sido limitado por las limitaciones de la infraestructura. Algunos de los pozos producen más de $14 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{día}$.

- Powder River Basin: En 1992, se produjeron $0,03 \times 10^9 \text{ m}^3$ en 29 pozos. El desarrollo posterior depende de los avances en la tecnología de la disposición del agua generada.
- Raton Basin: Se perforaron 6 pozos productivos en 1992 pero los porcentajes de producción no son altos y existe una ausencia de capacidad de los gaseoductos fuera de la cuenca.
- Western Interior Coal Region (Arkoma Basin, Cherokee Basin, Forest City Basin): Los resultados de producción de 103 pozos que se perforaron a finales de 1992 eran similares a los observados en Black Warrior Basin. En Cherokee Basin existen 200 pozos en producción comercial debido a los bajos costes de perforación.

Tabla 3. Pozos y producción de CBM en las cuencas de EE.UU. durante 1992

Fuente: IEA Coal Research

Cuenca	Nº de pozos productivos (1992)	Producción de CBM ($\times 10^9 \text{ m}^3$)
Cuencas Occidentales		
San Juan	2 087	12,3
Piceance	95	0,09
Powder River	29	0,025
Uinta	8	0,006
Green River	9	0,0006
Raton	0	0
Western Washington	0	0
Cuencas Occidentales Interiores		
Arkoma	103	0,053
Cherokee	232	0,14
Forest City	10	0,003
Cuencas Orientales		
Black Warrior	2 627	2,60
Central Appalachian	287	0,297
Northern Appalachian	6	0,0008
Illinois	4	0,0002
Total	5 497	15,58

2.2.- Factores económicos y legales.

Del aspecto económico de la explotación de metano en las capas de carbón hablaremos más adelante, pero es uno de los factores no técnicos más importantes que intervienen en la producción de Metano en las Capas de Carbón (CBM). Además hay otros factores que deben ser tenidos en cuenta. Waller (1992) aportó una lista con todo aquello que tenía relación con el CBM, desarrollando y discutiendo las cuestiones no técnicas.

Además de las económicas, él señaló:

- El nivel de apoyo del gobierno
- La flexibilidad de regulación
- La infraestructura de transporte
- Los derechos de propiedad
- Las condiciones de terreno
- La estabilidad corporativa

2.2.1.- Infraestructura.

La infraestructura de una región puede afectar a la viabilidad de un proyecto de extracción de metano de las capas de carbón. Pueden impulsar o acabar con el aprovechamiento del metano en las capas de carbón. Por ejemplo, aunque San Juan Basin es la zona de EE.UU. más productiva de metano del carbón, la posibilidad de existencia de gaseoductos en la zona de las Montañas Rocosas es muy limitada.

Todos los pozos de petróleo y gas necesitan un mantenimiento y servicio regular. Los pozos de metano en el carbón necesitan un mantenimiento y servicio mayor en los estados iniciales. Dos sondeos en el sudeste de Piceance Basin tuvieron que ser abandonados debido a que el uso de los accesos de grava tenían grandes restricciones durante o después de las lluvias y nieves.

Waller (1992) también señaló que el desarrollo de los proyectos de CBM puede estar afectado por otras condiciones físicas superficiales. Estas pueden ser el desarrollo urbano, los parques nacionales, o el fuerte relieve. Los pozos necesitan ser perforados con un espaciado sistemático si es que lo que se perfora da indicios para el optimismo. Esto no es posible conseguirlo en países como U.K. Las limitaciones de superficie en U.K. hacen imposible perforar pozos según un modelo regular, excepto en áreas muy pequeñas.

2.2.2.- Economía.

Flain (1987) comparó las previsiones de los precios para el gas natural en EE.UU. En ese momento, las predicciones mostraron un pequeño aumento de los precios de gas natural a boca de pozo entre los años 1990 y 2000. Sin embargo, las previsiones económicas indicaron que el metano del carbón podía ser muy competitivo en los futuros mercados de metano de EE.UU. Una previsión económica favorable como la anterior podía no haber sido suficiente para estimular la actividad de perforación de pozos de metano en el carbón si no hubiera sido por el tax credit (tasa de crédito).

En 1980, el gobierno de EE.UU. introdujo una tasa de crédito a combustibles no convencionales que más tarde llegó a ser conocido como Sección 29 del Internal Revenue Service Code. Los nuevos pozos de metano en el carbón fueron incluidos en la definición de combustibles no convencionales. Originalmente los pozos nuevos perforados en 1990 podían iniciar la producción de gas hasta el año 2001. En 1987, el tax credit decía que :

Teniendo en cuenta los costos de producción, el productor debe tener mayores beneficios por el tax credit que por la venta del gas (Scott, 1987).

El tax credit fue luego extendido para incluir los pozos perforados hasta finales de 1992 que podía cubrir su producción hasta principios de 2003. La existencia de los créditos provocó una gran actividad en la perforación de pozos de metano en el carbón. El efecto del tax credit hizo que el número de pozos fuera creciendo a pesar de la caída del precio del gas.

La existencia de este crédito puede haber tenido el mayor impacto en Black Warrior Basin, en Alabama. Se acepta generalmente que, sin el tax credit, la producción de metano en el carbón podría no haber sido económicamente factible (Waller, 1992). Por otra parte, señala que algunas partes de San Juan Basin son tan productivas que serían económicamente interesantes sin las ventajas de la tasa. Se estimó que el tax credit es sólo un incentivo en los pozos productores y que la nueva tecnología fue la causa principal que permitió que el metano del carbón llegara a ser un éxito comercial en EE.UU.

Durante la última década, se han invalidado muchas visiones pesimistas respecto a los recursos potenciales de CBM en los EE.UU:

- Los nuevos métodos de evaluación de las propiedades, las practicas mejoradas de perforación y terminación, y las tecnologías de recuperación mejorada que se han desarrollado permiten a la industria aumentar la cantidad de recursos recuperables de CBM.
- Los menores costes de búsqueda (comparables o incluso menores que los de búsqueda de recursos de gas natural convencional) y la coproducción de cantidades comerciales significativas de petróleos ligeros son dos razones por las que continuara la expansión del desarrollo del CBM fuera de las cuencas históricas.
- La extracción de metano total en 1984 era de 10 Bcf de 284 pozos, pero en 1997 la extracción se aumentó a 1130 Bcf en 7300 pozos.

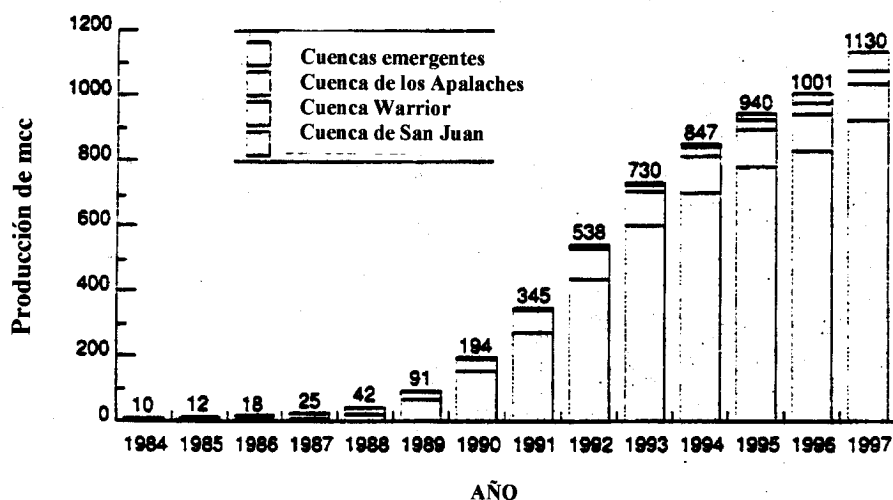


Figura 2. Datos de Extracción anual en los EEUU

Fuente: Varios autores 1988

Este dramático aumento de la extracción fue el resultado de una explotación a gran escala de los recursos de CBM de las cuencas de San Juan y Black Warrior durante los años 80 y el principio de los 90. Este aumento se debió a dos factores; (1) la combinación de avances en exploración y en tecnologías de terminación y extracción contribuyó a hacer más rentables esas cuencas. (2) El tax credit de la Sección 29 para combustibles no convencionales, ayudó a atraer en una gran I+D las inversiones necesarias para explotar rápidamente esa fuente no convencional de gas.

- Mejoras en la precisión de las estimaciones de gas in situ

El gas in situ inicial es uno de los parámetros clave del depósito que influye en la extracción y en la reserva potencial extraíble. Este parámetro es difícil de determinar con seguridad (Mavor y Nelson 1997). En muchos casos se ha subestimado, y los volúmenes extraídos han excedido las estimaciones. En la última década, los resultados de la investigación del GRI han aumentado la comprensión de las causas de los errores de subestimación y han encontrado métodos para evitarlos o minimizarlos.

- Nuevas tecnologías

Ha sido comúnmente aceptado que la recuperación de las reservas de metano es del 50 al 70 % del gas in situ inicial. Este tipo de recuperación es inherente al método de recuperación de la presión de terminación que ha sido utilizado universalmente en la extracción del metano. Este método conlleva la extracción continua de agua del sistema de fracturas naturales, causando una reducción progresiva de la presión, lo cual produce la desorción de los gases adsorbidos en el carbón.

Hay unos límites económicos y prácticos a los que puede reducirse la presión media del yacimiento utilizando este método. En la última década, se han diseñado nuevas tecnologías de recuperación que aceleran el ritmo de extracción y superan las limitaciones del método de recuperación. Una de esas tecnologías es la inyección de nitrógeno y dióxido de carbono en los yacimientos de carbón para favorecer la

desadsorción. Estas tecnologías pueden aumentar los ratios de producción seis veces y las reservas de gas extraíble dos veces, facilitando la explotación comercial de recursos que de otra manera permanecerían sin explotar.

- Coproducción de petróleos ligeros.

Se pueden recuperar volúmenes comercialmente significativos de petróleos ligeros en depósitos de carbón profundos (más de 4 500 pies) cuando la corriente de gas extraído es rica en CO₂. Por ejemplo, los pozos en los campos de White River y Pinyon Ridge que coproducen petróleos ligeros, extraen a profundidades 5 100 a 7 500 pies, y el contenido de CO₂ en los gases extraídos va de un 8 a un 37,5 %.

2.2.3.-Asuntos legales.

En esta sección se consideran varios problemas y asuntos legales que implican la investigación, desarrollo y explotación del CBM. Farnell (1987) observó que la mayor barrera para el desarrollo del CBM era la legal en vez de la tecnológica. De hecho, los diferentes requerimientos tecnológicos de la minería del carbón y de la extracción de CBM pueden generar conflictos.

Conflictos:

Es obvio que si dos compañías trabajan en una misma cuenca de carbón, una explotando el carbón mediante minería y otra explotando el CBM, existe un conflicto potencial. Lewin (1992) discutió que tipos de conflictos pueden generarse.

Si hay actividades de minería de carbón en un área antes de que la extracción de CBM comience, puede interferir con la perforación de los sondeos que se realizan para la extracción. El metano es un peligro para los mineros de carbón y su control es necesario. La extracción de carbón antes de la extracción de CBM reduce el contenido de metano en la cuenca por desgasificación y ventilación. En caso contrario, los sondeos de extracción de CBM pueden interferir con los trabajos de minería del carbón, y se fuerza a los mineros a dejar pilares sin producir. Los recubrimientos de cemento de los sondeos son la causa de esta interferencia. Es posible que la estimulación por fracturación hidráulica dañe el techo de la cuenca de carbón, haciendo más peligrosa su extracción. Los operarios de la mina de carbón normalmente prefieren que el espaciado de pozos sea de tal forma que el metano se extraiga lo más rápidamente posible; su objetivo principal es extraer el carbón y venderlo de la forma más adecuada. Los operarios de extracción de CBM prefieren que la producción sea máxima a largo plazo.

Recientemente en Alabama, se ha concedido que *cualquier producción de gas del carbón debe estar sujeta a los derechos de los propietarios de las concesiones de carbón para que puedan extraerlo de una manera segura y sin interferencias*; reconocen que los derechos de las concesiones de carbón son inútiles si no incluyen el derecho a la ventilación del metano de la zona de extracción.

La Ley de Gas y Petróleo de Virginia en 1990 fue la primera legislación en EE.UU. para la regulación del CBM. La ley concede a los propietarios del carbón el poder de bloquear la estimulación de las cuencas de carbón. Otras cláusulas en la ley otorgan al propietario del carbón el veto sobre el espaciado de pozos. Los intentos de introducir la

Ley al oeste de Virginia en 1992 se encontraron con la oposición de la industria del carbón que pedía tener el control sobre cualquier operación que afectara a ventilación de la mina o a la extracción del carbón. Posteriormente surgió la Ley Nacional de la Energía por la cual se requiere el consentimiento de los dueños del carbón para la estimulación hidráulica de la cuenca. Si el consentimiento es denegado, la Secretaría de Interior puede permitir la estimulación solo si está de acuerdo con las leyes de seguridad mineras aplicables.

En U.K., The British Coal Corporation decidió en 1994 que era necesaria una regulación de la extracción de CBM para asegurar la eficiencia y seguridad de sus empleados. La nueva Autoridad del Carbón formada bajo la Coal Industry Act de 1994 tenía el deber de evitar los conflictos relacionados con la extracción. La Autoridad del Carbón dividió los depósitos en dos categorías:

- Aquellas que están siendo o podrán ser usadas para la extracción del carbón
- El resto de las zonas con carbón de U.K.

La existencia de la nueva Autoridad del Carbón no soluciona todos los problemas relacionados con la extracción. El futuro del desarrollo del CBM pasan porque se analicen separadamente todos los casos en los que exista una clara interacción entre la minería del carbón y las operaciones de extracción de CBM. Las fricciones siempre continuarán existiendo entre ambos intereses.

Concesiones:

La decisión del reparto de concesiones varía con las diferentes administraciones legales e incluso dentro de un mismo país. No es posible dar la localización de todas las concesiones de CBM que existen actualmente. Lógicamente, si los derechos sobre la superficie de la tierra, el carbón, el petróleo y el gas estuvieran en las mismas manos, no existiría ningún tipo de conflicto. Los problemas surgen cuando cada elemento se encuentra en manos diferentes (concesiones del carbón, petróleo, gas...). El desarrollo del CBM de Appalachian Basin está significativamente relentizado por los complicados derechos de las concesiones de carbón y gas. Un problema para la producción del CBM de Appalachian Basin es la dificultad para adquirir grandes arrendamientos. Hay muchos arrendamientos pequeños en la zona, la mayor parte de la minería del carbón.

Existen varias sentencias sobre el tema, de las cuales la más común es la de US Steel vs Hoge. En este juicio realizado en Pennsylvania se decretó que el gas pertenecía al dueño del carbón pero el propietario de las tierras poseía todo el metano que hubiera migrado de la cuenca.

Lewin (1992) realizó un examen de las leyes de EE.UU. y de los problemas sobre las concesiones de CBM. Presenta siete posibles formas de ver las concesiones de CBM:

- EL CBM es gas.
- El CBM es carbón.
- Prioridad de concesión.
- Caso por caso.
- Concesiones sucesivas.
- Derechos mutuos simultáneos.

- Concesiones divididas.

¿Es el CBM gas o carbón? Una respuesta adecuada sería decir sí a los dos. Las cuencas de carbón son muy diferentes a las rocas madre de gas convencional. El CBM se genera en el carbón y se almacena en él en virtud de su estructura de poros. El metano cuando no ha sido eliminado del carbón parece formar parte del mismo como la estructura de cualquier otro hidrocarburo. Cuando el metano es perturbado por la minería, la mayor parte se libera del carbón. El carbón se vende como combustible sólido y no como fuente de metano adsorbido. Químicamente, el metano es metano sin que interese su origen. El CBM se considera como parte del carbón hasta que se libera.

La mayor parte de las sentencias en EE.UU. son a favor de los dueños del carbón. Por otro lado, la opinión de US Solicitor General es que el CBM es gas. En 1981 y otra vez en 1990, el US Solicitor General era de la opinión de que las concesiones de gas tenían los derechos exclusivos para la extracción del CBM. Esta opinión fue dada para aclarar los conflictos entre las concesiones de gas y carbón. Recientemente, un juez federal ha fallado en favor de estas opiniones.

Como se puede apreciar, existen muchas opiniones al respecto; y Brody (1991) concluye que en los estados del este se sigue mayoritariamente la decisión de Hoge mientras que en los del oeste se sigue la opinión del Solicitor General. Sin embargo la decisión que se tome finalmente será percibida como negativa por la parte perdedora.

El tercer punto es la *prioridad de concesión*. Esto significa que la concesión del CBM será asignada a los propietarios del gas o del carbón en virtud de la fecha de concesión más antigua. Lewin rechaza este método por ser una solución demasiado arbitraria.

El cuarto punto es el *caso por caso*. Lewin cree que analizar caso por caso es incorrecto, ya que se parte de la presunción legal de que el dueño del carbón tiene el derecho de la explotación del CBM, favoreciendo sus intereses.

El quinto punto es el de *concesiones sucesivas*, que señala que el propietario del carbón posee el metano adsorbido por el carbón virgen y tiene el derecho exclusivo de eliminar el gas del carbón según avancen las labores mineras. Los dueños del carbón no tienen derechos sobre el gas de otros estratos.

El sexto punto es el de *derechos mutuos simultáneos*, que fue creado por Lewin (1992). Diferencia entre el derecho a capturar el metano y la posibilidad de que alguien más pueda hacerlo. Los dueños del gas pueden tener el derecho de explotación, pero los propietarios del carbón pueden tener el derecho de capturarlo al mismo tiempo que se realizan las actividades de minería. En Colorado el dueño del carbón puede explotar metano como procedimiento para aumentar la seguridad de la mina, pero debe pagar un royalty al dueño del gas. Bajo este punto, el dueño del carbón no puede extraer gas de las capas vírgenes.

El séptimo punto es el de *concesiones divididas*. Lewin (1992) lo presenta como una posible solución por la cual los dueños del carbón y del gas tienen concesiones divididas iguales sobre el yacimiento de carbón. Este método puede incrementar la cooperación entre los propietarios, suponiendo un menor riesgo y una mayor flexibilidad para el desarrollo del CBM.

El problema de las concesiones no es exclusivo de EE.UU. A pesar del gran número de licencias para la extracción de metano en U.K., no existen pozos de extracción de CBM en activo. Una importante razón por la que esto ocurre es la disputa sobre quién es el dueño del metano atrapado en la cuenca de carbón. A diferencia de en EE.UU., en U.K. el dueño de la tierra no tiene derechos sobre el gas natural o el carbón que se encuentra bajo tierra. Desde la Ley de la Industria del Carbón desde 1946 hasta 1994, el carbón era de la British Coal Corporation y bajo la Ley del Petróleo de 1934, el petróleo y el gas natural pertenecían al Estado (Crown). La British Coal mantenía que el CBM era carbón, mientras que el Departamento de Industria y Comercio aseguraba que era petróleo. La British Coal exigía un pago anual de £8.000 por pozo para la licencia de perforar la cuenca de carbón además del 40 % de los costes de operación. Sin embargo la Ley de la Industria del Carbón de 1994 declaró que los derechos de la British Coal no incluían cualquier gas o petróleo que fuera adsorbido por el carbón. Esta ley confirma que el CBM es propiedad del Crown, transfiriéndose de esta forma los derechos de explotación del CBM a una nueva Coal Authority que no extraerá carbón pero será responsable de las licencias de todas las actividades de minería del carbón. Las licencias son ahora concedidas bajo la Ley del Petróleo de 1934.

En Alemania se adoptó la Referentenbesprechung Länderausschuss Berghau por la cual:

- El CBM es un recurso separado y arrendable.
- El CBM es un hidrocarburo por sí mismo y no forma parte del carbón.
- Como es un gas que se encuentra en el interior del carbón y por tanto en los procesos de extracción, puede ser capturado y vendido por las empresas mineras.

Muchos de los juicios en EE.UU. han sido a favor de los propietarios del carbón. Sin embargo las decisiones más recientes como la de la Corte Suprema de Alabama y las leyes germanas y británicas, han seguido la línea marcada por la opinión del Solicitor General, según la cual los derechos del CBM deben ser parte de los derechos del gas.

En España, al no haberse iniciado ningún tipo de labores de investigación o exploración de CBM, no existen precedentes legales que puedan aportar algo de luz a las inevitables disputas que surjan en el futuro. A continuación se exponen los apartados relativos a la concesión de los permisos de investigación y explotación de la Ley y Reglamento de Minas de 1973 y de la Ley y Reglamento de Investigación y Explotación de Hidrocarburos de 1974.

Según la Ley y Reglamento de Minas de 1973, artículo 62.2, el otorgamiento de una concesión de explotación confiere a su titular el derecho al aprovechamiento de todos los recursos de la sección C (entre los que se encuentra el carbón) que se encuentren dentro del perímetro de la misma, salvo los que previamente se hubiera reservado el Estado.

Según la Ley y Reglamento de Investigación y Explotación de Hidrocarburos del 27 de Junio de 1974, en el artículo 21 se señala que:

1 Podrán otorgarse permisos de investigación de hidrocarburos aun en los casos en que sobre la totalidad o parte de la misma área existan otros derechos mineros no regulados por la Ley y el Reglamento. Gozarán de prioridad las labores ya realizadas,

de tal de tal manera que la investigación de hidrocarburos en terrenos donde existen labores mineras de investigación o explotación deberá realizarse de forma que no perturbe el desarrollo de aquéllas y, en todo caso, con autorización del investigador o explotador de estos recursos minerales.

2 Recíprocamente, antes de iniciar labores de investigación o explotación de otros recursos minerales o geológicos en la zona otorgada con anterioridad para hidrocarburos, el titular de las primeras deberá obtener la correspondiente autorización del titular del permiso o concesión de hidrocarburos, para que las labores que se propone realizar no perturben las que lleva a cabo este último.

3 Cuando los titulares mencionados en el apartado anterior lo sean de permisos o concesiones y no lleguen a un acuerdo sobre la posibilidad de desarrollar sin interferencias sus respectivas actividades, antes de iniciar las labores nuevas ya sean para hidrocarburos o para otros recursos minerales, plantearán oficialmente el caso ante la Dirección General que afecte a la entidad que pretende iniciar sus actividades en segundo lugar. Esta Dirección General promoverá el expediente que proceda y formulará preceptivamente consultas con la otra Dirección General. Si las dos Direcciones Generales de Energía y de Minas e Industrias de la Construcción estuviesen de acuerdo en que puede imponerse un plan de trabajos que haga posible la coexistencia de ambas actividades, elevarán un informe - propuesta al Ministerio de Industria para su aprobación. Ambas Direcciones Generales impondrán, en su caso, su cumplimiento a las respectivas partes.

4 Cuando por no existir acuerdo previo entre los titulares de los permisos o concesiones superpuestas, el Ministerio de Industria imponga un plan de trabajos, el titular más antiguo, si tiene sospechas técnicamente justificables de que las labores que se autoricen en tal plan al otro titular pueden causar perjuicios irreparables a sus derechos, podrá solicitar que el Ministerio imponga al titular más reciente la obligación de depositar una fianza para responder de los daños que puedan producirse.

5 En todo caso, será el Ministerio de Industria previo informe de las Direcciones Generales de Energía y de Minas e Industrias de la Construcción, quien decida si es procedente o no tal imposición de fianza.

6 En el caso de que el Ministerio de Industria resolviera, ante las alegaciones de los interesados o de las Direcciones Generales implicadas, la imposibilidad de coexistencia de las labores de ambos titulares, decidirá cual de ellas es de mayor interés desde el punto de vista de la economía nacional, y ordenará la suspensión de los trabajos de la otra, teniendo en cuenta las posibilidades de rendimiento de ambas, a cuyo fin recabará informe de las Direcciones Generales de Energía y de la de Minas e Industrias de la Construcción, quienes a su vez podrán solicitar los asesoramientos que juzguen precisos de otros departamentos o entidades estatales.

7 Tendrá derecho a indemnización el titular del permiso o concesión que se viese obligado a suspender parcial o totalmente sus actividades.

El problema será el mismo que surge en el resto de los países con mayor experiencia en este tema: decir si se considera al CBM como carbón o como hidrocarburo para poder definir quién tiene los derechos de su explotación.

3.- GÉNESIS DE LOS YACIMIENTOS

El carbón es un depósito de gas natural no convencional, principalmente porque puede no solo almacenar el gas natural sino que también es él mismo una fuente de gas. En este capítulo se analizan los orígenes y la composición del metano de carbón, y después las propiedades del carbón que controlan la producción del metano de los yacimientos de carbón.

3.1.- El origen del metano en el carbón.

Edwards Durucan (1991) y Rice (1993) realizaron estudios generales sobre el origen del metano en la naturaleza. En un documento sobre las perspectivas de la investigación del carbón de la IEA, Smith y Sloss en 1992 discuten los orígenes de este metano en el carbón. A continuación se exponen las ideas fundamentales que se han adquirido a lo largo de todo este tiempo, remarcando los factores más importantes que han provocado el desarrollo de los depósitos de carbón como depósitos de metano.

El carbón representa la materia vegetal biodegradada y alterada térmicamente. La materia vegetal se transforma en carbón por el proceso de carbonización. El proceso de carbonización comienza cuando los restos de las plantas caídas y muertas en las zonas emergidas de los pantanos se descomponen por oxidación inmediatamente después de depositarse debido a la presencia de microorganismos. Otra parte queda en un principio recubierta de agua, y su carbonización se produce más tarde al enterrarse paulatinamente con los sedimentos detríticos. La mayor parte del metano resultante de esta producción biogénica primaria fue probablemente emitida a la atmósfera o atrapada en las capas superiores ya que casi todo el metano presente en el carbón se produjo más tarde, cuando aumentó la profundidad de los depósitos de la materia vegetal biodegradada. Este incremento de la profundidad fue acompañado de un aumento en la temperatura y la presión, que dieron lugar a alteraciones térmicas del carbón y a la producción de metano termogénico. El metano quedó almacenado en el interior de las capas de carbón debido en parte a la presión existente. En los lugares donde descendió el grosor y la profundidad de la cobertera, se produjo una fuga de los gases, por lo que los carbones que sufren una mayor presión y se encuentran a mayor profundidad tienen un mayor contenido de gas. El gas que ha migrado desde las capas de carbón puede almacenarse en los estratos adyacentes en función de su permeabilidad, y en algunos casos pueden ser explotables.

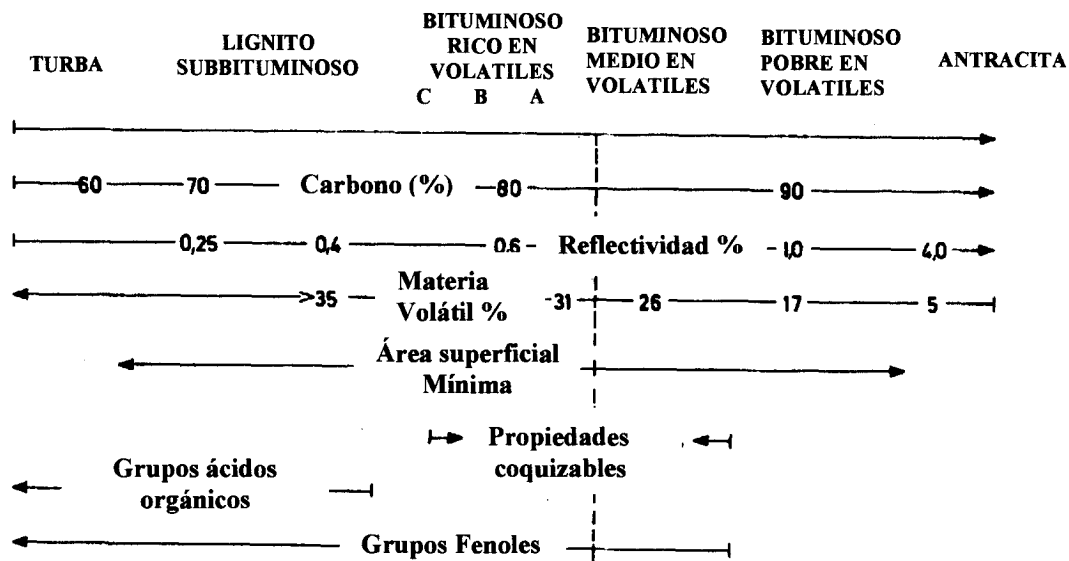


Figura 3. Rango del carbón con respecto a sus principales parámetros.

Fuente: The trace elements in coal. Vol 1.

Durante el largo período de la carbonización se producen grandes cantidades de gases, estimándose que para la formación de una tonelada de carbón se forman unos 1 300 m³ de CBM, aunque sólo una pequeña parte quedará retenida en el carbón o en los estratos adyacentes.

El rango del carbón es el grado o estado que el carbón alcanza durante su carbonización o maduración; es una descripción cualitativa de la secuencia de carbonización. La carbonización es la transformación progresiva de la turba pasando a través del lignito pardo/lignito, después al sub-bituminoso, del carbón bituminoso hasta llegar a la antracita. Estos rangos están basados en aquellos usados ampliamente en la clasificación ASTM. Para averiguar el rango de un carbón se utilizan una serie de indicadores, entre los que se encuentran las materias volátiles (Mv), el valor calorífico y la reflectancia de la vitrinita: al aumentar un carbón en rango, aumenta su valor calorífico, la reflectancia de la vitrinita y el porcentaje de carbono y disminuye su contenido en materia volátil. La transformación química que supone un aumento del rango del carbón consiste en que el contenido de carbono en el carbón aumenta a la vez que se produce una pérdida de oxígeno e hidrógeno. El oxígeno puede perderse por deshidratación (pérdida de agua) y por decarboxilación (pérdida de dióxido de carbono). El hidrógeno también puede perderse por deshidratación pero la reacción de mayor interés es la desmetilación (pérdida de metano). El carbono alifático y el hidrógeno se pierden principalmente como metano y el carbón se va enriqueciendo en carbono y en aromáticos.

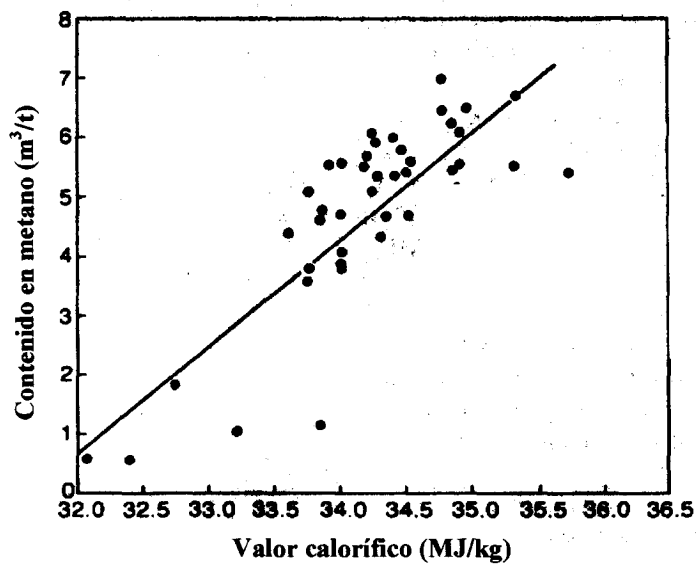
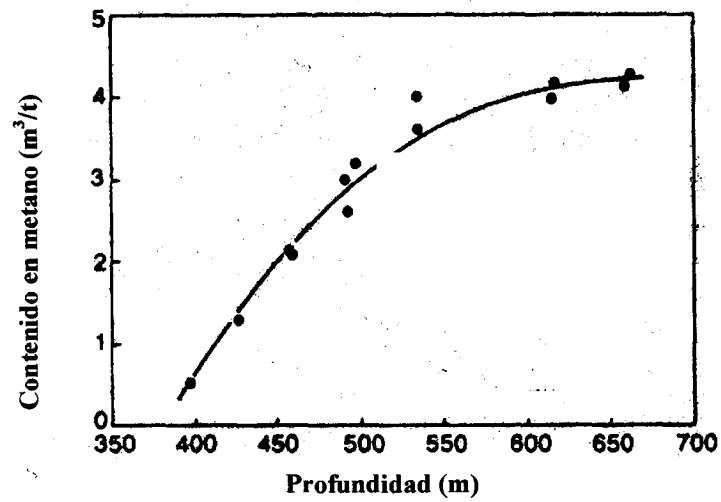


Figura 4. Variación del contenido en metano con la profundidad y con el valor calorífico.

Fuente: Verat Didari y Gunduz Okten (1991)

Las reacciones individuales que ocurren durante la carbonización no tienen lugar simultáneamente; la pérdida de oxígeno por ejemplo, comienza en los primeros estadios de la diagénesis de la materia orgánica, que es bastante anterior al inicio de la producción de metano termogénico.

Hay un pico en la producción del metano que coincide con la etapa de formación del carbón bituminoso. En términos de rango de carbón, este pico se encuentra a menudo en la separación entre el rango bituminoso medio en volátiles (Bmv) y el bajo en volátiles (Bbv). Muchos autores han indicado que la cantidad de metano producida durante la carbonización puede superar a la cantidad de gas encontrado en los yacimientos de carbón debido a que o bien se ha escapado a la atmósfera o bien ha migrado a las capas adyacentes.

Los procesos descritos anteriormente están basados en la producción termogénica del metano por las mismas reacciones responsables de la alteración térmica de la materia carbonosa. A veces tiene lugar una producción de metano biogénico secundario después de formarse la cuenca carbonífera (Rice y Scott, 1993). Esto podría deberse a una bacteria introducida dentro del depósito de carbón por el agua que circula a través de las capas permeables. La bacteria metaboliza los componentes del carbón tales como n-alcanos, que generan metano y algo de dióxido de carbono.

En resumen, la formación de metano durante la carbonización está gobernada por cinco factores fundamentales: el rango del carbón, el tipo de carbón (composición de macerales), el metamorfismo experimentado, la historia tectónica y el contenido en cenizas o materia mineral.

Rango del carbón:

En las fases iniciales de la carbonización se forma poco metano termogénico, por lo que los carbones de bajo rango son pobres en metano. Solo cuando el carbón alcanza el rango de sub-bituminoso se empiezan a formar grandes cantidades de gas termogénico.

Tipo de carbón (composición de macerales):

El carbón está compuesto por tres tipos de macerales: vitrinitas, inertinitas y exinitas. Las inertinitas producen la menor cantidad de gas. Las vitrinitas producen más gas que las inertinitas pero generalmente menos que las exinitas. Esta relación coincide con su contenido en hidrógeno; a rangos mayores del 29,5 % de materia volátil o 89,5 % de carbono, el contenido de hidrógeno de las vitrinitas excede el de las exinitas. Este fenómeno se conoce como *ruptura de la carbonización*. En este rango, las exinitas comienzan a liberar grandes cantidades de gas y se empieza a desarrollar la esquistosidad.

Naturaleza del metamorfismo:

Durante la carbonización, el carbón puede evolucionar de dos maneras. El metamorfismo normal ocurre como consecuencia del incremento gradual de presión y temperatura debido al enterramiento progresivo en ausencia de tectónica. En este caso, el contenido en el carbón es el normal determinado por cada maceral. El metamorfismo anormal ocurre cuando el carbón se somete a un repentino y gran incremento de presión

y/o temperatura, como por ejemplo por una intrusión ígnea. Una importante consecuencia de esto es el rápido descenso del contenido de hidrógeno comparado con los niveles normales de un determinado rango de carbón, resultando una cantidad de gas demasiado alta para su rango actual.

Historia tectónica:

La tectónica puede tener un efecto importante en la formación de metano en el carbón, causado por un incremento final del rango del carbón. Esto es debido a un aumento de la presión y/o temperatura por influencia directa o por una creciente profundidad de enterramiento.

Contenido en cenizas:

Las cenizas del carbón no contribuyen a la producción de metano. Cuanto mayor sea la proporción de estos materiales no productivos, menor será el gas producido por unidad de volumen de carbón.

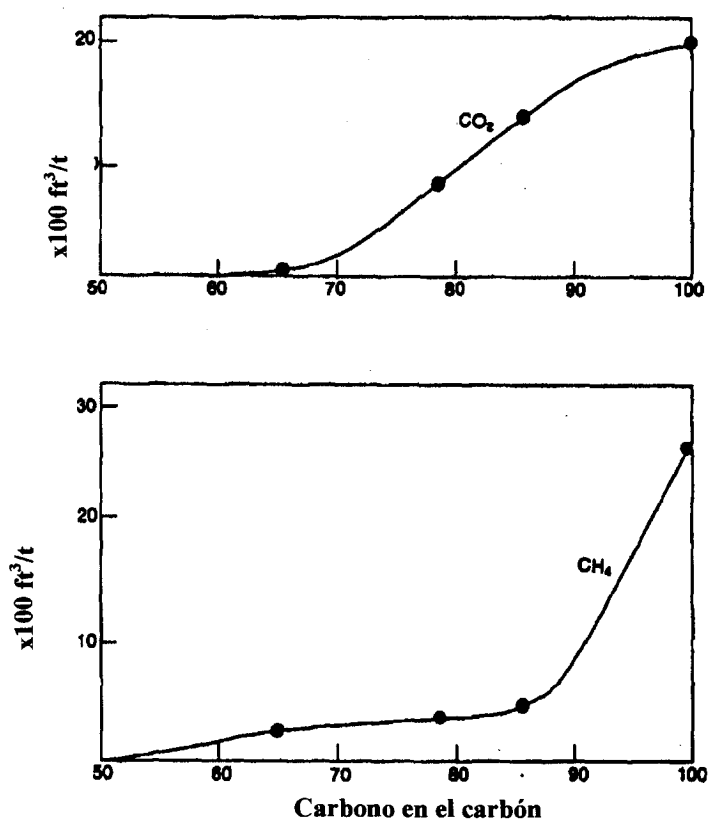


Figura 5. Liberación de gas metano a diferentes grados de carbonización.
Fuente: Verat Didari y Gunduz Okten (1991)

3.2.- Composición del CBM.

La mayoría de los gases generados de las capas de carbón, incluyen metano, dióxido de carbono, nitrógeno, y componentes de gas húmedos (etano, propano, etc.). El rango del carbón y la composición maceral, particularmente la abundancia de material orgánico rico en hidrógeno, y la hidrodinámica de la cuenca, controlan la composición de los gases producidos. En general, los gases en carbones de bajo rango (valores de reflectancia de la vitrinita menores del 0,5 %) son biogénicos, mientras que los gases en carbones de mayor rango son predominantemente termogénicos, aunque los gases biogénicos pueden estar presentes en cualquier rango.

Los gases se clasifican usando el índice de sequedad, el cual es la relación entre el contenido en metano e hidrocarburos mas pesados (valor C_1/C_{1-5}), y el contenido de dióxido de carbono. Los gases muy secos tienen unos valores C_1/C_{1-5} mayores de 0,99; los gases secos tienen valores entre 0,94 y 0,99; los gases húmedos entre 0,86 y 0,94 y los gases muy húmedos menores de 0,86. El dióxido de carbono en los gases en capa de carbón se considera muy alto (>10%), alto (6-10%), moderado (2-6%), o bajo (<2%).

El contenido del dióxido de carbono de los GCC extraídos es variable, y va desde el 0% en algunas regiones de EEUU a más del 40% en la zona norte de la cuenca de San Juan; la media de dióxido de carbono contenido en los GCC de EEUU es del 4,4 %. Los contenidos de nitrógeno en los GCC son generalmente bajo, y va de 0 % al 11 %, con una media aproximada del 1 %. El hidrógeno y monóxido de carbono no son analizados en el análisis cromatográfico del gas de las muestras, pero puede estar presente en cantidades traza en algunos GCC.

La composición de los gases cambiará con la reducción de la presión de depósito. La variabilidad de la composición del gas durante la extracción dependerá de la concentración inicial de las especies adsorbidas y de las isothermas de adsorción específicas de cada gas presente (las isothermas de absorción son específicas de cada región y/o muestra de carbón).

La cantidad de un componente particular del gas presente en un gas extraído no es proporcional a la cantidad de ese componente adsorbido en la superficie del carbón. El dióxido de carbono y los componentes húmedos del gas son adsorbidos fuertemente por las superficies del carbón, mientras que el metano y el nitrógeno son adsorbidos menos fuertemente. Asumiendo una mezcla binaria del gas de dióxido de carbono y metano, un GCC extraído que contenga un 15 % de dióxido de carbono indicará que el 30 % de los posibles lugares de adsorción en la superficie del carbón están ocupados por dióxido de carbono. El metano es adsorbido más débilmente que el dióxido de carbono y el etano, indicando que el metano se desorberá más rápidamente de la superficie del carbón. De acuerdo con los datos de la isoterma, con la reducción de la presión de deposición con el tiempo, los primeros gases extraídos estarán enriquecidos en metano, mientras que los gases extraídos a menores presiones durante las fases tardías de extracción tendrán más dióxido de carbono. El nitrógeno se desadsorbe de la superficie del carbón más rápidamente que el dióxido de carbono o el metano, indicando una proporción de nitrógeno absorbido en la superficie del carbón relativamente más baja, lo cual se traduce en una proporción significativamente mayor en los GCC extraídos. Por ejemplo,

un carbón con el 1 % de los lugares de absorción ocupados por nitrógeno producirá un GCC conteniendo el 5 % de nitrógeno.

•**Humedad** : La mayor parte de la pérdida de agua del carbón ocurre durante las fases tempranas de carbonización antes de que el carbón alcance el rango de subbituminoso. El contenido de humedad decrece desde aproximadamente el 20 % a menos del 10 % durante la fase temprana de generación de gas termogénico y es inferior al 5 % durante la fase principal. La baja humedad inherente es importante debido a que la capacidad de absorción del carbón esta parcialmente controlada por el contenido de humedad. Un contenido de humedad del 5 % puede reducir la capacidad de absorción de un carbón en más de un 50 %.

•**Dióxido de Carbono**: aunque el dióxido de carbono se produce por carbonización y puede estar presente en los depósitos de CBM, su concentración es normalmente baja. Esto se debe a que el dióxido de carbono generado durante la carbonización es eliminado de la estructura del carbón debido a su solubilidad en el agua, la cual permite que se escape del carbón más rápidamente que el metano. Rice asegura que el amplio nivel de concentraciones y composición isotópica del dióxido de carbono en el gas del carbón no pueden ser resultado de la carbonización, sólo puede ser generado por la actividad metabólica de las bacterias durante la generación primaria o secundaria de gas biogénico.

Basándose en la composición variable del carbón durante la carbonización y asumiendo que dióxido de carbono, agua y metano son los únicos volátiles expulsados, Levine estimó que al menos 128 cm³/g de dióxido de carbono son generados en el carbón durante la carbonización desde el rango de turba hasta subantracita. Cálculos basados en los datos de Levin sugieren que más del 50 % del dióxido de carbono generado del carbón es liberado antes del rango subbituminoso rico en volátiles tipo A. La mayoría del dióxido de carbono precoz es probablemente disuelto en grandes cantidades de agua liberada durante la carbonización temprana y transportada posteriormente fuera del sistema. La cantidad de dióxido de carbono generado decrece con el aumento del rango del carbón, y solo el 5 % de el total del dióxido de carbono generado es producido durante la fase de subantracita (R_m entre 2 y 2,5).

La cantidad total de dióxido de carbono producido por bacterias bajo condiciones de depósito no ha sido determinada. Sin embargo, si solo el 1 % del carbón se convierte en dióxido de carbono durante la biodegradación secundaria, se generaran aproximadamente 177 scf/ton de dióxido de carbono. Aunque el dióxido de carbono primario es eliminado del sistema durante el desaguado en la carbonización, una cantidad significativa de dióxido de carbono secundario puede permanecer absorbido en carbones de mayor rango.

Las grandes cantidades de dióxido de carbono extraídas en los pozos de CBM en el norte de la cuenca de San Juan son probablemente biogénicas. Aunque también puede tener su origen en aguas de formación ricas en bicarbonato. El dióxido de carbono generado por procesos biogénicos y termogénicos es soluble en agua y es transportado primariamente como bicarbonato en aguas de formación. Con la reducción de la presión del depósito durante la extracción, puede permanecer menos dióxido de carbono disuelto en el agua, y es expelido de las aguas de formación para ser extraído con otros GCC.

El dióxido de carbono puede formarse por un camino biogénico distinto al del metano, es decir, que no se produciría directamente desde la materia carbonosa. Smith et al. (1992) hicieron medidas isotópicas del carbono 13/12 y relaciones de D/H en los yacimientos de gases del carbón de Australia Bowen Basin. Los datos isotópicos que obtuvieron podrían no estar de acuerdo con los contenidos de carbono 13 de los depósitos de gases de carbón descritos en la bibliografía. Los gases de depósitos de carbón australianos parecen tener anormalmente altos contenidos de carbono 13. Una posible explicación es que la reducción biogénica de dióxido de carbono podría ser un factor importante en la generación de metano de yacimientos de carbón.

- **Gases húmedos:** Etano, propano, butano, pentano, n-alcanos más pesados son generados por los carbones ricos en hidrógenos durante la carbonización. Estudios previos de la carbonización estaban basados en carbones que aparentemente tenían poco potencial de generar cantidades apreciables de gases húmedos durante la carbonización. Sin embargo, cantidades significativas de gases húmedos están presentes en las capas de carbón y la producción de condensados es común a muchos carbones del oeste de los US. Los primeros GCC termogénicos tempranos generados para valores de reflectancia de la vitrinita de 0,5 % probablemente contienen cantidades mínimas de gases húmedos, particularmente si han sido introducidas bacterias en el sistema. Con el aumento de la maduración, los carbones ricos en hidrógeno entran en la ventana de generación del petróleo (valores de reflectancia de la vitrinita sobre 0,5 %) y pueden generarse cantidades significativas de gases químicamente húmedos y de hidrocarburos líquidos. La máxima generación de GCC húmedos tiene lugar durante la fase temprana de generación de gas para valores de reflectancia entre 0,5 y 0,8 %. Los gases húmedos generados durante esta fase pueden, o mantenerse absorbidos en la superficie del carbón, donde posteriormente serán craqueados con el aumento de las temperaturas, o migrar fuera del sistema una vez se supera el umbral de saturación. La proporción de gases húmedos en los GCC decrece durante la carbonización debido a la migración, el craqueado térmico y la disolución por metano adicional generado durante la carbonización. La introducción de bacterias en los carbones por agua meteórica puede también metabolizar los gases húmedos en cualquier rango para producir gases que químicamente se asemejen a gases termogénicos de cerca del 100 % de metano. Se estima que más de 7 cm³/g de etano son absorbidos en algunos carbones de Fruitland, y la generación total de gases húmedos de carbones ricos en hidrógeno se estima que va de menos de 3 a más de 31 cm³/g en carbones ricos en hidrógeno.

- **Nitrógeno:** Ha habido relativamente pocos estudios sobre la liberación de nitrógeno en materia orgánica durante la carbonización. La pérdida de grupos funcionales de nitrógeno unidos a la estructura molecular del carbón esta asociada con el metabolismo bacteriológico y/o tiene lugar durante la maduración termal del carbón. Kneuper y Huckel estimaron que aproximadamente 10 cm³/g de nitrógeno son liberados de los carbones entre el rango de subbituminoso y el de antracita. Sin embargo, la cantidad total de nitrógeno liberado del carbón puede depender del contenido en nitrógeno del carbón, como esta químicamente unido ese nitrógeno a la estructura del carbón y los tipos y distribución de grupos funcionales de nitrógeno- y oxígeno- del carbón. El nitrógeno en GCC es derivado por la participación del amoniaco biogénicamente y termogénicamente derivado en reacciones redox. La liberación del nitrógeno ocurre en dos fases, controladas por la descomposición de los diferentes grupos de nitrógeno en el carbón. El nitrógeno atómico y/o el amoniaco son liberados primero por la

descomposición térmica de las aminas cuando los n-alcenos son generados y liberados del carbón. Los GCC con mayores contenidos en nitrógeno se producen durante la fase de generación de gases húmedos para valores de reflectancia de la vitrinita de 0,5 % a 0,8 %. El porcentaje de nitrógeno generado por el carbón decrece con el aumento de la profundidad de enterramiento y de la temperatura. El segundo máximo de nitrógeno, está relacionado con la descomposición de los componentes heterocíclicos del nitrógeno, lo que puede ser causa de la reducción del contenido en nitrógeno del carbón en rangos más altos.

Cada componente del gas tiene unas características de adsorción únicas y algunos gases, como el dióxido de carbono y el etano, están fuertemente absorbidos a las superficies del carbón, así como otros gases (nitrógeno y metano) lo están menos. Por tanto, el porcentaje de dióxido de carbono y etano en el gas extraído se incrementará según decrezca la presión con la extracción.

3.2.1.- Gases biogénicos.

Antiguos estudios sobre el origen del gas en capa de carbón han considerado generalmente que esos gases eran predominantemente termogénicos y que los gases biogénicos eran generados durante las primeras fases de la carbonización en la turba pantanosa. El metano biogénico primario, generado por turbas a relativamente baja temperatura y profundidad ($R_m < 0,3$ %) es similar a los gases biogénicos generados en sedimentos marinos. El destino de ese gas biogénico primario resulta contradictorio. Investigadores anteriores han afirmado que retenido por el carbón o disuelto en el agua de los poros, es preservado para pasar a formar parte de la estructura del carbón. Pese a esto, no parecen existir mecanismos de retención del gas biogénico primario a poca profundidad. Aunque la turba tuvo un área extensa, su alto contenido sugiere que las moléculas de agua ocuparon muchos de los puntos potenciales de adsorción para los gases biogénicos. Por tanto, probablemente la adsorción del gas biogénico primario no tuvo lugar debido a las bajas presiones y los limitados puntos de adsorción. La mayoría del gas biogénico y del dióxido de carbono se disolvería en el agua de formación y seguidamente sería expulsado del sistema durante la compactación y carbonización.

La mayoría de los gases biogénicos en capas de carbón están probablemente asociados al flujo de las aguas subterráneas y son generados por procesos biogénicos secundarios. Los gases biogénicos secundarios son generados por la actividad de bacterias, introducidas por aguas meteóricas y transportadas por capas de carbón permeables u otras rocas ricas en materia orgánica (Figura 16). Estos gases biogénicos secundarios difieren de los primarios porque las bacterias son introducidas en las capas de carbón después del enterramiento, la carbonización y la subsiguiente elevación de los márgenes de la cuenca. Los datos isotópicos indican que la bacteria metaboliza componentes del gas húmedo, n-alcenos y otros componentes orgánicos a temperaturas relativamente bajas (generalmente menos de 56°C) para generar metano y dióxido de carbono. Los gases biogénicos secundarios se generan en carbones sub-bituminosos a bituminosos con pocos volátiles y en rangos mayores. La importancia del gas biogénico secundario en la exploración y extracción fue reconocida por primera vez en la cuenca de San Juan y fue posteriormente identificada en otras cuencas. Si la carbonización, la elevación regional y la formación del gas biogénico secundario son seguidos por un nuevo enterramiento y/o si la tectónica cambia la hidrodinámica de la cuenca, la evidencia química e isotópica de la presencia de gases biogénicos secundarios se puede perder

por la posible presencia de carbonatos isotópicos pesados en el carbón, como ocurre en algunas cuencas Australianas. Los gases biogénicos secundarios (GBS) son conocidos por aparecer en carbones subbituminosos a bituminosos con pocos volátiles, y probablemente aparecen en carbones que van desde lignito a semiantracita. Estos gases están usualmente restringidos a carbones cercanos a los márgenes de la cuenca, pero también se pueden encontrar en carbones a más de 56 km de las zonas de recarga.

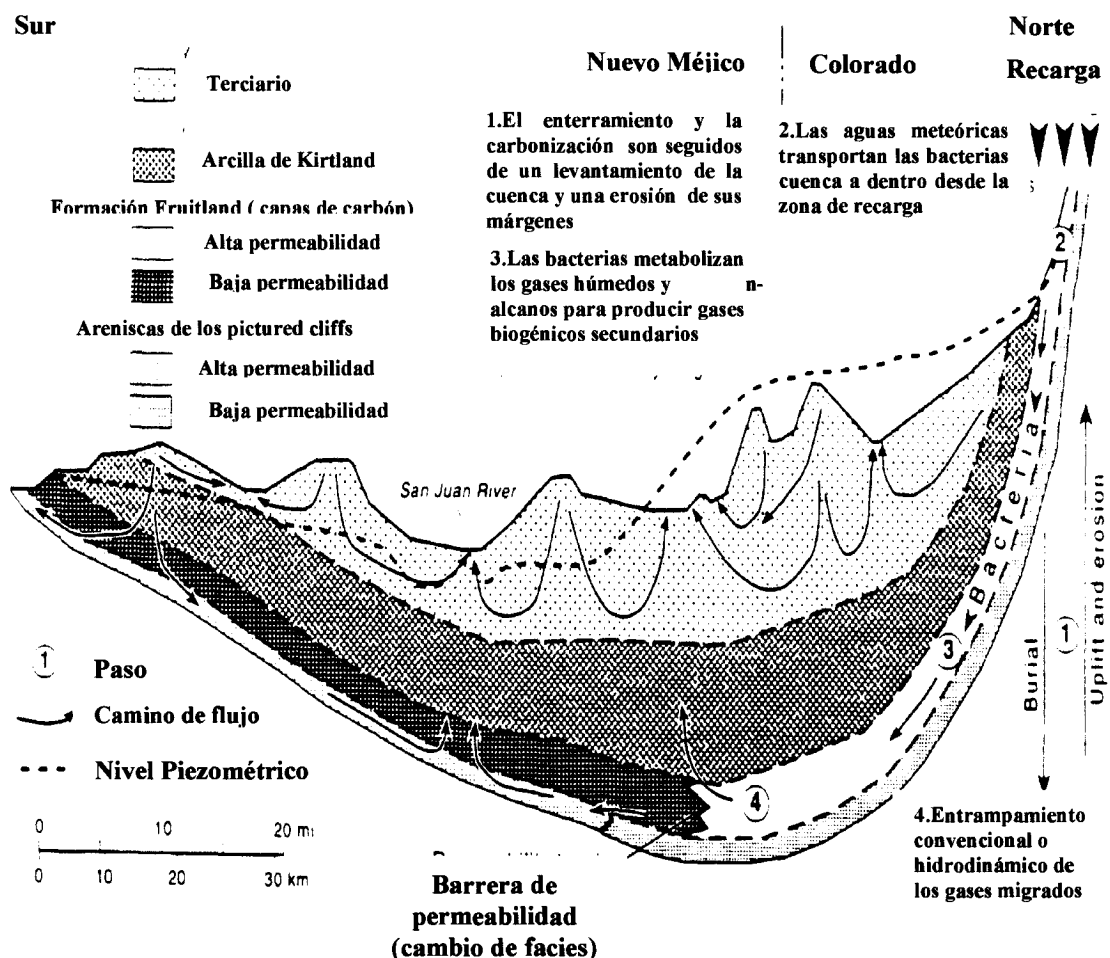


Figura 6. Sección de una cuenca con flujos subterráneos y generación de gas biogénico secundario. Entrampamiento convencional e hidrodinámico.

Fuente: Varios autores (1991). Coalbed Methane of Western North America. Rocky Mountain Association of Geologists. Gas Research Institute.

En resumen, aunque las bacterias anaerobias en la turba pueden continuar metabolizando componentes orgánicos en los lignitos y carbones subbituminosos, la generación y preservación de los gases biogénicos primarios en los carbones de bajo rango no han sido probados en el contexto de la hidrodinámica de las cuencas, los gases biogénicos en carbones de bajo rango pueden estar asociados con la recarga meteórica. El gas biogénico primario generado durante la carbonización temprana probablemente no es retenido por el carbón en cantidades significativas, esto sugiere que la mayoría del gas biogénico encontrado en las capas de carbón es gas biogénico secundario originado

por la introducción de bacterias después de la carbonización gracias a la recarga meteórica.

La presencia de gas biogénico esta controlada por tanto por la hidrogeología de la cuenca. La circulación de aguas subterráneas (y la introducción de bacterias) solo tiene lugar después de la formación de fracturas inducidas por la carbonización, del levantamiento de la cuenca y de la exposición del acuífero en los márgenes de la cuenca.

Los gases biogénicos secundarios son más abundantes de lo reconocido hasta ahora y representan una parte importante de los gases en capa de carbón.

3.2.2.- Gases termogénicos.

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

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

Una vez se alcanza el umbral de generación de metano termogénico entre valores de reflectancia de la vitrinita de 0,8 % a 1 %, pueden ser generadas cantidades significativas de metano de las capas de carbón. El potencial de generación de metano de un carbón está directamente relacionado con su composición maceral; carbones ricos en hidrógeno son capaces de generar más metano que otros carbones pobres en hidrógeno, asumiendo que sólo se generan metano y dióxido de carbono. Sin embargo se sabe que los carbones generan hidrocarburos líquidos, lo cual sugiere que la cantidad actual de metano generado por los carbones ricos en hidrógeno puede ser significativamente menor, particularmente si los gases húmedos e hidrocarburos líquidos migran fuera del sistema y no están disponibles para un craqueado térmico a mayores temperaturas.

El rango del carbón, el tipo de maceración, la presión de depósito y la migración del gas afecta a la composición del gas producido. Como se mencionó antes, los carbones pueden generar cantidades significativas de gases húmedos en rangos bajos del carbón. Los valores C_1/C_{1-5} se incrementarán gradualmente hasta 1 (100 % de metano) con el incremento del enterramiento y de la maduración. Las estructuras de materiales húmicos ricas en oxígeno generan gases químicamente secos ($C_1/C_{1-5} > 0,98$), de cualquier forma el gel matiz es más rica en hidrógeno y puede producir gases húmedos ($C_1/C_{1-5} < 0,90$) e hidrocarburos líquidos. Los gases en capa de carbón son absorbidos por la estructura interna del carbón, consistente en una red de microporos de diámetros del orden de nanómetros; la densidad de las moléculas de metano absorbido puede aproximarse a la del metano líquido.

Wallace (1991) señala que el gas de las capas de carbón es idéntico en calidad al gas natural convencional, pero esta afirmación se basa en la experiencia de Alabama, EE.UU., y probablemente no es universal, o por lo menos no lo es así en Australia. Las emisiones de gas de las capas vírgenes de carbón en Tahmoor Colliery (New South Wales, Australia) contienen al mismo tiempo dióxido de carbono y metano. La concentración de dióxido de carbono tiene picos de 45 – 85 % en Bulli Seam. Una característica de los carbones australianos es la alta frecuencia con la que se encuentran concentraciones relativamente altas de dióxido de carbono. Sin embargo, el gas producido por los carbones británicos tienen un 80 – 95 % de metano, menos del 12 % de etano y propano, el 0,2 – 6 % de dióxido de carbono y del 2 al 8 % de nitrógeno. Además, en las capas de carbón inglesas, la relación etano/metano tiende a descender con el incremento del rango.

Scott (1993) señala los resultados de 985 análisis de composición de gas de 1386 pozos de CBM en EE.UU. El gas producido en Black Warrior Basin (Alabama) se describe como “de seco a muy seco” con valores de C_1/C_{1-5} que van desde 0,89 hasta 1,00 siendo la media 0,99. El contenido en etano es generalmente menor del 1 % pero puede llegar al 7,5 % en algunas partes de la capa. El contenido de dióxido de carbono es bajo, siendo la media del 0,5 %. El contenido en nitrógeno está entre los más altos de todos los pozos evaluados, con un promedio del 3,6 %. Los gases de las capas de carbón de San Juan muestran las mayores variaciones composicionales de las cuencas estudiadas. El contenido de dióxido de carbono es variable, llegando a ser mayor del 40 % en la zona norte de la cuenca. La media total de la composición de los gases generados en las capas de carbón en EE.UU. es de aproximadamente 93 % de metano, 3 % de dióxido de carbono, 3 % de gases húmedos (n-alcanos pesados) y 1 % de nitrógeno.

Rice (1993) da una explicación a la gran variación de la composición molecular e isotópica de los gases de las capas de carbón. Parece existir una relación entre la cantidad de gases húmedos y el rango. A rangos altos y bajos, todos los gases tienden a ser ricos en metano, pero en rangos intermedios, al menos algunas muestras resultan ser húmedas. También existe una relación aún mayor con la profundidad: las capas de carbón superficiales tienden a producir gases relativamente secos, al contrario de lo que sucede con las capas más profundas.

3.3.- Características del carbón.

Para que el metano en las capas de carbón sea un recurso económicamente explotable, el carbón debe presentar una serie de características que han sido demostradas después de la experiencia adquirida en los pozos que ya están en funcionamiento. De nada sirve que exista una capa muy potente de carbón si ésta no ha producido el gas necesario o no ha sido capaz de almacenarlo.

La productividad del CBM está determinada por la interacción sinérgica entre seis controles críticos: marco tectónico y estructural, el marco deposicional y la distribución del carbón, el rango del carbón, el contenido en gas, la permeabilidad, y la hidrodinámica. Desdichadamente, muchas veces las estrategias de exploración se basan en la localización de las mayores potencias acumuladas, ignorando la interrelación entre los factores geológicos e hidrogeológicos que afectan a la productividad del CBM, lo cual lleva a grandes fallos en la exploración. Un estudio de esos controles en la cuenca, junto con una comprensión de sus interrelaciones, puede llevarnos a una predicción más precisa de la productividad.

Las capas de carbón son fuente y depósito del metano, lo cual indica que su distribución dentro de la cuenca es crítica para establecer unos recursos de CBM significativos. La distribución del carbón está fuertemente ligada a los marcos estructurales, tectónicos y deposicionales porque la acumulación de turba y su preservación como carbón, requiere una subsidencia delicadamente equilibrada, de tal manera que mantenga unos niveles de lamina de agua óptimos. Los sistemas deposicionales definen los substratos en los que proliferan las turberas. El conocimiento de los entramados deposicionales permite la predicción de la potencia, geometría, y continuidad de las capas de carbón, y por tanto las zonas potenciales de recursos de CBM.

Los carbones deben superar un umbral de madurez térmica (valores de reflectancia de la vitrinita entre el 0,8 y el 1 %; bituminoso rico en volátiles A) antes de generar volúmenes importantes de gases termogénicos. La cantidad y el tipo de gases generados durante la carbonización es función de la historia del enterramiento, el gradiente geotérmico, la composición maceral y la distribución del carbón dentro de las zonas de la cuenca térmicamente maduras. Aunque los carbones de mayor rango suelen tener generalmente mayores contenidos de gas, éstos no son determinados sólo por el rango del carbón; el contenido no es fijo, cambia cuando las condiciones de equilibrio del depósito son alteradas. Es necesario que haya recursos adicionales de gas por encima de los generados inicialmente durante la carbonización, para conseguir mayores contenidos posteriormente al levantamiento y erosión de la cuenca.

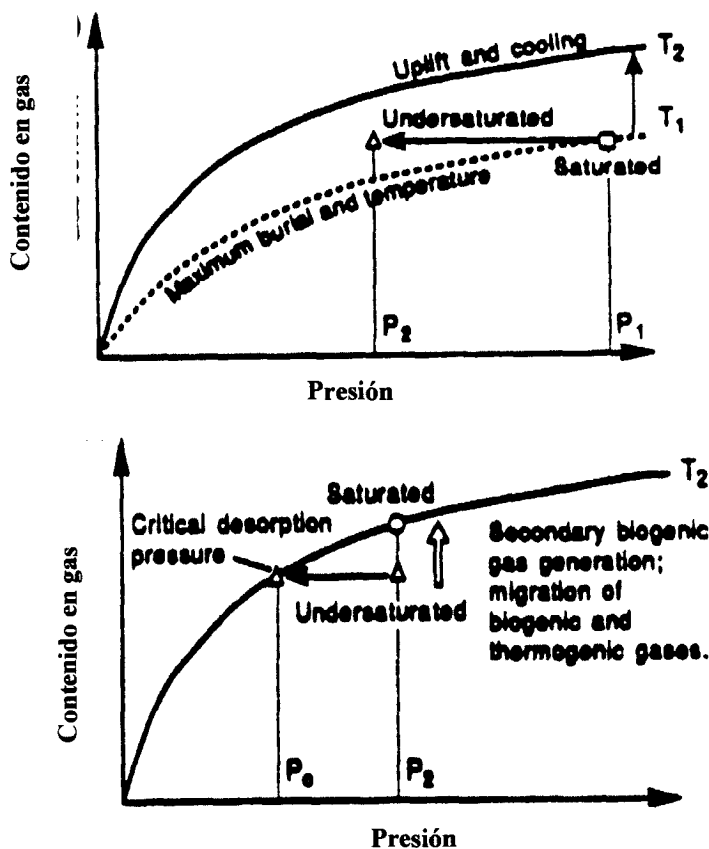


Figura 7. Isothermas de adsorción que muestran la relación entre contenido de gas, presión y temperatura.

Fuente: Varios autores (1991). Coalbed Methane of Western North America. Rocky Mountain Association of Geologists. Gas Research Institute.

En las figuras anteriores, las isothermas de adsorción muestran el incremento de la adsorción de metano con el aumento de la presión. A mayores temperaturas (T_1) (línea discontinua), el carbón almacena menos gas; la migración sucede cuando la generación de gas excede la capacidad de almacenamiento del carbón. La generación de gas decrece con el levantamiento y erosión de la cuenca (T_2) (línea continua), dando lugar a capas de carbón subsaturadas de metano. La generación de gas biogénico secundario y la migración de gases termogénicos y biogénicos con el agua meteórica pueden volver a saturar los carbones con metano. Cuando los carbones están totalmente saturados, la presión crítica a la que se produce la liberación es alta, requiriendo menor descompresión (desaguado) y permitiendo la recuperación de más metano (Scott y otros 1994a). Los carbones con contenidos de gas por debajo de la isoterma están subsaturados de metano. La subsaturación indica que la presión del yacimiento debe decrecer hasta alcanzar la presión crítica de liberación (P_c), punto en el cual comienza la extracción de gas.

Si los contenidos de gas en la isoterma indican que el carbón está saturado de metano; la extracción de gas comenzará con un mínimo descenso de la presión del yacimiento. Los

carbones sobresaturados tienen CBM en el sistema de fracturas y expulsan gas inmediatamente después de la perforación.

El contenido de gas de los carbones puede ser aumentado, por tanto, local o regionalmente, por la generación de gases biogénicos o por la difusión y migración de gases hasta límites de flujo, contrastes de permeabilidad, cambios de facies, o fallas para su readsorción o entrapamiento convencional. Las áreas de contenidos de gas mejorados o de saturación, normalmente requieren carbones permeables y lateralmente continuos para servir de conductos de migración de los gases y de los flujos de aguas subterráneas capaces de promover la migración de los gases. Es más, el lavado con aguas meteóricas en zonas de recarga activa o de flujo convergente puede disminuir el contenido de gas, así como el levantamiento o la erosión, que al disminuir la presión del depósito, permiten que el metano se libere de la superficie del carbón.

La permeabilidad y los flujos de aguas subterráneas están íntimamente ligados con la distribución del carbón y el sistema deposicional y con el marco tectónico-estructural debido a que el flujo de las aguas subterráneas a través de las capas de carbón representa una recarga de los carbones permeables, lateralmente continuos en los márgenes de la cuenca definidos por la estructura. La permeabilidad en las capas de carbón está determinada por el sistema de fracturas (diaclasas), el cual a su vez está controlado por el régimen tectónico-estructural. Las diaclasas son los caminos de permeabilidad para la migración de gas y agua hasta el pozo de extracción y pueden mejorar o retardar el éxito de la extracción del CBM. Los carbones actúan, por tanto, no sólo como conductos para la migración del gas, sino también como acuíferos que pueden ser más permeables que las areniscas asociadas. Sin embargo, si la permeabilidad es muy alta, aumenta la extracción de agua y disminuye la saturación de gas. Consecuentemente la alta permeabilidad puede ser tan mala como la permeabilidad extremadamente baja para la extracción económica del CBM.

Es importante conocer la interacción dinámica entre los controles geológicos e hidrogeológicos clave para delinear las zonas de exploración más interesantes en cuencas sin explotar y para localizar los puntos cálidos en cuencas que están siendo explotadas. Una extracción extraordinaria requiere un flujo de aguas subterráneas dinámico a través de carbones de alta madurez térmica (rango) y un alto contenido de gas, hasta barreras de flujo, acompañado de la generación de gas biogénico y de un entrapamiento hidrodinámico y convencional de los gases migrados y disueltos en esas barreras de permeabilidad (Kaiser 1994) (figura 18). La interrelación resultante lleva a altos contenidos de gas y a carbones saturados en metano con la consiguiente alta productividad. En otras palabras, las partes de la cuenca con mejor potencial para la extracción de CBM serán aquellas en las que los carbones del subsuelo estén bien comunicados hidráulicamente con afloramientos de carbón para la generación de gas biogénico secundario, para la migración del gas termogénico y la subsecuente readsorción o entrapamiento del gas, lo cual origina carbones saturados en gas y una alta extracción de metano.

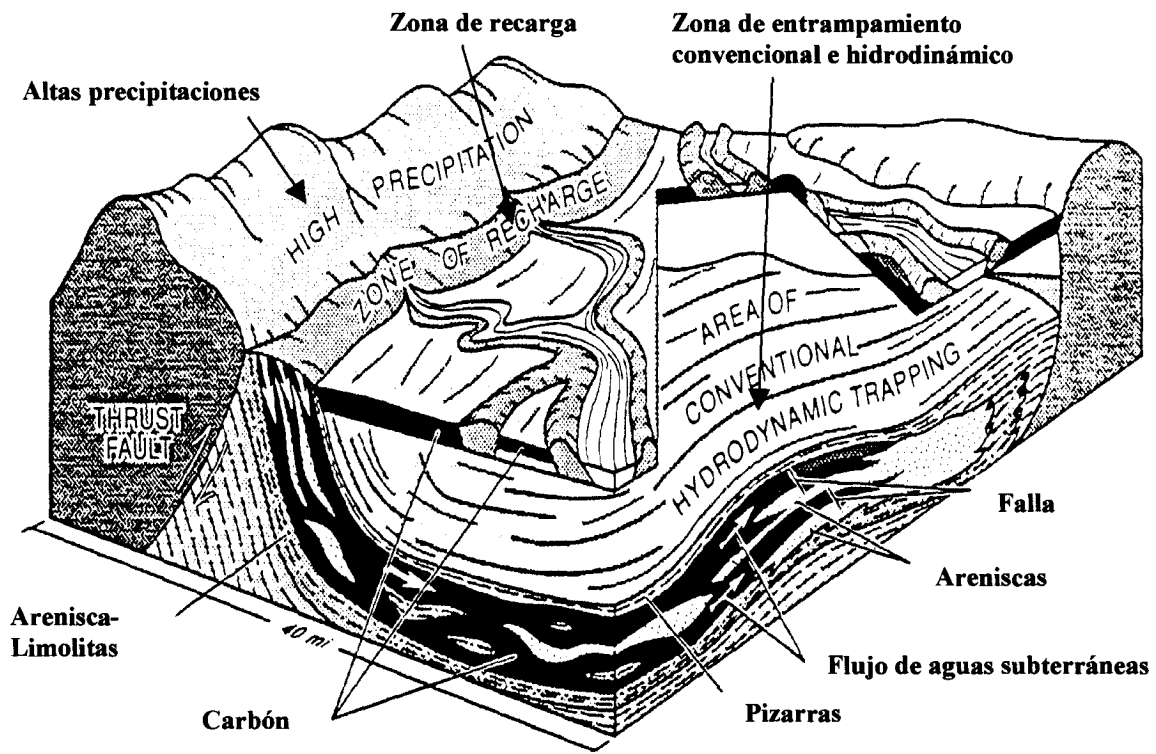


Figura 8. Modelo conceptual para capas de carbón de alta productividad de metano

Fuente: Varios autores (1991). Coalbed Methane of Western North America. Rocky Mountain Association of Geologists. Gas Research Institute.

3.3.1.- Contenido en gas. Porosidad y adsorción.

El contenido de gas es uno de los parámetros más difícil de evaluar. Los factores que controlan la distribución de los contenidos de gas en las capas de carbón incluyen el rango del carbón, la presencia o ausencia de sellos o trampas estructurales o estratigráficas, las características del carbón, las variaciones locales de la presión y la hidrodinámica de la cuenca.

Mucho del metano producido durante la carbonización migra o es expulsado fuera de la capa de carbón, pero en el interior pueden quedar retenidas cantidades muy grandes. Creedy (1991) señala que los contenidos de metano medidos dentro de la capa van desde cantidades trazas hasta $25 \text{ m}^3/\text{t}$. Este metano remanente es retenido en los poros y fisuras del carbón y se almacena de manera diferente de como lo hace en areniscas o en carbonatos. En los yacimientos convencionales, el gas queda retenido en los espacios huecos de la matriz porosa debido a la presión existente. Por tanto a menores presiones, el carbón puede almacenar más metano por unidad de volumen que estas rocas almacén convencionales. La razón de esta mayor capacidad de almacenamiento se encuentra en la gran superficie porosa del carbón.

La retención del metano en el carbón y en los estratos adyacentes se presenta de dos formas: como gas libre y como gas adsorbido sobre las caras libres del carbón. La cantidad de gas libre que se encuentra en fracturas, fisuras y poros del carbón y rocas adyacentes es pequeña comparada con la de gas adsorbida en la superficie interna de las fisuras y poros del carbón. La proporción de gas libre sobre el total de gas contenido en el carbón es del 5 – 10 %. Las partículas de gas que tienen una gran afinidad por la materia carbonosa son adsorbidas en las superficies internas de microfracturas y poros como una capa monomolecular (Fig 19). Normalmente las fases de gas libre y adsorbido están en equilibrio en cada poro del carbón, existiendo un constante intercambio de moléculas entre ellas. Otro posible mecanismo de retención es el de la absorción, y algunos autores sostienen que existen mecanismos de adsorción térmica en cantidades muy pequeñas.

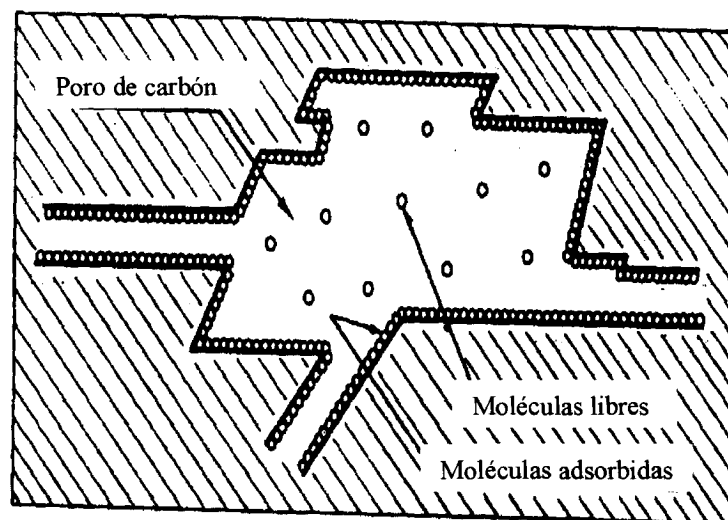


Figura 9. Esquema de un poro de carbón con el gas libre y el adsorbido.
Fuente: Vedat Didari, Gündüz Ökten (1991). Methane, the coalbed gas. p.139-151.

El carbón es una sustancia altamente porosa, definiéndose porosidad como el porcentaje de volumen ocupado por los poros respecto al volumen total de carbón. La superficie media de los poros es de 90 m^2 por cada gramo de carbón, por lo que es posible la retención de grandes cantidades de moléculas de gas en un pequeño volumen de carbón. Aunque en el carbón, la porosidad puede ser tan baja como 1 – 3 %, un pequeño volumen de poros no implica que el área superficial porosa sea también pequeña. El área de la superficie porosa es una consecuencia del tamaño de poros, especialmente de la estructura microporosa de la matriz del carbón. Los microporos son poros menores de 2 nm y pueden suponer más del 85 % de la porosidad total. Esto significa que existe una extensa superficie microporosa. El principal mecanismo de la retención de metano en el carbón es la adsorción física, que es retención en la superficie, dentro de la estructura microporosa como se explicó anteriormente.

La relación entre la cantidad de gas que el carbón puede almacenar y la presión se representa mediante las isothermas de adsorción. Las isothermas de adsorción muestran la relación entre el volumen del gas almacenado y la presión de gas a temperatura constante. Se determina normalmente en el laboratorio usando testigos de sondeos.

Algunos puntos importantes concernientes a las isothermas de adsorción son:

- No son lineales.
- Están afectadas por la temperatura del experimento y el contenido de minerales en la muestra de carbón.
- Pueden ser diferentes para diferentes carbones, y definen la máxima cantidad de metano que pueden adsorber, no la actual cantidad contenida.

El mecanismo de adsorción del gas por el carbón queda bien definido por la ecuación de Langmuir:

$$q_a = \frac{(q_m \cdot b \cdot P_g)}{(1 + b \cdot P_g)} \quad (1)$$

donde q_a es la cantidad de gas adsorbida bajo la presión *in situ* del gas P_g , q_m es la cantidad máxima de gas que puede ser adsorbida, y b es el coeficiente de adsorción.

La relación entre las cantidades de gas adsorbidas a temperatura constante y a diferentes presiones se expresan mediante las isothermas como se explicó anteriormente (Figura 17). En estas gráficas se observa como influyen en la adsorción del gas, el rango del carbón, la humedad higroscópica, la temperatura y la presión.

El efecto de la humedad en la adsorción se muestra en la fórmula de Ettinger:

$$q_{h\u00famedo} = \frac{q_{seco}}{1 + 0,31 \cdot M} \quad (2)$$

donde M es el % de humedad del carbón. Esta fórmula es válida para contenidos en humedad entre el 4 – 5 %. Por encima de este nivel tiene lugar la saturación y entonces la relación se vuelve constante.

Puesto que el gas es adsorbido por el carbón, el efecto que tienen las cenizas debe ser tomado en cuenta:

$$q_{puro} = \frac{q_{impuro}}{1 - 0,01 \cdot a} \quad (3)$$

donde a es el porcentaje actual del contenido en cenizas del carbón. Si hay algo de carbonato en el carbón, la corrección se hace por la ecuación $a = 1,1b$ donde b es la medida del contenido en cenizas.

La capacidad adsorptiva del carbón aumenta con la presión, lo cual sugiere que usar los perfiles de contenidos de gas para relacionar los contenidos de gas con la profundidad es un método aceptable, y en la mayoría de los estudios de recursos se relacionan contenido de gas y profundidad. Stevens (1992) descubrió que el contenido de gas estaba fuertemente ligado a la superficie piezométrica en vez de a la profundidad, y usó la relación contenido de gas - profundidad bajo la superficie piezométrica en sus cálculos.

Materia mineral

Las propiedades de porosidad y adsorción de los diferentes carbones pueden variar mucho. Esto es a veces una consecuencia de la materia mineral contenida y de la humedad. El metano es adsorbido por la materia carbonosa: un mayor contenido en materia mineral (cenizas) reduce el volumen efectivo de almacenamiento de metano. La humedad compite con el metano por los lugares de adsorción en el carbón. El rango del carbón puede afectar a sus propiedades de adsorción. En general, la capacidad de adsorción del metano se incrementa con el rango, sin embargo a veces esta afirmación es algo más compleja. Levine presenta diversos estudios actuales que muestran cómo decrece con el rango hasta alcanzar un mínimo para un 85 % en peso de contenido de carbono en el carbón, seguido por un incremento a rango más alto. El mínimo a 85 % de contenido en carbono tiene lugar en un punto entorno al cual otras propiedades del carbón muestran un máximo o un mínimo. Esto es probablemente un reflejo de su estructura molecular interna.

El tipo de carbón está determinado por su composición petrográfica. Ésta también puede afectar al comportamiento de la adsorción del metano. El carbón es un material heterogéneo y sus constituyentes orgánicos pueden mostrar diferencias visibles. Los principales grupos macerales son vitrinita, inertinita, y liptinita/exinita. En general, los carbones altos en vitrinita liberan el gas lentamente, mientras que los carbones altos en inertinita lo hacen más rápidamente. Esto está de acuerdo con Creedy (1991) que encontró que los porcentajes de desgasificación de los carbones ingleses dependían de la proporción de fusinita en la muestra. La fusinita es un maceral del grupo de la inertinita. A mayor contenido de fusinita es más rápida la desgasificación de la muestra.

Creedy (1991) encontró que las diferencias en la capacidad de adsorción de cada maceral suponen solo un pequeño porcentaje de las variaciones del contenido inicial de metano. Faiz (1992) estudió los carbones de Bowen Basin, Australia y también encontró que las variaciones en los contenidos de macerales no muestran una significativa influencia en la capacidad de adsorción del gas. El contenido en carbono fijo es linealmente dependiente de la capacidad de adsorción. El carbono fijo es una medida, obtenida mediante diferencia entre la cantidad de carbón que queda después de haber determinado el material volátil, la materia mineral y la humedad. Los efectos combinados del rango, la humedad, y el contenido en cenizas reflejan una fuerte relación entre el carbono fijo y la capacidad de adsorción del gas. En contraste, Lamberson y Bustin (1992) en estudios de carbón de British Columbia, hallaron que había una profunda variación en la capacidad de metano adsorbido con respecto a la presión. Estas variaciones fueron atribuidas a la cantidad y variedad de la vitrinita. Se encontró que las muestras con más bajo contenido en vitrinita o abundancia de vitrinita degradada, adsorbían menos metano. Estas variaciones eran tan grandes como las que se determinaron entre rangos del carbón. Así, un carbón con bajo rango pero rico en

vitrinita, puede tener una capacidad de adsorción de metano mayor que un carbón rico en inertinita con un alto rango. Crosdale y Beamish (1993) también señalaron que los carbones ricos en vitrinita tienen una capacidad de adsorción de gas un 30% mayor que los carbones ricos en inertinita del mismo rango.

Según Juch (1994), en el área del Ruhr alemán, no hay una buena correlación entre el contenido en gas y la madurez o profundidad de la capa de carbón: hay grandes variaciones regionales y locales. Esto lo confirmó Freudenberg (1994) que señaló que la distribución y acumulación de metano en el carbón no es solo función de la petrología y geoquímica: la historia geológica de la cuenca y factores como la tectónica, hidrogeología y estratigrafía deben tenerse en cuenta. Con las diferencias encontradas en los distintos carbones es fácil llegar a la misma conclusión: los resultados no muestran una tendencia clara acerca del papel de la petrología del carbón en la adsorción del gas.

Saturación

En la capa puede haber menos metano que el indicado por las isoterms de adsorción. En este caso se dice que la capa está insaturada. Si la capa está insaturada, la presión tiene que reducirse por debajo de la crítica de liberación antes de que pueda producirse metano. La presión crítica de liberación es donde la presión del depósito intersecta con la isoterma de presión del carbón. En condiciones normales de saturación, el contenido en metano de la sima está próximo al indicado por la isoterma. Si el carbón está normalmente saturado entonces el metano comenzará a desorberse cuando la presión baje por debajo de 10 Mpa (Figura 20). Si el carbón está insaturado en metano y contiene por ejemplo 13,5 m³/t, entonces la presión del yacimiento necesitaría ser reducida por debajo de 4 Mpa antes de que el metano empezara a liberarse. En un yacimiento sobresaturado, el metano está presente, no solo como gas adsorbido sino también como gas libre mantenido por la porosidad asociada a las fracturas del carbón. Hay una posible explicación alternativa a los carbones sobresaturados: Alexeev (1994) sugirió que el metano en algunos carbones de Donbass (Ucrania) podría estar en forma de solución sólida. Como dicha solución podría ser metaestable, resultaría más propenso a dar explosiones que a almacenarse en la capa de carbón.

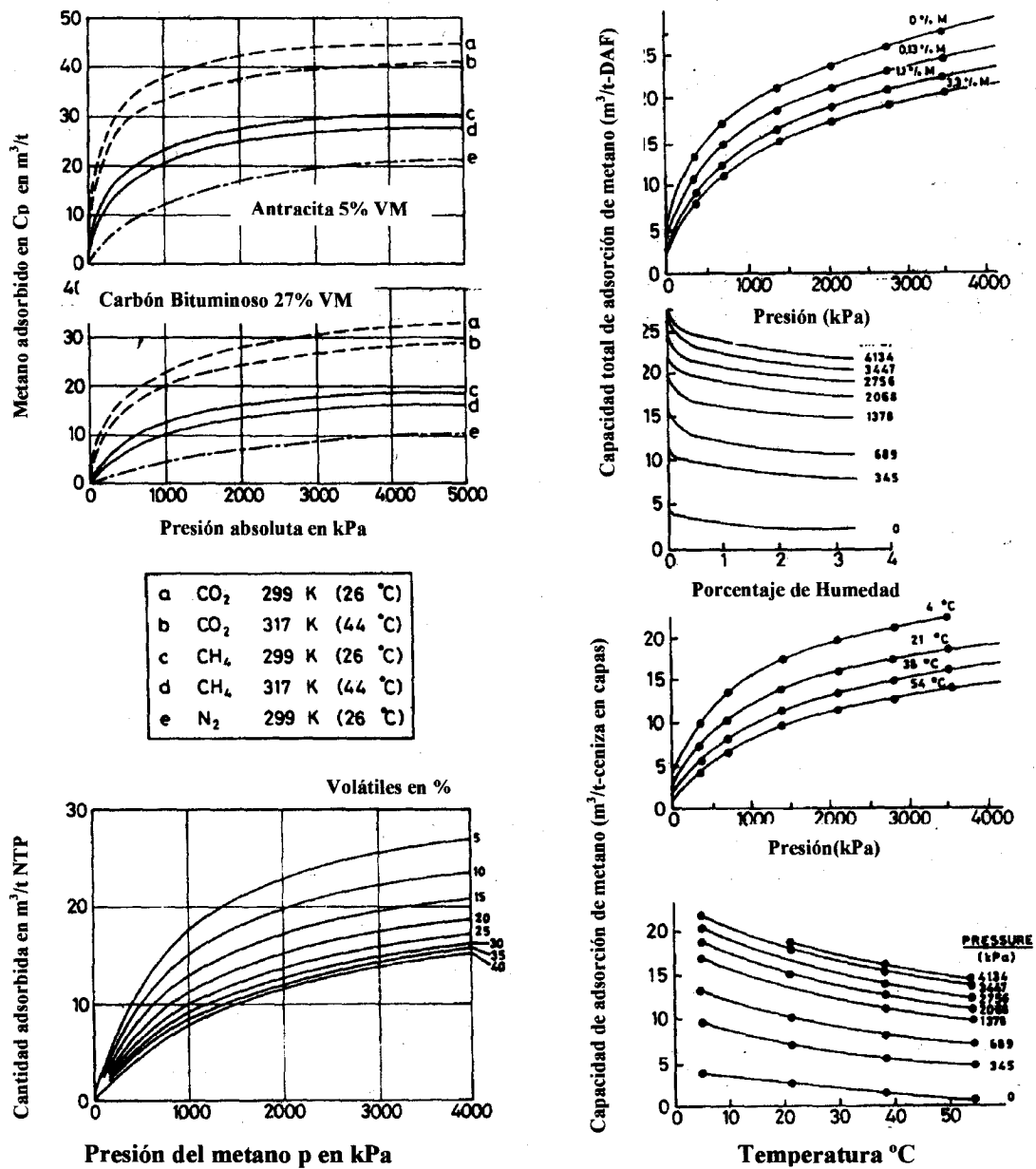


Figura 10. Tablas de isotermas e isobaras de adsorción.

Fuente: Vedat Didari, Gündüz Ökten (1991). Methane, the coalbed gas. p.139-151.

En definitiva, existen unos cuantos puntos fundamentales en la retención de metano en el carbón:

1. Clase y rango del carbón

Los carbones de rango diferente contienen distintas cantidades de espacio libre. El área superficial, el volumen de poros y el desarrollo de la fracturación controlan la cantidad de metano que puede ser almacenado en una capa. La adsorción y el relleno de las fracturas son los dos métodos principales de almacenamiento de gas en el carbón. Los carbones de bajo rango tienen grandes áreas superficiales pero no producen mucho gas. Además, debido a su enterramiento superficial, la mayor parte del gas producido se escapa a la atmósfera. Los carbones de alto rango tienen una pequeña área superficial, pero debido a los grandes niveles de gas que producen, constituyen mejores reservas de CBM. El otro método de retención de metano en el carbón depende de la porosidad, fracturación y volumen de huecos dentro y alrededor de la capa de carbón. El volumen de poros es alto en los carbones de bajo rango y decrece con el incremento de rango del carbón (más del 91% de carbono). Sin embargo, los carbones con contenido de carbono mayor del 84% tienen una gran fragilidad que favorece la formación de fracturas. Por eso, estos carbones de alto rango (por encima del 84 % de carbono) son buenos contenedores de gas.

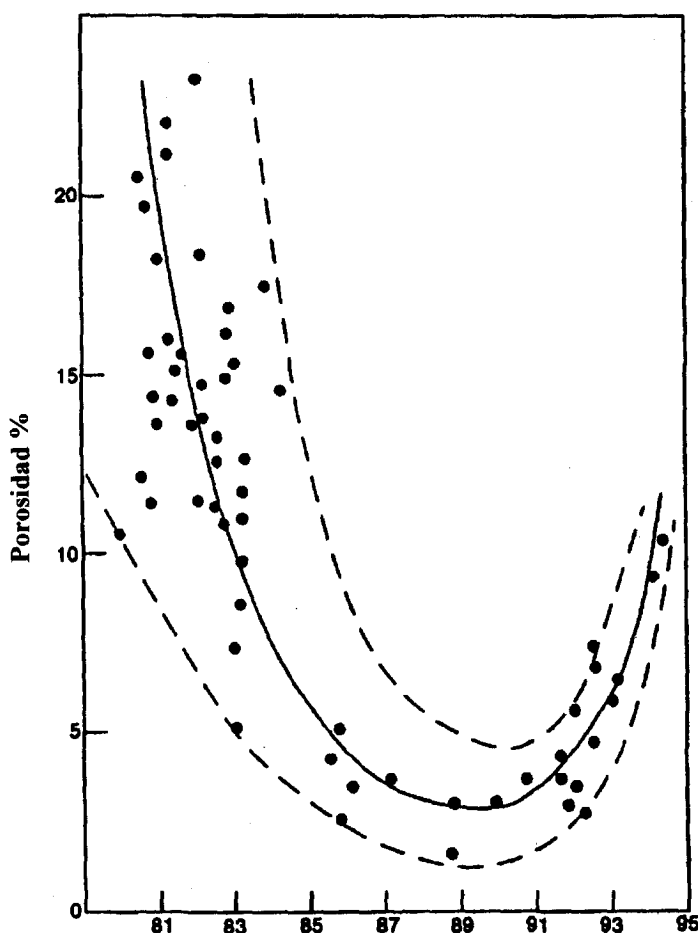


Figura 11. Variación de la porosidad del carbón con el rango.

Fuente: Varios autores (1991). Coalbed Methane of Western North America. Rocky Mountain Association of Geologists. Gas Research Institute.

Aunque la capacidad adsortiva probablemente se corresponda bien con el rango en algunas cuencas, los carbones sin un rango específico poseen un intervalo muy ancho de capacidad adsortiva (Figura 22), en la que se muestra que otros factores influyen en la misma. La capacidad adsortiva del carbón seco decrece con el aumento del rango hasta el bituminoso rico en volátiles tipo A (RV entre 0,78 y 1,1 %) y alcanza un mínimo para un valor de reflectancia de la vitrinita de aproximadamente 0,9 %, después la capacidad de adsorción aumenta con la carbonización progresiva. La generación de n-alcenos, de ceras y de otros hidrocarburos durante la fase de generación de petróleo (VR 0,5-1,3%) en carbones generadores de petróleo y reduce la accesibilidad del metano taponando los microporos, reduciendo la capacidad de adsorción.

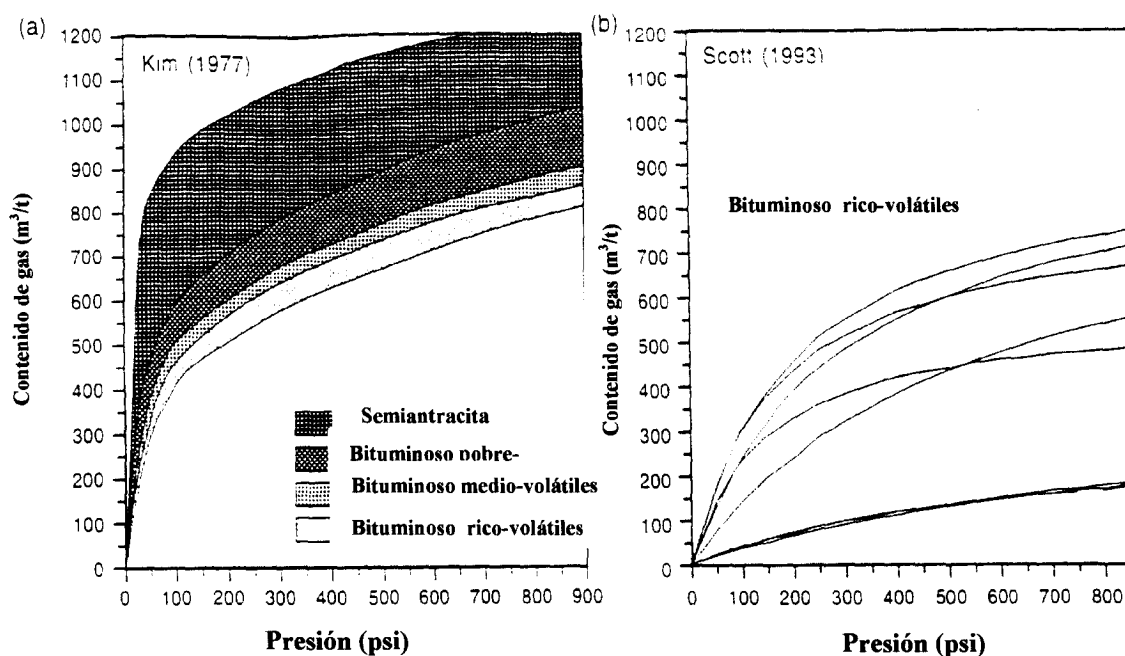


Figura 12. Dependencia del rango del contenido en gas con el aumento de la temperatura.

Fuente: Varios autores (1991). Coalbed Methane of Western North America. Rocky Mountain Association of Geologists. Gas Research Institute.

2. Naturaleza del metamorfismo

Los carbones con metamorfismo anormal, no sólo producen más gas, sino que también tienen mayor área superficial. Ellos muestran buena aptitud para poder retener grandes cantidades de metano.

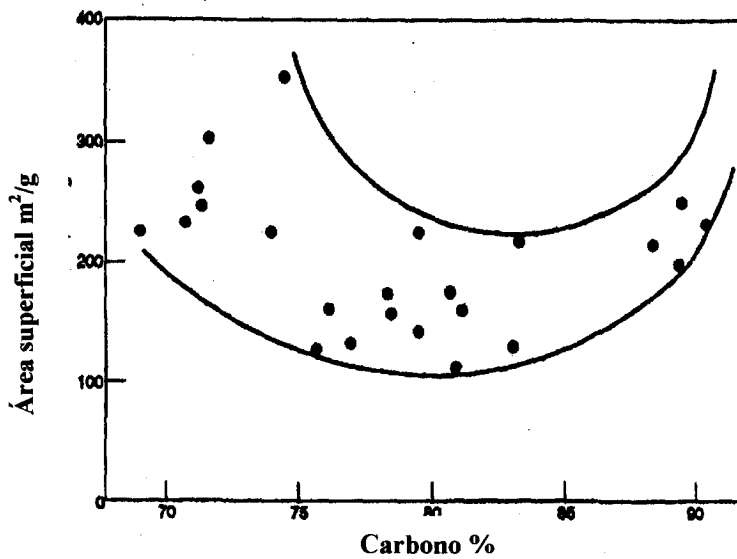


Figura 13 Dependencia del rango en el área superficial determinada por la adsorción de dióxido de carbono a 25°C

Fuente: Varios autores (1991). Coalbed Methane of Western North America. Rocky Mountain Association of Geologists. Gas Research Institute.

3. Naturaleza del material a muro y techo de la capa de carbón

Durante la formación de metano, sólo se retiene en el carbón una parte adsorbida. El resto se libera o permanece en estado libre. Lo que pasa con este gas libre lo determina el material a muro y a techo de la capa de carbón. Si la roca cobertera es impermeable, el gas permanece en los espacios huecos del carbón con una presión de gas asociada. Las capas permeables permiten que el gas se escape. Dependiendo de la longitud, profundidad y naturaleza de las rocas permeables, el gas se escapará a la atmósfera o quedará retenido en una trampa estructural con una creciente presión de gas. Si esta presión es suficiente y si aumenta el volumen de huecos en la capa de carbón con el incremento de rango, el gas puede verse forzado a regresar a la capa de carbón.

4. Historia tectónica

El efecto de la tectónica en la retención de gas es en principio negativo. La tectónica normalmente incrementa la permeabilidad de los estratos mediante la formación de fracturas y fallas, favoreciéndose la migración del gas.

5. Profundidad de enterramiento

Las altas profundidades de enterramiento significan normalmente alto rango y por tanto mayor cantidad de gas. Además las altas profundidades reducen los niveles de fuga de gas.

6. Composición del carbón

La composición del carbón influye en la cantidad de gas producido por unidad de volumen y por tanto la probabilidad de retención de gas.

Además de que el alto contenido en cenizas aumenta la dureza del carbón y se reduce la formación de fracturas dificultándose el escape del gas, las cenizas tienen una despreciable capacidad adsorptiva del gas.

El contenido de humedad también afecta al contenido de gas porque el agua ocupa zonas de adsorción potencial, inhibiendo la de gas y reduciendo significativamente la capacidad de adsorción.

La capacidad de almacenamiento del metano en el carbón es una consecuencia de su gran superficie interna. Esta superficie es el factor más importante que afecta a la capacidad de almacenamiento, pero cuando consideramos la producción de CBM, la permeabilidad de las capas de carbón se convierte en el factor más importante.

3.3.2.- Marco tectónico y estructural

La tectónica y la estructura de la cuenca es el parámetro fundamental más importante que controla los recursos de CBM esto se debe a que:

- (1) Determina el régimen de subsidencia, que a su vez condicionan las formas de sedimentación y la acumulación de turba.
- (2) Dirige los procedimientos de carbonización para llegar a rangos suficientemente altos para la generación de gas termogénico a través del enterramiento y la historia térmica.
- (3) Orienta las fracturas generadas por esfuerzos en el carbón (diaclasas) y determina que fracturas están abiertas para mejorar la permeabilidad.
- (4) Define las profundidades de perforación para alcanzar los yacimientos de carbón.
- (5) Crea estructuras para el entrapamiento convencional del gas.

3.3.3.- Marco estratigráfico y deposicional

La aproximación genética al análisis estratigráfico se aplica para identificar aquellos estratos que fueron depositados durante episodios determinados con un ambiente de deposición común, o un sistema deposicional. El sistema deposicional ejerce un fuerte control sobre la productividad del CBM ya que determina el tamaño, la potencia, la orientación, y la estratigrafía de los yacimientos de carbón. Los procesos de acumulación de turba y su preservación como carbón requieren un coeficiente de subsidencia delicadamente equilibrado que mantenga unos niveles de lamina de agua óptimos pero que excluya influjos disruptivos de sedimentos clásticos. El sistema deposicional también define el sustrato sobre el que el crecimiento de la turba empieza y dentro de cual se desarrollan las turberas. El tamaño de las capas esta controlado por el área de desviación de sedimentos en la turbera, y la potencia es determinado por el período de tiempo que la turbera permanece ininterrumpidamente bajo el influjo de la sedimentación. La arquitectura deposicional determina la orientación de los carbones. Por ejemplo los carbones de llanura costera, se alinean paralelamente a la línea de costa (Hamilton 1994). Los carbones fluviales, en contraste, están orientados normalmente según el buzamiento y cercanos a los canales fluviales. Las distribuciones de las areniscas y de los carbones están íntimamente asociadas, y una comprensión de la estructura deposicional y de la geometría del cuerpo arenoso puede facilitar la predicción de la distribución de la capa de carbón a lo largo de la cuenca. La existencia

de una capa gruesa de carbón es fundamental para la existencia de recursos importantes de CBM.

3.3.4.- Permeabilidad

La permeabilidad de las fracturas es el parámetro del yacimiento que más afecta a la viabilidad de un pozo de CBM, con suficientes recursos de gas in situ, presión del yacimiento, y unas características de difusión del gas y liberación favorables (rápidas). El conocimiento de la aparición y génesis de fracturas (cleats), que representan las vías de permeabilidad para el flujo de Darcy de gas y agua, es esencial para predecir la productividad de los yacimientos.

La permeabilidad es la medida de la capacidad de una roca para conducir un fluido. Esta se mide mediante el ratio por el cual un fluido con viscosidad estándar puede moverse una distancia dada en un tiempo también dado. La unidad convencional de permeabilidad es el Darcy. Comparado con muchas rocas almacén, la permeabilidad del carbón es relativamente baja, así que el miliDarcy se usa más frecuentemente, normalmente en el rango de 1 a 60 mD. La unidad del sistema internacional para la permeabilidad es el m^2 y un milidarcy es igual a $0,9869 \times 10^{-9} m^2$. Como la unidad del sistema internacional es poco frecuente en la literatura a partir de ahora se utilizará el milidarcy. Hughes y Logan (1990) consideran que la permeabilidad mínima requerida para poder recuperar metano es generalmente mayor de 1 mD. Paterson y Meancy (1991) indican que la literatura acerca de la permeabilidad del carbón es limitada, y que el comportamiento de la permeabilidad en el carbón es mucho más complejo que en otro tipo de roca.

La permeabilidad depende del tamaño de los poros, del tamaño y forma de sus interconexiones y de la longitud de éstas. En las capas de carbón, existe un grupo de fracturas naturales llamadas *cleat* que producen las interconexiones necesarias. Históricamente, los mineros reconocían la importancia de las fracturas (*cleat*) ya que era más fácil la minería si ésta iba en la dirección de la cara del carbón. Esta es la *face cleat* (fracturación de frente) y forma el plano de más fácil ruptura. A 90° de las fracturas de frente están las *butt cleat* (facturas de fondo), que son más cortas y están peor definidas. Las fracturas de fondo normalmente terminan en las fracturas de frente. Close (1993) realizó un detallado estudio de las fracturas (cleats).

La permeabilidad in situ de una capa de carbón, es principalmente debida a la fracturación. En este punto, deben tenerse en cuenta tres factores:

- La fracturación está sujeta a una presión de confinamiento. Si se incrementa, se provoca el cierre de las fracturas que reduciría la permeabilidad.
- Como la fracturación de frente está mejor desarrollada que la de fondo, la permeabilidad es anisótropa, o sea, que la permeabilidad será mayor en la dirección de la fracturación de frente.
- Si las fracturas contienen mineralizaciones, se puede producir su obturación reduciéndose la permeabilidad.

Es razonable esperar que la permeabilidad decrezca con la profundidad, a medida que la presión aumenta por el incremento del recubrimiento. Los datos de sondeos realizados en EE.UU. confirman esta hipótesis.

3.3.4.1.- Fracturación.

Una fractura se define como una discontinuidad en la roca causada por los esfuerzos que excedan la resistencia de la roca

El conocimiento de las características de las fracturas (densidad, apertura, génesis, y orientación) es definitivo para el diseño de caminos de perforación más efectivos y para el reconocimiento de las zonas de mayor facilidad de liberación de gas.

La anisotropía de la estructura de fracturación (cleat) sugiere que la permeabilidad será mayor paralela a las *face cleat* (fracturación de frente). Esto ha sido confirmado por los estudios en laboratorio realizados por Gash y otros (1993). Encontraron que, para carbones de San Juan Basin a 6,895 MPa (1 000 psig) de presión de confinamiento, la permeabilidad paralela a los planos de las capas en la dirección de las *face cleat* era de 0,6 - 1,7 mD. Esto contrasta con los 0,3 - 1,0 mD paralelos a las *butt cleat* (fracturas de fondo) y solo el 0,007 mD medidos perpendicularmente a la estratificación. Aunque la fracturación es un factor importante que afecta a la permeabilidad, existen otros tipos de fracturas presentes en las cuencas de carbón. Las relativas a la fracturación general de la cuenca pueden afectar también a la permeabilidad de manera significativa.

Gray (1987) señala que el espaciado entre fracturas (cleat) es diferente para cada capa de carbón; puede variar desde pocos milímetros hasta varios metros. La naturaleza de las fracturas también varía significativamente. Law (1993) confirmó con estudios previos que demostraban que otros factores como los litotipos y la calidad del carbón afectan al espaciado de la fracturación. Por otro lado, señaló que al menos en las cuencas de los Apalaches y en las Montañas Rocosas, el espaciado de fracturación generalmente decrece con el aumento del rango de carbón. Según afirma, la cuantificación del espaciado de fracturación no permite la de la permeabilidad. Así por ejemplo, si hay minerales que rellenan las grietas, entonces se reduce la permeabilidad.

Se puede encontrar una correspondencia cualitativa entre:

(a) La mayor frecuencia de fracturas, la mayor anchura de éstas, y la mayor frecuencia de intercapas de vitreno - no vitreno.

(b) Una mayor permeabilidad absoluta estimada, cambios en la respuesta de los logs de volumen-densidad, y una separación positiva en los microlaterologs de foco vertical de alta densidad.

Sobre la base de estas observaciones, hipotetizamos que el origen de muchas fracturas depende de la presencia de carbones bituminosos ricos en volátiles A, o de mayor rango que contengan con mucha frecuencia intercapas de vitreno / no vitreno.

Basándonos en los datos de log, descripción de fracturas y evaluación de la formación proponemos una técnica por la cual la macroheterogeneidad y la permeabilidad pueden reconocerse, respectivamente, por cambios en los logs de densidad y por separaciones positivas en las trazas del microlog.

3.3.4.2.- Terminología de las diaclasas.

Una diaclasa (cleat) se define como una superficie de fractura natural en el carbón a lo largo de la cual ha habido un movimiento imperceptible asociado con el modo I de apertura.

El modo I de apertura es la separación extensional de las superficies de fractura a lo largo del frente de propagación de éstas, como se muestra en la Figura 24. Las superficies de fractura durante el modo I de apertura se desplazan en la dirección de menor esfuerzo de compresión (mayor tensión).

Las diaclasas de frente (primarias) y de fondo (secundarias) son los dos sistemas de fracturas principales. Las fracturas de fondo concluyen contra las de frente, más continuas lateralmente.

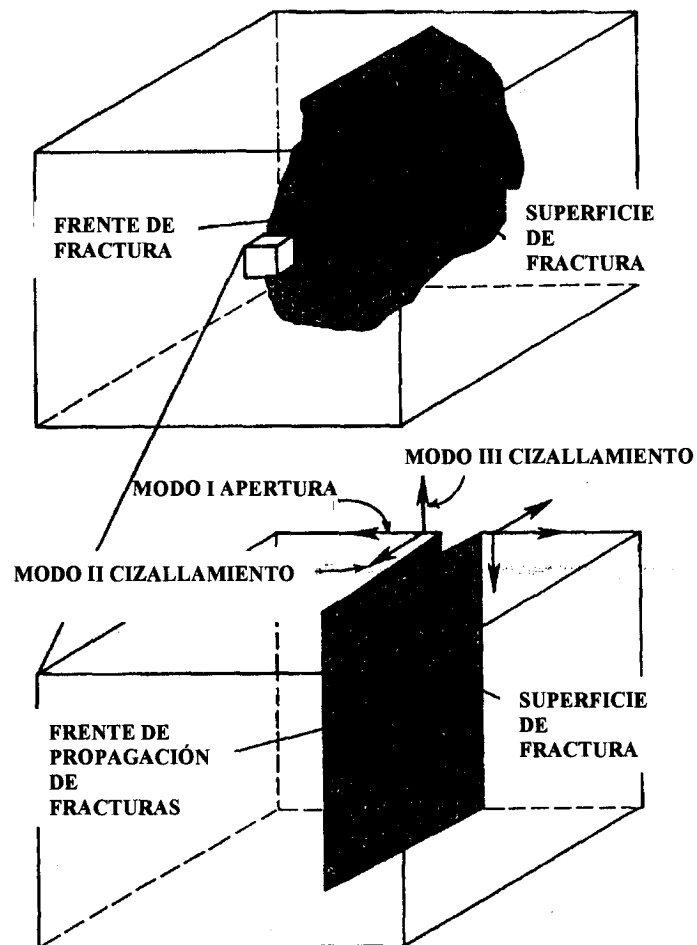


Figura 14. Ilustración esquemática que muestra los modos de generación de fracturas.

Fuente: Varios autores (1991). Coalbed Methane of Western North America. Rocky Mountain Association of Geologists. Gas Research Institute.

Los carbones normalmente contienen mas de dos sistemas de fracturas principales. Las fracturas de tercer y cuarto orden de continuidad lateral decreciente son comunes.

3.3.4.3.- *La paradoja de los carbones fracturados.*

Las fracturas en los estratos encajantes del carbón (arenisca, pizarras, limolitas) son mucho menos abundantes que las diaclasas del carbón. Esta observación es curiosa por varias razones:

1º.- Los datos de mecánica de rocas de los laboratorios indican que el carbón es mucho menos competente.

2º.- Basándose en esos datos y en numerosas investigaciones de afloramientos, las rocas más competentes son más propensas a la fractura (mayor frecuencia de fracturas).

3º.- Con tectónicas posteriores a la deposición de los sedimentos y su litificación uno esperaría que los carbones mostraran una fracturación menor que las rocas competentes que los rodean.

Por tanto la presencia de fracturas más numerosas en el carbón que en las rocas encajantes es una paradoja.

Resolveremos esta paradoja contestando cuatro importantes cuestiones sobre el origen de las fracturas: ¿dónde aparecen esas fracturas? ¿qué geometría y relaciones geométricas poseen? ¿que procesos a lo largo del tiempo pueden ser responsables de su génesis? ¿Que respuestas puede esperar un operador de los logs en una zona de carbón permeable e impermeable y por qué?

Muchos autores se refieren a las diaclasas simplemente como fracturas extensionales, formadas como resultado de esfuerzos tectónicos, de procesos de compactación que suceden poco después de la deposición, o de la carbonización, y evitan dar mayores explicaciones de la aparición de fracturas, de su geometría, su génesis, o del reconocimiento de la permeabilidad. Esto es sorprendente ya que la permeabilidad de fracturas ejerce un fuerte control sobre el éxito o fracaso de los programas de extracción de CBM.

3.3.4.4.- *Observaciones.*

- Diaclasas del carbón

Los datos de testigos y bloques, junto con el rango químico del carbón , la reflectancia de la vitrinita, la composición maceral y la información de litotipos, indican que las fracturas aparecen en distintas capas de vitreno en carbones de rango bituminoso rico en volátiles A o mayor. Las muestras de testigos de rango bituminoso rico en volátiles C apenas tienen fracturas. A veces las muestras de carbones bituminosos ricos en volátiles de tipo A y B , apenas tienen diaclasas, la diferencia de éstas con las anteriores del mismo tipo es la materia mineral (cenizas) mientras que en las primeras aparece en capas dispersas en contacto con las capas de carbón independientemente del rango, en las segundas la materia mineral esta dispersa y raramente presente en las

distintas capas. Las cenizas son lo que permanece en el carbón después de la combustión en los análisis rutinarios. Las fracturas se producen en zonas de contacto de carbones de bajo contenido en cenizas con carbones de alto contenido en cenizas, como se observa en la figura 25.

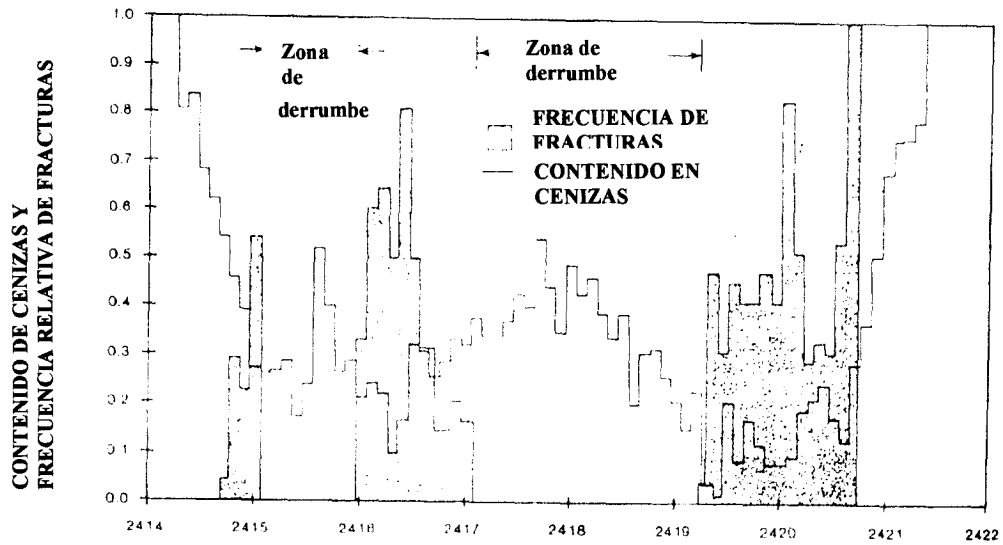


Figura 15. Comparación del contenido de cenizas y la frecuencia relativa de fracturas proveniente del pozo Ute Mobil 36-1 de los sondeos de Fruitland.
Fuente: Varios autores (1991). Coalbed Methane of Western North America. Rocky Mountain Association of Geologists. Gas Research Institute.

- Geometría y relaciones espaciales de las diaclasas.

La mayoría de las diaclasas son perpendiculares a las superficies de vitreno / no vitreno. Las fracturas de frente y fondo tienden a ser ortogonales, como se observa en la figura 26. Las de fondo terminan en las de frente de mayor longitud. Las fracturas de tercer y cuarto orden se presentan en las bandas de vitreno, con longitudes variables y ángulos sumergidos. La longitud de las diaclasas está controlada por el espesor de las capas de vitreno.

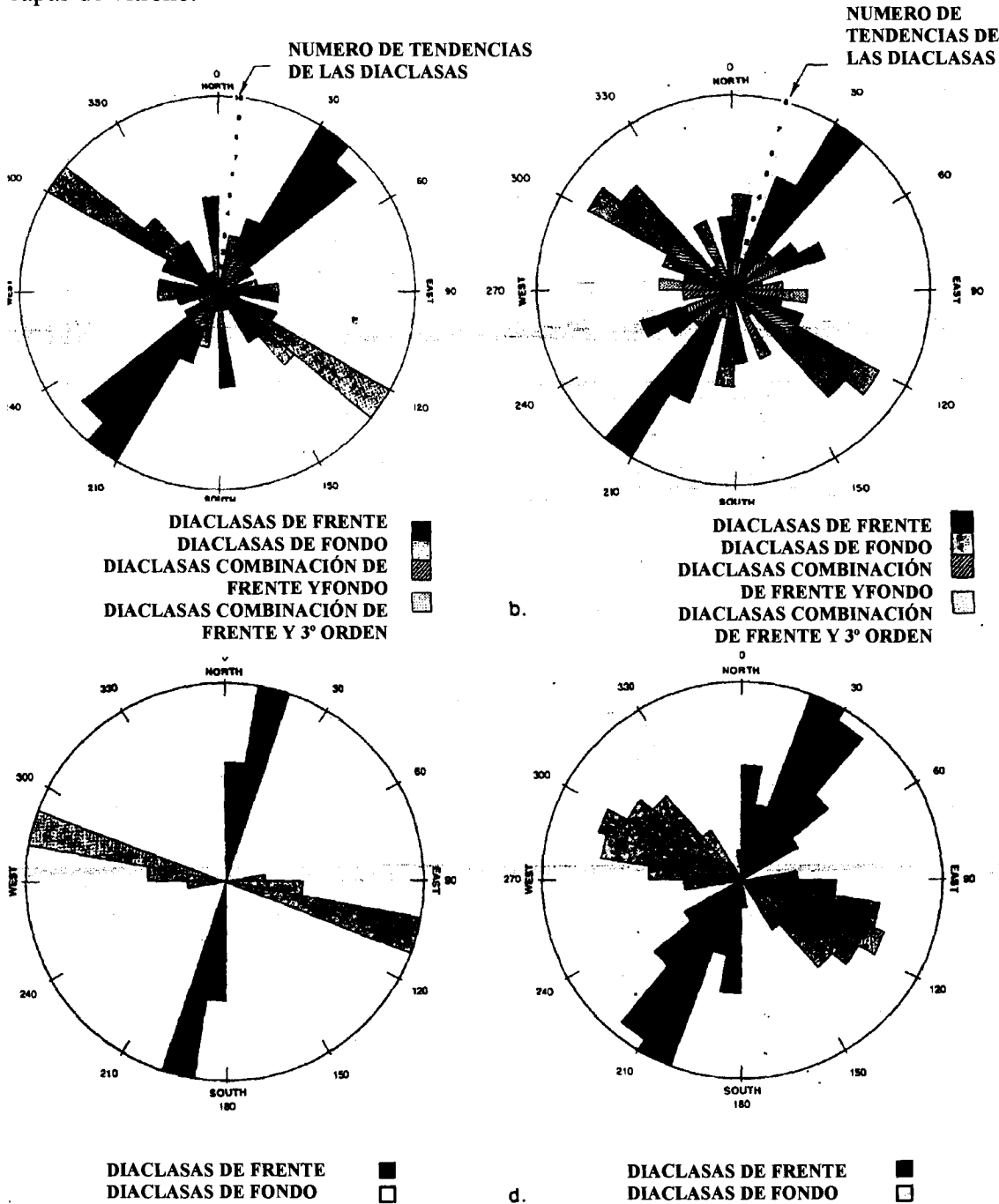


Figura 16 Diagramas de rosa de la orientación de fracturas en los carbones de Fruitland

Fuente: Varios autores (1991). Coalbed Methane of Western North America. Rocky Mountain Association of Geologists. Gas Research Institute.

- Coincidencia de las fracturas y grandes estructuras

Las diaclasas de frente y fondo creadas por compresión se orientan perpendicularmente y paralelamente, respectivamente, a los ejes de los pliegues. Las diaclasas formadas como resultado de otros procesos, como la compactación, probablemente no mostraron esa regularidad en las coincidencias.

La orientación de las fracturas desempeña un papel importante en la dirección del movimiento de los fluidos a lo largo de las capas de carbón. La tendencia general de las diaclasas del carbón se puede observar en los diagramas y aparece reflejada en las orientaciones lineales que aparecen en las fotos aéreas. Sin embargo la definición de las coincidencias de las fracturas por análisis lineal de foto aérea y las de orientaciones de la roca de caja proporciona únicamente un buen “primer vistazo” de las tendencias de las fracturas. Tendremos un grado de seguridad limitado si extrapolamos las direcciones apreciadas en la fotografía aérea con las direcciones de orientación de las diaclasas y por tanto con las direcciones de permeabilidad .

En algunos casos (Close y Mavor, Cuenca de San Juan) el estudio de los mapas estructurales y los análisis de los datos de fracturación muestran que la frecuencia de las fracturas no depende de la presencia de pliegues y fallas. Estos mismos estudios, junto con datos de permeabilidad y productividad de los pozos muestran que algunos de los pozos localizados en grandes pliegues, con características adecuadas para la extracción comercial no resultaron económicos. Esto puede ser debido a que estas áreas estén sujetas a esfuerzos horizontales y subhorizontales que implican la apertura de las diaclasas.

Pero en la mayoría de las ocasiones, los métodos de exploración se basan en la aceptación de que las fallas en el basamento y otros rasgos estructurales más someros crean zonas de fracturación en capas que yacen encima de estructuras más profundas. Estas zonas de fracturación realizada están relacionadas con los procesos de deformación que ocurren sobre los bordes de las fallas de cobijadura.

- Interpretación de redes de drenaje

Las interpretaciones geomorfológicas de las redes de drenaje en consonancia con los mapas geológicos y topográficos, con modelos de elevación digitales, fotografías aéreas e imágenes del satélite Landsat desde pequeña (1:1 000 000) a gran escala (1:24 000), con respecto a la descripción de afloramiento, la estratigrafía, la geología estructural y la historia tectónica, nos da una idea del origen, orientación y localización de las fracturas naturales y de las vías de permeabilidad potencial.

La interpretación de las redes de drenaje puede darnos muchas pistas para la estratigrafía, la geología estructural y la historia tectónica de las cuencas. La geomorfología es la descripción sistemática y el análisis de los paisajes y los procesos que los cambian. El análisis de las redes de drenaje, cuando se interpretan con descripciones de los afloramientos a la luz de los principios geomorfológicos, nos puede permitir el reconocimiento de los drenajes controlados por los procesos estructurales incluidas las fracturas naturales. El análisis de las redes de drenaje puede tener muchas aplicaciones en los trabajos de exploración y desarrollo de yacimientos fracturados. Se

han reconocido muchos tipos de redes de drenaje, tres de los cuales están representados en la figura 27.

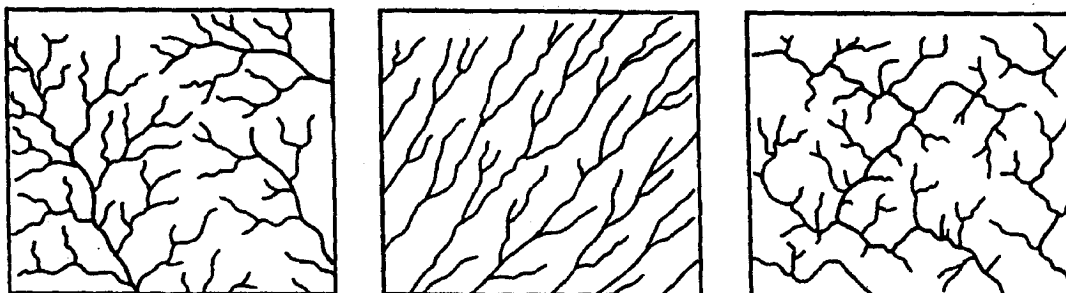


Figura 17. Algunas redes de drenaje típicas.

Fuente: Varios autores (1991). Coalbed Methane of Western North America. Rocky Mountain Association of Geologists. Gas Research Institute.

Gracias a las redes de drenaje podemos tener una primera impresión sobre la permeabilidad de los estratos superficiales y así poder reconocer posibles zonas de recarga de aguas meteóricas, que pueden llegar a ser importantes en la generación de gases biogénicos secundarios y en la migración de gases arrastrados por las aguas si se dan las condiciones adecuadas de permeabilidad y continuidad lateral, como veremos más tarde. Si la zona es permeable (posible zona de recarga meteórica) la red de drenaje tendrá una baja densidad, y viceversa. Éste puede ser un posible criterio para un primer vistazo de las posibles zonas de recarga.

3.3.4.5.- Origen de las diaclasas.

Procesos

Hemos supuesto que el desarrollo de las diaclasas depende de la presencia de carbones de rango bituminoso rico en volátiles tipo A o mayor que contengan con frecuencia intercapas de vitreno / no vitreno. Las fracturas extensionales se forman en las bandas de vitreno después de la litificación durante la carbonización activa como resultado de la pérdida progresiva de humedad, de la volatilización y de la generación de gas que tienen lugar simultáneamente a los episodios de compresión tectónica. Suponemos que también se requieren para el desarrollo de las fracturas los esfuerzos del fluido intersticial que superan la resistencia del vitreno durante la carbonización. Durante la carbonización activa, los fluidos intersticiales son expelidos a las bandas de vitreno como consecuencia del desaguado de las pizarras intercapa, lo que sucede simultáneamente con la expulsión de agua del vitreno.

3.3.4.6.- Aparición de diaclasas y los logs de densidad.

Las diaclasas aparecen en bandas de vitreno separadas que tienen densidades aproximadas entre 1,2 y 1,75 g/cm³. Un ejemplo de la relación entre la frecuencia de fracturas y la densidad está representado en la figura 28. Estos datos sugieren que las zonas de alto desarrollo de las fracturas de los carbones pueden ser deducidas inicialmente a través de los logs de densidad de alta resolución en pozo.

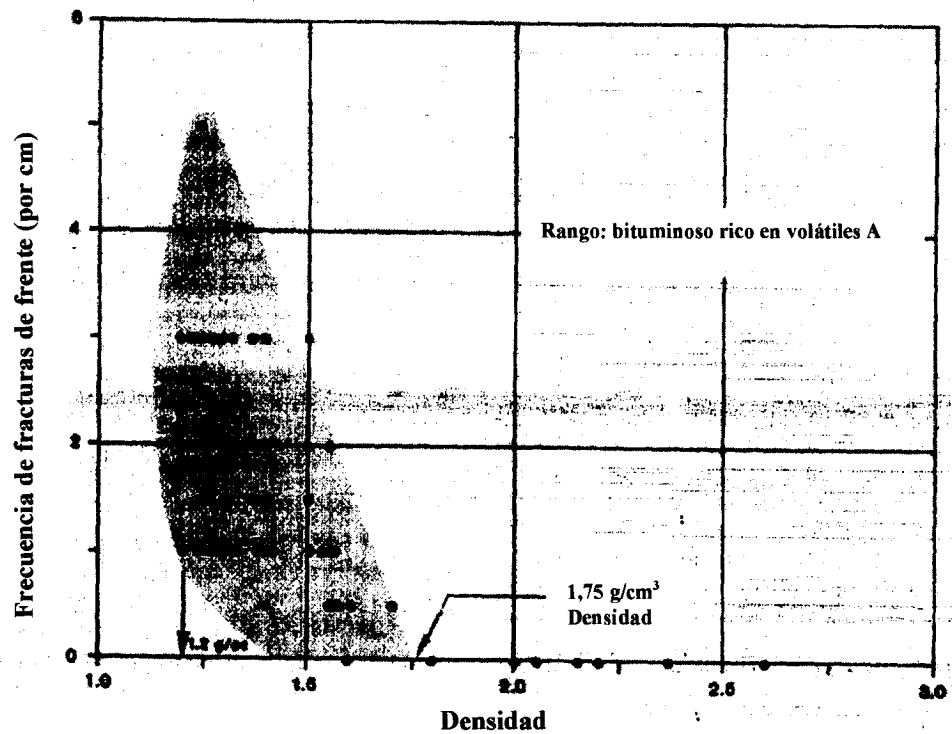


Figura 18 Frecuencia de las diaclasas de fondo vs CAT de densidad del pozo Hamilton3

Fuente: Varios autores (1991). Coalbed Methane of Western North America. Rocky Mountain Association of Geologists. Gas Research Institute.

La primera técnica es la aplicación de logs de volumen-densidad de alta resolución, en los cuales la macroheterogeneidad de las capas se manifiesta en forma de cambios bruscos (>0,25g/cc) en la densidad. La segunda técnica es la identificación de desviaciones positivas en la respuesta de los microlog, lo cual indica la presencia (o ausencia) de permeabilidad.

La desviación positiva de los microlog se detecta cuando la traza micronormal, la cual mide la resistividad de la formación con una penetración de 5 a 10 cm, da una lectura mayor que la traza microinversa, que mide la resistividad del mud cake. Las desviaciones positivas aparecen si existe alguno de los siguientes contrastes de resistividad a la temperatura del yacimiento:

resistividad del mud cake > resistividad del lodo de perforación > resistividad del lodo filtrado

Una zona de baja permeabilidad puede reconocerse en el microlog cuando la desviación positiva es mínima y la resistividad de la zona de interés es al menos diez veces la del lodo de perforación a temperatura del yacimiento.

En el ejemplo de la figura 29, se observan numerosas fluctuaciones bruscas en el log de volumen-densidad y una desviación positiva importante en el microlog coincidiendo con las zonas de carbón. El hecho de que la separación positiva del microlog se limite a las capas de carbón indica la invasión de lodo sólo en los carbones y no en las pizarras y areniscas adyacentes. Se puede inferir por tanto que la zona de fracturas y permeabilidad se limita a los carbones, siendo las areniscas y pizarras impermeables.

Basándose en el rango del carbón y en el análisis de este pozo se puede inferir un alto grado de intercapas y especular que el yacimiento de carbón tiene una permeabilidad importante. Un DST en pozo confirma esta interpretación del log.

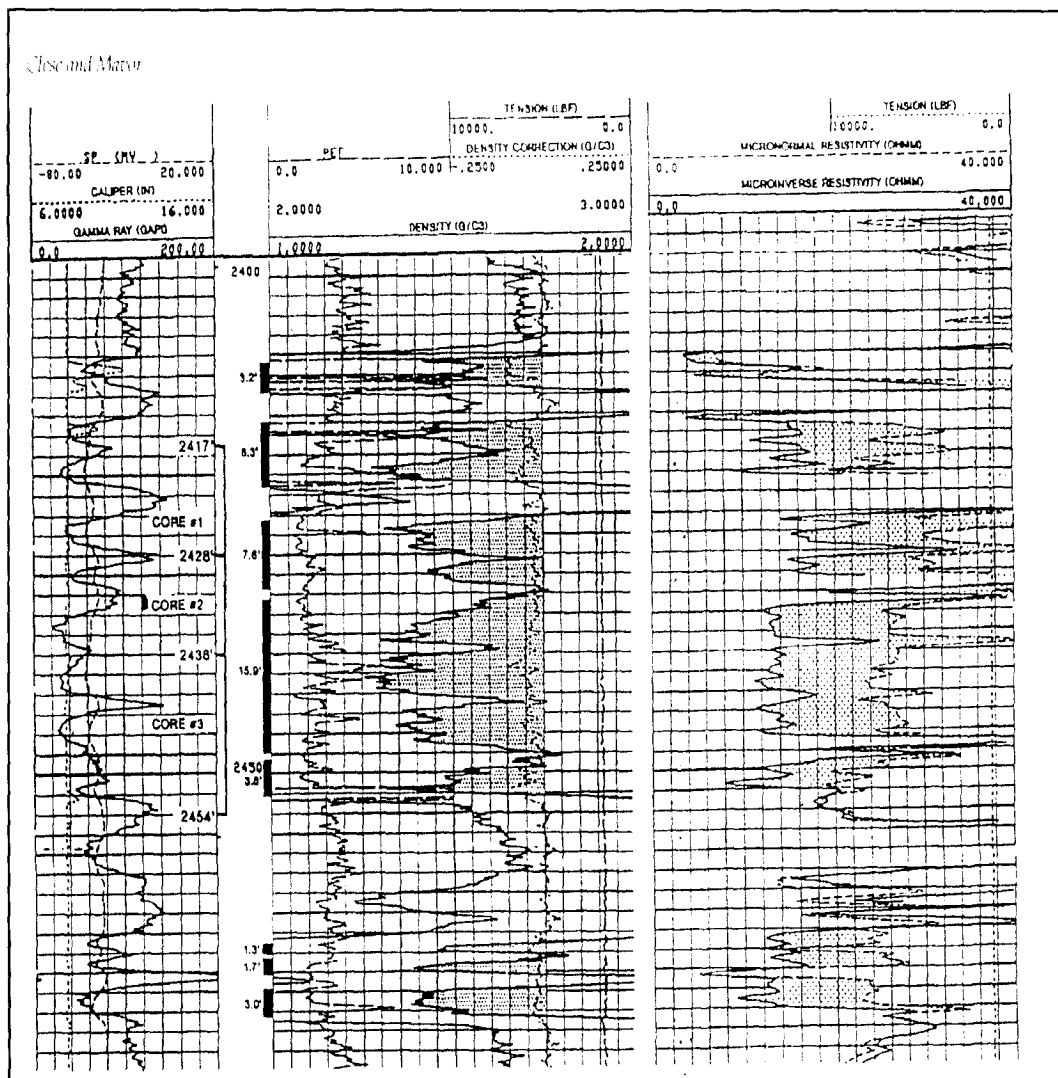


Figura 19. Diagramas de rayos Gamma, de densidad, y microlog del pozo Ute Mobil 36-1

Fuente: Varios autores (1991). Coalbed Methane of Western North America. Rocky Mountain Association of Geologists. Gas Research Institute.

3.3.5.- Hidrogeología.

Recientes estudios han demostrado la importancia de la hidrogeología en la extracción de gas en lecho de carbón. Estos estudios indican que las capas de carbón actúan comúnmente como acuíferos regionales, y esto indica una alta permeabilidad, una probable continuidad de las capas y un recargo desde los márgenes de la cuenca. Si la permeabilidad del carbón es la adecuada las capas de carbón pueden actuar como acuíferos, saturándose de agua, lo cual provoca la aparición de una presión de fluidos. Como consecuencia del confinamiento la presión puede crecer por encima de la hidrostática, lo que significa condiciones de sobrepresión. En un yacimiento típico de CBM, la hidrodinámica provoca la adsorción del gas en la superficie del carbón manteniendo la presión del yacimiento.

La presión efectiva tiende a cerrar las fracturas, ésta es igual a la presión total menos la de fluidos, ya que el agua tiende a mantener las fracturas abiertas. Por tanto al desaguar el yacimiento la permeabilidad de fracturación puede verse reducida al aumentar la presión neta de confinamiento.

Por otro lado, la extracción del agua baja la presión del fluido, y cuando baje lo suficiente, el gas se liberara del carbón provocando un encogimiento de la matriz del carbón lo cual causa un aumento de la permeabilidad.

De muchas maneras la hidrogeología conecta e integra todos los factores claves que afectan a la productividad del CBM. Por ejemplo la distribución de la energía potencial (nivel piezométrico) y la masa (sólidos disueltos) identifica las corrientes regionales de aguas subterráneas e indica la anisotropía de la permeabilidad. La caracterización hidrológica puede revelar mucho sobre las condiciones del yacimiento, debido a que el gradiente hidráulico, el régimen de presiones, y la hidroquímica reflejan la habilidad para aceptar y transmitir fluidos y por tanto los contrastes de permeabilidad. Un ejemplo es la cuenca de San Juan, que muestra una alta permeabilidad correlacionada con un gradiente hidráulico estable, una sobrepresión artesiana y aguas de formación bajas en cloruros. Argumentaremos que la sobrepresión artesiana requiere una permeabilidad elevada y una recarga en afloramientos en cotas altas y el confinamiento del acuífero en el subsuelo. La presencia de aguas poco cloradas indica un flujo activo y la existencia de caminos de permeabilidad. La bajo presión, en contraste, refleja aislamiento hidrológico, permeabilidad reducida y recarga limitada en ausencia de un drenaje de alta permeabilidad. Excepcionalmente la alta extracción de CBM se produce en la transición entre regímenes de presión.

Adicionalmente la hidrogeología afecta a la distribución de los contenidos de gas bajo la superficie y también influye en la composición del gas y sus orígenes (Scott y Kaiser 1996). Donde el yacimiento de CBM esté dominado por una trampa convencional, una fuerte corriente de agua subterránea constituye el medio (en disolución u otros) para largas migraciones de los gases hasta su entrapamiento e introduce bacterias para la generación de gases biogénicos secundarios. Aunque la hidrodinámica ayuda claramente al enriquecimiento en el contenido de gas para su extracción comercial, puede también ser negativo si la extracción se realiza cerca de áreas de recarga o si se extrae demasiada agua. La hidrogeología es el mejor control de la aparición y producción de CBM, el cual se produce en varios asentamientos hidrológicos, pero es

mayor en los lechos de carbón artesianos asociados a zonas de descarga, o a aquellos de flujo vertical.

Una evaluación detallada de la emigración de fluidos en las unidades de las capas de carbón es fundamental para delinear áreas potenciales de mayor producción de CBM, aunque las investigaciones hidrológicas regionales no se han realizado normalmente en la prospección del CBM. La migración de fluidos incluye el movimiento de las aguas subterráneas de la cuenca así como las migraciones laterales y verticales de los fluidos. Los gases biogénicos secundario y termogénico migrado y/o biogénicos disueltos en las aguas de formación pueden ser transportados a grandes distancias. La comprensión de la hidrodinámica el sistema puede usarse para indicar que áreas pueden tener contenidos excepcionalmente altos de gas. Los contenidos de gas no son fijos por que cambian cuando las condiciones de equilibrio en el yacimiento se alteran. Por ejemplo el arrastre de gas asociado con la recarga meteórica o con áreas de flujo convergente en ausencia de sellos adecuados puede dar como resultado contenidos de gas anormalmente bajos.

La hidrodinámica y régimen de presiones real refleja los contraste de permeabilidad, la configuración estructural, la topografía, el clima y la fábrica deposicional. La extensión de los flujos subterráneos de la cuenca y de la migración vertical de fluidos depende de la permeabilidad, de los cambios de facies, de las fallas y del régimen de presiones. La recarga meteórica se puede ver limitada por las bajas precipitaciones, la baja permeabilidad de la zona de recarga y de que el acuífero esté cruzado por fallas o cambios de facies. La relación de los factores que influyen en la dirección de flujo y los datos y métodos usados para evaluar la dirección del flujo actual y del paleoflujo se resumen en la Tabla 5. La dirección de flujo actual se puede determinar bien debido a que los datos de presión y química del agua están disponibles en grandes estudios de hidrogeología de áreas suficientemente grandes para incorporar las tendencias de flujos regionales. Los paleoflujos son más difíciles de determinar, pero un estudio detallado de la distribución de carbones y areniscas, de la historia del enterramiento, de la distribución de los contenidos de gas, de los datos isotópicos del gas y del agua de formación en el carbón pueden ser integrados para determinar la dirección del paleoflujo.

ENERGÍA	FACTORES	MÉTODOS
Gravedad	Contrastes de permeabilidad	Superficies piezométricas
Generación activa de gas	Arquitectura de acuíferos	Gradientes de presiones
Expansión termal	Estructura, regional, local	Mapas de química del agua
Contracción termal	Precipitaciones anuales	Isótopos (agua, gas)
	Régimen de presiones	Direcciones de la red de carbón y de la red de arenas
	Sellos y flujo cruzado	Distribución de los contenidos de gas
	Química del agua	

Tabla 4. Factores que afectan al flujo de fluidos y datos comunes usados para la evaluación.

Fuente: IEA Coal Research

3.3.5.1.- Procesos hidrológicos.

La energía que condiciona la dirección potencial del flujo de fluidos es la conducción gravitatoria y térmica. La recarga meteórica es conducida por la gravedad, mientras que el límite de la cuenca es controlado por un gran número de factores que incluyen la arquitectura del depósito y del acuífero, los contrastes de permeabilidad entre acuíferos y acuitardos, los datos anuales de precipitación la historia de enterramiento y flujo de calor, la estructura, y la localización y calidad de sellos. Por tanto, es posible predecir las áreas de mayor contenido de CBM una vez entendida la migración de flujo en el subsuelo y una vez determinada la relación entre flujo, asentamiento deposicional y elementos estructurales del acuífero.

La recarga del acuífero suele suceder a lo largo de los márgenes de la cuenca y la migración de aguas subterráneas dentro de la cuenca tiene lugar a lo largo de los elementos de mayor permeabilidad. Las aguas subterráneas pueden entrar en las capas de carbón en la zona de recarga o en cruces con el flujo de acuíferos de areniscas con capas de carbón en la cuenca profunda. La estructura deposicional resultante de la acumulación de turbas suelen ejercer una fuerte influencia en la dirección de la recarga meteórica.

Los acuíferos pierden agua en las zonas de descarga, que son áreas de flujo vertical caracterizadas por pozos artesianos. La descarga es más eficiente que la carga y volúmenes significativos de gas en capa de carbón (GCC) pueden concentrarse en áreas de flujo vertical en el lado superior de las barreras de permeabilidad (Figura 30). La migración vertical de los fluidos y gases que están asociados con una generación activa de gas o con flujos de partes más profundas de la cuenca que pueden concentrar GCC en áreas localizadas por debajo de barreras de permeabilidad. (Figura 30).

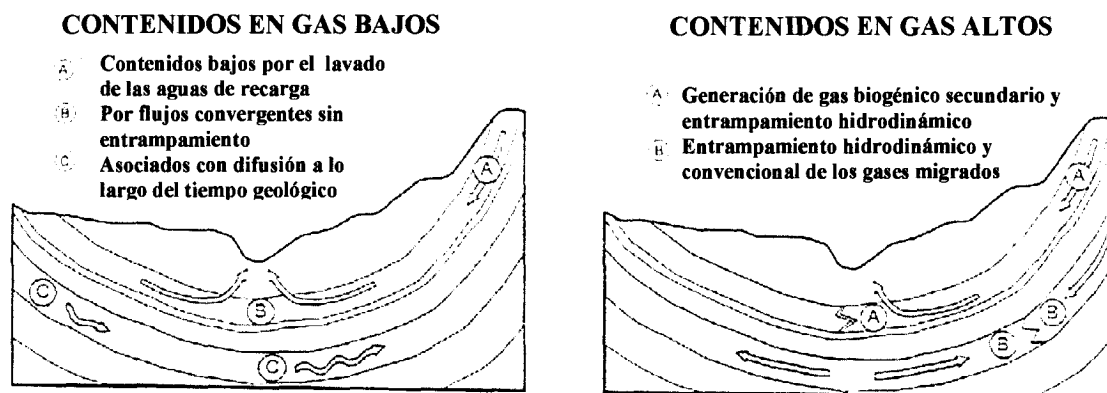


Figura 20 El contenido en gas no es fijo, varía cuando las condiciones de equilibrio del depósito varían. (a) Menores contenidos en gas. (b) Mayores contenidos en gas

Fuente: Varios autores (1991). Coalbed Methane of Western North America. Rocky Mountain Association of Geologists. Gas Research Institute.

La determinación de la dirección de flujo y la localización de barreras potenciales barreras de flujo son críticas para delinear áreas de mayor productividad de CBM.

3.3.5.2.- Gradientes de presión simple y vertical y regímenes de presión.

La distribución de los tres tipos básicos de regímenes de presión en las cuencas : de bajas presiones, de presiones normales y de altas presiones, cambia con el tiempo debido a que las condiciones en cada momento son transitorias. Cuando las cuencas evolucionan de jóvenes a antiguas, su régimen de flujo de presión cambia de flujo de conducción compacta a flujo de conducción gravitatoria, en el cual uno o más regímenes de presión pueden estar presentes en la cuenca al mismo tiempo. Los gradientes simples y verticales de presión se usan para evaluar la distribución del régimen de presión regional en la cuenca y para delinear las zonas de mayor contenido potencial de CBM.

El gradiente de presiones simple es el cociente de la presión del depósito dividido por la profundidad del punto medio del intervalo, el cual determina donde el depósito tiene presiones normales o presiones anormales (Tabla 6). Los depósitos productores de CBM pueden estar bajo presiones normales o bajas presiones, pero excepcionalmente las producciones altas de CBM están normalmente asociadas con condiciones artesianas de alta presión. Hay 3 tipos de regímenes de alta presión en los yacimientos de carbón : artesiano, transitorio, y geopresión.

-Los artesianos de sobrepresión asociados con recargas meteóricas, indican una buena permeabilidad y una posible alta productividad de CBM.

-La sobrepresión transitoria está asociada con fallos en los sellos y con la migración vertical de fluidos termogénicos por trampas estrechas (Hunt, 1989). Este tipo de sobrepresión se caracteriza por las aguas de formación salinas y las altas temperaturas las cuales permanecen por debajo de las temperaturas requeridas para la generación activa de gas. Con el tiempo geológico, las condiciones de presión y temperatura retornaran a las condiciones normales que caracterizan a la región.

-La geopresión asociada con la compactación o con la alteración de arcillas puede también dar como resultado una migración vertical y una permeabilidad aumentada con la profundidad.

La correcta identificación de estos tipos de sobrepresión es crítica para la exploración de CBM.

GRADIENTE DE PRESIONES SIMPLE
El gradiente de presiones simple determina si la formación está en condiciones de bajas presiones, de presión normal o de sobrepresión.
$SPG = \text{Presión} / \text{Profundidad}$
Bajas presiones < 9,73 kPa/m Presiones normales = 9,73 kPa/m Sobrepresión > 9,73 kPa/m

Tabla 5. El gradiente simple de presiones determina el régimen de presiones.

Fuente: IEA Coal Research

Los gradientes simples de presión determinan el régimen de presión del depósito, mientras que los gradientes verticales de presión determinan donde el flujo potencial es descendente, lateral, o vertical (Tabla 7). El gradiente de presiones vertical se determina a partir de la pendiente de la línea establecida en el gráfico de presión – elevación. La productividad del CBM suele ser mayor en áreas de flujo vertical.

GRADIENTE DE PRESIONES VERTICAL
El gradiente vertical de presiones determina el potencial para flujos horizontales, ascendentes y descendentes, y se determina a partir de la inclinación y el cuadro de presiones.
El gradiente vertical de presiones se determina a partir de la pendiente, de la cota y del gráfico de presiones
Flujo descendente <9,73 kPa/m Flujo horizontal =9,73kPa/m Flujo ascendente> 9,73 kPa/m

Tabla 6. Gradiente vertical de presiones.

Fuente: IEA Coal Research

3.3.5.3.- Nivel piezométrico y química del agua.

Un mapa piezométrico indica la circulación por la distribución de la energía potencial, mientras un mapa de química del agua indica la circulación de aguas subterráneas por la distribución de los sólidos disueltos o masas (Kaiser y otros 1991). Ambos tipos de mapas contienen información valiosa sobre los flujos de fluidos. Se puede inferir mucho sobre el flujo regional de aguas subterráneas solo a partir de las precipitaciones, la geología, la topografía, y los mapas estructurales, porque las aguas subterráneas fluyen generalmente gradiente topográfico y buzamiento estructural abajo en respuesta al gradiente hidráulico.

La cabeza hidráulica (columna de agua) es la energía mecánica por unidad de peso y se mide en unidades de longitud. Un mapa piezométrico está hecho normalmente de cabezas de agua dulce equivalentes, y se usa para determinar el potencial de flujo. Los datos de presión usados para la construcción de los mapas piezométricos se obtienen de datos de sondeos y pozos. Las aguas subterráneas fluyen lateralmente de cabezas altas a cabezas bajas, o gradiente hidráulico abajo, perpendicular a los contornos de las líneas equipotenciales, la cual puede ser o no ser la dirección de decrecimiento de la presión.

La química del agua refleja la interacción roca / agua y las direcciones de flujo preferenciales, indicando que la composición química de las aguas de formación refleja el movimiento real de las aguas subterráneas en vez de simplemente la dirección de la fuerza como hacen los mapas piezométricos. Debido a que las aguas subterráneas evolucionan, la química del agua se puede usar para identificar áreas de recarga y descarga, y para inferir zonas de generación de gas biogénico secundario. Los mapas de contenido en cloro se usan frecuentemente para deducir la dirección de flujo, porque los iones de cloro no participan en las interacciones roca- agua o en las reacciones redox. Sin embargo, otros iones y ratios iónicos se utilizan para construir los diagramas Stiff (de abundancia de cationes), los diagramas Stiff (de ratios iónicos), y los diagramas tridimensionales Piper que se utilizan para caracterizar la aguas del carbón.

La cantidad de sólidos disueltos aumenta con el tiempo de permanencia. La correlación entre el contenido de cloro en las aguas del sistema de flujo y la presencia de aguas meteóricas demuestra que las aguas poco cloradas son aguas jóvenes que tienen alguna relación con las aguas meteóricas de recarga. Otra forma de determinar la juventud geológica de las aguas de formación es la prueba del carbono 14. Con ayuda de estas evidencias hidrogeológicas podemos definir si las capas de carbón son continuas o están hidráulicamente conectadas.

De las discusiones anteriores sacamos en claro que la hidrodinámica regional liga todos los factores clave que afectan a la productividad de CBM. La relación entre el rango del carbón, la generación de gas, y otros factores críticos en la productividad de CBM incluye:

- Marco tectónico: Los márgenes de la cuenca elevados realzan la recarga meteórica a no ser que los carbones del afloramiento estén hidrológicamente aislados de las capas de carbón más profundas de la cuenca. La relación entre la dirección del esfuerzo in situ y la orientación de las fracturas afecta a la permeabilidad y a la migración de fluidos; el flujo puede ser fuertemente direccional cuando está asociado con fallas estructurales.

- Marco deposicional: la composición maceral está controlada por el marco deposicional, el cual puede tener influencia también en la permeabilidad y en la frecuencia de fracturas. La continuidad y orientación de los filones de carbón respecto a la migración de los fluidos influye en la efectividad del entrapamiento. Las trampas estratigráficas, incluyendo sellos por encima y por debajo de la capa de carbón, pueden contribuir a contenidos de gas inusuales.

- Rango del carbón y generación del gas: La migración del gas por la cuenca del agua meteórica puede arrastrar los gases termogénicos y promover la generación de gas biogénico secundario. La migración vertical de los gases termogénicos desde esquistos o carbones más profundos en la cuenca puede ser una fuente importante de CBM.

- Contenido de gas: Los mayores contenidos de gas están asociados con áreas de flujo potencial vertical donde hay sellos adecuados para entrapar los gases, mientras que los menores contenidos de gas están normalmente asociados con zonas de recarga y zonas de flujo vertical donde están presentes sellos débiles.

- Permeabilidad: La extracción de agua implica la permeabilidad del depósito de carbón aunque siempre se produce la liberación de agua en la extracción de CBM. Las permeabilidades altas y bajas van en detrimento de la productividad de metano.

La primera evaluación detallada de la relación entre hidrogeología y extracción de gas de capa de carbón fue hecha en la cuenca de San Juan, donde el nivel piezométrico, el régimen de presiones, hidroquímica, y modelo matemático de las aguas subterráneas fueron usados para definir la hidrodinámica regional. Estudiando el nivel piezométrico podemos reconocer las direcciones de flujo, que junto con un estudio de los datos de cloración de las aguas y conocidos los puntos de recarga y descarga nos ayudan a deducir el sistema dinámico de flujo.

3.3.6.- Flujo de gas (liberación).

La cantidad de gas que libera un carbón desde una presión inicial p (superior a la atmosférica) hasta alcanzar el equilibrio con la presión atmosférica, se llama cantidad de gas liberado. Como los fenómenos de adsorción y desadsorción son reversibles, todo lo dicho de uno sirve para el otro. Por tanto, la cantidad de gas liberada es igual a la adsorbida por el carbón a una determinada presión. La cantidad que mantiene el carbón a la presión atmosférica recibe el nombre de cantidad residual de gas y debería conocerse con exactitud para diseñar el drenaje del sistema.

La relación más utilizada habitualmente que cuantifica el ratio de desadsorción para una partícula esférica es la siguiente:

$$\frac{q_t}{q_\infty} = \left(1 - \exp\left(-4\pi^2 \cdot D \cdot t/d^2\right)\right)^{1/2} \quad (4)$$

donde q_t es la cantidad total de gas emitido en el tiempo t desde que se empieza a emitir el gas hasta que súbitamente alcanza la presión atmosférica. q_∞ es la cantidad total de gas que puede emitirse en un tiempo infinito a la presión atmosférica, d es el diámetro equivalente de la partícula en centímetros = $\sqrt[3]{6 \text{ volumen} / \text{área superficial}}$, D es el coeficiente de difusión que para el metano en el carbón tiene un valor de $10^{-10} \text{ cm}^2/\text{s}$.

La fórmula propuesta por Ayrey y utilizada en U.K. es:

$$\frac{q_t}{q_\infty} = 1 - \exp\left[-(t/t_0)^n\right] \quad (5)$$

donde t_0 es el tiempo necesario para desadsorber el 63% del gas, n varía desde $1/3$ para carbón bituminoso hasta $1/2$ para la antracita.

Para los estados iniciales de desadsorción, la ecuación (4) puede simplificarse de la siguiente manera:

$$\frac{q_t}{q_\infty} = k_1 \cdot (t)^{1/2} \quad (6)$$

donde k_1 es una constante. También la ecuación (5) puede simplificarse:

$$\frac{q_t}{q_\infty} = k_2 \cdot t^n \quad (7)$$

donde n es $1/3$ para carbones bituminosos y $1/2$ para la antracita.

Al fluir el agua fuera de la capa de carbón, la presión en la capa disminuye, con lo que el metano comienza a desadsorberse desde los microporos del carbón cercanos a las fracturas. Como se describió anteriormente, extraer el agua fuera de la capa es un método para reducir la presión. Durucan (1992) señaló que un fragmento de carbón bituminoso alto en volátiles de 40 kg puede tardar desde dos semanas hasta más de nueve meses para liberar las dos terceras partes de su contenido inicial en metano. Los ratios teóricos de difusión en una cuenca ideal y virgen son extremadamente bajos. La difusión a una distancia de unos 12 metros a 20°C puede necesitar unos 50 millones de años. Para que fluya el gas en una capa de carbón es necesaria la presencia de una red

de fracturación. Cuando el metano llega a la fractura, el flujo dependerá del gradiente de presiones. Este flujo se llama laminar o flujo de Darcy.

Las diferencias entre macerales que fueron nombrados anteriormente, pueden también afectar a la permeabilidad. Gamson y Beamish (1992, 1994) sugirieron que podía haber diferencias en la micropermeabilidad causada por las microfracturas y microcavidades del carbón. Por esta razón el flujo del gas a nivel de microporos es por difusión, y a nivel de fracturas (cleat) el flujo es laminar. La presencia de minerales en las microfracturas y microcavidades podrían variar la relación de difusión / flujo laminar.

En resumen, como ocurre con cualquier flujo de un fluido, el movimiento del metano está gobernado por dos parámetros fundamentales: la presión y la resistencia del paso.

Presión de gas:

La fuerza que mueve al gas a escaparse del carbón es la diferencia entre la presión de gas dentro del carbón y la que existe al final del camino que recorre. Para el caso de flujo espontáneo, es equivalente al gradiente entre la presión del gas confinado y la ambiental. Si es un flujo inducido, es la diferencia entre las presiones en el camino que recorre el fluido.

La mayor presión de gas se crea en carbones con altas proporciones de exinita en rangos mayores del 85 % de carbono y con altas proporciones de vitrinita también por encima de ese rango. El metamorfismo anormal también puede provocar el incremento de la presión de gas. Además, los carbones enterrados a gran profundidad contienen gas a alta presión.

Resistencia:

En cualquier flujo de fluido, si se incrementa la resistencia disminuye el nivel de flujo. Cuando la capa de carbón se fractura más, la permeabilidad aumenta por lo que la resistencia al flujo disminuye. La formación de esquistosidad y fracturas en el carbón está determinada por la compresión de la capa y su fragilidad.

Solidez:

La solidez incrementa la resistencia de un material a la deformación cuando se le somete a una fuerza. Los carbones de bajo rango (lignitos) tienen una solidez baja. Cuando aumenta el rango hasta el 81 % de carbono, aumenta la solidez. Por encima de este nivel (bituminosos) la solidez disminuye con el incremento del rango. Finalmente la solidez aumenta de nuevo en los estadios de semiantracita y antracita.

Fragilidad:

La fragilidad de un material indica el ratio de energía reversible sobre el total de energía suministrada por una fuerza de deformación en el punto de ruptura. Cuanto mayor sea la proporción de energía reversible, más violenta será la ruptura y mayor el grado de fracturación. Los carbones de bajo rango son dúctiles, y la fragilidad aumenta con el aumento del rango, por lo que los carbones de alto rango son más propensos a la formación de fracturas.

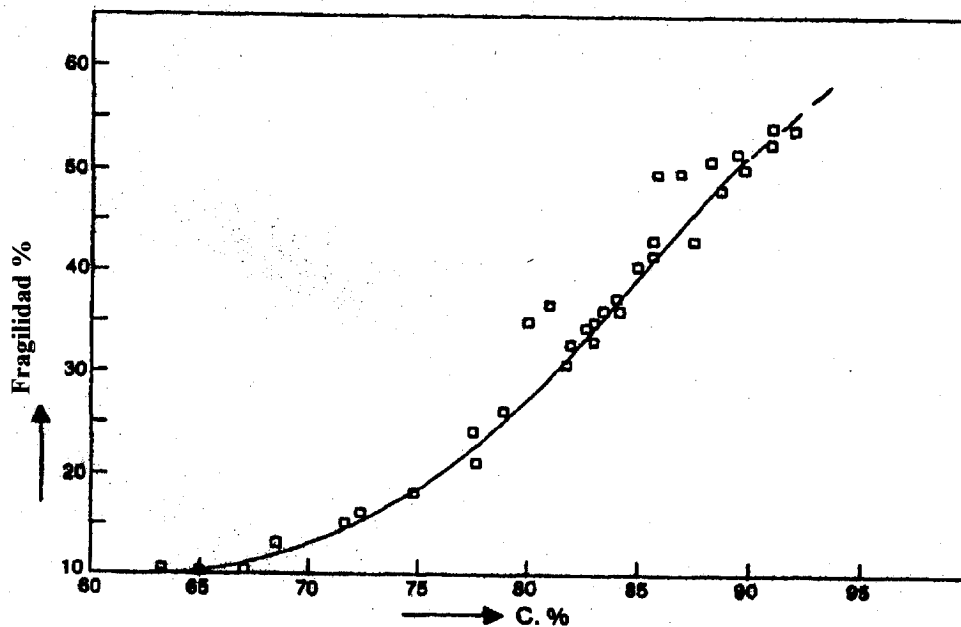


Figura 21 Fragilidad vs rango del carbón

Fuente: Varios autores (1991). Coalbed Methane of Western North America. Rocky Mountain Association of Geologists. Gas Research Institute.

Formación de fracturas en el carbón

En base a su solidez y fragilidad, los carbones se pueden dividir en los siguientes grupos:

- 1) *Carbones blandos, dúctiles.* Estos son carbones de bajo rango (lignitos) que se deforman fácilmente sin fracturación, por lo que la permeabilidad es baja. Además, debido a que son malos productores de gas, la liberación del metano no es relevante.
- 2) *Carbones moderadamente duros, dúctiles.* Este grupo consiste en carbones de mayor rango (sub-bituminosos) que pueden ser deformados por fuerzas relativamente grandes sin sufrir fracturación. La permeabilidad y la liberación es baja. Además producen pequeños volúmenes de gas.
- 3) *Carbones moderadamente duros, frágiles.* Aquí se incluyen los bituminosos altos en volátiles que pueden ser deformados por fuerzas moderadas que provocan algunas fracturas. El volumen liberado es moderado debido a la permeabilidad relativamente baja, la presión y el contenido de gas.
- 4) *Carbones débiles y muy frágiles.* Contienen grandes cantidades de gas que, si quedan atrapadas por una cobertera impermeable, pueden presentar condiciones ideales para liberar grandes volúmenes de gas. El volumen total de gas puede estar contenido en un nivel permeable (arenisca).
- 5) *Carbones extremadamente duros y frágiles.* Está constituido por los carbones de mayor rango (semiantracita y antracita). Estos carbones son frágiles y necesitan grandes esfuerzos para deformarse. Su permeabilidad variará dependiendo de las fuerzas que sufrió durante su enterramiento. Por otro lado, son adecuados para contener grandes cantidades de gas desadsorbible.

4.- MÉTODO DE ESTIMACIÓN DE RECURSOS DE CBM.

La valoración precisa de los recursos de carbón y de CBM que permita una evaluación económica de los recursos de CBM basándose en los incrementos de la profundidad de perforación y la delimitación de las zonas que contengan mayores recursos para facilitar una base para orientar los futuros esfuerzos de exploración son aspectos importantes del desarrollo de recursos. La determinación exacta del volumen de gas in situ es uno de los primeros pasos cruciales en la evaluación de las reservas y recursos. Este parámetro fundamental influye en la tasa de producción de gas y en el potencial de la reserva del depósito.

Actualmente se piensa que los resultados de los cálculos de reservas no son muy fiables ya que los volúmenes de producción del gas acumulado han excedido los valores iniciales del gas in situ (GIP). Por ejemplo, el volumen de producción de gas acumulado en 10 años de los 23 pozos de gas de Oak Grove Field en Black Warrior Basin, Alabama totalizaron 3,2 billones de pies cúbicos, más del doble del valor inicial de las reservas del gas in situ. Esta gran diferencia indica que los valores del yacimiento utilizados para calcular el valor inicial de la reserva fueron inexactos. Varios casos de evaluaciones de reservas han mostrado que muchos métodos comúnmente utilizados para el cálculo de las características de los depósitos de carbón, tienen errores inherentes que pueden originar infravaloraciones importantes (50 % o mayores) del contenido inicial del gas in situ. A continuación se describen los errores inherentes a los métodos más usuales para el análisis de las propiedades de los depósitos de carbón y se identifican los métodos prácticos para evitar o minimizar los errores en los análisis de las características de dichos depósitos.

Los estudios de recursos pueden subestimar o sobrestimar los recursos de CBM debido a que los términos de densidad y cenizas de las ecuaciones fueron considerados indebidamente. En las cuencas donde los datos de análisis del carbón son escasos, es mejor calcular los recursos sin cenizas. Los contrastes de densidad entre la materia mineral y la materia orgánica son suficientemente grandes para que el tanto por ciento en peso de cenizas sea mucho mayor que su % en volumen. Por tanto, para calcular con precisión los recursos de CBM se requerirá un factor de corrección que relacione el tanto por ciento en peso de carbón libre de cenizas y el de las cenizas. En vez de usar un solo valor de densidad como se hacía en otros estudios, nuestros cálculos requerirán una densidad del carbón con inclusión de la materia mineral, que se distinga de una densidad del carbón libre de cenizas.

4.1.- Análisis del gas in situ.

Gas in situ o en yacimiento es el volumen total de gas almacenado dentro de un volumen específico de roca considerando la masa total.

La literatura sobre CBM contiene algunas inconsistencias respecto a la utilización del término carbón, que se ha estado utilizando para describir tanto la materia orgánica como la materia mineral (ceniza). En nuestro caso en las reservas teóricas se incluyen también carboneros, estériles y capas sucias. Nosotros usaremos el término carbón incluyendo la fracción orgánica y la mineral y el término *carbón libre de cenizas* para referirnos a la fracción orgánica. El término materia mineral lo utilizaremos para referirnos a la fracción inorgánica del carbón y el término cenizas para referirnos a la

materia mineral que quede después de la combustión de la materia orgánica durante el análisis.

Muchas cuencas tienen un número limitado de datos y los datos de gas libre de cenizas se usan para eliminar las variaciones de materia mineral entre muestras. Cuando se utilizan datos de gas libre de cenizas, los recursos de carbón se calculan usando la densidad del carbón bruta (los cuales incluyen las fracciones orgánicas e inorgánicas), mientras que los recursos de CBM pueden calcularse usando la densidad del carbón libre de cenizas (que incluye la fracción orgánica, mezcla y porosidad). La densidad bruta del carbón se usa para las estimaciones de CBM cuando el contenido de gas no ha sido corregido por su contenido de cenizas.

- **Ecuaciones tradicionales de cálculo de gas in situ.**

El CBM se estima usualmente a través de la potencia, el contenido de gas, la densidad del carbón y de determinaciones de las cenizas. Algunos de estos estudios de los recursos de CBM se basan en datos limitados y determinan estos asumiendo simplemente un contenido de gas medio para toda la cuenca o asumiendo que la capacidad de adsorción del carbón y por tanto el contenido de gas aumenta progresivamente con el rango del carbón. Las reservas de carbón se han estimado mediante toscas estimaciones de la densidad del carbón y no han definido adecuadamente la diferencia entre el porcentaje en peso de cenizas y el porcentaje en volumen de materia mineral en sus cálculos de reservas. Además, los mapas geológicos no son adecuados para cálculos precisos de reservas, debido a que es importante una correlación detallada del subsuelo.

Cuatro cualidades físicas del depósito son necesarias para calcular el volumen del gas in situ. Estas cuatro propiedades son:

- 1) Área del drenaje del pozo o depósito
- 2) Espesor bruto de la roca del depósito
- 3) Densidad media de la roca
- 4) Contenido medio en gas de la capa

La potencia acumulada de carbón (h) y el área de drenaje (A) se combinan para estimar el volumen de carbón neto, el cual se utiliza para calcular el gas in situ usando la densidad del carbón, el contenido de cenizas y el contenido de gas. Las ecuaciones básicas para calcular el tonelaje de carbón y el gas in situ (GIP):

$$\text{Ton} = (h \times A) \times \rho$$

$$\text{GIP} = (h \times A) \times \rho \times G_c \quad (8)$$

Donde:

G es el gas in situ en metros cúbicos

A es el área de drenaje en metros cuadrados

h es la potencia en metros

ρ es la densidad media in situ en $\text{g/cm}^3 = \text{t/m}^3$

G_c es la media del contenido del gas in situ en m^3/t

Los errores en el cálculo de los cuatro valores de las características del depósito utilizados en (8) limitan la exactitud de los resultados de los análisis del gas in situ. La determinación exacta de estos cuatro parámetros del depósito presenta dificultades para la adquisición de datos y sus análisis. Estas dificultades vienen de dos fuentes principales. La primera es la heterogeneidad geológica natural, que puede provocar fuertes variaciones laterales de grosor y continuidad, drenaje y geometría, y propiedades composicionales de las reservas. La segunda es la propensión del carbón a sufrir cambios composicionales irreversibles durante su almacenamiento y testificación.

Los diferentes métodos de análisis de las propiedades en reservas pueden dar diferentes valores de gas.

La siguiente tabla compara los análisis del gas contenido para el carbón del yacimiento de San Juan Fruitland. Los valores de los recursos del carbón, que son el producto de los primeros cuatro términos en la ecuación (8) difieren en solo el 10 % mientras que los valores de los recursos del gas in situ difieren en el 61 %.

Tabla 7. Recursos de carbón y de gas en la formación de San Juan Basin Fruitland.
Fuente: IEA Coal Research

Recursos de carbón (10⁹ toneladas cortas)	Método de análisis de contenido en gas	Relación del contenido en gas (scf/t)	Gas in situ (Tcf)
200	Drill cuttings	50-200	31
220	Conventional core	50-500	50

Esta gran diferencia en el cálculo de recursos del gas in situ es debido al uso de diferentes métodos para la determinación del contenido de gas del carbón. El valor más bajo del contenido del gas in situ (31 Tcf) está basado principalmente en los datos de contenido de gas obtenido de las muestras del drill cutting, mientras el valor de los recursos del gas in situ más alto (50 Tcf) está únicamente basado en los datos de contenido de gas obtenidos de los testigos convencionales.

- **Ecuaciones modificadas del calculo de gas in situ.**

Contenido de materia mineral y volumen del carbón libre de cenizas.

El contenido de cenizas afecta directamente a la estimación de los recursos, pero no ha sido definido adecuadamente en anteriores cálculos de reservas donde se usaban los datos de contenido en gas libre en cenizas. En los últimos análisis, el término *ceniza* se refiere al residuo que permanece después de la combustión del carbón a altas temperaturas (750° C). Actualmente el porcentaje en peso de las cenizas después de un análisis es aproximadamente un 10 % mas bajo que el porcentaje en peso de la materia mineral de la que derivan. Por tanto el contenido en cenizas obtenido en los análisis reales debe considerarse como una estimación mínima del contenido de materia mineral del carbón, indicando que los recursos de CBM serán subestimados debido a que el volumen de carbón se sobreestima y el contenido en gas libre en cenizas se subestima. El contenido en cenizas se ha usado para corregir los contenidos de gas del carbón libre de cenizas en muchos de los estudios previos, pero la densidad del carbón utilizada en la ecuación de estimación de recursos de CBM no era siempre sobre la base de datos libres

de cenizas; no se hacían correcciones del tanto por ciento en volumen por la materia mineral.

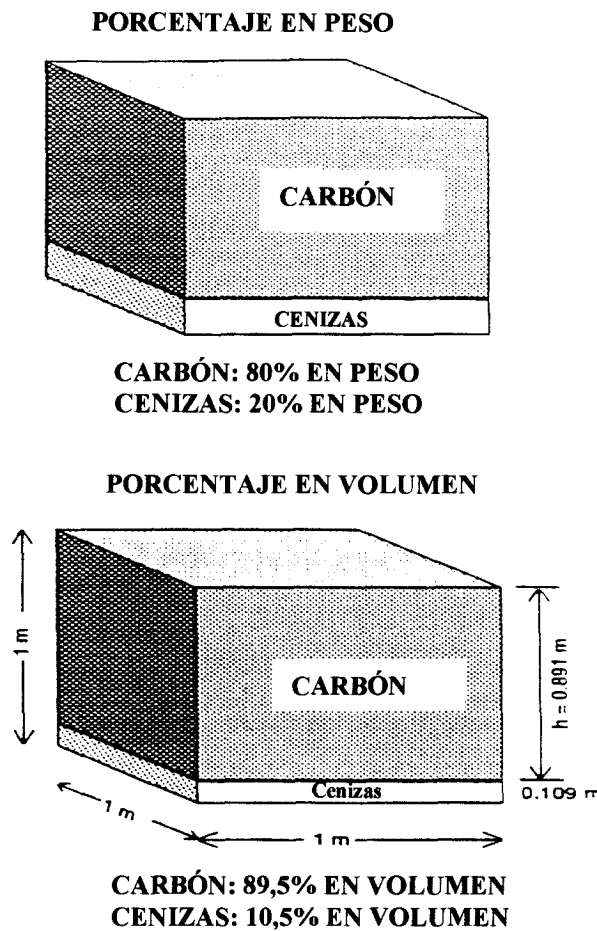


Figura 22. Relación entre el porcentaje en peso y el porcentaje en volumen de cenizas.

Fuente: Scott, Zhou and Levine (1995)

La diferencia de densidades entre la materia mineral (normalmente mayor de $2,65\text{g/cm}^3$) y el carbón libre de cenizas (aproximadamente de $1,25\text{ g/cm}^3$ para carbones bituminosos ricos en volátiles) es suficientemente grande para que el porcentaje en peso de cenizas en el carbón sea mucho mayor que el porcentaje de éstas en volumen. (figura 32). Por tanto, el factor de corrección F_{vc} que relaciona al tanto por ciento en peso del carbón libre de cenizas y el contenido de cenizas determinado por los análisis areales con la fracción de volumen de carbón considerada (F_{wc} y F_{wa}).

$$F_{vc} = F_{wc} \times \rho_a / ((F_{wc} \times \rho_a) + (F_{wa} \times \rho_c))$$

El no corregir el volumen de carbón por el contenido de materia mineral y la utilización de los valores de densidad de carbón bruto generalizados conllevan la subestimación o sobreestimación de los recursos de gas, dependiendo de como se usen los contenidos de cenizas en los cálculos. Si los recursos de CBM se estiman restando simplemente el tanto por ciento en peso de materia mineral del volumen de carbón, los recursos se subestimarán, mientras que se sobreestimarán si no se realiza corrección por cenizas.

Por tanto el contenido en cenizas debe manejarse adecuadamente en los cálculos de reservas.

Densidad del carbón libre de cenizas y de la materia mineral.

En ausencia de un análisis mineralógico detallado, la densidad de la materia mineral puede ser aproximada a $2,65 \text{ g/cm}^3$, aunque carbones con contenidos altos en carbonatos y sulfuros tienen mayores valores de densidad. Sin embargo, determinar la densidad del carbón libre de cenizas es más complicado, puede calcularse como densidad bruta que incluye la materia orgánica y la inorgánica, o como densidad real, que incluye sólo la materia orgánica. La densidad bruta se puede estimar inyectando mercurio, mientras que el helio se utiliza para estimar la densidad real.

Si se utilizan los contenidos de gas libres de cenizas para el cálculo de recursos de CBM, se necesitan dos tipos de densidades: la densidad del carbón libre de cenizas (ρ_c) y la densidad del carbón bruta (ρ_b). La densidad bruta se utiliza para el cálculo de recursos de CBM si los contenidos de gas se determinan conteniendo cenizas. Los logs de densidad se ha empleado para estimar la densidad libre de cenizas en el subsuelo (Yee 1993) considerando que el valor de densidad más bajo, recogido en el log, está cercano al libre de cenizas, conteniendo solamente la materia mineral inherente.

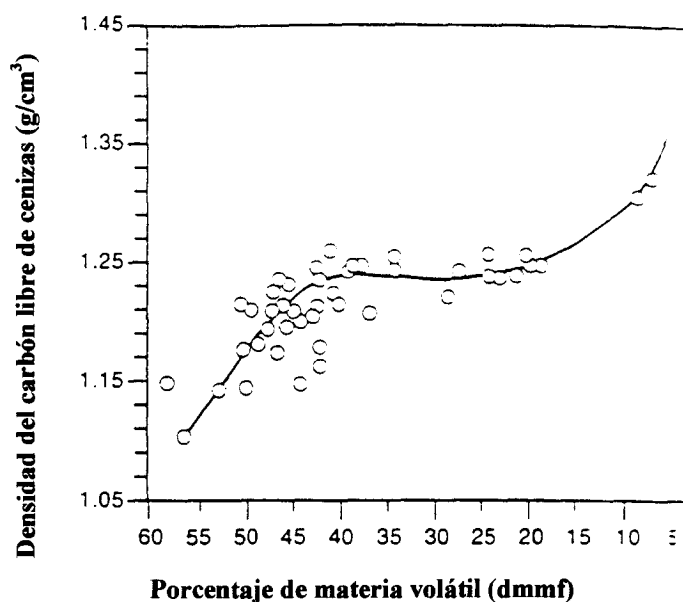


Figura 23. Cambios de la densidad con la materia volátil.

Fuente: Scott, Zhou and Levine (1995)

Mahajan (1989) determinaba la densidad bruta del carbón utilizando el contenido en materia volátil (figura 33). La relación entre la densidad bruta y la libre de cenizas con la reflectancia de la vitrinita se aproxima con la siguiente ecuación para valores de reflectancia de la vitrinita menores de 3 %:

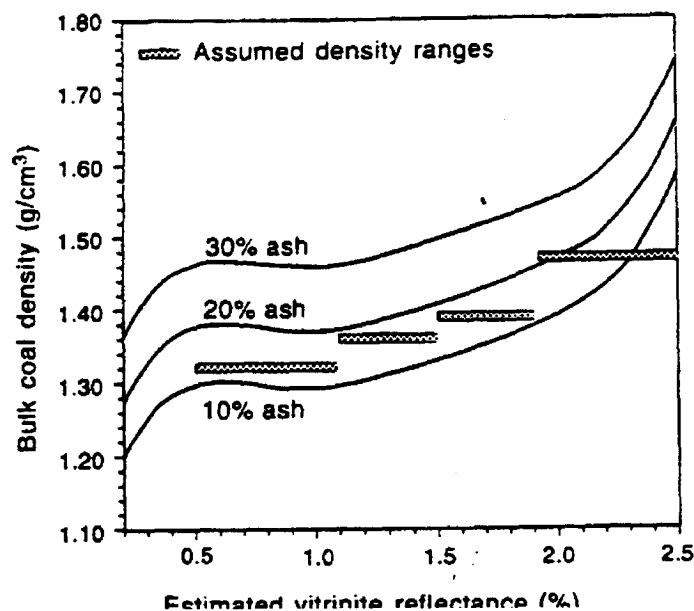
$$\rho_c = 0,905 + (1,593 \times VR) - (2,886 \times VR^2) + (2,392 \times VR^3) - (0,913 \times VR^4) + (0,133 \times VR^5)$$

La consistencia de la densidad bruta del carbón para valores de reflectancia de la vitrinita entre 0,5% y 1,2 % se atribuye a la generación de bitumen durante la carbonización (Levin 1993). El bitumen tiene una densidad (1 g/cm³) similar a la del agua que desplaza, indicando que la densidad del carbón se mantiene constante hasta que la estructura del carbón se vuelve más densa con el craqueado térmico del bitumen. Los cálculos de recursos de la mezcla del carbón se estima que son predominantemente adherentes e inherentes a la mezcla, los cuales se incorporan a los valores de densidad bruta. Los valores de densidad bruta son determinados experimentalmente o derivados de los logs geofísicos.

La densidad bruta del carbón (ρ_b), que incluye tanto la densidad de la materia mineral (ρ_a), como la densidad del carbón libre de cenizas (ρ_c), se utiliza para los cálculos de reservas. Se puede estimar usando la siguiente ecuación:

$$\rho_b = \rho_a + (\rho_c - \rho_a) (\rho_a \times F_{wc}) / ((\rho_a \times F_{wc}) + (\rho_c \times F_{wa}))$$

Cuando se realizan cálculos de recursos sobre áreas relativamente grandes con datos de análisis del carbón y logs de densidad relativamente escasos, los cambios de la densidad bruta del carbón con el aumento del rango (reflectancia de la vitrinita) se pueden aproximar utilizando las ecuaciones anteriores. La relación entre la densidad del carbón, la reflectancia de la vitrinita, y el contenido de cenizas, para datos extrapolados por Averitt (1975), y la densidad total del carbón estimada por las ecuaciones aparece en la figura 34. La extrapolación de los datos de Averitt son aproximaciones razonables en carbones con un contenido en cenizas aproximado del 15 % en peso. Sin embargo, los recursos calculados con los datos de densidad extrapolados estarán subestimando si el contenido en cenizas es mayor que el 15 %, sobreestimando si es menor. Aunque los errores en los recursos de carbón debidos a cálculos basados en extrapolaciones de datos de densidad son en la mayoría de los casos relativamente pequeños comparados con otros factores, los datos de densidad extrapolada pueden subestimar los recursos de carbones ricos en cenizas (30 % de materia mineral) en más de un 10 %.



Ecuaciones de cálculo de reservas modificadas

La discusión anterior revisó los diferentes parámetros requeridos para los cálculos de reservas de CBM y para la identificación de fuentes potenciales de error asociadas con cada parámetro. Sugerimos por tanto que los posibles errores de los estudios anteriores incluyen un manejo inadecuado del porcentaje, en peso y en volumen, del contenido de cenizas, y el uso incorrecto de la densidad bruta del carbón cuando se utilizan datos de contenido de gas libre de cenizas. Las siguientes ecuaciones de cálculo de reservas distinguen entre densidad bruta del carbón (ρ_b) y densidad del carbón libre de cenizas (ρ_c) e incluyen un factor de corrección (F_{vc}) para corregir la potencia acumulada.

$$V_{on} = (h \times A) \times \rho_b$$

$$IP = (h \times A \times F_{vc}) \times \rho_c \times GC$$

Área de drenaje (A) Densidad del carbón (g/cm³) Reserva

Los métodos comunes de análisis de reservas de carbón o del área de drenaje, suponen que la continuidad lateral de los depósitos de carbón es invariable, y que el depósito tiene una forma geométrica simple que puede definirse utilizando los parámetros superficiales físicos tales como límites de las cualidades, sección de las fronteras o intervalos de espesor. Fuente: Scott, Zhou and Levine (1995). **Figura 24. Variaciones de la densidad con la reflectancia de la vitrinita.** Reflectancia de la vitrinita estimada (%)

geológicas y heterogeneidades estratigráficas tales como los cambios en la permeabilidad de las caras, límites del yacimiento, canales de arenisca y direcciones de fallas. Estas heterogeneidades geológicas rompen la continuidad lateral del depósito. La magnitud del error del área del depósito debido a estos tipos de heterogeneidades geológicas dependerá mucho del emplazamiento.

Un análisis exacto del área del yacimiento requiere de realización de mapas detallados estructurales y estratigráficos, así como análisis de las características de la producción de fluidos del yacimiento. Una evaluación geológica por sí sola, a menudo no detecta las discontinuidades laterales pero puede justificar un modelo de funcionamiento imprevisto en la producción de agua o gas.

Otra fuente del error en el área del drenaje del depósito es la anisotropía de la permeabilidad que puede afectar la forma y la efectividad del área de drenaje alrededor de los sondeos dentro de un yacimiento. Las fracturas naturales (cleats) son los conductos primarios por donde circula el fluido en las capas de carbón. Ya sabemos que el sistema de fracturación del carbón suele comprender dos tipos de fracturas subparalelas llamadas fracturas de frente (face cleat) y fondo (butt cleat), orientadas perpendicularmente al plano del estrato. El espaciado, la apertura y la porosidad efectiva (es decir, el volumen total de huecos interconectados) de estas fracturas afectan en gran medida a la permeabilidad del depósito. Estas propiedades de la fractura no son uniformes a través del carbón en una reserva concreta, pero varían ambas vertical y lateralmente en función de las variables geológicas, como el tipo de carbón, los esfuerzos efectivos y la mineralización.

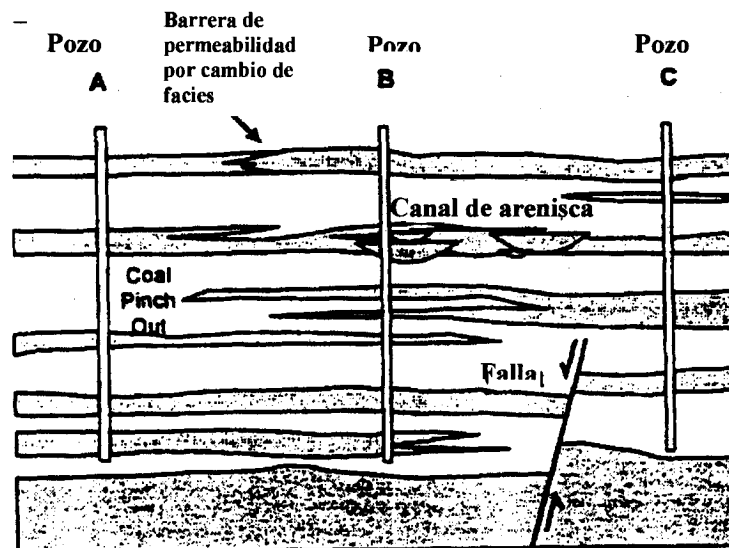


Figura 25. Geometría de la reserva de la capa de carbón.

Fuente: Charles R. Nelson. Effects of Coalbed Reservoir Property Analysis Methods on Gas-In-Place Estimates. Gas Research Institute, Chicago, IL.

Como resultado de la variabilidad de las propiedades espaciales de la fractura, suele haber una importante permeabilidad horizontal anisótropa en los depósitos de carbón. Esta permeabilidad puede causar que el área de drenaje efectivo alrededor de un sondeo tenga una forma elíptica pronunciada, como resultado, el área de drenaje puede ser substancialmente diferente que la calculada basada en el espaciado de pozos. El análisis de laboratorio de los testigos del sondeo son necesarios para evaluar la magnitud de la permeabilidad anisótropa. La magnitud del error cometido en el cálculo del área del yacimiento causado por la anisotropía de la permeabilidad dependerá fundamentalmente del emplazamiento de los sondeos. Por esta razón será necesario un mínimo de 5 sondeos para que estadísticamente podamos tener una cierta seguridad del valor de la permeabilidad y su área de influencia.

Potencia del yacimiento

El carbón es una roca sedimentaria rica en materia orgánica cuyas propiedades físicas son en general completamente diferentes a los otros tipos de rocas encontrados comúnmente en las secuencias sedimentarias de rocas que acompañan al carbón. Debido a su riqueza orgánica, el carbón tiene densidad mucho más baja que la arenisca o pizarras, y como consecuencia, el espesor de los intervalos de la roca de caja pueden determinarse usando datos de logs geofísicos.

La densidad del carbón varía en función de su composición másica. El espesor de la capa de carbón es normalmente calculado usando datos de alta resolución de sondeos de log de densidad, sumando los espesores de los intervalos con densidades menores que $1,75 \text{ g/cm}^3$. La figura 36 es un ejemplo de este tipo de análisis. El valor límite superior de la densidad corresponde al límite máximo del contenido de materia mineral (cenizas) que, por definición geológica, podría contener el carbón. Según esta definición geológica, para ser clasificadas como carbones, las rocas sedimentarias deben contener

menos del 50 % de materia mineral en peso y más del 70 % de materia carbonosa en volumen.

El análisis más comunmente utilizado para el cálculo del espesor de una capa de carbón es usar $1,75 \text{ g/cm}^3$ como el máximo valor del log densidad para las rocas ricas en materia orgánica que contienen gas. Se considera normalmente, que las rocas entre las capas de carbón que tienen densidades mayores que $1,75 \text{ g/cm}^3$ tienen una capacidad de almacenamiento de gas despreciable. Sin embargo, la densidad de las cenizas en la formación de San Juan Fruitland es de $2,4$ a $2,5 \text{ g/cm}^3$. Por tanto, podemos pensar que la cantidad de gas almacenado en el depósito de las rocas con densidades entre $1,75$ y $2,5 \text{ g/cm}^3$ puede ser significativa.

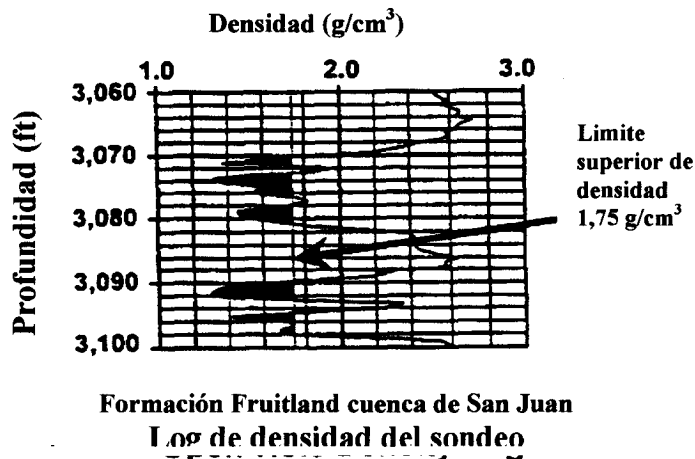


Figura 26. Análisis del espesor de la capa de carbón.

Fuente: Charles R. Nelson. Effects of Coalbed Reservoir Property

La figura muestra el análisis del espesor de la capa de carbón del yacimiento de San Juan, como una función de la densidad de la roca del depósito. La mayor parte del volumen del gas in situ está contenido dentro de las rocas que tienen valores de densidad inferiores a $1,76 \text{ g/cm}^3$. Sin embargo, si el análisis del espesor de la reserva estuviera basado sobre un valor máximo del log de densidad de $1,76 \text{ g/cm}^3$, el volumen del gas in situ de la reserva calculada estaría (ver ecuación 8) 22% por debajo. En general, usando el valor de $1,75 \text{ g/cm}^3$ resulta un valor estimado de la potencia del yacimiento de un 15 - 50 % por debajo.

Gas in situ (MMscf/acre)

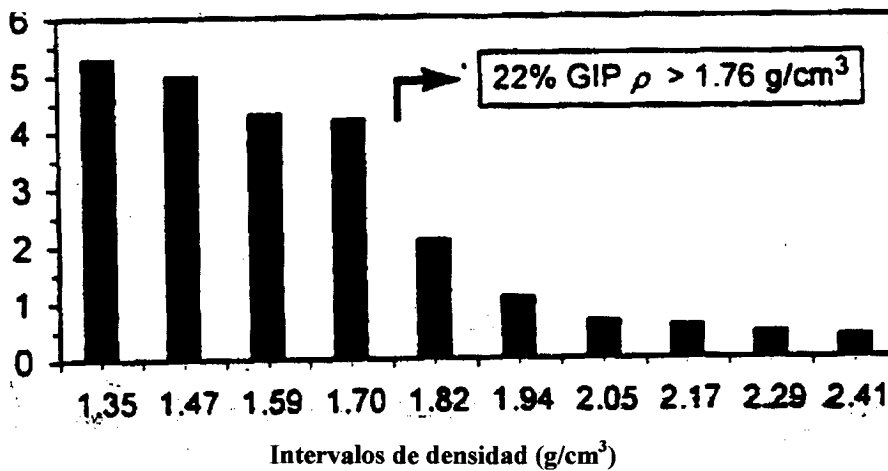


Figura 27 Distribución del gas-in situ según los intervalos de densidad

Fuente: Charles R. Nelson. Effects of Coalbed Reservoir Property Analysis Methods on Gas-In-Place Estimates. Gas Research Institute. Chicago. IL.

Como en el análisis del log de densidad se infravalora en gran medida el espesor del depósito de carbón y por tanto el volumen del gas in situ, muestra un potencial alto de reservas en muchos yacimientos que no han sido contemplados. Como ejemplo, los recursos de la compañía de Burlington Gas&Oil. Los datos de la producción de gas estimados no estarían de acuerdo con los datos de gas extraído en los pozos si no se incluyera en los cálculos el gas presente en las pizarras carbonosas intercaladas entre las capas de carbón con densidades mayores de $1,75 \text{ g/cm}^3$.

Se miden las potencia de todas las capas de carbón de espesores mayores de 0,3 o 0,6 m en un pozo y se suman. Se estudiaran los datos de potencia acumulada de carbón de varios pozos para determinar la tendencia de la potencia del carbón.

Densidad in situ

La densidad del carbón es función de su composición. Ya que el componente mineral (cenizas) del carbón tiene una densidad más alta que la materia orgánica, siendo en general todos los otros factores composicionales iguales, la densidad del carbón estará directamente relacionada con el contenido de materia mineral. Una fuente importante del error en los análisis de la densidad in situ, es la suposición de que las propiedades composicionales de las reservas de carbón son homogéneas. Las propiedades de densidad y de composición del carbón no son uniformes a través de la roca que comprende el depósito de carbón, sino que varían ambas vertical y lateralmente como una función de variables geológicas tales como el ambiente de deposición, litología de las capas inferior y superior, rango del carbón, contenido de humedad en equilibrio, contenido de materia mineral y composición de macerales.

La siguiente tabla da ejemplos de las variaciones medias verticales y laterales en contenido de cenizas y en densidad in situ que ocurren en la parte intermedia y basal de la Formación Fruitland en la cuenca de San Juan, en tres sondeos.

Estos datos ilustran la variabilidad en vertical y lateralmente de la densidad que puede tener un depósito de CBM. Cuanto mayor sea la heterogeneidad mayor será el número de muestras necesarias para la caracterización exacta de la reserva in situ. En general, los datos de análisis composicional de las muestras de los depósitos que tienen un alto contenido en materia mineral, son necesarios para determinar exactamente la media de las propiedades in situ.

Tabla 8. Propiedades de las formaciones de reservas de CBM en San Juan Basin Fruitland.

Fuente: IEA Coal Research

Nombre del pozo	Intervalo	Contenido medio en cenizas %	Densidad in situ media (g/cm ³)	Contenido de gas in situ medio (scf/t)
Southern Ute 5-7	Intermedio	27,2	1,49	370
	Basal	20,4	1,44	402
Valencia Canyon 32 - 1	Intermedio	36,4	1,56	425
	Basal	31,7	1,52	460
GRI # 2	Intermedio	61,3	1,83	343
	Basal	43,3	1,63	512

Una práctica común en las estimaciones de gas en yacimiento, de las reservas de carbón es utilizar el valor aproximado de 1,32 a 1,36 g/cm³ para la densidad de la roca del depósito in situ. Para el rango de carbón bituminoso, rico en vitrinita, la densidad de la materia orgánica es aproximadamente 1,295 g/cm³ y la densidad de la materia mineral es 2,497 g/cm³. El valor de la densidad estimada a ojo varía de 1,32 a 1,36 g/cm³ y será solo apropiada para carbón bituminoso que tenga un contenido en humedad in situ de 1,5 % y un contenido de materia mineral entre 5 – 10 %. El contenido medio de materia mineral de las reservas de carbón bituminoso en San Juan, Uinta y Black Warrior, raramente corresponde a este rango tan estrecho de valores.

Normalmente, este rango de los valores de densidad es significativamente inferior que el más bajo de los valores de densidad in situ, medidos en logs densidad de alta resolución para rangos bituminosos de carbón o calculados usando los datos composicionales del carbón. Como se vio en la tabla 9 la media de los valores de densidad in situ para los depósitos de carbón de San Juan oscilan entre 1,44 a 1,83 g/cm³. Utilizando estos valores más altos de densidad in situ, el valor del gas in situ se incrementa del 10 al 36 %.

La densidad del carbón para los cálculos de reservas se basan normalmente en el trabajo de Averitt (1975) quien estimó una densidad de 1,32 g/cm³ para los carbones bituminosos y de 1,47 g/cm³ para las antracitas y semiantracitas. Levine (1991) afirmaba que los cálculos de reservas eran simples extrapolaciones de estos dos rangos; sin embargo la densidad no cambia linealmente con el incremento del rango, lo cual sugiere que estas extrapolaciones no son precisas.

Es más, si los datos de contenido en gas usados en las ecuaciones de calculo de recursos de CBM están sobre la base del contenido de cenizas, entonces los valores de densidad del carbón señalados por Averitt (1975) pueden ser inadecuados

La respuesta del log de densidad del carbón es función de sus propiedades másicas que a su vez son una función del rango, de la materia mineral, humedad, de los hidrocarburos gaseosos, de la composición y contenido de la materia carbonosa y del carbón. En general la presencia de hidrocarburos gaseosos adsorbidos tiene poco efecto en la densidad del carbón. Por ejemplo, con un contenido de metano adsorbido in situ de 500 scf por tonelada aumenta la densidad de la masa de la materia orgánica del carbón en solo $0,009 \text{ g/cm}^3$ o sea, el 0,7 %.

El contenido de humedad afecta a la densidad del carbón. El contenido de humedad varía inversamente en función del rango del carbón.

El carbón de rango bituminoso tiene un bajo contenido de humedad in situ (<10 %) mientras que los carbones subbituminosos tienen un alto contenido de humedad in situ (> 25 %). Los depósitos de carbón subbituminosos de Powder River son fuentes prolíficas de gas natural. Con un contenido en cenizas del 5 % el carbón subbituminoso de Powder River tiene una densidad en seco de alrededor de $1,40 \text{ g/cm}^3$ pero con un contenido de humedad in situ del 27% y un contenido de cenizas del 5% la densidad es solo de alrededor de $1,33 \text{ g/cm}^3$.

Los cambios composicionales durante el almacenamiento o la testificación son fuentes adicionales de errores en los resultados de los análisis de las propiedades del carbón. El carbón es un material inestable químicamente y los testigos deben ser manejados con cuidado para evitar la exposición al aire durante su recogida en el sondeo, transporte, almacenamiento y testificación para preservar las propiedades originales in situ. La exposición al aire lleva a una progresiva alteración de los componentes de la materia mineral y orgánica del carbón debido a un fenómeno de degradación conocido como “*weathering*”(intemperización).

Un procedimiento de análisis del carbón utilizado normalmente es el análisis ASTM destructivo a altas temperaturas, que produce un valor de la fracción en peso de cenizas del carbón. La masa y composición de estas cenizas no es idéntica a la de aquellos con la materia mineral original del carbón, debido a que las cenizas están generadas por el procedimiento de análisis aproximado que altera algunos componentes minerales. Por ejemplo, el dióxido de carbono se escapa de los carbonatos durante los análisis. Las prácticas usuales de secado de carbón por aire y determinación posterior del contenido en cenizas, en vez de obtener la cantidad real de materia mineral, pueden provocar errores significativos en los resultados.

Contenido de gas in situ.

Las reservas de gas natural en el carbón están predominantemente (95 %) almacenadas como una fase molecular adsorbida en los microporos. El contenido de la fase gaseosa adsorbida in situ en las reservas de carbón sólo puede ser determinado con precisión midiendo el volumen del gas liberado de cortes frescos en muestras del yacimiento de carbón. La incorrecta determinación de estas reservas es normalmente la mayor fuente de error en el análisis de contenido en gas.

Los contenidos de gas utilizados en el cálculo de reservas suelen evaluarse sin cenizas, debido la materia mineral tiene una despreciable capacidad adsorptiva del gas. Es mas,

los contenidos de gas calculados sin cenizas reducen la variabilidad en contenido de cenizas de las capas de carbón. El contenido de humedad también afecta al de gas porque el agua ocupa zonas de adsorción potencial, inhibiendo la adsorción de gas y reduciendo significativamente la capacidad de adsorción. Estos contenidos de gas son corregidos a veces en base seca. La variabilidad de las condiciones de las muestras, requiere que las de presión y temperatura se normalicen a las standard.

Se acepta que generalmente la capacidad de almacenamiento de las capas de carbón depende directamente del rango (Kim 1997), y las estimaciones de recursos de CBM han utilizado estas presunciones para relacionar los contenidos de gas con la profundidad para cada rango del carbón.

La capacidad adsortiva del carbón aumenta con la presión, lo cual sugiere que utilizar los perfiles de contenidos de gas para relacionarlos con la profundidad es un método aceptable y, en la mayoría de los estudios de recursos, relaciona contenido de gas y profundidad. Stevens (1992) encontró que el contenido de gas estaba fuertemente ligado a la superficie piezométrica en vez de a la profundidad, y empleo la relación contenido de gas - profundidad bajo la superficie piezométrica en sus cálculos.

Los métodos más usados para determinar el total de gas in situ contenido son testigo a presión, método indirecto y método directo. Todos tienen algunos defectos inherentes.

- *Determinación del contenido de gas por testigo a presión.*

El método de testigo a presión requiere el entrapamiento de una muestra de un sondeo con un barreno sellado para prevenir alguna pérdida de gas por desadsorción durante la extracción del sondeo a la superficie. El gas total contenido in situ puede ser directamente determinado midiendo el volumen total de gas liberado de la muestra. La ventaja principal de testigo a presión es que es el único método capaz de medir directamente el contenido total de gas in situ de una muestra de roca. Sin embargo requiere equipo especializado difícil de operar con éxito. El testigo a presión es también cerca de cinco veces más caro que la testificación convencional y su uso está restringido a estudios de investigación.

- *Determinación del contenido de gas por el método indirecto.*

El gas contenido en las capas de carbón se puede estimar mediante las curvas isotermas de adsorción, midiendo la presión del gas en la capa.

La presión del gas in situ se puede medir mediante un sondeo horizontal si hay mina de interior, o un sondeo vertical si lo realizamos desde la superficie. Excepto para profundidades muy grandes, el sondeo de interior es sellado y conectado a través de un tubo a un manómetro. Para medir la presión en los sondeos verticales, se dispone de una barra de recogida de muestras que se introduce mediante las herramientas de testificación del sondeo en el interior de la capa de carbón y se coge la muestra. En el laboratorio, la muestra de carbón se cubre de un fino polvo de tierra, en un recipiente cerrado y hecho el vacío. Entonces en escalones, el metano se va introduciendo en el recipiente. En cada escalón se mide el equilibrio entre presión y volumen de gas. El experimento se lleva desde una presión de 4 Mpa, valor que raramente se sobrepasa en condiciones mineras, de esta forma se van dibujando las isotermas.

La cantidad de gas adsorbida medida a la presión de equilibrio del yacimiento constituye la cantidad máxima adsorbible por el carbón in situ. Cuando el sellado a lo largo de los sondeos no se puede hacer fácilmente y la presión del gas sufre desviaciones por el contenido de agua en el carbón, el método indirecto no se emplea tanto como el directo.

- *Determinación del contenido de gas por el método directo.*

El procedimiento de análisis por el método directo fue originalmente desarrollado por la industria minera del carbón en Francia por Cerchar para evaluar la peligrosidad de las emisiones de gas natural durante las operaciones de minería interna y es más apropiado y económico que el método indirecto.

Las muestras se toman mediante sondeos a diferentes profundidades en la cara libre del carbón. Se pueden recoger los testigos continuos y también los detritus de la perforación (cuttings) si la perforación es con tricono. Se llama t_1 al lapso de tiempo que transcurre desde el momento en que se extrae la muestra de carbón y el momento en el que se introduce en el recipiente para enviarla al laboratorio. La cantidad desadsorbida de gas durante este tiempo se llama Q_1 (gas perdido). Durante el transporte, la muestra libera una cantidad de gas Q_2 dentro del recipiente, y después al triturarse en el laboratorio libera una cantidad Q_3 . Por tanto, la cantidad total de gas Q existente en la muestra será igual a:

$$Q = Q_1 + Q_2 + Q_3 \quad (9)$$

La cantidad de gas perdido Q_1 se estima con la ayuda de un desadsorbímetro (Figura 28).

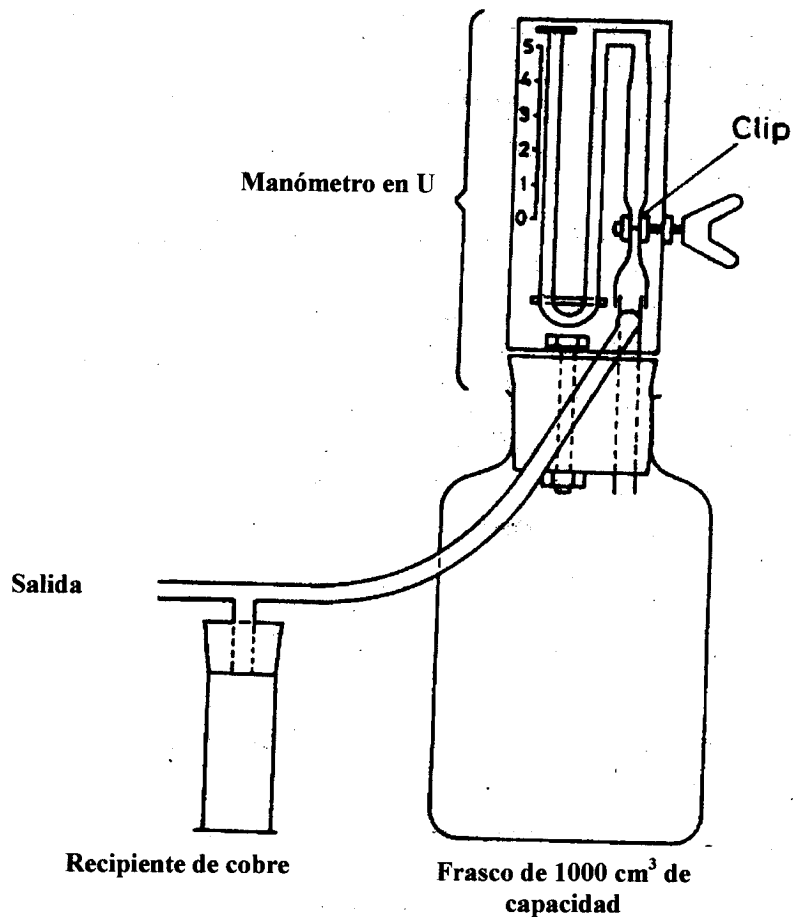


Figura 28. Desadsorbímetro.

Fuente: Verat Didari y Gunduz Okten (1991)

La muestra que se encuentra encerrada en un recipiente adecuado, se mantiene en el desadsorbímetro durante un tiempo t_1 igual al tiempo del gas perdido. Se mide el incremento de presión Δp en el volumen del contenedor (V). Si P_f es la presión atmosférica en la mina subterránea, la cantidad de gas medida vienen dada por la expresión:

$$q \cong V(\Delta p/P_f) \quad (10)$$

y:

$$Q_1 = 3,4 q \quad (11)$$

La cantidad de gas desadsorbida durante el transporte (Q_2) se estima fácilmente con la siguiente expresión:

$$Q_2 = (V/1000) (x - x_0) (100 + x) \quad (12)$$

donde V es el volumen del recipiente, x_0 es el porcentaje de gas en el recipiente en condiciones subterráneas y x es el porcentaje de gas cuando el recipiente es abierto en el laboratorio. Ambos porcentajes se miden mediante un manómetro.

El gas liberado mediante la trituración (Q_3) se recoge en un tubo de ensayo graduado que se encuentra vuelto del revés sobre un recipiente con agua. La trituración tiene lugar en una copa metálica y generalmente dura unos 20 - 30 minutos (Figura 29).

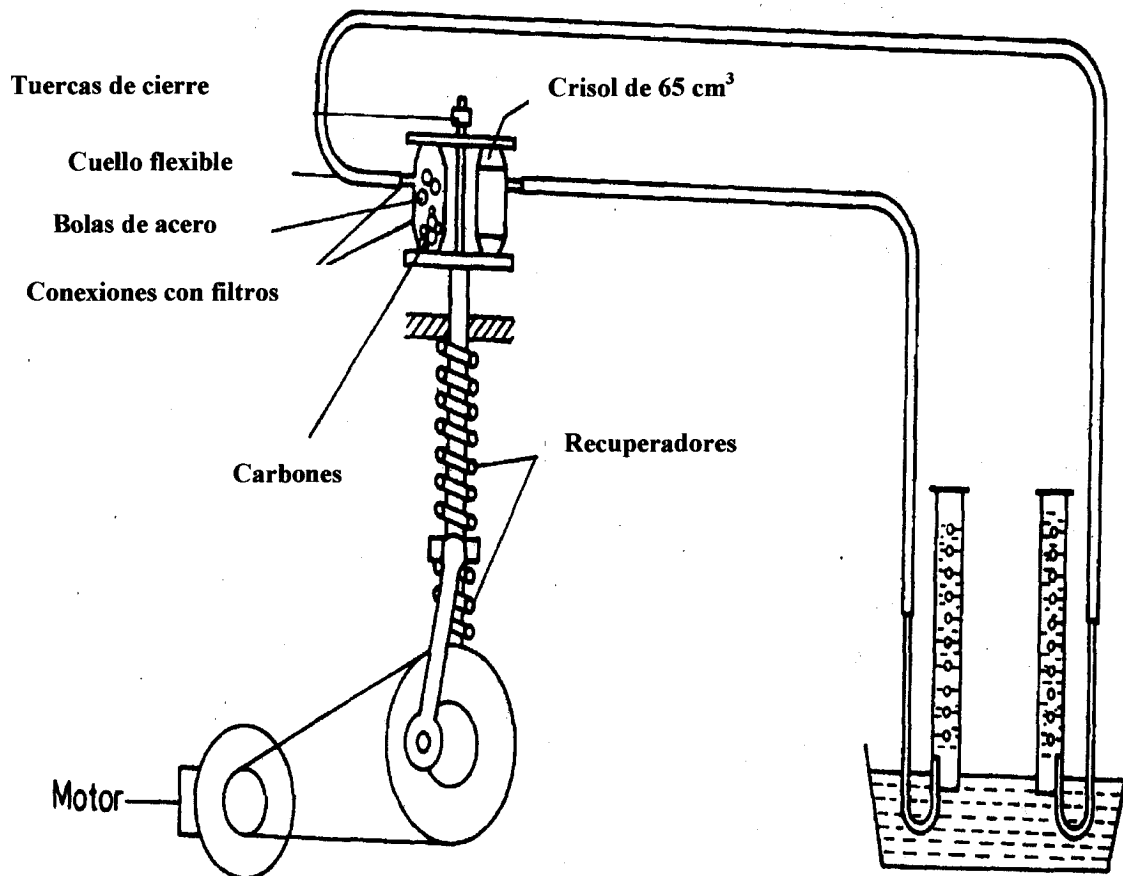


Figura 29. Determinación del contenido en gas de la muestra por trituración.
Fuente: Verat Didari y Gunduz Okten (1991)

- *Efecto del contenido de gas residual.*

Una fuente común de error en los análisis del contenido de gas en las reservas de carbón es el fallo para cuantificar y contabilizar el volumen de gas residual que puede permanecer en la muestra de carbón al final de las medidas de desorción de gas en los contenedores. Esta práctica de análisis de contenido de gas es debido a un supuesto de que este volumen de gas residual es despreciable, o que no contribuye

significativamente a la reserva de gas recuperable total. Sin embargo esta práctica de análisis de contenido de gas puede tener errores apreciables de infravaloración en las evaluaciones del gas in situ de los depósitos y contenidos de gas en el carbón. La siguiente tabla da ejemplos de valores de gas residuales para depósitos de carbón en varios yacimientos de EE.UU.

Tabla 9. Valores del volumen de gas residual.

Fuente: IEA Coal Research

Cuenca	Rango del carbón	Volumen de gas residual (% del Vol. total de gas)
Powder River	Sub - bituminoso	5 %
Uinta	Bituminoso alto en volátiles	7 %
Illinois	Bituminoso alto en volátiles	8 - 20 %
Northern Appalachian	Bituminoso alto en volátiles	20 - 50 %
Black Warrior	Bituminoso medio en volátiles	5 - 15 %
Central Appalachian	Bituminoso bajo en volátiles	6 - 10 %
Arkoma	Bituminoso bajo en volátiles	4 - 12 %

Los datos de la tabla muestran que el volumen de gas residual puede ser una fracción importante (5-50 %) del contenido total de gas adsorbido in situ de las reservas de carbón.

La magnitud de este error de infravaloración muestra específicamente que el volumen de gas residual es muy dependiente de la temperatura de la muestra y del tiempo de liberación total durante las medidas de desorción del gas.

- *Efecto del tipo de muestra.*

Otra importante fuente de error en el análisis del contenido de gas en las reservas de carbón es el uso de los datos de liberación del gas extraídos de los sondeos como la base para el valor el contenido de gas in situ. Esta práctica de análisis de contenido de gas puede tener errores significativos de infravaloración de los recursos de gas de carbón y en las evaluaciones de gas in situ de las reservas. La figura 30 muestra una comparación de los valores de contenido de gas obtenidos en las reservas de carbón de S. Juan por el análisis de los datos de liberación del gas de tres diferentes tipos de muestras de carbón. El valor obtenido de gas contenido del testigo convencional es similar al valor de contenido de gas mediante el testigo a presión, pero estos valores son 34 % y 42 % mayores que el valor del contenido de gas hallado mediante sondeos. Los errores de contenido de gas de este tamaño causan grandes errores de infravaloración en las tasas de producción de gas y de la recuperación acumulada usando los modelos de simulación de depósitos.

Contenido de gas seco libre de cenizas

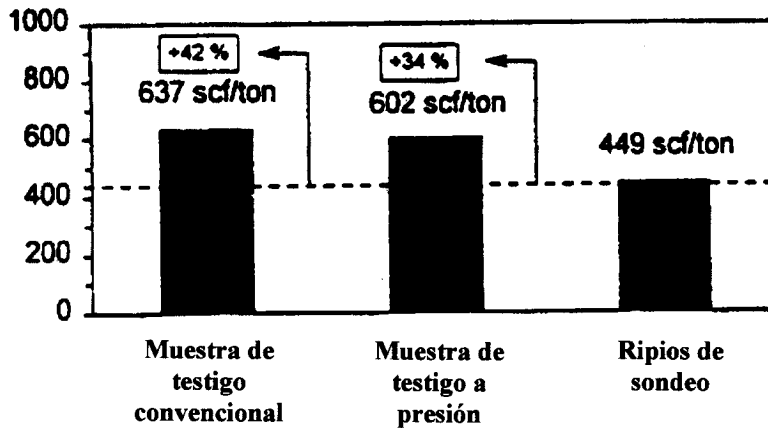


Figura 30. Comparación de los valores de contenido de gas usando diferentes métodos de análisis.

Fuente: Charles R. Nelson. Effects of Coalbed Reservoir Property Analysis Methods on Gas-In-Place Estimates. Gas Research Institute, Chicago, IL.

La figura 31 demuestra que en general los datos de liberación de gas obtenidos de los taladros no pueden utilizarse para cuantificar con exactitud el contenido de gas in situ total de los depósitos de carbón. Este hallazgo es comparable a los resultados obtenidos por otros. La figura 31 muestra el efecto de un error de infravaloración de un 30 % de contenido de gas en la producción de gas acumulado, pronosticada utilizando un modelo de simulación de depósito para una alta productividad en la reserva de carbón de San Juan. Este error produce un 63 % de infravaloración de la producción de gas acumulado a largo plazo y una reducción comparable de los valores económicos en las reservas de gas.

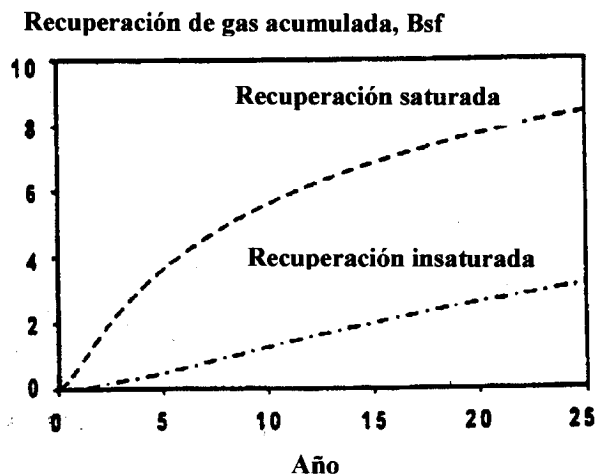


Figura 31 . Recuperación acumulada de gas.

Fuente: Charles R. Nelson. Effects of Coalbed Reservoir Property Analysis Methods on Gas-In-Place Estimates. Gas Research Institute, Chicago, IL.

- Método de análisis mediante el efecto de gas perdido.

La literatura técnica describe tres procedimientos para la estimación de gas perdido. Estos procedimientos son conocidos: **Recuperación insaturada** métodos de: *Bureau of Mines*, *Smith & Williams* y *AMOCO*. Estos tres métodos de análisis permiten ampliamente diferenciar los valores de contenido en gas total y el volumen de gas perdido. La figura 32 muestra que la exactitud de la estimación del volumen de gas perdido mayor (el más próximo a los valores de liberación de contenido de gas de referencia) siempre fue obtenida cuando los datos de liberación de gas fueron analizados utilizando el método de *Bureau of Mines*. Los valores de contenido en gas de referencia se obtuvieron mediante el método de *Bureau of Mines*.

Figura 32. Comparación de las producciones de gas entre capas saturadas e insaturadas.
 Fuente: Charles R. Nelson. Effects of Coalbed Reservoir Property Analysis Methods on Gas-In-Place Estimates. Gas Research Institute, Chicago, IL.

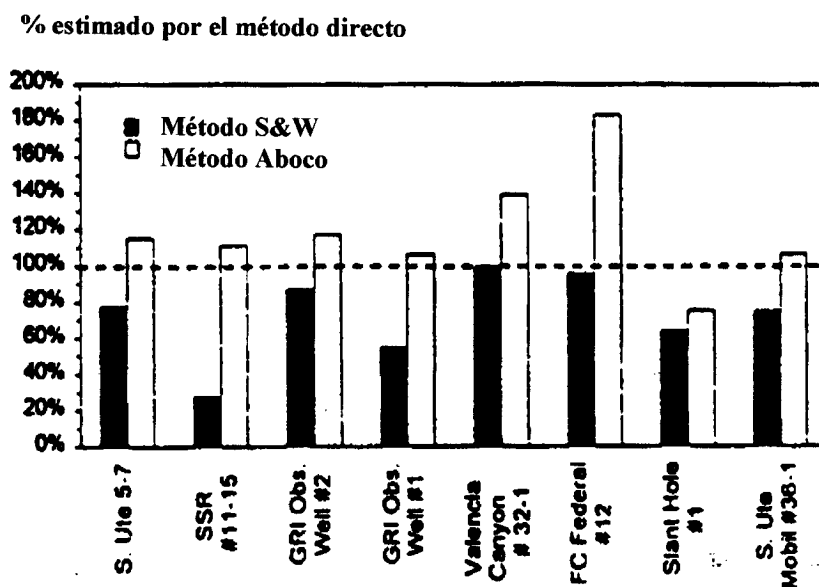


Figura 32. Comparación de las estimaciones del contenido en gas mediante testigo convencional y Benchmark.

Fuente: Charles R. Nelson. Effects of Coalbed Reservoir Property Analysis Methods on Gas-In-Place Estimates. Gas Research Institute, Chicago, IL.

En el método de análisis de gas perdido de *Bureau of Mines* se representa un gráfico de las medias acumuladas del contenido de gas liberado y la raíz cuadrada del tiempo transcurrido desde el inicio de la liberación de gas (definido como tiempo cero) durante el proceso de recuperación del testigo. El contenido de gas perdido es el valor absoluto del resultado obtenido extrapolando los datos representados al tiempo cero. La figura 33 representa un ejemplo de este tipo de gráfico.

Las condiciones de testificación, específicamente la temperatura del testigo de carbón y la presencia de aire en la parte superior del contenedor durante la liberación de gas puede afectar significativamente la exactitud del volumen estimado del gas perdido.

Estas dos fuentes de error pueden ser importantes y se discutirán en los siguientes apartados.

- *Efecto de la temperatura de liberación de gas.*

El *Bureau of Mines* reconoció que la temperatura del testigo de carbón durante la liberación de gas afectan la exactitud de la estimación de su contenido por el método directo y recomendó que los testigos de carbón se mantuvieran a una temperatura constante durante las medidas de liberación del gas. Sin embargo es muy común para las medidas de liberación por el método directo que sean realizadas sin control de la temperatura del testigo de carbón. Dos factores relacionados con la temperatura afectan la exactitud del procedimiento de análisis del método directo. Primero, la velocidad de liberación del gas del carbón es exponencialmente dependiente de la temperatura, y segundo, la capacidad de adsorción de gas del carbón es inversamente proporcional a la temperatura. De aquí que la temperatura del testigo de carbón durante las medidas de desadsorción del gas, afecte al incremento de volumen del gas que desadsorbe como una función del tiempo, y del volumen total de gas medido así como del volumen de gas residual. La más alta temperatura del testigo de carbón durante las medidas de gas en el contenedor y su mayor velocidad de desadsorción y, por tanto, la mayor pérdida de volumen de gas, se calcularon utilizando el método de *Bureau of Mines*.

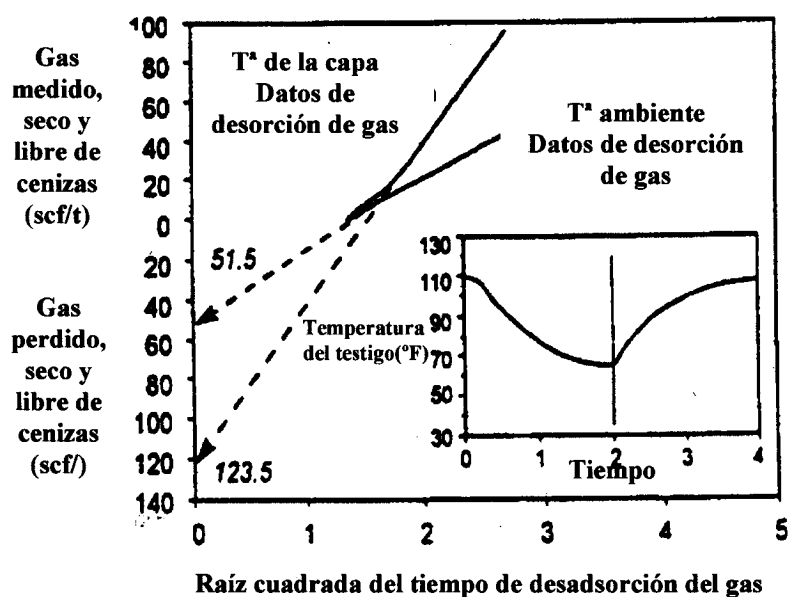


Figura 33. Efecto de la temperatura en la estimación del gas perdido.

Fuente: Charles R. Nelson. Effects of Coalbed Reservoir Property Analysis Methods on Gas-In-Place Estimates. Gas Research Institute, Chicago, IL.

Los testigos de carbón pueden experimentar un descenso apreciable de temperatura durante la perforación, la extracción y liberación. Este descenso de temperatura afecta la exactitud de la estimación de volumen de gas perdido. La figura 33 ilustra la conducta de la temperatura del núcleo de carbón de San Juan durante el intervalo de tiempo (enfriamiento) de la extracción del testigo. La figura 33 ilustra los resultados obtenidos cuando el procedimiento del análisis del gas perdido del *Bureau of Mines* se utiliza para

analizar los datos recogidos del análisis de la liberación del gas de los testigos de carbón de San Juan mantenidos en el depósito a las condiciones de temperatura de superficie.

Para los datos representados en la figura 43, los datos de liberación de gas a la temperatura ambiente infravaloran el volumen de gas perdido en un 58 %. Este error equivale a una estimación del contenido del gas total un 30 % más bajo. La magnitud del error del contenido del gas perdido según las muestras de carbón de otros depósitos, dependen de la diferencia entre las del depósito y las temperaturas ambientes, así como del almacenamiento del gas del carbón y de la difusión de las propiedades. Esta fuente de error puede ser minimizada o eliminada utilizando baños de agua para mantener los contenedores de liberación a la temperatura del depósito mientras se realizan las medidas de gas.

- *Efecto de la oxidación del carbón.*

La reacción del carbón con el oxígeno en el aire puede ser una importante fuente de errores en el procedimiento del análisis del contenido del gas por el método directo. El carbón es un material muy sensible al aire y reacciona progresivamente con el oxígeno en el aire. A las condiciones de temperatura ambiente, la velocidad de reacción del oxígeno con un testigo reciente del depósito, puede ser comparable con la velocidad de emisión de metano del testigo. Si los testigos recientes de carbón de los depósitos se sellan en los contenedores de desadsorción con un gran volumen de aire en la parte superior, la subsecuente reacción química entre el oxígeno y el carbón, puede causar un significativo error de infravaloración en la velocidad de liberación del gas medido y en el volumen total de gas medido. La figura 34 ilustra los efectos de la oxidación del aire en los resultados del análisis del contenido de gas por el método directo para los testigos de carbón sub bituminosos de la formación de Powder River.

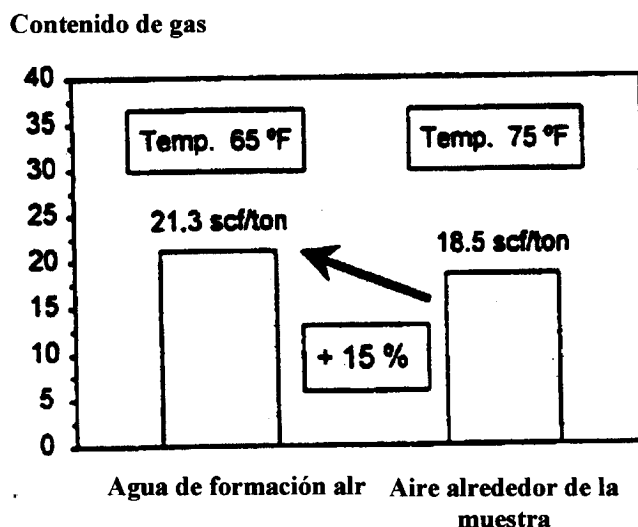


Figura 34. Efecto de la oxidación del aire en los valores de gas contenido según el método directo.

Fuente: Charles R. Nelson. Effects of Coalbed Reservoir Property Analysis Methods on Gas-In-Place Estimates. Gas Research Institute, Chicago, IL.

En general las magnitudes de este tipo de error son inversamente proporcionales al rango de la muestra de carbón y serán máximos cuando la relación entre el volumen de gas liberado total y el volumen vacío del espacio libre en el contenedor de desadsorción es mayor que 2:1. Esta fuente de error puede ser minimizada usando o un gas inerte o agua para desplazar el aire del volumen vacío del espacio libre remanente, antes de sellar el contenedor y de la iniciación de las medidas de liberación del gas.

- *Procedimiento de análisis de contenido de gas.*

El tipo de testigo del carbón, el método de análisis de pérdida de gas, la temperatura de liberación del gas y la atmósfera de desadsorción del gas (figura 34) afectan significativamente la exactitud de los resultados del análisis de contenido en gas del método directo. La siguiente tabla muestra las causas y magnitudes principales de los errores en el análisis del contenido de gas por el método directo. La mayor exactitud del contenido de gas por el método directo (lo más aproximado con los valores de contenido de gas de referencia) se obtiene usando datos de desadsorción del gas, recogidos en las condiciones de temperatura del depósito, de los testigos convencionales y analizados con el procedimiento de pérdida de gas del *Bureau of Mines*. El beneficio de utilizar este procedimiento de análisis de esta “mejor práctica” es que suministra los resultados con una exactitud comparable al método de testigo a presión a sólo una fracción del coste.

Tabla 10 . Errores en la estimación del contenido en gas por el método directo.

Fuente: IEA Coal Research

1. Utilizar drill cuttings para las medidas de desadsorción de gas (25 % de gas subestimado)
2. Utilizar algún método para la estimación del volumen de gas perdido (14 % de gas subestimado - 119 % sobreestimado)
3. Realizar las medidas de desadsorción de gas en condiciones de temperatura ambiente (30 % de gas subestimado)
4. Realizar las medidas de desadsorción de gas con aire en el interior del contenedor de desadsorción (5 - 15 % de gas subestimado)

Implicaciones de la reserva estimada.

El análisis del gas in situ de un depósito de carbón implica varios retos en el análisis y la adquisición de datos de las propiedades de un único depósito. Muchos procedimientos de los análisis de las propiedades de los depósitos usados comúnmente tienen inherentes defectos que afectan la exactitud de los resultados de los análisis de gas in situ. Siete procedimientos comunes de los análisis de las propiedades del depósito son:

- 1) Analizando el volumen del depósito en el supuesto que el espesor del depósito de carbón y la continuidad lateral son invariables.
- 2) Utilizando $1,75 \text{ g/cm}^3$ como el máximo valor del log densidad cuando se determina el espesor del depósito en bruto.
- 3) Utilizando $1,32$ a $1,36 \text{ g/cm}^3$ para la densidad in situ de la roca del depósito de carbón masivo.

- 4) Analizando el contenido de gas in situ de los datos de liberación de gas contenido obtenidos en las condiciones de temperatura ambiente.
- 5) Analizando el contenido de gas in situ en los datos de liberación del gas obtenidos con el aire presente en el volumen vacío del contenedor.
- 6) Analizando el contenido de gas in situ en los datos de liberación del gas obtenidos de los cortes de perforación.
- 7) Analizando el contenido de gas in situ en el supuesto que el volumen de gas residual sea despreciable.

Estos 7 procedimientos de análisis pueden llevar a grandes errores de infravaloración en las propiedades del depósito y los valores del gas in situ.

Debido a que estos errores son normales en los análisis, han sido tan ampliamente usados en el pasado que pueden ser muy importantes para las estimaciones de reservas y de gas in situ en muchas cuencas.

La siguiente tabla ilustra una serie de análisis que se puede utilizar para evitar o minimizar las fuentes comunes de errores durante la evaluación de las propiedades de un depósito de carbón. Los datos de propiedades del depósito obtenidos con este análisis protocolario, suministran más exactitud en las estimaciones del gas in situ que implica apreciables ganancias en las reservas estimadas y valor económico de las propiedades de producción. Como un ejemplo, la compañía de Emerald Gas obtuvo un 74 % de ganancia sobre las estimaciones originales del gas in situ después de utilizar este análisis para evaluar los datos de las propiedades del depósito en un campo de gas de 17 pozos de carbón en San Juan.

Tabla 11. Serie protocolaria de análisis de reservas de CBM.

Fuente: IEA Coal Research

1. Medida de la desadsorción de gas en testigos a la temperatura de la capa.
2. Estimación del contenido total de gas de cada testigo usando el procedimiento del método directo.
3. Relacionar el gas total contenido en los testigos con la composición del testigo.
4. Relacionar la composición del testigo con la densidad.
5. Determinar en el laboratorio el contenido de la mezcla del gas in situ.
6. Estimar la potencia y la densidad media in situ mediante datos de sondeos de log - densidad.
7. Calcular el contenido de gas in situ con la densidad media de la reserva y el contenido de la mezcla.
8. Calcular el volumen del gas in situ.

5.- TECNOLOGÍA DE PRODUCCIÓN.

La mayor actividad de extracción del CBM se está realizando en EE.UU., en dos áreas principales: San Juan Basin, en Colorado y Black Warrior Basin, en Alabama. Las mejores zonas de San Juan Basin tienen capas potentes de carbón (más de 15 metros) saturadas en gas, mientras que Black Warrior Basin tiene una serie de capas delgadas (no mayores de 1,5 metros). Los pozos de generación de CBM datan de 1977 cuando AMOCO Production Company terminó su primer pozo en San Juan Basin. La primera experiencia reveló que la producción de CBM no era fácil. La perforación dañaba las reservas extremadamente frágiles, consecuencia de la producción de finos de carbón. Esto a veces causa problemas por bloqueo de pozos (Ayoub, 1991). La experiencia obtenida en los yacimientos múltiples de Black Warrior Basin ha sido descrita en la guía *Coalbed Methane Operations* (Hollub y Schafer, 1992). La guía da una información práctica de la ubicación, perforación y producción de los pozos de CBM. Logan (1993) también describió muchos detalles de la técnica de perforación de pozos. Schraufnagel (1993) describió la producción comercial del CBM en EE.UU. y dio detalles de los tipos de equipo utilizado.

Terminación de pozos.

Los primeros pozos de CBM utilizaban una técnica llamada *terminación de sondeos*, por simplificación de la perforación a través de la cuenca o cuencas. Estos pozos a veces se prolongaban por debajo del revestimiento de los pozos. La prolongación era para eliminar algún daño de la cuenca de carbón que pudiera haber ocurrido durante la perforación del pozo. A pesar de todo, muchos pozos tuvieron dificultades con la producción de finos. Una técnica usada ahora es revestir el sondeo con cemento. El metano de los yacimientos de carbón entra en los pozos recubiertos a través de perforaciones hechas en el revestido. La experiencia en Black Warrior Basin en Alabama, muestra que los sondeos abiertos no son siempre tan exitosos como los sondeos recubiertos (Hollub, 1992). Un problema con el uso del cemento es que puede invadir la estructura de fracturas de la cuenca de carbón. Verdaderamente, la razón del empleo temprano de la terminación de un sondeo sin revestimiento era evitar el daño potencial causado por las operaciones de revestimiento por cementación (Boyer, 1990).

Las perforaciones en el revestimiento del pozo pueden también causar problemas en las cuencas de carbón. Existe la posibilidad de formación de trozos de carbón cuando se produce la perforación mediante cargas explosivas. Las partículas con dimensiones límites, pueden provocar taponamientos de las aberturas; es por eso por lo que se introducen las muescas. Se eliminan las partículas a través del revestimiento usando herramientas de inyección a presión. La acción de la presión arrastrará el material lejos del punto de atascamiento. Las cargas de perforación son normalmente de pequeño diámetro (0,95 - 1,25 cm) con una densidad de 13 por metro, y da una gran penetración del yacimiento de carbón (Boyer, 1990). Lambert (1987) estimó que este método de perforación de alta densidad de disparo (HSD) era mejor que los sondeos abiertos o con recubrimiento muesqueado en la sima múltiple de Deerlick Creek en Alabama. La terminación de pozos con método HSD llevó dos días contra las dos semanas requeridas en la perforación de pozos abiertos o con recubrimiento muesqueado. Lambert (1989) ordenó los tres métodos de esta manera: perforaciones, muesqueado y sondeos abiertos. El único aspecto en donde las perforaciones eran peores que en las otras dos era el taponamiento, la restricción de entrada del fluido por el área destinada a ello.

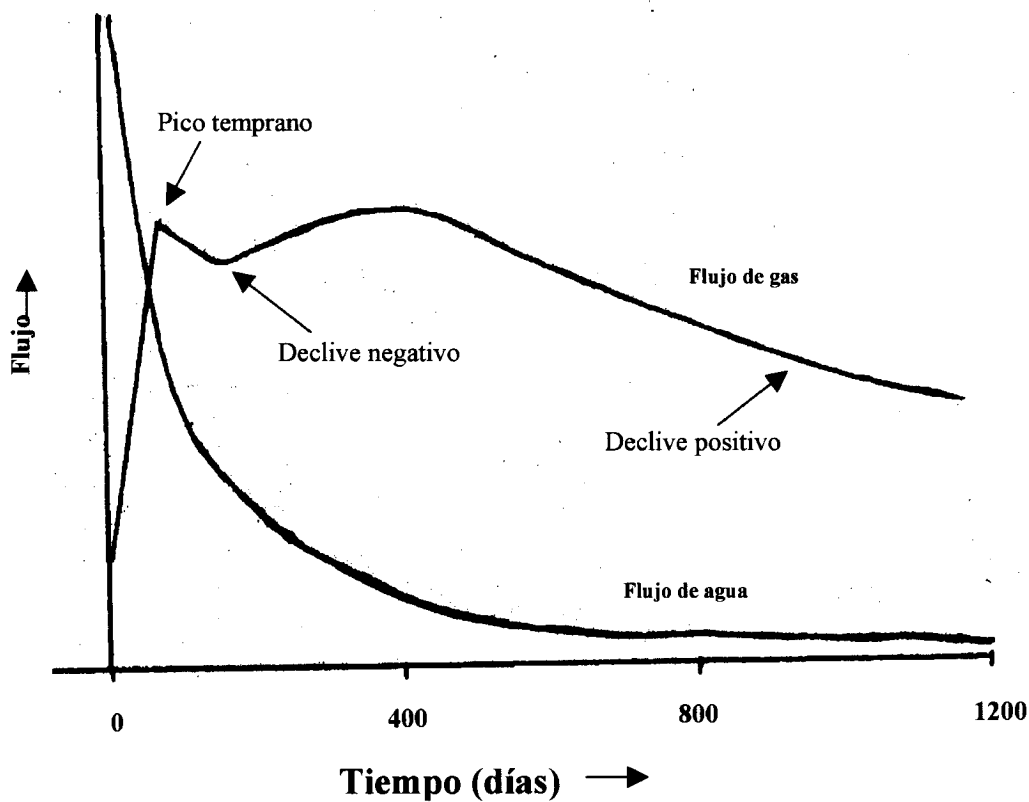


Figura 35. Producción de gas y agua de un pozo.

Fuente: IEA Coal Research (January, 1995). Coalbed methane extraction.

En la experiencia americana, excepto para los pozos de la parte sur de la formación de Fruitland en San Juan Basin, los yacimientos de carbón están saturados en agua. No fue hasta 1979 cuando los ingenieros de AMOCO demostraron que la eliminación del agua era necesaria para que el gas comenzara a desadsorberse (Metcalf, 1991). El agua se bombea desde las grietas del interior de la cuenca de carbón para eliminar la presión y así provocar la liberación del metano. El pozo comienza produciendo agua primero y más tarde, para la mayoría de la vida productiva de los pozos, agua y gas en dos fases.

Las grandes cantidades de agua bombeada inicialmente reducen la presión del pozo rápidamente y provoca un pico temprano en el ratio de producción de metano (Ertekin, 1991). Dependiendo de la permeabilidad, este ratio declina rápidamente durante un corto periodo en el cual el gas se agota de los espacios de las fracturas. Después de haber eliminado el agua suficiente de la sima para reducir la presión hasta la presión de desorción del carbón, entonces se vuelve a incrementar el ratio de producción de gas. Cuando la presión está igual o por debajo de la presión de desorción, se desorben grandes cantidades de gas desde los microporos y se difunden por la red de fracturas. El tiempo durante el cual esto ocurre se conoce como periodo negativo de declive. El declive positivo final llegará hasta el agotado del pozo. La figura 35 muestra los ratios de producción de agua y gas con el tiempo.

Como la literatura está dominada por la experiencia americana, es fácil tener la impresión de que todas las cuencas de carbón están saturadas de agua. Este no es el caso: muchos pozos en San Juan Basin no lo están. Como otro ejemplo, la evidencia sugiere que, en los campos de carbón centrales de UK, no hay agua libre. No se puede presumir a priori que todas las cuencas subterráneas de carbón están saturadas de agua (Levine, 1992).

Espaciado de pozos.

Ertekin (1991) señaló que el espaciado de pozos en las cuencas de carbón tiene un papel mucho más significativo en la obtención del máximo de recuperación de gas que en las reservas de gas convencional. En las reservas de gas convencional, si los pozos están muy cerca unos de otros, cada uno drena el gas correspondiente a las áreas de drenaje solapadas entre pozos adyacentes (Young, 1991). Sin embargo, en los pozos de CBM, el espaciado próximo puede tener efectos beneficiosos. Una mayor densidad de pozos perforados produce una reducción de presión adicional e incrementa el ratio de liberación, produciéndose de este modo más gas libre. El efecto de la adición de pozos puede verse en la figura 36. En el tiempo t_1 , la presión con dos pozos es la misma que con uno, pero para el tiempo t_2 la influencia de un pozo sobre el otro reduce la presión total.. Cuantos más pozos se añadan, el efecto se hace más pronunciado. Cuando un pozo está rodeado por otros, el pozo central experimenta la mayor reducción de presión.

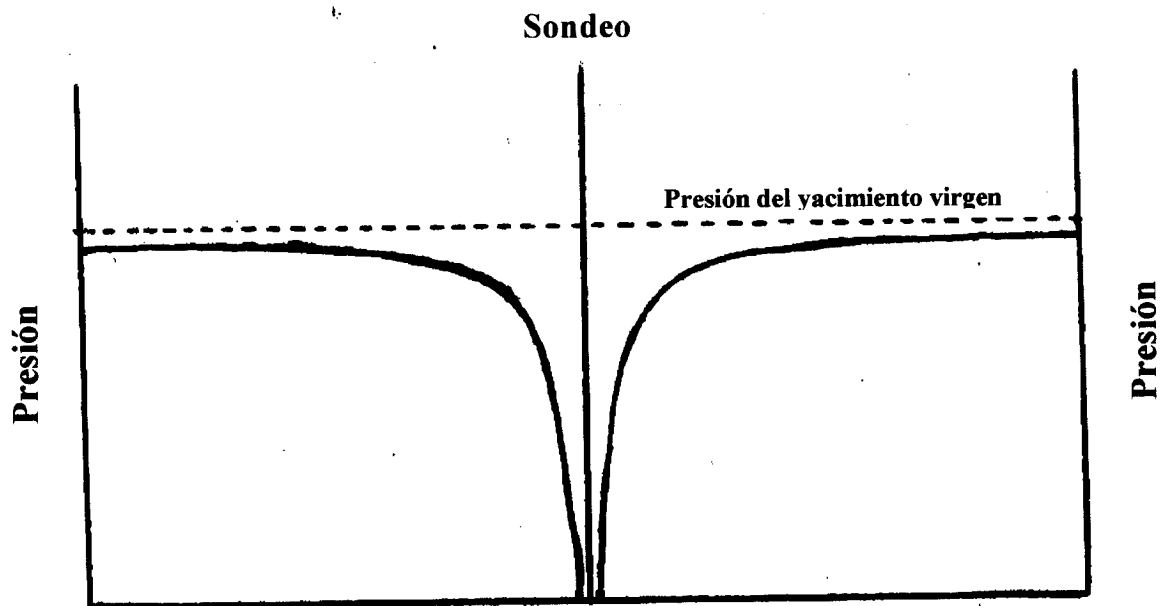


Figura 36. Caída de presión con un pozo.

Fuente: IEA Coal Research (January, 1995). Coalbed methane extraction.

Zuber (1990) ha usado un simulador de diferencias finitas para estudiar el óptimo espaciado de pozos. Encontró que el espaciado óptimo de pozos era una función de la permeabilidad del carbón y, como podía esperarse, necesitaban estar más cercanos unos de otros en las zonas de más baja permeabilidad. Se encontró que un parámetro importante eran las dimensiones de las fracturas hidráulicas como se discutirá más adelante.

La figura 37 muestra la sensibilidad de la producción de gas con el espaciado de pozo basada en la simulación de Zuber (1990). El espaciado pequeño entre pozos provoca unos altos porcentajes de producción de gas, pero espaciados mayores resultan mejores a largo plazo (más de 10 años). Schraufnagel (1990) señala que, donde la producción de gas es más importante que la minería, los productores prefieren mayor espaciado primario de pozos para salvar los costes de perforación y acabado. Mc Elhiney (1993) consideraron la economía de diferentes espaciados de pozos y encontraron que el papel de la interferencia de presiones en los CBM era beneficioso para la aceleración de recuperación de recursos. La aceleración de la producción en algunos casos puede constituir la diferencia para que una capa de carbón sea económicamente explotable o no.

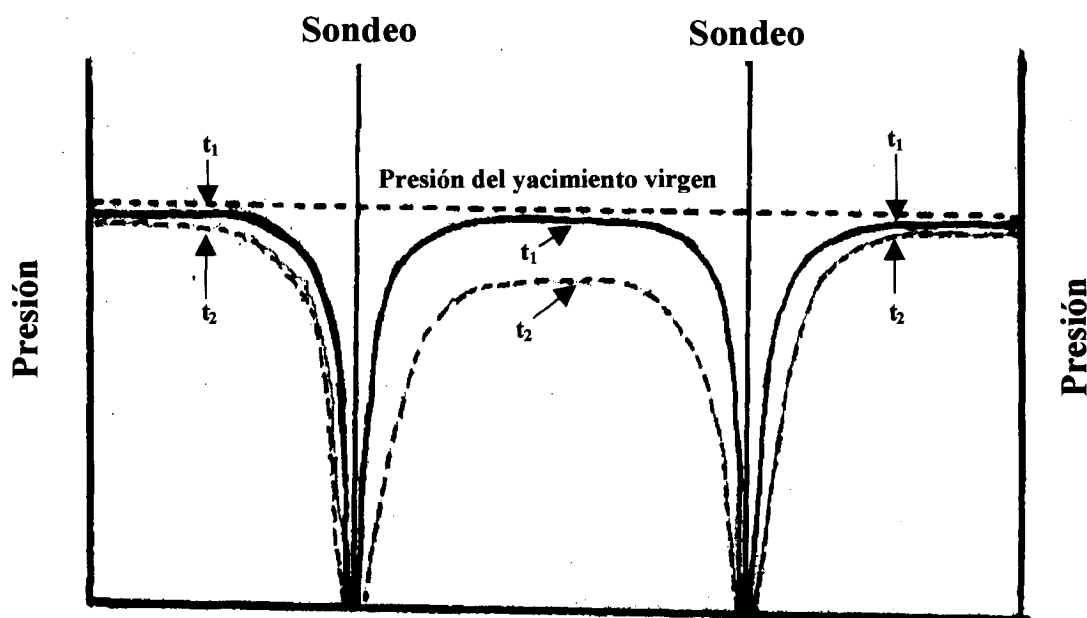


Figura 37. Caída de presión con dos pozos.

Fuente: IEA Coal Research (January, 1995). Coalbed methane extraction.

La anisotropía del sistema de fracturas puede también ser explotada. La gran permeabilidad esperada según la dirección de fracturación ha sido estudiada en el campo de múltiples cuencas encontrado en Rock Creek en Alabama (Koenig, 1991).

La necesidad de utilizar pozos múltiples significa que el área requerida para la producción de CBM debe ser suficiente para contener el número suficiente de pozos. Wallace (1990) señala que para un espaciado de 32 hectáreas por pozo el área mínima requerida para la producción podría ser 40 km². 80 km² sería de tres a cuatro veces mejor. Podría parecer que el desarrollo del CBM no es adecuado en zonas densamente pobladas.

Fracturación hidráulica.

Con la excepción de algunas cuencas del CBM de San Juan Basin, éste no se ha producido en cantidades interesantes sin el uso de fracturación hidráulica (Wallace, 1990). La fracturación hidráulica es una técnica mediante la cual un fluido se bombea a alta presión dentro del pozo. El propósito es crear orificios artificiales (fracturas de tensión) para proporcionar nueva área de superficie de reserva y actuar como un conducto de baja presión desde la boca del pozo hasta el yacimiento de carbón. El fluido de fracturación inyectado puede ser agua, gas, espumas o geles. El fluido puede llevar un propagador, a veces arena de los alrededores del pozo, que mantiene las fracturas abiertas hasta que el bombeo haya terminado. Aunque la fracturación hidráulica es relativamente bien comprendida en la producción de petróleo y gas convencional, este conocimiento es menor cuando se trata de CBM. Jeffrey (1991) señala que, en el carbón, el tamaño de las fracturas y la conductividad no pueden ser pronosticados con exactitud.

El tratamiento de presión previsto por los modelos de fracturación estándar de la industria del gas natural se excede muchas veces en la fracturación de las cuencas de carbón. La presencia de finos de carbón puede ser aquí un factor importante. Jones (1987) sugirió que algunos pedazos de carbón podían bloquear las fracturas y los finos podían taponar los extremos, incluso restringiendo su longitud. Jeffrey (1989) analizó los mecanismos por los cuales los finos de carbón podían afectar a los tratamientos de fracturación. Concluyó que, si los finos de carbón están uniformemente distribuidos por todo el fluido de fracturación, puede haber altas concentraciones sin un incremento significativo de las presiones de tratamiento. Pueden también ser considerados otros problemas asociados con las cuencas de carbón; algunos de ellos incluyen:

- Constricción y daño cerca del pozo.
- La formación de estructuras complejas cerca del pozo.
- El sistema de fracturas puede provocar muchos escalones y terraplenes.
- La introducción del fluido dentro del carbón puede provocar su hinchamiento.
- Las fracturas pueden no quedar confinadas dentro de la cuenca de carbón.

La constricción cerca de los pozos puede estar provocada por los finos del carbón o por la obstrucción de las fracturas por los cascotes. Incluso, si se forman fracturas múltiples, pueden interactuar y competir por el ancho. La introducción de una fina malla de arena antes de la introducción del propagador, puede eliminar esto. La arena puede entrar y taponar alguna de las pequeñas fracturas secundarias, y enviar el fluido de éstas hacia las principales. (Palmer, 1989). Si el fluido se pierde dentro del carbón, no es posible extender la fractura más allá o ser transportado el propagador. Los ratios de fluido perdido en el carbón son altos.

Donde la fracturación hidráulica se ha llevado a cabo por delante del avance de la minería subterránea, es posible minar a través de la fracturación y observar los efectos del tratamiento. Diamond (1987) encontró que, especialmente en las cuencas de carbón desmenuzable, son comunes las lineaciones múltiples cerca de los sondeos. También observó lineaciones en escalón a través de las capas de carbón. La evidencia sugiere que las *nuevas* fracturas eran raramente creadas, pero los planos de debilidad entraban y se abrían en varios grados.

A pesar de esto, los estudios de laboratorio de Khodaverdian (1991) indicaron que las fracturas múltiples paralelas no eran el principal mecanismo para el tratamiento a altas presiones en los test de fracturación hidráulica. Sus test mostraron que las vías del fluido podían llegar a estar constreñidas cerca del sondeo, mientras que las fracturas permanecían abiertas en lugares más alejados. En los tratamientos a baja presión, provocaron lineaciones en el pozo con baja permeabilidad hidrolocal. El diseñador preserva la unión del fluido dentro del carbón, evitando de este modo la presión de poros cerca del sondeo. La presión de poros puede provocar que el carbón se rompa cerca del sondeo o puede incrementar el material inflexible del carbón. La permeabilidad dentro del carbón es otro camino por el cual puede perderse el fluido

Geometría de fractura.

El diseño de un tratamiento de fracturación depende de la profundidad, el espesor y la estratigrafía del depósito de carbón. Holditch (1989) describe cuatro categorías principales de la conducta de fracturas.

- Fracturas horizontales.
- Fracturas verticales.
- Fracturas múltiples verticales y formaciones en T.
- Propagación de fracturas dentro de las capas adyacentes.

Las fracturas horizontales se encuentran en cuencas de carbón superficiales (menos de 300 metros) donde el esfuerzo menor es el vertical. A mayor profundidad, se favorecen las fracturas verticales; Schraufnagel (1994) señala que las fracturas verticales no se forman hasta profundidades de 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. Sin embargo, se puede crear una fracturación compleja (verticales múltiples o formaciones en T). La formación en T se forma cuando la fractura vertical llega al límite de la capa de carbón. También es posible que la fractura atraviese el límite. Cuando esto ocurre, el escape de fluidos puede provocar que las fracturas creadas en el carbón se estrechen o se cierren a la vez.

El minado después de la perforación ha confirmado que las fracturas horizontales se encuentran en la parte superior de las capas de carbón (Diamond, 1987). Sin embargo, Steidl (1991) en un estudio de dos minas en Alabama, no observó ninguna fractura horizontal. Esto pudo deberse a los efectos de la profundidad, como se nota más adelante. La penetración del techo fue también observada en aproximadamente la mitad de las fracturas examinadas por Diamond (1987) y, Steidl (1991, 1993), observó que muchas de las fracturas y arena propagada estaban presentes en la roca de techo o en la de separación. Jeffrey (1992) encontró que muchos desarrollos de fracturas y arena tenían lugar justamente fuera de la capa de carbón, en el techo rocoso ninguno dentro

del suelo rocoso. También consideró que un punto importante era la asimetría de las fracturas formadas. Sugirió que esto requería un estudio adicional “porque podía ser un factor importante de la propagación de fracturas en el carbón”.

El hecho de que las fracturas no crecen hacia abajo a través de las barreras de esfuerzo puede ser explotado en el tratamiento de capas múltiples de carbón. Schraufnagel (1991) describe la experiencia del intervalo de carbón Black Creek en Rock Creek (Alabama). Este intervalo tiene 30 - 60 cm de espesor situado sobre una sección vertical de profundidad entre 365 - 457 metros. Inicialmente, cada capa de interés en el intervalo 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 de cuenca a capa y lateralmente desde el sondeo. Spafford (1991) da más detalles de esta técnica que se llama *acceso restringido*. Spafford (1993) también notan 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 finos de carbón. Las condiciones de esfuerzo deben ser adecuadas para el éxito de esta técnica; no deben presentarse barreras de fracturas verticales.

Materiales de fracturación.

Los geles han sido usados como fluidos de fracturación con una pequeña cantidad 10/20 de una malla (0,841 - 1,68 mm) de arena silíceo como propagante. En los pozos convencionales de petróleo y gas, los geles provocan una alta viscosidad de fluido que puede transportar grandes concentraciones de propagante a distancias considerables de la boca del pozo (Creel, 1994). El agua también ha sido usada como fluido de fracturación, siendo una ventaja su bajo coste, pero no tiene las propiedades necesarias para transportar las grandes cantidades de propagante necesario para las fracturas de alta conductividad. Zuber (1990) calculó que el beneficio económico de los costosos tratamientos de fracturación basados en geles compensaban los tratamientos basados en el agua.

El carbón es una roca mucho más reactiva que la arenisca, sin embargo se espera que reaccione con los fluidos con base de gel y otros componentes introducidos. Después de que una fractura se haya terminado, el fluido de gel debe ser recuperado drenándolo de la fractura. Los geles se llevan a la viscosidad del agua normalmente utilizando un agente oxidante o una enzima. Hinkel (1991) señala que el gel que permanece con su viscosidad dentro de la fractura puede dañar a la cuenca por un crecimiento de bacterias o un cambio de humedad. Describe que el uso de los aditivos CBMA. Los CBMA mitigan el daño causado cuando una solución diluida de hipoclorito se usaba para eliminar los restos de gel y bacterias. El uso de surfactantes ayuda a la eliminación de aguas de la cuenca de carbón, y generalmente conduce a la mejora de la producción de metano. Hinkel (1991) reconoció que cualquier tratamiento del carbón debe ser diseñado teniendo en cuenta que el carbón es susceptible de cambios físicos y químicos. Puri (1991) nota que las permeabilidades de los testigos de carbón fueron severamente dañados por la exposición a fluidos de fracturación basados en geles que habían sido deteriorados (llevados a la densidad del agua) y filtrados repetidamente. Los estudios en campo demostraron que un 20 - 30 % del volumen de gel de fracturación inyectado no fue recuperado y se sospecha que quedó atrapado en el carbón. El 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. Se recomendó que debía realizarse todo esfuerzo posible para evitar el contacto de la cuenca de carbón con los fluidos que contienen polímeros, surfactantes, biocidas u otro tipo de líquido químico.

Palmer (1991) describió la experiencia de Oak Grove Field en Black Warrior Basin en donde estimularon cerca de veinte pozos, la mitad con gel de borato y la mitad con agua. Se usó una malla 12/20 de arena (0,841 - 1,41 mm) 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. Steidl (1991, 1993) que estudió fracturas alcanzadas por la minería, manifiesta que los tratamientos con gel propagan grandes fracturas principalmente en los carbones que tienen componentes horizontales o inclinados. Las fracturaciones de agua que examinó, produjeron fracturas verticales y estrechas que estaban contenidas sobre todo en la roca por encima del lecho de carbón. Esto parece ser debido a un efecto de la presión. Jeffrey (1993) en experimentos en mina, encontró que los tratamientos de fracturación a pequeña escala producían principalmente fracturas verticales que penetraban en el techo rocoso. Los tratamientos a gran escala producían una fracturación en T con una gran fracturación horizontal cerca de la parte más alta de la cuenca. Palmer (1991) analizó 43 tratamientos de fracturación por gel y encontró que las fracturas en T eran causadas por las altas presiones de fracturación. Las fracturas de baja presión eran principalmente verticales y también 50 % mejores en la producción de gas. Las razones presentadas para la mejor creación de fracturas verticales era que:

- ◆ Las fracturas verticales encuentran más capas de carbón.
- ◆ El flujo de gas en las fracturas horizontales está limitado por la baja permeabilidad vertical del carbón.
- ◆ La permeabilidad es más baja alrededor de la fracturas en T porque están asociadas a altos esfuerzos in situ.

Finalmente, aunque los tratamientos por fracturación de arena y agua son relativamente baratos se requiere recuperar grandes cantidades de agua después del tratamiento (Hollub, 1992).

Aunque la función principal de la arena propagador es mantener abiertas las fracturas hasta que se termine de bombear, puede afectar a la fracturación en otros sentidos. Palmer (1989) 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.

Lógicamente el siguiente paso en la reducción de costes podría ser estimular sin propagantes. Robb y Spafford (1991) describen pozos del grupo Pratt en Oak Grove Field en Alabama. Las cuencas superficiales (profundidad de unos 150 metros) tenían

alta permeabilidad natural y se describían como con un limitado potencial en la producción de gas. Los tratamientos caros no eran posibles. Se encontró que las estimulaciones que utilizaban únicamente agua y las que utilizaban arena como propagador resultaban tener ambas un bajo ratio de producción de gas (0 - 570 m³/día). Sin embargo el coste de la estimulación solamente con agua era de 7 480 \$; si se incluía arena, el coste podría ser cerca de 10 000 \$ más. Palmer (1993) ha descrito experiencias con la fracturación de agua sin arena en Oak Grove Field, que sin arena eran solamente la mitad de costosos que los tratamientos con arena (13 000 \$ en contraste con 26 000 \$). Sin embargo los tratamientos con arena eran mejores económicamente. Las fracturas de agua con propagadores mejoraban las fracturas sin arena alrededor de 1,8 veces o 1 700 m³ por día, en un periodo de 300 días. Por otro lado, se comprobó que las fracturas de agua sin arena era el medio más económico de refracturación de un pozo previamente fracturado. Esta corrección del daño al pozo, mejoró el tratamiento de fracturación de gel original según un factor o dos y a un cuarto del coste como mucho.

Cavidades internas.

En San Juan Basin, se ha utilizado la técnica de terminación dinámica de cavidades. Mazzsi (1992) manifiesta que la técnica, que él llama *liberación de esfuerzos en cavidades*, fue desarrollada en Alberta, Canadá, deducida de la experiencia en la eliminación de las explosiones de gas en las minas de carbón. Una cavidad se crea normalmente por la inyección en el pozo de aire comprimido o aire /agua entre una y seis horas. Cuando la inyección ha terminado, se abre una válvula superficial y se reduce la presión rápida y violentamente. El procedimiento se repite hasta que el pozo se rellena con sólidos. Los sólidos se eliminan mediante circulación de aire y barridos periódicos de agua (Logan, 1994). Esta creación de cavidades incrementa la permeabilidad de los alrededores de la cuenca de carbón. Esto significa que la técnica puede también ser considerada como un método de estimulación y una alternativa a la fracturación hidráulica. Kahil y Masszi (1992) describen las ventajas de la técnica. La cavidad elimina los daños a la formación y además aumenta la permeabilidad del sistema de fracturas. La magnitud de la componente de esfuerzos verticales por encima de la cavidad es parcialmente transferida sobre los lados de la misma. Esto provoca una carga unidireccional del carbón hacia la cavidad. Consecuentemente, el carbón falla y se desplaza hacia la cavidad. Incluso, la zona afectada alrededor de la cavidad generalmente no excede el diámetro de dos cavidades, el incremento de conductividad puede extenderse más de 90 metros dentro del yacimiento a ambos lados de la cavidad. La reducción de esfuerzos probablemente ensancha el diaclasado e incrementa la permeabilidad efectiva.

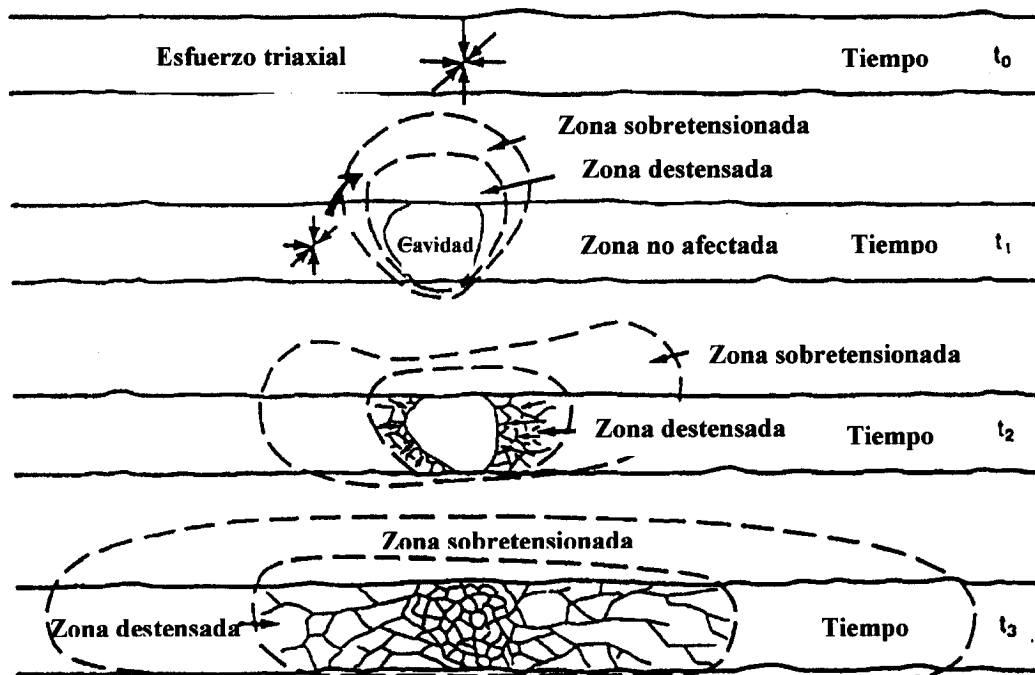


Figura 38. Esquema de la distribución de esfuerzos durante la formación de una cavidad.

Fuente: Varios autores (1991). Coalbed Methane of Western North America. Rocky Mountain Association of Geologists. Gas Research Institute.

La intersección de las zonas afectadas alrededor de la cavidad y el alargamiento del pozo con el sistema de fracturación natural existente, combinado con la ausencia de daño a la formación, es la razón principal del éxito de la terminación dinámica de los sondeos (Mayor, 1994). La técnica trabaja con alta permeabilidad y alta presión de cuenca, y puede no ser adecuada para permeabilidad y condiciones de presión bajas. La alta permeabilidad natural absoluta preexistente (mínimo entre 5 - 7 mD) parece ser el factor más importante que contribuye al éxito de la terminación de sondeos por cavidades, y probablemente controla la productividad a largo plazo. A menos que se cree una zona de permeabilidad creciente de dimensión considerable durante la cavitación, la actuación de los pozos puede ser menor que la óptima (Young, 1994). McLennan et al. (1994) discutieron el mecanismo del éxito de la cavitación. Observaron que las explicaciones dadas por el éxito de las cavidades en sondeos requerían juicios de ingeniería especulativa.

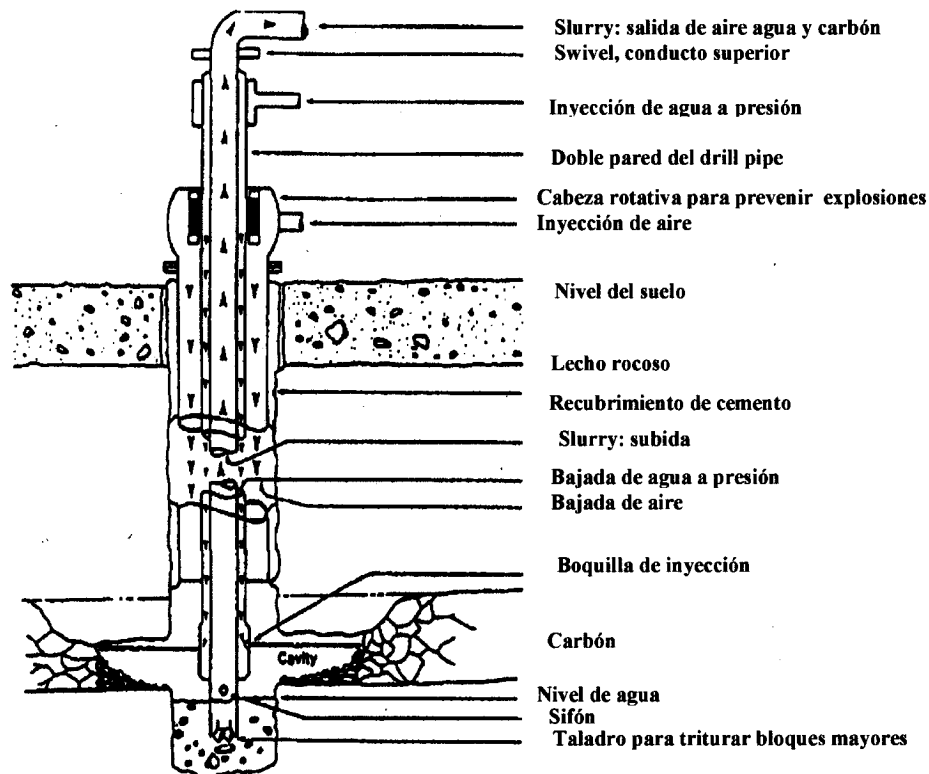


Figura 39. Sondeo para la creación de una cavidad mediante inyección de agua a alta presión.

Fuente: Varios autores (1991). Coalbed Methane of Western North America. Rocky Mountain Association of Geologists. Gas Research Institute.

El coste puede ser mayor que el de la terminación por perforación del revestimiento. Logan (1989) describió los costes como “impredecibles”. El coste estimado para perforar, terminar e instalar el equipo completo para la producción en un pozo de 914 metros es aproximadamente de 433 000 \$, pero algunos pozos han costado por encima de 1 200 000 \$ (Logan, 1993). Los costes extra crecen ya que es difícil predecir cuanto tiempo llevará crear una cavidad estable. Con costes diarios de perforación de 12 000 \$ a 14 000 \$, unos pocos días más no tomados en cuenta pueden suponer un impacto estimable. Incluso en San Juan Basin predomina la perforación del revestimiento. Sus costes con fracturación hidráulica son aproximadamente 444 000 \$ pero los costes y problemas potenciales son más predecibles que en la cavitación. En 1992, los pozos de cavitación representaban el 34 % de todos los pozos de CBM en la cuenca, pero es importante señalar que significaban más del 73 % de la producción (Young, 1994). Un

pozo de cavitación típico produce $51 - 85 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{día}$ y algunos con ratios por encima de $283 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{día}$.

Tabla 12. Comparación de los métodos de fracturación hidráulica y cavitación.

Fracturación Hidráulica	Cavitación
1) Se inyecta un fluido dentro del carbón que reduce el ratio de desadsorción.	1) No se inyecta fluido dentro del carbón.
2) Se produce la compresión en una dirección, cerrándose de este modo las fracturas naturales.	2) Libera esfuerzos, por lo que todas las fracturas naturales permanecen abiertas.
3) Se incrementa la permeabilidad a lo largo de dos o tres direcciones.	3) Se incrementa la permeabilidad radialmente alrededor del pozo. Este efecto puede extenderse tan lejos como la fracturación inducida.
4) Se incrementa el área superficial mediante la creación de grietas de tensión perpendiculares a la fracturación inducida.	4) Se rompe un gran volumen de carbón radialmente alrededor del pozo, con fracturación de las partículas de carbón.
5) Le afectan las discontinuidades geológicas como fallas u horizontes permeables, que producen grandes fugas de gas.	5) No le afectan las discontinuidades geológicas, a menos que las formaciones adyacentes sean más débiles que el carbón.
6) No afecta negativamente a la minería.	6) Ayuda a la mina liberando esfuerzos. Además es más importante en casos de minas susceptibles a las explosiones.
7) El incremento de profundidad aumenta el coste y la presión de inyección.	7) El incremento de profundidad puede eliminar la necesidad de parte del equipo de cavitación debido al colapso natural del carbón.

Perforación direccional.

La perforación de sondeos horizontales dentro del yacimiento es un método por el cual se desgasifica el yacimiento antes de comenzar las labores. Sin embargo solo es apropiado para yacimientos con alta permeabilidad (Creedy, 1994). La ventaja aparente de la perforación de sondeos horizontales es que interceptan las fracturas del yacimiento. Soot (1989) describe estudios de minas de carbón de West Virginia donde se han empleado sondeos horizontales para drenar metano, que posteriormente era vendido para utilización local. Observó que había un incremento de la producción de gas cuando la perforación era perpendicular a la esquistosidad frontal. Este era solo un efecto a corto plazo. Los niveles de producción a largo plazo no parecían estar afectados significativamente por la orientación de la esquistosidad, lo que está de acuerdo con lo expuesto por Ertekin (1991). Observaron que, si se perforan más sondeos de drenaje paralelos a la dirección de esquistosidad frontal, el agua se produce rápidamente procedente de la más discontinua esquistosidad de fondo, lo que crea una disminución de presión más efectiva y se puede así obtener más gas durante el periodo inicial de producción. Por otro lado, si se perforan más sondeos perpendiculares a la dirección de esquistosidad frontal se puede desgasificar un mayor volumen de carbón.

Deimbacher (1992) comparó la producción de CBM perforando pozos horizontales y verticales. Realizó estudios de simulación donde se mostró que los sondeos horizontales producían ratios mayores de gas que aquellos producidos por fracturación hidráulica o pozos verticales. La simulación indicó que los pozos horizontales podían perforarse en la dirección normal al máximo de permeabilidad y principales fisuras naturales. El uso de varios pequeños tratamientos de perforación hidráulica realizados en los sondeos horizontales podía aumentar aún más la producción.

Gray (1992) indica que, con el desarrollo de control direccional usando máquinas de sondeos, esta técnica podía ser adecuada para la producción comercial de CBM. La producción comercial permite demostrar que la producción superficial es mejor que la subterránea. En el yacimiento, la perforación desde la superficie es una opción cara, pero Gray (1992) concluye que el uso de sondeos por encima de 6 km y múltiples brazos puede ser competitiva con la fracturación hidráulica. Se necesita un mayor desarrollo de la técnica para hacer esto posible.

La perforación horizontal dentro del yacimiento de carbón no es posible en los casos el depósito consiste en carbón en capas intercaladas. Laubanch (1991) señala que la formación Fruitland en San Juan Basin posee esa característica. Esto hace que la técnica sea menos interesante excepto en donde existan múltiples fallas que interconecten los sistemas de fracturas de capas adyacentes.

Palmer (1993) basándose en el conocimiento de tres pozos horizontales perforados en el oeste de EE.UU., concluyó que puede ser técnicamente provechosos, pero no mejores, que los de perforación vertical. Además son más costosos: 400 000 \$ - 500 000 \$ en contraste con los 300 000 \$ - 400 000 \$ de los costes totales de un pozo vertical en San Juan Basin. Los pozos de la cuenca San Juan produjeron resultados desalentadores; el principal problema era la instalación del pozo y la dificultad en la identificación de objetivos. Ahora están abandonados (Creel, 1994).

Recuperación creciente.

Los técnicos de producción discutieron abundantemente sobre la creación de un déficit de presión para la producción de CBM. Puri (1990) indica que, aunque simple y efectivo, no es eficiente. Además hay una limitación práctica y económica en el grado en que la presión puede ser reducida. Esto significa que una cantidad sustancial de metano puede permanecer en el yacimiento. Discuten la posibilidad de la inyección de gas inerte para la recuperación de CBM. El nitrógeno inyectado en el carbón, reduce la concentración de metano en la fase gaseosa mientras que se mantiene o incluso aumenta la presión total del sistema. Como se reduce la presión parcial se puede liberar mayor cantidad de metano del carbón.

Greaves (1993) estudió la conducta de la liberación de las mezclas de metano / dióxido de carbono en el carbón. Los resultados mostraron que la inyección a baja presión de dióxido de carbono podía liberar volúmenes crecientes de metano.

Existe una desventaja obvia en la extracción de metano residual con la inyección de un gas inerte en que disminuye la calidad del gas. La mezcla inerte de gas / metano puede

ser complicada de separar económicamente. Sakashita (1994) considera que la separación del metano de la mezcla es uno de los problemas más difíciles que pueden presentarse.

Recuperación realizada de CH₄ por inyección de CO₂.

Los procesos de recuperación de CBM mediante almacenamiento de CO₂ (ECBM en la literatura anglosajona), funcionan mediante el reemplazo del CH₄ adsorbido en los microporos de las capas de carbón por moléculas de CO₂. Las moléculas de metano son desplazadas a las fracturas del carbón y a los pozos de producción. El CO₂ queda atrapado en la microporosidad y tan sólo una pequeña parte de él llega hasta los pozos de producción mientras haya una cantidad apreciable de metano que extraer. Los beneficios de la inyección de CO₂ son los mayores ritmos de producción y los mejores índices de recuperación. Además, se establecerá un almacén de CO₂, evitando la liberación de este gas a la atmósfera. Un proyecto de almacenamiento de CO₂ termina cuando comienza a liberarse. Esta tecnología está siendo utilizada a escala piloto en Norte América, por ejemplo el San Juan Basin en los Estados Unidos o en los carbones de Manville en Alberta, Canadá. A pesar de ello, en el futuro, esta tecnología tendrá mayor potencial en países con abundante carbón y escasas reservas de gas natural. Para aumentar la aceptación de esta tecnología, se seleccionaron los países de China, India, Polonia y Australia como los más apropiados para el desarrollo de un proyecto piloto.

Asesores geológicos de los cuatro países identificaron once emplazamientos potencialmente interesantes, correspondientes a ocho cuencas distintas, para localizar el proyecto. Estas ocho cuencas incluían las de Eastern Ordos y Southern Qinshui en China, las de Damodar Valley y Cumbia en la India, la Upper Silesian en Polonia y las de Southern Bowen, Southern Sydney y Gunnedah en Australia. Otras cuencas se estudiaron pero fueron descartadas por su escaso potencial de almacenamiento o por la falta de datos sobre su contenido en metano. Los emplazamientos fueron elegidos atendiendo a los sondeos existentes y al conocimiento de las características del metano presente en cada caso. Se desarrolló un sistema de puntuación para evaluar cada emplazamiento, basándose en cinco factores, que son el potencial de mercado, el potencial de producción, capacidad de almacenamiento, capacidad de suministro de CO₂ y viabilidad financiera del proyecto. Finalmente se aplicó un factor de incertidumbre según se considerara la fiabilidad de los datos estimados. Mediante el uso de este sistema de puntuación, se eligió como el mejor lugar para el desarrollo de un proyecto piloto de recuperación de metano por inyección de CO₂ Dawson River, en Southern Bowen Basin, Australia. Este lugar puntuó bien en todas las categorías, destacando su potencial de producción debido a su relativamente alta permeabilidad y a la alta concentración de metano.

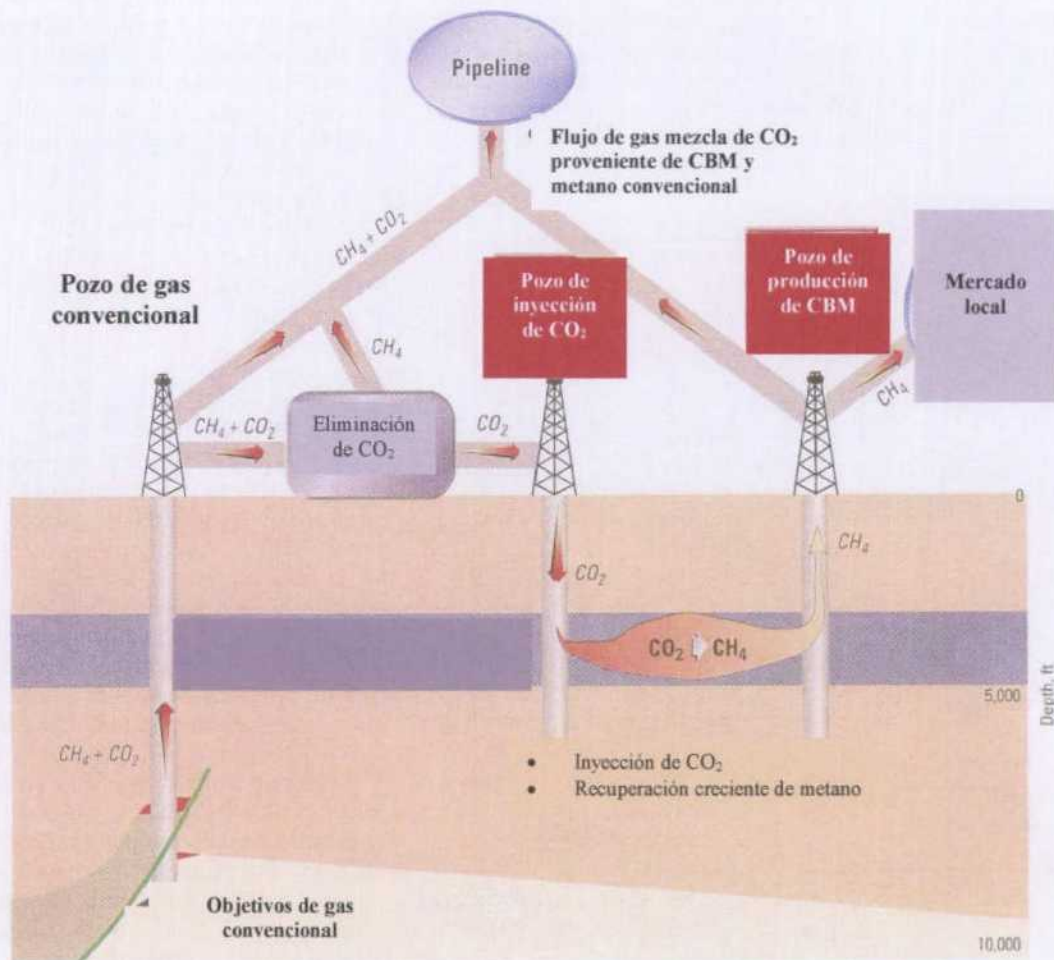


Figura 40 . Recuperación de metano mediante la inyección de CO_2 .
 Fuente: Oil&Gas Journal.

6.- ESTUDIO MEDIOAMBIENTAL

El creciente interés en el CBM ha venido acompañado de los potenciales efectos medioambientales asociados con su desarrollo. La extracción de CBM ofrece ventajas ambientales.

El mayor impacto ambiental asociado con la minería del carbón, especialmente con la minería a cielo abierto es el del movimiento de terrenos. Aunque el tamaño total de los campos de CBM operacionales y propuestos es mucho mayores que los requeridos por la minería, el área ocupada por los pozos y sus accesorios es comparativamente pequeña. El metano puede ser extraído de los yacimientos de carbón que no son económicos o viables para explotar. Además, el gas extraído puede reducir las emisiones asociadas con la minería del carbón. La liberación de metano a la atmósfera tiene un gran número de efectos negativos sobre el medio ambiente, que incluye el calentamiento global, formación de ozono en la troposfera, y desaparición del ozono estratosférico (Kruger, 1991). Kruger (1991) estimó que las emisiones de metano de la minería del carbón representaba cerca del 5 - 10 % del total emitido por las actividades humanas.

Las principales consideraciones medioambientales referidas a la extracción del CBM son:

- Los impactos medioambientales asociados a la exploración, desarrollo, operación y cierre de un campo de pozos.
- La existencia de agua producida durante la estimulación de pozos y producción de gas.
- Los efectos adversos en los recursos subterráneos, como en las aguas subterráneas.

La siguiente sección discute estos y otros aspectos medioambientales.

Impactos medioambientales.

Durante la exploración, desarrollo y operación de un campo de pozos de CBM, se requiere un cuidado especial del medioambiente. Cada etapa puede tener impactos medioambientales que deben ser tratados.

Los efectos medioambientales de la exploración pueden ser relativamente menores. Las investigaciones geofísicas (como ondas sísmicas) pueden provocar alguna disrupción de la vegetación y de las tierras de cultivo, pero si se planean cuidadosamente, se puede mitigar su daño potencial. Del mismo modo, la perforación de pozos de exploración debe ser realizado de tal forma que se minimicen los problemas. El tratamiento de los fluidos de perforación es probablemente el mayor problema medioambiental relacionado con la fase de operación.

La fase de desarrollo abarca las actividades más intensas que ocurren simultáneamente en varios lugares de la misma área. Como complemento a los pozos de producción, es necesario construir la infraestructura, incluyendo tuberías colectoras de agua y gas, accesorios de boca de pozo, equipo de tratamiento de aguas, carreteras de acceso, equipo de bombeo y procesado de gas. La construcción de carreteras afectará a la flora y la fauna a lo largo de la ruta propuesta. Sin embargo, este debe ser solo un impacto

mínimo sobre el ecosistema total. La erosión y los residuos de una carretera pueden provocar una pequeña polución del agua. Es necesario construir tuberías entre las bocas de los pozos de extracción y las tuberías de transmisión de gas comercial más cercanas. Los efectos medioambientales de construcción de estas tuberías deben ser pequeño. Las tuberías pueden ser construídas para minimizar los impactos visuales. De igual manera, la infraestructura asociada con la transmisión de gas (bombeo y equipo de procesado) puede ser colocada estratégicamente.

El mayor impacto asociado con el desarrollo del CBM es la perforación de los pozos. Mucha vegetación de los alrededores del pozo se destruye. Los efectos provocados en la vida salvaje local serán mínimos si los pozos se sitúan en terrenos agrícolas o despejados. Los mayores impactos se producen en las zonas forestales, donde los árboles deben ser cortados, o en lugares con alto relieve, donde éste debe ser alterado. La alteración de la vegetación y la topografía puede traer problemas de erosión de suelo, con creciente carga de sedimentos de los arroyos locales. Pueden tomarse medidas para evitar la erosión, como usar diques o división de aguas, y esto no presenta ningún problema. Durante la perforación se provocan ruidos molestos y contaminación del aire, pero en pequeña escala y muy localizada. El polvo es el contaminante del aire más importante. Se necesita construir un pozo si se utilizan lodos de perforación. Se debe tener cuidado con la construcción de estructuras que puedan presentar peligrosidad para la gente o la vida salvaje. Los vertidos en las corrientes locales pueden afectar seriamente a la calidad del agua y deben ser minimizados.

En la fase operacional del proyecto, solo se esperan mínimos impactos sobre el medioambiente. El pozo no supondrá un impacto visual si se ha diseñado sensitiva y estratégicamente. Se necesita un sistema de monitoreo para controlar las tuberías de gas y agua y los elementos de procesado. Las estaciones compresoras de gas pueden también ser fuentes de impacto sonoro y ambiental.

El agua es producida conjuntamente con el gas en los pozos, y muchos de los problemas ambientales asociados a la producción de CBM se centran en el empleo del agua producida.

Agua producida.

La extracción de CBM se acompaña normalmente de la producción de agua. Muchas capas de carbón necesitan ser vaciadas de agua antes de que comience el flujo de gas. Esto reduce la presión en el interior de la reserva, permitiendo la liberación del metano (desgasificación) de la matriz de carbón. La cantidad de agua extraída varía considerablemente de una cuenca a otra e incluso de un pozo a otro de la misma cuenca. La experiencia en EE.UU. ha demostrado que la extracción de agua puede llevar entre dos semanas y seis meses con un flujo por encima de 350 m³ por día (Wetherbee, 1992). En contraste con los pozos de gas natural, la producción de agua tiende a decrecer cuando comienza la producción de gas desde las reservas de carbón. Sin embargo, cantidades significativas de gas pueden todavía estar disponibles. La extracción de agua normalmente continúa a través del tiempo del tiempo en el pozo. La Figura 8 en la sección 5.1 muestra como la producción de agua varía con la producción de gas. Se produce mas agua en la producción de CBM que en la de metano convencional. Muchos factores determinan la calidad del agua producida, de los cuales los más importantes son la profundidad y la edad del yacimiento de carbón. Los yacimientos de

gas más profundos, que normalmente son los menos permeables, generalmente producen menores cantidades de agua comparados con los yacimientos superficiales. La producción de agua tiene el máximo en los estados iniciales de bombeo, y entonces desciende hasta un ratio constante. La producción de agua puede variar considerablemente entre pozos, incluso si se encuentran en la misma cuenca. En la parte sudoeste de San Juan Basin, el CBM se produjo con una baja producción de agua, mientras que en la parte norte la cuenca produce a la vez gas y grandes cantidades de agua (Whiterbee, 1992).

Muchos pozos requieren estimulación antes de que la producción de metano pueda comenzarse. Como se discutió anteriormente, la estimulación de gas puede consistir en el bombeo de agua con arena y/o aditivos dentro de la formación del carbón. Los aditivos químicos se usan para incrementar la cantidad de arena transportada por el agua y desbloquear los conductos cercanos al pozo de extracción. Algunas de estas sustancias químicas pueden afectar al sistema de tratamiento del agua.

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

Tratamiento de aguas y disposición.

Como ya se comentó anteriormente, la calidad del agua producida puede variar considerablemente. Donde la concentración de TDS y otros contaminantes son bajos, el agua puede estar disponible para un vertido directo sin tratamiento. En muchos casos, es necesario un tratamiento y manejo del agua. Se han sugerido y utilizado varias opciones para el tratamiento del agua de los pozos de CBM. Algunas son las siguientes:

- Reinyección subterránea.
- Vertido a las aguas superficiales.
- Descarga directa a tierra y evaporación superficial.
- Sistemas de tratamiento avanzado.

En la industria del gas, la reinyección de agua producida es la principal estrategia utilizada. En EE.UU., se estima en 55 - 65 % del volumen total del agua producida (Lawrence, 1993). El vertido superficial a en cursos de agua, normalmente después de algún tratamiento, ha sido un método muy extendido en varias regiones. En muchos países, los organismos reguladores prohíben la descarga de aguas no tratadas en poblaciones de interior, aunque sí está permitida en lugares costeros. En el futuro, las descargas superficiales requerirán un tratamiento del agua mayor, con una desmineralización parcial y eliminación de componentes orgánicos. En muchos lugares de EE.UU. se utiliza la aireación seguido de la sedimentación. Algunos procesos adicionales son: ósmosis inversa, electrodiálisis, evaporación, tratamiento biológico o una combinación de procesos. Algunas regulaciones en EE.UU. favorecen la reinyección de las aguas, pero esto solo es posible cuando las formaciones subterráneas tienen la permeabilidad suficiente.

Reinyección.

La reinyección subterránea de agua salobre es una técnica comúnmente utilizada en la industria del petróleo y del gas. La posibilidad de inyección subterránea está dictada por la profundidad del tramo previsto y por sus características de formación (por ejemplo, potencia, permeabilidad, presión en los poros y porosidad). Los pozos de perforación deben ser recubiertos y cementados para evitar la pérdida de fluidos inyectados en zonas no apropiadas, como en flujos subterráneos de agua potable (Raymond, 1991). La presión de inyección en la cabeza del pozo es un parámetro importante. La fracturación en la formación durante la inyección puede permitir que el agua inyectada se comunice con otras formaciones o flujos subterráneos de agua potable. Por tanto debe especificarse la presión máxima operativa (MOWIP), que es la presión máxima con la cual las fracturas no se abren.

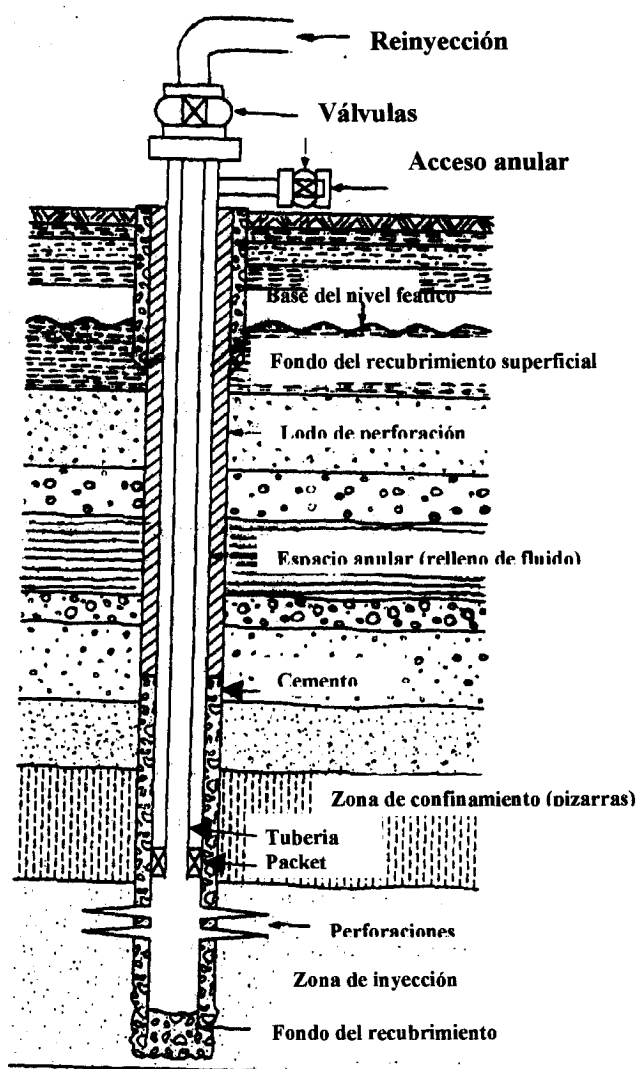


Figura 41. Pozo de reinyección de agua salobre.

Fuente: IEA Coal Research (January, 1995). Coalbed methane extraction.

Vertido en las aguas superficiales.

Las principales características que previenen los vertidos directos del agua producida durante la extracción de metano, son la salinidad (normalmente llamada TDS), y la posible toxicidad o efectos ecológicos de ciertos iones inorgánicos y sustancias traza orgánicas que pueden estar presentes. La naturaleza del agua producida varía considerablemente dependiendo de la geología del área. La posibilidad del vertido superficial depende de la geografía y clima de una región, que determina la capacidad de las corrientes de agua para admitir descargas, y las regulaciones y permisos exigidos. El vertido directo incontrolado en cursos de agua sin un tratamiento sustancial, será probablemente desestimada debido a la falta de flujos de agua y mezcla del agua vertida.

La descarga a las áreas superficiales después de la aireación, ha demostrado ser un método efectivo para el tratamiento de las aguas producidas. En las regiones donde las aguas recibidas tienen un alto flujo, este es un método aceptable de tratamiento, demostrando que las concentraciones de sales disueltas son bajas o que existen altas posibilidades de dilución. La aireación seguida por la sedimentación, se usa para eliminar el hierro, manganeso y la demanda bioquímica de oxígeno (DBO), y para aumentar el oxígeno disuelto (Davis, 1993). La aireación puede llevarse a cabo usando varios métodos, que incluyen: boquillas de aire a presión, cascadas en escalón, difusores de burbujas o aireadores superficiales mecánicos. Una oxigenación menor puede producirse en la superficie debido al efecto del viento y del oleaje (Lawrence, 1993).

Los iones solubles Fe^{+2} (ferroso) y Mn^{+2} (manganeso) pueden ser oxidados y precipitados en la forma Fe^{+3} (férrico) y Mn^{+4} (mangánico) usando aireación. Los ratios de oxidación para estos elementos son fuertemente dependientes del pH. La aireación proporciona una rápida oxidación desde el estado Fe^{+2} a Fe^{+3} a $\text{pH} > 7,2$ pero se requiere un $\text{pH} > 9,4$ para eliminar una cantidad estimable de manganeso. Para separar el manganeso, debe incrementarse el pH por medios químicos, como la adición de sosa cáustica. La oxidación del hierro produce cerca de 2 mg/l de sólidos en suspensión por cada mg/l de hierro (Lawrence, 1993). El hierro y el manganeso precipitan en forma de agregados dispersos de partículas (floculantes) que se depositan lentamente por gravedad. Se necesitan grandes cantidades de tiempo (> 24 h) para conseguir la cantidad adecuada antes de la descarga del agua.

Las algas y las bacterias, que se acumulan gradualmente en este tipo de tratamientos, son capaces de bajar la concentración de sustancias y reducir la cantidad de DBO (Davis, 1993). Las bacterias y algas destruyen la materia orgánica compleja en materia soluble y absorben el material como fuente de energía y alimento. El contenido en DBO del agua puede proceder de un proceso natural en la cuenca de carbón, o puede ser una consecuencia de los aditivos usados en la estimulación para la producción de los pozos. El flujo inicial de agua contendrá la mayor concentración de aditivos que pueda transportar. Este agua puede ser recogida y tratada separadamente. Sin embargo, los aditivos residuales en el agua de los pozos pueden contribuir a las concentraciones de DBO en 100 - 400 mg/l durante varios meses después de que se hayan usado para estimular la producción (Davis, 1993).

La concentración de cloro en el agua de los pozos de CBM, es a veces el parámetro que controla el vertido. La aireación y la sedimentación no afecta a la concentración de cloro en el agua, pero permiten controlar los ratios de vertido, así que no se excede la concentración máxima posible de cloro en el punto de descarga.

Las balsas de sedimentación deben ser diseñadas cuidadosamente. Suelen ser terrenos cerrados cubiertos por membranas sintéticas (Lawrence, 1993). Deben tener la capacidad suficiente como para acumular sólidos durante varios años.

Aplicación directa sobre el terreno.

La aplicación directa de las aguas producidas en las pozos de CBM sobre el terreno requiere el transporte del agua desde el pozo a las zonas cercanas. El agua se transporta mediante tuberías y se aplica sobre el terreno mediante irrigación con spray. Aunque la aplicación directa sobre la tierra es la alternativa más barata, los requerimientos de la calidad del agua son normalmente muy estrictos. La aplicación sobre el terreno se utilizó inicialmente para las aguas producidas en algunos pozos de Alabama, EE.UU. Sin embargo, a medida que se explotaban yacimientos a mayor profundidad, la concentración de TDS en las aguas producidas se incrementaba hasta tal punto que impedía el vertido directa en el terreno. Además del TDS, es necesario asegurarse que la descarga superficial no provoca erosión del suelo y polución de los flujos de agua.

Muchas autoridades reguladoras realizan controles estrictos sobre los riegos con spray y prácticas similares de riego superficial. La posibilidad de vertido directo en superficie dependerá de la calidad de las aguas producidas, y del suelo y de la hidrología del terreno de descarga. Se ha sugerido que las técnicas de tratamiento que producen ésta relativamente pura pueden proporcionar un valioso recurso de agua. Incluso si los problemas de calidad del agua quedan solventados, es todavía necesario examinar problemas como la erosión.

Evaporación superficial.

La evaporación superficial ha sido usada para disponer de pequeñas cantidades de agua en regiones con el clima apropiado. Hoare (1992) sugirió que la evaporación podía usarse para un futuro tratamiento del agua asociada con CBM en Queensland, Australia. Una vez probado que el costo de la tierra y el volumen de agua no es prohibitivo, la evaporación puede ser la mejor opción. En Central Queensland, los ratios de evaporación son aproximadamente tres veces los ratios de lluvia, así que su posibilidad es alta. Se anticipó que la cantidad de agua asociada a los pozos de CBM era comparativamente más baja con los pozos de EE.UU.

Los árboles toman cantidades considerables de agua debido a la transpiración. Hoare (1992) sugirió que puede ser posible propagar especies de árboles tolerantes a la sal para eliminar el agua disponible. La pérdida de área superficial para evaporación necesita ser comparada con la capacidad de transpiración de la vegetación. Los árboles también pueden proporcionar ventajas adicionales como pantalla visual o cortavientos.

Procesos avanzados de tratamiento.

Los procesos de desalación por membrana, como ósmosis inversa, electrodiálisis, y otros avanzados procesos de tratamiento, incluyendo los métodos de evaporación, pueden utilizarse para eliminar los componentes TDS de las aguas producidas, incluyendo cloro, hierro y manganeso. Estos sistemas ofrecen el potencial de reducir las

concentraciones de cloro y TDS a niveles a los cuales el agua puede utilizarse (por ejemplo en regadíos) o verter en ríos con flujos más bajos.

En la ósmosis inversa, las soluciones que contienen sales, están en contacto con una membrana y sujetos a una presión. Esto causa una disolución más baja en soluto que emerge por la otra cara de la membrana, en la dirección inversa al flujo osmótico normal.

La ósmosis inversa produce un gran volumen de agua relativamente limpia. El agua limpia puede aplicarse directamente al terreno o a las corrientes de agua locales. El concentrado de sal contiene el 15 - 25 % más de sal que el flujo original y requiere un tratamiento especial. A veces puede ser posible inyectar ese líquido en pozos profundos.

La electrodiálisis es un proceso de movimiento de iones a través de la membrana de una solución a otra bajo la influencia de una corriente eléctrica directa. La cantidad de sal eliminada mediante la electrodiálisis depende de varios factores, como el tiempo de retención de aguas y el número de membranas. Como el proceso depende de la conductividad del agua no es posible utilizar disoluciones con bajo contenido en sal. Por tanto, la electrodiálisis no purifica el agua en el mismo grado que la ósmosis inversa. Se conocen datos de eliminación de sal en un 40 - 76 % (Lee, 1991). Al igual que con ósmosis, el concentrado salino debe ser tratado.

El ensuciamiento de la membrana es la mayor limitación asociada a la ósmosis inversa y electrodiálisis. Se ensucian si los sólidos en suspensión y petróleos no están reducidos a bajos niveles antes del tratamiento. Puede evitarse mediante un pretratamiento del agua en un sistema de filtrado.

Los procesos de evaporación también han sido usados para la desalinización del agua. La configuración de diferentes sistemas de evaporación varía considerablemente, con agua evaporada en vez de emitida a la atmósfera o condensada. El vapor producido durante la evaporación es casi puro, con el 100 % virtual de eliminación de los sólidos disueltos. Muchos sistemas producen un concentrado, que es normalmente un 10 - 20 % del flujo inicial. Al igual que en los otros tratamientos avanzados, el residuo puede ser depositado en el interior de un pozo o vertido en un lago ciego. Algunos sistemas de evaporación utilizan una unidad de cristalización para tratar el concentrado y producir un residuo seco (Lee, 1991). La evaporación necesita una alta energía para calentar y evaporar el agua. La energía solar puede ser la fuente de energía adecuada para la desalinización en algunos lugares.

Simmons (1991) notó que una combinación de ósmosis inversa y tecnologías complementarias de tratamiento de agua podían ser los métodos más económicos y viables para el tratamiento de las aguas producidas. El sistema integral comprende pretratamiento, ósmosis inversa y estados de evaporación - cristalización. Se ha puesto en marcha una planta piloto para probar el concepto. El paso de pretratamiento consiste en la flotación y la aireación, seguido de un proceso de filtrado creciente. Los productos químicos se añaden para eliminar los sólidos en suspensión que pueden afectar al tratamiento. La ósmosis inversa se usa para reducir la concentración de sólidos disueltos a un nivel suficientemente bajo para permitir el vertido en el terreno o reutilización del agua. Una combinación de evaporación y cristalización se usa para producir el concentrado sólido.

En el momento presente estas tecnologías, aunque se usan en la producción de agua potable, sólo han sido demostradas en pequeña escala para el tratamiento de agua producida durante la extracción de CBM. Muchos de estos métodos son muy caros y no son interesantes a menos que las limitaciones específicas de los vertidos sean muy exigentes. Lawrence (1993) nota que la desmineralización parcial unida a unos permisos flexibles puede ser la opción más viable para el uso futuro del agua en San Juan Basin, donde el volumen de agua producida se prevé que se incrementará fuertemente en los próximos años. El clima árido impide el tratamiento por aireación y sedimentación.

Agotamiento del agua y contaminación.

La perforación de pozos de CBM superficial puede provocar en ciertas circunstancias el vaciado o contaminación por gas de los acuíferos superficiales.

- Agotamiento de los recursos de agua.

No hay datos evidentes de que la eliminación de agua durante las operaciones de CBM haya tenido algún impacto sobre los recursos de agua subterránea. Sin embargo es prudente realizar estudios hidrogeológicos en los campos de pozos de gas para descubrir si la explotación del gas afectará a los acuíferos existentes. La influencia del agua eliminada dependerá de la geología del área. La profundidad del yacimiento de carbón, su relación con los acuíferos y la disposición de los pozos son parámetros fundamentales.

Witherbee (1992) informó que los estudios hidrogeológicos mostraban que los acuíferos superficiales de la zona no tenían un vaciado significativo debido a las cantidades de agua eliminadas, al ratio de recarga de los acuíferos y la distancia de los pozos de CBM al afloramiento.

- Filtración de gas y contaminación.

Es posible que, cuando el yacimiento se explota, el CBM se filtre a través de las capas superiores hasta la superficie. Si las cantidades perdidas de esta manera fueran grandes, aumentarían el efecto invernadero. El agua subterránea también puede ser contaminada por estas filtraciones.

El análisis de isótopos de carbono se ha utilizado para señalar la fuente de metano. El CBM tiene señal isotópica diferente del metano de origen biológico más reciente. El test señaló que la mayoría de la contaminación era por metano de origen biológico y su origen posible era el de bacterias introducidas en el acuífero durante la perforación y bombeo de los pozos de agua por aguas superficiales que entran en los pozos. Los análisis isotópicos del gas realizados en el campo y en las filtraciones de los ríos indican que el gas no era biogénico en su origen, pero no podían diferenciarse entre gas producido termogénicamente del yacimiento de carbón y formaciones más profundas que contenían gas natural. (Beckstrom, 1993). El CBM puede emigrar hacia arriba a través de fallas, fracturas naturales y otros conductos como sondeos.

7.- METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE LA FORMACIÓN

Una evaluación exacta y segura de la formación es esencial para una apropiada caracterización del yacimiento y un buen asesoramiento de la viabilidad económica. Para predecir la productividad de los depósitos de CBM, se requiere una estimación de las propiedades críticas del depósito. Las propiedades críticas y los ensayos utilizados para su estimación son los siguientes:

Propiedades Críticas	Ensayos de estimación
Espesor	Log de densidad de agujero abierto
Contenido de gas	Test de liberación in situ
Capacidad de liberación	Isotermas de adsorción
Coefficiente de difusión	Test de desorción in situ
Permeabilidad de fracturas	Test de la tubería de perforación (DST)
Presión	DST

Debido a que la mayoría de los pozos de CBM son estimulados con fracturas inducidas hidráulicamente para aumentar la extracción, es necesario cuantificar los efectos de la fracturación inducida en el comportamiento de extracción, ello requiere estimaciones de la longitud de la zona de fractura y de la conductividad (permeabilidad- anchura producida) de las fracturas inducidas.

Para evaluar las propiedades de los yacimientos, deberán realizarse intensas evaluaciones de los pozos utilizando, cuando sea posible, los métodos presentados por Mavor y otros (1990a). Estas evaluaciones incluyen testigos orientados de 8,9cm de diámetro tomados dentro de las capas de interés, experimentos de desadsorción in situ de muestras de carbón de los testigos y de los fragmentos del sondeo (se medirán las isotermas de adsorción en el laboratorio), ensayos DST en las capas de carbón que se realizaran siguiendo los sondeos, una vez alcanzada la profundidad del pozo, análisis para determinar el rango y la composición del carbón (para confirmar estos análisis se medirá la reflectancia de la Vitrinita) y descripciones detalladas del sistema de fractura para ayudar en la cuantificación de la difusividad y la permeabilidad. También habrá que realizar test de extracción posteriores a la estimulación.

Las propiedades del depósito se obtienen generalmente por análisis directo de las muestras, datos de log y datos de test en pozo, sin embargo, en algunos casos las estimaciones se han obtenido por un simulador de depósitos de capas de carbón con datos de extracción de agua y gas. El simulador utilizado para este propósito es el COMETPC-3D (Sawyer y otros, 1990).

8.- DESARROLLO ECONÓMICO

El desarrollo económico de cada pozo puede analizarse utilizando un modelo de desarrollo para el análisis de los proyectos de CBM. También se realiza un estudio paramétrico (de variabilidad) para analizar los efectos de las propiedades críticas del depósito en el desarrollo económico de los pozos y para facilitar guías para la determinación de la viabilidad económica de los proyectos de CBM.

Resultados del análisis económico.

Los siguientes criterios de inversión se usarán para evaluar la economía del proyecto: el pay-out, tasa interna de retorno, y el coste de desarrollo por unidad en $\$/m^3$. Los resultados de los análisis antes y después de impuestos serán:

Tabla 13. Resultados de los análisis económicos de cuatro pozos de CBM en la cuenca de San Juan.

Fuente: IEA Coal Research

Resultado	Colorado 32-7 n°9	Colorado 32-7 n°9 (realzado)	Noreste BU 403	Amilano 3	S Ute-Mobil 36-1
Recuperación neta, $10^6 m^3$	9,6	15	32	42,2	117,4
Costes de desarrollo					
Total, 1000\$	658	548	699	678	727
Unitarios, $\$/m^3$	0,069	0,037	0,022	0,016	0,006
TIR antes de impuestos, %	-3,41	6,06	16,15	28,34	173,52
Pay back, años	19	8	5,5	3,9	2,3
TIR después de impuestos, %	3,19	17,05	32,29	57,23	331,6

La TIR y el coste de desarrollo por unidad sirven como medidores efectivos de la viabilidad económica de los proyectos de CBM. El desarrollo económico para los depósitos de carbón en una misma cuenca puede variar significativamente con las condiciones geológicas y las propiedades de los depósitos así como con la tecnología de terminación. Un programa apropiado de evaluación de la geología y la formación y un análisis económico ajustado son esenciales para determinación apropiada de la viabilidad de un pozo o un proyecto. El desarrollo de tecnologías de terminación más efectivas y su reducción en los costes de los pozos tienen impactos positivos significativos en la economía de los proyectos.

Termino Payback.

El payback de cada pozo se obtiene determinando el tiempo requerido para amortizar los costes de perforación, terminación y operación. El beneficio en este caso se define como los ingresos brutos menos los impuestos de producción y los royalties. Debido a una alta inversión inicial, los altos costes de operación y los costes asociados con los tratamientos del agua, los proyectos de CBM se caracterizan por payouts relativamente altos.

En general el uso del payback para la evaluación económica del proyecto es un indicador menos importante que el TIR y los costes de la unidad de desarrollo.

Tasa interna de retorno.

La tasa interna de retorno (TIR) se define como la tasa de retorno a la cual el valor actual del cash flow de una inversión se iguala al valor actual de toda la inversión (Stermole, 1984). El TIR mide la eficiencia con la que el proyecto utiliza los fondos de la inversión. En el caso del pozo Colorado 32-7 "realzado" tiene un TIR preimpuestos del 6,1%, lo cual refleja el impacto significativo de las mejoras tecnológicas..

Costes unitarios de desarrollo.

Los costes de desarrollo se midieron en $\$/m^3$. Los costes de desarrollo totales para cada pozo se calculan sumando el valor actual de todos los costes (operación, administrativos, y depuración de aguas) para dar el valor inicial neto de inversión actualizado. Estos costes de desarrollo se dividen posteriormente por la recuperación neta calculada para determinar el coste de desarrollo por unidad. La aplicación de tecnologías más efectivas en el pozo Colorado 32-7 produce una reducción del 46 % de los costes de desarrollo . Usando un 15 % del TIR antes de impuestos como limite mínimo, se puede concluir que un coste de desarrollo por unidad del 40 % de los precios actuales del gas a pie de pozo o menor sería bueno para conseguir beneficios económicos significativos del pozo en cuestión.

Estudio paramétrico.

El impacto directo de las variables geológicas en la economía final de un proyecto se observará realizando un estudio paramétrico, utilizando el siguiente cuadro de costes presentado en la Tabla 14.

Tabla 14. Supuestos para el análisis económico.

Fuente: IEA Coal Research

Costes	Caso Base	Caso Coste Modificado
Perforación, terminación y facilidades	\$500 000	\$400 000
Fracción tangible	0,5	0,5
Fracción intangible	0,5	0,5
Gastos de arrendamiento (\$/pozo mes)	\$1 000	\$1 000
Gastos de Gestión&Adm (\$/pozo mes)	\$500 esc @ 4%/ año	\$500 esc @ 4%/ año
Tratamiento de aguas	\$0,5/bbl	\$0,25/bbl
Precio del gas	\$1,5/MSCF@ 5%/ año	\$1,5/MSCF@ 5%/ año
Impuestos Severance	6 %	6 %
Impuestos Ad valorem	5 %	5 %
Tax rate federal	36 %	36 %
Tasa de agotamiento	15 %	15 %
Modelo de depreciación	MACRS 200 %	
Tax credits	Inicial \$0,89/MSCF esc@ 4,3 %/ año	
Intereses de trabajo	100 %	
Intereses de renta de redes	82,5 %	

Para un sistema de fracturas de valor absoluto de permeabilidad (k , md) el TIR después y antes de impuestos puede representarse como una función lineal de una variable geológica compuesta que incorpora las características básicas del depósito. Esta variable compuesta se representa simplemente como el producto de la presión inicial del depósito (p_i , kPa), el contenido de gas (g_c , cc/g) y la potencia acumulada (h , m) y se puede escribir $p_i g_c h$ (kPa-cc-m/g).

La relación entre el TIR y las propiedades del depósito se refleja en una función directa de la variable compuesta y la permeabilidad del sistema de fracturas en un cuadro log-log "iso-econ". Estas líneas "iso-econ" sirven como guías útiles en el asesoramiento de la viabilidad económica de un proyecto.

Para estimar las líneas "iso-econ" se asumirá que el depósito está saturado. Debería reconocerse que la economía del proyecto varía también con las variables no geológicas, tales como los costes de perforación, terminación y operación. Para aislar los efectos de las características geológicas y del depósito, estas variables no geológicas se mantendrán constantes.

Los resultados económicos (TIR antes y después de impuestos) se pueden representar como función lineal de $p_i g_c h$ con la siguiente ecuación:

$$\text{TIR} = a_0 + a_1(p_i g_c h)$$

Donde a_0 y a_1 son constantes dadas por el valor de la permeabilidad. La relación entre estas constantes y la permeabilidad absoluta es :

$$a_0 = -a_{01} (a_{00})^k$$

$$\log a_1 = a_{10} + a_{11} \log k$$

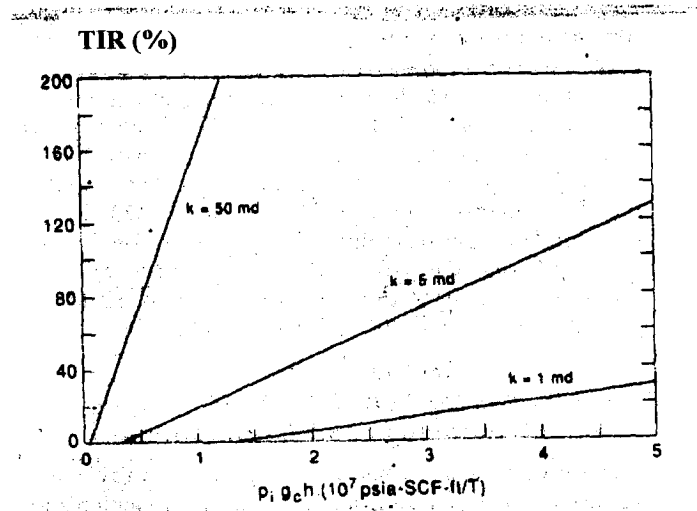


Figura 42. TIR en función de los parámetros críticos del depósito ($p_i g_c h$ y permeabilidad).

Fuente: Varios autores (1991). Coalbed Methane of Western North America. Rocky Mountain Association of Geologists. Gas Research Institute.

El sistema anterior también es útil para determinar el rango mínimo de las propiedades del depósito para el desarrollo económico:

Tabla 15. Rango de propiedades del depósito para los estudios paramétricos.

Fuente: IEA Coal Research

Propiedad	Mínimo	Máximo
Permeabilidad, md	1	50
Gradiente de presión, kPa/m	7,9	0,585
Presión inicial, kPa	2.413	16.134
Profundidad, m	305	1220
Contenido de gas, cm ³ /g	8,7	14,4
Potencia acumulada, m	4,6	20,3

Metodología y presunciones del análisis económico.

El análisis económico y el estudio paramétrico se realizará usando los resultados de las simulaciones y un modelo económico especializado. El precio estimado del gas, los costes de perforación y terminación, los costes de tratamiento del agua, y los gastos de operación y administrativos se incluirán en el análisis. La extracción estimada de los resultados de la simulación se usaran como base para las corrientes de ingresos y los costes de tratamiento de aguas en el modelo.

El escenario de costes del caso base de la tabla, se utilizó para analizar el desarrollo económico de los cuatro pozos. Bajo este planteamiento perforar, terminar y equipar un pozo genérico de CBM costaría 500 000 \$. El coste de tratamiento de aguas costaría 3,14 \$/m³, y la estimación de extracción de agua para la simulación se utilizó para estimar las cargas de tratamiento de aguas acumuladas. Se supuso que inicialmente los gastos mensuales de operación eran de 1 000\$/pozo, y que los gastos administrativos mensuales eran de 500 \$/pozo, ambos aumentando un 4 % anualmente. Nótese que los costes de operación para proyectos específicos de la cuenca pueden variar significativamente del coste base.

Para evaluar los beneficios potenciales de la tecnología avanzada, el planteamiento modificado de costes se utilizó para analizar la economía de extracción del pozo Colorado 32-7. Este supuesto se basa en la presunción de que la aplicación de estas tecnologías reduce en un 20 % los costes totales del pozo. Posibles avances que podrían reducir significativamente los costes incluyen reducciones en los costes de tuberías, estimulación, evaluación de la formación, y tratamiento de aguas. Bajo dicho supuesto los costes de tratamiento de aguas asumidos se reducirían a 1,57 \$/bbl.

Un precio del gas estimado conservativo se utilizó para este análisis. La media de precios para 1990 se estimó en 0,05 \$/m³ con un aumento anual del 5 %.

Se consideró que la extracción de gas de todos los pozos sería sometida a los tax credits de la sección 29. Estos créditos se recibirían sobre la base de los intereses netos recibidos.

9.- CONCLUSIONES

Para que un carbón sea una reserva económica de metano, debe primero contener una cantidad de gas suficiente. En este punto cabe destacar que el carbón es un excelente almacén del metano producido durante todo el proceso de carbonización. Incluso si algo de gas se pierde del carbón, el metano remanente puede mantenerse en cantidades mucho mayores que en una roca almacén de gas natural convencional.

Incluso si las cantidades de gas adsorbido por el carbón son grandes, los cálculos para evaluar el metano potencial contenido en el carbón son realizados a partir de una pequeña cantidad de datos. Estos datos se toman para representar un área amplia de lechos de carbón que no es uniforme ni está definida. Muchos datos deben ser asumidos, por lo que las estimaciones serán muy groseras y acumularán gran cantidad de errores.

En la industria del gas y del petróleo, las predicciones pueden hacerse por analogía con datos históricos. La nueva industria de CBM (CBM) tiene pocos datos históricos para usar. En la industria del gas y petróleo las predicciones también pueden hacerse mediante cálculos groseros de volumetrías, multiplicando las características de una pequeña muestra por el área representativa. La volumetría se usa para la evaluación de CBM pero hasta que se establezca un método estándar para hallar las volumetrías en CBM, los resultados de esta técnica pueden variar substancialmente. Se espera que el uso de simulación por ordenador será muy útil en el cálculo de reservas de CBM.

Se sabe que los principales puntos negros en la explotación del CBM son los problemas medioambientales generados por la emisión de metano a la atmósfera. Este gas es de los llamados Greenhouse porque produce el efecto invernadero. También hay un número de actividades relacionadas con la explotación del CBM que causan potenciales daños al medio ambiente. Estas actividades incluyen el desarrollo de infraestructuras durante las fases de exploración y explotación del proyecto, la perforación de numerosos pozos, y la construcción de infraestructura necesaria para el tratamiento y distribución de gas.

La existencia de agua asociada al metano ha demostrado ser el mayor problema medioambiental asociado al CBM en EE.UU. Es probable que problemas similares ocurran en otras partes del mundo. El agua producida con el metano del carbón puede variar en composición desde agua dulce hasta agua con alto contenido salino, y la cantidad de agua y su ratio de producción pueden variar en gran medida. Se han desarrollado varios métodos para disponer de este agua producida. La aplicación directa a la tierra puede ser posible si la concentración salina del agua es baja. Las estrictas normas medioambientales pueden provocar que este método sea inviable. La descarga directa a los ríos puede ser posible dando la calidad requerida al agua. En algunos casos, es necesario un tratamiento en extensión de las aguas antes de que la descarga sea permitida. Esto puede afectar a la viabilidad del proyecto.

Las dificultades técnicas de la extracción de metano están, si no completamente solucionadas, sí muy definidas. Sin embargo, los precios bajos del gas en los últimos años han afectado negativamente a la economía de la producción de gas en las capas de carbón en EE.UU. Si los bajos precios del gas persisten, el desarrollo del metano del carbón en ciudades sin el tax credit, puede no ser económicamente rentable. Sin embargo, la economía y explotabilidad del CBM varían de un país a otro.

Existe también un problema importante entre los productores de gas y carbón. Recientes decisiones legales en EE.UU., UK., y Alemania, han dotado de mayor seguridad medioambiental al desarrollo de CBM.

La economía del desarrollo de las capas de carbón puede estar afectada, entre otros factores por:

- La geología del lugar.
- Los costes de operación.
- La infraestructura local.
- Los costes de perforación y finalización.
- Los precios actuales del gas.
- El régimen de impuestos.

Los problemas económicos son probablemente los más desagradables, pero variarán con la localización. Los problemas legales pueden estar causados por los nuevos estatutos o interpretaciones de las leyes existentes.

BIBLIOGRAFÍA

- Darrell L. Hoyer (Agosto, 1990). Recuperación de metano de los yacimientos carboníferos; Resumen técnico. Union Texas Petroleum.
- IEA Coal Research (January, 1995). Coalbed methane extraction.
- Vedat Didari, Gündüz Ökten (1991). Methane, the coalbed gas. p.139-151.
- Charles R. Nelson. Effects of Coalbed Reservoir Property Analysis Methods on Gas-In-Place Estimates. Gas Research Institute, Chicago, IL.
- H. J. Pinheiro, M. J. Lemos de Sousa (1995). Metodologia para a prospecção de “metano no carvão em camada mcc”. Universidad de Porto - Faculdade de Ciências Museu e Laboratório Mineralógico e geológico. Memória nº 4, p.867-871.
- Andrew R. Scott, Naijiang Zhou, and Jeffrey R. Levine (september, 1995). A modified approach to estimating coal and coal gas resources: example from the Sand Wash Basin, Colorado. AAPG Bulletin, V.79, nº9. P.1320-1336.
- Keros Cartwright and Cathy S. Hunt (January, 1981). Hydrogeologic aspects of coal mining in Illinois. Illinois Institute of Natural Resources. Environmental geology notes 90.
- Varios autores (1988). Geology and Coalbed Methane Resources of the Northern San Juan Basin, Colorado and New Mexico. Rocky Mountain Association of Geologists.
- Varios autores (1991). Coalbed Methane of Western North America. Rocky Mountain Association of Geologists. Gas Research Institute.

Documento nº 2

**Cálculo de los recursos
de CBM en la cuenca
carbonífera de:**

Barruelo De Santullán

ÍNDICE

1. Introducción y objetivos.....	2
2. Situación y rasgos geológicos del sinclinal de Barruelo.....	3
3. Geología y disposición por zonas de la cuenca de Barruelo.....	6
4. Antecedentes.....	8
5. Estratigrafía.....	10
6. Descripción de las capas de carbón.....	14
7. Historia minera.....	18
8. Panorama minero actual.....	19
9. Hidrogeología.....	22
10. Conclusiones previas.....	24
11. Calculo de los recursos de gas en el sinclinal de Barruelo.....	26
12. Conclusiones finales.....	31
13. Localización de los sondeos de investigación.....	33

1.- INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

Una vez descritos y analizados los fundamentos necesarios para la extracción del metano de las capas de carbón (CBM) para lo cual se ha utilizado una bibliografía básicamente norteamericana, se procede a analizar una cuenca de carbón española con el objetivo de investigar las posibilidades de la misma para una futura extracción y aprovechamiento de grisú.

Para ello se ha realizado en este estudio la descripción del yacimiento, tanto geológico como estratigráfico, analizando una a una las capas de carbón en todos sus aspectos.

La elección de las zonas a estudiar para ver las posibilidades de extracción de metano se ha llevado a cabo en base a varios factores:

- Cuencas con grandes recursos de carbón.
- Rango del carbón del tipo Bituminoso alto en volátiles (hullas grisuosas).
- Formaciones favorables para el almacenamiento de CBM (sinclinales, trampas estratigráficas...).
- Datos sobre peligrosidad por concentración de metano en las capas de carbón.
- Informes de los propietarios de las minas sobre las emisiones de grisú.

Con estos datos, se pretende dar un valor aproximado, con las limitaciones que esto conlleva de los recursos de gas contenidos en las capas de carbón, que proporcionen una idea sobre las posibilidades de extracción y aprovechamiento del gas contenido en él, y si fuera posible, señalar una zona favorable dentro del área estudiada donde se recomiende realizar un sondeo de investigación.

A continuación se estudiará con los datos disponibles hasta la fecha, el Sinclinal de Barruelo; una cuenca donde existen a priori grandes expectativas por sus altas reservas de carbón y emisiones de grisú.

2.- SITUACIÓN Y RASGOS GEOLÓGICOS DEL SINCLINAL DE BARRUELO

La cuenca hullera de Barruelo de Santullán se ubica al NE de la provincia de Palencia y constituye una estrecha franja de rumbo NO - SE que se prolonga bajo el Triásico, penetrando en su extremo sur - occidental en la provincia de Santander.

La zona estudiada comprende unas 9000 ha. situadas en la mitad occidental de la hoja nº 107 de Barruelo de Santullán del M.T.N. a escala 1:50000, estando limitada al N por el Sestil, la Braña y Mata de la Hoz; al E por Reinosilla, La Cuadra, Hernestosa de las Quintanas y Bercedo; al S por Cuenca, Orbó, Peña Cildá y Pamporquero; y al O por Pamporquero y el Sestil, según una línea cuyas cotas oscilan entre 1700 y 2000 metros de altitud. La anchura media del sector cartografiado es de unos 6 km, con una longitud de 15 km.

La corriente fluvial más importante es el río Rubagón que atraviesa la zona estudiada de N a S, y a sus orillas se encuentra Barruelo de Santullán, que centraliza las instalaciones mineras y oficinas de la cuenca, que están comunicados por un ramal de ferrocarril propio de vía RENFE de unos 11 km, con la línea férrea Madrid - Santander a la altura de Quintanilla de las Altas Torres. A unos 5 km de Barruelo, por Cillamayor, pasa el ferrocarril de vía estrecha Bilbao - La Robla. Por carretera se comunica con la Nacional 611, Palencia - Santander, por Aguilar de Campoo que dista aproximadamente 15 km o bien por Reinosilla que está a 25 km de Barruelo.

La topografía es abrupta con valles profundos surcados por espesos robledales en donde el reconocimiento geológico de superficie se dificulta.

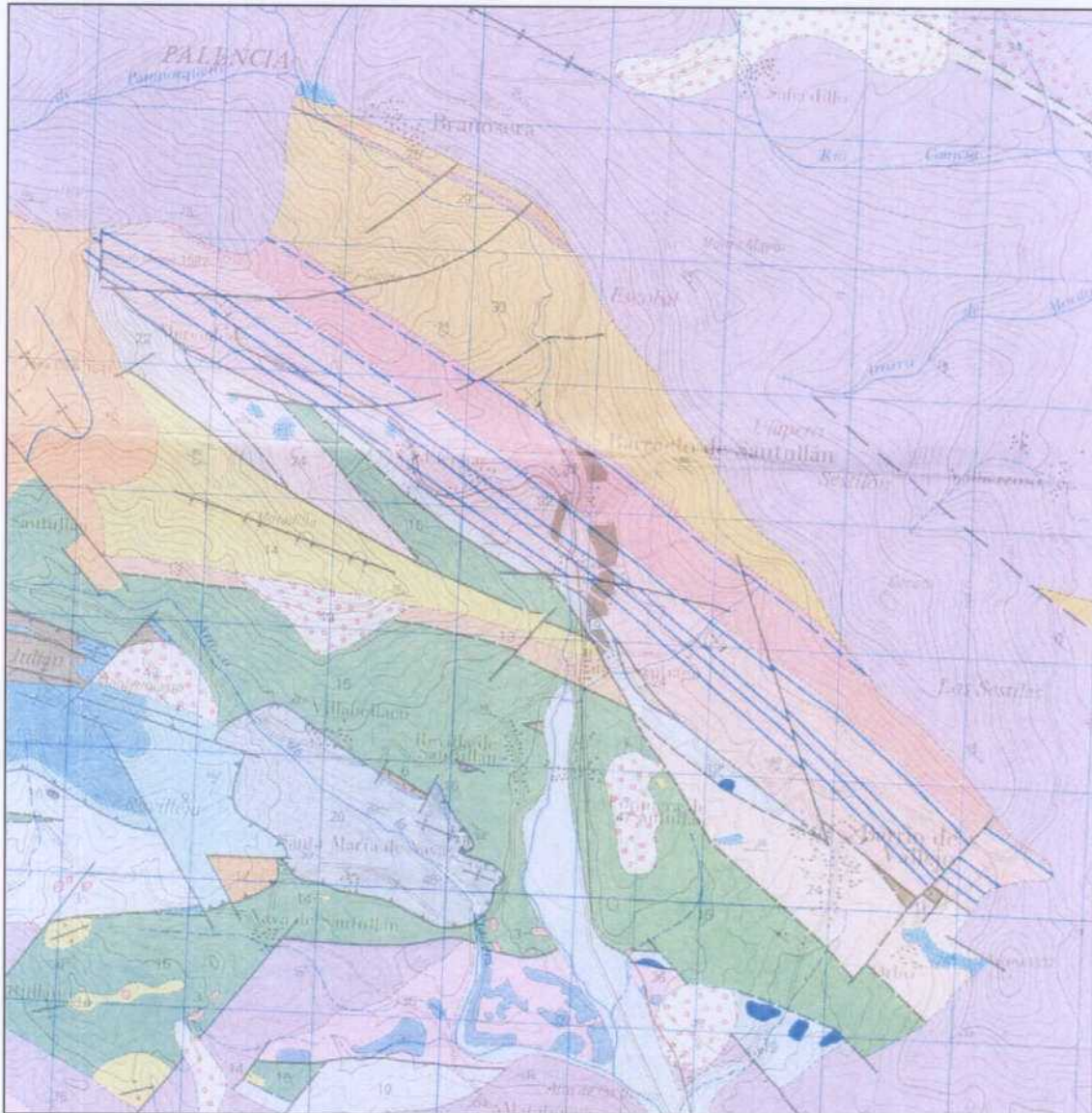


Figura 1. Mapa geológico del sinclinal de Barruelo de Santullán.
 Fuente: Hoja MAGNA nº 107. Barruelo de Santullán

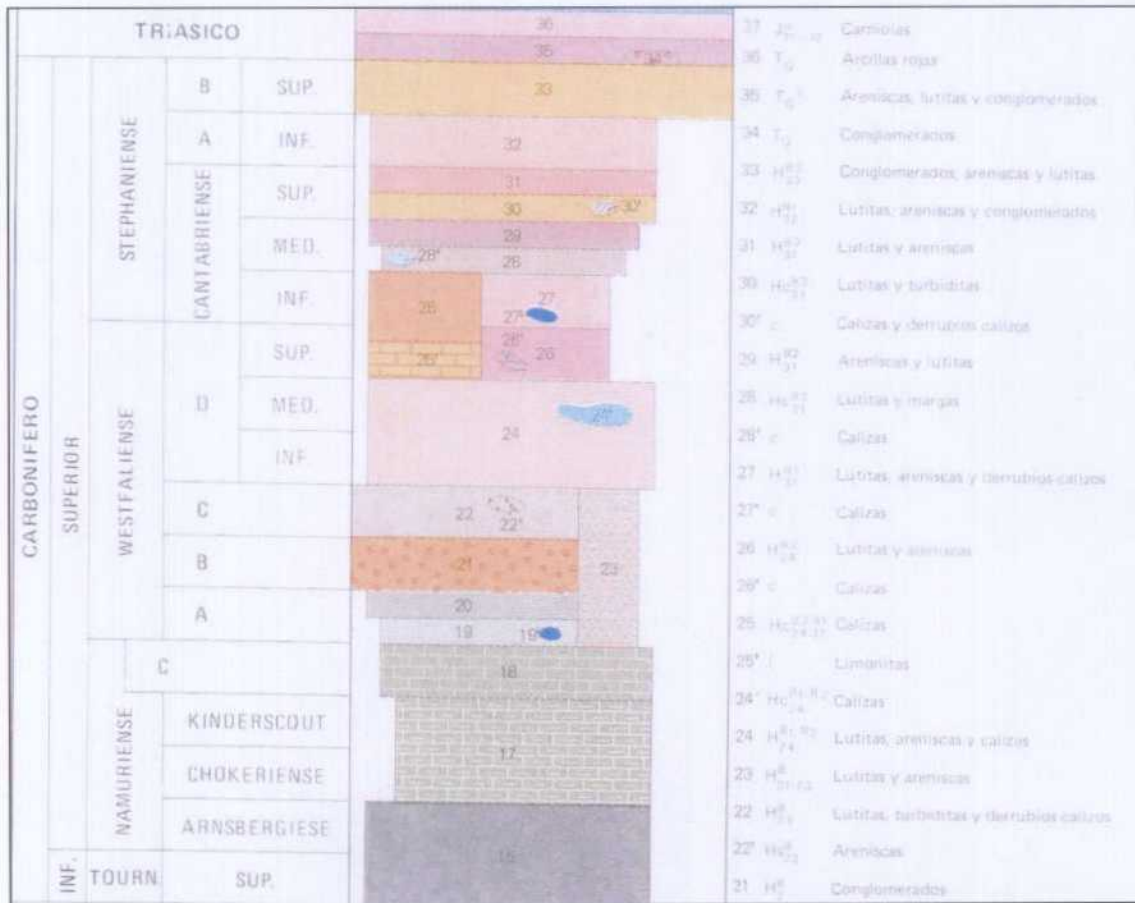


Figura 2. Columna estratigráfica de Barruelo de Santullán.

Fuente: Hoja MAGNA nº 107. Barruelo de Santullán.

3.- GEOMETRÍA Y DISPOSICIÓN POR ZONAS DE LA CUENCA DE BARRUELO

La cuenca hullera de Barruelo de dirección NO - SE, constituye un sinclinal volcado hacia el NE, cuyo flanco S ha sido eliminado por una falla, que más o menos coincide con el eje sinclinal y que pone en contacto el carbonífero productivo con materiales más antiguos.

El carbonífero aflorante es reducido y forma una estrecha franja de rumbo NO - SE de unos 2500 metros de ancho por unos 9000 metros de longitud, prolongándose bajo los materiales Triásicos.

Tradicionalmente se conocen dos paquetes productivos llamados inferior y superior, con la particularidad de que el inferior es el más moderno, ya que hay inversión de estratos por tratarse del flanco invertido de una estructura isoclinal. A estos dos paquetes se les llama Calero y Peñacorba.

La cuenca de Barruelo está dividida en seis zonas limitadas por una serie de fallas transversales que se describen a continuación:

- **Falla de Venones**

Se ubica a unos 2000 metros del pozo Calero y próxima al recubrimiento Triásico. La dirección aproximada de la falla es N - 95° - E y buza unos 80° hacia el S, su desplazamiento horizontal a la cota 1035 m es de unos 200 metros según el plano de falla, mientras que el desplazamiento vertical es de unos 50 m. Hacia el E, disminuye su salto, desplazándose el bloque N hacia el E, unos 60 metros en el tramo Carboneros.

- **Falla de Zona Media**

Pasa en superficie a unos 200 metros al norte del pozo Calero, la dirección de la fractura es de N - 105° - E buzando unos 66° hacia el N, desplazándose el bloque N hacia el W unos 100 metros, según el plano de falla, a la cota 1035 metros.

- **Falla Bárbara**

Se localiza a unos 60 metros al S del pozo Bárbara y su existencia se ha deducido por cartografía de superficie. Su dirección es E - W y el bloque N se desplaza hacia el W unos 80 metros; el buzamiento del plano de falla debe ser subvertical.

- **Falla de Vallejo**

Se trata de una falla de desgarre de dirección N - 100° - E que pasa a unos 250 metros al N del pozo San Rafael, ubicado en el pueblo de Vallejo. Mediante los cortes de detalle realizados en la carretera Barruelo - Reinosa y en las zanjas abiertas en el bloque N de la falla, se ha comprobado un salto horizontal de unos 200 metros, según la línea de falla en la capa VIII, del bloque N hacia el W, y una inclinación del plano de falla de unos 70° al N.

- **Falla de Campesinos**

Ha sido deducida de las labores mineras del pozo San Rafael. En superficie pasa a unos 150 metros al sur del pozo inclinado de Campesinos, según la dirección N - 85° - E, buzando el plano de falla unos 67° al N, entre los niveles 1° y 4° del pozo San Rafael. El desplazamiento del bloque N hacia el W es de unos 40 metros a la altura del nivel primero de San Rafael.

Estas fracturas dividen a la Cuenca de Barruelo en las siguientes seis zonas:

- * *Zona Venones*: tramo del paquete que queda al N de la falla de Venones.
- * *Zona Rica*: tramo que queda entre las fallas de Venones y Zona Media.
- * *Zona Media*: tramo comprendido entre las fallas de Zona Media y Bárbara.
- * *Zona Peragido*: tramo entre las fallas de Bárbara y Vallejo.
- * *Zona Vallejo*: tramo entre las fracturas de Vallejo y Campesinos.
- * *Zona Orbó*: tramo entre la falla de Campesinos y la parte SO de la cuenca.

4.- ANTECEDENTES

Existe una amplia bibliografía geológica de carácter general sobre la Cuenca de la Pernía, no obstante sobre el área de trabajo que abarca este informe hay relativamente pocos trabajos específicos. Ni que decir tiene que no existe ningún trabajo previo sobre la explotación de metano en el carbón de la zona, por lo que en ese aspecto ésta es la primera referencia.

Para la realización de esta investigación se ha utilizado una bibliografía de la cual se han extraído los datos necesarios. A pesar de eso, ha sido necesario el traslado a la zona para el estudio in situ del contenido de gas en el carbón, siendo una fuente fundamental de datos la información aportada por los ingenieros de las minas de la zona.

Básicamente existen tres estudios a partir de los cuales ha sido posible la realización del presente documento:

- La *Actualización del Inventario de Recursos Nacionales de Carbón*, realizada en 1985 por el Instituto Geológico y Minero de España, aporta datos sobre las cuencas de carbón como:

- * Clasificación de las cuencas de carbón por zonas.
- * Planos de labores actualizados en 1985.
- * Descripción de las capas de cada zona.
- * Análisis de carbón disponibles según zonas.
- * Cubicaciones de las capas de carbón según recursos teóricos, seguros, probables, posibles e hipotéticos.
- * Datos de las compañías mineras respecto a las producciones, reservas, plantilla, etc.
- * Sistemas de explotación subterránea y a cielo abierto.

De aquí se han extraído los datos referentes a los recursos de carbón en la Cuenca de Barruelo (teóricos y explotables), las labores realizadas y su profundidad máxima alcanzada.

- Distintos proyectos de investigación geológico - minera de las cuencas carboníferas españolas realizados en 1988/89 por el Instituto Geológico y Minero de España, en los que se detalla:

- * La estratigrafía en detalle de la zona, con la descripción de las formaciones existentes.
- * La sedimentología y tectónica.
- * Descripción de las capas de carbón y relación de los análisis de carbones realizados.
- * Mapas de la cartografía detallada de la zona a 1:10.000 en donde aparecen señaladas las distintas formaciones, los paquetes y las capas de carbón.
- * Mapas con cortes geológicos a 1:10.000 representativos de las estructuras de la zona.
- * Relación de las columnas estratigráficas levantadas en la zona a partir de los sondeos y zanjas realizadas.

La presente zona está representada por el proyecto titulado *Investigación Geológico - Minera de Carbón en la Cuenca de Barruelo (Palencia)*.

- El *Proyecto de Medición de la Concentración de Grisú en Capa en Diversas Cuencas Carboníferas Españolas* realizado en 1989 por AITEMIN recopila una serie de análisis de grisuosidad realizados en la mayor parte de las cuencas carboníferas españolas desde sondeos en mina. Se dan datos de concentración de gas en el carbón (bruto y puro) y de la velocidad de desorción, además de algún análisis de carbón.

Para la Cuenca de Barruelo, existe el proyecto de medición de grisú realizados en el grupo Peragido durante Octubre de 1990 de donde se han tomado los datos de grisuosidad de las distintas capas que forman parte de los paquetes productivos del sinclinal.

- Además también se han tenido en cuenta los datos de los análisis de composición de carbón y grisuosidad realizados y cedidos por las empresas propietarias de las minas.

5.- ESTRATIGRAFÍA

La zona estudiada tiene gran cantidad de sedimentos, de litologías muy variadas, representando por lo general, facies marinas someras. Las secuencias son, a veces, muy potentes, sobre todo en el carbonífero superior, y representan varios rellenos de cuencas sedimentarias sucesivas, separadas por discordancias angulares muy acusadas que representan las facies tectónicas Palentina, Astúrica y Urálica.

La falla que limita la cuenca Estefaniense de Barruelo, pone en contacto a materiales muy diversos del Devónico y carbonífero. De muro a techo los materiales que afloran son los que siguen:

DEVÓNICO

Las formaciones y edades del Devónico se hacen de acuerdo con las descritas por Wagner en la Hoja 107 del MAGNA. Estas formaciones pertenecen a la facies palentina.

- Formación Levanza (Siegeniense medio).

Constituida por lutitas con calizas estratificadas entre ellas, contiene una caliza pura de unos 15 metros de espesor. Su espesor es de unos 100 metros y aflora a unos 200 metros al N de Orbó, en la carretera a Vallejo.

- Formación Abadía (Emriense).

En esta formación predominan las lutitas finas de color marrón con algunas intercalaciones de caliza. En las proximidades de vallejo afloran bancos calcáreos nodulosos intercalados entre las lutitas marrones. Su potencia oscila entre 150 y 300 metros.

- Formación Gustalapedra (Eifeliense, Givetiense y Frasnense).

La constituyen lutitas grises finas con alguna pasada de limolita y arenisca fina de facies turbidítica. La deposición de los 180 metros de lutita de esta formación ha sido lenta pues abarca al Eifeliense moderno, Givetiense y Frasnense más antiguo.

- Formación Moradillo (Frasnense).

La forman bancos fuertes de arenisca ferruginosa fina con alguna lutita fina intercalada. Su espesor aproximado es de 200 metros. Aflora al SSO de Barruelo. El contacto entre las lutitas y bancos de arenisca es brusco.

- Formación Vidrieros (Fameniense).

Consiste en una potencia desconocida de lutitas finas de color marrón (oscila entre 30 - 100 metros), con calizas y nódulos calcáreos intercalados.

CARBONÍFERO.

El espesor del Carbonífero aflorante en la Provincia de Palencia supera los 9000 metros de potencia. Existen tres secuencias de formaciones que corresponden a cuencas sedimentarias sucesivas, separadas por discordancias y disconformidades mayores que marcan las fases tectónicas Palentina (Westfaliense B), Leónica (Westfaliense D alto), Astúrica (Estefaniense A) y Urálica (pre - Pérmico inferior) de acuerdo con Wagner y Martínez García (1971).

Las secuencias rítmicas típicas consisten en pizarras finas que pasan hacia arriba a pizarras arenosas, limolitas, areniscas que coronan con un suelo de vegetación al que se junta a veces una capa de carbón.

- Formación Parapertú.

Alcanza un espesor que sobrepasa los 300 metros, formados por lutitas finas, de color gris marrón, calizas y varios niveles de avenidas de derrubios calizos incluyendo bloques de hasta 300 toneladas.

- Formación Vañes.

Aflora al NO del Pozo Calero, estando en contacto por falla con la Formación Barruelo, Formación Vergaño y Formación Moradillo. Al O es recubierta por los conglomerados de Peña Cildá. Su espesor en el estratotipo de Vañes es superior a 700 metros, estando formado por lutitas, turbiditas y derrubios calizos. Su edad se atribuye al Westfaliense C por encontrarse por debajo de la formación Vergaño que le sigue con transición paulatina. Esta formación representa la cuenca marina aún demasiado profunda para llegar a formar estratos hulleros.

- Formación Vergaño.

La forman en su base lutitas con limolitas y areniscas intercaladas a cuyo techo se presentan bancos de caliza de continuidad lateral variable con algún paso de carbón, teniendo el conjunto un espesor de unos 1500 metros.

Esta formación está muy desarrollada en el sinclinal de Castillería (al O de Barruelo) en cuyo flanco S Minas de San Cebrián explota de 3 a 4 capas de carbón dentro de un tramo de 50 metros de espesor. Generalmente no se explotan más de 1 a 2 capas cuya continuidad es del orden de 7 km. En el casco urbano de Barruelo (Barrio Santiago), aflora una cuña de la Formación Vergaño, limitada por fallas entre la Formación Barruelo y Parapertú, aflorando dos capas de carbón en un tramo de 3 metros, no excediendo de 30 cm de espesor y teniendo una corrida de unos 200 metros. En Orbó, forma un sinclinal volcado, vergente al S, aflorando entre las pizarras de la base dos carboneros de potencia inferior a los 10 cm.

- Caliza intermedia o de Castillería.

Aflora en el río Rubagón, en las inmediaciones de Brañosera, una secuencia calcárea de 90 metros de espesor, constituida por bancos de caliza micrítica y calcarenítica con

intercalaciones finas de lutitas calcáreas. Su edad es del Westfaliense D superior y Cantabriense inferior.

- Formación San Salvador.

Se caracteriza por la presencia de areniscas gruesas. Entre estas areniscas se encuentran lutitas y de vez en cuando lentejones de caliza marina. Además existen suelos de vegetación, carboneros y dos o tres capas explotables de carbón en la parte superior de la vegetación. Esta formación, que en San Salvador alcanza los 200 metros de espesor, va disminuyendo rápidamente su espesor hacia el E. Se le atribuye una edad del Cantabriense medio.

- Formación Brañosera.

En el río Rubagón y descansando sobre la formación anterior aflora la Formación Brañosera, hasta las proximidades del pozo Peñacorba, con un espesor de 870 metros. En su base presenta lutitas que incluye una caliza. A continuación se encuentra un pequeño tramo de areniscas y después unos 200 metros de lutitas con avenidas de derrubios calizos. La parte inferior corresponde a un mar profundo que pasa paulatinamente a una facies marina somera, hasta llegar a un tramo pequeño con pasos de carbón, que está considerado como el primer paquete de la formación Barruelo.

- Formación Barruelo.

Su potencia es de unos 1187 metros de una edad correspondiente al Cantabriense medio. Se han podido distinguir 5 miembros que de muro a techo son:

- ◊ *Miembro Peñacorba*

Comienza este miembro con las capas de Peñacorba, en donde generalmente se explotan dos capas que suelen ser la capa 10 y 12, estando numeradas cinco capas (9, 10, 11, 12 y 13), aunque los pasos de carbón en los cortes estratigráficos realizados en este paquete, muestran una variabilidad muy grande, así en el Calero de Brañosera tiene un espesor de 26 metros, con 8 pasos de carbón, mientras que en el corte de Peragido su potencia es de 36 metros y los pasos de carbón son 17 con espesores que oscilan entre 1,31 y 0,02 metros. Los suelos de vegetación son frecuentes, lo que indica el predominio de la facies continental, sin embargo en las proximidades del pozo Peñacorba y en el Calero de Brañosera se ha visto un nivel calcáreo a unos 5 metros del miembro Peñacorba.

- ◊ *Miembro Loma*

Descansa sobre el último paso de carbón del miembro Peñacorba y comienza con una secuencia de más de 30 metros de lutitas. A techo le siguen unos 300 metros de pizarras arenosas con frecuentes bancos intercalados de areniscas, lutitas carbonosas, suelo de vegetaciones y abundantes briznas vegetales.

◇ *Miembro Carboneros*

Se observa en este miembro un incremento de la facies continental. Su espesor oscila entre 59 metros (zanja Peragido) y 68 metros (zanja Orbó). El número de carboneros cuya potencia no excede de 30 cm es muy variable, aunque por lo general se reduce a 4 ciclos. Este miembro se ha reconocido a lo largo de la cuenca de Barruelo. Se observa un aumento de la facies continental y mejoramiento de la calidad del carbón hacia el SE.

◇ *Miembro Polvorín*

Sobre el miembro Carboneros descansan 200 metros de estratos marinos del miembro Polvorín. Hacia el techo disminuye el carácter marino, aumentando las areniscas y con un paso de carbón a 68 metros del techo, que en la zanja Peragido tiene 65 cm de espesor, mientras que en la zona de Valdepicos disminuye su potencia a 27 cm, constituyendo la capa IX. El último ritmo sedimentario del Miembro Polvorín culmina en un suelo de vegetación con la capa de carbón correspondiente que lleva el número VIII de la numeración de capas del tramo Calero. Hay que advertir que esta numeración se llevaba a cabo de techo a muro ya que la secuencia estratigráfica se encontraba invertida.

◇ *Miembro Calero*

Tradicionalmente en el tramo Calero se numeraron en mina 8 capas, pero existe un número más elevado, sobre todo hacia el techo. Este tramo puede dividirse en dos partes, la inferior con cuatro capas (VIII, VII, VI y V) y la superior con seis (IV, III, II y I, además de dos capas y varios carboneros que no han sido numerados en mina).

Entre las capas III bis y V, existen unos 85 metros de estratos profundos interrumpidos por tres pasos de carbón y niveles lacustres que constituyen niveles guía constantes a lo largo de toda la cuenca. Estos niveles aumentan en número hacia el SE, localizándose cinco niveles en la zanja de Peragido, mientras que en la pista de Herrerueta al NO hay solamente dos niveles. La densidad más grande de carbón está en la parte superior y hacia el SE de la cuenca, como se puede observar en el corte estratigráfico de la carretera Barruelo - Reinosa el complejo de las capas III y IV muestran varias capas y carboneros que al NO de la cuenca se presentan con la misma densidad de carbón.

• Formación Peña Cildá

Con una edad del Estefaniense B alto, aflora al NO de la cuenca en discordancia angular sobre los estratos de la Formación Barruelo. Se trata de conglomerados poligénicos con areniscas y lutitas intercaladas con un espesor total de 500 metros. Esta formación es enteramente continental con algunos pasos de carbón, que no exceden de 20 cm de espesor, y fueron objeto de numerosos registros.

• Triásico

El Triásico está ampliamente representado en la zona investigada por formaciones terrígenas que recubren al carbonífero al Norte de los afloramientos de las capas del

paquete Peñacorba. Se distinguen dos tramos: 1) inferior detrítico (conglomerados, arenas y lutitas); 2) superior arcilloso - evaporítico.

El tramo Inferior corresponde a las facies Buntsandstein y el tramo Superior puede atribuirse a las facies Keuper. Bajo este tramo y ya en los límites de la zona estudiada se encuentra un afloramiento de calizas oscuras que pueden corresponder a la facies Muschelkalk.

6.- DESCRIPCIÓN DE LAS CAPAS DE CARBÓN

Tradicionalmente se conocen en la cuenca hullera de Barruelo dos paquetes, llamados inferior y superior, con la particularidad de que el inferior es el más moderno ya que hay inversión de estratos por tratarse del flanco invertido de un sinclinal.

A estos dos paquetes, llamados Calero (grupo inferior) y Peñacorba (grupo superior) por los pozos de extracción correspondientes, se suman cuatro más que resultan normalmente inexplotables por carbón, que son el de San Salvador, Carboneros, San Cebrián y Polvorín. Al paquete más moderno (Calero) resulta conveniente dividirlo en dos ya que entre el grupo del paquete IV y la capa V existe un tramo estéril importante de unos 70 metros de potencia real.

El recorrido mínimo reconocido por labores mineras en la cuenca de Barruelo de Santullán es superior a los 9000 metros en el paquete Calero.

De muro a techo, los paquetes que contienen capas de carbón en la zona cartografiada son los que se describen a continuación.

♣ Paquete San Cebrián.

Aflora con frecuencia en la zona meridional estudiada, en contacto mecánico con el resto de los materiales, conteniendo pasos de carbón de poco espesor. Sin embargo, hacia el E del Barrio Santiago de Barruelo, aflora una lentejuela de esta formación conteniendo una capa de carbón limpio de 0,40 metros de potencia, visible en las proximidades del cruce entre el arroyo de Peragido y la carretera de Barruelo - Reinoso. La corrida de esta capa es problemática por tener un recubrimiento de cuaternario aluvial a lo largo de su corrida, que se estima en unos 150 metros.

♣ Paquete San Salvador

Aflora cerca del pueblo de Brañosera una estrecha faja de materiales pertenecientes a la formación San Salvador, con una capa de carbón que representa el poso continental de muro a techo de la Formación, cuyo desarrollo completo se encuentra a unos 14 kilómetros al oeste en San Salvador de Cantamuda. En el río Rubagón, próximo a Brañosera, se ha visto una calicata con 50 cm de carbón sucio que no ha sido explotado.

♣ Paquete Peñacorba

Consiste en un complejo muy denso de capas numeradas de 13 a 9 a las que con frecuencia se unen dos o más capas, alternando con areniscas y pizarras carbonosas que dificultan su identificación.

En general se ha explotado la capa 10 que es de excelente calidad, y en algunos puntos se explotó la 12 y 13 que tienen un contenido en cenizas muy superior a la capa 10.

En el margen derecho del río Rubagón y a unos 200 metros al N de las últimas casa de Barruelo, se ubica el pozo Peñacorba (cota 1065 m), que profundizó 200 m con explotaciones a los niveles 40, 52, 75, 112, 150 y 200 con respecto a la boca del pozo. La capa más explotada ha sido la 10, aunque en algunos tramos se explotó la capa 9, las capas 11 y 12 juntas y la capa 13.

La mayor explotación del pozo se centró en el nivel 112, (cota 953) que explotó la capa 10, en una corrida de 1250 metros hacia el NW del pozo y de 1480 metros hacia el SE, estando este paquete prácticamente virgen en el resto de la cuenca, en donde si tenemos en cuenta que la artesa de la capa VIII de Calero se sitúa a la cota aproximada de 500 metros y la distancia entre Peñacorba y dicha capa es de unos 600 metros en potencia real, se puede deducir que la artesa del paquete Peñacorba se sitúa por debajo del nivel del mar, por lo que las reservas de carbón de este paquete son considerables.

El paquete Peñacorba, hacia el SE de la zanja Peragido, está completamente virgen y apenas reconocido, con una corrida superior a los 4500 metros si se tienen en cuenta las explotaciones realizadas en el paquete Calero a través del pozo San Rafael.

♣ Paquete Carboneros

En los 13 metros basales de este paquete se localizan unos carboneros que han sido cortados en la pista de Barruelo - Herrerueta, zanja Peragido y zanja de Orbó alto, con una potencia inferior a los 30 cm.

El número de pasos de carbón es muy variable, pues mientras en la pista a Herrerueta (en la zona de Venones) hay dos hilillos de 2 y 4 cm, en Peragido y Orbó se cortan 13 y 4 pasos de carbón respectivamente.

♣ Paquete Polvorín

Presenta un tramo con pasos de carbón de unos 40 metros a 110 metros de su base, siendo el de más a techo explotable en algunos puntos de la cuenca, teniendo en la zanja de Peragido un espesor de 65 cm (capa IX). Sin embargo, en las zanjas de la pista de Herrerueta y Orbó alto, su espesor es de 27 y 42 cm, no habiendo sido explotado.

Este tramo se hace más continental hacia el SE, aumentando el espesor de los carboneros. Así, en un corte de mina realizado por Wagner, al final de las explotaciones de San Rafael, reconoció 4 pasos de carbón con un espesor de 9, 25, 64 y 40 cm respectivamente, lo que permitía su explotación en algunos de ellos.

♣ Paquete Calero

Es el más explotado de toda la cuenca, ubicándose sobre él los pozos Calero, Bárbara, Jovita, Peragido, San Rafael y Campesinos. Existe un tramo estéril de unos 75 metros que le divide en dos tramos productivos que se describen a continuación.

◇ Tramo inferior

Consta de cuatro capas muy constantes aunque variables en su espesor. Son las capas V, VI, VII y VIII, que fueron objeto de explotación en las zonas de Venones, Rica, Media y Peragido. Sin embargo, en la zona de Vallejo, su explotación ha sido esporádica por encontrarse el paquete muy fracturado en la parte SE de la cuenca.

	Capa VIII	Capa VII	Capa VI	Capa V	Total
Corte Herreruela	100 L	26 L + 29 S	161 L	87 L + 35 S	374 L + 64 S
Zanja Peragido	80 L	119 L	162 L	85 L	446 L
Zanja Corralón	85 L	100 L	53 L	48 L	286 L
Zanja Orbó	64 L	31 L	69 L + 56 S	16 L	180 L + 56 S

Espesor de las capas en cm.

L = carbón limpio

S = carbón sucio

Hay que resaltar que mientras en la capa V, en el extremo SE tiene un espesor de 16 cm, al NW de la cuenca (zona de Venones) existen dos ramas con un espesor superior a los 50 cm.

◇ Tramo superior

El tramo superior del pozo Calero consta de las capas IV a I, existiendo variaciones muy grandes dentro del paquete; así en las capas IV y III de la zona de los Venones (la capa III con dos venas) y de la zona Rica, se juntan varios carboneros en la zona Media. En la parte oriental de la zona de Peragido se encuentran hasta cuatro capas explotables en este intervalo. Una de ellas (a muro de la capa III) es la capa 5 de Vallejo (pozo San Rafael), que es la más explotada en aquella zona. Existen explotaciones en el complejo de las capas IV - III en toda la cuenca minera, con la excepción de la zona de Peragido, en donde únicamente en unos planos de labores antiguos del pozo Jovita, aparecen unas galerías de unos 300 metros, no habiendo evidencia de su explotación en los planos de la capa aparte de alguna labor superficial muy antigua sobre la capa IV.

Este grupo de capas ha sido calicateado desde el arroyo de Peragido hasta la carretera de Barruelo - Reinoso, observándose en las capas un aumento paulatino de potencia hacia el SE. Así, mientras en el corte de Peragido las capas III, IV y IV bis tienen una potencia de 53, 50 y 16 cm, en las proximidades de la carretera a Valdeberzoso tienen una potencia de 138, 200 y 90 cm respectivamente.

La capa II solamente existe como tal en las zonas de Venones, Rica y Media, así como en la mina del pozo Bárbara donde fue reconocida unos 200 metros. Hacia el SE no ha sido reconocida.

La capa I es un carbonero inexplorable incluso en las zonas de Venones, Rica y Media, donde fue reconocida por Wagner, existiendo a techo más carboneros pero sin que ninguno resulte explotable por carbón.

	Capa IV bis	Capa IV	Capa III	Capa II	Capa I	Total
Zona de Venones	20 C	280 C	240 C	170 C	5 C	715 C
Helechar	36 L	27 L	20 L	40 L	16 L	139 L
Peragido	16 L	50 L	53 S	-	-	66 L + 53 S
Ctra. Barruelo - Reinosa inferior	160 L + 30 S	140 L	26 L + 20 S	36 L + 16 S		362 L + 66 S
Ctra. Barruelo - Reinosa superior		80 L	33 S	16 S		80 L + 49 S
Orbó bajo	30 S	28 L + 14 S	54 S	17 S		28 L + 115 S

En el Helechar, asociados a la capa II existen dos pasos de carbón limpio con 55 y 30 cm de espesor y la capa III presenta un grupo de 5 pasos con espesores de 27, 45, 50, 100 y 20 cm de carbón limpio en un tramo de 14 metros de potencia real.



Figura 3. Corte geológico de la cuenca de Barruelo de Santullán.

Fuente: Hoja MAGNA n° 107. Barruelo de Santullán

7.- HISTORIA MINERA

Las primeras explotaciones de las que se tienen noticias se iniciaron hacia el año 1856, fecha a partir de la cual se iniciaron las excavaciones para deshullar el yacimiento mediante minería de montaña.

En el paquete Calero, las explotaciones se realizaron en todas las capas I, II, III, IV, V, VI, VII y VIII, si bien las más interesantes beneficiadas fueron la V, VI, VII y VIII, y sobre todo la VII y la VIII.

Por zonas, la de mayor actividad fue sin lugar a dudas la ubicada al O del arroyo Rubagón, donde se sitúa hacia la parte central de los afloramientos el pozo Calero, y en su extremo occidental las zonas llamadas Zona Rica y Venones en las que las explotaciones se dilataron más.

No es posible contar con una historia minera muy precisa, ya que no se conservan datos acerca del carbón extraído de cada capa. No obstante, es presumible que la mayor parte de las zonas dudosas, que generalmente son las más modernas, estén explotadas, correspondiéndose con las labores de los pozos.

Por lo que respecta a las capas del paquete Peñacorba, se explotaron de forma irregular los números 9, 11, 12 y 13 y con mayor intensidad la 10. Dichas explotaciones fueron importantes desde el pozo Peñacorba hacia el O y de menor intensidad hacia el E, de forma que a partir de la zona en que quedan las capas cubiertas por el Trías hacia el E, se encuentran totalmente vírgenes.

Cabe añadir que las capas I y II han sido poco explotadas debido a su poco espesor, y que en la zona comprendida entre los pozos Peragido y San Rafael no se encontraron datos de explotaciones en las cotas altas para las capas del paquete Calero, pero existe la sospecha de que deben encontrarse en parte deshullados.

8.- PANORAMA MINERO ACTUAL

La cuenca de Barruelo, a pesar del beneficio intenso a que fue sometida desde hace más de un siglo, no puede considerarse como un yacimiento agotado ni desde el punto de vista geológico ni técnico, ya que todavía quedan zonas vírgenes con mayor o menor dificultad de acceso a ellas. Las posibilidades de carbón que restan pueden agruparse en cinco zonas distintas:

- Prolongación de los paquetes Calero y Peñacorba bajo el Trías en la zona occidental.
- Prolongación de las capas bajo las labores de explotación antiguas hasta alcanzar el eje sinclinal. Macizos de protección del río y del pueblo de Barruelo.
- Prolongación de las capas bajo el Terciario en la zona oriental.
- Paquete Peñacorba desde el pueblo de Barruelo hacia el oeste.
- Paquete Peñacorba en el resto de la cuenca.

◇ *Prolongación occidental bajo el Trías.*

Las labores de explotación del pozo Calero se han situado bajo el Trías, aunque no en todas las capas y pisos, y en una longitud del orden del kilómetro, por lo que puede estimarse que esta zona se encuentra prácticamente virgen. Sin embargo, las posibilidades de carbón se ven afectadas negativamente por su estructura geométrica en profundidad y por la erosión del Trías.

La estructura general del yacimiento es la de un gran sinclinal volcado hacia el EN, cuyo eje (N - 60° - O) cabecea hundiéndose hacia el ESE y por lo tanto levanta hacia el ONO. Esta circunstancia provoca el que las capas de carbón doblen a cotas cada vez más altas cuanto más al O se encuentren, habiéndose comprobado en la Zona Rica que la capa II dobla a cota + 815 y la capa VIII a + 585. De ello se deduce que las capas tendrán menor caída vertical cada vez, pudiendo incluso llegar a aflorar bajo el Trías formando un cierre periclinal.

Existen por tanto posibilidades de carbón bajo el trías occidental, si bien no cabe esperar grandes reservas, el acceso a ellas no es fácil y su investigación arriesgada.

Estas restricciones no obran en igual medida para las capas del paquete Peñacorba, ya que al encontrarse muy separadas del paquete Calero tienen una caída vertical mucho mayor.

◇ *Posibilidades bajo las labores.*

El yacimiento no se encuentra explotado hasta el fondo del sinclinal, por lo tanto aun restan reservas vírgenes bajo las labores.

Si se toma como base la capa 5, ubicada hacia el centro de las capas explotadas del paquete Calero, se tiene:

1º- Zona entre el extremo E de las labores del pozo Calero (corte nº 4 en el plano geológico del proyecto de la Cuenca de Barruelo) y el extremo oeste de las mismas.

En esta zona, el eje sinclinal corta a las reservas cada vez a cota más alta, quedando unos 250 m de caída vertical y 4800 de corrida, a las que habría que disminuir en una altura equivalente al macizo de protección que hubiera de dejarse.

2º- Entre el corte nº 3 y el extremo occidental de las labores del pozo Peragido.

En esta zona se ubica el macizo de protección del río Rubagón y el pueblo de Barruelo de Santullán, con unos 2000 metros de longitud. En esta zona puede quedar un cuelgue de más de 500 metros.

3º- Entre el extremo occidental de las labores de Peragido y el extremo oriental de las labores del pozo San Rafael (final de las explotaciones).

Las posibilidades de esta zona no están muy claras, ya que en los planos de labores solo constan las galerías, sin diferenciar las labores que realmente fueron en capa y las que se excavaron en estéril. Su longitud es de unos 5200 metros, 1800 de ellos bajo el Trías

En general cabe esperar que bajo las labores de la última planta del pozo Peragido y San Rafael y el eje sinclinal, exista un cuelgue que oscilaría entre 250 metros extremo oeste y más de 500 en el extremo este.

◇ *Posibilidades al oeste del extremo oriental de las labores del pozo San Rafael. Prolongación oriental bajo el Trías.*

Se trata de la zona de mayores posibilidades desde el punto de vista teórico, ya que es de esperar que el paquete productivo continúe hacia el oeste unos 3000 metros a partir del final de las labores antes de estrellarse con una falla que hunde bloques y lo desplaza más de 300 metros hacia abajo, situando las capas a más de 600 metros bajo la superficie.

◇ *Posibilidades del paquete Peñacorba desde Barruelo hacia el oeste.*

Puede dividirse en dos zonas: zona aflorante y zona bajo el Trías. En conjunto se extiende unos 7 km hacia el oeste, de los que 4,5 se sitúan bajo el Trías.

En general este paquete en la zona aflorante, se encuentra casi virgen a partir de 1400 metros al este del río Rubagón.

En lo que respecta a la zona ubicada bajo el Trías (4,5 km), es interesante notar que los espesores medios en la capa 10 y 12 antes de sumergirse bajo él, era de 1,11 y 1,75 metros respectivamente.

◇ *Posibilidades en el paquete Peñacorba en el resto de la cuenca (margen derecha del río Rubagón).*

El paquete Peñacorba fue explotado en esta zona a través del Pozo Peñacorba o Grupo Superior, y cabe destacar que sus posibilidades de profundización son mucho mayores que la del paquete Calero, por lo que presentará mejores perspectivas bajo el Trías de la zona Oeste.

De hecho, desde 200 metros bajo la superficie de la cota del pozo Peñacorba hacia el oeste se encuentra virgen, pudiendo alcanzar corridas de más de 2,5 kilómetros, e igualmente en toda su caída vertical bajo el Trías, que puede prolongarse fácilmente otros 2 kilómetros.

El siguiente cuadro muestra las estimaciones de las reservas de carbón teórico en Mt de la cuenca de Barruelo según las zonas anteriormente expuestas. Los cálculos se realizaron de forma que el punto más bajo de las capas no pase de los 800 metros de profundidad.

Zona	Paquete Calero	Paquete Peñacorba	Total
<i>Bajo Trías Oeste</i>	8,7	2,2	10,9
<i>Bajo Labores</i>	13,3	1,8	15,1
<i>Macizo protección</i>	6,2	-	6,2
<i>Bajo Labores</i>	14,0	1,1	15,1
<i>Bajo Trías Este</i>	10,1	4,6	14,7
Total	52,3	9,7	62

9.- HIDROGEOLOGÍA

- *Precipitaciones.*

El clima correspondiente a la zona de Barruelo de Santullán se considera como Continental, por estar lo suficientemente al norte de la Península, con temperaturas anuales medias no superiores a los 15°.

Las precipitaciones se distribuyen muy irregularmente a lo largo del año (máximas en el periodo otoño - invierno - primavera y mínimas en verano). Son de carácter pluvio - nival predominando uno u otro aspecto según la altitud de la zona. La precipitación media anual recogida, oscila alrededor de los 1000 mm.

- *Circulación del agua.*

En general, las formaciones del Estefaniense constituyen un acuífero multicapa de baja permeabilidad, constituido por bancos de arenisca, pizarra y capas de carbón. La circulación del agua en los mismos se realiza a través de las fracturas, diaclasas y planos de estratificación.

Atendiendo a los paquetes productivos de la cuenca carbonífera de Barruelo, el paquete Calero está constituido por conglomerados, lutitas y areniscas, mientras que el paquete Peñacorba únicamente por lutitas y areniscas. En general, en ambos dominan los tramos areniscosos. Esta litología es propia del Estefaniense, y dará lugar a acuíferos multicapa.

El resto de paquetes carboníferos también tienen la misma estructura. Así, los paquetes Loma, Carboneros y Polvorín están constituidos por lutitas, areniscas y carbón.

A muro de estas formaciones, se encuentran tramos discontinuos de la caliza intermedia o de Castillería, y la Formación Vergaño, formada por lutitas, areniscas y calizas. La recarga de estos paquetes podrá llevarse a cabo en el flanco norte del sinclinal ya que afloran en una extensión considerable.

A techo de los paquetes productivos se encuentra el recubrimiento triásico. Este recubrimiento está constituido inicialmente por un conglomerado basal, y a continuación por un tramo importante de areniscas y lutitas. Este tramo abarca la mayor parte de la cuenca de carbón no aflorante, por lo que será el referente a tener en cuenta en estas zonas con respecto a la infiltración de agua. En estas zonas el agua no podrá infiltrarse a través del Trías debido a las importantes potencias de los tramos lutíticos que se alternan con los areniscosos.

Una vez el agua en el interior de las formaciones permeables multicapa, los flujos de corriente dependerán en gran medida de la estructura de la cuenca.

La cuenca de barruelo se trata de un sinclinal volcado, vergente al S.E. cuyo flanco Sur ha sido eliminado por una fractura subvertical (falla Límite) de gran magnitud, que actuó hundiendo el bloque Norte, lo que ha permitido la conservación de la cuenca hullera. Esta estructura puede provocar la circulación del flujo de agua de Oeste a Este, siguiendo la dirección de vergencia del sinclinal.

La circulación del agua puede dar lugar a la migración de gas termogénico y a la generación de gas biogénico secundario, produciéndose un posible incremento de los contenidos de gas a medida que el sinclinal avanza hacia el Sudeste, debido a que ésta es la dirección de su vergencia.

Los acuíferos multicapa formados en la cuenca quedarán interconectados debido a la existencia de múltiples fallas y fracturas que atraviesan las formaciones. Estas fallas se dividen en los siguientes grupos:

- ❖ Fallas de laminación.
 - ❖ Falla Límite y satélites
 - ❖ Fallas transversales (Venones, Media, Bárbara, Vallejo y Campesinos)
-
- *Presión.*

El nivel piezométrico del agua es el que controla la presión en las capas de carbón en función de la columna de agua que soporten (nivel piezométrico). Esta presión es fundamental a la hora de determinar de manera precisa la cantidad de metano contenida en el interior de las capas de carbón de la cuenca.

Desafortunadamente no se disponen de datos piezométricos de la zona, por lo que resultaría de gran interés una recogida de datos y su posterior análisis para realizar un estudio de detalle en fases más avanzadas.

10.- CONCLUSIONES PREVIAS

En este apartado se presenta un resumen de las conclusiones a las que se ha llegado tras el desarrollo de los trabajos de investigación llevados a cabo por el Proyecto de Investigación Geológico – Minero de la Cuenca de Barruelo.

GEOLOGÍA

- La serie carbonífera se encuentra invertida.
- Existen dos paquetes productivos fundamentales, el paquete Calero y el paquete Peñacorba.
- En el paquete Calero se distinguen hasta nueve capas principales, denominadas en este informe de la I a la IX, siendo las más importantes las V, VI, VII y VIII, siguiendo la III y IV, habiendo sido motivo de explotación tan solo en el extremo oeste, las restantes I y II.
- El paquete Peñacorba contiene cinco capas principales: 9, 10, 11, 12 y 13, siendo la más importante y explotada con mayor intensidad la 10, el resto se explotaron de forma discontinua con mucha menor intensidad.
- La falta de datos de espesores impide describir de forma deseable las variaciones de espesores que presentan las capas, si bien cabe esperar que su rango oscilara entre 1 y 2 metros.
- La zona de mayor intensidad de explotación, tanto en el número como en la corrida de las capas se produjo al oeste del Rubagón.
- La edad de las capas va desde el Cantabriense superior al Estefaniense inferior.
- Las capas se ubican en el flanco NE de un sinclinal invertido, que cabecea hundiéndose hacia el Este.
- El buzamiento medio de las capas es de unos 60°.
- Las capas del paquete Calero doblan en profundidad (debido al efecto del sinclinal) hacia la cota +600 de media en el extremo NO del yacimiento explotado, desconociéndose sin embargo la profundidad que las capas puedan alcanzar en el extremo SE, si bien cabe esperar que bajen de la capa +200.
- Las capas del paquete Peñacorba deben profundizar mucho más que las del paquete Calero, ya que se encuentran mucho más alejadas del plano axial del sinclinal.
- Existen varias fallas de dirección aproximada E - O que afecta a la cuenca, tales como Venones, Media, Bárbara, Vallejo y Campesinos. Cabe destacar una zona muy afectada a la altura de Orbó.

CALIDAD DE LOS CARBONES.

- Existe un claro aumento en el contenido en volátiles y disminución del rango en la dirección E para las capas del paquete Calero, y se supone que lo mismo para el paquete Peñacorba.
- Las capas de Peñacorba son en general de menor rango que las de Calero.
- El contenido en azufre es bajo para casi todas las capas, excepto para la V y VIII, que alcanzan el 1,7 y 2,7 % respectivamente. Ambas capas se ubican dentro de un entorno marino en cuanto a su ambiente sedimentario.

POSIBILIDADES DEL YACIMIENTO.

- El potencial a esperar del yacimiento en millones de toneladas es el siguiente:

Zonas	Paquete Calero (Mt)	Paquete Peñacorba (Mt)	Corrida*.	Caída vertical media*.	Espesor acumulado*.	Total
Bajo Trías occidental	8,7	2,2	1300/2500	400/500	10,38/1,15	10,9
Bajo labores occidentales	13,3	1,8	4800/2500	250/400	6,93/1,15	15,1
Macizo de protección	6,2	-	2000/-	500/-	4,46/-	6,2
Bajo labores orientales	14,0	1,1	5200/1100	350/600	5,0/1,11	15,1
Bajo Trías oriental	10,1	4,6	3000/4500	550/600	4,0/1,11	14,7
Total	52,3	9,7				62

* Calero /Peñacorba.

- La importancia de las posibilidades teóricas del paquete San Cebrián son inferiores a la de la formación Barruelo.

11.- CÁLCULO DE LOS RECURSOS DE GAS EN EL SINCLINAL DE BARRUELO

A continuación, se procede al estudio de la cantidad de metano contenido en el interior de las capas de carbón de la cuenca de Barruelo de Santullán.

Tradicionalmente, la explotación de la cuenca minera de Barruelo ha ido asociada con la peligrosidad por causa del metano, sobre todo en las capas denominadas V y VI del paquete Calero o Superior, que unido a las altas concentraciones de metano en el carbón, cuentan con potencias bastante elevadas.

Según las descripciones históricas del personal técnico que trabajó en las minas, a las cuales se ha tenido acceso, se describen las capas V y VI del Paquete Calero, con un gran contenido en metano, tanto que se producían en ocasiones, y sobre todo en la capa VI, desprendimientos súbitos de muchas toneladas de carbón. Estos desprendimientos eran debidos a la descompresión del gas que se produce en las caras libres del carbón en los frentes de explotación, que facilitaba en parte la extracción del carbón. Incluso hubo épocas en la década de los 50, que se dejó de explotar la capa VI del paquete Calero debido al miedo producido por los desprendimientos.

Para el cálculo de los recursos de gas en el sinclinal de Barruelo se han completado las fichas de investigación de CBM donde se muestran capa a capa las características del carbón y su contenido en gas mediante los análisis de muestras realizados, para acabar proporcionando cifras del contenido de gas total de la cuenca. Como en el resto de las cuencas estudiadas, el contenido total de gas se ha calculado en base a dos escenarios: muy probable e hipotético.

En el escenario muy probable y en el paquete Calero, se ha calculado el gas contenido en las capas V y VI. Aunque solo se disponen de datos de la capa V, se ha estimado conveniente asignar la misma concentración de metano a la capa VI en el escenario hipotético, debido a que, según las explicaciones dadas por José Luis Gutiérrez, ingeniero de la explotación, ambas capas tienen un potencial en gas elevado y parecido.

En el escenario hipotético, se ha asignado a todas las capas (excepto a la capa I por ser un carbonero) el valor de metano obtenido para la capa V.

Las capas del paquete Peñacorba se han cubicado todas al mismo tiempo, debido a la proximidad de sus capas. Se dirá que las capas del paquete Peñacorba son capas asociadas entre sí (*asoc.* en la ficha).

Por este motivo se ha asignado a todo el volumen de carbón del paquete la concentración de metano registrada en una de las capas (capa 10) y así coincidirá el escenario hipotético con el escenario muy probable, siendo solo necesaria la cumplimentación de una ficha para este paquete.

Según la descripción de las capas realizada por José Luis Gutiérrez, en el paquete Calero, las capas con alto contenido en gas son las comprendidas entre la II y la VII incluidas, siendo las más importantes la V y la VI. La capa I no tiene apenas gas, siendo además muy poco potente. La capa VIII también tiene un pobre contenido en gas, siendo además muy elevado su contenido en azufre (del orden del 6 %).

En el paquete Peñacorba, la capa importante en gas es la 10, mientras que la capa 9 da gas por migración de gas desde la 10. También debe señalarse que existe gas en la roca encajante entre la 9 y la 10, por migración de gas desde la 10. Esta roca es arenisca permeable con cuarcita, muy dura.

FICHA DE ZONAS DE INVESTIGACIÓN DE MCC

Denominación de la cuenca: *Cuenca de Barruelo.*

Localización: NO de Palencia, en Barruelo de Santullán.

ZONA	SUBZONA	ÁREA	SUBÁREA
Guardo - Barruelo	La Pernia - Barruelo	Barruelo	-

Región geológica: Barruelo de Santullán Estructura geológica: Sinclinal

Hoja: 107

Cota media: 1200 m.

Escenario: muy probable

FORMACIÓN: Barruelo

EDAD: Estefaniense A

PAQUETE MINERO: Calero / Barruelo

CAPAS	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
Potencia (m)	0,10	0,83	1,78	2,30	2,70	2,20	1,19	0,90
Potencia acumulada (m)	0,10	0,93	2,71	5,01	7,71	9,91	11,10	12,0
Espacio entre capas (m)					70,0	23,5	34,5	48,0
Profundidad de las labores (m)								
RANGO DEL CARBÓN								
Volátiles (%)		21	20	22	22	20	20	21
Cenizas (%)					30			
Carbono (%)								
Azufre (%)					2,2			6,0
Humedad								
Reflectividad de la vitrinita	1,12			1,00	1,28	1,28	1,22	1,20
Densidad (gr/cm ³)	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Presión in situ (mbar)					904			
Temperatura (°C)					18			
GEOMETRÍA								
Superficie (km ²)			7,97	8,24	8,56	8,76	8,85	7,28
Dirección	N - 135° - E							
Buzamiento	60	60	60	60	60	60	60	60
Profundidad máxima (m)		460	600	650	730	800	900	1000
Longitud de la corrida (km)		14,3	14,3	14,3	16,3	16,3	10,2	16,3
Recursos de carbón teórico (Mt)	-	7,11	11,8	11,9	12,18	15,82	10,50	8,18
Recursos de carbón explotable (Mt)	-	3,84	5,98	6,21	6,37	8,55	5,81	4,54
Total teórico - explotable (Mt)	77,6 - 41,3							
GRISÚ EN CAPA								
q (cm ³ /35s)					2,7	2,7		
Q ₁ (cm ³)					9,2	9,2		
Q ₂ (cm ³)					40,6	40,6		
Q ₃ (cm ³)					15,7	15,7		
V _{1p} (cm ³ /35 s.10g)					2,94	2,94		
CB (m ³ /tb)					6,3	6,3		
C (m ³ /t)					9,6	9,6		
Recursos de gas Mm ³ /tb ó tp.					76,7- 61,1	99,7- 82,1		
TOTAL Mm³/tb ó tp.	176,4-143,2							

FICHA DE ZONAS DE INVESTIGACIÓN DE MCC

Denominación de la Cuenca: Cuenca de Barruelo.

Localización: NO de Palencia, en Barruelo de Santullán.

ZONA	SUBZONA	ÁREA	SUBÁREA
Guardo - Barruelo	La Pernía - Barruelo	Barruelo	-

Región geológica: Barruelo de Santullán Estructura geológica: Sinclinal

Hoja: 107

Cota media: 1200 m.

Escenario: hipotético

FORMACIÓN: Barruelo

EDAD: Estefaniense A

PAQUETE MINERO: Calero / Barruelo

CAPAS	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
Potencia (m)	0,10	0,83	1,78	2,30	2,70	2,20	1,19	0,90
Potencia acumulada (m)	0,10	0,93	2,71	5,01	7,71	9,91	11,10	12,00
Espacio entre capas (m)					70,0	23,5	34,5	48,0
Profundidad de las labores. Cota	+ 625	+ 625	+ 625	+ 625	+ 625	+ 625	+ 625	+625
RANGO DEL CARBÓN								
Volátiles (%)		21	20	22	22	20	20	21
Cenizas (%)					30			
Carbono (%)								
Azufre (%)					2,2			6,0
Humedad								
Poder calorífico sup (kcal/kg)								
Reflectividad de la vitrinita	1,12			1,00	1,28	1,28	1,22	1,20
Densidad (gr/cm ³)	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Presión in situ (mbar)					904			
Temperatura					18			
GEOMETRÍA								
Superficie (km ²)			7,97	8,24	8,56	8,76	8,85	7,28
Dirección	N - 135° - E							
Buzamiento	60	60	60	60	60	60	60	60
Profundidad máxima (m)		460	600	650	730	800	900	1000
Longitud de la corrida (m)		14,3	14,3	14,3	16,3	16,3	10,2	16,3
Reservas de carbón teórico (Mt)	-	7,11	11,84	11,96	12,18	15,82	10,50	8,18
Reservas explotables (Mt)	-	3,84	5,98	6,21	6,37	8,55	5,81	4,54
Total teórico / explotable (Mt)	77,6-41,3							
GRISÚ EN CAPA								
q (cm ³ /35s)		2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	
Q ₁ (cm ³)		9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	
Q ₂ (cm ³)		40,6	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6	
Q ₃ (cm ³)		15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	
V _{1p} (cm ³ /35 s.10g)		2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	
CB (m ³ /tb)		6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	
C (m ³ /t)		9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	
Recursos de gas Mm ³ /tb ó tp.	-	44,8- 36,9	74,6- 57,4	75,3- 59,6	76,7- 61,1	99,7- 82,1	66,1- 55,8	-
TOTAL Mm³/tb ó tp.	437-353							

FICHA DE ZONAS DE INVESTIGACIÓN DE MCC.

Denominación de la Cuenca: Cuenca de Barruelo.

Localización: NO de Palencia, en Barruelo de Santullán.

ZONA	SUBZONA	ÁREA	SUBÁREA
Guardo - Barruelo	La Pernía - Barruelo	Barruelo	-

Región geológica: Barruelo de Santullán Estructura geológica: Sinclinal

Hoja: 107

Cota media: 1200 m.

Escenario: muy probable / hipotético

FORMACIÓN: Barruelo

EDAD: Estefaniense A

PAQUETE MINERO: Peñacorba

CAPAS	9	10	11	12	13
Potencia (m)	0,50	1,30	0,30	1,70	0,45
Potencia acumulada (m)	0,50	1,80	2,10	3,80	4,25
Espacio entre capas (m)	600				
Profundidad de las labores. Cota (m)		+ 938			
RANGO DEL CARBÓN					
Volátiles (%)	35	25	36	32	31
Cenizas (%)		30			
Carbono (%)					
Azufre (%)					
Humedad					
Reflectividad de la vitrinita	1,09				
Densidad (gr/cm ³)	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Presión in situ (mbar)		900			
Temperatura		17			
GEOMETRÍA					
Superficie (km ²)	14,48				
Dirección	N - 135° - E				
Buzamiento	60	60	60	60	60
Profundidad máxima (m)					
Longitud de la corrida (m)					
Reservas de carbón teórico (Mt)		83,42	asoc. a 10	asoc. a 10	asoc. a 10
Reservas de carbón explotable (Mt)		18,39			
Total teórico / explotable (Mt)	83,42 - 18,39				
GRISÚ EN CAPA					
q (cm ³ /35s)		0,4			
Q ₁ (cm ³)		1,36			
Q ₂ (cm ³)		8,06			
Q ₃ (cm ³)		22,19			
V _{1p} (cm ³ /35 s.10g)		0,42			
CB (m ³ /tb)		3,33			
C (m ³ /t)		3,5			
Recursos de gas Mm ³ /tb ó tp.		277,8- 64,4	asoc. a 10	asoc. a 10	asoc. a 10
TOTAL Mm³/tb ó tp.	277,8-64,4				

12.- CONCLUSIONES FINALES

A la vista de los resultados obtenidos en las tablas, cabe reseñar una serie de aclaraciones.

La zona investigada abarca una franja de NO a SE con una longitud media de 9000 metros y una anchura media de 2500 metros. En total la zona tiene una superficie de 22,5 km².

En algunos estudios, el paquete minero en donde se encuentran las principales capas de carbón de la cuenca (capas I - VIII) se denomina Paquete Calero, mientras que en otros estudios, generalmente los más antiguos, se denomina Paquete Barruelo, al igual que la formación en la que está contenido. Por este motivo se han registrado ambos nombres.

El otro paquete importante por su contenido de carbón, es el paquete Peñacorba. Sin embargo este paquete presenta unas dificultades añadidas para la explotación del gas contenido en su interior. Además de que sus recursos son bastante más limitados que los del Paquete Calero, el Paquete Peñacorba se encuentra separado del Paquete Calero los 600 metros que ocupa el Paquete Carboneros - Polvorín. Este hecho dificulta que los dos paquetes puedan ser explotados conjuntamente en metano.

Aunque dentro de la Formación Barruelo existen más paquetes mineros además del Paquete Peñacorba y Calero, no son interesantes desde el punto de vista de explotación de metano, ya que no existen datos concretos sobre los múltiples carboneros de los que están compuestos ni de sus contenidos de gas.

Sin embargo, siempre que se realice un sondeo y se intersecten estos paquetes mineros no cubicados, supondrá un aporte adicional de gas que no es posible cuantificar.

Para la cubicación del gas contenido en el interior del paquete Calero, se han realizado cálculos en base a dos situaciones: escenario muy probable y escenario hipotético.

En el escenario muy probable, se ha calculado el gas contenido en las capas V y VI. Aunque solo se disponen de datos de la capa V, se ha estimado conveniente asignar la misma concentración de metano a la capa VI en el escenario hipotético, debido a que, según las explicaciones dadas por José Luis Gutiérrez, ingeniero de la explotación, ambas capas tienen un potencial en gas elevado y parecido.

En el escenario hipotético, se ha asignado a todas las capas (excepto a la capa I por ser un carbonero) el valor de metano obtenido para la capa V.

Las capas del paquete Peñacorba se han cubicado todas al mismo tiempo, debido a la proximidad de sus capas. Se dirá que las capas del paquete Peñacorba son capas asociadas entre sí (*asoc.* en la ficha).

Por este motivo se ha asignado a todo el volumen de carbón del paquete la concentración de metano registrada en una de las capas (capa 10) y así coincidirá el escenario hipotético con el escenario muy probable, siendo solo necesaria la cumplimentación de una ficha para este paquete.

La parte de la cuenca que queda por debajo del Trías oriental y occidental, es difícil de calcular debido a los pocos sondeos realizados de la zona.

La cantidad total de metano calculada en el interior del carbón del **Paquete Calero** es, para el escenario muy probable:

TOTAL Mm ³ /tb ó tp.	176,4-143,2
---------------------------------	-------------

y para el escenario hipotético:

TOTAL Mm ³ /tb ó tp.	437,2-353,1
---------------------------------	-------------

Recordemos que para cada escenario se han dado dos valores sobre la cantidad de metano en la cuenca según las dos formas de cálculo del mismo: en función del tonelaje teórico del carbón y en función del tonelaje explotable. Al tonelaje teórico de carbón se le ha asignado una concentración de grisú igual a la concentración por tonelada bruta de carbón (tb.), y al tonelaje explotable se le ha asignado la concentración por tonelada pura de carbón (tp). Ambos valores se encuentran separados por un guión (-) en el recuadro final de recursos totales. Este criterio se basa en el hecho de que tanto en el tonelaje teórico como en la concentración de gas por tonelada bruta, no se descuentan las cenizas, al contrario de lo que ocurre con el tonelaje explotable y la concentración de gas por tonelada pura de carbón. Ambos resultados deberían ser parecidos ya que son dos maneras distintas de intentar llegar al cálculo del gas total contenido en la cuenca, pero se deben tener en cuenta los errores intrínsecos del método. El valor real para cada escenario podría estimarse como la media entre ambos valores. Así, por tanto, para el *escenario muy probable* del Paquete Calero:

TOTAL gas in place (Mm ³)	159,8
---------------------------------------	-------

para el *escenario hipotético* del Paquete Calero:

TOTAL gas in place (Mm ³)	395,15
---------------------------------------	--------

El escenario del paquete Calero al que se ha denominado muy probable, es quizás el que refleja en menor medida la realidad, ya que solo se ha tenido en cuenta una pequeña cantidad de carbón debido a que no existen datos de la concentración de gas en la mayoría de las capas.

En ese sentido, el escenario hipotético del Paquete Calero debe ser mucho más fiel a la realidad.

Como se señaló anteriormente, el cálculo de las reservas de metano en el **Paquete Peñacorba**, se han realizado en base a un único escenario:

TOTAL Mm ³ /tb ó tp.	277,8-64,4
---------------------------------	------------

y la media de ambos valores del Paquete Peñacorba:

TOTAL gas in place (Mm ³)	171,1
---------------------------------------	-------

Como se puede apreciar, los valores calculados de recursos de gas en la Cuenca de Barruelo entre los paquetes de Peñacorba y Calero son muy importantes, entre 330,9 y 566,3 Mm³.

13.- LOCALIZACIÓN DE LOS SONDEOS DE INVESTIGACIÓN.

A la vista de los esperanzadores resultados anteriormente expuestos, se recomienda realizar al menos uno o dos sondeos de investigación para comprobar sobre el terreno con exactitud la profundidad, potencia y número de capas, así como los niveles de extracción de gas. Para la correcta localización de estos sondeos se han de seguir los siguientes criterios:

- Se deben de localizar en un lugar donde se encuentren superpuestas el máximo número de las capas de carbón existentes y con la máxima potencia, de manera que la potencia acumulada a lo largo del sondeo sea la mayor posible.
- Deben de estar lo más alejados posibles de las labores de explotación de las minas actuales e históricas, no solo por el peligro de intersectar con una galería durante la perforación, sino por la descompresión que las labores originan en el carbón, con el consiguiente escape de gas hacia el exterior. Es necesario, por tanto, que el sondeo se realice en una zona virgen de la cuenca, lo más lejos posible de las labores históricas y modernas realizadas en la cuenca.
- Es conveniente que las capas se encuentren a alta presión para que la retención de gas sea más efectiva. Esto solo se consigue a altas profundidades, por lo tanto se buscarán zonas donde las capas se encuentren a gran profundidad. Además, si se perfora por debajo de la cota de extracción minera, se elimina el problema de la proximidad de las labores de explotación.
- Se debe evitar en la medida de lo posible la proximidad del sondeo a las fallas existentes en la zona, ya que pueden haber funcionado como sumideros del gas almacenado.

A la vista de los criterios anteriores, se ha deducido que la zona más apropiada para realizar algún sondeo de investigación para la extracción de metano es el área de la Cuenca de Barruelo comprendida entre los pozos de Peragido y San Rafael. La elección de esta zona se basa en los siguientes datos:

- ⇒ Se trata de una zona de tectónica relativamente tranquila. Se deben evitar en la medida de lo posible las dos fallas que delimitan esta zona: la falla de Peragido al Oeste, junto al pozo Peragido, y la falla Vallejo al Este, junto al pozo San Rafael. Por este motivo el sondeo debería realizarse en el centro entre ambas fallas. Más hacia el Este de la falla de Vallejo, existe una estructura más compleja con abundantes fallas y desaparición de capas.
- ⇒ La Cuenca de Barruelo es más profunda a medida que se avanza de W a E. Así, en la zona seleccionada entre el pozo Peragido y San Rafael, las capas de carbón se encontrarán a mayor profundidad que en la zona oeste, con la consiguiente mejora de la concentración de gas en el carbón.
- ⇒ En la zona entre el pozo Peragido y el pozo San Rafael, la explotación ha sido relativamente baja con respecto al resto de la Cuenca, en parte debido a la mayor profundidad de las capas. Según los datos recogidos por el Proyecto de Investigación Minera de Carbón en la Cuenca de Barruelo (Palencia) de 1979, la cota máxima a la

que se encuentran las labores en esta zona es + 645 metros, siendo la cota media de la zona + 1287 metros.

Una vez elegida la zona donde se realizarán los sondeos de investigación, se debe decidir el tipo de sondeos que se llevarán a cabo. Debido a la peculiar estructura de la Cuenca de Barruelo, un sinclinal volcado, se proponen dos alternativas en función del tipo de sondeo.

□ *Sondeos Verticales.*

Si se realizan sondeos de investigación verticales en la Cuenca de Barruelo, éstos debe llevarse a cabo en la zona comprendida entre el pozo San Rafael y Peragido, y sobre el afloramiento de la capa VIII del paquete Calero o unos pocos metros más hacia el norte del mismo, ya en la formación Carboneros - Polvorín (ver corte geológico).

Si se llevan a cabo estos sondeos en la zona señalada, se cortarán todas las capas del Paquete Calero, siempre y cuando se perforen unos 1000 metros, suficientes para atravesar completamente el paquete.

Cabe la opción de perforar por encima de los 2000 metros. En este caso se atravesarían teóricamente las capas de carbón más productivas del paquete Peñacorba. Sin embargo, esta opción es muy arriesgada debido a que se desconoce la situación del Paquete Peñacorba en el eje del sinclinal y a que la longitud del sondeo resulta excesiva. No obstante, de ser posible esta última opción, significaría un aporte importante de gas del paquete Peñacorba al ya de por sí abundante gas del paquete Calero.

La principal desventaja de la realización de sondeos verticales de investigación es la intersección con las abundantes labores realizadas en la zona. Sin embargo, es cierto que a priori es la alternativa más barata.

□ *Sondeos inclinados*

Si se realizan sondeos inclinados, éstos deberán llevarse a cabo en la zona comprendida entre el pozo San Rafael y Peragido, y en el eje del sinclinal de Barruelo, unos metros al sur del afloramiento de la capa II del paquete Calero (ver corte geológico).

Se deben perforar alrededor de 1000 metros con una inclinación de 60° con respecto a la horizontal hacia el NE.

Con este método se evita atravesar las labores realizadas en la cuenca, ya que únicamente se cortan las capas de carbón a una profundidad en donde se encuentran vírgenes. Sin embargo, este método requiere una tecnología más compleja, y por tanto más cara, que realizar sondeos verticales.

Por tanto se pueden realizar sondeos horizontales, sondeos inclinados o una combinación de ambos, según se estime oportuno.

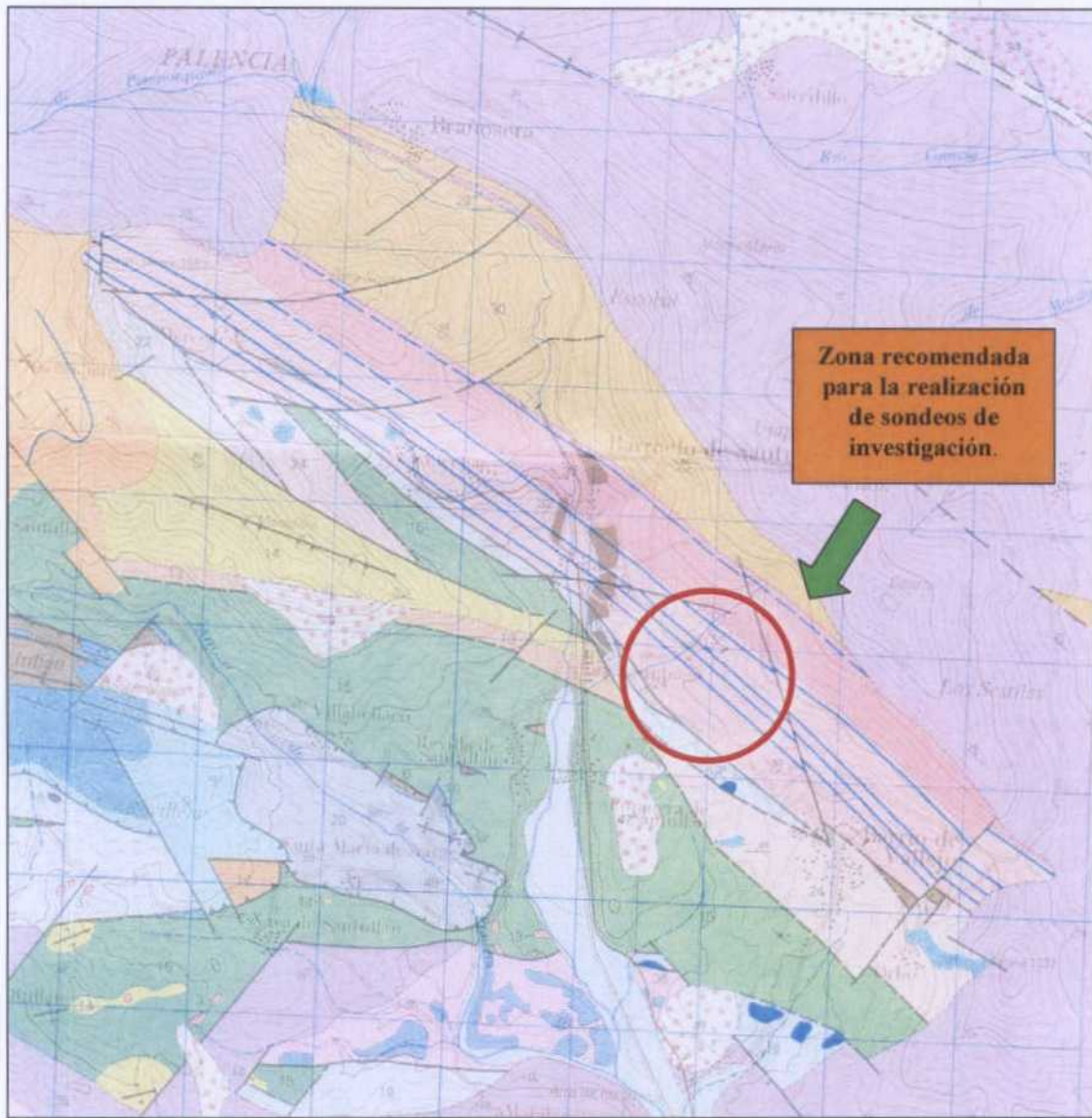


Figura 4. Zona recomendada para la localización de los sondeos de exploración.
Fuente: Hoja MAGNA nº 107. Barruelo de Santullán. Modificado

**Cálculo de los
Recursos de CBM en la
Cuenca Carbonífera
de:**

**Santa María de
Redondo**

ÍNDICE

1.-Introducción y objetivos.....	38
2.- Situación y rasgos geológicos.....	40
3.- Antecedentes.....	45
4.- Historia y Panorama minero.....	47
5.- Estratigrafía.....	49
6.- Descripción de las capas de carbón.....	51
7.- Hidrogeología.....	53
8.- Conclusiones previas.....	54
9.- Calculo de las reservas de metano en las capas de carbón (CBM).....	56
10.- Medición de los recursos teóricos y explotables de carbón.....	59
11.- Medición de las concentraciones de metano en el carbón.....	60
12.- Aplicación al sinclinal de Redondo.....	62
13.- Conclusiones finales.....	65
14.- Localización de los sondeos de investigación.....	67

1.- INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

Una vez descritos y analizados los fundamentos necesarios para la extracción del metano de las capas de carbón (CBM) para lo cual se ha utilizado una bibliografía básicamente norteamericana, se procede a analizar una cuenca de carbón española con el objetivo de investigar las posibilidades de la misma para una futura extracción y aprovechamiento de grisú.

Para ello se ha realizado en este estudio la descripción del yacimiento, tanto geológico como estratigráfico, analizando una a una las capas de carbón en todos sus aspectos.

La elección de las zonas a estudiar para sus posibilidades para la extracción de metano se ha llevado a cabo en base a varios factores:

- Cuencas con grandes recursos de carbón.
- Rango del carbón del tipo Bituminoso alto en volátiles (hullas grisuosas).
- Formaciones favorables para el almacenamiento de CBM (sinclinales, trampas estratigráficas...).
- Datos sobre peligrosidad por concentración de grisú en las capas de carbón.
- Informes de los propietarios de las minas sobre las emisiones de grisú.

Con estos datos, se pretende dar un valor aproximado, con las limitaciones que esto implica, de los recursos de gas contenidos en las capas de carbón, que proporcionen una idea sobre las posibilidades de extracción y aprovechamiento del gas contenido en él, y si fuera posible, señalar una zona favorable dentro del área estudiada donde se recomiende realizar sondeos de investigación.

La primera zona de estudio es el Sinclinal de Redondo, ya que cumple todas las características arriba indicadas y se dispone de datos para hacer su análisis con cierto detalle.

2.- SITUACIÓN Y RASGOS GEOLÓGICOS DEL SINCLINAL DE REDONDO

La zona estudiada corresponde a una extensión próxima a las 4.000 Ha, geográficamente forma parte del Macizo Hespérico, en el noroeste de la Península Ibérica. Más concretamente el Sinclinal de Santa María de Redondo está situado en el noreste de la provincia de Palencia dentro del dominio de la Pernía, en la región del Pisuerga - Carrión, que limita con la provincia de Santander (figura 2).

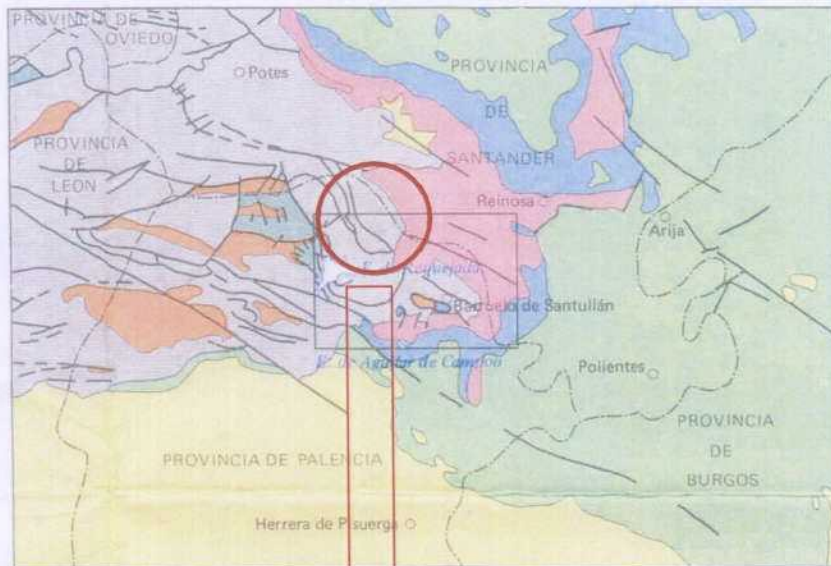


ZONA	SUBZONA	ÁREA
NORTE DE LEÓN	NORTE	MJARES-LILLO
		RIÑO CANSECO CARANDE
	CENTRO	SAN EMILIANO
		CARMENES-VILLAMANIN
	SUR	LA MAGDALENA
		CIÑERA-MATALANA SABERO
VILLABLINO	CERREDO Y MONAS- TERIO DE HERMO	
	TORMALEO VILLABLINO	
GUARDO - BARRUELO	GUARDO	ESTE - SANTIBÁNEZ
		DESTE VALDERRUEDA
	LA PERNIA- BARRUELO	SAN CEBRIÁN
		BARRUELO CASA VEGAS - REDONDO

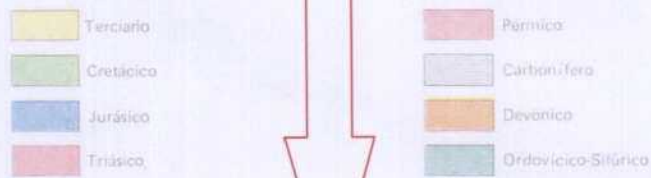
Figura 2. Situación del Sinclinal de Redondo

La cuenca de la Pernía está constituida por tres sinclinales: uno meridional denominado Sinclinal de Castillería, otro noroccidental o Sinclinal de Casavegas y el nororiental que corresponde al de Redondo, representando el área de Barruelo su prolongación suroriental.

Dentro del plan MAGNA la zona estudiada se localiza entre las hojas nº 82 (Tudanca) y nº 107 (Barruelo de Santullán).



Escala 1:1.000.000



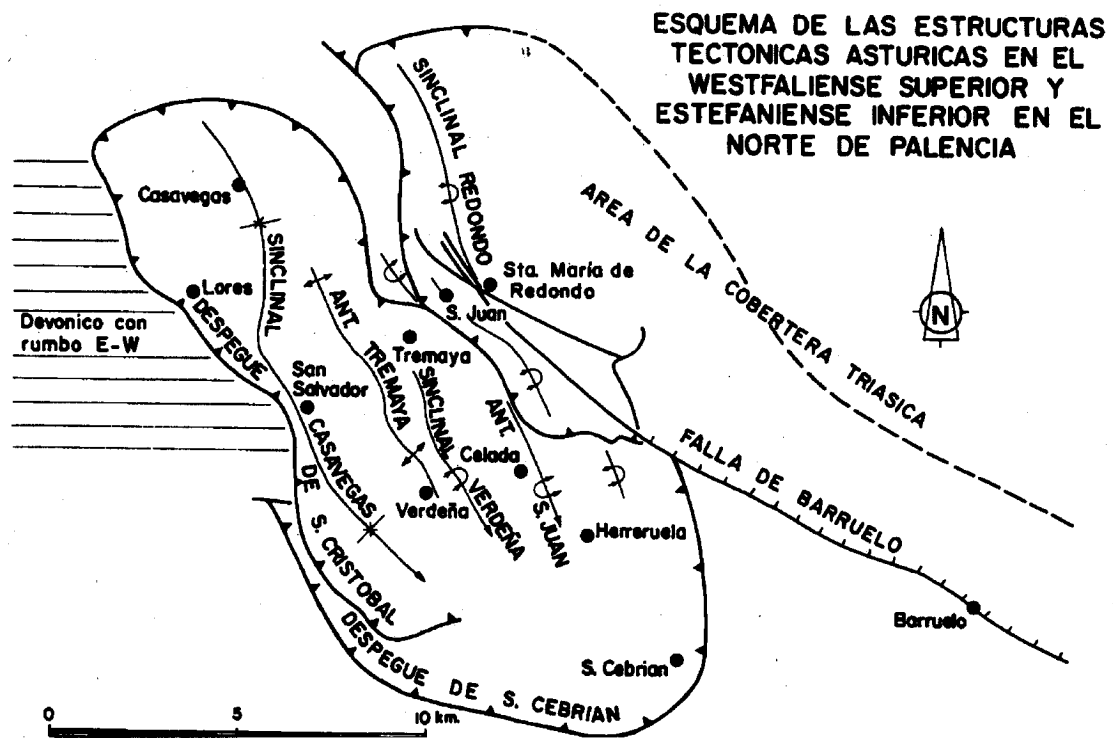


Figura 3. Esquema regional de la zona de la Pernía

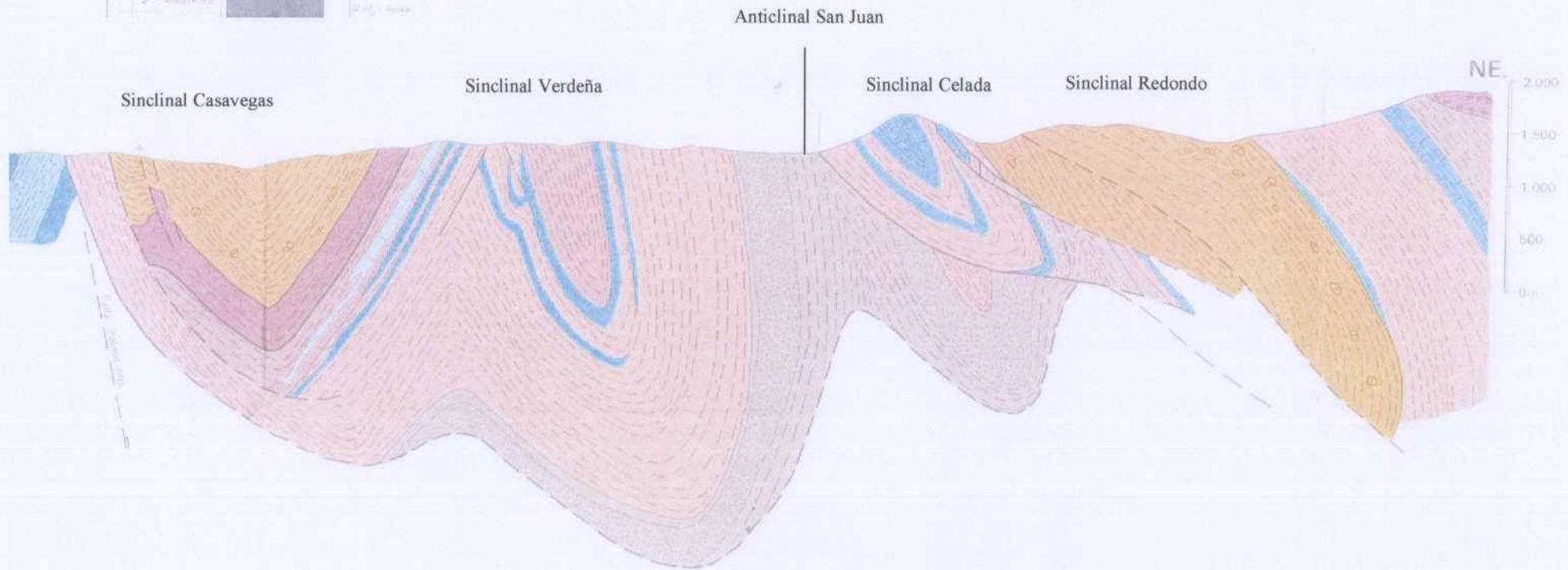
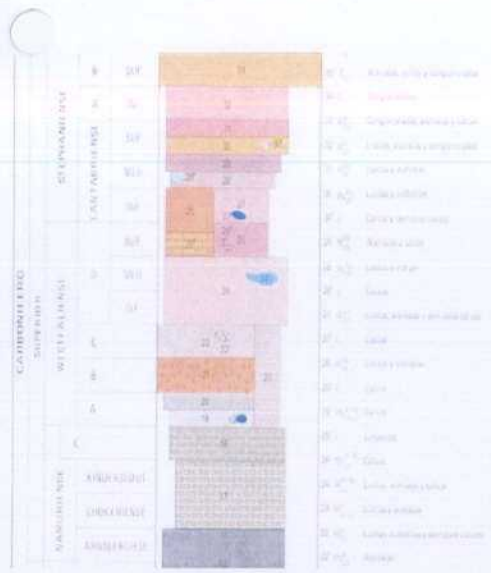


Figura 4. Corte estructural de la zona de la Pernía

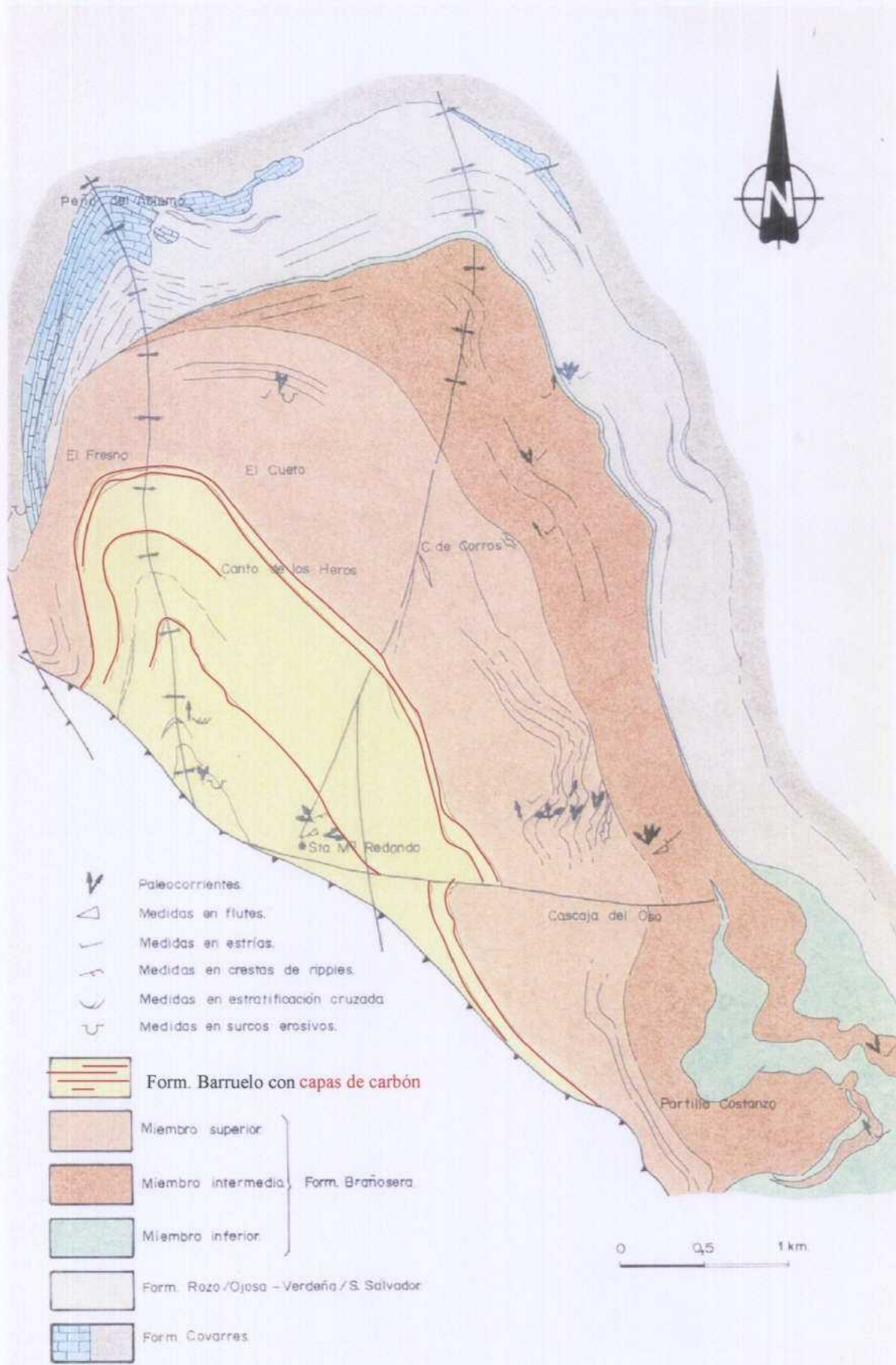


Figura 5. Mapa geológico del Sinclinal de Santa María de Redondo

LEYENDA

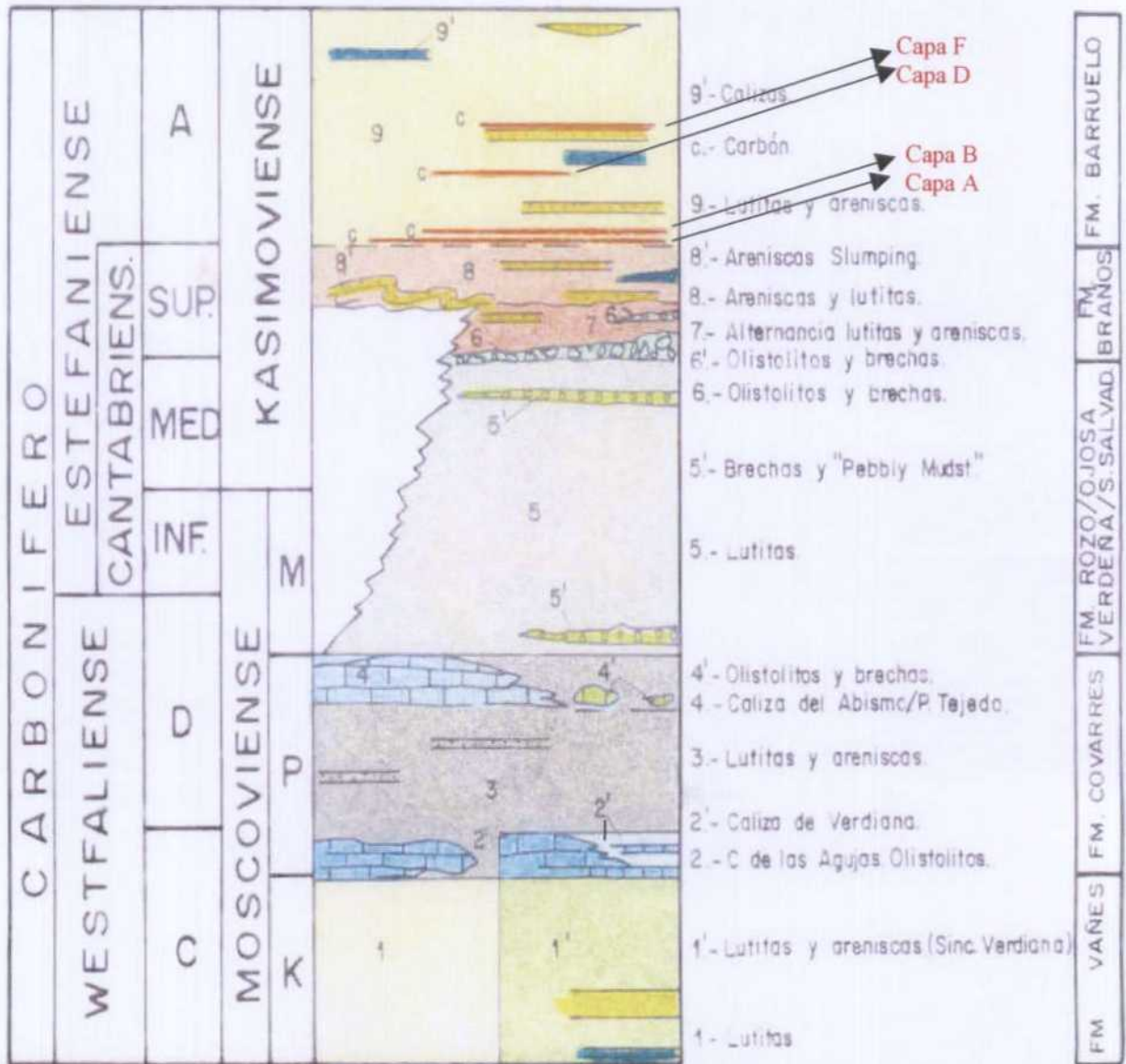


Figura 6. Columna estratigráfica de la zona de la Pernía

3.- ANTECEDENTES

Existe una amplia bibliografía geológica de carácter general sobre la Cuenca de la Pernía, no obstante sobre el área de trabajo que abarca este informe hay relativamente pocos trabajos específicos. Ni qué decir tiene que no existe ningún trabajo previo sobre la explotación de metano en el carbón de la zona, por lo que en ese aspecto ésta es la primera referencia.

Para la realización de esta investigación se ha utilizado una bibliografía de la cual se han extraído los datos necesarios. A pesar de eso, ha sido necesario el traslado a la zona para el estudio in situ del contenido de gas en el carbón, siendo una fuente fundamental de datos la información aportada por los ingenieros de las minas de la zona.

Básicamente existen tres estudios a partir de los cuales ha sido posible la realización del presente documento:

- La *Actualización del Inventario de Recursos Nacionales de Carbón*, realizada en 1985 por el Instituto Geológico y Minero de España, aporta datos sobre las cuencas de carbón como:

- * Clasificación de las cuencas de carbón por zonas.
- * Planos de labores actualizados en 1985.
- * Descripción de las capas de cada zona.
- * Análisis de carbón disponibles según zonas.
- * Cubicaciones de las capas de carbón según recursos teóricos, seguros, probables, posibles e hipotéticos.
- * Datos de las compañías mineras respecto a las producciones, reservas, plantilla, etc.
- * Sistemas de explotación subterránea y a cielo abierto.

De aquí se han extraído los datos referentes a los recursos de carbón en el Sinclinal de Santa María de Redondo (teóricos y explotables), las labores realizadas y su profundidad máxima alcanzada.

- Distintos proyectos de investigación geológico - minera de las cuencas carboníferas españolas realizados en 1988/89 por el Instituto Geológico y Minero de España, en los que se detalla:

- * La estratigrafía en detalle de la zona, con la descripción de las formaciones existentes.
- * La sedimentología y tectónica.
- * Descripción de las capas de carbón y relación de los análisis de carbones realizados.
- * Mapas de la cartografía detallada de la zona a 1:10.000 en donde aparecen señaladas las distintas formaciones, los paquetes y las capas de carbón.
- * Mapas con cortes geológicos a 1:10.000 representativos de las estructuras de la zona.
- * Relación de las columnas estratigráficas levantadas en la zona a partir de los sondeos y zanjas realizadas.

La presente zona está representada por el proyecto titulado *Prospección General de la Cuenca Carbonífera de Santa María de Redondo (Palencia)*.

- El *Proyecto de Medición de la Concentración de Grisú en Capa en Diversas Cuencas Carboníferas Españolas* realizado en 1989 por AITEMIN recopila una serie de análisis de grisuosidad realizados en la mayor parte de las cuencas carboníferas españolas desde sondeos en mina. Se dan datos de concentración de gas en el carbón (bruto y puro) y de la velocidad de desorción, además de algún análisis de carbón.

Para el Sinclinal de Santa María de Redondo, existe el proyecto de medición de grisú realizados en la mina de Montebismo durante Enero de 1990 de donde se han tomado los datos de grisuosidad de las distintas capas que forman parte del paquete productivo del sinclinal.

- Además también se han tenido en cuenta los datos de los análisis de composición de carbón y grisuosidad realizados y cedidos por las empresas propietarias de las minas.

4.- HISTORIA Y PANORAMA MINERO

Los antecedentes mineros señalan la existencia de una actividad más o menos continuada desde finales del siglo pasado o principios de éste, siempre en minería de montaña, con una única excepción de explotación a cielo abierto durante un corto periodo de tiempo en los años 80 al N. de Santa María de Redondo.

El tipo de explotaciones ha correspondido a pequeñas empresas, poco mecanizadas y con el sistema clásico de explotación por testers y, en general, con abandono y posterior hundimiento de los macizos ya beneficiados, entibándose los talleres de arranque con madera y las galerías generales con cuadros de madera y metálicos. Dichas galerías generales suelen avanzar sobre capa.

Toda la actividad minera se localiza en el flanco oriental del Sinclinal de Redondo, y todas las labores extractivas están centradas sobre dos capas (grupo Redondo) con una potencia media de 0,70 m y 1,00 m respectivamente, conocidas localmente, de muro a techo, como la 2ª y la 1ª.

En 1953 Nederlof, en su estudio “La cuenca carbonífera del Río Pisuerga” cita la existencia de tres minas en producción durante aquella época en la cuenca de Redondo, realizando la siguiente descripción de cada una de ellas:

- **Mina El Olvido:** Situada a unos 1000 m de Santa María de Redondo, en la Ribera meridional del Río Pisuerga. Las capas se representan volcadas, con buzamientos de 25 a 45° al E. De las dos capas reconocidas se explota la 2ª con 0,80 m de potencia media y de calidad semiantracítica. Hay dos galerías a cotas 1220 m y 1150 m unidas por un plano inclinado interior y otra a 1207 m, siendo la longitud de ellas de varios cientos de metros.
- **Mina Matasocarrera:** Situada frente a la anterior en la ribera septentrional del Río Pisuerga. Las capas aparecen invertidas, buzando al E 45°. La capa 2ª ha sido ya explotada y se trabaja sobre la capa 1ª, con 0,70 m de espesor, que aparece con intercalaciones de estériles de hasta 0,30 m, siendo la separación entre ambas capas de 15 m. La galería de explotación está situada a cota 1245 m existiendo unos 800 m de galerías.
- **Mina Montebismo:** Actualmente en actividad, está situada a unos 1250 m al N. de Santa María de Redondo, en la ribera septentrional del arroyo de Bulero, cuyo curso en esta zona marca el cambio de buzamiento de las capas de carbón. Las galerías siguen las capas del grupo Redondo que yacen a una distancia estratigráfica de 20 m y que emboquillan a cotas de 1225 m y 1255 m, distanciadas entre sí unos 400 m.

La Mina Montebismo, la única explotación existente en la actualidad en el Sinclinal de Redondo, se beneficia de las capas A y B de la Formación Barruelo, pero sobre todo la explotación se centra sobre la Capa B o Capa Primera, que corresponde a la situada a techo del paquete minero de Redondo. La mina consta de una galería guiada sobre la Capa B a 1250 metros de cota, denominada piso 1º; y de un pozo plano de extracción realizado a mediados de los años 80, situado al pie del arroyo de Bulero, a la misma cota que la galería y que emboquilla a muro de la dos capas de carbón. Este plano

inclinado tiene una dirección E - O, 160 metros de longitud y 25° de inclinación, lo que supone 67 metros de diferencia de cota. Al final del mismo existe un transversal hasta la capa B, que se guía en la galería, con recortes hasta la capa A.

Además de estas explotaciones, Nederlof cita la existencia de una mina ya abandonada ("Mina del Carmen") situada en la proa del Sinclinal de Redondo, en la cual existían tres bocaminas a cotas de 1400 m, 1437 m y 1443 m, con una longitud total de galerías de unos 800 m. en esta zona, que coincide con el cierre periclinal norte del sinclinal, a principios de los años 80 se realizaron trabajos de explotación a cielo abierto en las capas del grupo Redondo a lo largo de unos 400 m.

5.- ESTRATIGRAFÍA

En base a las series realizadas así como también a observaciones puntuales en lugares muy diversos, así como también a observaciones puntuales en lugares muy diversos, y datos bibliográficos, a continuación se pasa a describir cada una de las formaciones presentes en el área cartografiada, todas pertenecientes al Carbonífero.

- *Formación Vañes.*

Fue definida por Nederlof y de Sitter en 1957. Apenas observable en el sinclinal y sin ningún interés minero, no ha sido estudiada en detalle.

- *Formación Covarres/Vergaño.*

Fue definida por Van der Graaff en 1971. Su espesor varía considerablemente desde unos 350 m en el sector occidental a más de 750 m en el sector nororiental. Es totalmente improductiva y está constituida por tres miembros bien diferenciados, dos carbonatos separados por un intermedio terrígeno.

- *Formación Rozo/Ojosa o Verdeña/San Salvador.*

Por encima de la formación anterior se observa en el sector N. de la cartografía un conjunto de materiales fundamentalmente lutíticos, que dado el carácter discordante de la Formación Superior (Brañosera) impide que afloren en un área más extensa.

Su carácter improductivo hizo que su estudio no fuera detallado. Litológicamente está formada por lutitas oscuras homogéneas con intercalaciones areniscosas. Su espesor va desde 125 a 150 metros, pudiendo alcanzar potencias superiores a los 400 metros en algunas zonas.

- *Formación Brañosera*

Fue definida por Wagner et al en 1977. Corresponde a un conjunto de materiales eminentemente terrígenos con una potencia que oscila entre 800 y más de 1000 metros y separable en tres miembros bien definidos. Se encuentra representada en una extensa área de la cartografía. En ella se puede apreciar su carácter discordante y fuertemente angular en algunos puntos y la presencia de una discordancia intraformacional, también localmente muy visible (Sector NW).

- *Formación Barruelo*

También definida por Wagner et al en 1977. Aflora principalmente en el flanco oriental del Sinclinal de Redondo, alcanzando una potencia de 800 metros. A grandes rasgos, los proyectos separan varios tramos:

a) Tiene una potencia de unos 125 metros, situándose en su parte más inferior los dos horizontes carbonosos objeto de explotación en la zona (capas A y B). Está caracterizado por una parte inferior eminentemente lutítica y otra superior con importantes intercalaciones areniscosas.

b) Tiene un espesor de 270 metros, formado por un alto porcentaje de lutitas oscuras, con abundantes nódulos sideríticos, entre los que se intercalan niveles de areniscas de grano fino de escasa potencia y cartográficamente muy discontinuos.

Los restos vegetales flotados y la bioturbación son frecuentes. Aparecen también acumulaciones de fósiles algo fragmentados de fauna marina.

c) De unos 200 metros de potencia, en él vuelven a ser abundantes los niveles areniscos, apareciendo en su parte media - inferior horizontes carbonosos de escasa importancia, si bien la bioturbación por raíces está presente en gran parte del tramo.

d) Este tramo superior forma una secuencia negativa de unos 200 metros de espesor. En su base son frecuentes las delgadas intercalaciones areniscosas. Hacia su parte media aparecen gruesos estratos de conglomerados con importantes fragmentos vegetales y lutíticos, y el resto de arenisca cuarcítica de grano grueso a fino.

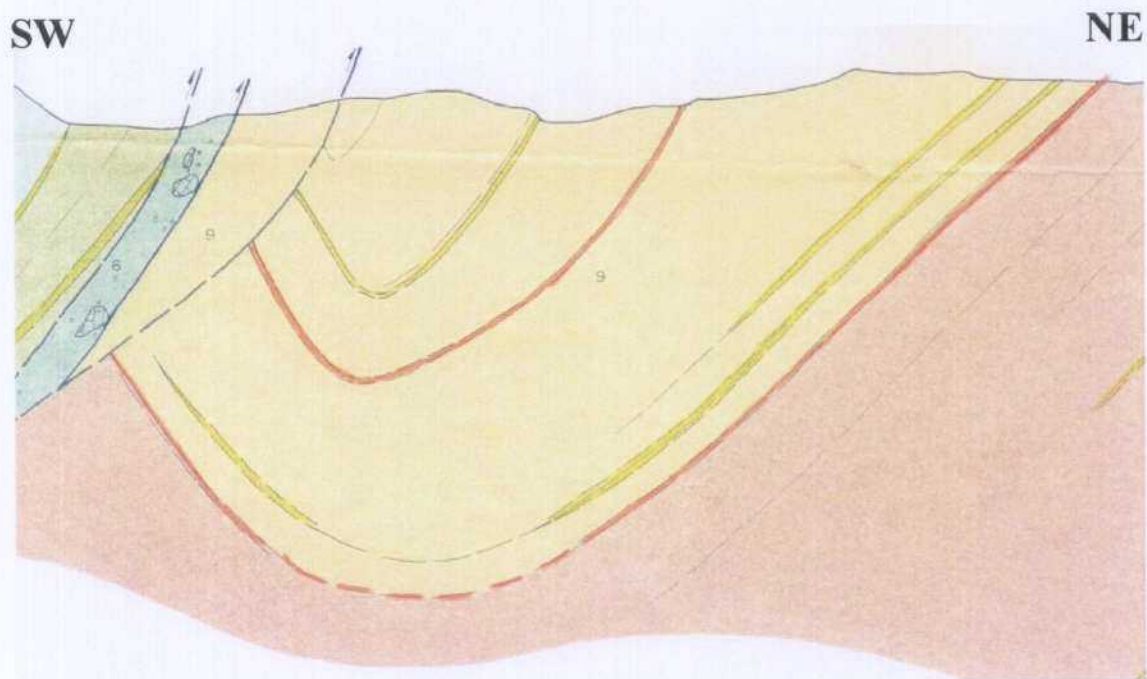


Figura 7. Corte geológico del Sinclinal de Redondo

6.- DESCRIPCIÓN DE LAS CAPAS DE CARBÓN

La zona productiva de la cuenca estudiada constituye el núcleo del Sinclinal de Redondo, en el cual, como se puede apreciar en el mapa geológico y en los cortes del mismo, existen cinco capas de carbón, de las cuales las dos más bajas han sido beneficiadas, estableciéndose en la de muro el límite entre la Formación Brañosa y la Formación Barruelo. La explotación minera siempre se ha centrado en el flanco oriental del sinclinal.

Además existe un número de carboneros cuya posición estratigráfica viene representada en las columnas levantadas.

De muro a techo aparecen las siguientes capas de carbón:

- **Capa A o Capa 2ª** (denominación de mina). En el flanco oriental del sinclinal, en el área de explotación actual y de Sur a Norte presenta las siguientes características:

En el piso 1º a 200 metros de la bocamina, tiene una potencia de capa de 0,80 metros con un estéril de 0,50 m a muro; a 1200 m de la bocamina, en la misma planta, la potencia es de 1 m con un estéril en el centro. en el transversal de la bocamina del piso 3º 0,90 m de potencia con 45 % de cenizas. A 300 metros hacia el norte, a partir de la bocamina del piso tercero, la capa A tiene una potencia de 0,80 metros (0,45 m de carbón a muro y el resto lutitas carbonosas). La explotación a cielo abierto tiene una potencia media de 0,80 metros y un porcentaje en cenizas del 40 %.

En el flanco occidental, a partir del cielo abierto hacia el sur, los datos obtenidos sobre 6 zanjas, en una corrida de 100 metros, varían desde potencias de 1,05 m con 25,3 % de cenizas para los primeros a 0,23 m de potencia con 56 % de cenizas en la 5ª y sin resultados en la zanja nº 6.

- **Capa B o Capa 1ª** (denominación de mina). En el ámbito de la explotación (rama oriental del sinclinal), a partir de las bocaminas de los pisos 1º y 2º y en las corridas hacia el N. de 1300 m en el piso 1º y 1500 m en el 2º, la potencia de capa varía entre 1,5 m y 2,00 m con un porcentaje en cenizas entre el 30 % y el 45 %.

En la explotación a cielo abierto, la potencia es del orden de 1,00 m con 45 % de cenizas.

En el flanco occidental, la potencia de la capa B, a partir de la información aportada por una zanja sería menor de 0,20 metros.

- **Capa C.** Esta capa no ha sido explotada nunca y ha sido reconocida en superficie mediante 15 calicatas en un recorrido de 550 metros. Los datos aportados por las calicatas indican que se trata de una capa con una potencia por debajo de 0,50 metros y un 30 % de cenizas como media.

- **Capa D.** Fue reconocida en el flanco occidental del Sinclinal de Redondo. Se trata de una capa de carbón con 1,5 metros de potencia máxima y 30 % de cenizas como media, con un reconocimiento parcial por calicatas de al menos 100 metros de corrida.

- **Capa E.** Corresponde a un carbonero, a techo y muy próximo a la capa anterior. Hacia el sur alcanza potencias de 0,25 a 0,6 metros por lo que puede ser interesante un mayor reconocimiento de la misma. Hasta ahora se tienen pocos datos de ella por lo que no aparece representada en la cartografía.

- **Capa F.** Esta capa se caracteriza por tener a muro un nivel potente y continuo de areniscas. La traza de dicho banco dibuja claramente la zona de charnela y el flanco oriental del Sinclinal de Redondo. en esta capa es citada por varios autores la existencia de una cinerita. Sobre ella, existen dos labores de reconocimiento y explotación, una junto al cementerio de Santa María de Redondo y la otra más al norte, donde se aprecia una pequeña escombrera. La capa es de escasa entidad, con escasa potencia y un alto contenido en cenizas.

Al SE. de Santa María de Redondo se han reconocido tres indicios de carbón, uno de los cuales está situado en el paraje de Las Llamas perteneciente a la formación Barruelo, en una zona fuertemente tectonizada, por lo que nos es de escasa importancia

En la zona meridional del área de estudio, se aprecian las labores antiguas, con pequeñas escombreras, siendo probable que dichas explotaciones se hallan beneficiado de las capas basales A y B de la formación Barruelo. En esta zona existe una amplia mancha forestal y una topografía muy abrupta, lo que ha dificultado el estudio y seguimiento de las mismas.

Por otra parte, en el borde suroriental del mapa se pueden observar 2 niveles carbonosos, uno dentro del miembro superior de la formación Brañosa, con una escasa potencia, baja calidad y difícil acceso. El segundo corresponde a un carbonero de unos 20 cm de potencia que dada la complicación tectónica y la falta de afloramientos, resulta difícil asignarle a una unidad estratigráfica determinada.

7. HIDROGEOLOGÍA

- *Precipitaciones.*

El clima correspondiente a la zona de Santa María de Redondo se considera como Continental, por estar lo suficientemente al norte de la Península, con temperaturas anuales medias no superiores a los 15°.

Las precipitaciones se distribuyen muy irregularmente a lo largo del año (máximas en el periodo otoño - invierno - primavera y mínimas en verano). Son de carácter pluvio - nival predominando uno u otro aspecto según la altitud de la zona. La precipitación media anual recogida, oscila alrededor de los 1000 mm.

- *Circulación del agua.*

En general, las formaciones del Estefaniense constituyen un acuífero multicapa de baja permeabilidad, constituido por bancos de arenisca, pizarra y capas de carbón. La circulación del agua en los mismos se realiza a través de las fracturas, diaclasas y planos de estratificación.

Atendiendo a los paquetes productivos de la cuenca carbonífera de Barruelo, el paquete Calero está constituido por conglomerados, lutitas y areniscas, mientras que el paquete Peñacorba únicamente por lutitas y areniscas. En general, en ambos dominan los tramos areniscosos. Esta litología es propia del Estefaniense, y dará lugar a acuíferos multicapa.

El resto de paquetes carboníferos también tienen la misma estructura. Así, los paquetes Loma, Carboneros y Polvorín están constituidos por lutitas, areniscas y carbón.

A muro de estas formaciones, se encuentran tramos discontinuos de la caliza intermedia o de Castillería, y la Formación Vergaño, formada por lutitas, areniscas y calizas. La recarga de estos paquetes podrá llevarse a cabo en el flanco norte del sinclinal ya que afloran en una extensión considerable.

A techo de los paquetes productivos se encuentra el recubrimiento triásico. Este recubrimiento está constituido inicialmente por un conglomerado basal, y a continuación por un tramo importante de areniscas y lutitas. Este tramo abarca la mayor parte de la cuenca de carbón no aflorante, por lo que será el referente a tener en cuenta en estas zonas con respecto a la infiltración de agua. En estas zonas el agua no podrá infiltrarse a través del Trías debido a las importantes potencias de los tramos lutíticos que se alternan con los areniscosos.

Una vez el agua en el interior de las formaciones permeables multicapa, los flujos de corriente dependerán en gran medida de la estructura de la cuenca.

La cuenca de barruelo se trata de un sinclinal volcado, vergente al S.E. cuyo flanco Sur ha sido eliminado por una fractura subvertical (falla Límite) de gran magnitud, que actuó hundiendo el bloque Norte, lo que ha permitido la conservación de la cuenca hullera. Esta estructura puede provocar la circulación del flujo de agua de Oeste a Este, siguiendo la dirección de vergencia del sinclinal.

La circulación del agua puede dar lugar a la migración de gas termogénico y a la generación de gas biogénico secundario, produciéndose un posible incremento de los contenidos de gas a medida que el sinclinal avanza hacia el Sudeste, debido a que ésta es la dirección de su vergencia.

Los acuíferos multicapa formados en la cuenca quedarán interconectados debido a la existencia de múltiples fallas y fracturas que atraviesan las formaciones. Estas fallas se dividen en los siguientes grupos:

- ❖ Fallas de laminación.
 - ❖ Falla Límite y satélites
 - ❖ Fallas transversales (Venones, Media, Bárbara, Vallejo y Campesinos)
-
- *Presión.*

El nivel piezométrico del agua es el que controla la presión en las capas de carbón en función de la columna de agua que soporten (nivel piezométrico). Esta presión es fundamental a la hora de determinar de manera precisa la cantidad de metano contenida en el interior de las capas de carbón de la cuenca.

Desafortunadamente no se disponen de datos piezométricos de la zona, por lo que resultaría de gran interés una recogida de datos y su posterior análisis para realizar un estudio de detalle en fases más avanzadas

8.- CONCLUSIONES PREVIAS

A la vista de los datos anteriores, se llega a las siguientes conclusiones:

1. De acuerdo con la descripción estratigráfica y sedimentológica de la sucesión carbonífera en este área, la Formación Barruelo es la única que presenta un cierto interés, debido a que la práctica totalidad de las capas de carbón descritas se encuentran en ella.

2. Las explotaciones mineras, tanto antiguas como actuales se centraron en las capas descritas como A y B, situadas en la base de la formación Barruelo y más concretamente en el flanco nororiental del sinclinal. La prolongación de estas capas al sur del pueblo de Santa María de Redondo se realizó por medio de un conjunto de antiguos registros (calicatas) estando su explotación mucho menos desarrollada que en áreas más septentrionales, por la pérdida de potencia y calidad. Así mismo, estas dos capas se acuñan en el flanco occidental.

3. Además de las capas A y B, cabe destacar por su importante potencia la capa D que no se halla explotada en ningún punto.

El resto de los horizontes carboneros reconocidos tienen una escasa potencia, una mala calidad y una accesibilidad muy dificultosa.

4. La relación de los materiales de la Formación Barruelo, entre las cuencas de Redondo y la propia de Barruelo (ésta con unos recursos de carbón mucho mayores), puede realizarse en base al estudio de las paleocorrientes. Los aportes de relleno en Redondo provienen del sur y sudoeste, pudiendo corresponder la zona de Barruelo a áreas más proximales y/o marginales respecto a Redondo, con ambientes más propicios para generar carbón.

5. La ausencia de carbón en unidades estratigráficas más antiguas a la Formación Barruelo se debe a que este sinclinal correspondía a las partes distales de sistemas deltaicos que progradaban de SE a NE.

De todo esto se concluye que la Cuenca de Santa María de Redondo tiene menos recursos de carbón que el resto de cuencas del área de la Pernía.

9.- CÁLCULOS DE LAS RESERVAS DE METANO EN LAS CAPAS DE CARBÓN (CBM)

Para realizar los cálculos de las reservas de carbón se ha diseñado una ficha estándar en la que se reflejarán todos los datos recopilados sobre una misma cuenca, de tal forma que se puedan estimar las reservas de gas directamente sobre la tabla con unas sencillas operaciones. Será la forma de presentar los datos de una manera clara, concisa y esquemática, en donde se puedan apreciar rápidamente los resultados.

A continuación se encuentra un ejemplo del tipo de ficha que se ha utilizado para calcular el gas de cada una de las cuencas estudiadas.

FICHA DE ZONAS DE INVESTIGACIÓN DE MCC.

Denominación de la cuenca:

Localización:

ZONA	SUBZONA	ÁREA	SUBÁREA

Región geológica:

Estructura geológica:

Hoja:

Cota media:

Edición y año:

Escenario:

FORMACIÓN:

EDAD:

PAQUETE MINERO:

CAPAS						
Potencia (m)						
Potencia acumulada (m)						
Espacio entre capas (m)						
Profundidad de las labores (m)						
RANGO DEL CARBÓN						
Volátiles (%)						
Cenizas (%)						
Carbono (%)						
Azufre (%)						
Humedad						
Poder calorífico sup. (kcal/kg)						
Reflectividad de la vitrinita						
Densidad (gr./cm ³)						
Presión in situ (mbar)						
Temperatura						
GEOMETRÍA						
Superficie (km ²)						
Dirección						
Buzamiento						
Profundidad máxima (m)						
Longitud de la corrida						
Recursos de carbón teórico (Mt)						
Recursos de carbón explotable (Mt)						
Total						
GRISÚ EN CAPA						
q (cm ³ /35s)						
Q ₁ (cm ³)						
Q ₂ (cm ³)						
Q ₃ (cm ³)						
V _{1p} (cm ³ /35 s.10g)						
CB (m ³ /tb.)						
C (m ³ /t)						
Recursos de gas tb./tp (Mm ³)						
TOTAL (Mm³)						

Para la localización de cada cuenca se ha utilizado la nomenclatura propuesta en la Actualización del Inventario de Recursos Nacionales de Carbón, que consiste en agrupar las cuencas geológicas, es decir, unidades sedimentarias diferenciadas desde el punto de vista geológico, en grupos cada vez más pequeños en función de sus características y su disposición espacial. Estos son:

ZONA - SUBZONA - ÁREA - SUBÁREA

Como un ejemplo, podemos localizar el sinclinal de Santa María de Redondo dentro de la ZONA de Guardo - Barruelo, la SUBZONA de La Pernía - Barruelo, el ÁREA de Casavegas - Redondo y la SUBÁREA de Redondo.

La descripción de la estructura geológica del yacimiento es fundamental para el mejor entendimiento del mismo. Santa María de Redondo es un marcado sinclinal, a priori una estructura geológica favorable para la formación y acumulación de grisú

Dentro de cada subárea existen una serie de formaciones geológicas representadas en la cartografía geológica 1:50 000, y dentro de cada formación pueden existir una serie de paquetes mineros. El objeto de este estudio son los paquetes mineros que es donde se encuentran las concentraciones de carbón y por tanto de metano. Se ha completado una ficha por cada paquete minero, pudiendo existir varios paquetes mineros dentro de una misma formación. Así mismo, las formaciones en las que no existan paquetes mineros no se han tomado en cuenta para la realización de este estudio, aunque sí que han sido descritas a la hora de elaborar la columna estratigráfica.

Dentro de cada paquete minero existe un número determinado de capas de carbón. En la ficha se detallan en columnas las características de cada capa en función de los datos disponibles de rango del carbón, la geometría de la capa y la cantidad de metano contenida en su interior, para finalizar dando un valor total del contenido en metano de todo el paquete minero.

En algunos casos no se han encontrado los datos de cada capa requeridos por la ficha. En esos casos se ha optado por una de las siguientes dos opciones: o bien dejar en blanco ese apartado en los casos en que el dato no fuera fundamental para el cálculo del volumen de gas contenido en el carbón, o bien se ha estimado ese valor. Las estimaciones realizadas serán analizadas en cada caso.

Debido a los escasos datos existentes sobre la concentración de metano en las capas de carbón de las distintas cuencas, el cálculo de los recursos de CBM se realizará en base a dos escenarios, uno *muy probable* y otro *hipotético*. En el escenario *muy probable*, el gas existente en las capas de carbón es estimado únicamente como el gas contenido en las capas de las que se poseen datos medidos de concentraciones de grisú. En el escenario *hipotético* se asigna a las capas de carbón de las cuales no se dispone de datos de concentración de grisú, un valor igual a la media ponderada de las concentraciones de gas conocidas en función de la potencia de las capas.

10.- MEDICIÓN DE LOS RECURSOS TEÓRICOS Y EXPLOTABLES DE CARBÓN

Existen dos tipos de recursos de carbón: *recursos teóricos* y *recursos explotables*.

Los *recursos teóricos* se han calculado matemáticamente teniendo en cuenta la potencia de la capa, su corrida, su buzamiento y el área abarcada en planta con los datos de la documentación existente que consiste básicamente en los planos geológicos de superficie e interior y de cortes geológicos verticales y horizontales. A partir de esta documentación se realizaron los planos de capa bien en proyección horizontal o vertical en función de su buzamiento. Sobre estos planos de base se ubicaron las superficies explotadas en función de la actualización de los planos de labores correspondientes a los diferentes grupos mineros que actúan o actuaron en la zona. Para el cálculo de los recursos teóricos se ha procedido a determinar para cada capa, cuando ello es posible, o grupos de capas en caso contrario, la superficie productiva; a ella se le ha aplicado la potencia de la capa o la acumulada del grupo y/o paquete. A partir de este volumen y del peso específico del todo - uno se han determinado los tonelajes teóricos.

Los *recursos explotables* se han calculado aplicando a los recursos teóricos los coeficientes reductores siguientes:

a) *Coefficiente de simultaneidad*: Con él se trata de corregir el error cometido al suponer la presencia absoluta de todas las capas como explotables en toda la superficie del campo, ya que, según las características geológicas y los datos mineros de las explotaciones llevadas a cabo, no todas presentan análogas características de explotabilidad en toda la superficie. En los casos donde el tratamiento y la cubicación pudo realizarse individualmente para cada capa, este coeficiente es de la unidad.

b) *Coefficiente de pérdidas por explotación*: Depende de la potencia de la capa y del sistema de explotación que las características del criadero aconsejan como el más idóneo para cada caso.

c) *Coefficiente de fallas y esterilidades*: Depende de las características tectónicas y sedimentarias del área considerada.

11.- MEDICIÓN DE LAS CONCENTRACIONES DE METANO EN EL CARBÓN

De entre todos los métodos existentes para la medición de la concentración de grisú en capa, se seleccionó el empleado en la actualidad, aunque con algunas modificaciones, por el CERCHAR francés. Los motivos de su elección se resumen del siguiente modo:

- Económicos, debido al bajo coste de adquisición de los equipos en comparación con los necesarios en otros métodos.
- Facilidad de instalación y transporte.
- Sencillez de manejo de los instrumentos de mina y de laboratorio.
- Método directo, por el que se reducen al mínimo las estimaciones estadísticas y matemáticas.
- Existencia de experiencia previa de empleo del método en España.

La concentración de grisú en capa se determina a partir de las muestras de carbón, que se obtienen mediante sondeos de interior o directamente de los frentes de las labores mineras. Los sondeos realizados en dirección en la capa de carbón son de una longitud de 10 a 12 metros y el punto de sondeo debe estar situado en una zona virgen de la capa, o sea, en un área determinada fuera de las zonas influenciadas por las labores mineras.

La concentración del gas en capa C de la muestra es la suma de tres elementos $Q_1 + Q_2 + Q_3$ corrigiéndose el valor obtenido por el peso de la muestra, el porcentaje en cenizas (para obtener la concentración en puro) y la presión y la temperatura ambientes en la mina y en el laboratorio. Será por tanto CB la concentración de metano en m^3 por tonelada bruta de carbón y C la concentración de metano en m^3 por tonelada pura.

⇒ Q_1 es el gas desprendido en el tiempo transcurrido desde la obtención de la muestra hasta que ésta se introduce en un frasco hermético. Este valor se calcula mediante una estimación según una ley aproximada

⇒ Q_2 es el gas desprendido en el interior del frasco hermético durante el transporte de la muestra desde el punto de muestreo hasta el laboratorio.

⇒ Q_3 es el gas desadsorbido de la muestra al ser molida en un molino estanco, en las condiciones de presión y temperatura del laboratorio

A la vista de lo anteriormente expuesto, el cálculo de los recursos de gas se ha realizado de dos maneras: en función del tonelaje teórico del carbón o en función del tonelaje explotable. Al tonelaje teórico de carbón se le ha asignado una concentración de grisú igual a la concentración por tonelada bruta de carbón (CB), y al tonelaje explotable se le ha asignado la concentración por tonelada pura de carbón (C). Este criterio se basa en el hecho de que tanto en el tonelaje teórico y en la concentración de gas por tonelada bruta no se descuentan las cenizas, al contrario de lo que ocurre con el tonelaje explotable y la concentración de gas por tonelada pura de carbón.

Pensamos que aunque este método puede dar errores intrínsecos, siempre es mejor que dar un único valor. No hay que olvidar que los pocos datos existentes condicionan en gran medida la metodología.

Aunque en algunos casos ambos valores difieren en gran medida uno de otro, el objetivo de este estudio no es dar un valor exacto de la cantidad de gas en la cuenca, sino un valor orientativo que impulse o inhiba una investigación más detallada de la cuenca mediante sondeos de investigación o producción.

Los valores calculados de los recursos de metano en las cuencas de carbón estarán subestimados en mayor o menor medida. Esto es debido a que en ningún caso se ha tenido en cuenta en el cálculo de recursos de carbón la existencia de carboneros con potencias menores de 50 centímetros. Estos carboneros no aparecen representados ni en la bibliografía ni en la cartografía geológica debido a su bajo potencial en carbón y por tanto su bajo interés minero. Sin embargo sí pueden significar una importante reserva de metano cuando se acumula con el gas de las capas más potentes.

12.- APLICACIÓN AL SINCLINAL DE REDONDO

Para hacer el cálculo de los recursos de gas metano en el interior de las capas de carbón de la Cuenca de Santa María de Redondo, se ha completado una ficha como la anterior, teniendo en cuenta un escenario *muy probable* y otro *hipotético*.

Como ya se explicó anteriormente, debido a los escasos datos existentes sobre la concentración de metano en las capas de carbón de las distintas cuencas, el cálculo de los recursos de CBM se realizará en base a dos escenarios, uno muy probable y otro hipotético. En el escenario muy probable, el gas existente en las capas de carbón es estimado únicamente como el gas contenido en las capas de las que se poseen datos medidos de concentraciones de grisú. En este caso se poseen datos de las capas A y B, asociadas entre sí para el cálculo de las reservas de carbón, por lo que el cálculo de las reservas de gas se realizará en base a los recursos de carbón de estas dos capas. En el escenario hipotético se asigna a las capas de carbón de las cuales no se dispone de datos de concentración de grisú, un valor igual a la media de las concentraciones de gas conocidas. En este caso, además de las capas A y B se han tenido en cuenta las capas C y D. No se disponen de datos de análisis de carbón de ninguna de estas dos capas, por lo que se les ha asignado un valor de grisú medio. Las capas E y F no se han tenido en cuenta debido a que se trata de capas muy poco potentes (< de 50 cm de espesor), que son muy superficiales y que ocupan una extensión muy pequeña en planta. Además su aparición en superficie es muy irregular y se encuentran muy afectadas por la tectónica. Por todos estos motivos que van en contra de la acumulación de metano en el carbón, el contenido en metano de estas capas se estima insignificante.

Como en Santa María de Redondo tan solo existe un paquete productivo dentro de la Formación de Barruelo, solo será necesario completar una ficha para cada escenario del paquete Peñacorba / Redondo, al que se le asignará el contenido de gas de toda la cuenca.

FICHA DE ZONAS DE INVESTIGACIÓN DE MCC.

Denominación de la cuenca: Cuenca de Santa María de Redondo

Localización: NO de Palencia, en el límite con Santander

ZONA	SUBZONA	ÁREA	SUBÁREA
Guardo - Barruelo	La Pernía - Barruelo	Casavegas - Redondo	Redondo

Región geológica: La Pernía

Hoja: 107 y 82

Escenario: muy probable

FORMACIÓN: Barruelo

PAQUETE MINERO: Peñacorba / Redondo

Estructura geológica: Sinclinal

Cota media: 1050 m.

EDAD: Estefaniense A

CAPAS	A (2 ^a)	B (1 ^a)	C	D	E	F
Potencia (m)	0,90	1,50	0,40	1,40	0,40	0,40
Potencia acumulada (m)	0,90	2,40	2,80	4,20	4,60	5,00
Espacio entre capas (m)						
Profundidad de las labores (m)	100	170	100	0	0	0
RANGO DEL CARBÓN						
Volátiles (%)	10,8	10,6	29,5			
Cenizas (%)	45	40	30	30		50
Carbono (%)	58,7	66,3	40,81			
Azufre (%)	3,9	2,9	0,1			
Humedad	1,00	1,10		10,7		
Poder calorífico sup (kcal/kg)	5287	6250	4282			
Reflectividad de la vitrinita						
Densidad (gr./cm ³)	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Presión in situ (mbar)		892				
Temperatura (°C)		12				
GEOMETRÍA						
Superficie (km ²)	5,17	4,88	4,31	3,16	-	0,76
Dirección						
Buzamiento	45°	45°	45°	45°	45°	45°
Profundidad máxima (m)	900	850	550	550		
Longitud de la corrida						
Recursos de carbón teórico (Mt)	Asoc. a 1 ^a	15,64	0,44	10,62	-	-
Recursos de carbón explotable (Mt)	Asoc. a 1 ^a	6,83	0,31	4,12	-	-
Total teórico / explotable (Mt)	26,6-12,1					
GRISÚ EN CAPA (%)		1,3				
q (cm ³ /35s)		4,42				
Q ₁ (cm ³)		15,03				
Q ₂ (cm ³)		41,11				
Q ₃ (cm ³)		45,51				
V _{1p} (cm ³ /35 s.10g)		5,1				
CB (m ³ /tb.)		8,8				
C (m ³ /t)		13,9				
Recursos de gas Mm ³ / tb ó Mm ³ /tp	Asoc. a 1 ^a	137,3-94,5	-	-	-	-
TOTAL Mm³/ tb ó Mm³/tp		137,3-94,5				

FICHA DE ZONAS DE INVESTIGACIÓN DE MCC.

Denominación de la cuenca: Cuenca de Santa María de Redondo

Localización: NO de Palencia, en el límite con Santander

ZONA	SUBZONA	ÁREA	SUBÁREA
Guardo - Barruelo	La Pernía - Barruelo	Casavegas - Redondo	Redondo

Región geológica: La Pernía

Estructura geológica: Sinclinal

Hoja: 107 y 82

Cota media: 1050 m.

Escenario: hipotético

FORMACIÓN: Barruelo

EDAD: Estefaniense A

PAQUETE MINERO: Peñacorba / Redondo

CAPAS	A (2 ^a)	B (1 ^a)	C	D	E	F
Potencia (m)	0,90	1,50	0,40	1,40	0,40	0,40
Potencia acumulada (m)	0,90	2,40	2,80	4,20	4,60	5,00
Espacio entre capas (m)						
Profundidad de las labores (m)	100	170	100	0	0	0
RANGO DEL CARBÓN						
Volátiles (%)	10,8	10,6	29,5			
Cenizas (%)	45	40	30	30		50
Carbono (%)	58,7	66,3	40,81			
Azufre (%)	3,9	2,9	0,1			
Humedad	1,00	1,10		10,7		
Poder calorífico sup (kcal/kg)	5287	6250	4282			
Reflectividad de la vitrinita						
Densidad (gr./cm ³)	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Presión in situ (mbar)		892				
Temperatura (°C)		12				
GEOMETRÍA						
Superficie (km ²)	5,17	4,88	4,31	3,16	-	0,76
Dirección						
Buzamiento	45°	45°	45°	45°	45°	45°
Profundidad máxima (m)	900	850	550	550		
Longitud de la corrida						
Recursos de carbón teórico (Mt)	Asoc. a 1 ^a	15,64	0,44	10,62	-	-
Recursos de carbón explotable (Mt)	Asoc. a 1 ^a	6,83	0,31	4,12	-	-
Total teórico / explotable (Mt)	26,6-12,1					
GRISÚ EN CAPA (%)	1,3	1,3	1,3	1,3		
q (cm ³ /35s)	4,42	4,42	4,42	4,42		
Q ₁ (cm ³)	15,03	15,03	15,03	15,03		
Q ₂ (cm ³)	41,11	41,11	41,11	41,11		
Q ₃ (cm ³)	45,51	45,51	45,51	45,51		
V _{1p} (cm ³ /35 s.10g)	5,1	5,1	5,1	5,1		
CB (m ³ /tb.)	8,8	8,8	8,8	8,8		
C (m ³ /t)	13,9	13,9	13,9	13,9		
Recursos de gas Mm ³ / tb ó Mm ³ /tp	Asoc. a 1 ^a	137,3-94,5	3,87-4,31	93,3-68,1	-	-
TOTAL Mm³/ tb ó Mm³/tp	234,5-166,9					

13.- CONCLUSIONES FINALES

A la vista de los resultados obtenidos en las tablas, cabe reseñar una serie de aclaraciones.

En algunos estudios se han intentado correlacionar las formaciones y los paquetes mineros encontrados en la Cuenca de Redondo con los hallados en toda la Pernía en general. Esto explica que en distintos proyectos sobre esta zona se encuentren dos nombres para el paquete minero en el que se hallan las principales capas de carbón: Peñacorba y Redondo. El paquete Peñacorba está presente en la Cuenca de Barruelo y en general a lo largo de toda la zona de la Pernía, mientras que Redondo es un nombre asignado para caracterizar al paquete específicamente en el sinclinal de Santa María de Redondo.

Las capas A, B y C se encuentran mejor definidas en cuanto a características se refiere. Esto es fácilmente comprensible debido a que éstas son mucho más conocidas al haber sido explotadas durante años. Las capas D, E y F permanecen prácticamente vírgenes.

Debido a su proximidad, las capas A y B han sido cubicadas en conjunto, de ahí que solo se ofrezca un valor para ambas. Esta práctica es bastante frecuente en las cubicaciones realizadas por la Actualización del Inventario de Recursos Nacionales de Carbón. De esta manera, los datos de concentración de metano de la capa B se han aplicado al volumen conjunto de las capas A y B. Las capas cubicadas a la vez se han llamado en la ficha *asociadas (asoc)*.

La capa D se descubrió durante la realización del Proyecto de la Prospección General de la Cuenca Carbonífera de Santa María de Redondo, en 1989. Por este motivo no se ha realizado la cubicación de esta capa, por lo que debido a su importante potencia se ha estimado su tonelaje. Para ello se ha tenido en cuenta su área en planta, su potencia, su profundidad y su relación con las demás capas conocidas.

La capa E es un carbonero que no se encuentra representado en la cartografía, por lo que no ha sido posible calcular su área en planta y sus recursos de carbón, que de cualquier forma serían despreciables debido a su pequeña corrida, espesor y profundidad alcanzada.

La cantidad total de metano calculada en el interior del carbón de la cuenca carbonífera de Santa María de Redondo es, para el *escenario muy probable*:

TOTAL Mm ³ /tb ó Mm ³ /tp	137,3-94,52
---	-------------

y para el *escenario hipotético*:

TOTAL Mm ³ /tb ó Mm ³ /tp	234,5-166,9
---	-------------

Recordemos que para cada escenario se han dado dos valores sobre la cantidad de metano en la cuenca según las dos formas de cálculo del mismo: en función del tonelaje teórico del carbón y en función del tonelaje explotable. Al tonelaje teórico de carbón se le ha asignado una concentración de grisú igual a la concentración por tonelada bruta de carbón (tb.), y al tonelaje explotable se le ha asignado la concentración por tonelada

pura de carbón (tp). Ambos valores se encuentran separados por un guión (-) en el recuadro final de recursos totales. Este criterio se basa en el hecho de que tanto en el tonelaje teórico como en la concentración de gas por tonelada bruta, no se descuentan las cenizas, al contrario de lo que ocurre con el tonelaje explotable y la concentración de gas por tonelada pura de carbón. Ambos resultados deberían ser parecidos ya que son dos maneras distintas de intentar llegar al cálculo del gas total contenido en la cuenca, pero se deben tener en cuenta los errores intrínsecos del método. El valor real para cada escenario podría estimarse como la media entre ambos valores. Así, por tanto, para el *escenario muy probable*:

TOTAL gas in place (Mm ³)	115,91
---------------------------------------	--------

y para el *escenario hipotético*:

TOTAL gas in place (Mm ³)	200,74
---------------------------------------	--------

Aunque la cuenca de Santa María de Redondo tiene menos recursos de carbón que el resto de cuencas del área de la Pernía, los valores calculados de recursos de gas en la cuenca son importantes, entre 115,91 y 200,74 millones de metros cúbicos.

14.- LOCALIZACIÓN DE LOS SONDEOS DE INVESTIGACIÓN

A la vista de estos resultados esperanzadores, se recomienda realizar al menos uno o dos sondeos de investigación para comprobar sobre el terreno los niveles de extracción de gas. Para la correcta localización de estos sondeos se han de seguir los siguientes criterios:

- Se deben de localizar en un lugar donde se encuentren superpuestas todas las capas existentes de carbón y con la máxima potencia, de manera que la potencia acumulada a lo largo del sondeo sea la mayor posible.
- Deben de estar lo más alejados posibles de las labores de explotación de las minas actuales e históricas, no solo por el peligro de intersectar con una galería durante la perforación, sino por la descompresión que las labores originan en el carbón, con el consiguiente escape de gas hacia el exterior. Es necesario, por tanto, que el sondeo se realice en una zona virgen de la cuenca, lo más lejos posible de las labores históricas y modernas realizadas en la cuenca.
- Es conveniente que el las capas se encuentren a alta presión para que la retención de gas sea más efectiva. Esto solo se consigue a altas profundidades, por lo tanto se buscarán zonas donde las capas se encuentren a gran profundidad. Además, si se perfora por debajo de la cota de extracción minera, se elimina el problema de la proximidad de las labores mineras.
- Se debe evitar en la medida de lo posible la proximidad del sondeo a la falla sur - occidental que delimita el sinclinal de Redondo, debido a que es factible que halla funcionado como sumidero del posible gas almacenado.

Todos estos criterios se cumplen en el eje del sinclinal de la Cuenca de Redondo, por lo que ese sería el lugar ideal para la localización de los sondeos de exploración. Al perforar cerca del eje del sinclinal, teóricamente se intersectarán todas las capas existentes en la cuenca de Redondo, asumiendo el riesgo del desconocimiento de la situación de las mismas a esa profundidad, en relación a su existencia, potencia y tectónica.

El sondeo o sondeos de exploración en el eje del sinclinal deberían localizarse entre Canto de la Lomba hasta Val de Bermuda. Según los cortes estratigráficos realizados en la zona, las capas A y B se encontrarían en esta zona del eje del sinclinal, a una profundidad de unos 1000 metros desde la superficie, por lo que sería necesario perforar algo más de 1000 metros para cortar esas capas.

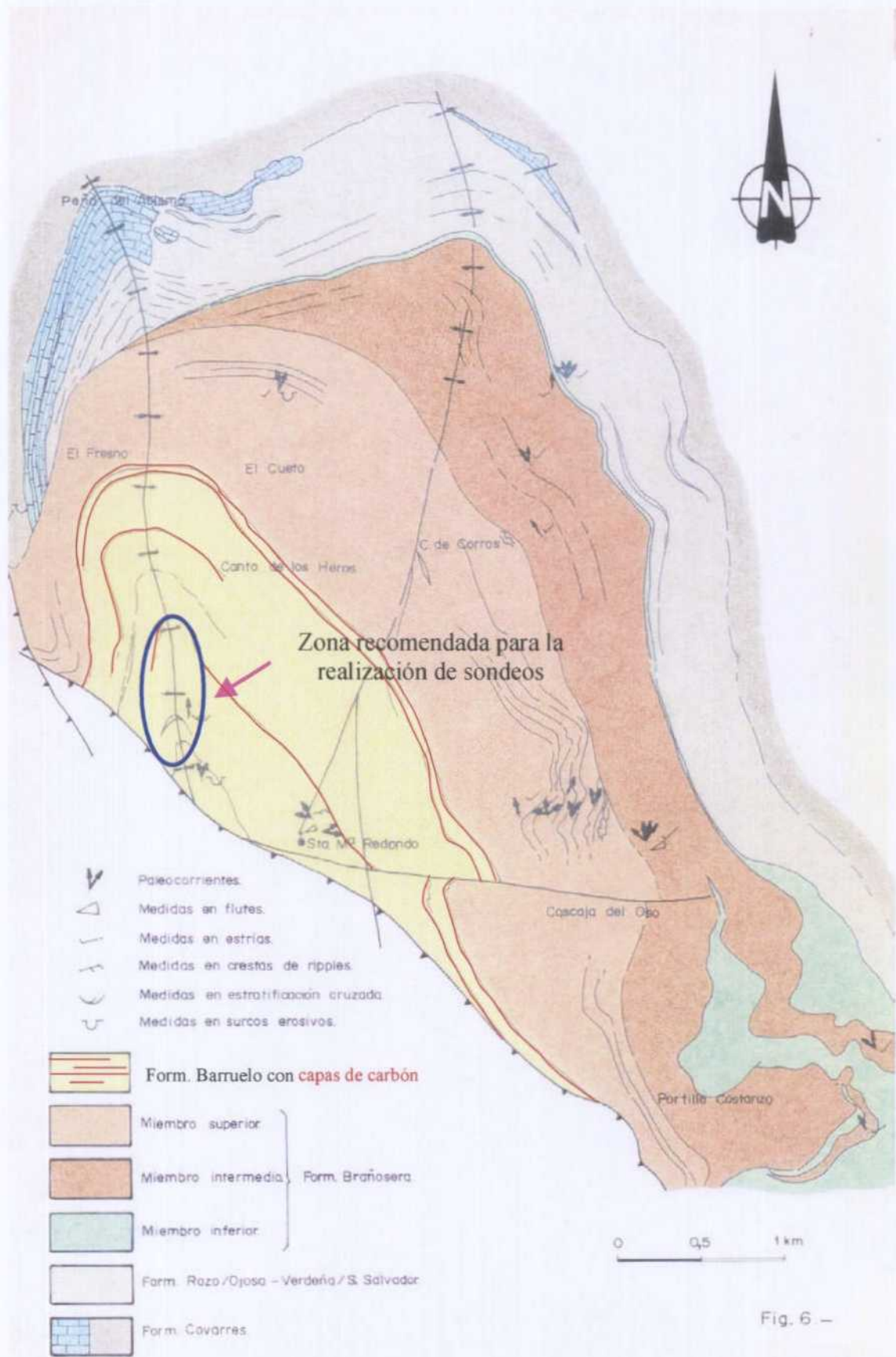


Fig. 6 -

Figura 8. Localización de la zona recomendada en el mapa geológico del Sinclinal de Santa María de Redondo

**Cálculo de los recursos
de CBM en la cuenca
carbonífera de:**

Casavegas

Índice

1.- Situación y Rasgos geológicos.....	71
2.- Situación Geológico-Minera.....	73
3.-Hidrogeología.....	79
4.- Conclusiones Previas.....	81
5.- Cálculo de los recursos de gas en el sinclinal de Casavegas.....	85
6.- Conclusiones Finales.....	87
7.- Localización sondeos de Investigación.....	89

1.- SITUACIÓN Y RASGOS GEOLÓGICOS

El área de esta investigación se encuentra en la unión de los sectores meridionales de las hojas 81 (Potes) y 82 (Tudanca) y en la unión de los sectores septentrionales de las hojas 106 (Camporredondo de Alba) y 107 (Barruelo de Santullán) del Mapa Topográfico Nacional a escala 1:50000.

ESQUEMA DE SITUACIÓN

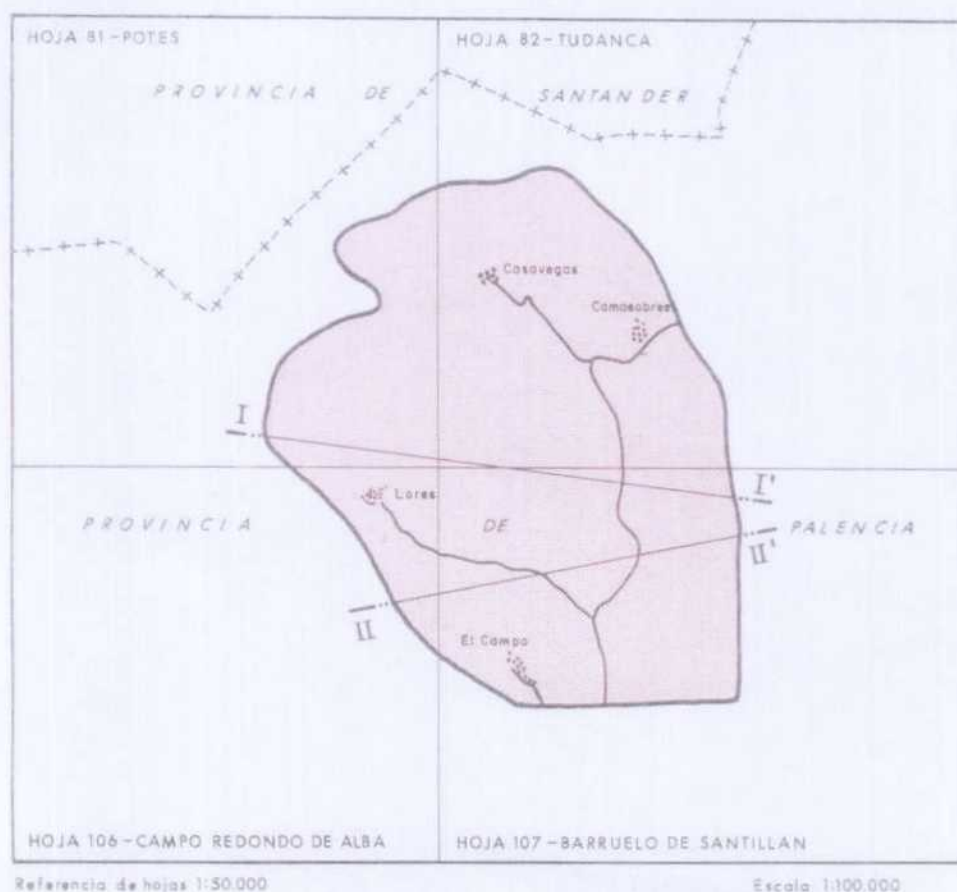


Figura 1. Localización de la Cuenca de Casavegas.

Fuente: Instituto Geológico y Minero de España (1987). Prospección Previa de Antracitas en el Área de la Pernía (Palencia)

Dentro de la zona, los núcleos de población más importantes son Casavegas y Camasobres al norte, y Lores, los Llazos y el Campo al sur.

Como principales vías de comunicación se tiene la carretera comarcal 627 de Sahagún a Potes, que atraviesa la zona por sus sectores orientales y los ramales subsidiarios, que partiendo de esta vía, dan acceso a las poblaciones de Casavegas al norte y Lores al sur.

Además de estas vías de comunicación, existen un buen número de caminos y pistas de tierra destinados en su mayoría al acceso a las distintas explotaciones mineras, lo que facilita en gran manera la labor de campo, dado lo abrupto de la topografía y la densidad de la masa forestal.

El sinclinal de Casavegas tiene una superficie aproximada de 3050 Ha. y queda definida en los sectores septentrionales y orientales por una potente sucesión carbonatada denominada *Caliza de Maldrigo* de edad Carbonífera en los sectores occidentales por la prolongación septentrional de la Falla de San Cebrián que limita estas cuencas carboníferas de los devonianos palentinos y al sur por la Falla de los Llazos, accidente tectónico que separa el Sinclinal de Casavegas de la Sinforma de Castillería situada al sur.

La orografía del área es moderadamente abrupta, participando en sus sectores noroccidentales de la orografía de las zonas de fuerte relieve propias de los cordales topográficos de la Cordillera, en tanto que en los sectores orientales se abren valles amplios de fondo plano y cursos de agua meandriformes de alta sinuosidad con relieves laterales alomados, cuyo origen posiblemente esté en antiguos valles glaciares actualmente muy retocados por la acción fluvial.

El río más importante de la zona es el Pisuerga, que nace en las proximidades del área de investigación (Sinclinal de Redondo) y atraviesa la zona en el sector suroriental. Su afluente, el Lores, recibe por su margen izquierdo al arroyo Pisuerga, en tanto que éste recibe al arroyo Camasobres en los sectores septentrionales del área de investigación.

2.- SITUACIÓN GEOLÓGICO - MINERA

La Cuenca de la Pernía en general y la subárea del Sinclinal de Casavegas en particular, se encuadran geológicamente en el límite meridional de la Cordillera Cantábrica y dentro de la Región Estructural del Pisuerga - Carrión.

Desde el punto de vista minero, en el área motivo de investigación se han explotado tradicionalmente dos paquetes mineros, cuyas denominaciones son: Paquete Casavegas y Paquete Areños. En la actualidad, a estos dos paquetes se les ha sumado las explotaciones recientes en los tramos del núcleo sinclinal con dos nuevos paquetes, cuyas denominaciones locales son: Paquete el Cuenco y Paquete de la Minero - Palentina. A estos paquetes habrá que sumar el Paquete Rosa María situado en el margen derecho del río Lores, tectónica y estratigráficamente separado de la serie del núcleo sinclinal, pero correlacionables con los paquetes del Cuenco y Minero - Palentina, con lo cual pueden establecerse actualmente, dentro de la formación Ojosa, al menos cuatro paquetes mineros en explotación de muro a techo.

FORMACIÓN VAÑES

FORMACIÓN VERGAÑO

FORMACIÓN CORISA → PAQUETE CASAVEGAS

FORMACIÓN SAN SALVADOR

FORMACIÓN OJOSA → PAQUETE AREÑOS.

→ PAQUETES EL CUENCO - ROSA MARÍA

FORMACIÓN BRAÑOSERA → PAQUETE DE LA MINERO PALENTINA-LORES.

A) Paquete Casavegas.

Este paquete, el más bajo de la serie estratigráfica aflorante, presenta dos pasos importantes de carbón además de una serie de carbones de espesor y recorrido lateral variable.

Aunque actualmente no hay explotaciones activas, históricamente la capa inferior del paquete fue explotada en la mina *Cuatro Amigos* muy próxima a Casavegas, en donde dicha capa con espesor de 60 a 160 cm producía antracitas con menor contenido en vitrinita que el resto de capas de la cuenca. Trabajaron en dos galerías a diferente cota de ladera, siendo más importante la más baja, a escasos metros por encima del nivel de agua del río Lores. Su recorrido no sobrepasó unos cuantos cientos de metros.

El segundo paso importante de este tramo, en el sector de Casavegas, se sitúa a techo del paquete. Se sondeó junto a la iglesia de Casavegas sin éxito. Se trataba de hulla bituminosa con un contenido medio en volátiles y alto en cenizas.

Esta capa fue explotada en la *mina Lores*, en las proximidades de este pueblo, con pobres resultados. El carbón tenía las características anteriormente reseñadas.

En el sector de Camasobres, el paquete Casavegas es más complejo con una gran cantidad de pasos de carbón, se distinguen igualmente un grupo de carboneros y capas bastante juntos en el tramo inferior del paquete y dos capas y un carbonero en el tramo de techo.

Se han realizado labores de reconocimiento y un pequeño transversal en el tramo inferior, junto a la carretera de Potes y sin constancia de que fuesen motivo de explotación continuada.

B) Paquete Areños.

Este paquete es el más importante de la cuenca y por ende el que ha sido motivo de una explotación más intensa y continuada.

Se constató la existencia de 8 capas de carbón en el flanco oriental del sinclinal y de 9 en el flanco occidental, numeradas del 1 al 8 o del 1 al 9 de techo a muro.

En el flanco oriental del sinclinal se tienen las siguientes minas, actualmente paradas o en muy reducida actividad.

- *Mina Aurora:*

Esta mina fue una de las mayores de la zona, situada en la proximidad de la ramificación de la carretera a Lores a partir de la principal, producía antracita y semiantracita procedentes de las siguientes capas:

Capa	Potencia	Observaciones
Capa 1	20 - 65 cm	Buena calidad.
Capa 2	20 - 65 cm	Carbonero no explotado.
Capa 3	40 - 65 cm	Muy buena calidad. Bajo contenido en cenizas.
Capa 4	60 - 65 cm	Moderada calidad. Se explota conjuntamente con la 3, solo está separada por 2,5 m de serie.
Capa 5	40 - 60 cm	Moderada calidad.
Capa 6	40 - 150 cm	Buena calidad.
Capa 7	Carbonero	
Capa 8	Carbonero	

Trabajaron en tres galerías principales con dirección generalizada norte - sur que cruzaba el río Areños y explotaban el paquete en su margen derecha.

- *Minas Vasco - Cántabra, Agustina y Adelita.*

Se accede mediante una pista que sale de la carretera principal que a la altura de Areños, y por otra entrada en el desvío a Casavegas de la carretera Sahagún - Potes.

Se explotaban las mismas capas que en Aurora, siendo las más importantes la 5 y 6 con espesores respectivos de 60 y 60 - 150 cm.

Existen galerías en el margen derecho e izquierdo del río Areños, pero no se tiene constancia de que explotaran el paquete por debajo del nivel de aguas.

- *Minas Pila Rica y Eugenia.*

Se describen conjuntamente, ya que pueden considerarse pisos distintos de la misma mina. Esta explotación se sitúa en el flanco occidental del sinclinal y se accede por una pista que sale de la carretera a Lores en su margen derecho y a un kilómetro de dicho pueblo.

Las capas más importantes son la 5 y 6 con espesores respectivos de 60 y 20 - 330 cm. El producto es antracita y semiantracita al igual que en los casos anteriores.

El paquete Areños ha sido motivo de explotación a cielo abierto en tres sectores. De una parte se han explotado en superficie las capas 4, 5 y 6 en el alto de Reguellas entre las instalaciones de Mina Aurora y la Vasco Cántabra (Adelita). Otro sector explotado a cielo abierto ha sido el situado al norte de mina Agustina, con diversos cortes, prácticamente en continuidad hasta el cierre perisinclinal.

Se explotaron las capas 5 y 6, y en cortos recorridos el conjunto de carboneros de la 7, que conforma una capa sucia de espesor superior al metro.

En el flanco occidental y sobre las labores de Pila Rica y Eugenia, se explotaron a cielo abierto las capas 3, 4, 5 y 6 del paquete Areños, en una corta con 700 m de extensión y profundidad media de 30 a 35 m.

C) Paquete El Cuenco.

En el núcleo del sinclinal, y separado del paquete Areños por un importante tramo terrígeno, se encuentra un paquete denominado El Cuenco o Rosa María por ser ésta la denominación de la explotación a cielo abierto que actualmente beneficia dos de las capas de este paquete. Igualmente en la minería de interior se explotan las mismas capas.

Por lo que ha podido verificarse a lo largo de esta investigación, las capas explotadas o explotables de este paquete son tres o cuatro según los sectores y varios carboneros de entidad variable.

Los espesores de estas capas son de techo a muro:

Capa	Potencia	Observaciones
Carboneros		
Capa A	40 - 80 cm	Alto contenido en cenizas.
Capa B	30 - 120 cm	Buena calidad.
Capa C	80 - 110 cm	Alto contenido en cenizas.
Carboneros		

Este paquete solo se ha explotado en la rama occidental del sinclinal en tanto que la rama oriental está virgen, salvo en el sector meridional, donde fue explotada en la mina el Palomar de forma esporádica y en superficie en una pequeña corta de escasa longitud y profundidad.

D) Paquete de la Minero Palentina.

Estratigráficamente es el paquete productivo de techo de la serie estratigráfica en el Sinclinal de Casavegas, y no se encuadra dentro de la formación Ojosa sino en los tramos inferiores de la formación Brañosa.

Dado que no existen en el paquete explotaciones activas y solo se tiene constancia de una galería en dirección de aproximadamente 300 m, el número y potencia de las capas se dan en relación con su afloramiento en superficie. En la serie realizada se tiene de techo a muro:

Capa	Potencia	Observaciones.
Carbonero	10 cm	
Capa A	40 cm	Buena calidad.
Carbonero		
Capa B	40 cm	Carbón sucio. Alto contenido en cenizas.
Capa C	25 cm	Carbón sucio. Alto contenido en cenizas.
Capa D	15 - 25 cm	Buena calidad.
Capa E	45 - 55 cm	Buena calidad.

Este paquete con estas capas está virgen tanto en el flanco occidental como en el oriental, en donde pierde progresivamente su potencia minera.

E) Paquete Lores.

En el margen derecho del río Lores aflora un paquete productivo cuya denominación bibliográfica es Paquete Rosa María.

En este paquete existen pequeñas explotaciones antiguas en varias de sus capas, especialmente en la capa Rosa María (capa II) con galerías de varios cientos de metros.

Los pasos de carbón constatados en este paquete, de techo a muro, son:

Capa	Potencia	Observaciones
Capa I	35 cm	Carbón sucio. Alto contenido en cenizas.
Capa II	60 cm	Buena calidad. También llamada Rosa María.
Capa III	60 cm	Buena calidad.
Capa IV	35 - 40 cm	Buena calidad.
Carbonero	10 cm	
Capa V	50 cm	Buena calidad.



Figura 2. Mapa geológico de la Cuenca de Casavegas.

Fuente: Instituto Geológico y Minero de España (1987). Prospección Previa de Antracitas en el Área de la Pernía (Palencia)

LEYENDA

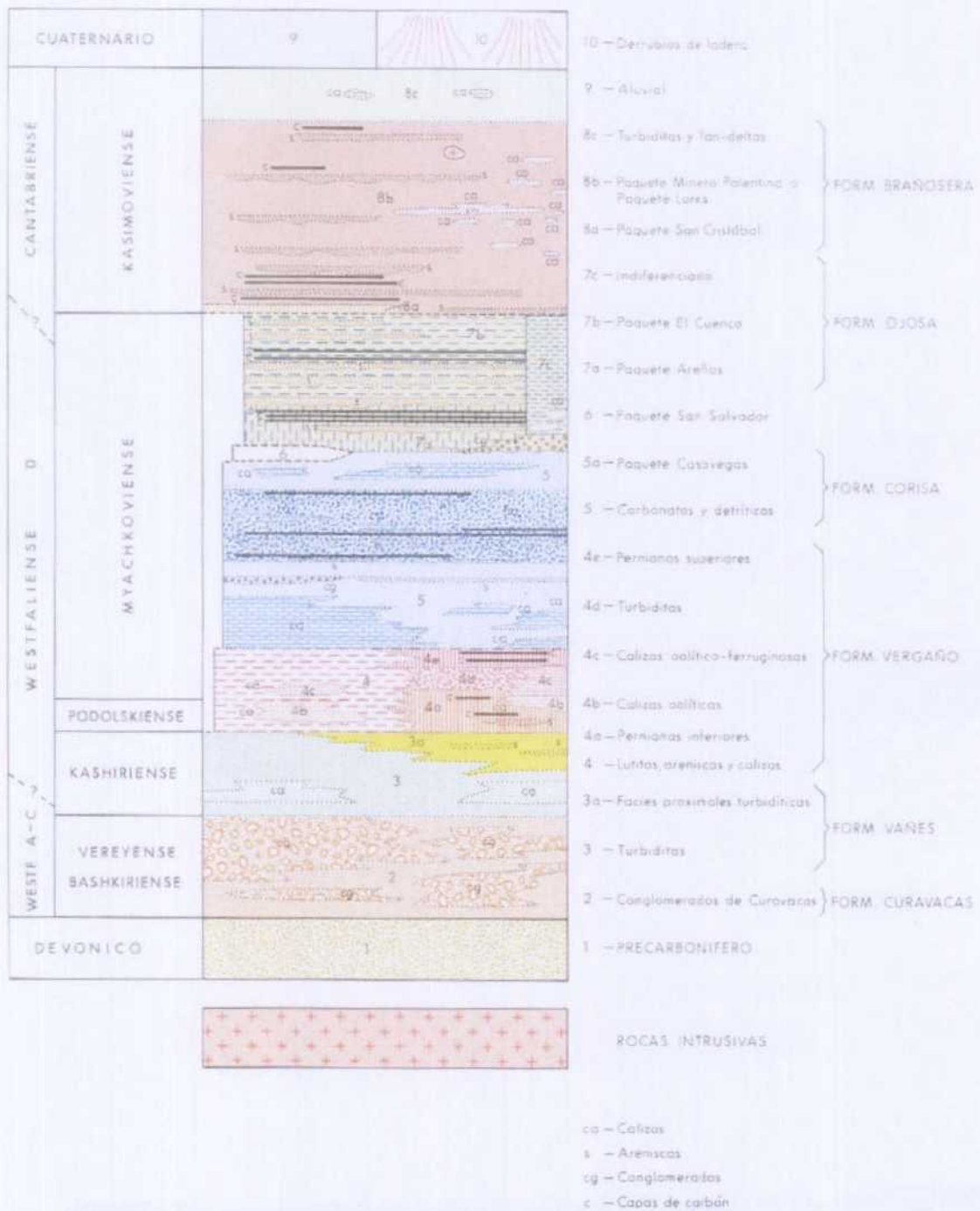


Figura 3. Columna estratigráfica de la Cuenca de Casavegas.

Fuente: Instituto Geológico y Minero de España (1987). Prospección Previa de Antracitas en el Área de la Pernia (Palencia).

3.- HIDROGEOLOGÍA

- *Precipitaciones.*

El clima correspondiente a la zona de Casavegas se considera como Continental, por estar lo suficientemente al norte de la Península, con temperaturas anuales medias no superiores a los 15°.

Las precipitaciones se distribuyen muy irregularmente a lo largo del año (máximas en el periodo otoño - invierno - primavera y mínimas en verano). Son de carácter pluvio - nival predominando uno u otro aspecto según la altitud de la zona. La precipitación media anual recogida, oscila alrededor de los 1000 mm.

- *Circulación del agua.*

En general, las formaciones del Estefaniense constituyen un acuífero multicapa de baja permeabilidad, constituido por bancos de arenisca, pizarra y capas de carbón. La circulación del agua en los mismos se realiza a través de las fracturas, diaclasas y planos de estratificación.

Atendiendo a los paquetes productivos de la cuenca carbonífera de Barruelo, el paquete Calero está constituido por conglomerados, lutitas y areniscas, mientras que el paquete Peñacorba únicamente por lutitas y areniscas. En general, en ambos dominan los tramos areniscosos. Esta litología es propia del Estefaniense, y dará lugar a acuíferos multicapa.

El resto de paquetes carboníferos también tienen la misma estructura. Así, los paquetes Loma, Carboneros y Polvorín están constituidos por lutitas, areniscas y carbón.

A muro de estas formaciones, se encuentran tramos discontinuos de la caliza intermedia o de Castillería, y la Formación Vergaño, formada por lutitas, areniscas y calizas. La recarga de estos paquetes podrá llevarse a cabo en el flanco norte del sinclinal ya que afloran en una extensión considerable.

A techo de los paquetes productivos se encuentra el recubrimiento triásico. Este recubrimiento está constituido inicialmente por un conglomerado basal, y a continuación por un tramo importante de areniscas y lutitas. Este tramo abarca la mayor parte de la cuenca de carbón no aflorante, por lo que será el referente a tener en cuenta en estas zonas con respecto a la infiltración de agua. En estas zonas el agua no podrá infiltrarse a través del Trías debido a las importantes potencias de los tramos lutíticos que se alternan con los areniscosos.

Una vez el agua en el interior de las formaciones permeables multicapa, los flujos de corriente dependerán en gran medida de la estructura de la cuenca.

La cuenca de Barruelo se trata de un sinclinal volcado, vergente al S.E. cuyo flanco Sur ha sido eliminado por una fractura subvertical (falla Límite) de gran magnitud, que actuó hundiendo el bloque Norte, lo que ha permitido la conservación de la cuenca hullera. Esta estructura puede provocar la circulación del flujo de agua de Oeste a Este, siguiendo la dirección de vergencia del sinclinal.

La circulación del agua puede dar lugar a la migración de gas termogénico y a la generación de gas biogénico secundario, produciéndose un posible incremento de los contenidos de gas a medida que el sinclinal avanza hacia el Sudeste, debido a que ésta es la dirección de su vergencia.

Los acuíferos multicapa formados en la cuenca quedarán interconectados debido a la existencia de múltiples fallas y fracturas que atraviesan las formaciones. Estas fallas se dividen en los siguientes grupos:

- ❖ Fallas de laminación.
 - ❖ Falla Límite y satélites
 - ❖ Fallas transversales (Venones, Media, Bárbara, Vallejo y Campesinos)
-
- *Presión.*

El nivel piezométrico del agua es el que controla la presión en las capas de carbón en función de la columna de agua que soporten (nivel piezométrico). Esta presión es fundamental a la hora de determinar de manera precisa la cantidad de metano contenida en el interior de las capas de carbón de la cuenca.

Desafortunadamente no se disponen de datos piezométricos de la zona, por lo que resultaría de gran interés una recogida de datos y su posterior análisis para realizar un estudio de detalle en fases más avanzadas.

4.- CONCLUSIONES PREVIAS

Atendiendo a lo expuesto anteriormente, se pueden llegar a las siguientes conclusiones:

Desde el punto de vista estratigráfico, en el área de investigación se definen las siguientes formaciones y paquetes mineros de muro a techo:

FORMACIÓN VAÑES
FORMACIÓN VERGAÑO
FORMACIÓN CORISA → PAQUETE CASAVEGAS

FORMACIÓN SAN SALVADOR

FORMACIÓN OJOSA → PAQUETE AREÑOS.
→ PAQUETES EL CUENCO - ROSA MARÍA

FORMACIÓN BRAÑOSERA → PAQUETE DE LA MINERO PALENTINA-LORES.

Se consideran sincronos los paquetes mineros denominados Minero - Palentina y Lores, aunque no se tiene constancia estratigráfica y tectónica del paso de capas de una a otra margen del río Lores.

En la descripción estratigráfica, paleogeográfica y tectónica de los distintos paquetes mineros han quedado reflejadas sus características sedimentarias, medios de depósito y disposición espacial, a nivel de los datos que se tienen. Dichas características dan lugar a una serie de previsiones de índole minera que pueden resumirse de la siguiente manera:

A) Paquete Casavegas.

Las capas inferiores del paquete Casavegas han sido motivo de explotación reciente a cielo abierto en el sector de Casavegas y actualmente se realizan numerosas calicatas para intentar prolongar dichas explotaciones en todo el cierre perisinclinal. Las capas superiores del paquete Casavegas han sido motivo de pequeñas explotaciones en mina, de las cuales las más importantes se ubican en el área de Casavegas y otras labores menores en Lores y Camasobres.

Existe una pérdida progresiva de potencial minero del paquete, tanto para las capas inferiores como las superiores, en sentido norte - sur, tomando como referencia el cierre perisinclinal, y a su vez en las direcciones y sentidos de ambos flancos. Esta pérdida de espesor y calidad del carbón va acompañado en algún caso por un aumento en el número de capas, como en el tramo superior de este paquete en el sector de Camasobres.

De esta forma puede concluirse que el área más importante en el paquete Casavegas en el conjunto de sus capas, tanto de muro como de techo, quedaría delimitado por un triángulo equilátero con vértices en Casavegas, Camasobres y el vértice 1477 (Collado Mayor).

B) Formación Ojosa

B.1) Paquete Areños

Como se ha señalado reiteradamente, el paquete Areños es, con diferencia, el paquete de mayor interés minero tanto del sinclinal de Casavegas como del área de la Pernía en general. La continuidad de sus capas, el espesor acumulado de carbón en poca serie estratigráfica y por último la calidad generalizada de sus capas, en especial la 2ª y la 6ª, son las causas en que se fundamenta la continuada explotación de este paquete, a pesar de las dificultades orográficas y la peligrosidad histórica por el alto contenido en grisú. El espesor y la calidad de las capas se mantienen prácticamente constantes a lo largo de toda la cuenca.

El paquete Areños está prácticamente explotado hasta el nivel de aguas del río Lores, en un porcentaje muy elevado del flanco occidental (Mina Eugenia). En el área perisinclinal, salvo las labores de cielo abierto que han beneficiado algunas capas al norte de la Hullera Vasco - Palentina, el paquete se mantiene prácticamente virgen, si bien, como es lógico, sujeto a una fuerte tectonización, y por último, en el flanco oriental las labores de la Hullera Vasco - Palentina y la Mina Aurora explotaron esencialmente el grupo superior del paquete (capas 4, 5 y 6) hasta el nivel de aguas en la Hullera y en Mina Aurora muy por debajo del nivel de aguas del río Areños.

De todo lo anteriormente expuesto y teniendo en cuenta la estructura del sinclinal y la profundidad teórica del giro de las capas, la explotación actual del paquete solo habría afectado a una pequeña parte de sus posibilidades mineras.

B.2) Paquete el Cuenco - Rosa María.

Este paquete tiene un historial minero que se reducía a pequeñas explotaciones de montaña en la capa denominada Rosa María. En la actualidad se han explotado las capas 1ª, 2ª y 3ª de este paquete a cielo abierto en el tramo central y cierre perisinclinal, y se realizan labores de preparación entre el cierre y el cielo abierto del Palomar en el flanco oriental. En interior, se benefician las capas 2ª y 3ª en una pequeña explotación de minería de montaña por debajo de la explotación a cielo abierto del flanco occidental.

Así pues, salvo las explotaciones descritas que solo afectan a los 50 - 60 metros superficiales del paquete, el resto está virgen en toda su estructura.

C) Formación Brañosera.

C.1) Paquete de la Minero Palentina - Lores.

Este paquete no tiene historia minera en el núcleo del sinclinal de Casavegas. La empresa Minero Palentina realizó un transversal en dirección con entrada en la proximidad de la carretera comarcal a Lores en el que se cortaron 5 capas, con espesores entre 15 - 45 cm de carbón de baja calidad y fuerte tectonización. En el margen derecha de Lores, el paquete se ha investigado dentro del flanco occidental de la

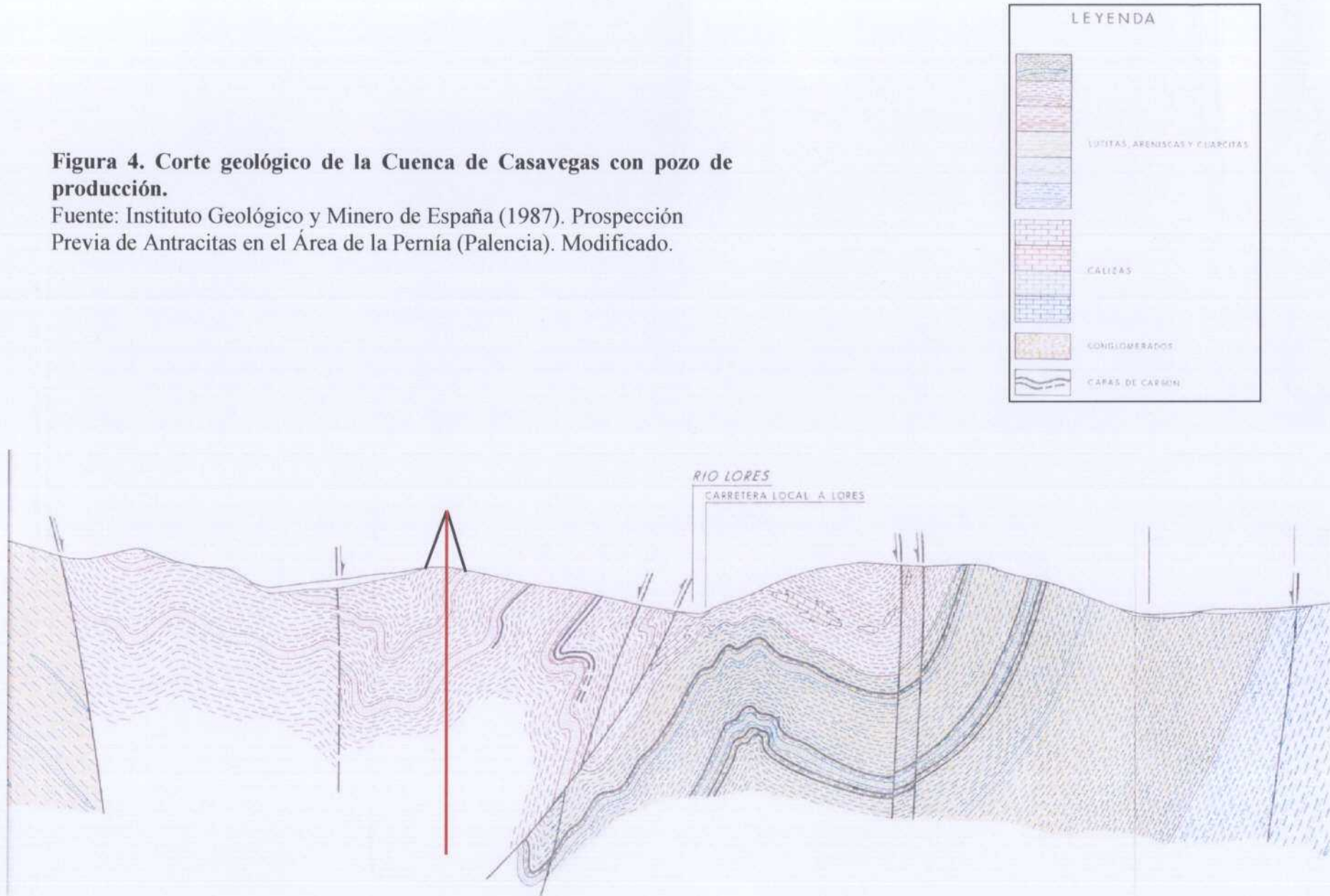
antiforma con numerosas calicatas y un transversal. En el flanco oriental de la antiforma se intentó una explotación a cielo abierto en la capa denominada Ancha. Esta explotación se paró en un accidente tectónico transversal y subparalelo a la Falla de Lores.

En las capas de techo de la estructura antiformal en su flanco oriental, existen numerosos registros y pequeñas explotaciones de montaña. Actualmente en las cercanías de El Campo se explotaban estas capas en un cielo abierto de pequeñas dimensiones, en un sector con fuerte tectonización al encontrarse en la zona de fractura de los Llazos.

Dada la importante tectonización del paquete y su configuración paleogeográfica, desde el punto de vista minero de carbón es prácticamente desechable el área del núcleo sinclinal en el margen izquierdo del río Lores, y teniendo en cuenta el número y calidad de las capas aflorantes y su descripción geométrica, habría que realizar un esfuerzo investigador en la compleja antiforma del margen derecho del Lores.

Figura 4. Corte geológico de la Cuenca de Casavegas con pozo de producción.

Fuente: Instituto Geológico y Minero de España (1987). Prospección Previa de Antracitas en el Área de la Pernía (Palencia). Modificado.



5.- CÁLCULO DE LOS RECURSOS DE GAS EN EL SINCLINAL DE CASAVEGAS

A continuación, se procede al estudio de la cantidad de metano contenido en el interior de las capas de carbón de la Cuenca de Casavegas.

Para el cálculo de los recursos de gas en el Sinclinal de Casavegas se ha completado las ficha de investigación de CBM donde se muestran capa a capa las características del carbón y su contenido en gas mediante los análisis de muestras realizados, para acabar proporcionando cifras del contenido de gas total de la cuenca. El contenido total de gas se ha calculado en base a un único escenario: *muy probable / hipotético*.

Por este motivo se ha asignado a todo el volumen de carbón del paquete la concentración de metano registrada en una de las capas (capa 6) y así coincidirá el escenario hipotético con el escenario muy probable, siendo solo necesaria la cumplimentación de una ficha para este paquete.

FICHA DE ZONAS DE INVESTIGACIÓN DE MCC.

Denominación de la cuenca: Sinclinal de Casavegas

Localización: NO de Palencia, en Casavegas

ZONA	SUBZONA	ÁREA	SUBÁREA
Guardo - Barruelo	La Pernía - Barruelo	Casavegas - Redondo	Casavegas

Región geológica: La Pernía

Hoja: 81, 82, 106 y 107

Escenario: muy probable / hipotético

Estructura geológica: Sinclinal

Cota media: 1400 m

FORMACIÓN: Ojosa superior.

EDAD: Westfaliense D

PAQUETE MINERO: Areños

CAPAS	1	2	3	4	5	6	7	8
Potencia (m)	0,50	0,50	0,55	0,60	0,60	1,00	-	-
Potencia acumulada (m)	0,50	1,00	1,55	2,15	2,75	3,75	3,85	4,00
Espacio entre capas (m)								
Profundidad de las labores (m)								
RANGO DEL CARBÓN								
Volátiles (%)	15,10	14,58	28,0		7,50	5,80		
Cenizas (%)	36,00	20,67	32,0		26,30	36,89		
Carbono (%)	52,50	64,70	39,8		34,86	55,30		
Azufre (%)	0,73	0,74	0,35		0,18	1,79		
Humedad	2,85	4,22	9,57		2,92	0,95		
Poder calorífico sup (kcal/kg)		5932	3700		3085	5013		
Reflectividad de la vitrinita								
Densidad (gr/cm ³)	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Presión in situ (mbar)					890	900		
Temperatura (°C)					15	15		
GEOMETRÍA								
Superficie (km ²)				2,91	2,91	2,91	2,91	2,91
Dirección								
Buzamiento	50	50	50	50	50	50	50	50
Profundidad máxima (m)				700	700	900	900	1000
Longitud de la corrida (km)								
Recursos de carbón teórico (Mt)						15,43		
Recursos de carbón explotable (Mt)						5,21		
Total teórico - explotable (Mt)				Asoc a	Asoc a 6ª	15,43 - 5,21	Asoc a 6ª	Asoc a
GRISÚ EN CAPA					3,8	3,6		
q (cm ³ /35s)					2,90	2,80		
Q ₁ (cm ³)					8,78	9,52		
Q ₂ (cm ³)					35,13	33,39		
Q ₃ (cm ³)					32,49	84,96		
V _{1p} (cm ³ /35 s.10g)					2,7	3,5		
CB (m ³ /tb)					6,52	10,91		
C (m ³ /t)					9,3	14,0		
Recursos de gas Mm ³ /tb ó tp.						142,88-		
TOTAL Mm³/tb ó tp.						142,88 -63,72		

6.- CONCLUSIONES FINALES

A la vista de la tabla y de los datos anteriores, se realizan a continuación una serie de aclaraciones previas con las que se llega a las conclusiones siguientes.

La Cuenca de Casavegas constituye un depósito de carbón que no se encuentra en explotación actualmente. Por este motivo, existen muy pocos datos disponibles sobre la cuenca, entre los cuales se encuentran los referentes a Mina Eugenia, la última explotación en ser abandonada del Sinclinal de Casavegas.

En la cuenca de Casavegas tan solo se ha calculado el contenido de gas del paquete Areños debido a que únicamente se dispone de datos del mismo en cuanto a su concentración de gas y a su cubicación, provenientes de Mina Eugenia.

Además del paquete Areños, existen otros paquetes productivos e interesantes según su contenido en carbón. Estos paquetes son Casavegas, el Cuenco - Rosa María y Minero Palentina - Lores.

Aunque no se conozca el contenido de gas de los paquetes anteriores, siempre que se realice un sondeo y se intersecten estos paquetes mineros no cubicados, supondrá un aporte adicional de gas que no es posible cuantificar.

Para la cubicación del gas contenido en el interior del paquete Areños, se han realizado cálculos en base a un único escenario: *muy probable / hipotético*.

La cubicación de carbón del Paquete Areños se ha realizado calculando en conjunto el tonelaje de la capa 4, 5, 6 y 7, y asociando todas a la capa 6. Por eso los datos referentes a las capas 4, 5 y 7 se representarán como asociadas (*asoc.*) a la capa 6.

Las capas 1, 2 y 3 tienen una potencia que ronda los 50 cm. Por este motivo no han sido cubicadas, pero no cabe duda de que supondrán un importante aporte de gas en el caso de ser intersectadas por un sondeo.

La cantidad total de metano calculada en el interior del carbón del **Paquete Areños** es:

TOTAL Mm³/tb ó tp.	142,88 - 63,72
--------------------------------------	----------------

Recordemos que para cada escenario se han dado dos valores sobre la cantidad de metano en la cuenca según las dos formas de cálculo del mismo: en función del tonelaje teórico del carbón y en función del tonelaje explotable. Al tonelaje teórico de carbón se le ha asignado una concentración de grisú igual a la concentración por tonelada bruta de carbón (tb.), y al tonelaje explotable se le ha asignado la concentración por tonelada pura de carbón (tp). Ambos valores se encuentran separados por un guión (-) en el recuadro final de recursos totales. Este criterio se basa en el hecho de que tanto en el tonelaje teórico como en la concentración de gas por tonelada bruta, no se descuentan las cenizas, al contrario de lo que ocurre con el tonelaje explotable y la concentración de gas por tonelada pura de carbón. Ambos resultados deberían ser parecidos ya que son dos maneras distintas de intentar llegar al cálculo del gas total contenido en la cuenca, pero se deben tener en cuenta los errores intrínsecos del método. El valor real para cada

escenario podría estimarse como la media entre ambos valores. Así, por tanto, para el *Paquete Areños*:

TOTAL gas in place (Mm³)	103,30
--	--------

Esta cantidad de gas no representa el total de gas contenido en el interior de la Cuenca de Casavegas debido a que no es posible calcular la cantidad de gas contenida en el resto de los paquetes mineros por la falta de datos sobre reservas y concentración de gas de las capas de carbón de los mismos.

La Cuenca de Casavegas abarca una superficie total de 8,91 km² (891 Ha). Si suponemos un espaciado entre pozos óptimo de 130 Ha por pozo, se llega a la conclusión de que para la explotación total de la cuenca sería recomendable realizar 2 pozos.

La cuenca posee unos 103,30 Mm³ de GIP (gas in place) suponiendo el gas del paquete Areños. El factor de recuperación del CBM oscila entre el 6 % y el 40 % según las experiencias norteamericanas, así que suponiendo el peor factor de recuperación (6 %), la cuenca de Casavegas tiene un total de 6,198 Mm³. Suponiendo el caso de una recuperación del 40 % y el escenario muy probable, la Cuenca de Casavegas tendría un total de 41,32 Mm³.

En el escenario más favorable para la recuperación con la última técnica de inyección de CO₂ se puede llegar a recuperar por encima de las reservas calculadas de gas in place (Keit Murray, 2000).

7.- LOCALIZACIÓN DE LOS SONDEOS DE INVESTIGACIÓN

A la vista de los resultados anteriormente expuestos, se recomienda realizar al menos uno o dos sondeos de investigación para comprobar sobre el terreno con exactitud la profundidad, potencia y número de capas, así como los niveles de extracción de gas. Para la correcta localización de estos sondeos se han de seguir los siguientes criterios:

- Se deben de localizar en un lugar donde se encuentren superpuestas el máximo número de las capas de carbón existentes y con la máxima potencia, de manera que la potencia acumulada a lo largo del sondeo sea la mayor posible.
- Deben de estar lo más alejados posibles de las labores de explotación de las minas actuales e históricas, no solo por el peligro de intersectar con una galería durante la perforación, sino por la descompresión que las labores originan en el carbón, con el consiguiente escape de gas hacia el exterior. Es necesario, por tanto, que el sondeo se realice en una zona virgen de la cuenca, lo más lejos posible de las labores históricas y modernas realizadas en la cuenca.
- Es conveniente que las capas se encuentren a alta presión para que la retención de gas sea más efectiva. Esto solo se consigue a altas profundidades, por lo tanto se buscarán zonas donde las capas se encuentren a gran profundidad. Además, si se perfora por debajo de la cota de extracción minera, se elimina el problema de la proximidad de las labores de explotación.
- Se debe evitar en la medida de lo posible la proximidad del sondeo a las fallas existentes en la zona, ya que pueden haber funcionado como sumideros del gas almacenado.

A la vista de los criterios anteriores, se ha deducido que la zona más apropiada para realizar algún sondeo de investigación para la extracción de metano es el área de la Cuenca de Casavegas correspondiente al eje del sinclinal, en el afloramiento de la formación Brañosa. Esta zona está limitada al Norte por el afloramiento de la formación Brañosa y al sur por el río Lores. La elección de esta zona se basa en los siguientes datos:

- ⇒ El eje del sinclinal es la zona de la cuenca de Casavegas en donde las capas se encuentran a mayor profundidad, por lo que el gas se encontrará sometido a una mayor presión. El principal inconveniente es que no suelen existir datos precisos sobre la situación de las capas de carbón a esta profundidad.
- ⇒ La explotación ha sido relativamente baja con respecto al resto de la zona de la Pernía, debido a los menores recursos de carbón. Si se sondea en el eje del sinclinal, se evitará el intersectar las labores antiguas realizadas en la cuenca, porque es más que probable que las labores no hayan pasado de los 500 metros de profundidad.
- ⇒ Debe evitarse sondear cerca de las numerosas fallas existentes en la zona, como puede apreciarse en la cartografía de la cuenca.

La zona preseleccionada tiene unas dimensiones de unos 1000 metros de largo por 500 metros de ancho, representando su superficie un total de 0,5 km².

Aunque no existen datos fiables sobre la situación de las capas de carbón en el eje del sinclinal, se ha realizado una estimación de la profundidad a la cual se cortarían todas las capas del paquete Areños mediante los sondeos de investigación.

La cota media del área seleccionada ronda los 1350 metros. Si se perforan unos 900 – 1000 metros, casi con total seguridad se cortarían todas las capas del paquete Areños, es decir, se debe perforar hasta aproximadamente la cota + 400 metros.

Por supuesto, al sondear en el eje del sinclinal para interceptar las capas del paquete Areños, también se cortarían las capas de carbón pertenecientes a los paquetes de (de muro a techo) El Cuenco, San Cristóbal y de la Minero – Palentina o paquete Lores, lo que supondrá un claro incremento de la cantidad de metano a extraer.

Se estima que si además se sondea por debajo de la profundidad de 2100 metros, se cortará al paquete Casavegas de la formación Corisa, con el consiguiente aporte de potencia acumulada por las capas de carbón intersectadas. Sin embargo, tiene el inconveniente de la incertidumbre que supone la situación de las capas de carbón a tales profundidades en cuanto a su existencia, la calidad del carbón y su tectónica.

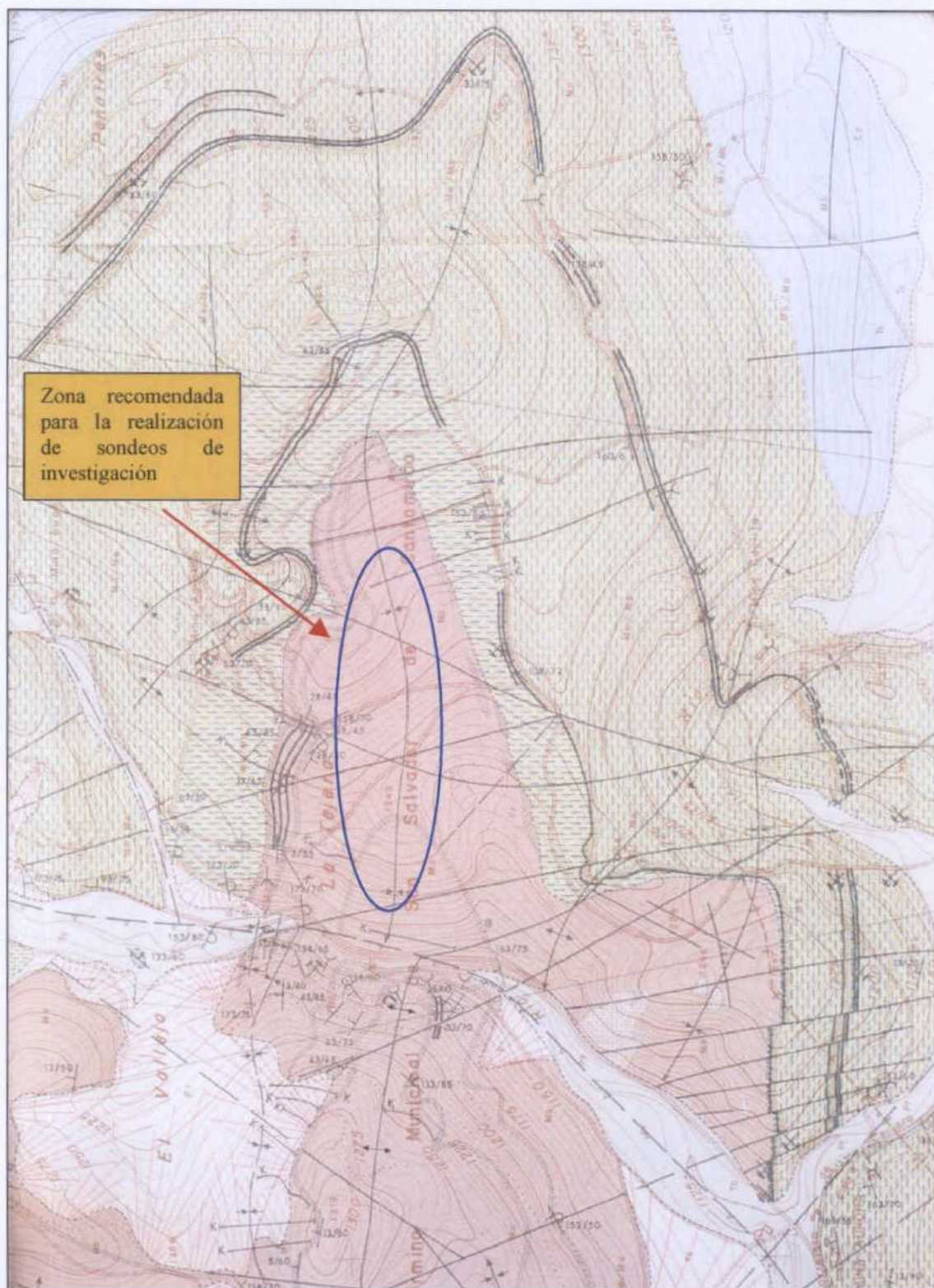


Figura 5. Localización de los sondeos de investigación de la Cuenca de Casavegas.
 Fuente: Instituto Geológico y Minero de España (1987). Prospección Previa