

ESTUDIO DE METANO EN CAPA DE CARBÓN (CBM): ESTADO DEL ARTE Y POSIBILIDADES DE LAS CUENCAS DE LA ZONA NORTE DE LEÓN



TOMO I: ESTADO DEL ARTE DE LA EXPLORACIÓN, EVALUACIÓN Y PRODUCCIÓN DE METANO EN CAPA DE CARBÓN (CBM)

MADRID, DICIEMBRE DE 2004

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:

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

Roberto Martínez Orío. Ingeniero de Minas. Departamento de Recursos Minerales y Geoambiente.

Isabel Suárez Díaz. Ingeniera de Minas. Departamento de Recursos Minerales y Geoambiente.

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

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

Alicia Arenillas González. Becaria del Departamento de Ingeniería Geológica.

<u>INDICE</u>	2
0 INTRODUCCIÓN	4
1 OBJETIVOS Y ALCANCE	7
2 PANORAMA MUNDIAL	8
2.1 <i>Recursos y reservas mundiales</i>	8
2.2 <i>Factores económicos y legales</i>	15
3 GÉNESIS DE LOS YACIMIENTOS	29
3.1 <i>El origen del metano en el carbón</i>	29
3.2 <i>Composición del CBM</i>	34
3.3 <i>Características del carbón</i>	41
3.4 <i>Marco tectónico y estructural</i>	53
3.5 <i>Marco estratigráfico y deposicional</i>	53
3.6 <i>Permeabilidad</i>	54
3.7 <i>Hidrogeología</i>	64
3.8 <i>Flujo de gas (liberación)</i>	70
3.9 <i>Textura de los carbones</i>	73
4 MÉTODO DE ESTIMACIÓN DE RECURSOS DE CBM	79
4.1 <i>Análisis del gas in situ</i>	79
5 TECNOLOGÍA DE PRODUCCIÓN	102
5.1 <i>Terminación de pozos</i>	102
5.2 <i>Espaciado de pozos</i>	104
5.3 <i>Fracturación hidráulica</i>	106
6 ESTUDIO MEDIOAMBIENTAL	166
6.1 <i>Impactos medioambientales</i>	166

6.2 Agua producida.....	168
6.3 Tratamiento de aguas y disposición.....	170
6.4 Reinyección.....	171
6.5 Vertido en las aguas superficiales.....	173
6.6 Aplicación directa sobre el terreno.....	174
6.7 Evaporación superficial.....	174
6.8 Procesos avanzados de tratamiento.....	174
6.9 Costes de tratamiento.....	176
6.10 Agotamiento del agua y contaminación.....	179
7 METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE LA FORMACIÓN.....	181
7.1 Influencia de la Tecnología de Terminación Avanzada.....	183

0 INTRODUCCIÓN

El llamado Metano en las Capas de Carbón (CBM) 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 depósito de gas no convencional. El CBM está 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 (Figura1), 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	nº 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 grisú 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 del aire, por lo que en caso de estratificación se encontraría en la parte superior de las labores de mina.

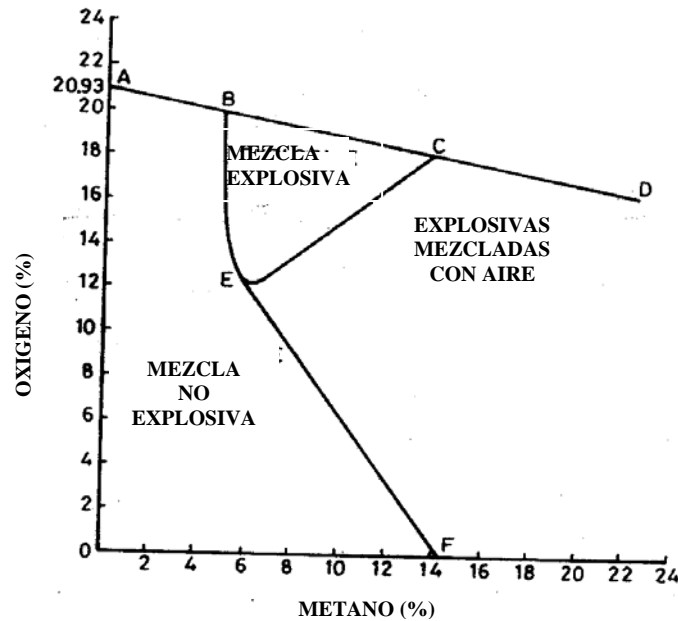


Figura 1 Explosividad de la mezcla de metano y oxígeno.

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 ranchero 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, el Buró de Minas de Estados Unidos 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

El presente informe se inscribe dentro del proyecto “Evaluación de recursos de metano en las capas de carbón de las cuencas españolas”, del Instituto Geológico y Minero de España (I.G.M.E.), dirigido por el Dr. Miguel Ángel Zapatero Rodríguez, cuyo objetivo es realizar una valoración de los contenidos en metano de las capas de carbón españolas con vistas a una futura explotación para su utilización como fuente de energía.

Dicho proyecto comenzó a realizarse en los últimos meses del año 2001, sin más referencias que la bibliografía realizada por autores americanos, pioneros en el aprovechamiento de este recurso. El proyecto es, por tanto, la primera aproximación española a la tecnología de explotación del metano en capas de carbón.

En Diciembre de 2002 se publicó el primer informe de evaluación de los recursos de una cuenca, tratándose de la subzona Barruelo en el Norte de Palencia, comprendiendo las cuencas de Barruelo de Santullán, Santa María de Redondo y Casavegas. Se trata de la primera investigación oficial de recursos de metano en capa de carbón.

En cuanto a la zona Norte de León en la que se va a localizar el presente informe, los antecedentes en materia de gas contenido en el carbón son, en la práctica, nulos. La única referencia a los contenidos de gas en el carbón es un estudio realizado por AITEMIN a escala nacional en el que se incluyen informaciones de contenidos en grisú de las capas explotadas en la zona por la Sociedad Hullera Vasco - Leonesa. Así pues, este informe contiene la primera información acerca de los recursos de metano en las capas de carbón de la zona Norte de León. El equipo de trabajo de esta zona está dirigido igualmente por parte del I.G.M.E. por el Dr. Miguel Ángel Zapatero Rodríguez.

Además, se intentará realizar una primera aproximación al estudio de rentabilidad de la explotación de este recurso en la zona de estudio, mejorando los criterios aplicados en el informe de 2002, con el objetivo de aumentar el rigor del estudio.

Paralelamente a las evaluaciones de recursos, se viene completando un informe teórico relativo tanto a la evaluación como a la exploración y explotación de los yacimientos de metano en capas de carbón, que es también el primero realizado en España específicamente sobre este tema.

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 en la tabla 2.

Tabla 2 Recursos mundiales de CBM

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

Fuente: IEA Coal Research

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.

2.1.1 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. En Sabi Valley hay unos recursos estimados de $2,6 \times 10^9 \text{ m}^3/\text{km}^2$. Desde 1991 cinco compañías han iniciado exploraciones y se les han otorgado concesiones de unas 3,8 hectáreas. 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.

2.1.2 Asia

Asia engloba países como China, Kazakhsan 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.

2.1.3 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.

2.1.4 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 laboreo 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 1 500 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 tests 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 han señalado que los carbones de la zona tienen un contenido en metano de $40 - 150 \text{ m}^3/\text{t}$ y los recursos totales de la cuenca se han estimado en varios billones de m^3 . Las reservas en Mesek Basin se estiman en $85 \times 10^9 \text{ m}^3$ a una profundidad de 1 500 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 $380 \times 10^9 \text{ m}^3$ y los recursos totales asociados con todas las concesiones de minas se estima en $1,3 \times 10^{12} \text{ m}^3$.

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 $282 \times 10^6 \text{ m}^3$ de los $912 \times 10^6 \text{ m}^3$ 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 $5 \times 10^9 \text{ m}^3$ en la Alta Silesia, y $0,3 \times 10^9 \text{ m}^3$ en la Baja Silesia. Los datos de producción de gas de algunas minas hacen estimar los recursos de CBM en $1\,300 \times 10^9 \text{ m}^3$.

Rusia y Ucrania

Rusia y Ucrania tienen reservas conjuntas de $78 \times 10^{12} \text{ m}^3$. 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 las cuencas de Pechora ($2 - 3 \times 10^{12} \text{ m}^3$), Kuznesk ($10 - 14 \times 10^{12} \text{ m}^3$) 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). 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.

2.1.5 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 (Tabla 3):

- 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 EEUU durante 1992

Cuenca	N° de pozos productivos (1999)	Producción de CBM (m³ x 10⁹)
Cuencas Occidentales		
San Juan	3 311	184,66
Piceance	40	0,96
Powder River	1 657	3,32
Uinta	370	3,36
Green River	2	0,05
Raton	405	1,88
Cuencas Occidentales Interiores		
Arkoma	191	0,71
Cherokee	175	0,19
Cuencas Orientales		
Black Warrior	2 989	30
Central Appalachian	1 646	7,04
Northern Appalachian	134	0,27
Illinois	8	0,015
Total	10 928	202,59

Fuente: IEA Coal Research

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 en 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. 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. Esta limitación ha

llevado a un descenso del nivel de los precios del gas disponibles para los productores en la región. En 1991, los productores de San Juan recibieron menos de 35,3 \$ por cada 1000 m³ en la boca del pozo.

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. Sin embargo, el mayor problema es debido a la “inflexibilidad de regulación” del Servicio Forestal de Colorado mas que a la falta de infraestructuras.

Waller en 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. En U.K., el área total de la zona de metano en el carbón podría estar limitada en 30 - 50 km². Esto supondría un límite superior de 75 pozos.

La infraestructura, o la ausencia de ella, pueden impulsar o acabar con el aprovechamiento del metano en las capas de carbón. Las prospecciones para el desarrollo industrial a gran escala en el norte de Queensland, Australia, pueden crecer significativamente por la posibilidad de producción de gas a precios competitivos. Centros como Townsville y Mt Isa están lejos de los suministros convencionales de gas: la conexión de Townsville dentro del sistema Gladstone - Brisbane requeriría 550 km de tuberías. Esto ha hecho concebir expectativas en la explotación del metano del carbón en Galde Basin, en el margen norte, que se encuentra a 250 km de distancia.

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.

Waller en 1992 en su referencia al “nivel de apoyo del gobierno”, como cuestión no técnica a tener en cuenta, se refiere principalmente al tax credit y a la contribución del gobierno de EE.UU. fundando agencias estatales que facilitaron la mayor parte del trabajo técnico inicial.

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. 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.

Fraser en 1991 escribió que la tasa interna de retorno (TIR) en Black Warrior, descontados los impuestos, era del 24 - 29 %. Hobbs en 1992 ha modelizado la economía de un hipotético proyecto de 250 pozos en Black Warrior Basin. El área elegida para el estudio fue Cedar Cove. Los datos de pozos existentes pudieron ser usados en la modelización. El área de Cedar Cove tiene un porcentaje por encima del de Black Warrior Basin; un análisis de cash flow de Hanby en 1991 mostró que tenía mejores perspectivas económicas que el campo Oak Grove en ausencia del tax credit de la Sección 29. Ciertamente, sin la tasa, el cash flow calculado era negativo para el campo de Oak Grove.

Las expectativas sobre los precios del gas son un factor importante para la explotación del CBM. Por ejemplo, en 1989, Kuuskraa et al calcularon grandes ventajas económicas si el precio del gas creciera desde 56,50 \$ hasta 84,75 \$ por cada 1 000 m³ en cinco años. Los precios del gas usados por Hobbs en 1992 se basaron en las expectativas de 1988 cuando se pensó que el proyecto debía iniciarse, y sobre los precios de gas actual y las expectativas de precio de 1992. Los precios del gas fueron significativamente más bajos de lo esperado en 1988. Los precios de 1992 fueron un 40 % menores que el pronóstico, unos 47,30 \$ por cada 1 000 m³ en oposición al pronóstico de 81,90 \$ por cada 1 000 m³. El coste acumulado del proyecto fue de más de 90 millones de dólares. La perforación de los pozos y la finalización supuso una inversión de 260 000 \$ por pozo. El mantenimiento de los pozos es elevado en los primeros años debido sobre todo al costo de eliminación del agua, aunque relativamente bajo en la cuenca de Black Warrior, ya que las aguas producidas tienen baja salinidad. La tabla 4 muestra los resultados de los estudios de modelización.

Tabla 4 Modelo de desarrollo económico del metano en las capas de carbón (Hobbs, 1992).

	Antes de tasas	Después de tasas	Después de tasas con la Sección 29
Caso esperado, con los precios de 1992			
Beneficio/inversión	5,2	3,4	6,2
Tasa interna de retorno (TIR) %	21,1	17,3	33,0
Valor presente (VAN) al 15%, millones de \$	19,8	6,0	48,4
Caso esperado con los precios del gas actuales 1990 - 1992			
Beneficio/inversión	1,7	1,1	3,9
Tasa interna de retorno (TIR) %	7,1	5,8	22,7
Valor presente (VAN) al 15%, millones de \$	(24,4)	(23,1)	(19,2)

Fuente: Hobbs, 1992

Lo planeado tras el TIR del 33 % con una relación beneficio/inversión de 6,2:1 con la Sección 29 fue un poderoso incentivo para perforar con los precios de gas esperados en 1990: “...sin la Sección 29, el proyecto muestra un pobre desarrollo de gas y petróleo. Sin embargo, con el crédito, el retorno es razonable para un proyecto de bajo riesgo” (Hobbs, 1992).

La conclusión general fue que el crédito salvó al proyecto de la ruina financiera. sin embargo, si los precios del gas estuvieran cerca o por encima de 70,60 \$ por cada 1 000 m³, entonces la economía podría ser “buena pero no sobresaliente” en una situación de pre-impuestos.

Las estimaciones de costes de Hobbs en 1992 de perforación de pozos en 260 000 \$ por pozo podrían ser un poco bajas. Logan en 1993 señala un coste típico de 361 000 \$ para un pozo de 762 m en el este de la cuenca de EE.UU. y de 444 000 \$ en el oeste. Para un proyecto de 250 pozos en el este, podría suponer añadir 25 000 000 \$ al coste total del proyecto. Sin embargo, el coste estimado de Hobbs en 1992 de 319 300 \$ para la perforación de un pozo con la infraestructura de producción y agua disponible es próximo a los 320 000 \$ usados por Kuuskraa en 1993. La economía de dos desarrollos hipotéticos de la explotación de metano en el carbón en la zona más productiva de la cuenca de San Juan, fue estimada por Cech en 1992. Obtuvo valores de TIR desde 16,4 hasta 35,6 % después de impuestos pero sin el crédito Sección 29. Con el crédito, el TIR aumentó hasta 34,0 - 66,8 %. En el caso elegido, los proyectos de San Juan Basin son económicos sin el crédito. Kuuskraa en 1993 calculó que, para un pozo de San Juan Basin con un máximo de 2 800 m³ por día y reservas de 57 M m³, el metano podía ser producido económicamente a un precio en cabeza de pozo de 53 \$ por cada 1 000 m³. Kuuskraa en 1993 también calculó que el metano en el carbón, con el “tax credit”, era comparable económicamente con los pozos de gas convencional. Sin embargo,

alrededor del 80 % de las nuevas reservas de gas natural en EE.UU. se deben a la extensión y desarrollo más intenso de los campos ya descubiertos. En el futuro, el metano del carbón competirá con el gas natural convencional y con el desarrollo de otros gases no convencionales. Sin embargo, en 1993, EE.UU. consumía cerca del 10 % más del gas que producía. Las importaciones desde Canadá rellenan este hueco. Como se señala abajo, está previsto disminuir el exceso de suministro de Canadá para el año 2005. Esto podría hacer el aprovechamiento de metano en el carbón más atractivo en EE.UU. y Canadá.

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 prácticas 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 1 130 Bcf en 7 300 pozos (figura 2).

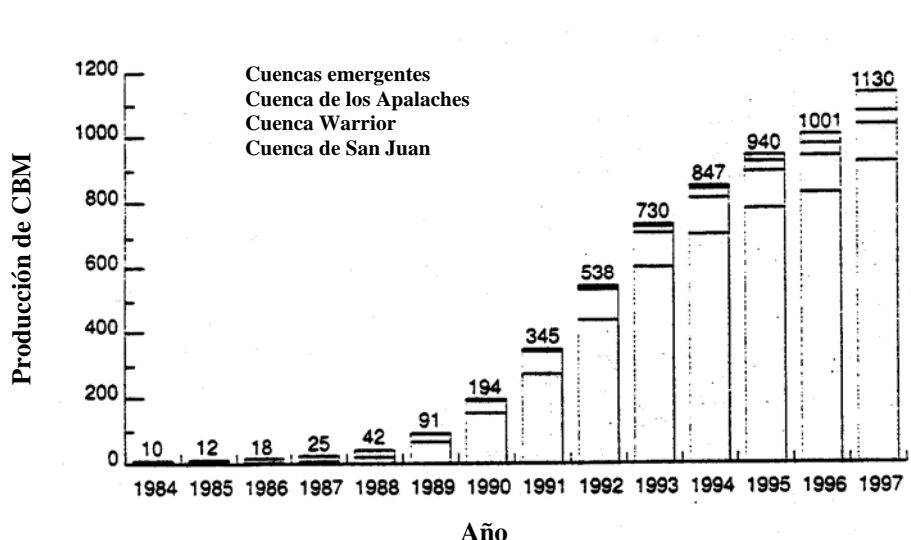


Figura 2 Datos de Extracción anual en los USA

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.

Durante una década se pensó que la mayoría de los nuevos proyectos desarrollados para metano en la cuenca de San Juan no serían económicamente viables sin las tasas de crédito de la Sección 29. Sin embargo el continuo aumento de la producción anual después de 1992 demuestra que esta explotación puede ser económicamente viable sin el crédito.

El rápido crecimiento en la terminación y extracción de los pozos de CBM en las cuencas de San Juan y Black Warrior se está repitiendo en las cuencas Raton, Río Powder, Uinta y Appalachian central. El éxito de estas nuevas explotaciones de bajo coste ha hecho resurgir el interés en evaluar el potencial de los recursos de metano sin explotar en cuencas a lo largo de los EE.UU.

- 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%.

La economía de la producción de metano en las capas de carbón de EE.UU. se basa en varios años de experiencia. Como vemos a continuación en otros países, esta economía puede ser solo estimada o inferida por el momento al no disponer de más datos.

a) Australia

La estimación de costes la realizó Jones en 1992 para el desarrollo de Galilee Basin y el reparto del gas a Townsville y Mt Isa, Queensland. Las estimaciones fueron hechas asumiendo que los pozos de Galilee Basin se comportarían de manera similar a los de Black Warrior Basin de Alabama. Los lugares considerados con mayor suministro repartieron 88 PJ/año a Townsville y 22 PJ/año a Mt Isa. El costo de suministro desde los pozos del margen oriental, de 300 metros de profundidad, hasta Townsville fue estimado en alrededor de 65,60 \$ por cada 1 000 m³ creciendo hasta 131,25 \$ por cada 1000 m³ desde los 1 200 metros de profundidad de los pozos de South Pentland. Los costes de suministro a Mt Isa fueron estimados para ser mayores y solo serían competitivos con los suministros de gas natural convencional si los campos orientales de Galilee Basin fueran altamente productivos (sobre la base de un 50 % de incremento). El precio máximo aceptable del gas fue de 88,90 \$ por cada 1000 m³ para el área de Townsville.

Reeves en 1992 hizo estimaciones para el coste del metano si se produjera en Bowen y Sydney Basins. Las estimaciones se basaron en trabajos ya realizados y en tecnologías de estimulación. El resultado iba desde 62,74 \$ - 132,48 \$ por cada 1 000 m³ en el marco de altas tensiones, desde 21,00 \$ - 30,60 \$ por cada 1 000 m³ en el marco de tensiones normales, y desde 13,74 \$ - 18,93 \$ por cada 1 000 m³ en marcos de bajas tensiones. Esto indica que el metano en el carbón podría ser rentable en Australia si pudieran identificarse las zonas con medias y bajas tensiones.

Baker y Heron creen que hay oportunidades de un mercado de gas para el metano de Bowen Basin en el centro y sur de Queensland. Un mercado internacional, particularmente japonés podría también desarrollarse. Ellos predicen que el desarrollo de los campos a gran escala no está muy lejos, pero admiten que no existe mucho interés. En 1992, predijeron un precio de venta de gas fuera del campo de 98,45 \$ por cada 1000 m³ para un pequeño desarrollo económico (3,26 x 10⁹ m³) por encima de 15 años. Para 14,16 x 10⁹ m³ por encima de 25 años, el precio del gas podría reducirse a 68,70 \$ por cada 1 000 m³. Estos precios provocarían un desarrollo económico con un 15 % de TIR antes de impuestos. Barker y Herón consideran que se requiere la ayuda del gobierno para transformar los proyectos subeconómicos en económicos. Su lista con las medidas que debería tomar el gobierno incluye:

- Exenciones fiscales para los cinco primeros años de producción.
- Reducción de impuestos de un 150 % del gasto en investigación y desarrollo.
- Un crédito similar al "tax credit" de EE.UU.
- Subsidios directos del gobierno

Sin la asistencia del gobierno, es posible que el desarrollo del metano en el carbón sea aplazado por unos diez o veinte años.

b) Canadá

La economía de un hipotético proyecto de metano en el carbón en Alberta y British Columbia ha sido estimada por Cech en 1992. Dos casos fueron estudiados para cada provincia: el primero consiste en un terreno plano con bajas reservas, y el segundo en la base de la montañas con grandes reservas. Encontraron que el desarrollo potencial del metano del carbón estaba limitado por el aspecto económico de los contratos debido a los bajos precios en boca del pozo, y el exceso de suministro del gas natural convencional, las limitaciones de los gaseoductos para exportaciones y la falta de incentivos del gobierno. Calcularon el porcentaje de los valores del TIR (después de impuestos) de 12,8 a 23,2 en Alberta y de 9,1 a 21,3 en British Columbia. El modelo de oferta/demanda predice que el exceso de suministro del gas natural convencional desaparecería como pronto en el año 2005. Por entonces, la capacidad de los gaseoductos estaría disponible. Si las previsiones están justificadas, entonces el aprovechamiento del metano en el carbón será más atractivo (al menos en los casos con grandes reservas). El TIR previsto (después de impuestos) es del 20,4 - 35,5 % en Alberta y 15,6 - 33,6 % en British Columbia.

c) Indonesia

Nugroho y Arsegianto en 1993 han realizado cálculos económicos para la explotación del metano del carbón en el campo de Jatibarang en Indonesia. El campo ha sido explotado por gas y petróleo y la demanda de gas es muy alta. Las facilidades y la infraestructura están ya disponibles. Aunque los cálculos económicos son preliminares, indican que es posible un buen beneficio usando los pozos existentes de gas y petróleo del campo. Con el supuesto más pesimista, se calcula un TIR del 44,93 % junto a un período de retorno (payback) de dos años. Se admite que los cálculos de costes no contemplan el impacto medioambiental: la gran cantidad de agua a eliminar podría ocasionar problemas en ese área de Indonesia principalmente dedicada al cultivo de arroz.

d) Polonia

El desarrollo económico del metano en el carbón en Polonia, ha sido considerado por Hobbs en 1993. Si las capas con 1,0 mD de permeabilidad pueden ser identificadas, él estima que en situación después de tasas, el TIR podría ser del 36,51 %. Esto podría ser atractivo para una compañía internacional de petróleo. Si las capas de carbón tienen permeabilidades menores, entonces se reduce el atractivo económico. Por ejemplo, a una permeabilidad de 0,25 mD, el metano del carbón no sería competitivo con otras alternativas de inversión. En el presente, los costes actuales de metano en el carbón en Polonia son desconocidos. Los riesgos mayores son la existencia de la adecuada permeabilidad natural y la necesidad de una solución física y económica para poder eliminar el agua de alta salinidad.

e) Reino Unido

Arthur Anderson Petroleum Services en 1993 ha escrito que hay pocos datos fiables de la producción de metano del carbón en U.K. sus análisis económicos usan datos extrapolados de otras fuentes. La economía pre-impuestos de una posible explotación de metano del carbón fue comparada con un campo de gas convencional en el Mar del

Norte. Del análisis económico, se encontró que los pequeños campos de carbón ($< 4,25 \times 10^9 \text{ m}^3$) parecían ser más económicos que sus homólogos en el sur del Mar del Norte. Con los precios del gas al nivel de EE.UU. y sin subsidios de tasas, los flujos de pozo necesitaban tener por encima de $14\ 000 \text{ m}^3/\text{día}$ para hacer económico el metano del carbón. No obstante, los precios del gas en U.K. son casi el doble que en EE.UU. y los consumidores finales del gas se encuentran geográficamente aislados. Si la magnitud de las reservas y/o los porcentajes de flujo del pozo fueran suficientemente grandes, parece que los proyectos con metano del carbón serían rentables en U.K. El régimen de impuestos para el CBM sería el mismo que para otras actividades con petróleo y gas natural convencional. La industria de CBM de U.K. desearía que el gobierno introdujera un tax credit o permisos especiales pero esto es improbable que ocurra.

Evergreen Resources Ltd, una de las compañías de U.K. implicadas en el desarrollo del CBM, cree que hay una demanda sustancial de gas a un precio que permitirá un atractivo retorno de inversiones si los pozos cumplen sus expectativas de flujo. Sin embargo, el nivel de coste de la perforación y finalización están por encima de los de EE.UU.

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.

2.2.3.1 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 sólo 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.

2.2.3.2 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 en 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 en 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 en 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 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 yacimiento de carbón.

3.1 *El origen del metano en el carbón*

Edwards Durucan en 1991 y Rice en 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.

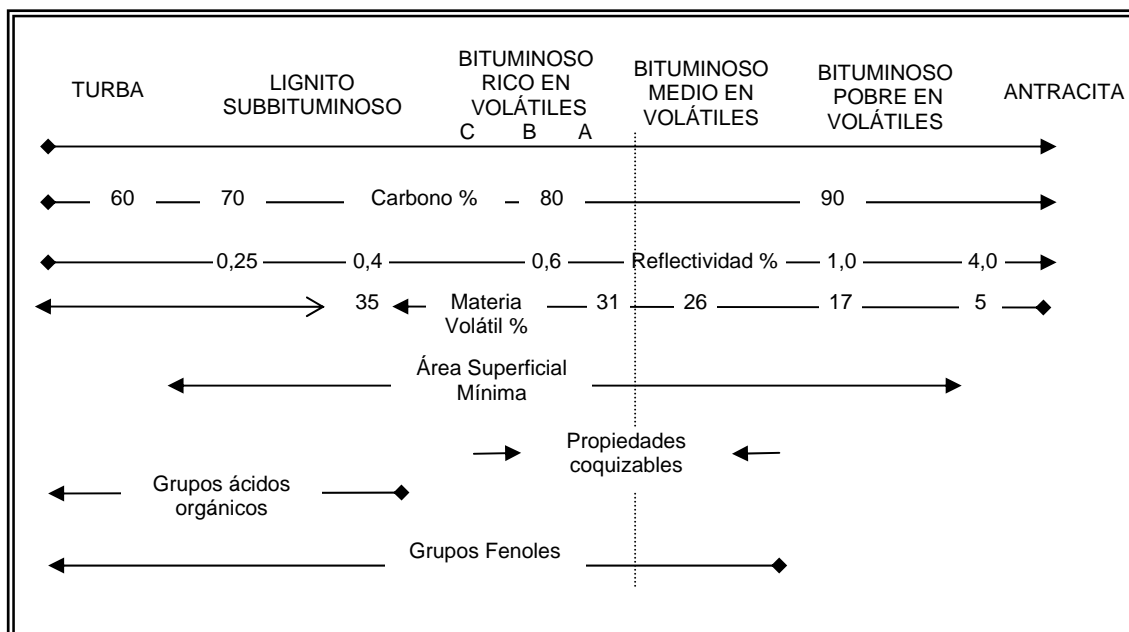


Figura 3 Rango del carbón con respecto a sus principales parámetros.

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 1300 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 (figura 3), 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.

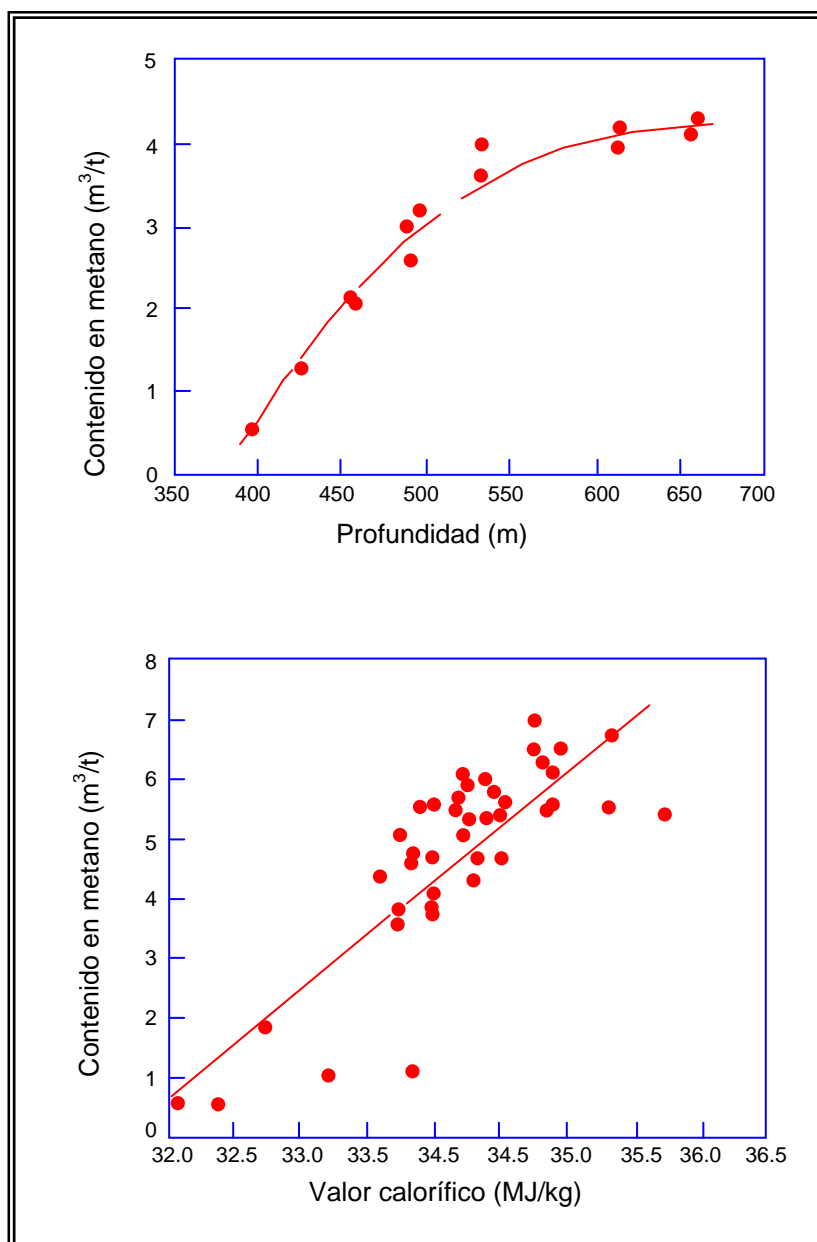


Figura 4 Variación del contenido en metano con la profundidad y con el valor calorífico.

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 el 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. 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.

a) 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.

b) 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, al 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.

c) 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.

d) 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.

e) *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.

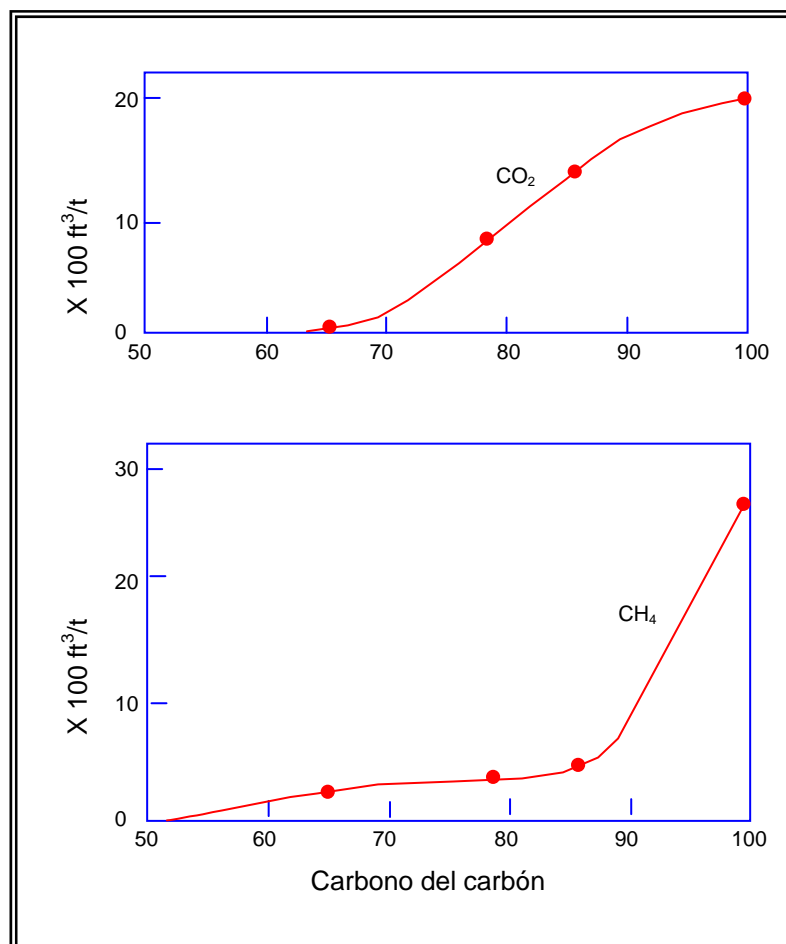


Figura 5 Liberación de gas metano a diferentes grados de carbonización.

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 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 está 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 $128\text{cm}^3/\text{g}$ 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% del 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 generarán 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. en 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 $7 \text{ cm}^3/\text{g}$ 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 $31 \text{ cm}^3/\text{g}$ 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 $10 \text{ cm}^3/\text{g}$ 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 amoníaco 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 amoníaco son liberados primero por la descomposición térmica de las aminas cuando los n-alcanos 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 6). 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-alcanos 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 seguidas 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.

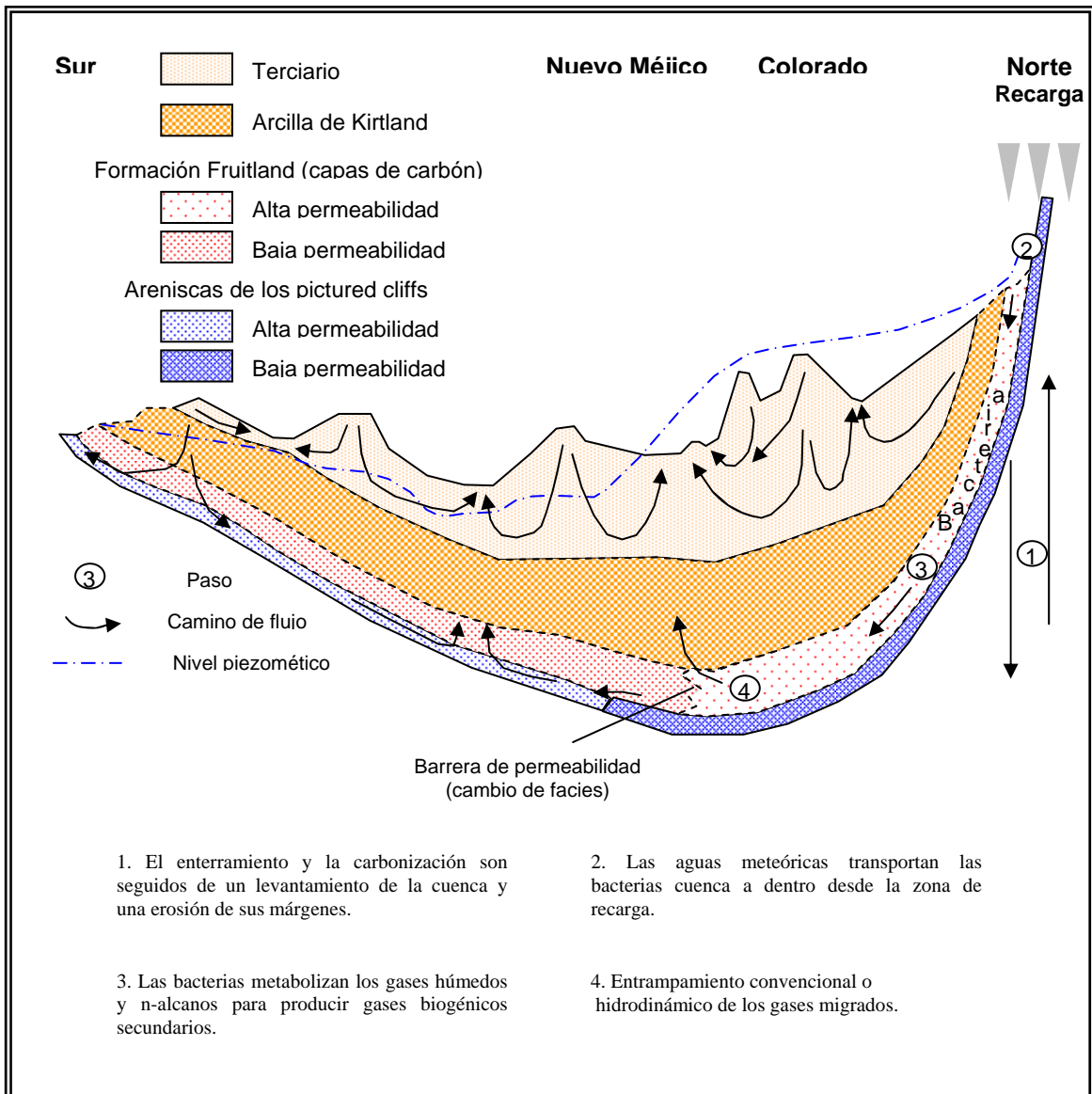


Figura 6. Sección de una cuenca con flujos subterráneos y generación de gas biogénico secundario. Entrampamiento convencional e hidrodinámico.

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 (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 en 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 en 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 en 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.

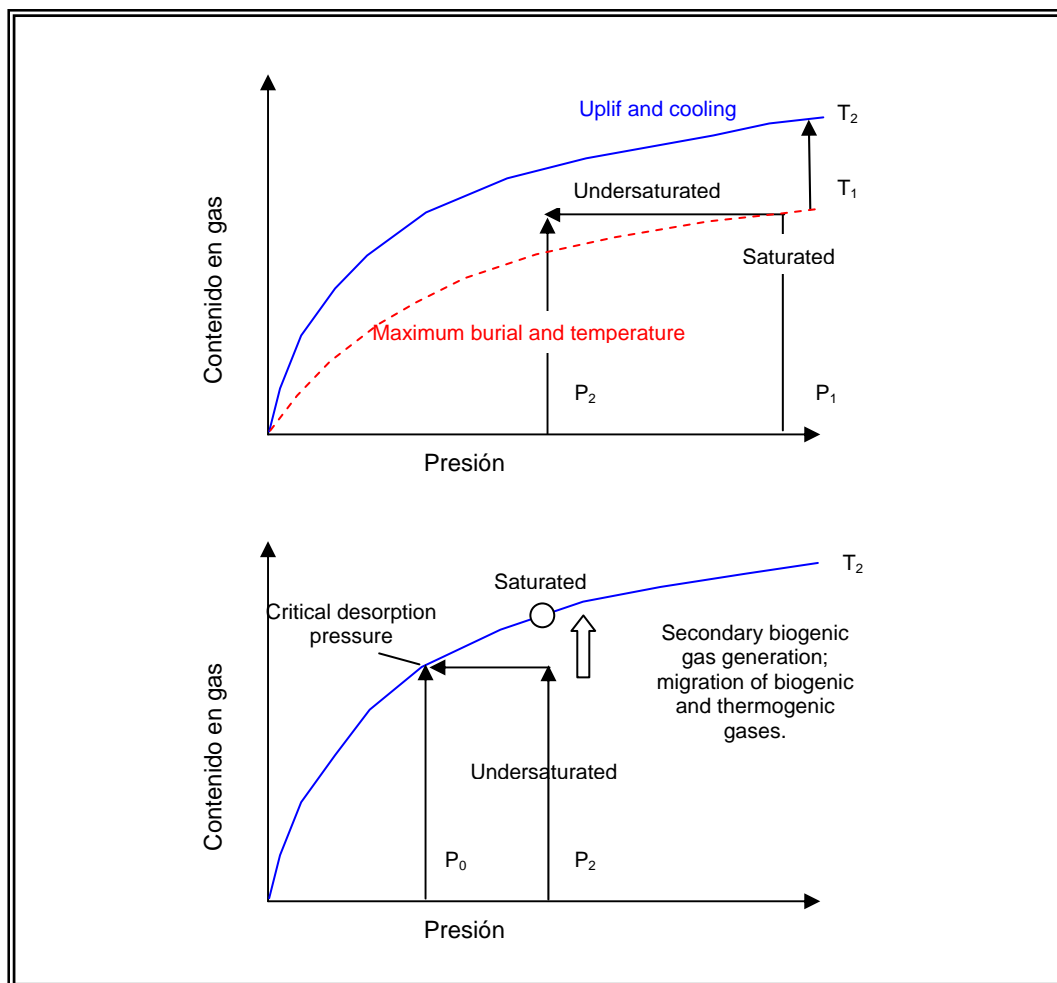


Figura 7 Isothermas de adsorción que muestran la relación entre contenido de gas, presión y temperatura.

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

En las figuras 7a y 7b, 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 (figura 7b). 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 (figura 7b). 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 (fig 8). 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.

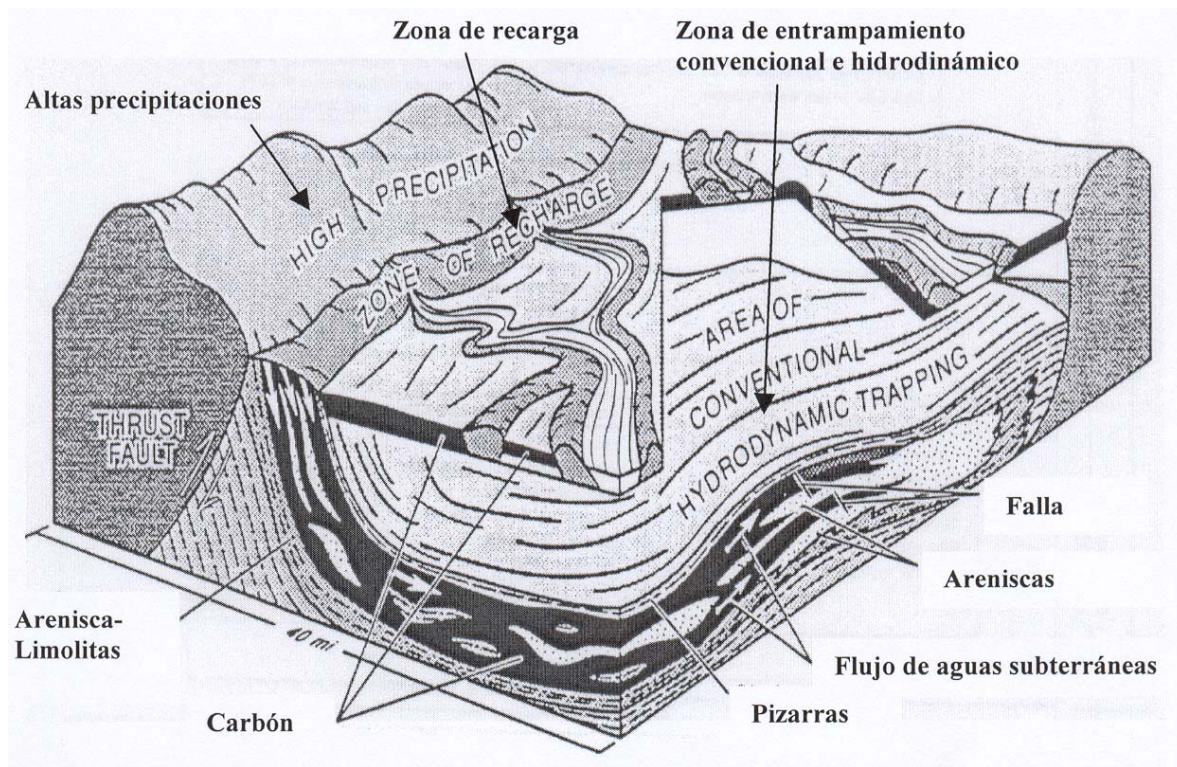


Figura 8 Modelo conceptual para capas de carbón de alta productividad de metano.

Fuente: Varios autores (1991). Coalbed Methane of Westem 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 en 1991 señala que los contenidos de metano medidos dentro de la capa van desde cantidades trazas hasta $25 \text{ m}^3/\text{Tm}$. 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 9). 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.

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

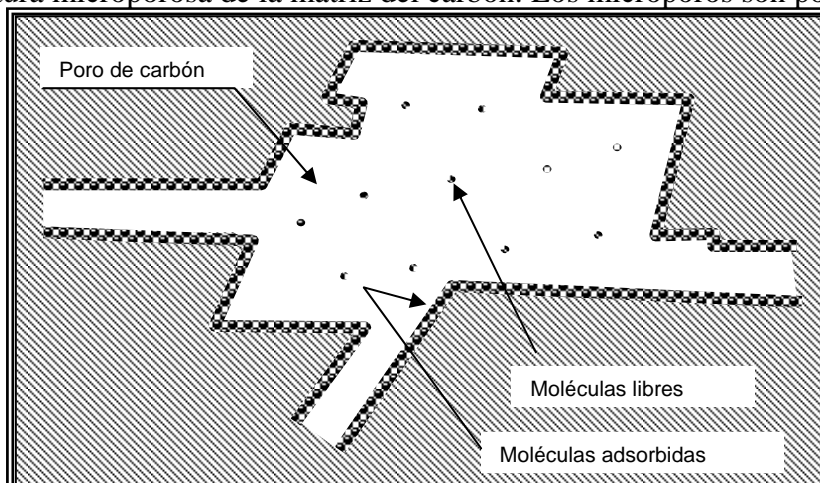


Figura 9 Esquema de un poro de carbón con el gas libre y el adsorbido.

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

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 expresa mediante las isothermas como se explicó anteriormente (Fig.). 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:

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

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.

3.3.1.1 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 en 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 en 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 en 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 en 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, 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 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.

3.3.1.2 Saturación

En la capa puede haber menos metano que el indicado por las isothermas 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 interseca 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 (Fig 10). 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 sólo 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.

En definitiva, existen unos cuantos puntos fundamentales en la retención de metano en el carbón: rango de carbón, naturaleza del metamorfismo, naturaleza del material a muro y techo, historia tectónica, profundidad de enterramiento y composición.

a) Clase y rango del carbón

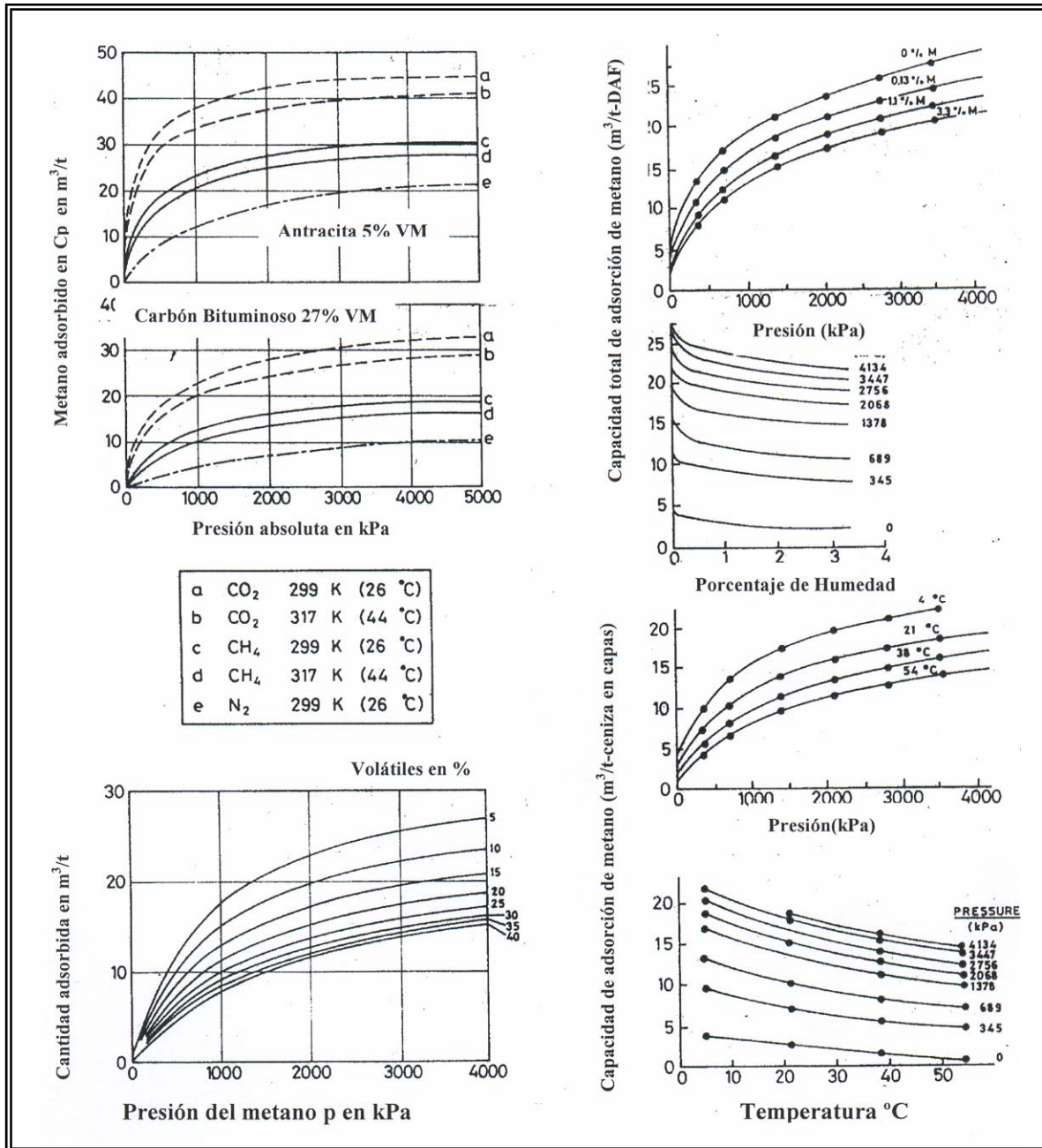


Figura 10 Tablas de isothermas e isobaras de adsorción.

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

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

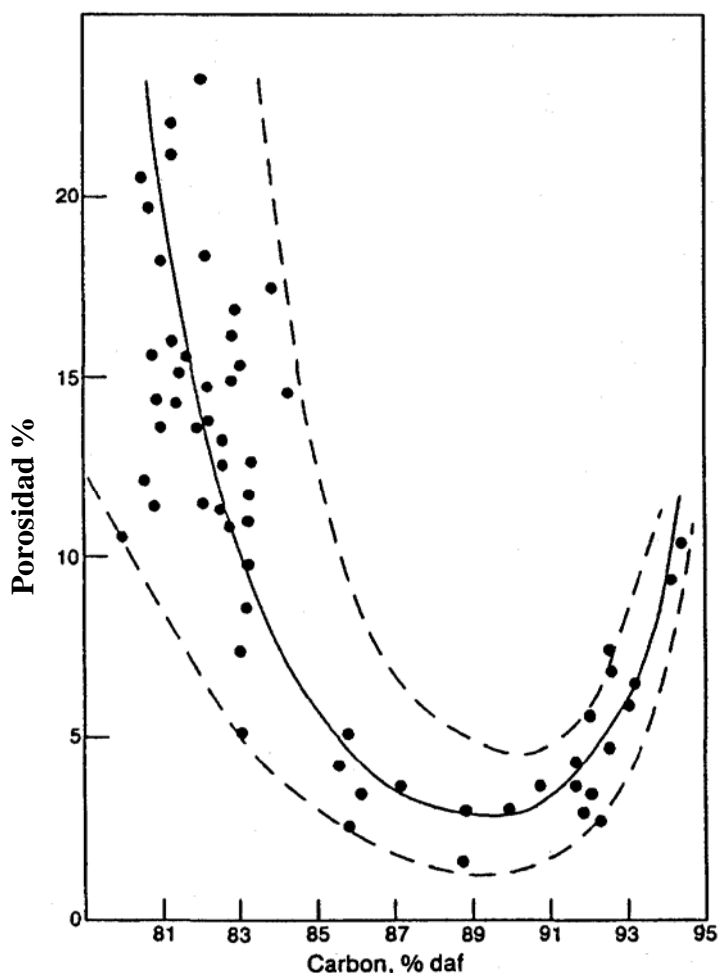


Figura 11 Variación de la porosidad del carbón con el rango.

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

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)(Figura 11). 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.

Aunque la capacidad adsorptiva probablemente se corresponda bien con el rango en algunas cuencas, los carbones sin un rango específico poseen un intervalo muy ancho de capacidad adsorptiva (Figura 12), en la que se muestra que otros factores influyen en la

misma. La capacidad adsorptiva 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-alcanos, de eras y de otros hidrocarburos durante la fase de generación de petróleo (VR 0,5-1,3%)

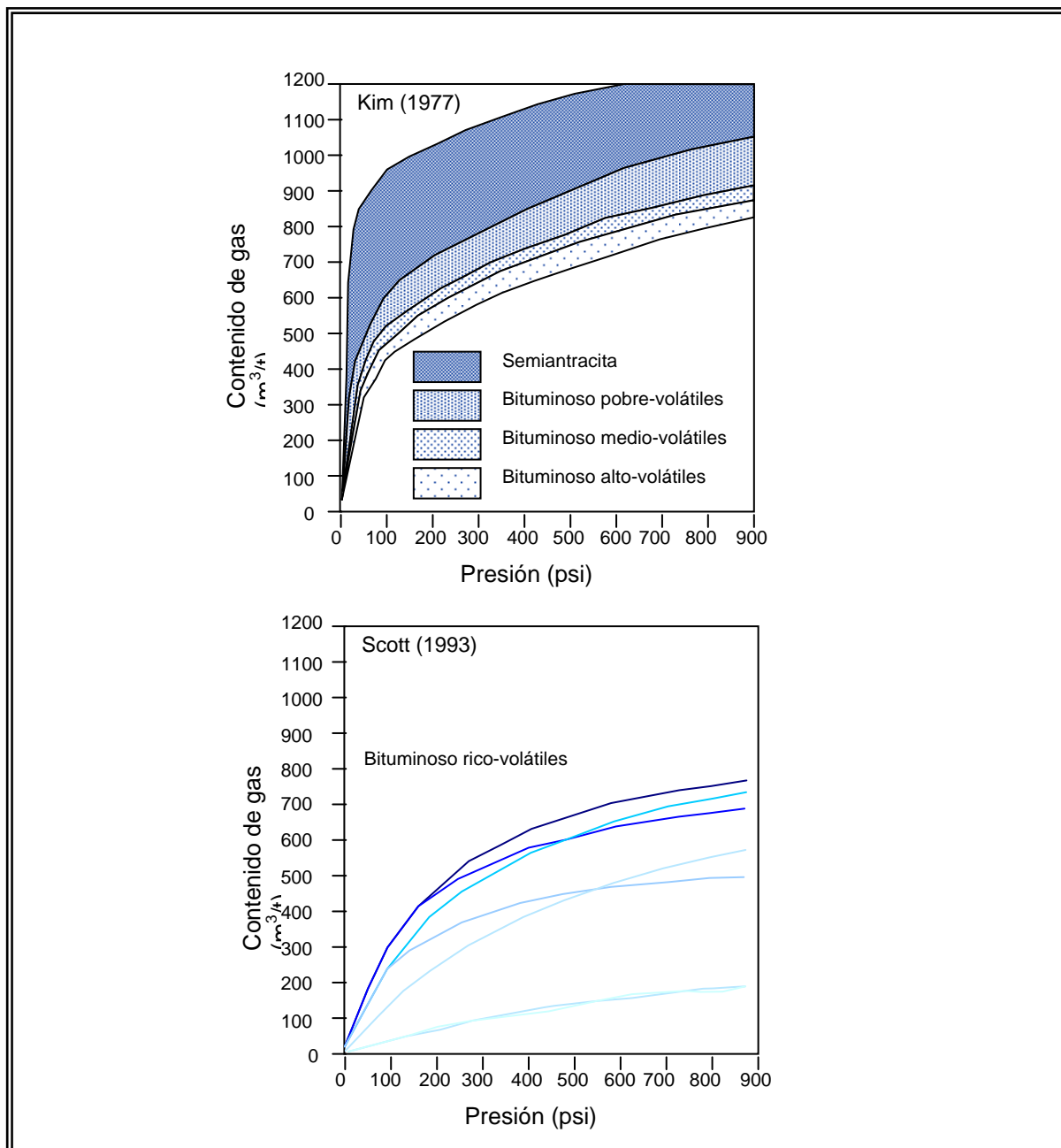


Figura 12 Dependencia del rango del contenido en gas con el aumento de la presión.

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

en carbones generadores de petróleo y reduce la accesibilidad del metano taponando los microporos, reduciendo la capacidad de adsorción.

b) Naturaleza del metamorfismo

Los carbones con metamorfismo anormal, no sólo producen más gas, sino que también tienen mayor área superficial (Figura 13). Ellos muestran buena aptitud para poder retener grandes cantidades de metano.

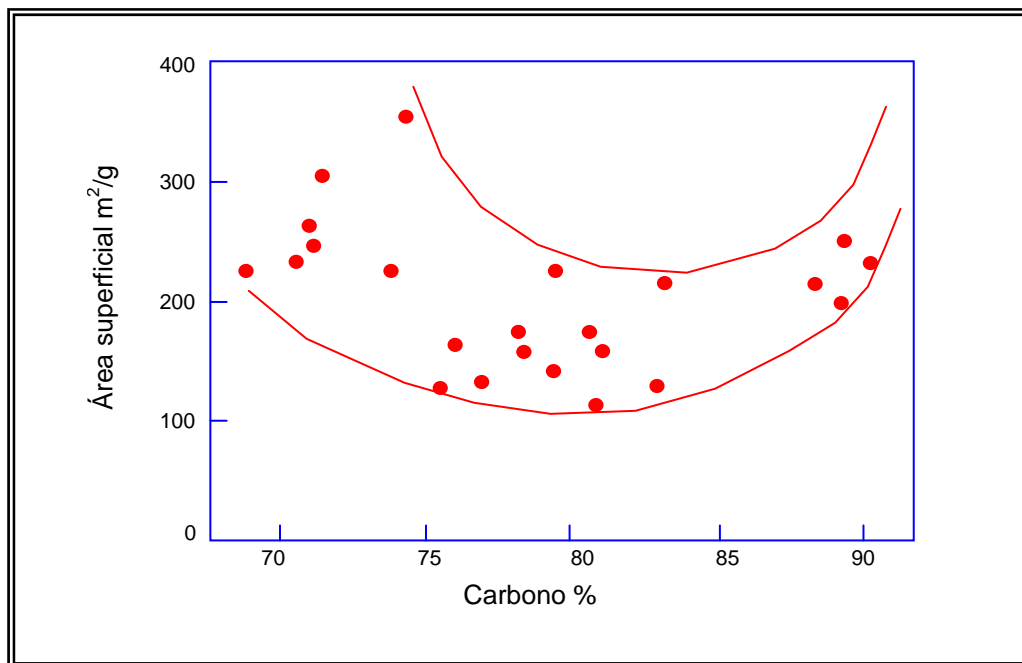


Figura 13 Dependencia del rango en el área superficial determinada por la adsorción de dióxido de carbono a 25°C.

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

c) 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.

d) 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.

e) 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.

f) 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.

3.4 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.

3.5 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 está controlado por el área de desviación de sedimentos en la turbera, y la potencia es determinada 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.

3.6 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* (fracturas 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.

3.6.1 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.

3.6.2 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 14. Las superficies de fractura durante el modo I de apertura se desplazan en la dirección de

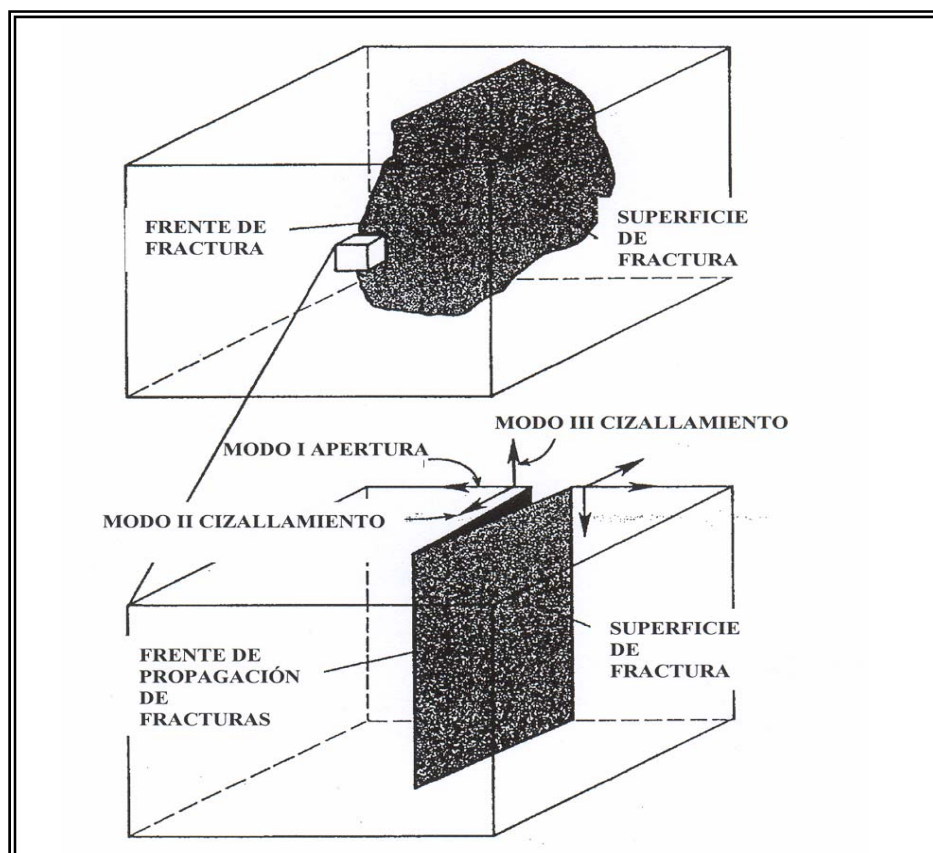


Figura 14. Ilustración esquemática que muestra los modos de generación de fracturas.

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

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.

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

3.6.3 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:

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

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

3°.- 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? ¿Qué procesos a lo largo del tiempo pueden ser responsables de su génesis? ¿Qué 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.

3.6.4 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 15.

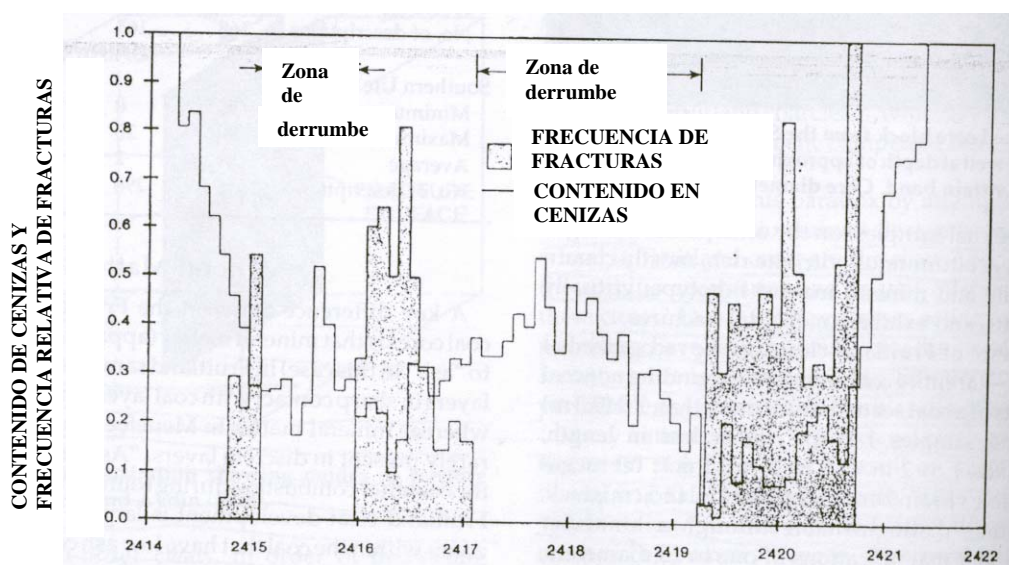


Figura 15 Comparación del contenido de cenizas y la frecuencia relativa de fracturas proveniente del pozo Ute Mobil 36-1 de los sondeos de Fruitland.

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 16. 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.

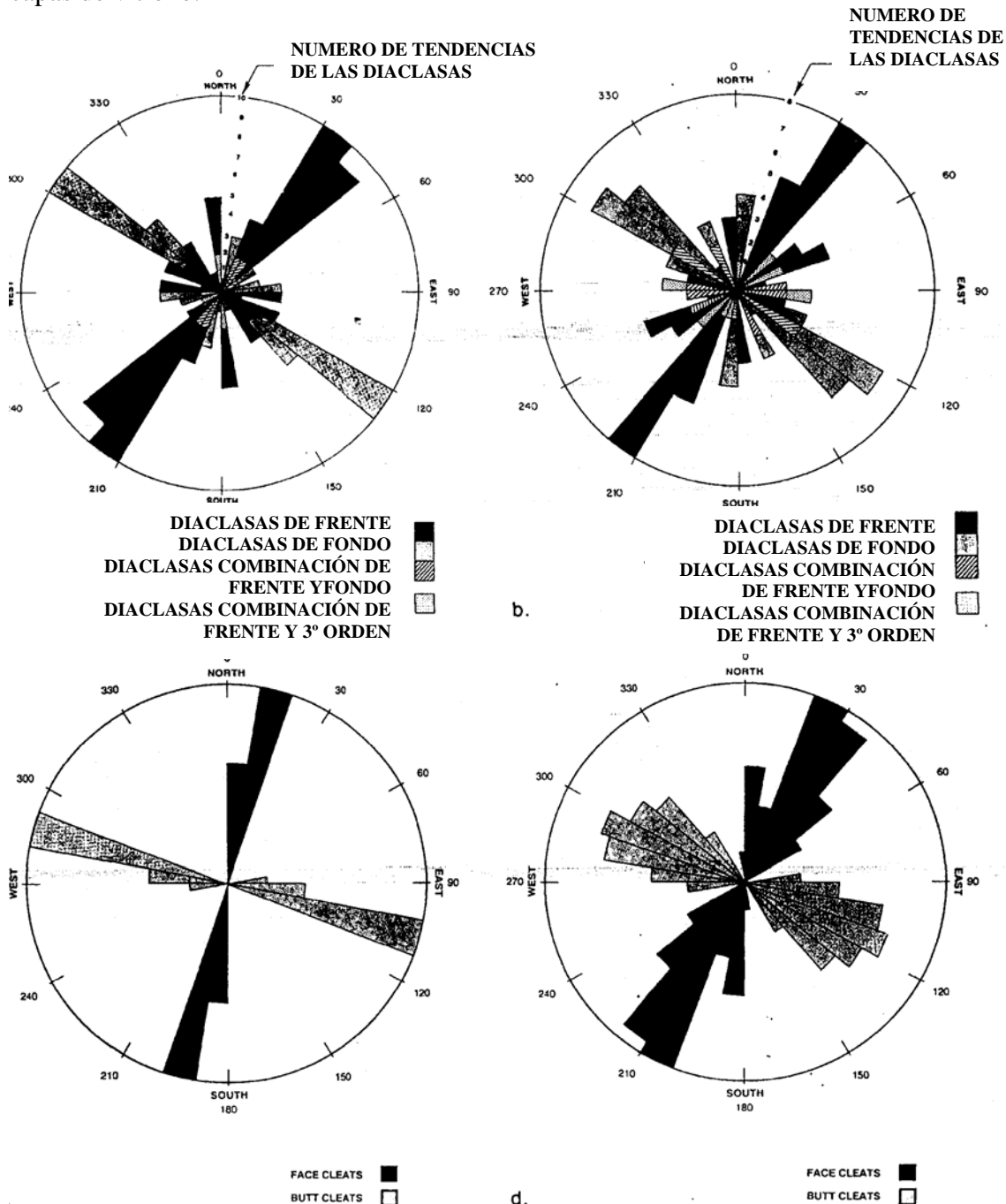


Figura 16 Diagramas de rosa de la orientación de fracturas en los carbones de Fruitland.

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 18.

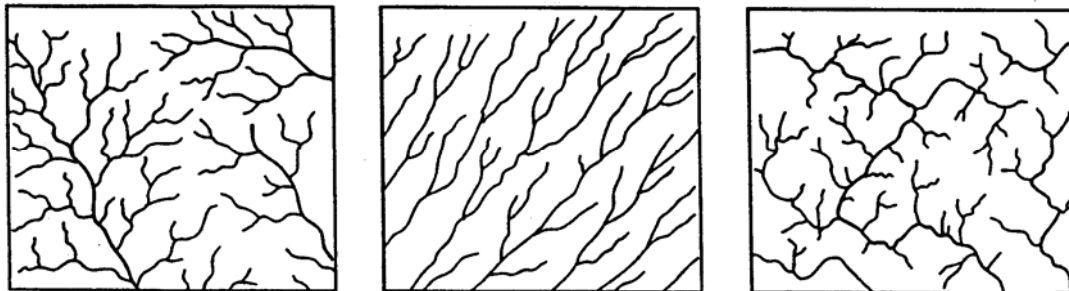


Figura 18 Algunas redes de drenaje típicas.

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.

3.6.5 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.

3.6.6 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/cc. Un ejemplo de la relación entre la frecuencia de fracturas y la densidad está representado en la figura 19. 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.

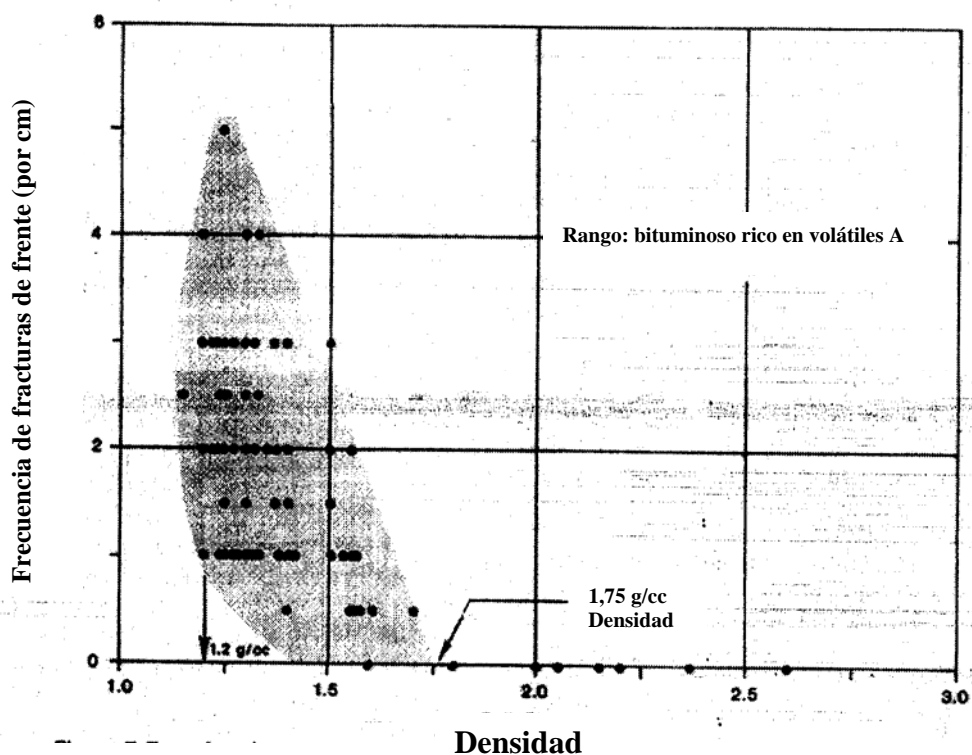


Figura 19 Frecuencia de las diaclasas de fondo vs CAT de densidad del pozo Hamilton3

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 ($>0,25\text{g/cc}$) 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 20, 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.

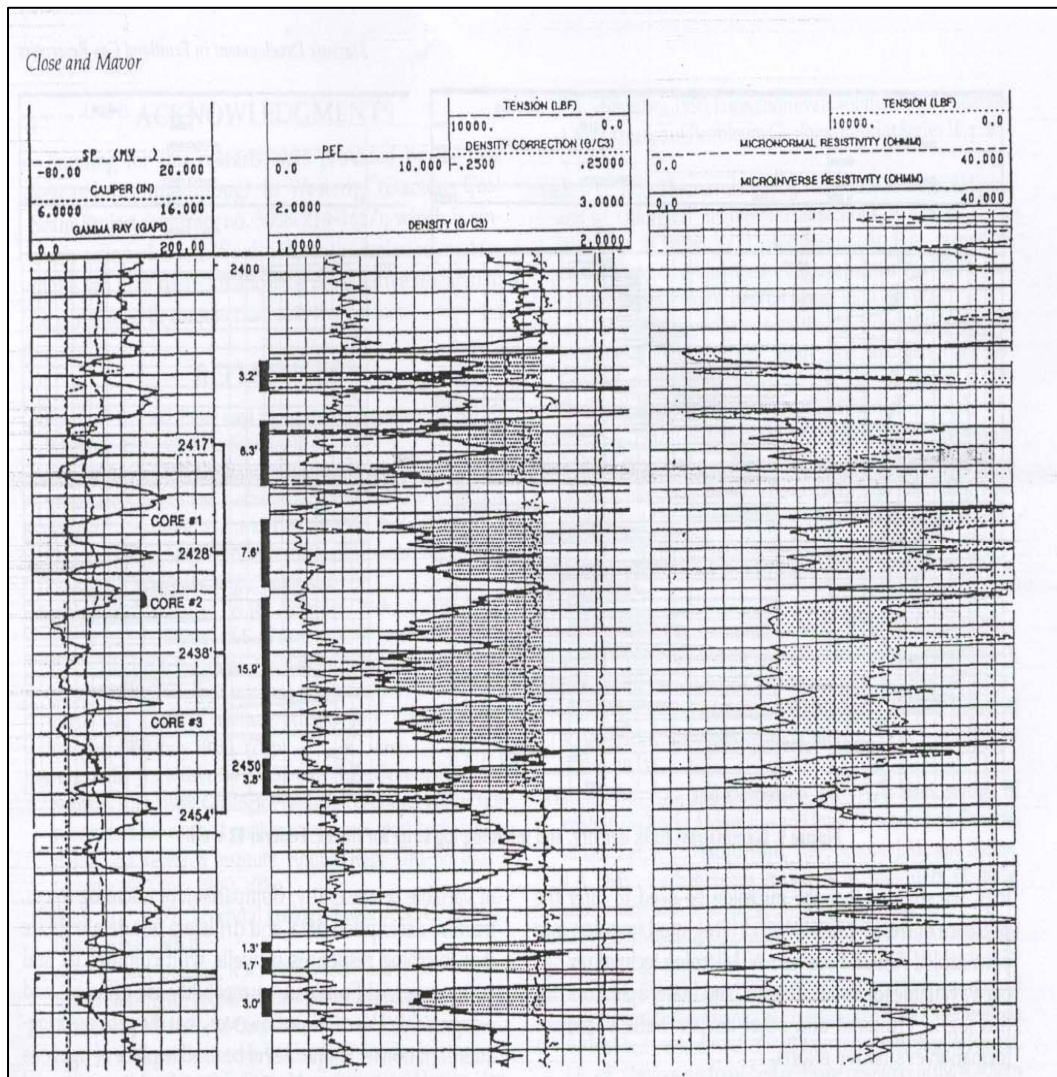


Figura 20 Diagramas de rayos Gamma, de densidad, y microlog del pozo Ute Mobil 36-1.

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

3.7 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 6. 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
	Sellos y flujo cruzado	y de la red de arenas
	Química del agua	Distribución de los contenidos de gas

Tabla 6 Factores que afectan al flujo de fluidos y datos comunes usados para la evaluación.

Fuente: IEA Coal Research

3.7.1 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 21bA). 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 21bB).

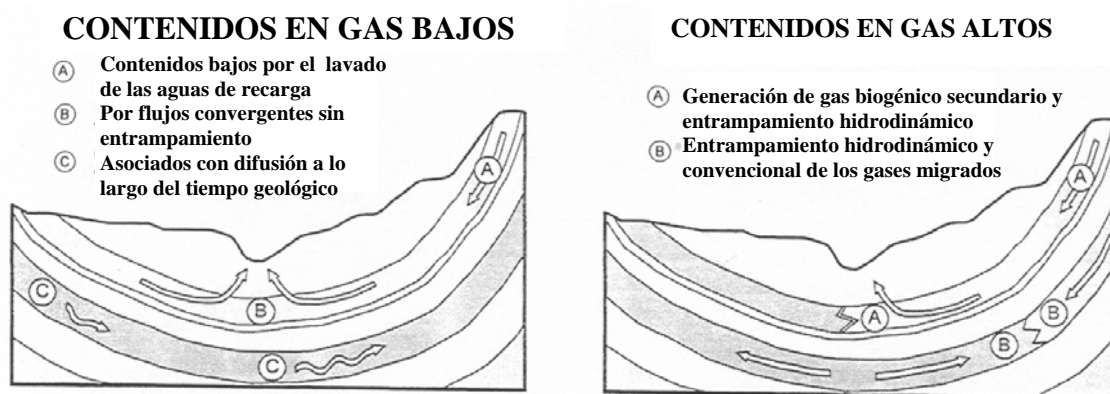


Figura 21 El contenido en gas no es fijo, varía cuando las condiciones de equilibrio del depósito varían. (a) Menores contenidos en gas. (b) Mayores contenidos en gas.

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.

3.7.2 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 7). 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 7 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 8). 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.

Tabla 8 Gradiente vertical de presiones.

Fuente: IEA Coal Research

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

3.7.3 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. 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 esta 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 deposito 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.

3.8 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 = $\sqrt{6 \text{ volumen} / \text{área superficial}}$, 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 en 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 y 1994 sugirieron que podía haber diferencias en la micropermeabilidad causada por las microfracturas y microcavidades del carbón. Por esta razón el flujo del gas en el ámbito de los 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.

3.8.1 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.

3.8.2 Resistencia

En cualquier flujo de fluido, si se incrementa la resistencia desciende 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.

a) 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 desciende con el incremento del rango. Finalmente la solidez aumenta de nuevo en los estadios de semiantracita y antracita.

b) 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

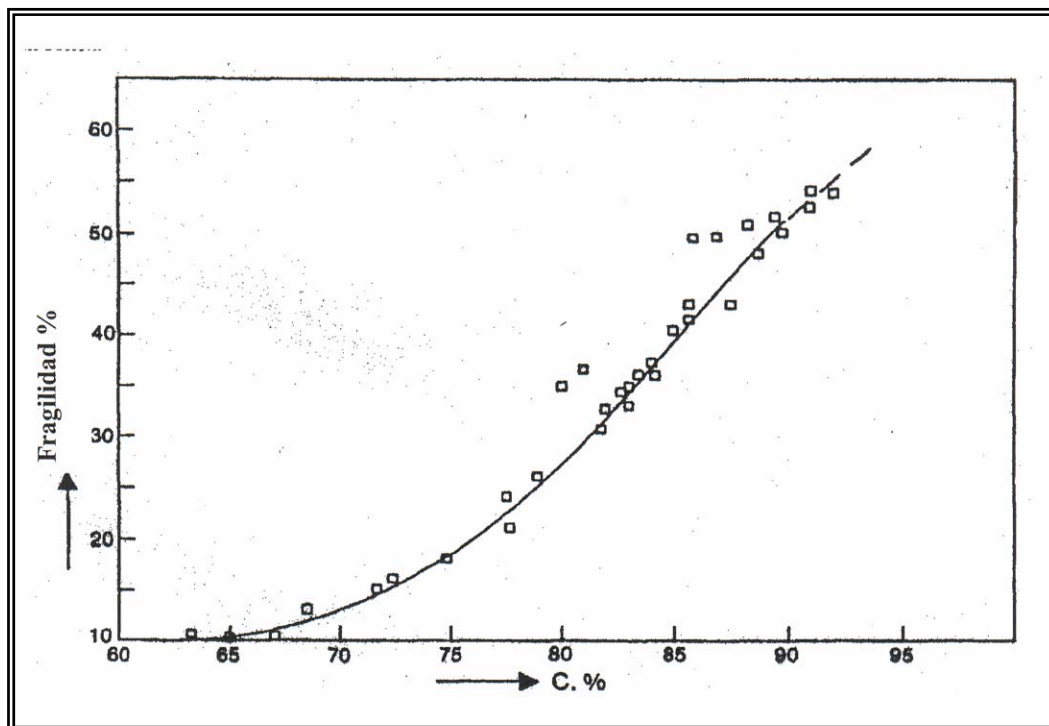


Figura 22. Fragilidad vs rango del carbón.

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

fracturación. Los carbones de bajo rango son dúctiles, y la fragilidad aumenta con el aumento del rango (figura 22), por lo que los carbones de alto rango son más propensos a la formación de fracturas.

c) Formación de fracturas en el carbón:

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

- *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.
- *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.
- *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.

- *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).
- *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.

3.9 Textura de los carbones

La textura del carbón es un factor que pocas veces se ha tenido en cuenta a la hora de estimar la posibilidad de que una determinada capa contuviera gas. Sin embargo, no siendo un factor decisivo para que el carbón contenga metano, sí que lo es para la cantidad de metano almacenada. El descubrimiento de la influencia de la textura se ha producido tras el estudio detallado de las explosiones producidas en las minas subterráneas de carbón.

Explosiones instantáneas en minas de carbón implican expulsiones forzadas y catastróficas de carbón y de enormes cantidades de gas, que suponen un obstáculo minero de primera magnitud. Otros investigadores han estudiado las relaciones entre las explosiones y numerosos factores geológicos, como el espesor de capas de carbón, el rango del carbón, la edad, la profundidad de enterramiento y la distancia a plutones, obteniendo conclusiones diferentes para distintos campos carboníferos a causa de la complejidad de los mecanismos de formación.

Se investigaron en detalle cuatro minas de carbón de la cuenca de Pingdingshan en la provincia china de Henan. Las explosiones de gas y carbón asociados a fallas inversas ocurren prácticamente siempre en el bloque de muro. Se utilizaron datos adicionales de dos minas de la provincia de Sichuan y otra de la provincia de Henan (Fig. 23).

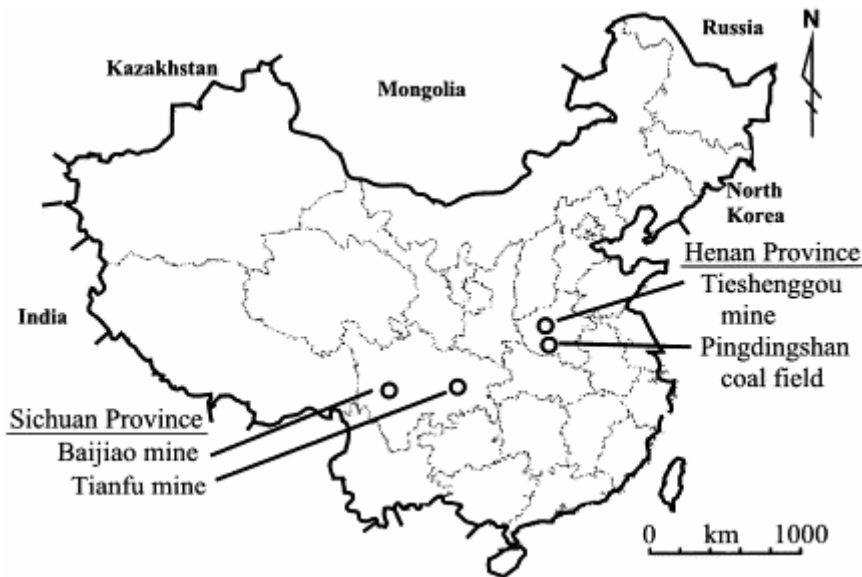
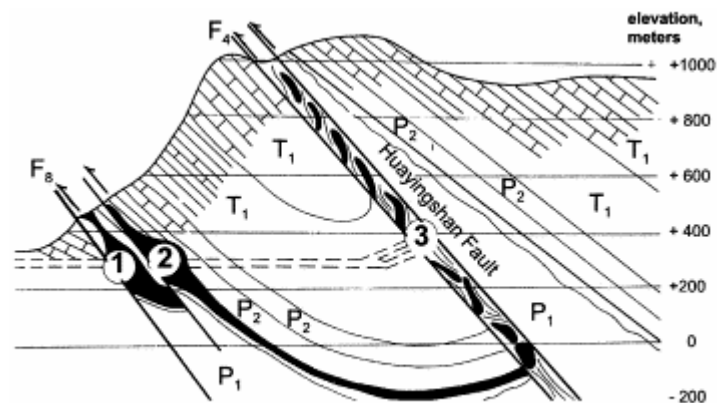


Fig 23 Minas de carbón investigadas en China

Fuente: IEA Coal Research

La primera conclusión que se extrae de la observación de los fenómenos geológico-estructurales es que las capas de carbón en los bloques de muro de las fallas inversas sufren una mayor deformación tectónica que las situadas en el bloque de techo (Fig.24 y 25).



① Outburst number

Fig 24 Localización de explosiones en un corte de geológico de la mina Tianfu. La explosión 1 movió 12 728 toneladas de carbón, la 2 movió 2807 toneladas y la 3, 5000 toneladas. P=Permiano, T=Triásico.

Fuente:

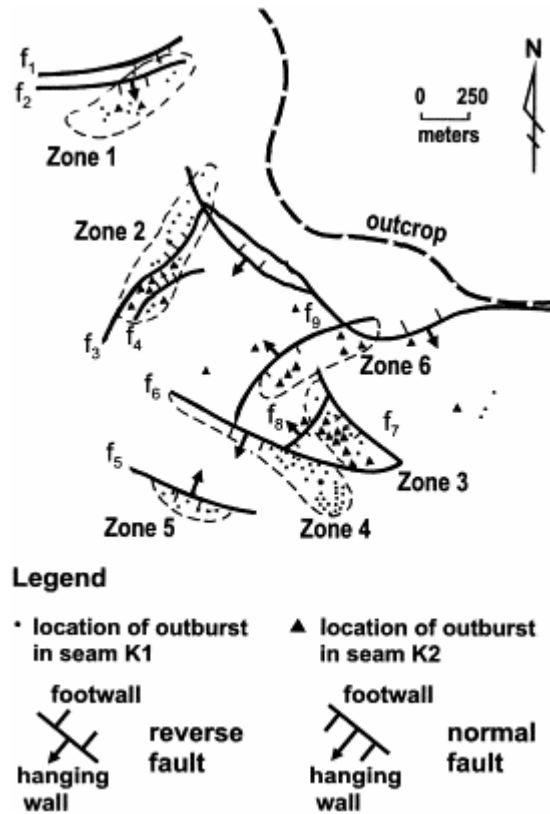


Fig 25 Zonas de explosión asociadas a fallas en la mina de carbón de Baijiao.

Fuente: IEA Coal Research

Las capas de carbón pierden su carácter bandeado y se transforman físicamente en formas alteradas microestructuralmente y caracterizadas como carbón cataclástico, carbón granular y carbón milonítico. Las explosiones siempre ocurrieron en la zona de carbón tectónicamente alterado alrededor de la falla (Fig 26 y 27).

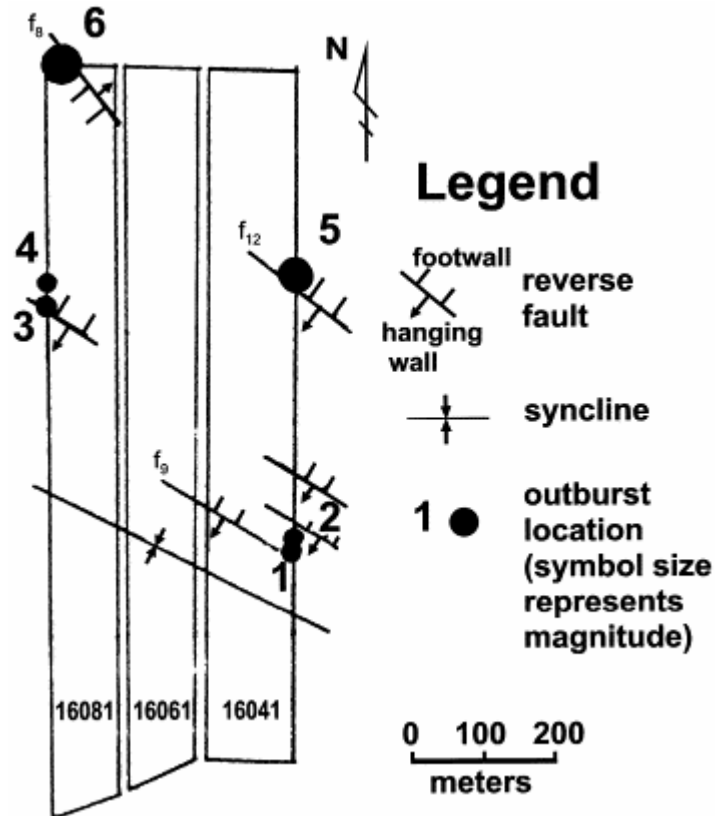


Fig 26 Localización de 6 explosiones en los bloques de muro de fallas inversas en Pingdingshan.

Fuente: IEA Coal Research

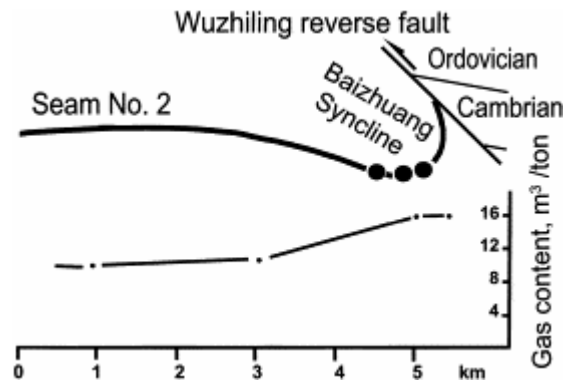


Fig 27 Zona de explosiones localizada en el muro de una falla inversa con su contenido en gas.

Fuente: IEA Coal Research

En segundo lugar, la zona de alteración tectónica en los bloques de muro de las fallas se extiende mucho más lejos de la falla que en los bloques de techo (Fig. 29 y 30). Tercero, si está presente en estas zonas de fallas inversas, el contenido en CBM es siempre mucho mayor en el bloque de muro (Fig. 27). Estos tres factores son los principales controladores de las explosiones de carbón y gas asociados a fallas inversas. A través de su observación, los expertos en seguridad en minas de carbón, pueden limitar la zona de peligro de explosión a áreas más pequeñas.

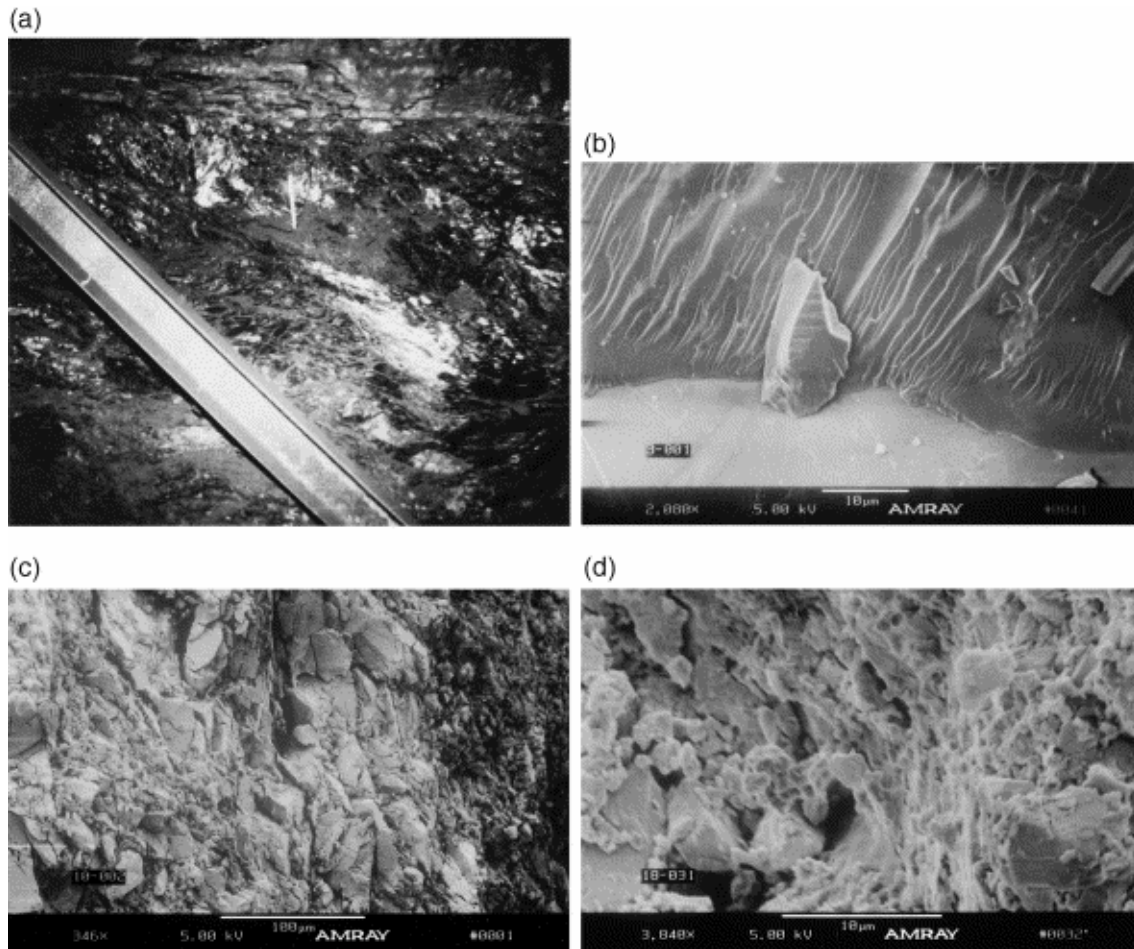


Fig 28 Aspecto de: (a) Falla que separa una zona de carbón normal de una de carbón cataclástico. (b) Textura de carbón normal, con partículas lenticulares y fracturas . (c) Textura de carbón cataclástico por deformación frágil, partículas angulares. (d) Estructuras miloníticas de deformación con aspecto dúctil.

Fuente: IEA Coal Research

En la figura 29 se ilustran las zonas de carbón cataclástico en las minas investigadas en Henan, el corte representado en la figura (D) es de una zona que explotó y causó la muerte de un minero.

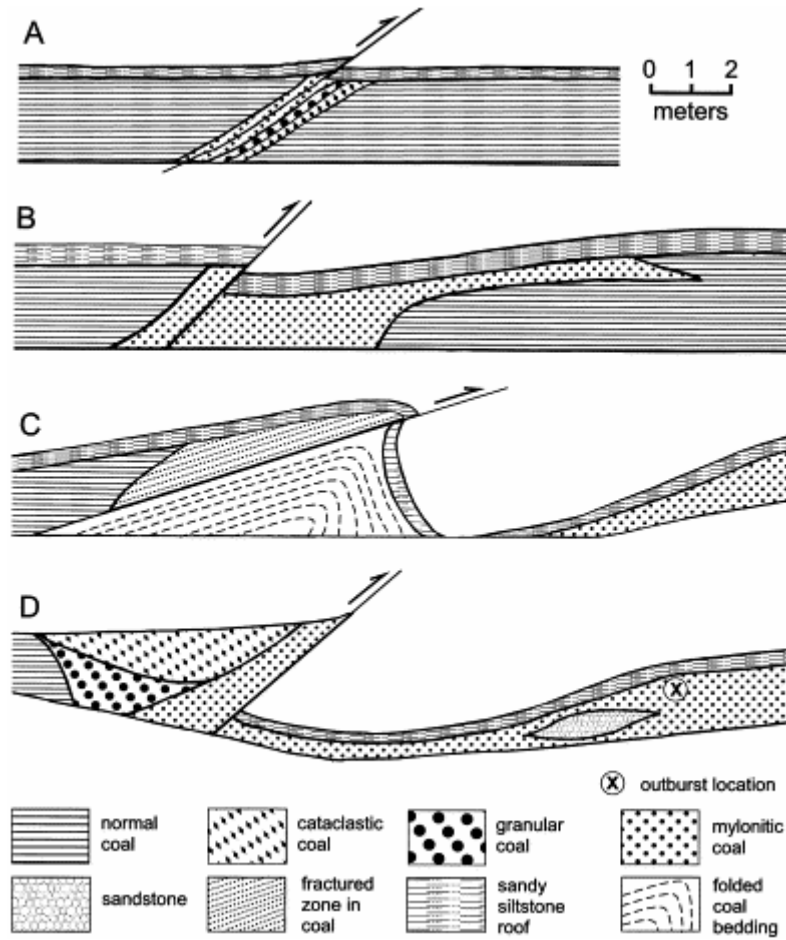


Fig 29 Cortes estructurales de las minas estudiadas en Henan.

Fuente: IEA Coal Research

En la figura 30, se representa un corte esquemático sintético de una falla inversa con carbón asociado. Obsérvese la extensión lateral del carbón cataclástico en el bloque de muro.

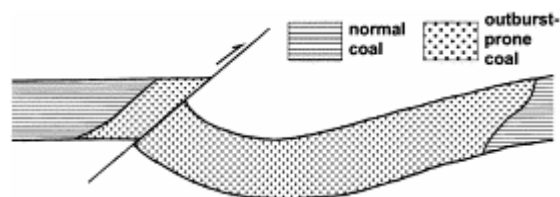


Fig 30 Corte esquemático

Fuente: IEA Coal Research

A continuación se presentan las tablas con los resultados correspondientes a análisis realizados en las minas investigadas:

Tabla 9 Estadísticas de explosiones en la zona minera de Baijiao.

	Normal faults			Reverse and normal faults	Reverse faults	
	Zone 1	Zone 2	Zone 4	Zone 3	Zone 5	Zone 6
Fault type	Normal	Normal	Normal	Reverse	Reverse	Reverse
Outburst location	Hanging wall	Hanging wall	Hanging wall	Footwall	Footwall	Footwall
Maximum outburst magnitude (tons)	62.7	856	2777	2266	1160	Unclear
Mean outburst magnitude (tons)	22.5	234	197	384	584	Unclear
Number larger than 100 tons	0	9	10	10	7	Unclear
Number of outbursts	10	19	32	16	7	6
Percent larger than 100 tons	0	47	31	63	100	

Tabla 10 Variación del coeficiente de fuerza de Protodyakonov, en función de la deformación.

Coal microstructure type, in order of increasing deformation	No. 12 Mine, 1.0% $R_{o \max}$				No. 8 Mine, 1.2% to 1.3% $R_{o \max}$			
	Protodyakonov strength, f'			Number of samples	Protodyakonov strength, f'			Number of samples
	Mean	Std. dev.	Range		Mean	Std. dev.	Range	
Normal	0.54	0.134	0.39–0.94	37	0.48	0.080	0.24–0.66	65
Cataclastic	0.41	0.114	0.18–0.83	53	0.35	0.104	0.11–0.59	50
Granular	0.23	0.138	0.12–0.52	40	0.16	0.035	0.08–0.25	64
Mylonitic	0.15	0.055	0.10–0.36	34	0.15	0.041	0.09–0.26	23

Tabla 11 Variación del índice de emisión de gas con la deformación microestructural.

Coal microstructure type, in order of increasing deformation	No. 12 Mine, 1.0% $R_{o \max}$				No. 8 Mine, 1.2% to 1.3% $R_{o \max}$			
	Δp_{10-60}			Number of samples	Δp_{10-60}			Number of samples
	Mean	Std. dev.	Range		Mean	Std. dev.	Range	
Normal	3.7	1.76	2.0–8.0	19	7.5	1.85	4.0–13.0	42
Cataclastic	4.0	1.54	2.0–8.0	42	9.6	3.52	4.0–19.0	29
Granular	6.0	2.99	2.5–17.0	28	13.8	3.70	5.0–23.5	44
Mylonitic	7.9	3.14	3.0–15.5	24	13.1	2.37	9.0–16.5	14

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 delineación 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 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 termino 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.

4.1.1 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:

- a) Área del drenaje del pozo o depósito
- b) Espesor bruto de la roca del depósito
- c) Densidad media de la roca
- d) 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 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/ton

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 12 Recursos de carbón y de gas en la formación de San Juan Basin Fruitland.

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

Fuente: IEA Coal Research

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.

4.1.2 Ecuaciones modificadas del cálculo de gas in situ

4.1.2.1 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.

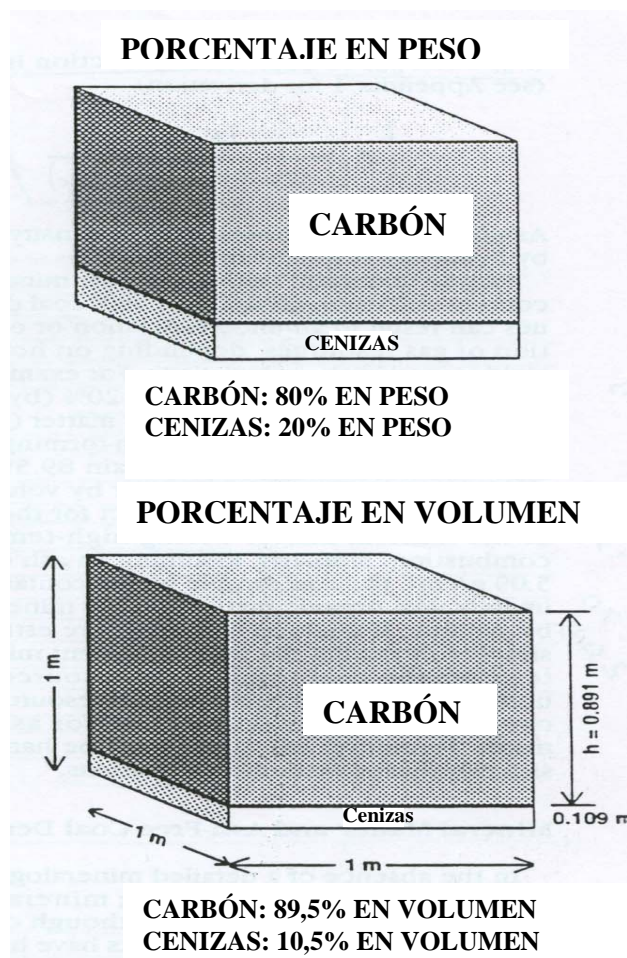


Figura 31 Relación entre el porcentaje en peso y el porcentaje en volumen de cenizas.

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 31). 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.

4.1.2.2 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.

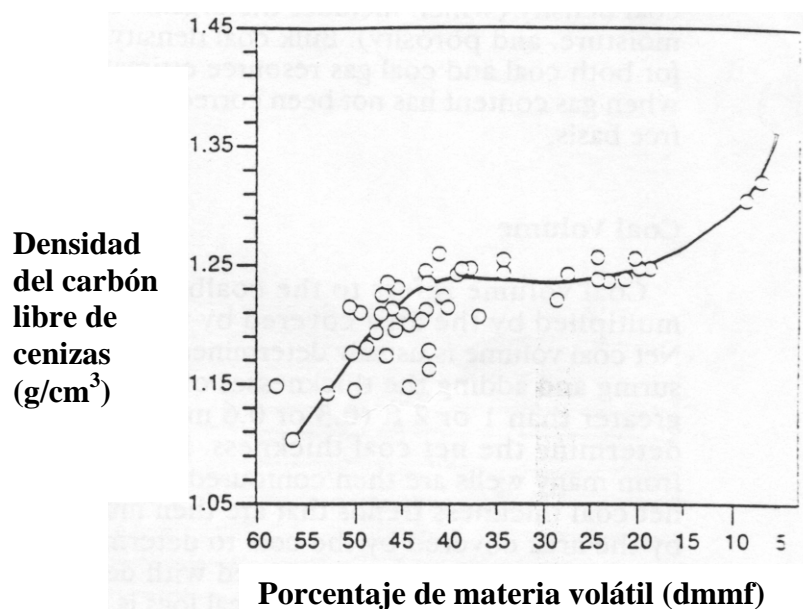


Figura 32 Cambios de la densidad con la materia volátil.

Fuente: Scott, Zhou and Levine (1995)

Mahajan en 1989 determinaba la densidad bruta del carbón utilizando el contenido en materia volátil (figura 32). 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. El bitumen tiene una densidad (1 g/cm^3) 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:

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

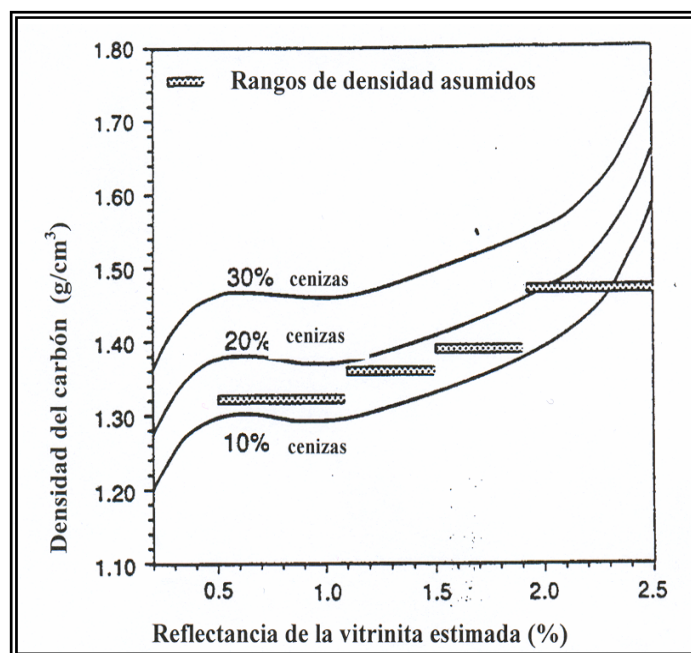


Figura 33 Variaciones de la densidad con la reflectancia de la vitrinita
Fuente: Scott, Zhou and Levine (1995).

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 33. 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%.

4.1.2.3 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 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 (carbón y cenizas) ρ_b y densidad del carbón libre de cenizas (carbón y porosidad) ρ_c e incluyen un factor de corrección volumétrico (F_{vc}) en el contenido de materia mineral para corregir la potencia acumulada.

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

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

4.1.3 Área de drenaje de la reserva.

Los métodos comunes del análisis del cálculo 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 espaciado de los pozos. La figura 34 es una sección transversal esquemática de un depósito de gas en carbón (CBM) que ilustra varios tipos comunes de estructuras 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.

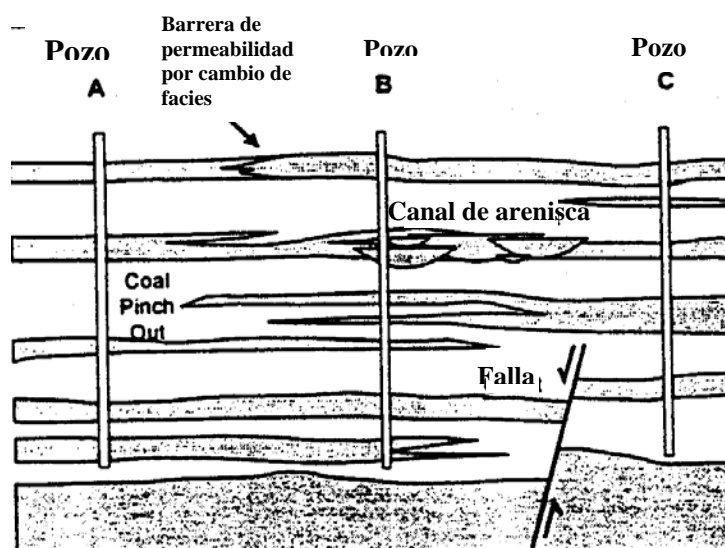


Figura 34 Geometría de la reserva de la capa de carbón.

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.

4.1.4 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 35 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.

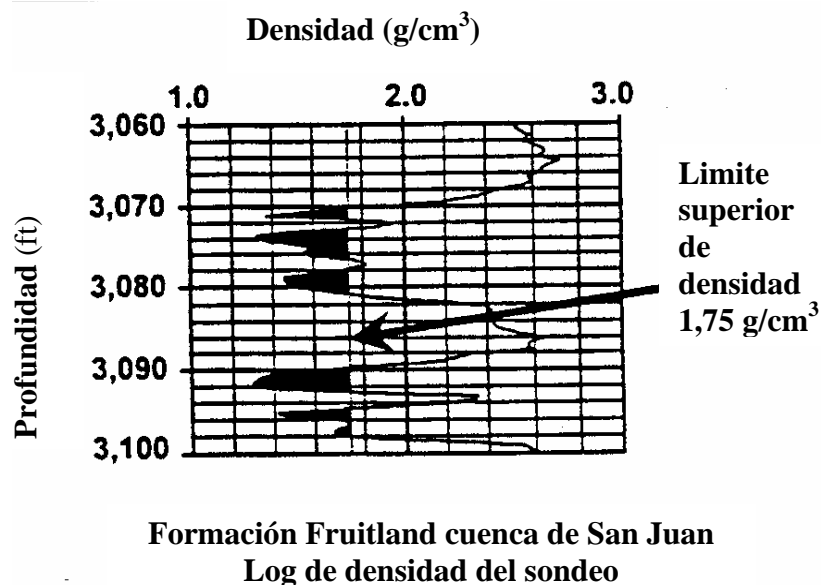


Figura 35 Análisis del espesor de la capa de carbón.

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

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.

La figura 36 muestra un histograma de la distribución del gas in situ para el depósito 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)

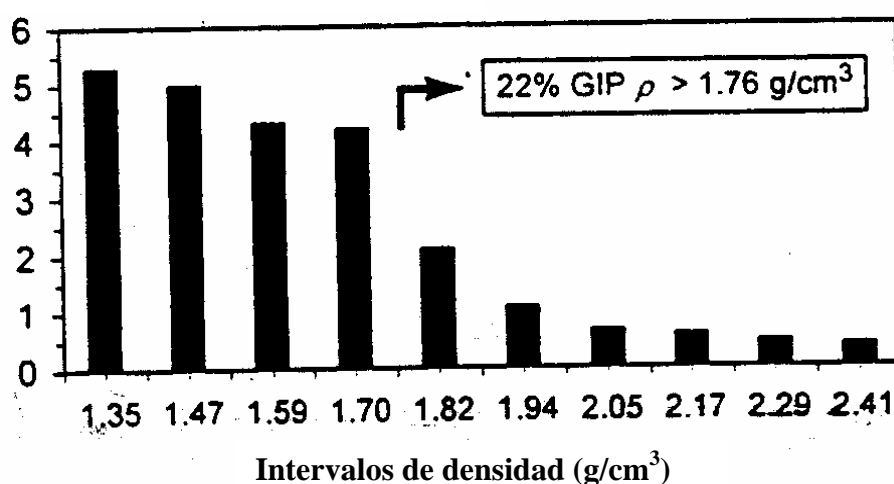


Figura 36 Distribución del gas-in situ según los intervalos de densidad.

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

4.1.5 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 tabla 13 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 13 Propiedades de las formaciones de reservas de CBM en San Juan Basin Fruitland.

Nombre del pozo	Intervalo	Contenido medio en cenizas %	Densidad in situ media (g/cm ³)	Contenido de gas in situ medio (scf/ton)
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

Fuente: IEA Coal Research

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 $2,497 \text{ g/cm}^3$. El valor de la densidad estimada a ojo varía de $1,32$ a $1,36 \text{ g/cm}^3$ 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 (ver figura 24) 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 $1,83 \text{ g/cm}^3$. 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 de 1975, quien estimó una densidad de $1,32 \text{ g/cm}^3$ para los carbones bituminosos y de $1,47 \text{ g/cm}^3$ para las antracitas y semiantracitas. Levine (1991 a) 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 en 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.

4.1.6 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 más, 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, 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 adsorptiva 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 en 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.

4.1.6.1 Determinación del contenido de gas por testigo a presión

El método de testigo a presión requiere el entrampamiento de una muestra de un sondeo con un barrenado 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.

4.1.6.2 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.

4.1.6.3 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 desorbómetro (Fig 37)

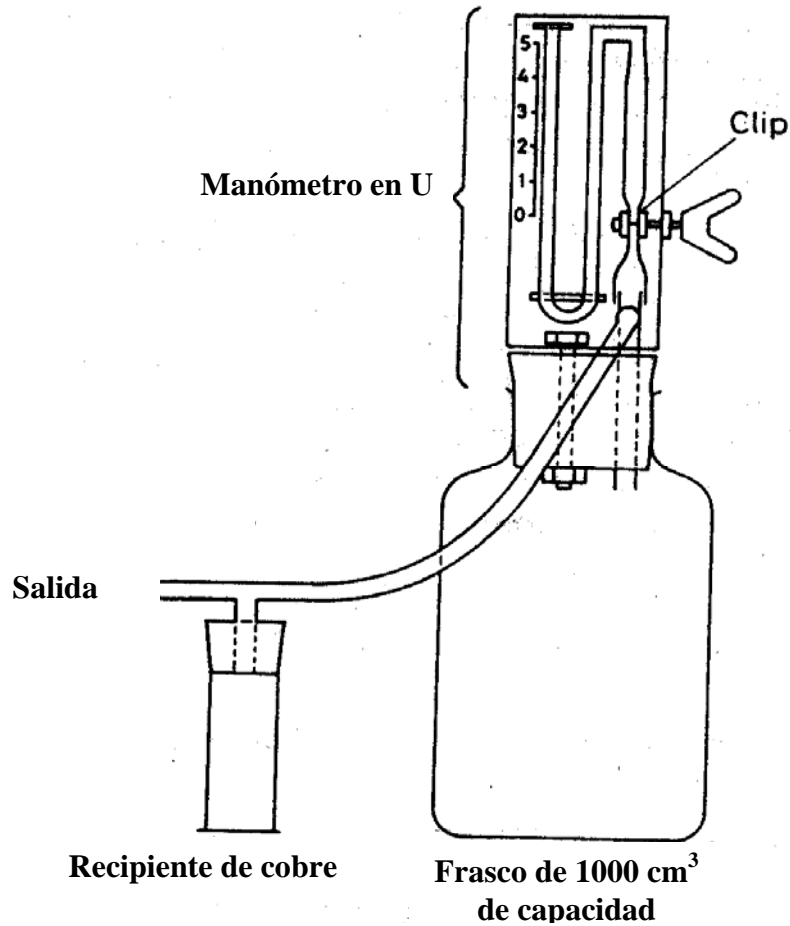


Figura 37 Desorbómetro.

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 desorbida 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 (Fig. 30.).

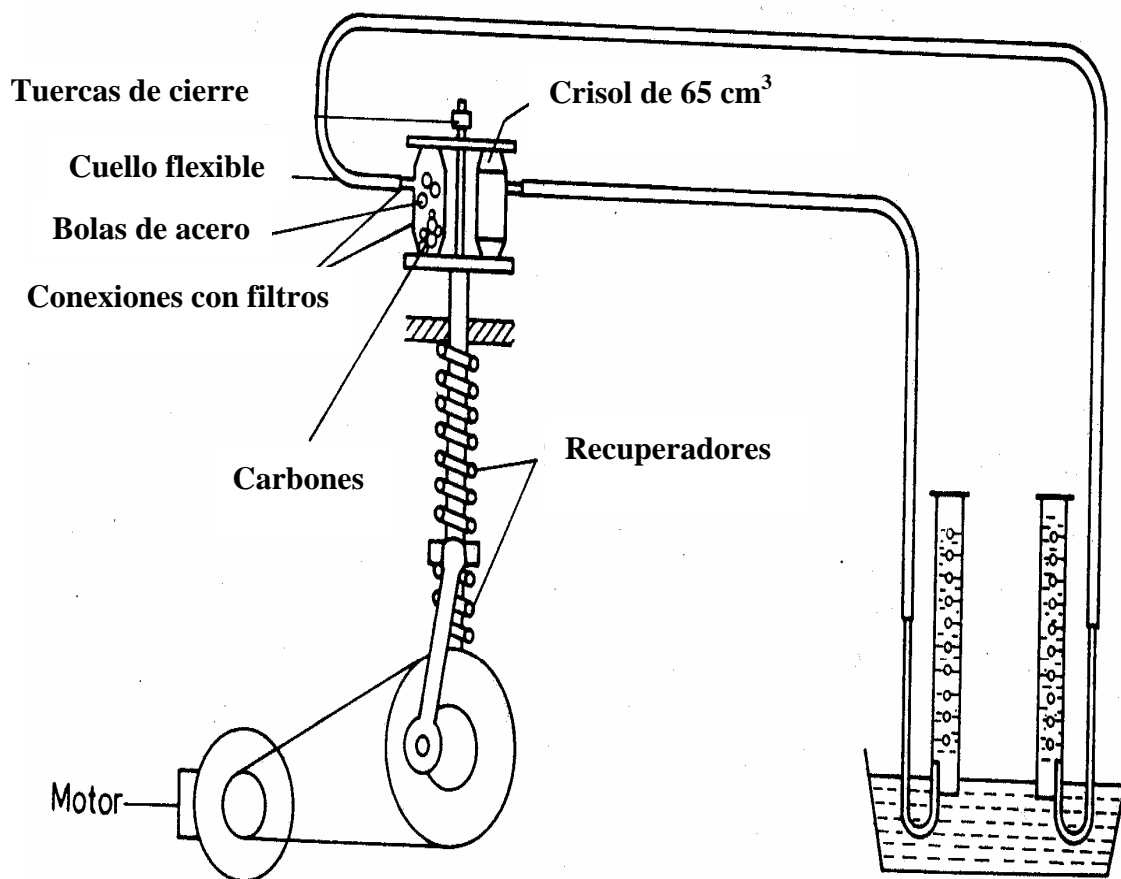


Figura 38 Determinación del contenido en gas de la muestra por trituración.

Fuente: Verat Didari y Gunduz Okten (1991)

4.1.6.4 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 14 Valores del volumen de gas residual

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 %

Fuente: IEA Coal Research

Los datos de la tabla 11 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.

4.1.6.5 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 31 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

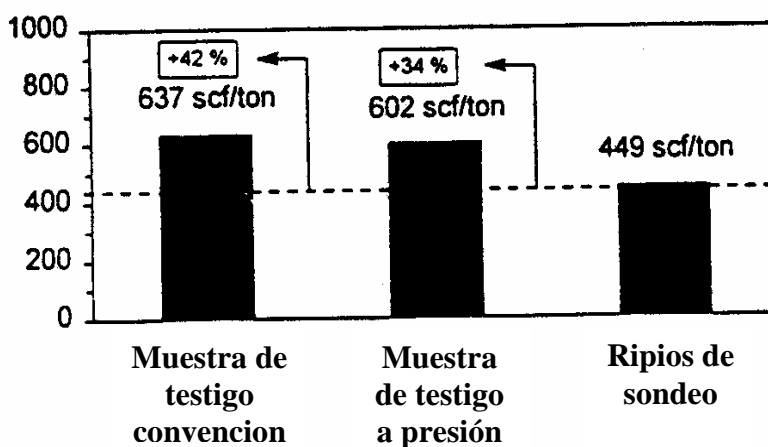


Figura 39 Comparación de los valores de contenido de gas usando diferentes métodos de análisis.

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

La figura 39 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 40 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 S. 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.

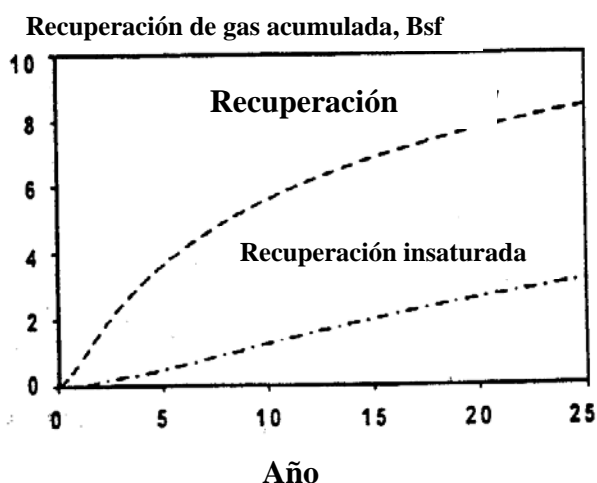


Figura 40 Comparación de las producciones de gas entre capas saturadas e insaturadas.

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

4.1.6.6 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 vulgarmente como los 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 41 muestra que la exactitud de la estimación del volumen de gas perdido mayor (el más próximo a los valores 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 de muestras de testigos a presión y de datos de adsorción isotérmica, medidos en las condiciones de los depósitos in situ.

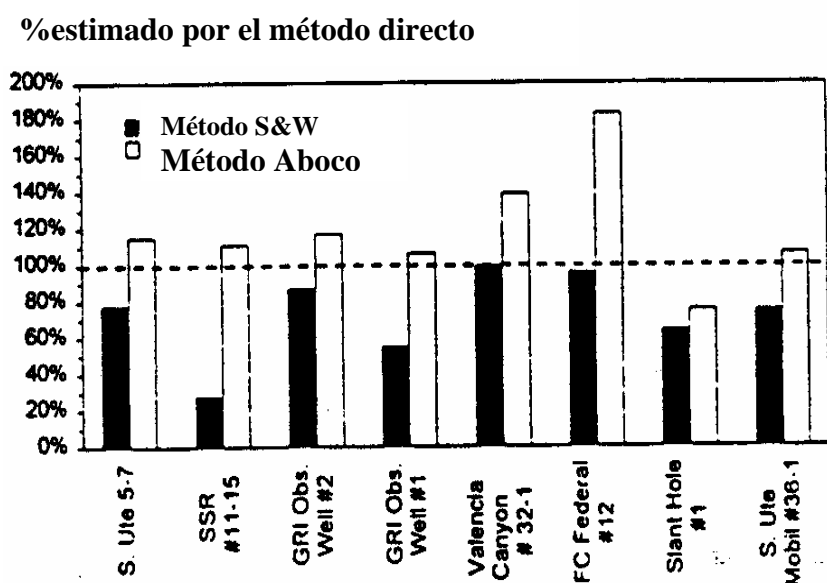


Figura 41 Comparación de las estimaciones del contenido en gas mediante testigo convencional y Benchmark.

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 42 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.

4.1.6.7 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 afecta a 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*.

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 42 ilustra la conducta de la temperatura del núcleo de carbón de S. Juan durante el intervalo de tiempo (enfriamiento) de la extracción del testigo. La figura 42 ilustra los resultados obtenidos

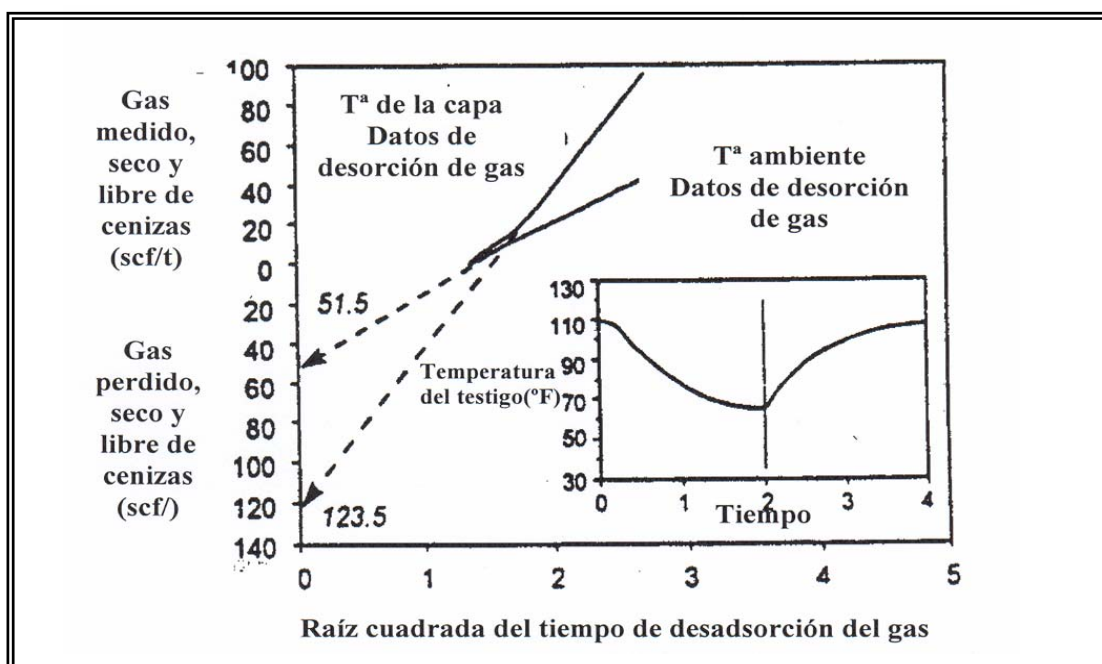


Figura 42 Efecto de la temperatura en la estimación del gas perdido.

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

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 S. Juan mantenidos en el depósito a las condiciones de temperatura de superficie.

Para los datos representados en la figura 42, 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.

4.1.6.8 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 43 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.

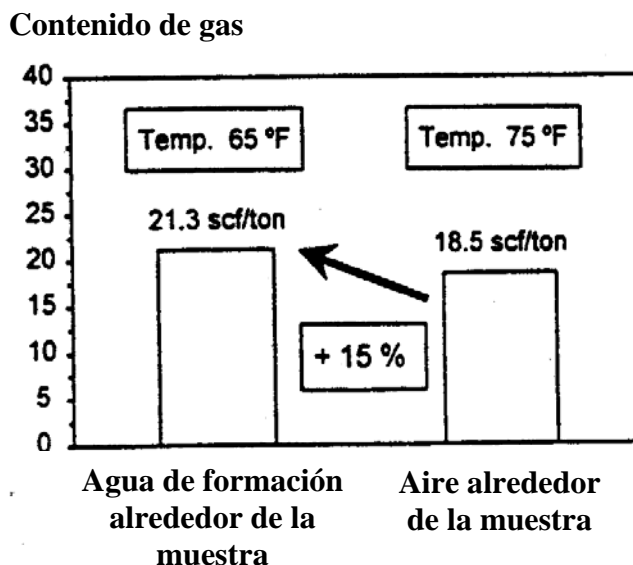


Figura 43 Efecto de la oxidación del aire en los valores de gas contenido según el método directo.

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.

4.1.6.8 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 43) afectan significativamente la exactitud de los resultados del análisis de contenido en gas del método directo. La siguiente tabla 15 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 15 Errores en la estimación del contenido en gas por el método directo.

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)

Fuente: IEA Coal Research

4.1.7 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 16 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 16 Serie protocolaria de análisis de reservas de CBM.

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.

Fuente: IEA Coal Research

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. La experiencia obtenida en los yacimientos múltiples de Black Warrior Basin ha sido descrita en la guía Coalbed Methane Operations. La guía da una información práctica de la ubicación, perforación y producción de los pozos de CBM. Logan en 1993 también describió muchos detalles de la técnica de perforación de pozos. Schraufnagel en 1993 describió la producción comercial del CBM en EE.UU. y dio detalles de los tipos de equipo utilizado.

5.1 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. 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.

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. Lambert en 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 en 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.

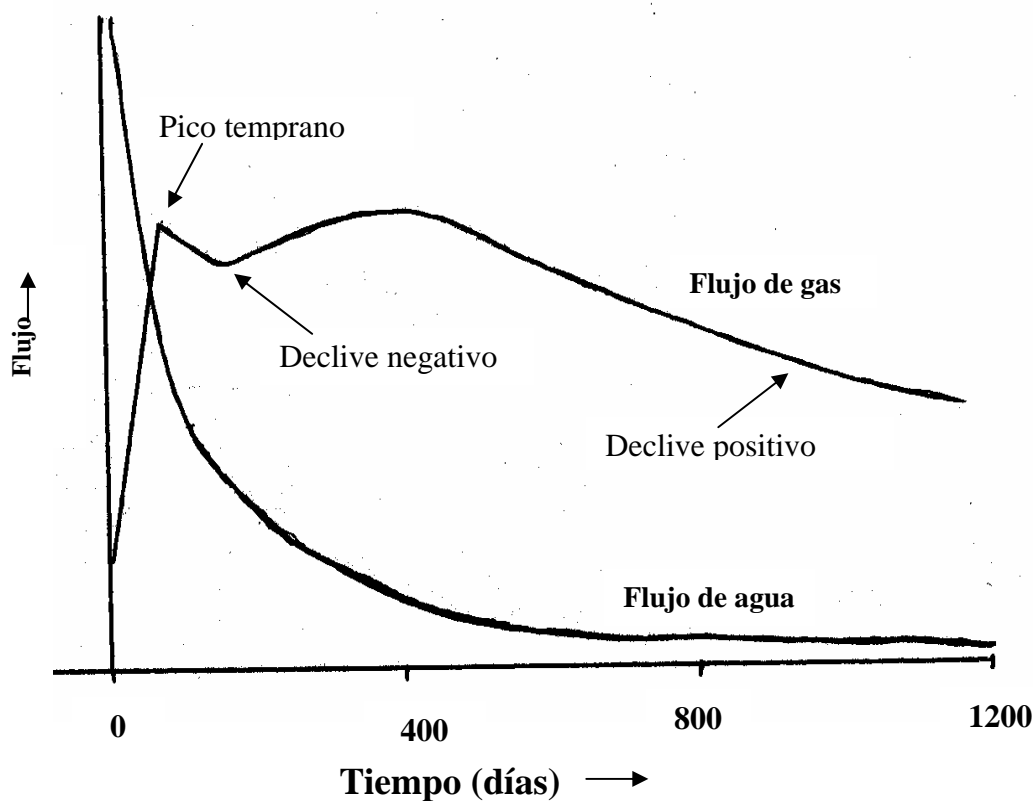


Figura 44 Producción de gas y agua de un pozo.

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. 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. 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 44 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.

5.2 Espaciado de pozos

Ertekin en 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. 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 45. 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.

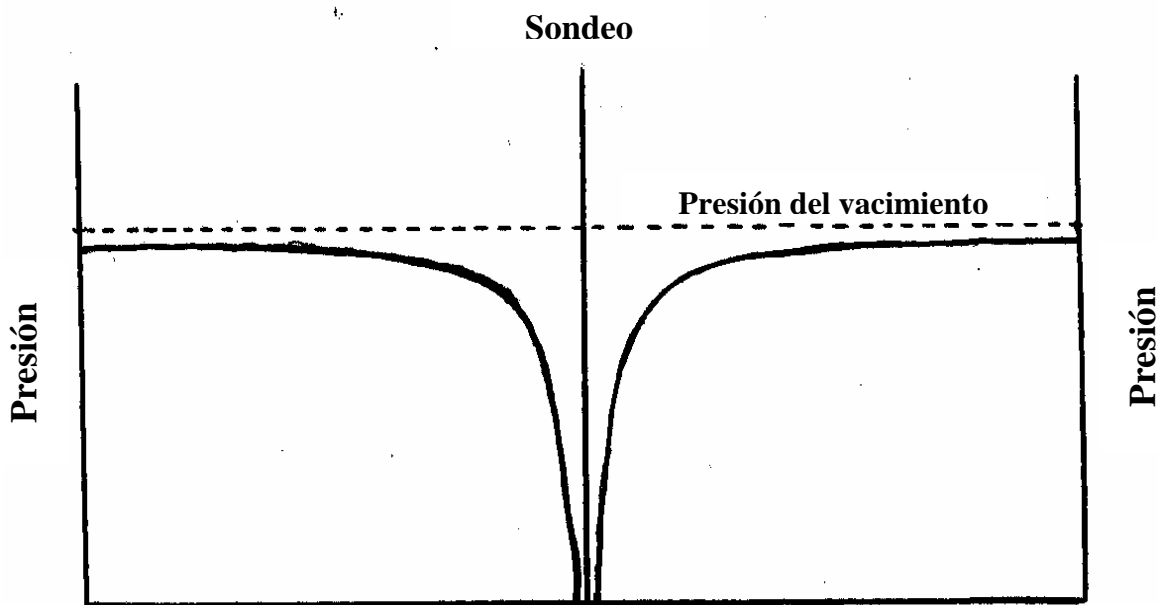


Figura 45 Caída de presión con un pozo.

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

Zuber en 1990 usó 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 46 muestra la sensibilidad de la producción de gas con el espaciado de pozo basada en la simulación de Zuber de 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 en 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 en 1993 considero 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.

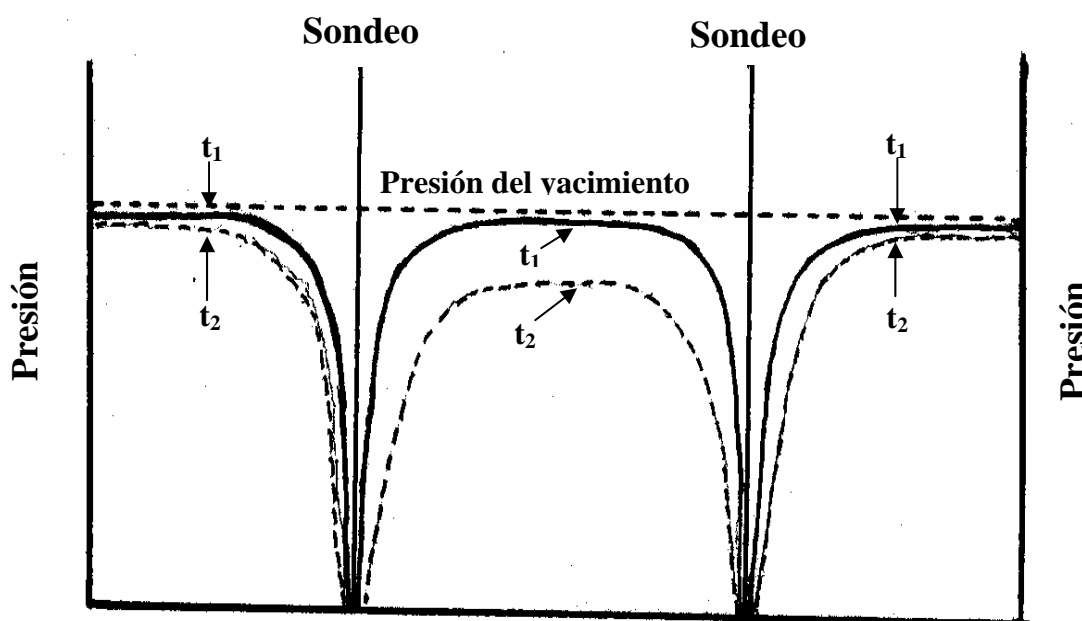


Figura 46 Caída de presión con dos pozos

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.

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 en 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.

5.3 *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. 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 en 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 en 1987 sugirió que algunos pedazos de carbón podían bloquear las fracturas y los finos podían taponar los extremos, incluso restringiendo su longitud. Jeffrey en 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. 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 en 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 en 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 permanecer 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

5.3.1 Geometría de fractura

El diseño de un tratamiento de fracturación depende de la profundidad, el espesor y la estratigrafía del depósito de carbón. Holditch en 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.

Los 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 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. Sin embargo, Steidl 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 en 1987 y, Steidl en 1991 y 1993, observaron que muchas de las fracturas y arena propagada estaban presentes en la roca de techo o en la de separación. Jeffrey en 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 en 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 da más detalles de esta técnica que se llama *acceso restringido*. Spafford también nota que la facturación hidráulica puede ser dirigida dentro de las rocas interiores de la cuenca de carbón en vez de directamente dentro del carbón. Esto puede ser útil para evitar la producción de finos de carbón. Las condiciones de esfuerzo deben ser adecuadas para el éxito de esta técnica; no deben presentarse barreras de fracturas verticales.

5.3.2 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. 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 en 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 en 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 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 en 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 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 en 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 en 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.

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 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 en 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/d). 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.

5.3.3 Estimación de parámetros de la fracturación hidráulica

Las pruebas de microfracturación, que son una serie de tests de bombeo, se llevan a cabo antes del diseño del tratamiento de fracturación. Estos test pueden ayudar a obtener importantes datos para la planificación de la simulación de fracturas. La prueba de microfracturación puede mejorar el diseño y la implementación del tratamiento de fracturación hidráulica, ayudando a:

- Estimar el gradiente de fracturación
- Estimar la invasión de fluido
- Estimar la presión de cierre de fracturas
- Estimar las fracturas de alta presión

La siguiente tabla muestra los tipos de test de microfracturación y los datos que se puede obtener de ellos.

Tabla 17 Pruebas realizadas en test de microfracturación.

PRUEBAS DE MICROFRACTURACIÓN	
Tipo de microfracturación	Datos obtenidos
Prueba de Step Rate	Presión de fracturación*
Prueba de bombeo y flujo de vuelta o de bombeo y cierre	Presión de cierre de fracturas**
Prueba de la pérdida de presión en las microfracturas	Eficiencia del fluido
Prueba de bombeo y cierre de larga duración	Coefficiente de pérdida de fluido, anchura de fracturas, longitud y tiempo de cierre

* La presión de fracturación de un carbón es la presión requerida para crear una fractura. Es igual al gradiente de fracturación multiplicado por la profundidad del carbón.

** La presión de cierre de fracturas es aquélla a la que los esfuerzos en el carbón causan que la fractura inducida cierre sobre el propano. Esta presión de cierre de fracturas es menor que la presión de fracturación.

Basadas en la experiencia del Black Warrior Basin, las líneas maestras que se exponen a continuación, ayudarán a la realización de un test de microfracturación:

- **Usar pruebas de bombeo y cierre mejor que las pruebas de bombeo y flujo de vuelta.** Tradicionalmente, los operarios han usado la prueba de bombeo y flujo de vuelta para determinar la presión de cierre de fracturas en formaciones de baja

permeabilidad (con poca pérdida de fluido). Sin embargo, las pruebas de bombeo y cierre son mucho más efectivas en almacenes del tipo del carbón, ya que sufren una alta pérdida de fluido. Estas pruebas proporcionan datos muy útiles de presiones llamados “**Presión de cierre estimada**” (en literatura anglosajona ECP, “Estimated closure pressure”). Estos datos se obtienen nada más comenzar el declive de presión en un test de bombeo y cierre y, por tanto, se perdería en un test de bombeo y flujo de vuelta.

- **Dar instrucciones a la compañía ejecutora de las pruebas de usar equipos digitales para el registro de valores de presión cada pocos segundos.** Esto es necesario para obtener suficientes datos para la estimación de la “**Presión efectiva de cierre**”, que funcione mejor con el ritmo de pérdida del fluido que se lleve durante el proceso de inyección. Esta presión se puede obtener durante los primeros minutos de la prueba, con lo que serán necesarios suficientes datos para un análisis preciso.
- **Usar el mismo fluido de fracturación y ritmo de inyección que se esté planeando para el tratamiento de estimulación.** Debido a la pérdida de fluido en las capas de carbón se limita al sistema de fracturas, el ritmo de pérdida no se controla mediante filtro en la cara de la fractura. La viscosidad del fluido juega un importante papel en la pérdida, ya que los fluidos más viscosos tienden a exhibir menor pérdida.

En los almacenes convencionales (rocas porosas), pequeños cambios en la presión de fondo no significan una alteración en el coeficiente de pérdida. Sin embargo, el sistema de fracturas naturales de los carbones, puede tender a “abrirse” más y permitir una mayor pérdida de fluido si la presión de fondo se incrementa en un pequeño porcentaje.

5.3.3.1 Programación del diseño de tratamiento por fracturación

El diseño de un tratamiento efectivo por fracturación es un proceso complejo que requiere un concienzudo análisis de las propiedades de la formación, diseño del sondeo y métodos y materiales para la fracturación. Como los requerimientos para cada trabajo de fracturación son distintos, la combinación de materiales y métodos que se decida usar, determinará el éxito o el fracaso del tratamiento.

Esta guía no proporciona procedimientos específicos para el diseño de un tratamiento de fracturación. Para una mayor asistencia en el diseño de un tratamiento, se pueden consultar varias fuentes. Se puede contactar con una compañía de servicios o con una consultora con experiencia en pozos de CBM por fracturación. También se puede hablar con otros operadores de la misma zona y aprender que tipos de diseño de fracturación se han mostrado eficaces para ellos.

Además, se puede usar uno de los muchos modelos de simulación de fracturas de los que están a la venta para probar diversos diseños de tratamiento. Aunque se puede diseñar un tratamiento de fracturación mediante cálculos a mano y métodos gráficos, el uso de software de diseño de tratamientos permitirá una mayor velocidad a la hora de evaluar los efectos de muchas variables y condiciones de diseño.

La información que se necesitará para diseñar un tratamiento de fracturación, se muestra en la siguiente tabla, y son desarrollados con posterioridad:

Tabla 18 Información necesaria para diseñar un tratamiento de fracturación

INFORMACIÓN NECESARIA PARA EL DISEÑO DE UN TRATAMIENTO DE FRACTURACIÓN	
Información	Método de obtención
Potencia del carbón	Sondas log, análisis de muestras
Permeabilidad del carbón	Análisis de muestras y test en pozos
Temperatura del carbón	Sondas log
Propiedades mecánicas del carbón y de las formaciones adyacentes	Pruebas de microfracturación, análisis de muestras
Emisión de fluidos de fracturación	Pruebas de microfracturación
Gradiente de fracturas en el carbón	Pruebas de microfracturación
Longitud y altura de las fracturas	Longitud: Software de diseño de fracturas Altura: Sondas log, test de microfracturas
Localización, número y tamaño de las perforaciones	Diseño completo de operación
Configuración mecánica del sondeo	Diseño completo de operación
Fluidos de fracturación	Compañías de servicios
Aditivos del fluido de fracturación	Compañías de servicios
Propantes de fracturación	Compañías de servicios
Horario de bombeo	Diseño completo de operación

5.3.4 Diseño del tratamiento

El **espesor del carbón** afectará al número y tipo de perforaciones que se efectúen a lo largo del paquete carbonoso. Por ejemplo, si un paquete es relativamente grueso y compuesto de muchos pasos poco potentes, el método de fracturación con entrada limitada será el más efectivo para acceder a la formación. Sin embargo, si el paquete es poco potente, el método de entrada en zona individual será más efectivo.

La potencia del carbón también afectará a los costes del diseño de fracturación. Debido a que el grosor del carbón afecta a la recuperación de gas, es un factor importante en la determinación de la longitud de fractura necesaria para hacer un pozo económico. En general, cuanta más longitud de fractura se necesite, mayor será el costo del tratamiento. Para seleccionar una longitud de fractura adecuada, se pueden llevar a cabo análisis de sensibilidad para comparar el incremento de costo para una mayor longitud de fractura con el incremento esperado en la recuperación de gas.

Para pozos convencionales, se puede usar la **permeabilidad de la formación** para estimar el incremento de producción a través de un tratamiento de perforación. Sin embargo, para pozos de CBM, la permeabilidad tan sólo es útil para estimar el volumen de la invasión de fluido durante el tratamiento de fracturación.

Ya que la mayor parte de las capas de carbón están a relativamente poca profundidad, la temperatura de la formación no provoca la degradación prematura del fluido de fracturación. Sin embargo, se debe considerar la relativamente baja temperatura a la hora de diseñar el horario de los rompedores de gel, ya que esta temperatura no proporciona mucha ayuda para su trabajo. La temperatura de circulación en fondo es habitualmente registrada. Hay que asegurarse de que este registro tiene en cuenta el tiempo que pasa entre la circulación y el momento del registro. Es frecuente que no se tenga en cuenta este tiempo y la temperatura de fondo sea subestimada.

Las **propiedades mecánicas de las rocas**, Módulo de Young y Coeficiente de Poisson, se necesitan para el cálculo de propagación de fracturas en las simulaciones. El gradiente de las fracturas de una formación es función de estas dos propiedades.

La altura vertical de la fractura en un pozo de CBM será frecuentemente mayor que la potencia del carbón. La altura que alcanzará la fractura depende directamente de los esfuerzos en los estratos inmediatamente inferiores y superiores a la capa de carbón. Las zonas más potentes y afectadas por los esfuerzos tenderán habitualmente a confinar las fracturas, mientras que las más delgadas y menos afectadas por los esfuerzos favorecerán el crecimiento de la fracturación.

Cuando se esté diseñando un tratamiento de fracturación, es muy útil determinar la altura de las fracturas. Ésta se puede estimar mediante pruebas de microfracturación en las zonas adyacentes a la capa de carbón; es decir, al muro y al techo.

En muchos tratamientos de CBM con fracturación, el fluido de fracturación es absorbido por la capa de carbón simplemente porque las capas adyacentes son demasiado impermeables como para aceptar al fluido. La cantidad de fluido absorbido por la capa es clave en el diseño de la fracturación. Esta cantidad determinará **la eficiencia del fluido**, que es el **cociente** entre el **volumen de la fractura inducida** y el **volumen de fluido bombeado**. Si la eficiencia calculada es inferior a la real, el tratamiento puede fracasar. Además, la cantidad de fluido absorbido, puede influir en el tiempo de cierre de la fractura, afectando a la distribución del propante dentro de la fractura.

El volumen de fluido inyectado depende de la viscosidad y la capacidad de circular por la fractura sin ser absorbido del propio fluido de fracturación, de la viscosidad y compresibilidad del fluido de formación y de la permeabilidad relativa de ambos. Aunque las propiedades de los fluidos de formación y fracturación son habitualmente determinadas con precisión, los efectos de la permeabilidad relativa son más difíciles de determinar. La permeabilidad del carbón es una función de las fracturas naturales del mismo, y estimar las pérdidas de fluido para una formación con fracturación natural es más difícil que hacerlo para un almacén que previamente no esté fracturado.

Para definir mejor las características de los fluidos para carbones, Amoco llevó a cabo un estudio de campo en Oak Grove Field (Black Warrior Basin). El estudio concluyó que las eficiencias de fluidos obtenidas por test de microfracturación no son siempre precisas. La imprecisión es provocada no sólo por las fracturas naturales del carbón, sino también por la dependencia de la permeabilidad del carbón respecto de la presión y por la tendencia del propante a dejar huecos por los ensanchamientos de las fracturas.

El **gradiente de las fracturas de una capa de carbón** o de otra formación puede estar determinado por los test de microfracturación, comentados anteriormente. Se puede estimar el gradiente de fracturación mediante una medida de la “**presión de cierre instantáneo**” (en literatura anglosajona ISIP, de “Instantaneous Shut In Pressure”). Un ISIP es simplemente la presión necesaria para fracturar la roca menos la presión de fricción que hay que vencer durante el bombeo. En la figura 47 se puede ver un ISIP.

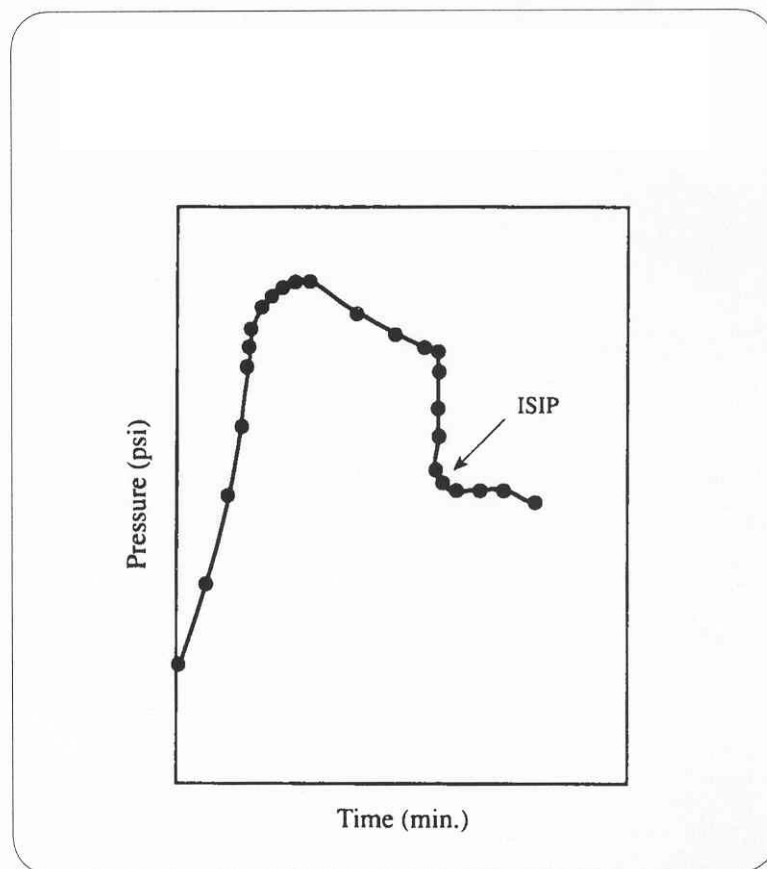


Figura 47 Representación de un ISIP en un diagrama Tiempo - Presión

Fuente: Gas Research Institute. A guide to CBM.

Para obtener un ISIP hay que seguir los siguientes pasos:

- 1- Inyectar fluidos en ritmo suficiente para fracturar la formación.
- 2- Una vez alcanzado este ritmo, cerrar rápidamente las bombas.
- 3- Registrar la presión de bombeo en superficie en el momento del cierre de las bombas.

Después de haber obtenido el ISIP, se puede calcular fácilmente el **gradiente de fracturación de la formación**, que es el cociente entre la suma del ISIP más la presión hidrostática del fluido (P_h) de fracturación en el pozo y la profundidad del carbón (D_c).

$$\text{Gradiente de fracturación} = (\text{ISIP} + P_h) / D_c$$

Una vez obtenido el gradiente, se calcula la presión de tratamiento del fondo (BHTM), como el producto del gradiente por la profundidad. También se puede calcular la presión de tratamiento en superficie (SIP) restandole a la BHTM la presión hidrostática del fluido en el entubado, la caída de presión a través de las perforaciones (P_p) y la caída de presión en los tubos (P_t).

$$\text{BHTP} = \text{GF} \times D_c$$

$$\text{SIP} = \text{BHTP} - (P_h + P_p + P_t)$$

Dos de los factores más importantes en el diseño de un tratamiento de fracturación, son la **longitud de fractura** deseada y la **altura máxima de fractura esperada**. La longitud óptima de fractura depende de la permeabilidad y del contenido en gas del carbón. Para determinar esta longitud, se puede poner en práctica una simulación a través de un modelo, que establecerá recuperaciones de gas para distintas longitudes de fractura y una permeabilidad dada. La longitud óptima es aquella a partir de la cual, se obtienen muy pequeños incrementos de gas recuperado.

La altura hasta la que crecerá la fractura depende de las propiedades mecánicas de las formaciones adyacentes al carbón. Si la altura de la fracturación es estimada incorrectamente, entonces la longitud de fractura será diferente a la calculada en el diseño.

Ya que las propiedades mecánicas del carbón y de las formaciones adyacentes no siempre se pueden obtener con precisión, el error en la estimación de la altura de fractura es bastante habitual. Si la altura real de fractura es menor que la estimada en el diseño, la fractura será más larga de lo esperado. De la misma manera, si la altura de fractura es mayor que la diseñada, la fractura será más corta. Desafortunadamente, este último caso ocurre con mucha mayor frecuencia que el primero.

Es importante conocer la **localización de las capas a fracturar**, de manera que se pueda determinar con precisión los volúmenes de fluidos desplazados y para diversificar estos fluidos si se usan sellantes en el tratamiento.

El número de perforaciones laterales del sondeo afectará al ritmo de inyección. Si se usa un número demasiado elevado de fracturaciones, el ritmo de inyección será tan bajo que fluidos de viscosidad baja y moderada serán incapaces de transportar el propante al interior de las fracturas inducidas. En contra, usar un número bajo de perforaciones laterales puede restringir la capacidad total de inyección.

Si se está diseñando un tratamiento de fracturación de entrada limitada, se pueden usar suficientes perforaciones para reducir la caída de presión entre ellas a unos pocos cientos de psi. Una regla de tres para este tipo de tratamientos, es designar un ritmo de inyección de entre 0,25 y 1 BMP por perforación.

El tamaño de la perforación puede afectar a la selección del tamaño del propante. Cada perforación debe ser lo suficientemente grande en relación con el máximo diámetro del

propante para prevenir tapones en el tubo de perforación. Este no suele ser un problema en los pozos de CBM, ya que normalmente los diámetros de perforación se sitúan entre 0,37 y 0,41 pulgadas. Un diámetro de perforación de 0,41 pulgadas no limitaría la concentración de propantes 20/40 ó 16/30 por debajo de las 4-6 libras por galón, que son las normales en perforación de CBM.

Es importante señalar la utilización de un coeficiente de descarga para calcular la caída friccional de presión al pasar a través de las perforaciones. Las perforaciones tienen una descarga inicial de 0,6. Después de haber empezado el bombeo de propante, la arena erosiona las perforaciones y el coeficiente de descarga sube hasta alrededor de 0,95. Cuanto más alto sea el coeficiente de descarga, menor es el diferencial de presión entre perforaciones. Hay que tener esto en cuenta tanto en el diseño del tratamiento como durante el bombeo.

Un elemento importante en el diseño de fracturación es el “casing” y/o “tubing” del sondeo. La selección de “casing” y “tubing” controlará el ritmo máximo de bombeo durante el trabajo, así como la flexibilidad para fracturar una o varias zonas de carbón.

Los operarios en Black Warrior Basin usan dos tipos fundamentales de configuración de sondeos para fracturación: fracturación a través de “casing” y fracturación a través de “tubing”. El primero de estos métodos es habitualmente el preferido.

5.3.4.1 Fracturación a través del “casing”

La mayor parte de los operadores en el Black Warrior Basin realizan la fracturación mediante un bombeo directo del fluido a través del casing. Para ello, se instala una válvula de alta presión en la parte superior del sondeo.

Si las paredes del sondeo tienen alguna fractura a menor profundidad que la capa de carbón objeto de la fracturación, no se debe usar este método a no ser que se tenga la seguridad de que los estratos fracturados tengan una mucha mayor presión de fracturación que la que se vaya a usar para el tratamiento, lo que ocurre con cierta frecuencia. Para evitar la fracturación de las capas de menor profundidad, se puede utilizar una sarta con un packer ensamblado.

Las fracturaciones a través del casing ofrecen varias ventajas respecto a las fracturaciones a través del tubing:

- Permiten mayores ritmos de inyección
- Proporcionan flexibilidad para la fracturación de varias capas en el mismo pozo
- Requiere menos equipamiento y su modo de operar es más simple

Este método puede ser utilizado para la fracturación de uno o más paquetes carboníferos. Hay cuatro tipos de configuración del sondeo que han sido usadas con este método en el Black Warrior Basin:

- Zona individual
- Varias zonas con técnica de entrada limitada
- Varias zonas usando la técnica del tapón de fondo
- Varias zonas usando la técnica de la bola y la traba

Estas configuraciones se pueden ver en la figura 48 y se explican posteriormente.

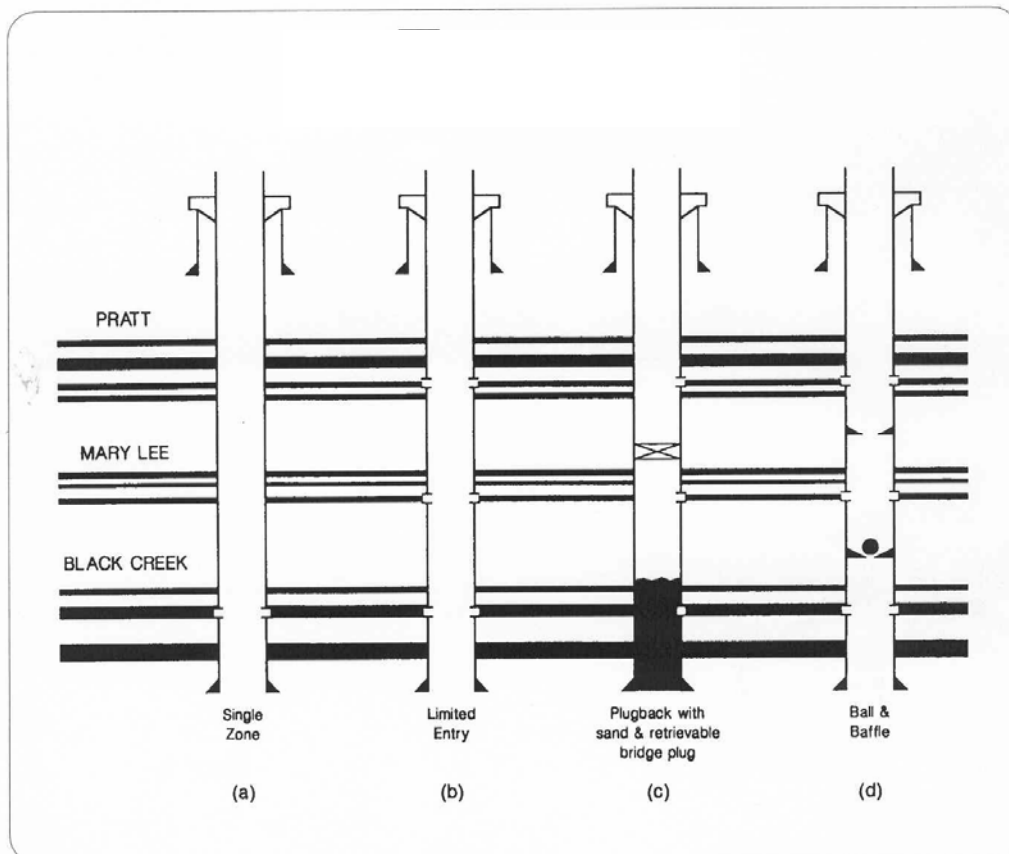


Figura 48 Posibles configuraciones de pozos para su fracturación.

Fuente: Gas Research Institute. A guide to CBM

Zona individual. Es la configuración más simple del método a través del casing. Supone la perforación de una sola capa de carbón con el posterior bombeo del fluido por el casing hasta penetrar en la capa. Se necesita una válvula de alta presión en la parte superior del sondeo y ningún equipo especial en el fondo.

Varias zonas con técnica de entrada limitada. La técnica de entrada limitada supone fracturar simultáneamente varias capas de carbón (con diferentes propiedades rocosas y esfuerzos in-situ) en lugar de romper las capas individualmente (o paquetes en todo caso). En un caso ideal, la propagación de las presiones y los ritmos de tratamiento para cada zona están controlados por el número y el tamaño de las perforaciones laterales realizadas en el sondeo. Diseñando correctamente este número y este tamaño, se puede controlar la presión de fricción, lo que da lugar, más o menos, al control de la presión de tratamiento en cada paquete. La técnica de entrada limitada se ha mostrado ineficaz a la

hora de fracturar dos o más paquetes carboníferos. Sin embargo es muy usada a la hora de fracturar distintas capas pero dentro del mismo paquete.

Estudios recientes en el proyecto de Rock Creek han mostrado que se puede estimular con éxito todas las capas de un mismo paquete a través de la fracturación de una sola de estas capas. Esta técnica, conocida como de **acceso restringido**, fue usada con éxito en el paquete Black Creek en Rock Creek.

Varias zonas con técnica de tapón de fondo. La técnica más común a la hora de fracturar varias zonas de un mismo pozo es la de fracturar y estimular la zona más profunda para luego ir sucesivamente taponando el fondo y estimulando las zonas menos profundas. Debido a que taponar el fondo del pozo permite aislar y tratar cada zona individualmente, se puede controlar más fácilmente los tratamientos que con la técnica de entrada limitada.

Hay varias configuraciones a la hora de taponar el pozo. La mayor parte de operadores del Black Warrior Basin usan tapones de arena y/o tapones puente recuperables para el aislamiento de la zona a fracturar. En la figura 48 se ve como el paquete Mary Lee fue aislado del paquete Black Creek usando un tapón de arena, y del paquete Pratt mediante un tapón puente recuperable.

La decisión de usar uno u otro tapón depende, fundamentalmente, de la distancia entre las zonas carboníferas a prospectar. Un tapón de arena puede ser más barato que un tapón puente. Sin embargo, si las zonas carboníferas están separadas por unos cientos de pies, el uso de un tapón puente recuperable puede ser más práctico que meter un gran volumen de arena en el pozo y luego tener que extraerlo.

Varias zonas con la técnica de la bola y la traba. La técnica de la bola y la traba es usada para aislar capas de carbón mediante la colocación de trabas de aluminio a profundidades preseleccionadas en el casing cuando éste se está colocando en el sondeo.

Para aislar un paquete carbonoso y fracturarlo, se deja caer una bola de goma en el sondeo. La bola se queda en la traba y de esta manera aísla el paquete tratado de los que se encuentran a mayor profundidad. Si se van instalando trabas de diámetros interiores crecientes de abajo a arriba, se puede ir aislando de manera efectiva capas o paquetes para que puedan ser tratadas individualmente durante el trabajo de fracturación.

La técnica de la bola y la traba ofrece dos ventajas significativas. En primer lugar, ahorra tiempo, ya que se pueden fracturar zonas sucesivas sin tener que meter y sacar equipos del pozo. En segundo lugar, permite la explotación de cada paquete fracturado inmediatamente después del trabajo de fracturación. Aunque esta técnica fue utilizada satisfactoriamente en el proyecto Rock Creek, su uso no está muy extendido en las estimulaciones de capas de carbón del Black Warrior Basin.

Uso de un entubado en “línea muerta” para medir la presión de fondo. Para determinar de manera precisa la presión de fondo durante un trabajo de fracturación, algunos operadores utilizan el entubado en “línea muerta”. Esta técnica puede ser utilizada con cualquiera de las configuraciones de fracturación a través del casing descritas con anterioridad. Sin embargo, si usas tapones puente o bolas y trabas, se debe extraer la sarta entre tratamientos.

La figura 49 ilustra el montaje en “línea muerta” en un pozo del proyecto de Rock Creek para determinar la presión de fondo durante la fracturación de la capa Blue Creek.

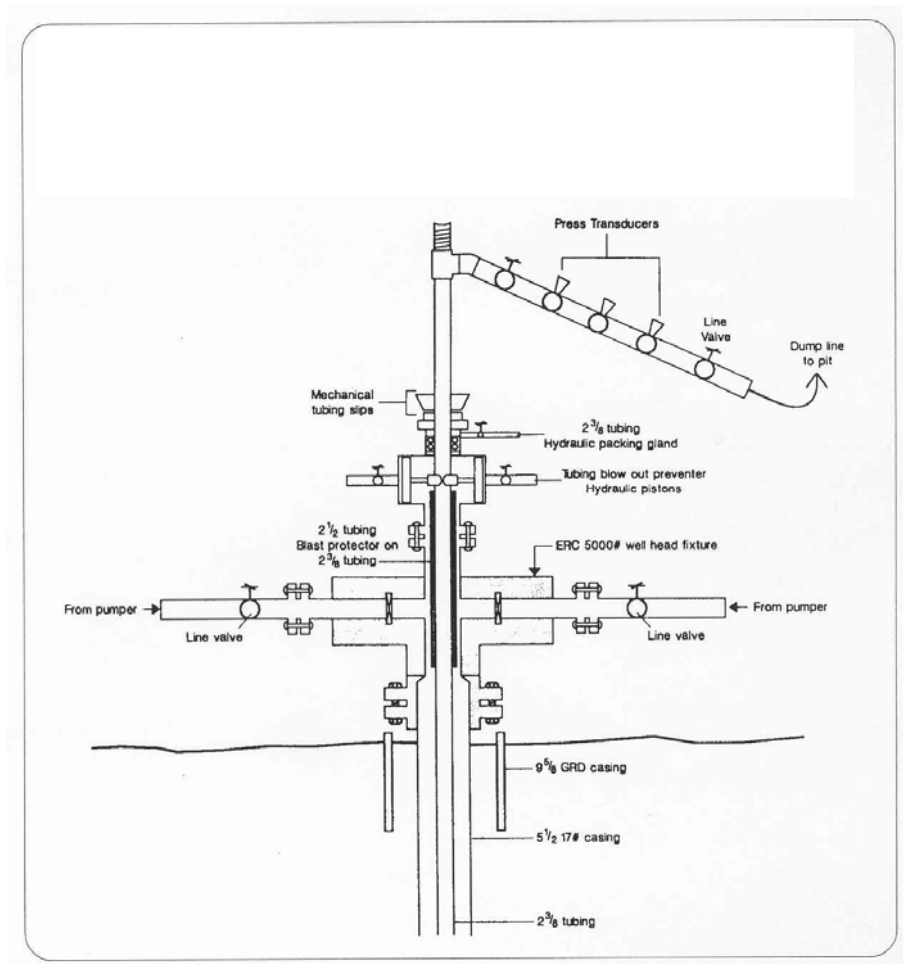


Figura 49 Montaje de “línea muerta” para medir la presión en el fondo del pozo

Fuente: Gas Research Institute. A guide to CBM.

Los fluidos del tratamiento y el propante son bombeados hacia abajo a través de la sección anular de la sarta. Un registrador es instalado en la parte superior del sondeo, en superficie, proporcionando un registro preciso de la presión de superficie, libre de pérdidas de presión por fricción. Entonces se puede convertir la presión de superficie leída en la presión de tratamiento de fondo usando la siguiente ecuación:

$$\text{BHTP} = P_t + P_h$$

Donde BHTP es la presión de tratamiento de fondo, P_t la presión de superficie leída y P_h la presión hidrostática en la sarta.

Cuando se usa el montaje en “línea muerta”, se debe acercar la sarta lo más posible al paquete carbonífero. Se debe seleccionar un registrador con una capacidad de medida muy superior a la máxima presión de inyección prevista.

Para proteger la sarta de la abrasión del fluido arenoso, el montaje en “línea muerta” requiere de varias piezas de equipamiento. Este equipamiento es descrito a continuación:

Junta protectora. Se debe instalar alrededor de la sarta, para prevenir la abrasión causada por el propano. En el proyecto Rock Creek, se utilizó una sarta de 2,375 pulgadas. Para eliminar el coste de una junta de este tamaño, se instaló una junta de mucha menor longitud pero mayor diámetro (2,875 pulgadas) por encima de la sarta. Esta junta recibía la ayuda de un collar en el fondo de la sarta y en superficie por los tapones de prevención de explosiones (BOP “Blow Out Preventer” en literatura anglosajona).

Bomba. Se instala una bomba similar a un carrete con dos salidas laterales, que permite la inyección de fluidos de fracturación a través de la sección anular de la sarta. Los fluidos son bombeados por estas dos vías laterales. El carrete se instala justo sobre el casing.

BOP. El montaje del BOP es similar a un tapón sobre el carrete para contener la presión en la sarta durante la fracturación. Si se quiere aportar otro sello de presión para mayor seguridad, se puede instalar un tapón de goma directamente sobre el BOP.

Sujección mecánica de la sarta. Se colocan estas sujecciones sobre el BOP para soportar el peso de la sarta.

5.3.4.2 Fracturación a través del “tubing”

Las capas de carbón pueden ser fracturadas con bajos ritmos de inyección. Sin embargo, para abrir adecuadamente las fracturas, los fluidos de fracturación deben ser bombeados a ritmos relativamente altos para prevenir la alta pérdida de fluido. Por tanto, los pozos de CBM con fracturación a través del tubing son, en general, imposibles de poner en práctica, ya que no se pueden establecer ritmos de inyección lo suficientemente elevados.

Muchos trabajos de fracturación a través del casing son llevados a cabo con ritmos de 25-40 BPM. La misma combinación de fluidos de fracturación pero a través de tubing necesitaría un bombeo de menor ritmo. El máximo ritmo de inyección real depende de la viscosidad del fluido que se use. Se puede aumentar ligeramente el ritmo de inyección a través del tubing añadiendo reductores de fricción al fluido.

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

Precaución: Si se intenta aislar perforaciones cercanas a la capa que se intenta fracturar, se corre el riesgo de fracturar también las perforaciones aisladas. Si

éstas se vienen abajo, el propano puede fluir a través de estas perforaciones al interior del sondeo y estropear el tapón y la tubería.

5.3.5 Selección de materiales

La selección de los fluidos de fracturación es fundamental para el éxito del tratamiento. Estos fluidos ayudan a iniciar las fracturas en la formación, extienden la fractura una vez que ha abierto y transportan el propano al interior de la fractura.

Para seleccionar el mejor fluido para un pozo, se deben considerar los siguientes factores:

- 1- Viscosidad del fluido
- 2- Propiedades de la formación
- 3- Presión friccional
- 4- Propiedades de pérdida del fluido
- 5- Coste

La **viscosidad** es el factor más crítico a la hora de escoger el fluido. Un fluido efectivo debe no sólo iniciar, sino extender la fractura y llevar el propano al interior de la misma. Fluidos de alta viscosidad son necesarios para el desarrollo de la fractura y para transportar el propano con eficacia. Un fluido con poca viscosidad limitará la apertura de la fractura y no permitirá que el propano profundice mucho dentro de ella.

Es también importante elegir un rompedor y su concentración. No importa lo buenas que sean las condiciones del fluido para transportar el propano, si la concentración del rompedor es demasiado elevada, esas condiciones serán inútiles.

Cuando se seleccione el fluido, hay que asegurarse de que la empresa suministradora del fluido pone a disposición información sobre la viscosidad del mismo. Se necesitará tal información no sólo para el diseño del trabajo de fracturación, sino también durante la realización del mismo.

Para optimizar el tratamiento de fracturación y prevenir daños al carbón, el fluido de fracturación debe ser **compatible con la formación**. En el Black Warrior Basin, geles de guar y de hidroxipropilo de guar (HGP) han sido abundantemente usados para fracturación. Sin embargo, una investigación dirigida por el GRI ha indicado que estos geles pueden ser perjudiciales para la permeabilidad de agua y gas. La experiencia en Rock Creek ha mostrado que los geles pueden tener éxito, pero también fallar. Por ejemplo, los pozos P2 y P7 fueron fracturados en la formación Mary Lee usando gel de HPG, pero la producción del pozo P2 después de la fracturación fue mucho más elevada (190 millones de pies cúbicos diarios) que la del P7 (40 millones). Las pobres prestaciones del pozo P/ fueron atribuidas al fallo del gel a la hora de romper correctamente, lo que redujo la permeabilidad.

La investigación del GRI indica que la capacidad de los fluidos de base guar para romper correctamente es extremadamente importante para determinar el éxito o fracaso del tratamiento. En el extremo opuesto, la investigación demuestra que un programa de

rotura demasiado agresivo puede resultar en la incapacidad del fluido para ejercer de filtro. Un volumen alto de fluido puede causar la invasión del sistema de fracturas naturales, reduciendo considerablemente la producción.

Los estudios de campo de Amoco indican también que el gel de HPG hace daño al carbón. Es más, los estudios de laboratorio de Amoco indican que todos los polímeros causan daños irreversibles al carbón.

El GRI y Amoco sugieren que se puede reducir el riesgo de dañar al carbón mediante geles de menor potencial dañino, como los de base KCl o algún sustitutivo, o mediante un fluido con un contenido mínimo en gel con mayor eficiencia de fluido, como por ejemplo la espuma.

Debido a que casi todos los pozos de CBM son fracturados a través de un método a través del encajado, la **presión friccional** no suele afectar a la selección del fluido. Sin embargo, si se quiere utilizar un método a través de entubado, la presión friccional puede ser el factor limitante en la elección del fluido.

Debido a los sistemas naturales de fracturas en el carbón, las **pérdidas de fluido** durante la fracturación pueden ser altas. Pérdidas altas aumentan la probabilidad de un daño excesivo a los sistemas naturales de fracturas.

Cuando se elige el fluido de fracturación, se debe considerar el **coste del tratamiento** en relación con los resultados que se esperen de él. Por ejemplo, si el objetivo es crear una fractura corta que, simplemente, asegure la comunicación entre el sondeo y el sistema natural de fracturas del carbón, posiblemente no sea necesario utilizar un fluido de alta viscosidad. Sin embargo, si se ha determinado que se necesita una fractura de gran longitud para generar ritmos económicos de producción en el pozo, la necesidad de un fluido altamente viscoso está asegurada.

5.3.5.1 Fluidos

En el Black Warrior Basin, los operarios tan sólo utilizan fluidos de fracturación de base agua. Estos son cuatro tipos de estos fluidos:

- Agua
- Gel homogéneo
- Mezcla de geles
- Espuma

Agua. Se puede bombear agua fresca o agua muy depurada para meter bajas concentraciones de arena (menos de 1 libra por galón) en el interior de las fracturas. Sin embargo, si se usa un fluido de base agua, el propante será depositado muy cerca de las paredes del sondeo. Por tanto, las fracturas abiertas mediante estos fluidos serán muy cortas, a causa tanto de la cercanía del propante al sondeo como por la pobre capacidad de transporte del agua.

Precaución: Hay que asegurarse de que el agua que se use es compatible con todos los fluidos de fracturación que se vayan a bombear. No se debe usar agua extraída de otros tratamientos de fracturación a no ser que haya sido tratada apropiadamente.

Una reciente investigación financiada por el GRI ha demostrado que usando un 2% de Kcl, el agua puede prevenir un daño a la formación. También se puede considerar añadir un reductor de fricción, natural o sintético, al agua, lo que permite a la bomba funcionar a mayor ritmo para transportar el propante más lejos de la pared del sondeo. Reductores de fricción pueden permitir también usar bombas de menor potencia. Antes de usar un reductor de fricción, hay que asegurarse de su compatibilidad con los fluidos de fracturación que se planea utilizar.

Es importante destacar que los tratamientos con agua son relativamente baratos, pero también requiere recuperar grandes volúmenes de agua después del tratamiento.

Geles homogéneos. Se pueden bombear geles de hidroxietilcelulosa (HEC) para poner concentraciones de entre 1 y 3 lb/gal a una distancia moderada de la pared del sondeo. Dado que estos agentes se gelifican rápidamente, se pueden usar tanto en procesos continuos, como semicontinuos, como discontinuos.

Sin embargo, este tipo de geles no pueden mantener al propante en suspensión perfecta, de manera que según se van alejando del sondeo, la arena se va depositando rápidamente. En cualquier caso, se puede obtener mayor longitud de fractura con estos geles que con agua. También reducen la fricción y la pérdida de fluidos.

Para facilitar la recuperación del fluido después del tratamiento, el gel está diseñado para ir perdiendo viscosidad hasta llegar a la del agua (los anglosajones hablan de “romper el gel”), con lo que drenaría desde la fractura hasta el sondeo.

Cada compañía de servicios usa distintos sistemas químicos para “romper” el gel a distintas temperaturas. Dada la compleja química de estos geles, un diseño muy cuidadoso es fundamental para el éxito del trabajo de fracturación.

Los geles homogéneos al “romperse” producen un lodo muy acuoso y, por tanto, dejan en la fractura un filtro muy conductivo. El coste de estos geles es superior al de los fluidos de base agua. Sin embargo, la mayor longitud de fractura que generan habitualmente permite una mayor producción que la que facilita el agua en las mismas condiciones. Habitualmente, el mayor coste es completamente superado por la mayor producción.

Importante: Durante varios años, los operadores del Black Warrior Basin han usado HPG para la fracturación. Sin embargo, la investigación del GRI indica que este compuesto puede reducir la permeabilidad de la formación.

Mezcla de geles. Estas mezclas fueron desarrolladas para proporcionar un fluido de base agua con una viscosidad mayor que los geles homogéneos. Esta viscosidad más alta, permite crear fracturas más anchas, mejor abiertas y más conductivas que las de los

geles homogéneos. La viscosidad de estos fluidos es incrementada por la adición de distintos sistemas estabilizadores.

Estos geles pueden transportar propanes en suspensión con concentraciones de más de 10 lb/gal. Como ocurría en el caso anterior, se pueden introducir aditivos que “rompan” el gel, para convertirlo en un fluido de baja viscosidad después del cierre de la fractura. Sin embargo, la “ruptura” de estos geles se hace más difícil que la de los geles homogéneos. Para asegurar la recuperación del fluido de fracturación y reducir el daño potencial a la formación después del tratamiento, hay que añadir bastante agente “rompedor” al gel.

Espumas. Las espumas son creadas por dispersión de un gas, generalmente Nitrógeno, en un líquido. Para iniciar la dispersión, se usa un agente espumante. Dado que las espumas tienen una viscosidad bastante elevada y propiedades que permiten una escasa pérdida de fluidos, pueden transportar al propano a mayor distancia que los geles de fracturación.

La calidad de la espuma se mide por el porcentaje de volumen de gas en el volumen total de la espuma en las condiciones del interior del sondeo. Una espuma de calidad 75 contiene un 75% de gas en volumen en las condiciones de presión y temperatura de dentro del sondeo.

Las espumas usadas para fracturar se encuentran habitualmente en el rango 65-85 de calidad. Los tratamientos de fracturación con espumas en Rock Creek han usado espumas de calidad 75. Las espumas de alta calidad proporcionan mayor viscosidad, pero también incrementan la presión de bombeo y limitan la máxima concentración de arena. Las espumas de calidad menor de 52 tienen una viscosidad mucho menor que las espumas de alta calidad y, por consiguiente, no funcionan de la misma manera. Además, las espumas de calidad menor que 52, son habitualmente inestables.

Las espumas tienen varias ventajas respecto a los tratamientos sin espuma:

- El menor contenido en líquido de la espuma, supone una menor columna hidrostática, lo que permite una limpieza más sencilla.
- El excelente control sobre la pérdida del fluido elimina la necesidad de aditivos que hagan esta función, que influyen negativamente sobre la conductividad de la fractura.
- La gran capacidad de mantener al propano en suspensión, permite una mejor distribución de éste a lo largo de la fractura.
- La energía del gas presente en la espuma ayuda a recuperar los fluidos del tratamiento.
- Las formaciones que han sido desaguadas pueden ser tratadas sin miedo de resaturar la formación.

Importante: Aunque las espumas ofrecen el mejor potencial de reducción del daño al carbón, hay que seguir teniendo mucho cuidado tanto en la elección del espumante como en la de los demás aditivos. Hay que seleccionar los menos dañinos para el carbón, teniendo en cuenta que hay muchos espumantes que no

funcionarán, puesto que se adsorben al carbón, reduciendo la permeabilidad de la formación. El espumante debe asegurarnos que el gas queda al 100% retenido en la espuma, así como las mejores condiciones de viscosidad y capacidad de transporte de propante.

5.3.5.2 Aditivos

Además de seleccionar el fluido de fracturación más adecuado, se deben considerar los numerosos aditivos disponibles para mantener o mejorar las propiedades del fluido. Antes de usar un aditivo hay que asegurarse de que se entiende completamente el propósito, y también las limitaciones, del mismo, así como su compatibilidad con otros fluidos de fracturación y con los fluidos de la formación. Es de gran ayuda consultar con la agencia de servicios para una completa información de los aditivos.

Los fluidos aditivos pueden realizar un amplio abanico de funciones. Algunos aditivos comunmente usados en la fracturación de pozos de CBM son descritos a continuación:

Biocidas. Los biocidas eliminan la degradación en superficie de los polímeros en los tanques de fluido y frenan el crecimiento de bacterias anaerobias en la formación. Su utilización es casi obligada.

“Rompedores”. Permiten que los fluidos de alta viscosidad puedan ser controladamente degradados a fluidos de baja viscosidad. Los dos tipos de “rompedores” utilizados actualmente son los enzimas y los oxidantes catalizados. Es muy importante seleccionar el rompedor apropiado y su concentración adecuada. Un fluido con unas magníficas condiciones para transportar el propante puede ser inutilizado por una concentración excesiva de “rompedor”.

Reguladores. Se encargan de controlar el pH del fluido de fracturación, los sistemas rompedores y estabilizadores y también de acelerar o ralentizar la hidratación de ciertos polímeros.

Espumantes. Reducen la tensión de superficie del agua en el fluido de fracturación reduciendo la presión capilar.

Estabilizadores de arcilla. Los estabilizadores de arcilla se usan para prevenir el excesivo hinchamiento de las mismas. Los estabilizadores utilizados más comunmente contienen cloruros de calcio, potasio y amonio y sustitutivos de sal.

A causa de los problemas asociados a la presencia de aguas muy cloruradas, se han comenzado a utilizar compuestos de aminos activas. Sin embargo, no todos estos compuestos son compatibles con el carbón. Pueden interactuar de manera negativa con los rompedores en tratamientos de baja temperatura. Por tanto, antes de usar estos tipos de aditivos, se debería confirmar la compatibilidad con el fluido de fracturación y con la formación.

Estabilizadores de espuma. Los estabilizadores de espuma ayudan a mantener las propiedades de las espumas de fracturación. La mayor parte de estos estabilizadores son

polímeros. Las espumas sin estabilizadores tienen una vida media de 3-4 minutos, mientras que las que llevan estabilizadores añadidos, incrementan la vida media hasta 20-30 minutos.

Reductores de fricción. Los reductores de fricción suprimen la turbulencia del fluido y, por tanto, reducen la presión friccional asociada a ritmos elevados de inyección. Los reductores de fricción son especialmente útiles para aumentar la inyectividad en tratamientos a través del tubing.

Agentes desviadores. Su papel es desviar el flujo de fluidos de fracturación a zonas por encima o por debajo de aquella en la que se comenzó el tratamiento. Suelen ser solubles en el fluido de formación y lo desvían taponando las fracturas o formaciones que se quieren evitar.

5.3.5.3 Propantes

Cuando se fractura un almacén de carbón, el primer propósito de incluir propante (arena) en el fluido es proporcionar el apoyo mecánico necesario para mantener abierta la fractura creada hidráulicamente en la roca almacén. Esencialmente, todos los grandes productores de CBM coinciden en una cosa, el éxito comercial depende de una fractura larga y bien abierta. El éxito a largo plazo de fracturaciones sin el uso de propantes ha sido mínimo. En muchos casos, pozos fracturados sin propante, muestran buenos ritmos de producción al principio, pero decaen dramáticamente en la etapa en que se debiera producir más.

Unos pocos productores de CBM creen que la función principal del propante es meramente la de llenar la fractura y evitar así que el polvo del carbón o los finos de otras formaciones taponen dicha fractura, lo que ocurriría si se dejara vacía. Algunos creen que las propias capas de carbón podrían realizar la función del propante a través de su propia erosión durante el tratamiento.

Otros productores creen que arenas de buen tamaño, del tipo 12/20, por ejemplo, sirven fundamentalmente como agentes erosivos, desplazando suficiente carbón de la cara de la fractura para que esta no se cierre completamente.

El propante más común usado en pozos de CBM es la arena. Se recomienda tener en cuenta los siguientes factores antes de elegir un propante para el tratamiento:

Seleccionar el propante basándose en los esfuerzos horizontales previamente determinados en la capa de carbón, el coste del propante y su disponibilidad en las cercanías del pozo. Dado que las capas de carbón que se están explotando en la actualidad están a relativamente poca profundidad, los esfuerzos que soportará el propante son menores que los habituales en un pozo de gas tradicional entrampado en areniscas. A causa de estos menores valores de esfuerzo, existe la posibilidad de usar arenas habitualmente rechazadas por sus bajas resistencias a la fractura.

Tamizar una muestra de la arena para asegurarse de que el suministrador ha proporcionado el tamaño correcto. Es muy habitual que las arenas servidas contengan muchos finos después de haber sido tratadas.

Cuando se fractura hidráulicamente un pozo de CBM, se puede dar el problema de que el propante se escape de la formación hacia el sondeo tras el tratamiento. Esto implica tres consecuencias dañinas:

- Relleno del sondeo
- Daños a la bomba
- Producción de carbón

La salida del propante ocurre habitualmente durante la primera etapa de desagüe. Para reducir la salida de propante hay que establecer un método efectivo de extracción.

5.3.5.4 Bombeo

Después de que todas las consideraciones acerca del diseño que se han venido comentando hayan sido tenido en cuenta, se puede preparar el programa de bombeo. El programa de bombeo es una tabla que muestra los volúmenes, concentraciones y ritmos de bombeo de los fluidos de fracturación. Dado que la optimización del programa es habitualmente un proceso iterativo, suele ser llevada a cabo con la ayuda de software de diseño de fracturación.

Una explicación detallada de cómo diseñar un programa de bombeo está fuera del alcance de esta guía. Para asistencia en el diseño del programa se pueden consultar una serie de fuentes. Por ejemplo, se puede contactar con una firma consultora con experiencia en la fracturación de capas de CBM. Todas las grandes compañías que realizan fracturaciones utilizan para ello modelos de diseño computerizados. También se puede hablar con otros operadores de la zona para enterarse de qué procesos de fracturación han tenido éxito en sus campos. Además, se puede utilizar una de los modelos de simulación que están a la venta para probar varios tratamientos.

El tipo y tamaño de los tratamientos de fracturación que se usen dependerá de las propiedades del almacén y de los objetivos particulares del tratamiento. Como muestra de los tipos de tratamientos utilizados habitualmente en el Black Warrior Basin, se muestran en las tablas 19 y 20, respectivamente, los diseños de un tratamiento con gel y otro con espuma que tuvieron éxito en el proyecto de Rock Creek. Los datos de entrada y el programa de bombeo elegido se muestran para cada uno de los tratamientos.

Tabla 19 Diseño de tratamiento con gel en el proyecto Rock Creek.**Coal seam:** Mary Lee/Blue Creek**Net thickness:** 8.7 ft**Perforated interval:** 2 vertical slots at 1028' - 1036'**Selected fracturing fluid:** Cross-linked HPG gel**Selected proppant:** 12/20 sand**Injection tubular I.D.:** 4.892"**Pumping rate:** 20 BPM**Total Fluid Volume:** 3,000 gal fresh water
90,000 gal cross-linked gel**Total Proppant Volume:** 11,000 lbs 20/40 mesh sand
126,000 lbs 12/20 mesh sand**Additives:** Biocide and breaker***Pumping Schedule***

Stage	Fluid Type	Fluid Volume (gals)	Proppant Concentration (lb/gal)
1 (PrePad)	Fresh water	3,000	----
2 (Pad)	Cross-linked gel	27,000	----
3	Cross-linked gel	11,000	1.0
4	Cross-linked gel	2,000	1.0
5	Cross-linked gel	20,000	2.0
6	Cross-linked gel	28,000	3.0
7 (Flush)	Cross-linked gel	2,000	----

Tabla 20 Tratamiento con espumas en el proyecto Rock Creek**Coal seam:** Mary Lee/Blue Creek**Net thickness:** 8.6 ft**Perforated interval:** 1012' - 1020' (8 spf)**Perforation size:** 0.41"**Selected fracturing fluid:** HEC gel (nitrogen foamed)**Selected proppant:** 16/30 Brady sand**Injection tubular I.D.:** 4.892"**Pumping rate:** 35 BPM**Total Fluid Volume:** 2,456 gal gel
100,00 gal foam**Total Proppant Volume:** 180,000 lbs 16/30 mesh Brady sand**Additives:** Biocide, breaker, and foam stabilizer***Pumping Schedule***

<u>Stage</u>	<u>Fluid Type</u>	<u>Fluid Volume (gals)</u>	<u>Proppant Concentration (lb/gal)</u>
(PrePad)	Gel	2,456	----
(Pad)	75 Quality Foam	40,000	----
1	75 Quality Foam	12,000	1.0
2	75 Quality Foam	12,000	2.0
3	75 Quality Foam	12,000	3.0
4	75 Quality Foam	12,000	4.0
5	75 Quality Foam	12,000	5.0

5.3.6 Desarrollo del tratamiento

El éxito de un tratamiento de fracturación depende enormemente de la calidad de los materiales y equipos que se utilicen en el trabajo, así como de su adecuación al mismo. Mantener un control estricto de calidad es responsabilidad del representante de la empresa que va a explotar el pozo en el lugar de trabajo. Dado que la calidad es función casi directa de la actitud en el trabajo, las compañías sondistas suelen proporcionar el nivel de calidad que la empresa explotadora demanda. Por tanto, antes de comenzar el tratamiento, se deben seguir varios pasos en el control de calidad y en las directrices de operación.

5.3.6.1 Preparación

Se pueden dar varios pasos **durante la perforación y acabado del pozo** que mejoren las posibilidades de la estimulación por fracturación. El éxito a la hora de fracturar una sola capa de carbón depende, en general, de que se eviten las fracturas horizontales y las fracturas múltiples.

En capas poco profundas, no se puede evitar la generación de fracturas horizontales. Por debajo de las capas poco profundas, se pueden encontrar otras capas que se fracturarán tanto vertical como horizontalmente. En esta zona de transición, se podrá controlar la geometría de las fracturas mediante tratamientos de presión. Los tratamientos de alta presión en esta zona pueden generar una fracturación compleja o en forma de T, mientras que los tratamientos a baja presión tienden a propagar las fracturas verticales. En las capas más profundas, la fracturación será, normalmente, vertical. Las profundidades a las que se propagan las fracturas verticales, horizontales o ambas, dependen de las propiedades mecánicas particulares de cada carbón.

Las fracturas horizontales son menos efectivas que las verticales, ya que el área de drenaje afectado por la fractura horizontal es considerablemente más bajo por cada galón inyectado. Además, la posibilidad de derrumbe o de fracaso en el trabajo de fracturación es mucho mayor en fracturas horizontales. Observaciones después de minado han demostrado que un pozo con fracturas horizontales puede producir de forma aceptable en las primeras etapas de su vida productiva, pero su ritmo de producción decae dramáticamente cuando el área penetrado por las fracturas se agota.

Fracturas múltiples pueden causar altas presiones de tratamiento y derrumbes. Estos problemas dificultan la consecución de la longitud de fractura necesaria para producir a un ritmo económico y en un radio de drenaje efectivo.

Pasos para evitar las fracturas horizontales, múltiples y los derrumbes. Para minimizar la posibilidad de fracturas múltiples, presiones excesivas de tratamiento y derrumbes, la investigación del GRI ha mostrado los pasos básicos a seguir durante la perforación y acabado del pozo:

- Evitar diámetros excesivos de perforación, ya sea por el tamaño de la broca, una mala perforación o un derrumbamiento de la pared. Hay que tener mucho cuidado con el tamaño del pozo, pues tamaños elevados hacen necesarios tratamientos de más alta presión, lo que puede crear unas condiciones en el pozo que pongan en peligro el éxito a la hora de fracturar.
- Cuando se haga el acabado del pozo es buena idea hacer muescas verticales junto a la capa de carbón usando una herramienta de chorro. Si el pozo no está cementado las muescas se pueden realizar muy fácilmente.
- Perforar entre 100 y 200 pies más profundo que la última capa a perforar para dar sitio a las operaciones de fracturación y producción. Una sobreperforación puede ayudar a prevenir el derrumbe durante el bombeo, así como emplazar la bomba bajo la capa, lo cual es beneficioso para la producción.
- Realizar el tratamiento de fracturación tan pronto como el carbón esté “a la vista”. En muchas capas de carbón, las propiedades mecánicas de éste se degeneran con la exposición.
- Si el pozo no va a ser fracturado hasta que pase un tiempo (varias semanas o meses), es necesario cementar el pozo tan pronto como sea perforado pero sin llevar a cabo las perforaciones laterales hasta que se vaya a llevar a cabo el tratamiento de fracturación.
- Si ha pasado un tiempo desde la perforación del pozo y no se ha cementado, se puede utilizar una herramienta de chorro para retirar el carbón que haya perdido propiedades y así hacer que el carbón expuesto a la fracturación esté como al principio. Si se lleva a cabo este procedimiento, hay que evitar los diámetros elevados de pozo.

Los pasos a seguir alrededor de **una semana antes de la fracturación** son los siguientes:

- Concretar el diseño del tratamiento con la compañía que lo vaya a llevar a cabo. Concertar todos los equipos que se vayan a utilizar para conectar la cabeza del pozo con el equipo de fracturación. Hay que asegurarse de que los representantes de la empresa que va a llevar a cabo el trabajo sepan que conexiones hay que utilizar. Revisar los objetivos del tratamiento, incluyendo los límites de costes y los equipos suplentes, clarificando que equipos y materiales serán aportados por la empresa fracturadora y cuáles por la empresa explotadora del pozo. Revisar los procedimientos para el control de calidad y determinar quién será el responsable de su ejecución y registro. Designar un representante de la compañía explotadora del pozo para supervisar en campo el tratamiento, asegurándose que esta persona conoce todos los objetivos y condiciones relacionados con el trabajo. Confirmar que el representante de la compañía sondista conoce también los términos del acuerdo.

- Estimar el coste total del tratamiento. Además del coste de bombeo, hay que estar seguro de que se han incluido los costes asociados, como el mantenimiento de la maquinaria, los tanques de residuos, las vías de extracción de agua, el registro, ... etc.
- Asegurarse de que se conoce tanto el fluido de fracturación como los aditivos y rompedores que se utilizarán en el gel. Las compañías que hacen trabajos de fracturación pueden guardarse alguna información acerca de las propiedades de los fluidos utilizados. Al menos, se deben conocer las respuestas a las siguientes preguntas:
 - ¿Qué tipos de aditivos se van a utilizar (Titanio, Zirconio, Boro, etc...)?
 - ¿Cómo trabajan los aditivos (instantáneamente, al cabo de un tiempo fijo, a tiempo reajutable)?
 - ¿Cómo afecta el pH del fluido a su forma de actuar?
 - ¿Qué tipo de rompedor se va a utilizar (enzima u oxidante)?
 - ¿Cuál es el programa del rompedor?
 - ¿Qué pruebas se realizarán in-situ para asegurarse de que el funcionamiento del rompedor es el correcto?
- Asegurarse de que se conoce cualquier efecto potencial adverso del fluido de fracturación que se vaya a usar. Se pueden consultar datos publicados para conocer la compatibilidad del fluido con el carbón.
- Coordinar la logística para el movimiento de equipos en la zona de trabajo.
- Asegurarse de que la compañía que realizará el trabajo trae repuestos de bomba.
- Asegurarse de que la compañía mantiene los equipos limpios y en condiciones.
- Considerar la utilización de una furgoneta con computadoras que monitorice in-situ el tratamiento y que registre los datos. Un furgón correctamente equipado proporciona un ambiente adecuado para tomar decisiones razonables durante el trabajo de fracturación.

Entre varias horas y un día antes del trabajo de fracturación, hay que seguir los siguientes pasos:

- Tamizar la arena para asegurarse de que está correctamente clasificada. Se toman muestras cuando los almacenes de arena están siendo llenados (habitualmente el día antes del trabajo). La toma de muestras se debe realizar atendiendo a los procedimientos recomendados por la API.

Si se está utilizando un gel mezclado:

- Realizar pruebas al fluido para comprobar que va a mezclarse y a romper a la temperatura del almacén.

- Medir el pH del gel. El pH debe ser correcto para que tanto el gel como su rompedor funcionen según lo previsto. Si el pH no se controla en los valores diseñados, el gel romperá demasiado rápido o no lo hará en absoluto.
- Medir la viscosidad del gel. La viscosidad del gel debe ser la adecuada para transportar el propante por la fractura.

Al mismo tiempo que se realizan todas estas labores, se debe organizar un encuentro con todo el personal tanto de la compañía explotadora del pozo como de la que va a realizar el trabajo y recordar:

- Los objetivos específicos de la estimulación por fracturación.
- El programa de bombeo de la estimulación.
- Los tipos de datos que se quiere que se recojan y el formato en el que deben ser aportados.
- Planes de emergencia en caso tanto de situaciones peligrosas como de problemas operativos.
- Precauciones y procedimientos de seguridad y gestión ambiental.
- Ruegos y preguntas que realice el personal

5.3.6.2 Ejecución

Una vez el trabajo comienza no hay tiempo para parar el funcionamiento y decidir como resolver un problema de bombeo. Después de haberse situado y conectado el equipo de fracturación y que se haya revisado el plan del tratamiento con el personal en el pozo, se está preparado para comenzar el bombeo.

Basados en la experiencia del proyecto Rock Creek, los procedimientos detallados a continuación se han mostrado efectivos en el bombeo de tratamientos de fracturación:

1. Establecer un ritmo inicial de bombeo correspondiente al mínimo que permita el equipo (1-4 BPM)
2. Manteniendo siempre un control de la presión de superficie, incrementar lentamente el ritmo de bombeo hasta que la presión caiga acusadamente, indicando que la formación se ha roto.
3. Registrar la presión de rotura de la formación. La presión de rotura puede dar una idea de si las perforaciones laterales se han abierto o no:

Si la presión de bombeo es excesiva (i.e., aproximándose a los límites de potencia de las bombas o a la presión de derrumbe del cementado), puede significar que las perforaciones laterales han quedado taponadas. Para corregir este problema se puede tomar una de estas tres decisiones:

- Si se puede conseguir un ritmo bajo sostenido de inyección, se puede bombear un slurry de 0,5 lb/gal de arena incrementando ligeramente el ritmo

tratando así de erosionar y retirar el material que puede haber obstruido las perforaciones.

- Salpicar de HCl al 15% las perforaciones laterales mediante el tubing y después se puede volver a intentar romper la formación. Si, por el equipo del que se dispone, no se puede aplicar el ácido, se puede intentar hacerlo con una sonda giratoria.
- Volver a perforar el casing. Puede ser interesante mantener el equipo y personal necesario para ello en las cercanías del pozo.

Hay que tener mucha precaución si se decide aplicar el ácido, ya que la permeabilidad del carbón puede verse dañada irremediablemente. La investigación del GRI sugiere que los ácidos pueden reaccionar con el carbón causándole cambios en su tensión superficial, dando lugar a una retención de agua en el carbón. Algunos ácidos pueden ser más dañinos que otros, y aunque el HCl al 15% ha demostrado su efectividad, si se decide utilizarlo hay que hacerlo con moderación.

4. Empezar a bombear el fluido de fracturación sin propante lentamente, para luego, gradualmente, incrementar el ritmo de bombeo hasta el diseñado en el plan del tratamiento (15-40 BPM). Este paso es el que permite la propagación y apertura de fracturas y las prepara para aceptar al propante. Durante esta etapa se bombea entre el 20 y el 40% en volumen del fluido. La mayor parte de los operadores alargan ligeramente esta etapa para asegurarse de que pueden introducir todo el slurry que han fabricado. Sin embargo, esto puede no ser necesario e incluso puede limitar la cantidad de arena en el interior de las fracturas. Algunos operadores piensan que si no se bombea primero sin propante, se pueden obturar las fracturas y causar derrumbes o tapones. Otros creen que si la calidad de los fluidos es la necesaria, entonces se puede bombear con propante casi directamente,
5. Para registrar un ISIP y utilizarlo en la verificación del gradiente de formación de fracturas, cerrar el pozo una vez alcanzado un ritmo estable de bombeo. Para tratamientos con espumas, el cierre del pozo para registrar un ISIP puede ser completamente imposible, ya que podría dificultar el mantener la calidad de la espuma dentro de las especificaciones de diseño.
6. Lentamente añadir arena al fluido de fracturación empezando a una concentración baja de 1 lb/gal.
7. Gradualmente incrementar la concentración de propante hasta que se llegue al slurry diseñado. Incrementando lentamente la concentración de propante, se puede determinar si las fracturas están en las condiciones necesarias para aceptar el propante. Por ejemplo, si la presión de tratamiento se incrementa de forma acusada cuando se bombea a 1 lb/gal, es muy posible que no se pueda bombear a 2 lb/gal. Si se observa este incremento acusado, puede ser necesario reducir la concentración de arena para continuar el trabajo. Hay que ser conscientes de que, debido a las continuas pérdidas por invasión, la viscosidad del fluido tiende a subir, con lo que un aumento muy brusco de la concentración de propante puede provocar un incremento de presión acusado.

8. Controlar cuidadosamente la presión de tratamiento durante el bombeo. Una herramienta muy útil para este control es el gráfico de Nolte, que se muestra en la Figura 50.

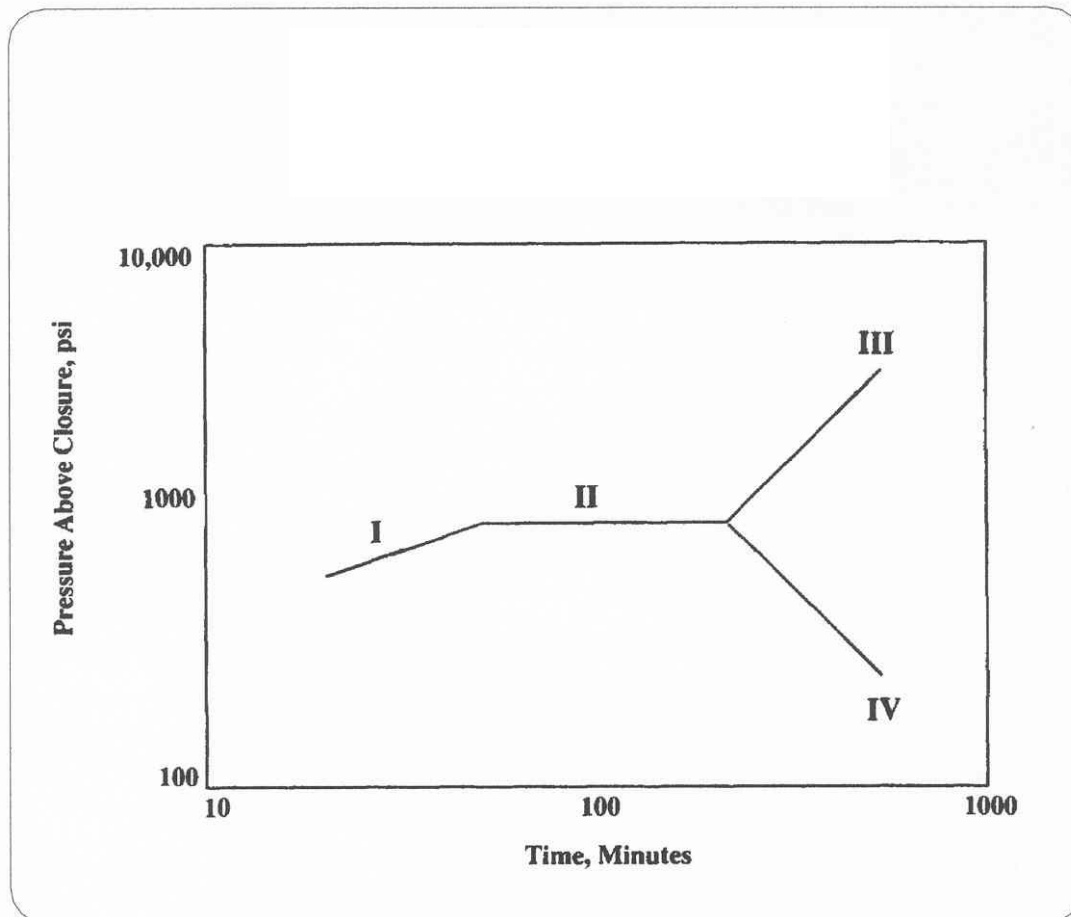


Figura 50 Gráfico de Nolte sobre respuestas a tratamientos de presión.

Fuente: Gas Research Institute. A guide to CBM.

Cada una de las partes del gráfico se explica a continuación:

Parte I: Pequeña pendiente positiva

Esta pendiente indica un ligero incremento de presión, lo que implica un aumento de la longitud de fractura con crecimiento de la altura confinada. Esta respuesta es deseable.

Parte II: Presión constante

La parte de presión constante es la más significativa de la curva. Suele ir seguida de un incremento o decremento muy acusado de la presión, y nunca retornará a la preferible parte I. La causa de esta constancia en la presión puede ser inferida interpretando el comportamiento de la presión en las regiones posteriores, la parte III y la parte IV.

Parte III: Acusada pendiente positiva

Cuando la parte II es seguida por un incremento elevado de la presión, la causa puede ser una de las siguientes:

- Taponamiento de la fractura cerca de la pared del sondeo.
- La arena no rellena correctamente la fractura
- Pérdida de fluido hacia la formación
- Relleno de arena en el sondeo

Las tendencias de presión indicadas en el gráfico de Nolte, son acerca de presiones de tratamiento de la formación; es decir, presiones en el interior del sondeo. Si se están midiendo y analizando las presiones en superficie, hay que tener en cuenta que hay varios factores que pueden afectar a la presión de superficie y no por ello a la presión en fondo como por ejemplo:

- Cambios de la presión hidrostática del fluido según va incrementándose la concentración de arena.
- Caída de la presión por fricción al perforar según la arena va erosionando las paredes de las perforaciones.

Ya que estas dos causas disminuyen la presión en superficie, pueden enmascarar incrementos de presión que se produzcan en el fondo durante la parte III. Estas mismas condiciones pueden ser, también, fácilmente confundidas con los descensos de presión de la parte IV.

Parte IV: Pendiente negativa

Cuando la parte II es seguida por un descenso en la presión, la causa más habitual es el crecimiento de la altura de fractura. Dado que el objetivo es propagar las fracturas lateralmente desde el sondeo, la respuesta no es deseable. Una solución a este problema sería reducir el ritmo de inyección

9. Si la presión de tratamiento de la formación se incrementa cuando se incrementa la concentración de propante, se tienen tres opciones:

Incrementar el ritmo de bombeo alrededor del 20% y continuar bombeando el slurry a la misma concentración hasta el final. El incremento del ritmo de bombeo puede abrir lo suficiente las fracturas como para que acepten el fluido de fracturación. Algunos operarios creen que se tiene una cierta cantidad de tiempo, o “ventana de oportunidad”, en la que se puede bombear slurry antes de que sea imposible seguir bombeando, de tal manera que se intenta meter todo el propante que se pueda antes del derrumbe.

Frenar la inyección de arena, y luego inyectar fluido sin propante. Si la presión de tratamiento decae, entonces se incrementa gradualmente la concentración de arena y se continúa el trabajo. Algunos operarios creen que durante el trabajo de fracturación, la arena se puede ir acumulando dentro del propio sondeo, de forma que si se bombea fluido sin propante, para que recoja la arena que se va acumulando y así bajar la presión de tratamiento.

Si se está cerca de terminar el trabajo, se debe aumentar el ritmo de bombeo y la concentración de propante hasta que se haya bombeado todo y se derrumbe.

10. Un incremento repentino y acusado en la presión de tratamiento antes del final del trabajo, evidencia un derrumbe del sondeo, o una acumulación de arena en el mismo. Si es el primer caso, nunca se debe intentar seguir bombeando.

Si se encuentra un derrumbe en el sondeo durante el bombeo de un tratamiento con gel o con espuma, hay que cerrar las bombas y parar el tratamiento. Es posible que hay que sacar la arena a través del tubing. Sin embargo, se puede intentar primero limpiar el pozo utilizando los métodos que se describirán más tarde en este mismo informe.

Si hay un derrumbe hacia el interior del sondeo, se puede intentar un procedimiento que reestablezca la normalidad. En primer lugar se cierran las bombas y se recupera lo que haya en el interior del sondeo, controlando su concentración. Luego se bombea fluido sin propante hasta recuperar el ritmo normal, momento en el que se vuelve a inyectar arena. Si este proceso no funciona cuando se hallan gastado dos tercios del fluido, mejor es dar por finalizado el trabajo.

El procedimiento comentado no es muy útil con tratamientos de gel. Como el agua tiene menos viscosidad y capacidad de transporte del propante que los geles, es posible que se formen las llamadas “dunas” de arena en la fractura durante el tratamiento con agua. Estas dunas suelen quedarse inmóviles, lo que haría incrementar la presión de tratamiento y derrumbarse el sondeo. El vaciar el pozo puede hacer moverse a las dunas y permitir recuperar el ritmo de inyección. Como los geles tienen una viscosidad mayor y mejor capacidad de transporte, la formación de dunas en su tratamiento no es tan habitual, con lo cual el procedimiento no será tan efectivo.

11. No hay que relavar el pozo una vez terminado el tratamiento. Lavar el pozo quiere decir bombear fluido sin propante para desplazar al interior de las fracturas cualquier resto de arena que se haya quedado en las paredes del sondeo. Se supone que de esta manera se evitaría la salida de arenas durante la explotación, pero esto no se corresponde con la realidad, con lo que sería un gasto inútil. Además, el lavado puede producir el efecto contrario y extraer arena de las partes de la fractura más cercanas al pozo, haciendo que las fracturas se cierren y reduciendo la producción.

12. Cuando se acerque el final del trabajo hay que medir las siguientes presiones:

- Presión final de tratamiento antes de cerrar las bombas.
- El ISIP correspondiente en superficie cuando las bombas se cierren.
- La caída de presión después del cierre, buscando un punto de cambio en la pendiente negativa. Este punto de inflexión señala la presión de cierre que es aquella en la que la fractura se cierra sobre el propante. Dado que el fluido de fracturación invade la formación, la presión en la fractura decrece, dando lugar a que la fractura se cierre alrededor del propante,

que ejerce como la única vía de paso para el fluido, lo que crea pérdidas por fricción, aumentando la pendiente de caída de presiones.

5.3.6.3 Extracción

Como en otros muchos aspectos de la producción de CBM, la selección del método adecuado para extraer los fluidos del pozo despierta mucha controversia. Hay muchas opiniones divergentes sobre cual es la técnica más adecuada. A continuación se exponen las tres opiniones más comunes:

- Los pozos deben ser vaciados a un ritmo lento inmediatamente después del tratamiento, para que la formación se cierre sobre el propante antes de que el gel se rompa. Este método es llamado “cierre forzoso”. Si la fractura no se cierra sobre el propante antes de la ruptura del gel, la arena se depositará en el fondo de la fractura. Si además se da el caso de que la fractura se extiende a la formación inferior a la capa de carbón, el resultado es como si la fractura no se hubiera rellenado de propante. Esta posición fue expuesta en las “Conferencias técnicas y exhibiciones anuales” de la SPE estadounidense en 1.990.
- El vaciar los pozos inmediatamente después del tratamiento no prevendrá la acumulación de arena en el fondo de la fractura. Esto se debe a que el vaciado del pozo sólo afecta a la zona más cercana a las paredes del sondeo, con lo que en las zonas más alejadas la situación permanecerá invariable. Incluso, cuando se cierran las bombas, el fluido invade la formación alejándose de las fracturas con mayor ritmo que si se bombea al exterior. Por tanto, no se debe vaciar el pozo hasta que las fracturas se cierren sobre el propante, controlando las presiones, que nos indicarán la velocidad con que la fractura se cierra sobre el propante, conociendo a qué presión se cierra la fractura. Esta opinión fue expuesta en el “Simposio sobre tecnología de gas” en 1.991.
- Los pozos no deben ser vaciados hasta que se rompa el gel. El vaciar gel que no ha roto puede hacer salir parte del propante de las fracturas en las zonas cercanas al sondeo, haciendo perder conductividad a esa zona, donde ésta es más necesaria. Esta opinión fue expuesta por Gidley et al, en 1.989 en su monográfico “Avances recientes en la fracturación hidráulica”.

Una discusión teórica acerca de estas opiniones está más allá del interés de esta guía. Sin embargo, puede ser interesante investigar cada una de ellas para determinar la opción más adecuada en cada trabajo particular.

La mayor parte de operarios del Black Warrior Basin usan una de estas tres técnicas para vaciar el pozo o alguna variación sobre ellas. Los procedimientos más habituales son:

- Cierre de bombas y vaciado lento.
- Método del “cierre forzoso”.
- Vaciado a alto ritmo.

- Vaciado con tratamiento de espumas.

Cierre de bombas y vaciado lento. Con este método, se cierran las bombas y se mantiene así cerrado el pozo durante un tiempo. Algunos operarios creen que este método es efectivo porque permite recuperar gran parte del fluido de fracturación. El periodo de cierre da al gel el tiempo suficiente para romperse. Según se va degradando el gel, va saliendo más fácilmente a través del propano hacia el pozo. Otros, sin embargo, piensan que la bondad de este método radica en que da tiempo a la fractura a cerrarse sobre el propano.

Algunos otros no ven con buenos ojos el método, ya que da tiempo a que se deposite el propano, dando lugar a que la parte superior de la fractura se cierre sin propano en ella.

La longitud del periodo de cierre depende del propósito del mismo. Si se usa el periodo de cierre para dar tiempo a la ruptura del gel, se puede estimar el tiempo que tarda en romperse consultando a la compañía que ha efectuado el bombeo del tratamiento. También se pueden observar muestras de gel que sean recogidas durante el trabajo y asegurarse de que al menos el gel recogido en las etapas finales se ha roto. Si hay una diferencia importante de temperatura entre la cabeza y el fondo del sondeo, el gel en el fondo puede romper antes que las muestras que se tengan en superficie. En algunos casos, el gel puede no romper. Si las muestras de gel no rompen, se tendrá que dar por bueno el tiempo que nos diga la compañía y luego estar atento para ver si en el vaciado del pozo sale gel o gel roto.

Si se usa este método de vaciado para permitir que la fractura se cierre sobre el propano, se debe seguir el proceso muy de cerca, con atención en las presiones después del tratamiento de fracturación y tratando de identificar el cierre de las fracturas según éste ocurra. Hay que ser consciente de que es imposible predecir la presión de cierre de fracturas, ni siquiera con datos de pozos próximos.

En el proyecto de Rock Creek, el cierre con vaciado lento se ha usado con éxito en tratamientos con gel. La experiencia ha demostrado que este método produce el tratamiento más efectivo con la menor cantidad de problemas en la producción. Como este método reduce con éxito la cantidad de polvo de carbón y la de propano que se escapa hacia el pozo o hacia superficie, reduce los costes de lavado del pozo y del mantenimiento de las bombas.

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

1. Después de bombear el tratamiento de fracturación, cerrar el pozo hasta que se rompa el gel (entre medio día y un día).
2. Si sigue habiendo presión en la cabeza del pozo al final del periodo de cierre, vaciar a ritmo lento.
3. Controlar continuamente la producción de polvo de carbón y de propano. Si se observa una producción relevante, reducir el ritmo de extracción de fluidos hasta que paren de salir.

4. Cuando el pozo haya sido vaciado lo suficiente como para que no haya presión en la cabeza del pozo, retirar la válvula de cierre.
5. Introducir una sarta hasta el fondo del pozo para lavar los escombros del fondo del pozo de modo que se pueda introducir allí la bomba de producción.
6. Bombear fluido sin propano por el exterior de la sarta y recuperarlo por su interior.
7. Recorre toda la parte baja del pozo para limpiarlo de manera eficiente.

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

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

Importante: La decisión de utilizar el método de cierre y vaciado lento puede depender del tipo de fluido de fracturación que se use. Si se está usando un fluido con poca capacidad de transporte del propano, la arena en la fractura puede depositarse rápidamente bajo la zona interesante, haciendo que ésta se cierre. Por tanto, si el fluido utilizado tiene poca capacidad de transporte, lo mejor es usar el método de “cierre forzoso”

Método del cierre forzoso. Se trata de vaciar el pozo a un ritmo limitado al cabo de pocos segundos, si acaso minutos, de que se haya terminado el tratamiento. Algunos operarios creen que este método permite un cierre de fracturas más rápido y, por tanto, previene que el propano se deposite en el fondo de la fractura dejando la parte de arriba sin arena. Sin embargo, a causa de las pobres propiedades elásticas de los carbones poco profundos (en comparación con las areniscas), el cierre de fractura puede ser lento o incompleto. Las pruebas sugieren que este método puede ser más efectivo en profundidad, con almacenes de baja permeabilidad y con mejores propiedades elásticas.

Precaución: El método de cierre forzoso puede provocar un flujo de arena hacia dentro del pozo si se vacía el pozo a ritmo demasiado elevado. Esto podría provocar la migración de la arena de zonas cercanas a la pared del sondeo, reduciendo la producción.

Vaciado a alto ritmo. El objetivo es vaciar el pozo a ritmo alto (con pocas o ninguna restricción) unos minutos después de terminado el trabajo de fracturación. Hay algunos que opinan que este método extrae arena que de otra manera iría a parar al pozo durante la producción, mientras que cualquier vacío producido en la fractura por el vaciado, es rellenado por arena proveniente del fondo de la fractura.

Precaución: Este método puede estropear el tratamiento de fracturación sacando arena de la fractura. Es muy posible que deje las zonas fracturadas cercanas al pozo sin arena, limitando mucho la producción. Este método no es recomendado.

Vaciado con tratamiento de espumas. Una de las ventajas de usar espumas es el rápido lavado. Dado que las espumas utilizadas en fracturación contienen entre el 65 y el 85% de gas, hay mucho menos líquido que vaciar. Por tanto, la mayor parte de los operarios empiezan a vaciar la espuma tan pronto como acaba el tratamiento.

En el proyecto de Rock Creek, en cuanto la compañía que realiza la fracturación retira su maquinaria, se tiende una goma hasta el tanque de producción y comienza el vaciado. Como en el caso de los tratamientos con gel, el ritmo de vaciado está condicionado por la posibilidad de que la arena de las fracturas caiga en el interior del sondeo.

5.3.6.4 Evaluación

La fracturación es habitualmente utilizada con el fin de crear un pozo productivo de CBM, y puede representar el costo más alto del pozo. Por tanto, es prudente evaluar la efectividad de cada tratamiento de modo que tanto el diseño como la implementación de futuros tratamientos puedan ser mejorados.

La evaluación de un tratamiento de fracturación es habitualmente llevada a cabo por un Ingeniero Geólogo. En este epígrafe se aporta una visión general de los aspectos de campo de la evaluación de tratamientos. Las técnicas que han sido utilizadas en el proyecto Rock Creek para evaluar el éxito de los tratamientos hidráulicos de fracturación son:

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

Comparación de producciones. En algunos campos de gas convencionales, la forma más simple y efectiva de evaluar un tratamiento de fracturación es probar el pozo antes del tratamiento y luego comparar la producción antes de la fracturación con la producción después de la misma. Sin embargo, esta comparación puede equivocar en los pozos de CBM.

En pozos recién excavados de CBM, la producción antes de fracturar es un indicador poco efectivo de las verdaderas propiedades del carbón como almacén, ya que la comunicación con el sistema de fracturas naturales del carbón es bastante pobre. Aunque se realice una perforación lateral que atraviese la cementación e incluso penetre en el carbón, es posible que no se llegue al sistema de fracturas naturales.

Las comparaciones con pruebas de producción después de fracturar, también pueden dar lugar a error por la heterogeneidad entre el carbón y la roca de techo. Las propiedades del carbón y de la roca de techo, tanto como almacenes como desde un punto de vista petrológico, pueden variar considerablemente en distancias relativamente pequeñas. Algunas de las variables que contribuyen a esta heterogeneidad son la presencia o ausencia de fracturas en la roca de techo, el régimen de esfuerzos en la roca, el

desarrollo de fracturas naturales en el carbón, así como el relleno de estas con intrusiones de otros minerales.

Las comparaciones de producción pueden ser útiles en la evaluación de tratamientos de fracturación, pero no se debe confiar completamente en su exactitud y nunca se debe utilizar como la única herramienta de evaluación. Si se comparan las producciones de pozos de un mismo campo, se debe excluir de la comparación al 5 ó 10% más alto y al 5 ó 10% más bajo (en cuanto a ritmos de producción) con el objetivo de hacer comparaciones más realistas.

En el proyecto Rock Creek, los datos de producción son utilizados como un apoyo informativo en la evaluación de tratamientos de fracturación. Las evaluaciones se basarán normalmente en las pruebas en pozo y en los datos de control del pozo.

Pruebas transitorias de presión en pozo. Estas pruebas, realizadas después de la fracturación, pueden ser de gran ayuda en la evaluación de tratamientos, ya que aportan datos sobre la longitud efectiva y la conductividad de la fractura creada. Para estimar la longitud efectiva, se debe conocer la permeabilidad media de la formación antes del trabajo de fracturación. Para determinarla se realiza una prueba transitoria de presión antes del trabajo.

Los procedimientos utilizados para realizar estas pruebas son los mismos que se utilizan en pozos no fracturados. Las técnicas de análisis de las pruebas son, sin embargo, distintas. Sin embargo, estos análisis están más allá de los objetivos de esta guía.

Respuesta en pozos cercanos. Haciendo un seguimiento de la producción y las presiones en los pozos cercanos, se puede obtener mucha información de interés en la determinación de la dirección de la fractura creada. Al realizar una simulación para estimar la longitud y altura de la fracturación, no se debe olvidar incluir la respuesta en pozos cercanos.

En algunos campos de CBM, la distancia entre pozos puede ser demasiado grande como para obtener respuestas detectables de presión. Sin embargo, se puede obtener información útil, y es positivo para la evaluación el observar los cambios en la presión de las formaciones y en los líquidos producidos. Estos cambios pueden permitir la determinación de la comunicación entre paquetes de carbón fracturados y la orientación de las fracturas inducidas.

La forma más barata de medir respuestas de presión es medir los niveles de los fluidos mediante ondas acústicas. Sin embargo, este procedimiento no es muy preciso y no detectará pequeños cambios de presión. Para detectar cambios de presión con mayor precisión, se pueden colocar sensores de presión en el interior de los pozos cercanos. Estos sensores proporcionarán datos precisos de gran utilidad, pero su coste será difícil de justificar. Si se usan sensores de presión, hay que tratar de sacarles el máximo rendimiento. Por ejemplo, se puede programar una prueba en pozo mientras esté instalado el sensor, con lo que se obtendrían datos adicionales de presión.

Indicadores radiactivos ó sonda de rayos gamma. Los indicadores radiactivos deben ser usados con la sonda de rayos gamma para ayudar a determinar la altura de la fractura inducida y el emplazamiento de la arena inyectada. En cualquier caso, hay muchas

compañías sondistas que ya no permiten el uso de indicadores radiactivos por el riesgo potencial para sus trabajadores. Por tanto, si se quiere realizar esta prueba hay que tenerlo en cuenta a la hora de contratar a una compañía que la realice.

En esta técnica, los indicadores son inyectados con la arena y/o el fluido de fracturación. Después, cuando se ha llevado a cabo el vaciado del pozo, se introduce una sonda de rayos gamma. Comparando la diagráfia de rayos gamma con otra obtenida antes de la fracturación, se puede determinar el efecto del tratamiento.

Esta diagráfia previa se combina con una de evaluación de la cementación para obtener un registro base de comparación. Para distinguir correctamente la altura de fracturación de la invasión de fluido, se pueden situar distintos isótopos radiactivos en distintas etapas del tratamiento. Por ejemplo, se puede inyectar un isótopo con el fluido sin propante, otro cuando se inyecta propante con baja concentración y otro cuando se inyecta propante con alta concentración. Esta técnica permite distinguir entre las fracturas rellenas con propante y los pequeños canales que pueda abrir el fluido de fracturación al invadir la formación. También puede ayudar a determinar si la fractura ha sido rellena con el propante en la etapa de baja concentración o en la de alta, o parte en una y parte en otra.

Se debe esperar a que el pozo haya sido vaciado para introducir la sonda de rayos gamma. Este periodo de tiempo ayudará a eliminar los restos de isótopos que hayan podido quedar dentro del sondeo y así evitar interpretaciones erróneas. En cualquier caso, cada isótopo tiene su vida media, con lo que se debe introducir la sonda antes de que expire la vida media de ningún isótopo y así se pueda seguir detectando su radiactividad.

Importante: El uso de indicadores radiactivos no siempre ayudará a determinar la altura real de fracturación, ya que los isótopos tienen una profundidad límite de detección y la fractura no tiene por qué estar alineada con el pozo.

Cuando se haya planeado utilizar indicadores de radiactividad para evaluar un tratamiento de fracturación, hay que considerar los siguientes puntos:

- Determinar la información que se quiere obtener de ellos en consenso con el Ingeniero Geólogo encargado de la evaluación. Por ejemplo, ¿sería de ayuda saber dónde fueron a parar los fluidos o en qué etapa relleno el propante las fracturas cercanas al pozo?
- Consultar con la compañía que llevará a cabo la fracturación si es recomendable la utilización de indicadores radiactivos y si pueden llevar a cabo la prueba.
- Asegurarse de que se ha realizado el test de la sonda de rayos gamma antes de ejecutar el tratamiento de fracturación.
- Comprobar las normativas locales para conocer la política de las autoridades acerca del uso de indicadores radiactivos. Hay que consultar con todas las autoridades competentes, es posible que alguna de ellas prohíba su uso, especialmente en capas de carbón someras.

5.3.6.5 Registro

Los medidores de inclinación son aparatos geofísicos de gran sensibilidad utilizados para medir pequeños desplazamientos respecto a la horizontal en la superficie terrestre.

Estos medidores son esencialmente niveles de burbuja. El componente principal de estos niveles es el sensor de inclinación, mostrado en la figura 43. Este sensor contiene un receptáculo con dos fluidos. Cada fluido tiene distinta radiactividad eléctrica. Cuando el sensor se inclina, la burbuja se mueve y la resistencia entre los bornes AC y BD cambia. Estos cambios de resistencia son convertidos electrónicamente en voltaje que es proporcional a la inclinación del instrumento. Este voltaje es convertido después en un valor digital y almacenado para su análisis.

Si se está desarrollando un nuevo campo de gas, sabiendo el azimut esperado de la fractura creada se puede determinar el espaciado ideal entre pozos. En las estimulaciones de carbones poco profundos, se pueden situar varios inclinómetros alrededor del pozo para determinar la forma y azimut de la fractura. Después del tratamiento, todos los datos registrados y almacenados son reunidos. Estos datos se analizan usando modelos informáticos para ayudar a determinar la forma y orientación de la fractura.

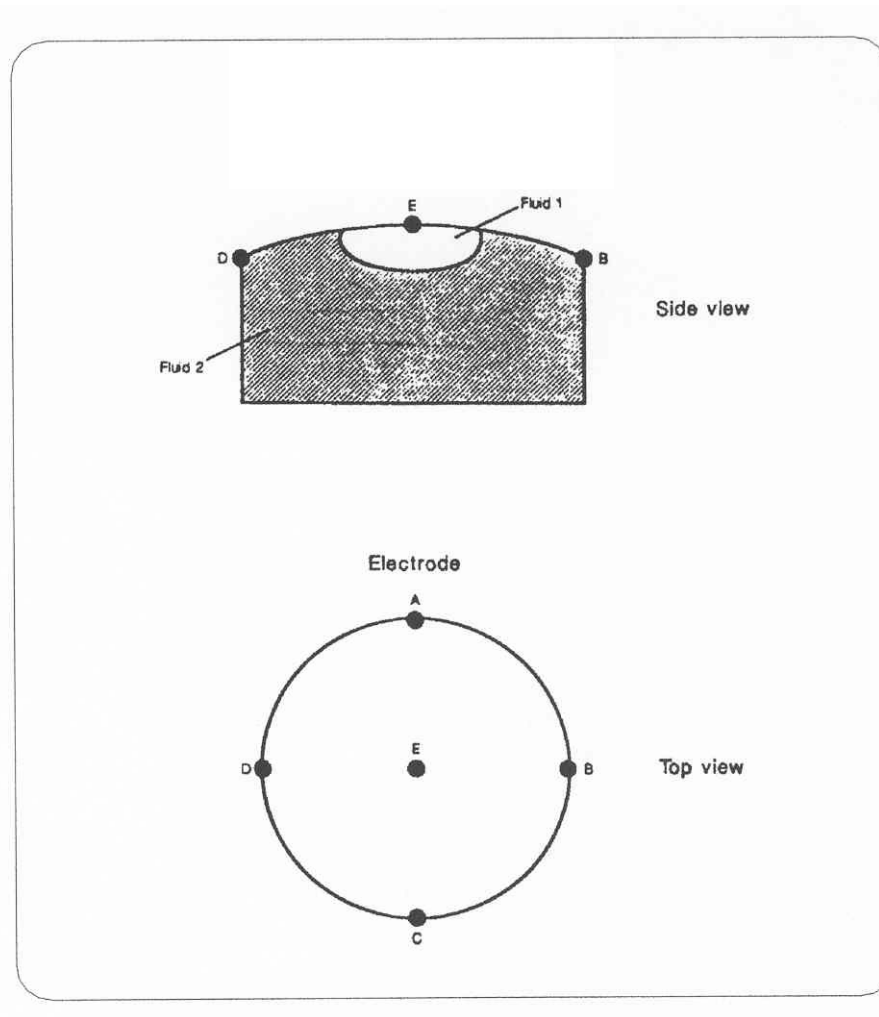


Figura 51 Sensor del inclinómetro.

Fuente: Gas Research Institute. A guide to CBM.

Para trabajar correctamente, los inclinómetros deben ser aislados de las grandes fluctuaciones de la superficie terrestre. Para conseguir este aislamiento, los inclinómetros deben situarse en hoyos de entre 15 y 20 pies de profundidad, entubados con PVC. Después de introducir el inclinómetro, se echa arena junto al instrumento y se compacta alrededor del aparato para mantenerlo fijo. La figura 52 muestra una instalación típica de un inclinómetro.

Los inclinómetros se deben instalar a una distancia que sea 0,4 veces la profundidad de la capa a fracturar. Esta distancia se supone que es aquella en la que se dará la máxima inclinación. Se deben instalar al menos un par de días antes del tratamiento, para registrar y modelar las inclinaciones ajenas al tratamiento, causadas por las mareas, los esfuerzos termales y otros factores medioambientales. Estos factores son posteriormente eliminados de los datos obtenidos durante el tratamiento, de forma que sólo la inclinación producida por el tratamiento sea tenida en cuenta. Después del tratamiento, los vectores de inclinación se representan en un mapa mostrando la dirección de la inclinación a partir de la localización del inclinómetro.

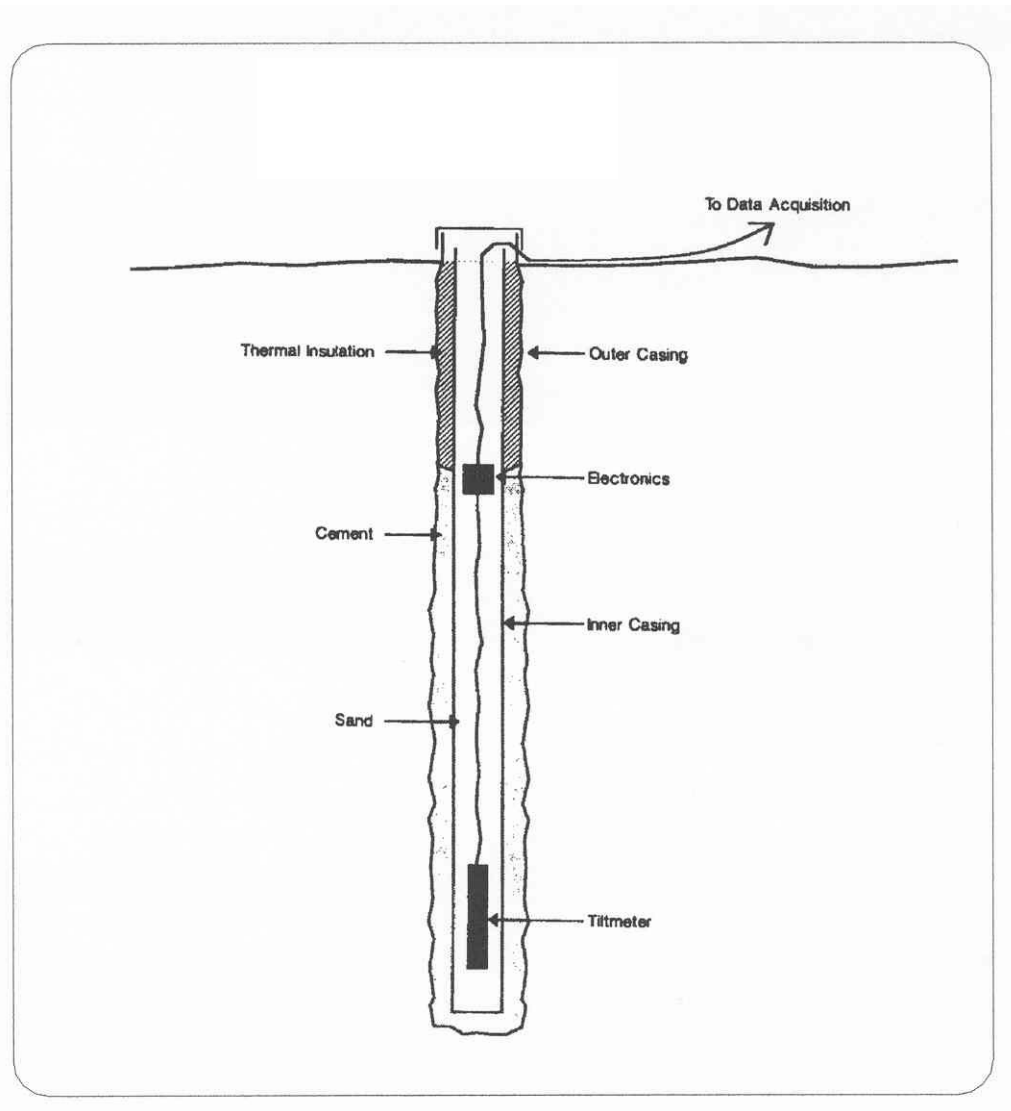


Figura 52 Instalación de un inclinómetro.

Fuente: Gas Research Institute. A guide to CBM.

La figura 53 muestra una representación tipo de vectores de inclinación para una fractura vertical y para una fractura horizontal. La mayor parte de las representaciones se realizan por combinación de vectores horizontales y verticales por causa de otros factores, como la invasión de fluido durante el tratamiento.

En el proyecto de Rock Creek, los inclinómetros han sido utilizados con éxito para determinar la forma y orientación de las fracturas. Los inclinómetros fueron utilizados en los pozos P1A, P1B, P1C y P4. Los análisis de los datos del pozo P1A mostraron que la capa Pratt (a 478 pies de profundidad) había sido fracturada horizontalmente. Los análisis de los pozos P1B y P1C indicaron que las capas Mary Lee y Blue Creek (a 1039 pies de profundidad) y la capa Black Creek (a 1418 pies) fueron fracturadas verticalmente, lo que también ocurrió con la capa Mary Lee en el pozo P4.

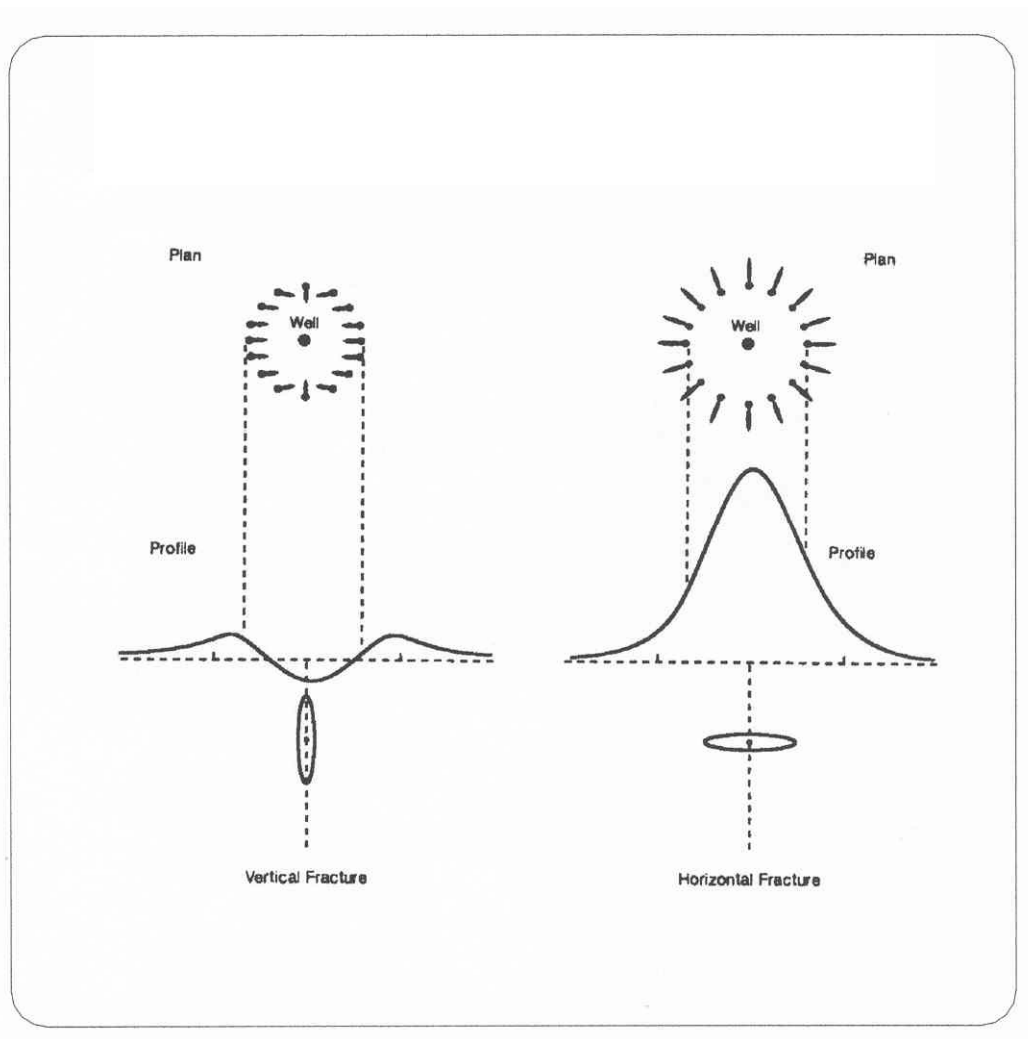


Figura 53 Vectores de inclinación para una fractura vertical y horizontal.

Fuente: Gas Research Institute. A guide to CBM.

La operación con inclinómetros es muy sensible y costosa. Para obtener datos útiles se debe coordinar cuidadosamente el tratamiento de fracturación con la compañía suministradora de los inclinómetros. Para asegurar el éxito del trabajo se deben tener en cuenta los siguientes puntos:

- Explicar al representante de la compañía suministradora el plan de estimulación y concretar con él las necesidades para la instalación óptima de los inclinómetros.
- Perforar los hoyos para los inclinómetros al menos una semana antes de la fracturación.
- Asegurarse de que los inclinómetros están calibrados e instalados al menos dos días antes del tratamiento para registrar las variaciones ajenas a la fracturación, lo que es indispensable para el análisis.
- Informar al representante de la hora de comienzo del tratamiento.

- Evitar la realización del tratamiento durante una tormenta, pues estas condiciones afectan negativamente la recogida de datos.
- Excavar los hoyos para inclinómetros lo más rectos posibles.
- Asegurarse de incluir la excavación de estos hoyos en los costes de utilización de inclinómetros.
- Para más información acerca de los inclinómetros, consultar con una empresa especializada en geofísica.

5.3.7 Cavidades internas

En San Juan Basin, se ha utilizado la técnica de terminación dinámica de cavidades. Mazzsi en 1992 manifiesta que la técnica, que él llama *liberación de esfuerzos en cavidades* (figura 54), 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. 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 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.

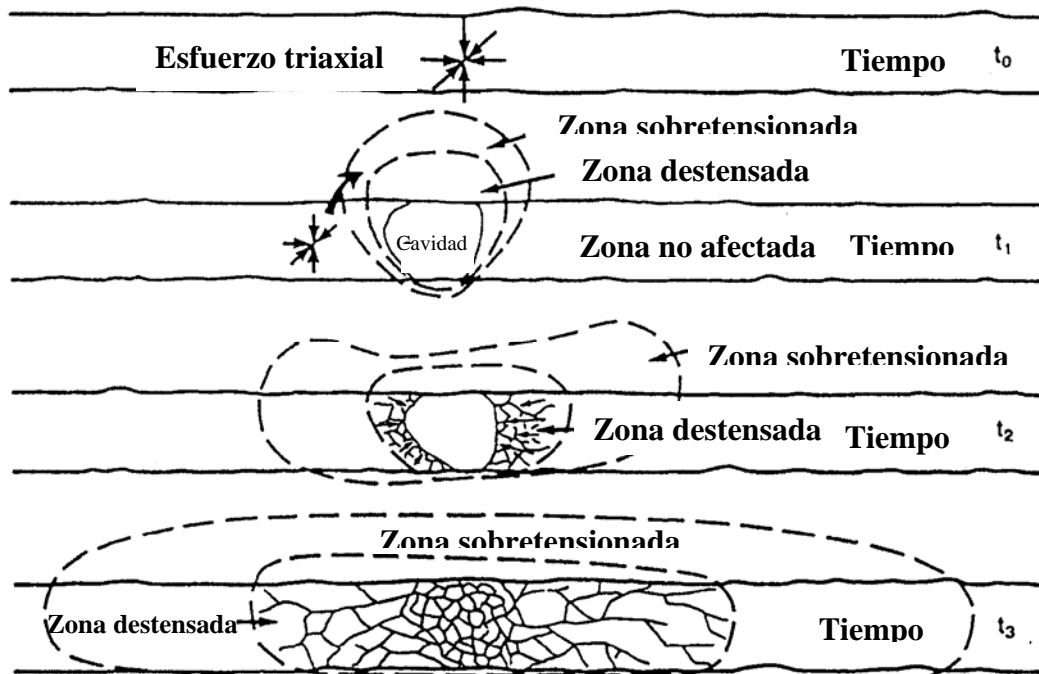


Figura 54 Esquema de la distribución de esfuerzos durante la formación de una cavidad.

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. 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. McLennan y compañía en 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.

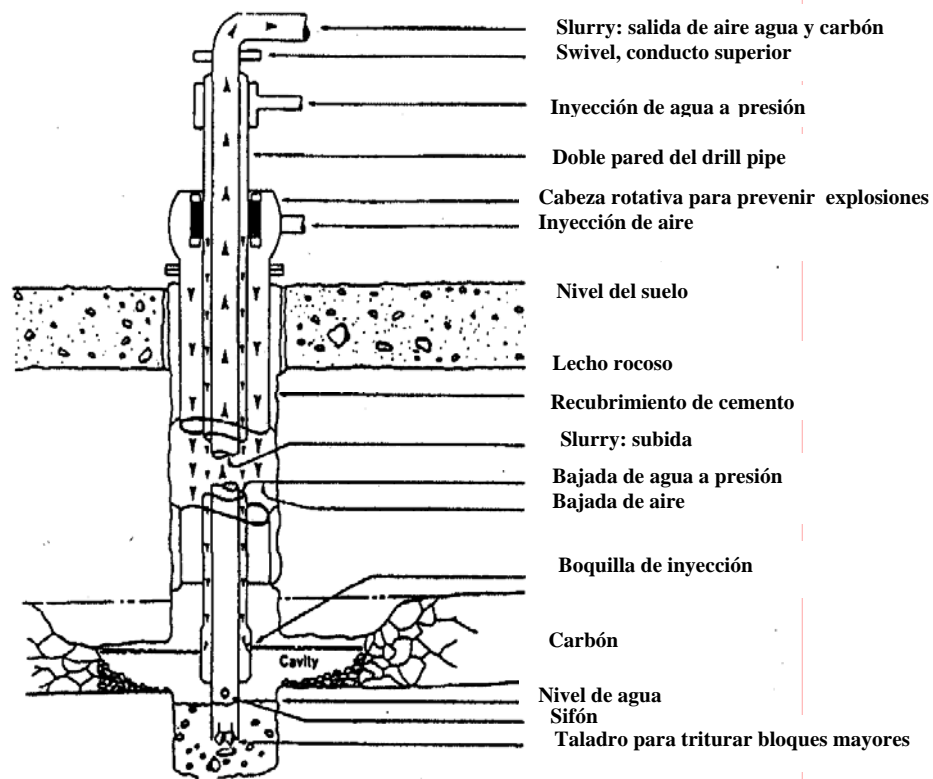


Figura 55 Sondeo para la creación de una cavidad mediante inyección de agua a alta presión.

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 en 1989 describió los costes como “impredicibles”. 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 \$. 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. Un pozo de cavitación típico produce $51 - 85 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$ y algunos con ratios por encima de $283 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$. En la Tabla 21 comparamos ambos métodos.

Tabla 21 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.

Fuente: IEA Coal Research

5.3.8 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. La ventaja aparente de la perforación de sondeos horizontales es que interceptan las fracturas del yacimiento. Soot en 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 en 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 en 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 en 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 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. Laubach en 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 en 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 .

5.3.9 Recuperación creciente

Los técnicos de producción discutieron abundantemente sobre la creación de un déficit de presión para la producción de CBM. Puri 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 en 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 en 1994 considera que la separación del metano de la mezcla es uno de los problemas más difíciles que pueden presentarse.

5.3.10 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.

5.3.10.1 El carbón en Australia y la reducción de gases de efecto invernadero emitidos

Australia posee alrededor del 7% de las reservas mundiales de carbón (79 Gigatoneladas), y una cantidad desconocida pero muy importante de los recursos inferidos. En términos productivos, es la quinta potencia tras China, Estados Unidos, la antigua URSS y la India. La producción de carbón en 1999 fue de 286 millones de toneladas, de los que 170 fueron exportados. La mayoría de los depósitos australianos de carbón se originaron durante el Permiano, aunque también son importantes depósitos más recientes del Triásico, Jurásico y Cretáceo. Los depósitos permianos más importantes se sitúan en el sistema de cuencas Bowen-Gunnedah-Sidney, que es una zona de gigantescas explotaciones mineras y de recursos de CBM en la parte oriental del continente austral (Figura 56) en los estados de New South Wales y Queensland.

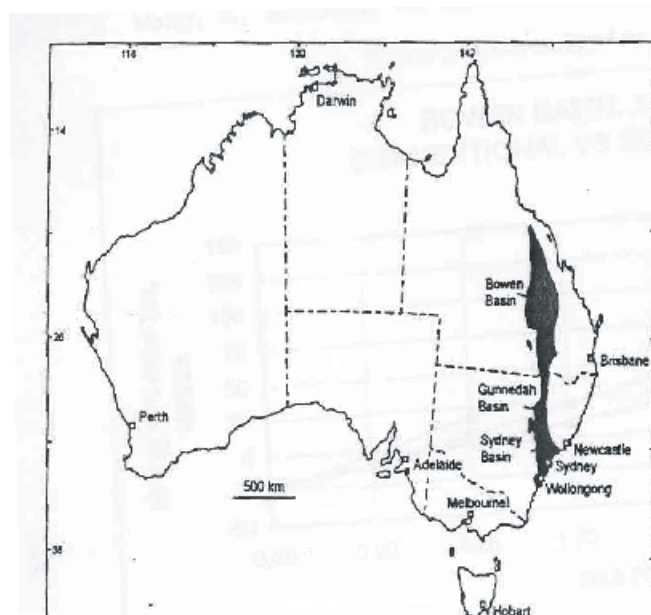


Figura 56 Localización del sistema de cuencas de Bowen-Gunnedah-Sydney

Fuente: United States Gas Association

Las capas de mejores perspectivas para la producción de CBM en términos de adecuados contenidos en cenizas, rangos, profundidades y potencias acumuladas se dan en estos depósitos permianos. El nivel de la investigación del CBM, tanto en la exploración como en el desarrollo tecnológico, se ha incrementado de manera significativa en los últimos años, llegándose a una modesta etapa de producción en tres zonas de las cuencas de Bowen y Sydney. Se están perforando y estimulando nuevos pozos para pruebas productivas en las tres cuencas, aunque en Gunnedah no existe producción comercial aún.

En 1997 estaban operativos 62 explotaciones mineras en New South Wales, que suministraban carbón a 7 centrales térmicas, cuya capacidad llegaba a 2 640 MW. Estas cifras representan aproximadamente el 90% de la producción energética de todo el estado de New South Wales. En Queensland había 31 explotaciones suministraban a otras 7 centrales que alcanzaban los 1 415 MW, el 75% del consumo energético del estado. Estas centrales suponen las más grandes fuentes de emisiones de CO₂ de toda Australia.

En el Protocolo de Kyoto, del que Australia es firmante, se fijó para el país austral un objetivo de emisiones de gas de efecto invernadero para el año 2012 equivalente al 108% de la producción de estos gases en 1990. En Octubre de 1998, la Secretaría Australiana de Efecto Invernadero, sacó a la luz el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero del año 96, que mostraba que la producción australiana de estos gases se cifraba en 419 millones de toneladas equivalentes de CO₂, lo que representa un incremento del 9% desde 1.990. Si se tiene en cuenta que tanto la economía como el consumo de energía muestran ritmos crecientes, es un auténtico reto para Australia el cumplir con los objetivos del Protocolo de Kyoto. Australia está introduciendo y poniendo en práctica un paquete de medidas destinado a evitar el cambio climático producido por el efecto invernadero. Por estas razones, el desarrollo de un proyecto piloto de almacenamiento de CO₂ ha sido muy bien recibido.

La cuenca de Bowen es el área donde hay mayores capas de carbón y mayores fuentes de CO₂, y además se espera un rápido crecimiento de la demanda de energía. El suministro de CBM aliviaría en parte el problema de la necesidad de construir infraestructuras para traer el gas natural desde lugares más lejanos, como, por ejemplo, Nueva Guinea. El río Dawson está situado estratégicamente al sur de Bowen, a menos de 150 Km de distancia de la central térmica de Gladstone, localidad por donde pasa el gasoducto que une Australia con nueva Guinea.

5.3.10.2 Aproximación técnica

El éxito de un proyecto piloto es esencial para conseguir la posterior instalación de una explotación productora de metano por el método de inyección de CO₂. para asegurarse de que el proceso se puede llevar a cabo correctamente se llevarán a cabo las tres fases comentadas en el resumen:

Micro-ensayo piloto, que supone un pozo de inyección y producción.

Ensayo de los 5 pozos, más detalladamente, 4 pozos de inyección y 1 de producción.

Ensayo de los 9 patrones, que suponen 16 pozos de inyección con 25 de producción.

Después de estas tres etapas, se tendrá la suficiente información como para expandir el proyecto a una escala comercial.

Durante la primera etapa del proyecto, se estudia el terreno elegido, en busca de la localización idónea para el ensayo piloto. Este estudio se realiza tanto desde un punto de vista geológico como técnico para cuantificar la continuidad, geometría y propiedades de las capas de carbón a través de los datos disponibles. Para mejorar estas estimaciones se perfora posteriormente un pozo para la evaluación de la formación, que servirá también para la extracción de muestra. Estas muestras servirán precisar los datos de contenido en gas, capacidad de almacenamiento y otras propiedades del carbón. La permeabilidad de las capas es también cuantificada siendo el dato clave para decidir si se continúa en el mismo sitio con el micro-ensayo piloto o se busca una nueva localización.

Durante el micro-ensayo piloto, el pozo es estimulado y puesto en producción para obtener información sobre el potencial productivo de gas y de agua de las capas de carbón. El CO₂ se inyecta y se espera un cierto periodo de tiempo que permita al dióxido adsorberse al carbón. El pozo vuelve a ser puesto en producción para cuantificar el efecto que el CO₂ haya causado en las propiedades del almacén y para medir los cambios en la composición del gas, evaluándose de esta manera la cantidad de metano que ha sido desplazada por el CO₂.

El último paso de esta primera fase es evaluar todos los datos y usar esta evaluación para predecir el comportamiento durante la fase 2 de los pozos de inyección, tanto de CO₂ puro como los de CO₂ y N₂. Se ha demostrado que la inyección de gases es beneficiosa. Esta información se usa para diseñar el montaje de inyección. Si los volúmenes potenciales de producción y almacenamiento son suficientes para cumplir los requerimientos técnicos y económicos, el proyecto pasa a la segunda fase.

El objetivo de la segunda fase es la instalación, operación y evaluación de 5 pozos piloto. Un esquema de situación de los pozos se presenta en la figura 2. El esquema está diseñado de modo que la respuesta productiva a la inyección pueda ser cuantificada durante el periodo de un año. Los datos recogidos de los 5 pozos se usan para predecir el comportamiento de los 9 patrones que se completarán durante la fase 3.

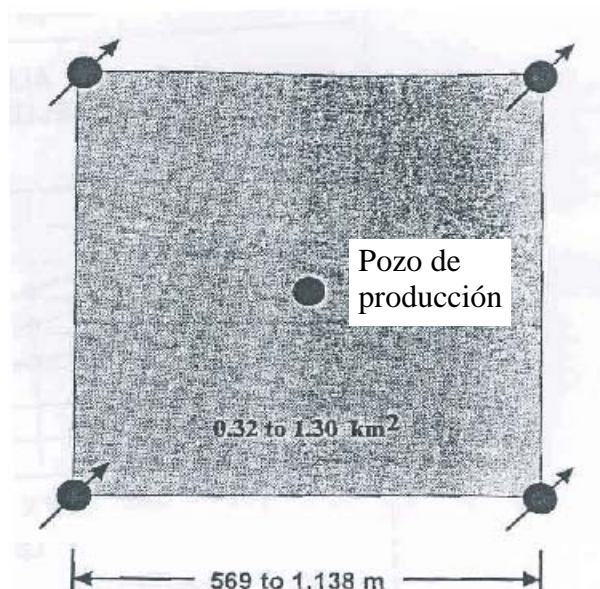


Figura 57 Típico esquema del ensayo de los 5 pozos.

Fuente: United States Gas Association

El micro-ensayo piloto de la etapa 1 se convierte en pozo de inyección durante la fase 2, perforándose un segundo pozo de inyección en una de las localizaciones previstas para ello. Se realizarán las pruebas oportunas en este segundo pozo para asegurarse de que la permeabilidad es suficiente como para justificar el trabajo de inyección. Este nuevo pozo también se utilizará para ejecutar un segundo micro-ensayo piloto con inyección, en este caso, de N_2 y CO_2 simultáneamente. Los datos obtenidos con este micro-ensayo serán de gran ayuda en la interpretación de los datos de los 5 pozos. A la conclusión del micro-ensayo, se perforan los dos pozos de inyección restantes más el pozo de producción. El pozo de producción empezará a funcionar tan pronto como sea posible, para obtener los datos de producción de agua y gas antes de la inyección, así como los de presión. Se construirán también las instalaciones necesarias en superficie para las labores de inyección y producción. La inyección de gases comienza con generadores portátiles de gas funcionando de esta manera durante un año. Al final del periodo de inyección, la producción continúa durante un mes para completar la adquisición de datos necesarios para el proyecto.

Basándose en los datos de fracturación natural, esfuerzos in-situ y permeabilidad, se situarán tres pozos de control de presión, situando al menos uno fuera del cuadrado del esquema original. Estos pozos aumentarán la seguridad del control sobre las estimulaciones. Un aspecto importante de la segunda fase es el de determinar la mezcla óptima de CO_2 y N_2 para las capas de carbón en cuestión. Por tanto, la cantidad de CO_2 inyectada se irá variando, aumentando controladamente desde el principio hasta el final de los ensayos.

La información adquirida a través de los 5 ensayos puntuales incluye la “eficiencia de barrido”, que es la proporción de hidrocarburos desplazados, así como los ritmos de producción de hidrocarburos y la composición óptima de los gases inyectados. Estos datos y los referidos al comportamiento de la presión se conjuntan para dar lugar a un modelo multi-componente de almacén de gas en capa de carbón. Este modelo se utiliza para predecir el comportamiento de un proyecto a gran escala. Este comportamiento previsto se evalúa tanto técnica como económicamente para determinar si el esfuerzo de desarrollar el proyecto tendrá recompensa.

El proyecto a gran escala se instala alrededor de los pozos piloto existentes y con un espaciado entre pozos muy superior. Los valores de áreas por pozo varían entre las 32 y las 129 Ha (entre 80 y 320 acres) y dependen del tamaño óptimo determinado por el modelo del almacén. Se instalan otros 8 sistemas de pozos para crear el esquema general de 9 sistemas presentado en la Figura 58. Los pozos de producción se sitúan alrededor de los pozos de inyección para maximizar la productividad de hidrocarburos. El test de los 9 patrones incluye 41 pozos en total, 16 de inyección y 25 de producción. Los 4 pozos de inyección del esquema de los 5 ensayos se convierten en pozos de observación y control, mientras que el pozo productor mantiene su labor anterior. Este ensayo a gran escala durará entre 2 y 5 años. Una vez concluido se decide definitivamente si se expande el proyecto a través de los datos de producción de CH_4 y de almacenamiento de CO_2 .

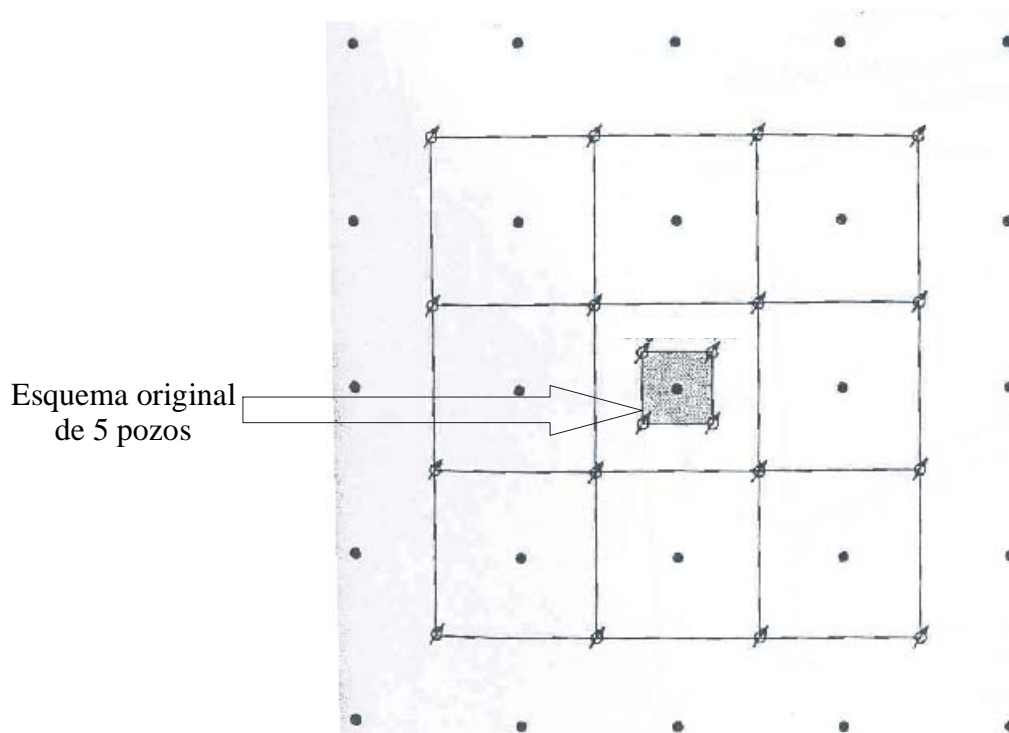


Figura 58 Geometría clásica del montaje de un ensayo de los 9 patrones.

Fuente:

Hay que reseñar que el primer objetivo del proyecto piloto es obtener suficientes datos como para evaluar técnica y económicamente el comportamiento de los pozos y para tomar las decisiones correctas concernientes al avance desde una etapa a la siguiente. El tiempo total requerido es de 4,3 años, siempre que no haya parones entre una etapa y la

siguiente. Por tanto, en caso de tener éxito el proyecto piloto, a los 5 años se pasará de la fase 3 a la producción comercial.

5.3.10.3 Costes del proyecto piloto

Etapa 1: Micro-ensayo piloto

El micro-ensayo implica costes relacionados con el estudio de campo, perforación y evaluación del pozo, tomo de datos y su análisis, así como el diseño del esquema de 5 pozos de la segunda etapa. En el micro-ensayo se inyectan aproximadamente 200 toneladas de CO₂ en el plazo de una semana. El coste estimado de la fase 1 se sitúa en 669 000 \$ (ver Tabla 1), con una precisión del +/- 30%.

Etapa 2: Ensayo de los 5 pozos

Esta segunda etapa lleva aparejada la perforación de otros 4 pozos (uno de producción y 3 de inyección), la conversión del pozo de la etapa 1 en un pozo inyector, la construcción de instalaciones de superficie, inyección de CO₂ y mezclas de gases, pruebas de producción, análisis de datos y diseño del proyecto. El CO₂, o la mezcla correspondiente, será generado por un compresor de combustión de propano antes de la inyección, que será de 15 000 toneladas en un periodo de 6 meses. El coste total del ensayo de los 5 pozos se estima en unos 6,2 millones de dólares (ver Tabla 2), siendo su coste de capital 4,9 millones y su coste operativo 1,3 millones. Se considera que tras la venta del compresor de propano se recuperará la mitad de su coste (1,4 millones de dólares), quedando el coste final de la segunda fase en 4,8 millones de dólares.

Etapa 3: Prueba de los 9 patrones (Ensayo comercial)

Al llegar a este punto, debe estar claro si el esfuerzo de desarrollar el proyecto merece la pena. Si es así, se perforarán los pozos de los 9 patrones alrededor del montaje anterior. La decisión de expandir el proyecto se debe basar en la capacidad que se tenga para transportar los gases de inyección sin un alto coste de transporte y compresión. Los pozos de inyección estarán consumiendo 400 toneladas de CO₂ diarias, lo que supone 120 000 toneladas anuales. El origen del gas cambia para el ensayo comercial, en lugar de producirse con un compresor propio se produce con uno ajeno que es, en este caso, una de las centrales térmicas próximas. En estos momentos es muy complicado estimar el coste del ensayo comercial, ya que no se tienen datos referentes al ensayo de los 5 pozos. El ritmo y la presión de inyección, la fuente de CO₂, el ritmo de producción, la composición del gas, etc... tienen una influencia muy importante en el diseño de las instalaciones de superficie y, por tanto, en su coste. Desde la perspectiva operativa, las ventas de metano podrán, probablemente, cubrir parte de los gastos. Una estimación grosera de los costes de la tercera etapa es de 35 millones de dólares, sin tener en cuenta las posibles ventas de metano.

5.3.10.4 El proyecto comercial. Suposiciones geológicas y económicas

Se han llevado a cabo análisis preliminares económicos de un hipotético proyecto comercial de CBM en Southern Bowen Basin. En estos análisis se han tenido en cuenta tres posibles modos de operación en el emplazamiento de Dawson River:

- a) Producción convencional de CBM.
- b) Producción con inyección de CO₂ puro.
- c) Producción con inyección de mezcla de gases.

Obviamente, en el momento de realizar estos análisis previos, no se tienen resultados acerca del micro-ensayo piloto o del ensayo de los 5 pozos, por lo que se tiene que dar por válidas algunas suposiciones basadas en las experiencias anteriores en Norte América.

El río Dawson se localiza al Sur del valle del mismo nombre, en el distrito suroriental de la cuenca (Figura 59). Ocupa un área total de 24 280 Ha, con unos recursos de gas de 58 Gm³, lo que supone una concentración de más de 2 millones de metros cúbicos por hectárea. En los análisis económicos se asume que el proyecto de inyección ocupará el 27% de la superficie explotable; es decir, 6 475 Ha. Es normal que, al menos en principio, los proyectos de inyección se sitúen en las cercanías de una explotación convencional de CBM, ya que allí existen las infraestructuras necesarias, reduciendo de esta manera el riesgo de la inversión.

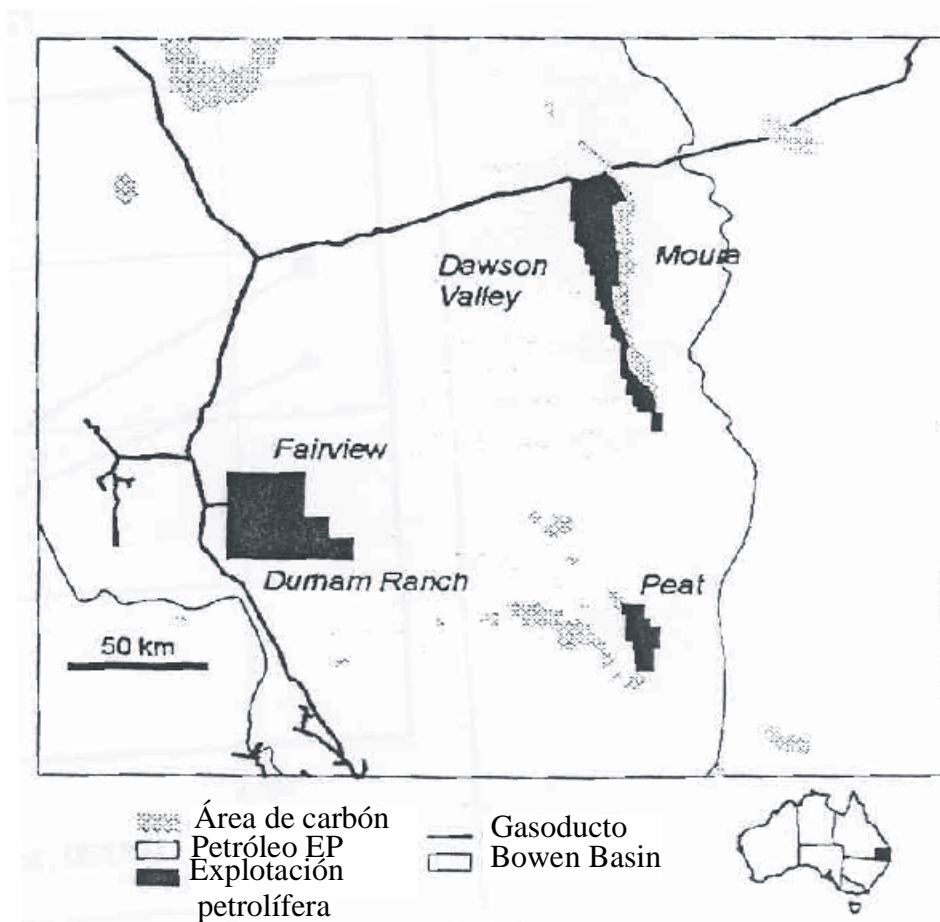


Figura 59 Localización de los campos activos de CBM en Southern Bowen Basin.

Fuente: United States Gas Association

Un coste muy relevante en cualquier proyecto de este tipo lo supone la captura, depuración, compresión y transporte del dióxido de Carbono desde la planta generadora al lugar de ejecución del proyecto. El suministro del gas depende de su concentración en la generación, el proceso seleccionado de captura o separación, los requerimientos de compresión y la distancia a la que se encuentre el campo productivo. Por tanto, para una mejor interpretación, los análisis económicos presumirán que el gas será de alta calidad, a presión normal de tubería (1 200 psig) y situado en el campo productivo a coste cero. El análisis consistirá en una comparación entre los costes y beneficios de una explotación convencional de CBM y los de un proyecto de inyección en la zona de Dawson River, utilizando para ello varios precios constantes de gas al vender a planta consumidora. Estos resultados se usarán para determinar las posibilidades del nuevo método de explotación para competir con la vía tradicional.

5.3.10.5 Parámetros asumidos del almacén y previsiones de producción

Los parámetros del almacén y los del proyecto (tanto del convencional como del de inyección) se encuentran detallados en la Tabla 22. Estos valores se consideran representativos del Southern Bowen Basin después de realizarse un estudio de los proyectos actualmente en ejecución y de la geología de la cuenca.

El proyecto convencional de CBM requeriría 50 pozos inicialmente, necesitando la perforación posterior de otros 50 en años sucesivos. El ritmo de producción durante el

primer año será de 210 000 metros cúbicos diarios, llegándose a un máximo de 704 000 durante el tercer año, manteniéndose hasta 10 años después de la perforación, antes de caer por debajo del límite económico.

El proyecto de inyección requeriría inicialmente 50 pozos de producción más otros 40 de inyección, con unas necesidades en años posteriores de otros 50 pozos de producción y 41 de inyección. El primer año, el ritmo de producción será también de 210 000 metros cúbicos diarios, llegándose en el quinto año a 1 410 000 metros cúbicos al día, manteniéndose 8 años tras la perforación antes de caer bajo el límite económico. El aumento de productividad por pozo ha sido estimado con los datos de desplazamiento de gas de un proyecto similar realizado en la cuenca de San Juan en los Estados Unidos.

La inyección será de 422 000 metros cúbicos diarios inicialmente, para alcanzar los 2810 000 en el tercer año manteniéndose de esta manera otros ocho. Por tanto, se está estimando un ratio de 2:1 en la relación inyección de dióxido/extracción de metano. En el proyecto americano analizado esta relación fue de 3:1, debido probablemente a las heterogeneidades del almacén. Por tanto, el CO₂ total secuestrado alcanza los 15 300 millones de metros cúbicos, lo que equivale a 28,6 millones de toneladas, durante la vida del proyecto.

Si el proyecto se realizara con mezcla de gases (80% CO₂ y 20% N₂), las necesidades de perforación serán las mismas que en el caso anterior. La producción del primer año será también la misma, pero la producción máxima alcanzada en este caso será de 2 114 000 metros cúbicos diarios en el quinto año, manteniéndose otros 5 años antes de decaer bajo el límite económico. Para estas estimaciones se ha tenido en cuenta un estudio sobre un ensayo piloto de Amoco en la cuenca de San Juan.

La mezcla más adecuada de gases es difícil de determinar, aunque rondará los porcentajes arriba mencionados. El gas inyectado inicialmente será en una cantidad de 423 000 metros cúbicos diarios, para llegar a los 4 225 000 metros cúbicos en el tercer año, manteniéndose así otros 5 años. Por tanto, se sigue manteniendo el mismo ratio que en el caso de dióxido puro. Si se mantienen los porcentajes supuestos, la cantidad de CO₂ capturada será equivalente a 22,9 millones de toneladas. Hay que reseñar que un incremento de Nitrógeno en el gas supone un decremento en el desplazamiento producido, lo que tendría un impacto económico positivo. Si el 100% del gas inyectado fuera Nitrógeno, se adsorbe una cantidad de gas igual o menor que el volumen de metano producido. Sin embargo, el N₂ puede introducirse en los pozos productivos, por lo que habrá que diseñar algunas mejoras en las tuberías para separarlo, encareciendo el coste de la operación.

5.3.10.6 Costes de capital y de operación estimados

El proyecto hipotético de inyección supone una perforación total de 100 pozos productores y 81 inyectoras, basándose en el plan de desarrollo del ensayo de los 5 pozos. Los costes de perforación para ambos tipos de pozo se han estimado suponiendo una larga duración del proyecto. Se ha dado por supuesta la necesidad en todos ellos de una estimulación por fracturación hidráulica. Los costes de perforación y completado del pozo en el Southern Bowen Basin, se presentan en el siguiente cuadro:

Tabla 22 Coste de un pozo de producción por fracturación hidráulica

Concepto	Coste estimado (miles de \$ por pozo)
Pozos de producción (profundidad de 610 metros, excluyendo la fracturación)	195
Fracturación hidráulica	105
Total	300

Las instalaciones de producción y los requerimientos de infraestructura de campo se basan en un espaciado supuesto entre pozos de 64 Ha (160 acres), que determina los costes de tuberías, estaciones de medida y el sistema de recolección. La producción bruta de gas requerirá un tratamiento de compresión previo a su entrada en el sistema de transporte a alta presión. Se separará el CO₂ extraído tanto en el proyecto convencional como en el de inyección, a no ser que se le dé un uso local. En el caso del proyecto con mezcla de gases se tendrá que separar también el Nitrógeno. En cualquier caso, como el programa de perforación se realiza por etapas, existe la posibilidad de ir cambiando las proporciones del gas para ajustarse a los tamaños o presupuestos necesarios. Un sistema de transmisión a alta presión se ha tenido en cuenta para realizar el trabajo de compresión. Los costes de capital del proyecto fueron estimados y se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 23 Costes de capital de la captura de CO₂

Concepto	Pozo convencional (\$)	Pozo de inyección (\$)
Tuberías	60 000	12 000
Recolección	30 000	30 000
Transporte	6 000	6 000
Estaciones satélite	24 000	6 000
Compresión e instalaciones	60 000	0
Gabinete	18 000	6 000
Total	198 000	60 000

Los costes de operación se clasifican en coste fijo más coste variable, incluyéndose un coste de mantenimiento de pozos en los costes fijos. Los compresores de turbina provocan una contracción del 5% en volumen, que se deducirá del CBM disponible para ventas. El coste de tratamiento de aguas también ha sido incluido, dándose el caso de que en Southern Bowen se tiene la costumbre de utilizar una balsa de evaporación por cada pozo. En definitiva, los costes fijos se han estimado en 900 \$ por pozo y mes, mientras que los costes variables se pueden estimar en 945,32\$ por cada 1.000 metros cúbicos producidos.

5.3.10.7 Implicaciones fiscales y financieras

Los precios del gas variarán según las condiciones, pero el proyecto está diseñado para un rango de entre 0,5 y 3 dólares por Gigajulio, con un poder calorífico estimado para el gas seco de 37,23 Gigajulios por metro cúbico. La concesión de explotación en Queensland supone el 10% del beneficio a bocamina. El impuesto de sociedades es del 36% después de una amortización lineal a 15 años de todas las inversiones.

5.3.10.8 El proyecto comercial. Resultados económicos

La figura 5 presenta los resultados económicos previstos tanto para el proyecto convencional como para los proyectos de inyección. El modo de presentación enfrenta el Valor Actual Neto al 10% después de impuestos frente a precios constantes de gas puesto en planta.

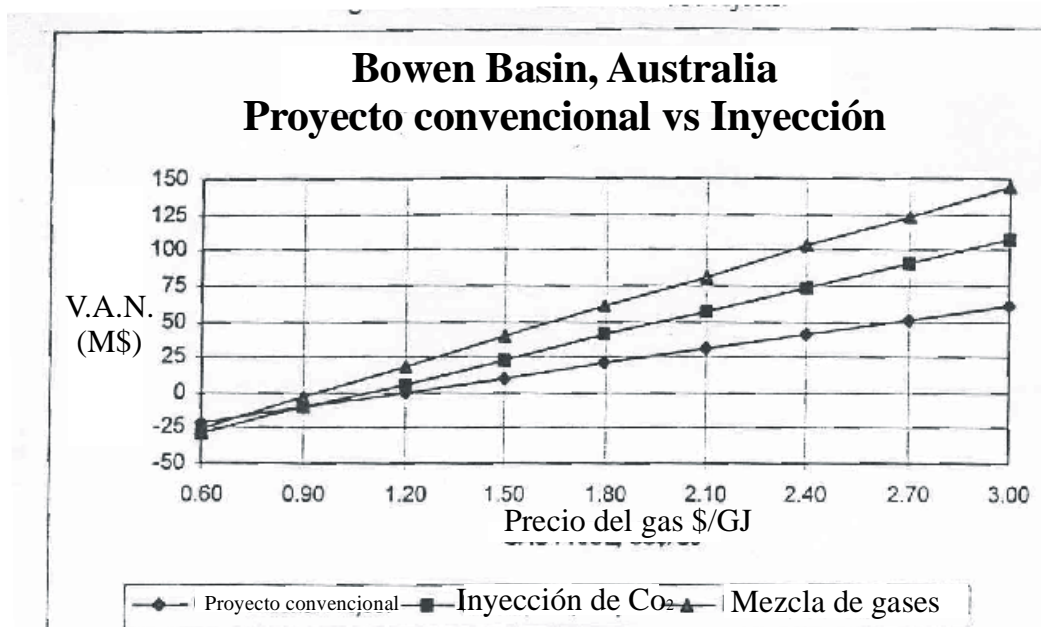


Figura 60 Comparación del proyecto convencional de CBM con los de inyección.

Fuente: United States Gas Association

El análisis del proyecto convencional, indica que el precio mínimo de gas necesario para conseguir un retorno del 10%, después de impuestos, es de 1,10 \$/GJ aproximadamente. Para el caso de inyección de CO₂, el precio mínimo sería de 1 \$/GJ, mientras que para la mezcla de gases el precio bajaría a 0,90 \$/GJ.

Se realizó un análisis con el objetivo de determinar el umbral de precios de CO₂ y de la mezcla de gases para precios de venta de metano constantes. Este umbral representa el valor máximo que puede pagar el proyecto de inyección por el CO₂ para mantener el mismo Valor Actual Neto que el proyecto tradicional. Este valor incluirá la captura y/o separación, compresión y transporte del CO₂ o la mezcla hasta el lugar del proyecto.

La Figura 61 representa el umbral de coste del CO₂ en \$/tonelada frente a los precios de venta del metano. El rango de este umbral varía entre menos de 0 hasta 12 \$/tonelada de CO₂ para un rango de precios de venta de metano de entre 0,5 y 3 \$/GJ. Este umbral no es suficiente como para cubrir los costes estimados que varían entre 25 y 35 \$/tonelada de CO₂ utilizando un método de separación por aminas. Se necesitarían importantes exenciones fiscales para que el proyecto fuera atractivo.

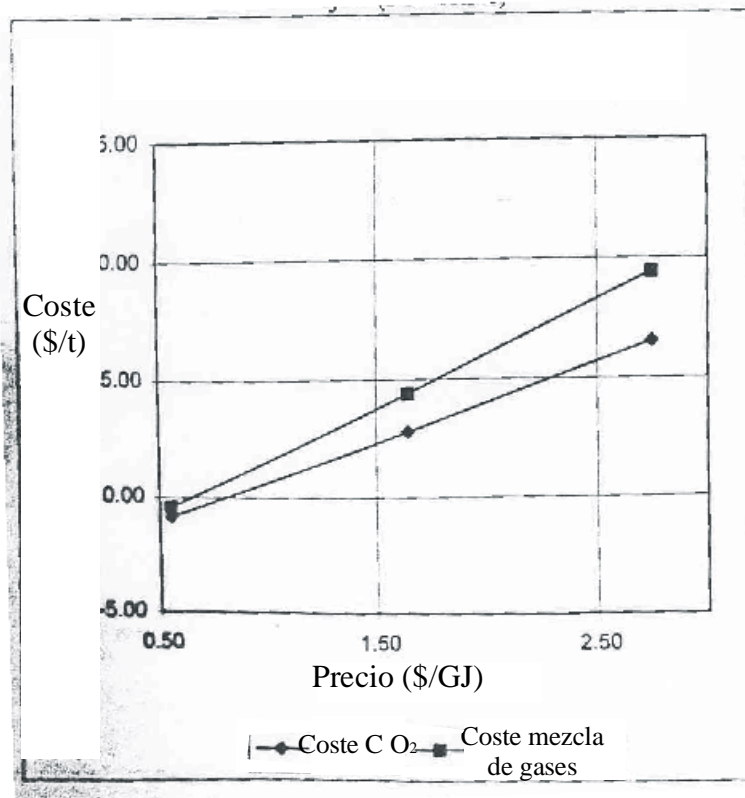


Figura 61 Umbral de costes de la inyección con CO₂ y mezcla de gases

Fuente: United States Gas Association

Una posibilidad adicional para aumentar los ingresos del proyecto es la exención. El CO₂ que no sea liberado a la atmósfera supone una ayuda en el objetivo nacional de cumplir el Protocolo de Kyoto, lo que da un valor añadido al CO₂ que se adsorba al carbón. Actualmente no hay política gubernamental dirigida a favorecer estas actividades, pero muchos países, incluyendo Estados Unidos, Canadá o Australia están estudiando iniciativas.

Para que funcione el sistema de exenciones se debe aclarar el concepto de CO₂ neto secuestrado. En el proyecto de inyección, la energía utilizada para captura y compresión genera emisiones adicionales de CO₂ lo que, precisamente, se quiere evitar. El CO₂ generado en el proceso debe ser deducido del teórico inyectado para obtener el CO₂ neto secuestrado.

Para calcular el CO₂ neto secuestrado se requieren algunos detalles ingenieriles. A modo de ilustración, usando el ejemplo de la Figura 61, el CO₂ neto secuestrado se considera el 65% del total inyectado. En el caso del Bowen Basin, para el proyecto con CO₂ puro se ha calculado en 18,6 millones de toneladas, mientras que para el de mezcla de gases se queda en 14,9 millones de toneladas.

Dawson River es un lugar excelente para el proyecto piloto. Es una región donde la demanda de gas crecerá rápidamente en los próximos años, se sitúa muy cerca de grandes fuentes de CO₂ y de un importante gasoducto. Ofrece un gran potencial de metano con una permeabilidad y concentración muy adecuadas según los datos disponibles.

Se ha programado un ensayo en 3 fases con claros objetivos y puntos de decisión en cada una de ellas. La fase 1 es un solo pozo para obtener datos que mejoren las estimaciones de las propiedades del almacén. Si la permeabilidad es suficiente, se procede a diseñar el esquema de la fase 2. En esta fase, la reventa del compresor ahorraría muchos gastos, mientras que en la fase 3 los gastos serán paliados por las ventas de metano.

El análisis económico de un hipotético proyecto comercial sugiere que el proceso puede recuperar metano con similares parámetros económicos al método convencional, siempre que el CO₂ se obtenga a precios asequibles, para lo que será necesario recibir exenciones fiscales por la retirada del CO₂ atmosférico.

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 en 1991 estimó que las emisiones de metano de la minería del carbón representaba cerca del 5 - 10 % del total emitido por las actividades humanas. El Coal Industry Advisory Board (1994) estima que las emisiones totales de metano de la industria del carbón mundial (24 Mt/año) representan el 4 - 6 % de las emisiones totales de metano, incluyendo los flujos naturales. El IEA Coal Research estima, incluido el metano producido por la combustión incompleta del carbón, que esta emisión es ligeramente superior, alrededor del 7 - 8%.

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.

6.1 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 construidas 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 EE.UU., estos impactos han sido referidos a terrenos húmedos. La explotación del CBM de Alabama requiere actividades en terrenos húmedos. Se requieren permisos para realizar actividades de dragado y relleno en las zonas húmedas en EE.UU. Todos los permisos requieren que los impactos en zonas húmedas sean eliminados o minimizados. Si se determina que un área es húmeda, es necesario examinar la presencia de especies en peligro de extinción, elementos culturales y otros recursos existentes. Generalmente, las operaciones no se localizan en las zonas húmedas si existen alternativas disponibles. Normalmente se requiere la mitigación de los impactos sobre estos humedales.

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.

6.2 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 (Witherbee, 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 36 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. Por ejemplo, el CBM supone el 4 % de la producción total de gas en EE.UU. y el 13 % de la producción total de agua en los pozos de gas (10 x 10⁶ m³/año para los pozos de metano del carbón). Como media, para los pozos de EE.UU., el CBM produce cerca de 1,74 cm³ de agua por m³ de gas (Lawrence, 1993), y los pozos de gas convencional 0,13 cm³ de agua por m³ de gas (Lawrence, 1993). Esto es aproximadamente de 13,5 veces más que en los pozos de CBM por unidad de volumen del gas producido.

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 descende 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.

Algunos valores representativos de la calidad de agua en los pozos de CBM se detallan a continuación en la tabla 27. Los valores típicos producidos por los pozos de gas

convencionales en EE.UU. también se detallan por comparación. Una diferencia importante entre la producción de los dos tipos de gas es la concentración de TDS.

Tabla 27 Algunos componentes del agua producida en la extracción de CBM .

Parámetro	CBM	Gas Natural
pH	7,8	7,0
Componentes principales en mg/l		
Sólidos disueltos (TDS)	4.000	20.000 - 100.000
Sólidos suspendidos (TSS)	-	1,0
Cloro (Cl⁻)	2.000	11.000 - 50.000
Sulfato (SO₄⁻²)	12,9	0 - 400
Bicarbonato (HCO₃⁻)	597	-
Carbonato (CO₃⁻²)	0,008	-
Flúor (F)	2,6	-
Nitrato (NO₃)	3,0	-
Fe	10	-
Ca	89	-
Na	1.906	-
K	7,5	-
Elementos traza e hidrocarburos (µg/l)		
Ag.	1,1	10 - 70
Al	40	-
As	-	30
Ab	2.780	10 - 100
Cd	5	30
Cr	3	20 - 230
Cu	5,6	0 - 100
Hg	0,13	1
Li	92	-
Mn	250	-
Ni	29	100
Pb	55	100 - 170
Sb	30	70
Se	25	60
Sr	4.000	-
Ti	-	90
V	5	-
Zn	109	40 - 200
Petróleo/aceite	-	3.000 - 25.000
Fenol	-	0 - 2.000
Benceno	-	1.000 - 4.000
Metilbenceno (Tolueno)	-	0,2 - 12,3
Dimetilbenceno (Xileno)	-	500
Etilbenceno	-	0 - 300
Naftaleno	-	30 - 900
Hidrocarburos totales	210	-

Fuente: IEA Coal Research

Lee - Ryan en 1991 observaron que la concentración de TDS en aguas generadas en el este de EE.UU. estaba generalmente dentro del rango de 500 – 27 000 mg/l y aquellas

producidas en el Oeste de EE.UU. estaban dentro del rango 200 – 4 000 mg/l. El agua producida durante la extracción de metano en Black Warrior Basin tiene una pequeña o moderada mineralización. Los principales constituyentes son el cloruro sódico y el bicarbonato. La concentración de TDS va desde 100 mg/l hasta 50 000 mg/l. Muchas de las aguas contienen menor TDS que las aguas del mar. La concentración media en hierro es de 15 mg/l. Las aguas también contienen concentraciones de otros elementos traza y algunos componentes orgánicos volátiles y semi - volátiles (Davis, 1993). La tabla 4 muestra los parámetros de calidad del agua de aguas extraídas en diferentes lugares de Black Warrior Basin, ilustrando la variabilidad el agua producida. Polímeros, agentes de hierro y otros componentes asociados, pueden encontrarse en cantidades limitadas (Lawrence, 1993). El TDS del agua de los pozos de CBM en la formación de Fruitland, en San Juan Basin, varía desde 700 – 12 000 mg/l, con el sodio y el bicarbonato como los constituyentes principales. (Witherbee, 1992). Hoare (1992) estima que el agua asociada con los recursos potenciales de CBM en Bowen Basin (Queensland, Australia), podría contener sales disueltas en el rango de 4.000 – 10 000 mg/l, con iones de sulfato como componentes principales.

El petróleo ha sido detectado en algunos pozos de CBM. El petróleo libre puede ser extraído por separación gravitacional en la boca del pozo o mediante un tanque espumante antes de un tratamiento posterior de las aguas o descarga. El petróleo recogido se trata normalmente lejos del lugar de extracción.

6.3 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. 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.

Para diseñar un sistema efectivo para el tratamiento del agua generada, es necesario conocer lo siguiente:

- ◆ La cantidad de agua producida.
- ◆ La estimación del agua producida y los ratios de flujo en las diferentes fases durante la vida del proyecto.
- ◆ Los permisos corrientes y propuestos y restricciones reguladoras.

La calidad y cantidad del agua producida determinará la viabilidad de varias técnicas. La posibilidad de recibir aguas y la sensibilidad de los organismos oficiales a las aguas de pozo determinarán la viabilidad de la opción de vertido superficial y el grado de tratamiento necesario. Los contratos de regulación deben estar fijados bajo las restricciones existentes. En algunos países, los vertidos pueden ser tratados como efluentes industriales, mientras que en otros consideran a estas aguas como vertidos especiales, sujetos a legislación especial (Tabla 28).

Tabla 28 Parámetros de la calidad del agua asociados con la extracción de CBM para diferentes lugares de Black Warrior Basin

<i>Parámetro, mg/l</i>	Brookwood	Cedar Cove	Deerlick Creek	Moundville	Oak Grove
TDS	430-9.600	920-25.100	4.200-27.500	8.100-60.000	300-17.100
Cloro (Cl⁻)	80-18.800 (media 3.000)	100-14.900 (media 3.000- 8.000)	2.500-13.500 (media 4.000-6.000)	4.000-36.000 (media 28.000)	40-18.000 (media 1.500)
Sulfato (SO₄⁻²)	<1-590	<1-8	3-33	<5	2-1.350
Fe	1-112	0,1-78	0,6-33	10-202	0,4-400
Mn	0,1-2,8	<0,1-3,2	0,1-0,2	<0,1-1,3	<0,1-4,2
Na	60-14.400	570-6.200	3.200-11.000	2.700-21.500	500- 11.600
pH	5,8-8,9	6,7-8,9	6,7-8,9	5,6-8,0	7,0-8,8

Fuente: IEA Coal Research

6.4 Reinyección

La reinyección subterránea de agua salobre es una técnica comúnmente utilizada en la industria del petróleo y del gas (figura 62). 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. 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 comuniquen 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.

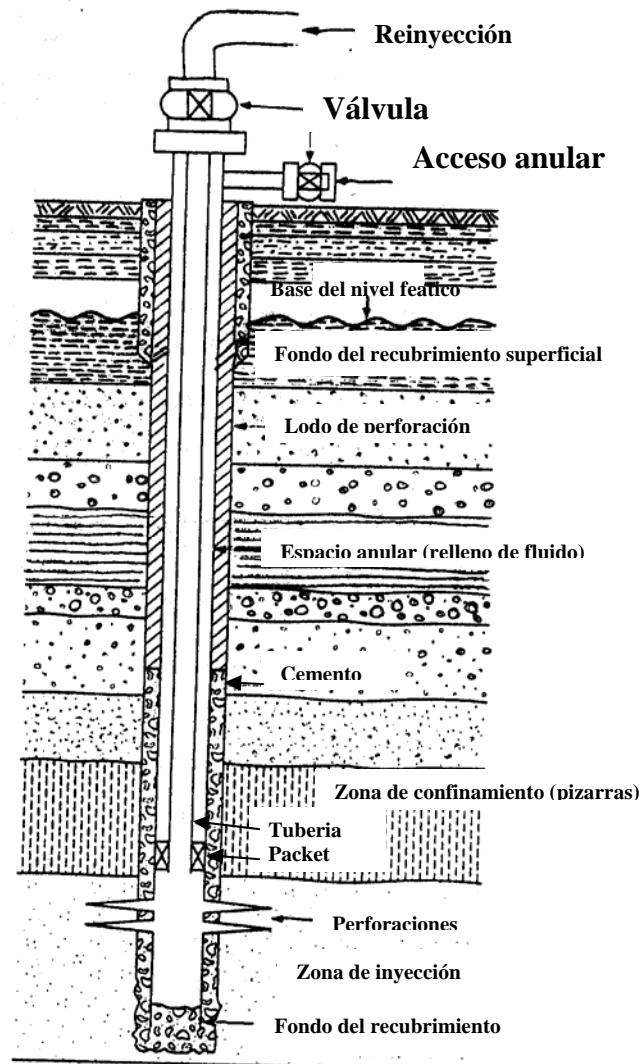


Figura 62 Pozo de reinyección de agua salobre.

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

En San Juan Basin, estaban operativos 51 pozos de inyección durante 1992, con 19.000 m³/día de agua producida durante la extracción de CBM. De estos pozos, 33 están terminados en las areniscas del Jurásico y el resto en las areniscas del Cretáceo superior. Es muy caro perforar estos pozos, desde 400.000 \$ hasta 1.200.000 \$ por pozo dependiendo de la profundidad y del método de estimulación. Los pozos del Jurásico han recibido el 77 % del agua inyectada hasta la fecha. Cox en 1993 ha calculado que los horizontes de algunas zonas de Colorado, son insuficientes para almacenar todo el agua que está proyectado almacenar, por lo que es necesario diseñar otros métodos para almacenamiento de agua.

En Black Warrior Basin, solo cinco pozos de reinyección reciben agua generada de los pozos de CBM, con capacidades de 300 - 1.600 m³/d por pozo. La reinyección no es el método más favorable en esta región, en parte porque muchas de las formaciones del área tienen baja permeabilidad, pero también en parte porque el tratamiento y el vertido superficial es una opción mucho más efectiva.

6.5 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. 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.

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. 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. 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.

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. Deben tener la capacidad suficiente como para acumular sólidos durante varios años.

6.6 Aplicación directa sobre el terreno

La aplicación directa de las aguas producidas en los 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.

6.7 Evaporación superficial

La evaporación superficial ha sido usada para disponer de pequeñas cantidades de agua en regiones con el clima apropiado. Hoare en 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 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.

6.8 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. Muchos procesos comerciales usan membranas asimétricas compuestas por polímeros orgánicos no iónicos como el acetato de celulosa o poliamidas. La utilización de sistemas de ósmosis inversa depende de la temperatura, pH y concentración de sal en el agua. Los sistemas de ósmosis inversa son capaces de eliminar el 90 % del TDS presente, aunque los ratios de eficiencias para cada ion varían considerablemente de uno a otro.

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 %. 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. 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 en 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 en 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.

6.9 Costes de tratamiento

Lee en 1991 examinó los costes comparativos de una variedad de métodos para el tratamiento y utilización de aguas producidas. Tratamientos que usan sistemas de aireación/sedimentación e inyección en pozos, métodos normalmente utilizados en EE.UU., fueron comparados con tres sistemas avanzados. La tabla 17 resume las estimaciones de coste de varios tratamientos. La evaluación considera un flujo de 380 m³/día sobre una vida de proyecto de 20 años. Las estimaciones se basan en los costes de capital, operación y mantenimiento dados por los vendedores. No todos los tratamientos serán opciones posibles o permitidas en cada situación.

Tabla 29 Costes estimados para sistemas de tratamiento/disposición de agua (Lee, 1991)

Sistema	Coste de capital	Operación y mantenimiento	Costes anuales	Costes por m ³ de agua.	Notas
Aireación y sedimentación + vertido en aguas superficiales.	100 000 \$	15 000 \$	28 000 \$	0,19 \$	Costes de capital: preparación del lugar, facilidad de construcción, permisos, ingeniería... Costes de O y M: Labores, material, utilidades, análisis...
Ósmosis inversa + vertido en aguas superficiales.	478 000 \$	355 000 \$	411 000 \$	2,96 \$	Costes de capital: preparación del lugar, facilidad de construcción, permisos, ingeniería... Costes de O y M: Labores, material, utilidades, uso del concentrado...
Electrodialisis + vertido en aguas superficiales.	515 000 \$	387 000 \$	447 000 \$	3,21 \$	Costes de capital: preparación del lugar, facilidad de construcción, permisos, ingeniería... Costes de O y M: Labores, material, utilidades, uso del concentrado...
Evaporación + vertido en aguas superficiales.	2 348 000 \$	1 596 000 \$	1 872 000 \$	13,52 \$	Costes de capital: preparación del lugar, facilidad de construcción, permisos, ingeniería... Costes de O y M: Labores, material, utilidades, uso del concentrado...
Inyección en pozos.	2 863 000 \$	370 000 \$	706 000 \$	5,09 \$	Costes de capital: preparación del lugar, facilidad de construcción, permisos, ingeniería... Costes de O y M: Labores, material, utilidades, uso del concentrado...

¹ Costes calculados suponiendo un flujo constante de agua en 380 m³/d y una composición del agua de 995 – 4 000 mg/l parecida a la detectada en el este y oeste de EE.UU.

Fuente: IEA Coal Research

Las estimaciones presentadas en la tabla indican que los costes de disposición para las dos técnicas van desde 28 000 \$ hasta 710 000 \$. EL coste más bajo es para aireación simple y tratamiento de sedimentación seguida de vertido superficial. El coste mayor es para la inyección en pozo. Los costes de tratamiento/disposición por m³ de agua están entre 0,19 - 5,09 \$. Las inyecciones en pozos son 15 - 25 veces más caras que aireación/sedimentación seguida de vertido superficial. Basándonos en estos límites, la ósmosis inversa y la electrodiálisis parecen competitivos en el nivel de precios, con un coste por m³ de agua de 2,96 \$ y 3,21 \$ respectivamente. Estos dos sistemas de tratamiento son 10 - 15 veces más caros que la aireación/sedimentación, pero más baratos que la inyección en pozos. La electrodiálisis es adecuada para situaciones donde es suficiente una eficiencia de eliminación del 75 %, mientras que la ósmosis inversa se utiliza para eficiencias mayores. El coste de disposición de concentrados producidos por estos dos sistemas afecta en gran medida a los costes de operación. Se anticipa que los costes de disposición del concentrado se incrementarán en el futuro, aproximándose a los de inyección en pozo. Las estimaciones indican que los costes de capital, operacionales y de mantenimiento son muy altos.

Simmons en 1991 examinó los costes debidos al uso de sistemas de tratamiento integral diseñados en torno al proceso de ósmosis inversa. La Tabla 30 muestra algunos costes calculados para un rango de calidades y cantidades del agua. Los valores presentados en la tabla indican que los costes de tratamiento por m³ de agua están en el intervalo: 5,10 - 7,30 \$ para una purificación del 75 % del flujo de agua (el concentrado remanente será el 25 % del total) y 10,00 - 11,90 \$ para la purificación de toda el agua. Esto supone que los límites de producción y calidad del agua son similares a los usados en la estimación de costes utilizados en la Tabla. Estos datos están cercanos o exceden el límite superior (5,09 \$) sugerido por Lee para el tratamiento económico. Se debe tener en cuenta que las estimaciones de costes no pueden ser comparables directamente.

Simmons argumenta que los sistemas avanzados pueden ser efectivos porque son flexibles. Por ejemplo, las plantas pueden ser diseñadas para permitir su reubicación. Esto es útil si los ratios de producción de agua decrecen más rápidamente de lo previsto. Las eficiencias del tratamiento también pueden ser modificadas, lo que es de ayuda si la calidad del agua cambia o cambian las limitaciones de disposición. Si las limitaciones de vertido superficial son muy estrictas, entonces la única alternativa para tratamientos avanzados es probablemente la reinyección. Simmons manifiesta que es necesario considerar las opciones de tratamiento y disposición caso a caso. Los costes y los riesgos deben ser evaluados para seleccionar la opción más apropiada con los requerimientos dados.

Tabla 30 Costes estimados para un sistema integrado de tratamiento de agua basado en la ósmosis inversa. (Simmons, 1991).

TDS del agua en mg/l.	Ratio de producción en m ³ /d	Costes de tratamiento en \$/m ³
<i>75 % del agua recuperada.</i> ₁		
1 000 - 5 000	100 - 200	9,10 - 7,30
	200 - 400	7,30 - 5,10
	400 - 800	5,10 - 3,80
	> 800	< 3,80
5 000 - 10 000	100 - 200	10,50 - 8,20
	200 - 400	8,20 - 6,30
	400 - 800	6,30 - 4,40
	> 800	< 4,40
10 000 - 20 000	100 - 200	12,10 - 9,90
	200 - 400	9,90 - 6,90
	400 - 800	6,90 - 5,00
	> 800	< 5,00
<i>100 % del agua recuperada.</i> ₂		
no aplicable	100 - 200	14,30 - 11,90
	200 - 400	11,90 - 10,00
	400 - 800	10,00 - 7,80
	> 800	< 7,80

¹ El 75 % del agua tiene un pretratamiento y ósmosis inversa, quedando un 25 % de concentrado. La potencia o el fuel consumidos = 3,1 kWh/m³ o 166 Mj/m³.

² El 100 % del agua tiene pretratamiento, ósmosis inversa y evaporación cristalización, produciéndose un residuo sólido. La potencia o el fuel consumidos = 15,5 kWh/m³ o 829 Mj/m³.

Fuente: Simmons, 1991

6.10 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.

Wetherbee (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 agua es un contaminante en algunos pozos de metano en San Juan Basin (Wetherbee, 1992). 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 realizarán 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).

Vamos a desarrollar un estudio de las propiedades del carbón de Fruitland, para considerar posteriormente el efecto de estas en la viabilidad económica, analizando los datos de los ensayos anteriormente expuestos obtenemos los datos que aparecen en la Tabla 31.

Tabla 31 Propiedades del depósito de carbón de Fruitland y localización

PROPIEDAD	Hami lton3	NEBU40 3	S.Ute-Mobil 36-1	Colorado32- 7N°9
Densidad del gas, °API	0,6	0,6	0,6	0,6
Contenido medio de gas in situ, cc/g	11	12,1	13,1	10,7
*Contenido medio de gas libre de cenizas, cc/g	16,4	17,5	18,8	16,4
Tiempo medio de adsorción, horas	9,8	6,4	22,6	10,1
*Volumen de Langmuir libre de cenizas, cc/g	21,4	23,6	22,2	21
Volumen de Langmuir(in situ), cc/g	13,3	16,4	15,4	13,7
Presión de Langmuir, kPa	2 679	2 131	1 648	1 983
Potencia acumulada de carbón, m	10	13,5	13	8,4
*Potencia total de carbón, m	13,7	15,4	20,3	12,6
*Contenido medio de cenizas, %	32,6	30,7	30,4	34,6
*Gas total in situ , 320 acres, 10 ⁶ m ³	294,3	367,9	475,4	234,9
Gas completo in situ, 320 acres, 10 ⁶ m ³	215,1	322,6	305,6	155,6
Permeabilidad absoluta, md	6,7	5	39,3	1,7
Espaciado fracturas, n°/cm	4	10	4	4
Presión de depósito inicial, kPa	8 777	11 900	9 419	11 170
Dato de presión, m	867	899	715	863
Gradiente hidrostático inicial, (kPa/m)	10,1	13,2	13,2	12,9
Porosidad de fracturas, %	0,8	0,8	0,8	0,8
Saturación por agua de fracturas, %	100	100	100	98
Compresibilidad del volumen de poros, 10 ⁻⁶ kPa ⁻¹	14,5	14,5	14,5	14,5
Temperatura, °C	46	47	52	46
* Reflectancia de la vitrinita, %	0,78	0,88	1,34	1,27
*Rango del carbón	hvAb	hvAb	mvb	mvb
Longitud de fractura inducida, m	107	107	107	112

*No requeridos para la estimación del ratio de producción

Localización de los pozos

Nombre del pozo	Operador	Estado	Condado	Sec	Twp	Rge
Hamilton 3	Mesa Limited	Nuevo Méjico	San Juan	30	32N	10W
Noreste BU 403	Blackwood and Nichols Co	Nuevo Méjico	Río Arriba	9	30N	7W
S.Ute-Mobil 36-1	McKencie Methane Corp	Colorado	La Plata	36	34N	10W
Colorado 32-7N°9	Mobil Oil Corp	Colorado	La Plata	4	32N	7W

Fuente: IEA Coal Research

Las propiedades del yacimiento y formación expuestas en la Tabla 32 se emplearon para generar pronósticos sobre la capacidad de liberación del gas de los pozos, usando el COMETPC-3D. Para el proyecto de análisis supusimos un espaciado de pozos de 130ha y que la presión de fondo de pozo se reduciría a 690kPa en un periodo de 3 meses y mantenido a ese valor durante la vida del proyecto. Debido a la poca importancia de la producción posterior, una vida de 20 años se considera adecuada.

Tabla 32 Resultados de las simulaciones del deposito para cuatro pozos de CBM

Resultado	Colorado 32-7 n°9	Colorado 32-7 n°9 (realzado)	Noreste BU 403	Hamilton 3	S Ute-Mobil 36-1
Recuperación neta, 10 ⁶ m ³	9,6	15	32	42,2	117,4
Gas total in situ, 10 ⁶ m ³	234,9	234,9	367,9	294,3	475,4
Gas completo in situ, 10 ⁶ m ³	155,6	195,6	322,6	215,9	305,6
Factor de recuperación, %	6,13	7,63	9,91	19,53	38,46
Extracción media de gas, m ³ /día	1 664	2 586,6	5 547	7 239	19 881
Pico de extracción de gas, m ³ /día	1 938,6	3 280	7 748	16 688	87 500
Tiempo hasta el pico, meses	21	16	9	1	1
Extracción media de agua, m ³ /día	2,6	3,4	5,4	3,8	6,7

Fuente: IEA Coal Research

La recuperación acumulativa y los factores de recuperación son sensiblemente diferentes en los cuatro pozos. Los factores de recuperación después de 20 años de extracción van desde un mínimo de un 6% en el Colorado 32-7 n°9 hasta un máximo de un 38% en el S Ute 403. Para los mismos pozo, la recuperación acumulada va desde un mínimo de 9,6x10⁶m³ hasta un máximo de 117,4x10⁶m³ respectivamente. Estas variaciones pueden atribuirse en principio a las diferencias de permeabilidad de los sistemas de fracturas con una influencia secundaria de los diferentes contenidos de gas y de las características de desadsorción del carbón.

Basándonos en los resultados, concluimos que solo el gas in situ no es un indicador definitivo de la recuperación acumulativa y de los ratios de producción de los depósitos de carbón. La extracción y recuperación del gas dependen mucho de la magnitud de la permeabilidad de fracturas y de las características de desadsorción del carbón. La aplicación de tecnología más efectiva creará fracturas de mayor conductividad, facilitando un mejor acceso al depósito, lo cual mejorará la recuperación.

7.1 Influencia de la Tecnología de Terminación Avanzada

Los focos de investigación actuales en el campo de la extracción del CBM se orientan hacia el desarrollo de tecnologías de terminación más efectivas. Las consecuencias de la mejora de la fracturación hidráulica se modelizaron simulando la extracción de agua y gas del pozo Colorado 32-7 N°9 de San Juan, terminado con una fracturación hidráulica de 83,9m (media - longitud) comparado con la original de 51,2m y con el suficiente crecimiento de altura de fractura para comunicar con unos 2,1m adicionales de carbón.

La media de los ratios de producción de gas para este caso se predijeron en 2.547 m³/día, una ganancia de más del 50% sobre la técnica de terminación original.

ESTUDIO DE METANO EN CAPA DE CARBÓN (CBM): ESTADO DEL ARTE Y POSIBILIDADES DE LAS CUENCAS DE LA ZONA NORTE DE LEÓN



TOMO II: ESTUDIO DE LAS POSIBILIDADES DE METANO EN CAPA DE CARBÓN (CBM) EN LAS CUENCAS CARBONÍFERAS DE LA ZONA NORTE DE LEÓN

MADRID, DICIEMBRE DE 2004

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:

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

Roberto Martínez Orío. Ingeniero de Minas. Departamento de Recursos Minerales y Geoambiente.

Isabel Suárez Díaz. Ingeniera de Minas. Departamento de Recursos Minerales y Geoambiente.

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

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

Alicia Arenillas González. Becaria del Departamento de Ingeniería Geológica.

ÍNDICE

CUENCA DE CIÑERA - MATALLANA

1	Objetivos	pagina 4
2	Localización	pagina 5
3	Geología	pagina 7
4	Estratigrafía	pagina 8
5	Tectónica	pagina 13
6	Hidrogeología	pagina 15
7	El Yacimiento	pagina 17
8	Antecedentes mineros	pagina 24
9	Calculo de recursos de carbón	pagina 25
10	Medición de las concentraciones de metano en el carbón	pagina 26
11	Calculo de los recursos de metano en capa de carbón	pagina 28
12	Área de Ciñera-Matallana	pagina 30
13	Conclusiones	pagina 32
14	Estudio Económico	pagina 35

CUENCA DE SABERO

1.-	Localización.	Pagina 43
2.-	Encuadre geológico regional.	Pagina 45
3.-	Estratigrafía.	Pagina 47
4.-	Tectónica.	Pagina 52
5.-	Hidrogeología.	Pagina 55
6.-	El yacimiento de carbón.	Pagina 57
7.-	Antecedentes mineros.	Pagina 58

8.- Recursos en el área de Sabero.	Pagina 59
9.- Conclusiones.	Pagina 63
10.- Localización de los sondeos de investigación.	Pagina 65

CUENCA DE CIÑERA – MATALLANA

1 OBJETIVOS

A continuación trataremos de aplicar los fundamentos teóricos que describen los parámetros necesarios para una extracción rentable del Metano en Capa de Carbón (CBM) que hemos desarrollado anteriormente, para el análisis de cuencas españolas con objeto de ver si es posible una futura extracción rentable del metano de esas cuencas.

Localizaremos las cuencas y en su encuadre realizaremos una descripción geológica, estratigráfica y estructural de ellas, así como una descripción aproximada de los yacimientos y las explotaciones.

Para una primera aproximación y selección de las posibles cuencas explotables tendremos en cuenta los siguientes factores:

- El volumen de recursos de carbón calculados.
- Las concentraciones de gas in situ de las capas de carbón en dichas cuencas.
- La existencia de estructuras que puedan favorecer el entrapamiento del gas.
- Los datos de análisis de carbones de las cuencas: Rango del carbón, humedad, cenizas, volátiles...

Con los dos primeros calcularemos un primer valor muy aproximado y limitado de los recursos de gas contenidos en las capas de carbón de la cuenca que nos permitirán hacernos una idea de la rentabilidad de su posible extracción.

Posteriores estudios más profundos de las características de las cuencas seleccionadas (Hidrogeología, Permeabilidad, Petrografía, Características de los carbones...) nos permitirán delimitar las mas zonas favorables para la realización de sondeos de investigación.

En concreto en este estudio trataremos la zona de Ciñera-Matallana, zona que en principio parece interesante debido a sus grandes recursos en hullas y las elevadas cifras de metano en capa de carbón.

2 LOCALIZACIÓN

La cuenca hullera “Ciñera-Matallana” se sitúa en la zona norte de la provincia de León en la vertiente meridional de la Cordillera Cantábrica. La zona Norte de León se subdivide en tres subzonas (Norte, Centro y Sur), cada una de las cuales abarca varias áreas, el área “Ciñera-Matallana” se localiza en la Subzona Sur. Como podemos apreciar en el Plano 0 de Situación Geográfica.

Dentro del plan MAGNA la zona estudiada se localiza entre las hojas 103 y 104.

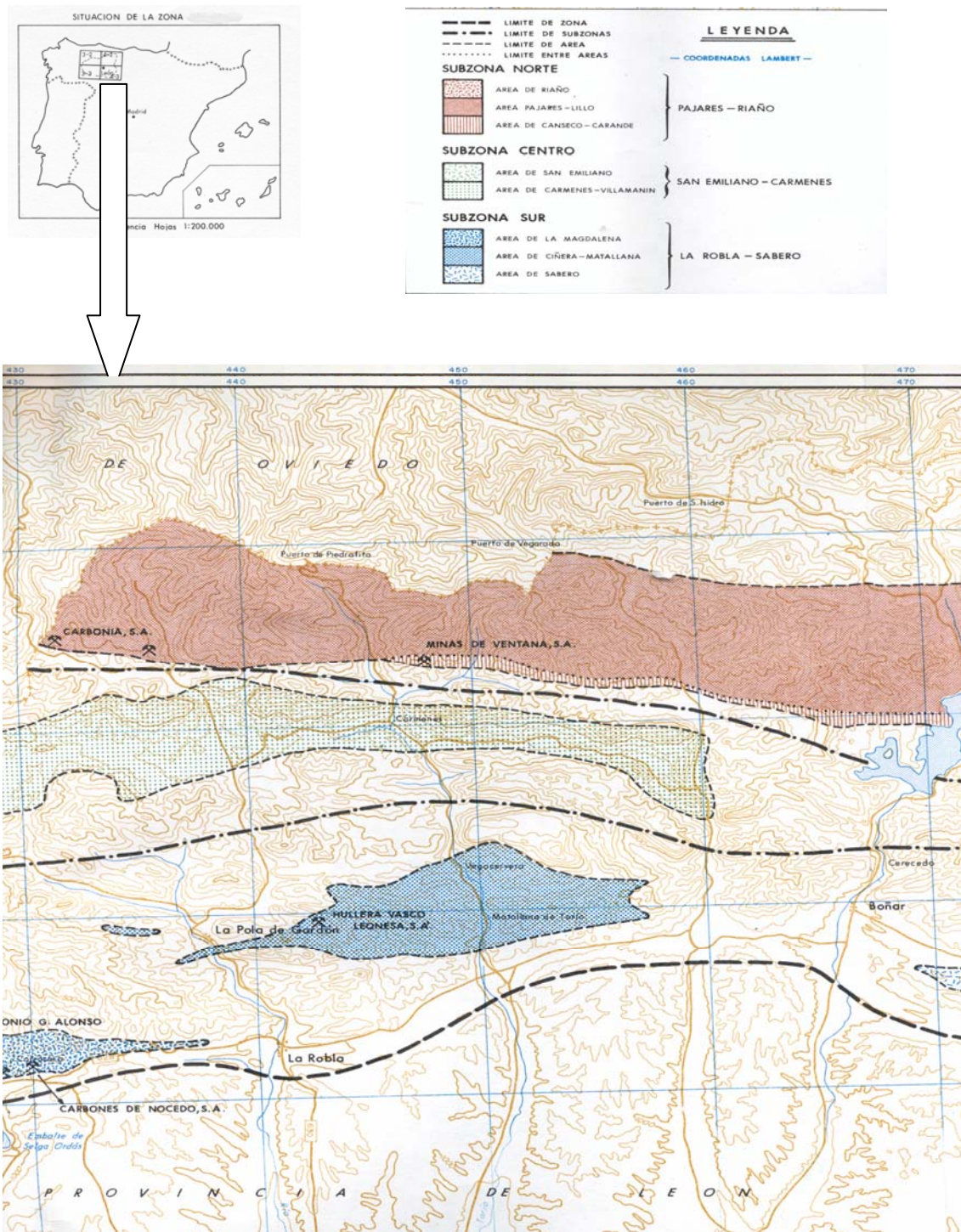


Figura 1 Localización de Ciñera-Matallana

Fuente: IGME (1985) Actualización del Inventario de Recursos Nacionales de Carbón.

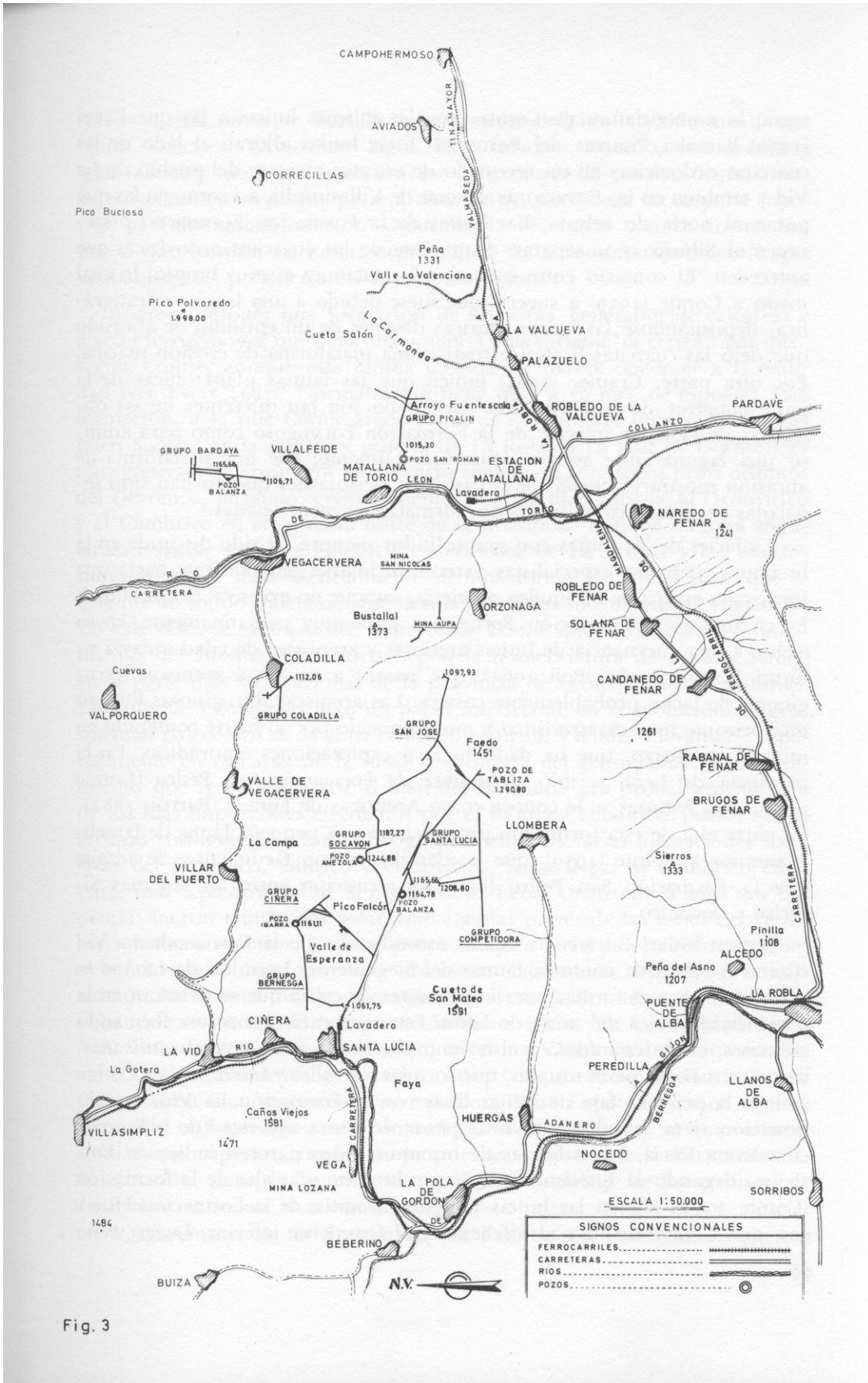


Fig. 3

Figura 2 Plano de situación de la mina de Ciñera-Matallana

Fuente: Empresa Nacional Adaro Plan Director de la Zona Norte de León

3 GEOLOGÍA

El yacimiento, que forma parte del conjunto de cuencas continentales Estefanienses que se apoya discordantemente sobre las zonas Cantábrica y Asturoccidental Leonesa del Macizo Ibérico, es un sinclinorio cuyo eje tiene dirección E-O (con 15 Km de extensión) y cuya anchura (en dirección N-S) es de unos 5 Km.

La geología de esta área es muy compleja estratigráfica y tectónicamente. Existe información litológica y geotectónica de 46 sondeos pero no existe información hidrogeológica.

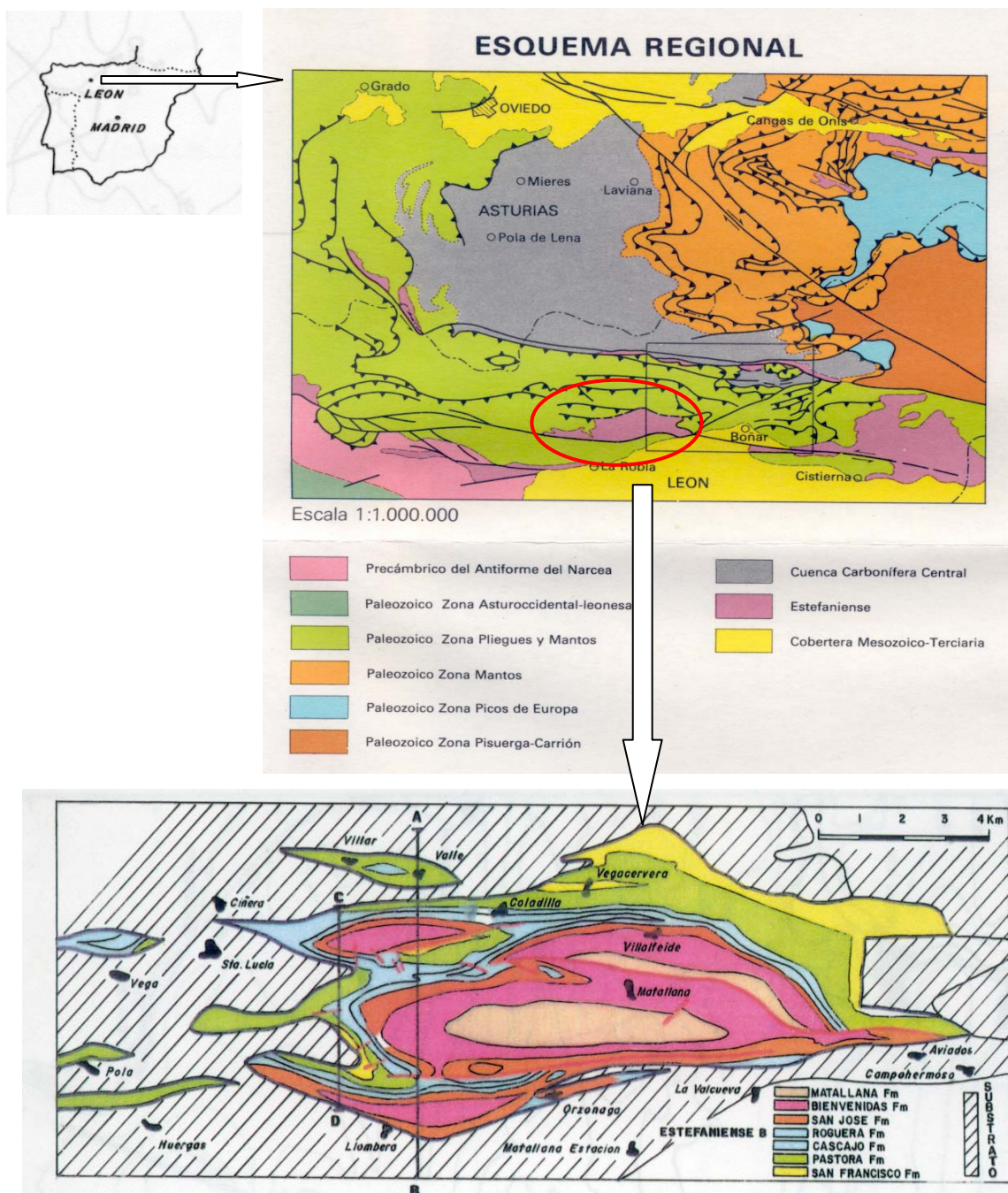


Figura 3 Encuadre Geológico de Ciñera-Matallana

Fuente: Hoja Magna y SA Hullera Vasco-Leonesa (1989) Estudio de Factibilidad y Diseño de una nueva mina de carbón en la cuenca de Ciñera-Matallana.

4 ESTRATIGRAFIA

Esta cuenca es, dentro del Carbonífero Superior de la Cordillera Cantábrica, de la que mejor grado de conocimiento se tiene, tanto estratigráfica como paleontológicamente.

El espesor total de los materiales es del orden de los 1000-1500 m, comenzando la serie por los conglomerados calcáreos que en algunos puntos alcanzan los 250m de potencia, fosilizando relieves preexistentes. Siguen facies pantanosas con niveles de carbón muy importantes (el 90% de los existentes en la cuenca) y más arriba facies fluviales con areniscas y pizarras asociadas a capas de carbón. HEWARD (1978) relaciona esta cuenca con la de La Magdalena e interpreta la sucesión como formando parte de una serie de abanicos aluviales más distales que los que presenta esta última cuenca. WAGNER (1971) establece para el conjunto hasta siete formaciones con un alcance comparable a lo que en otras cuencas se conocen como paquetes; de muro a techo son: San Francisco, Pastora, Cascajo, Roguera, San José, Bienvenidas y Matallana.

Las características más importantes de cada una de estas formaciones son las siguientes:

- Formación San Francisco (0-400m): posee un marcado carácter detrítico con pequeña extensión de sus tramos productivos. Se caracteriza también por la presencia de fuertes conglomerados y el grano muy grueso de sus areniscas e incluso contiene conglomerados de facies fluvial, consecuencia del relleno de un paleorelieve preexistente al NO. Ocasionalmente se presentan algunos carboneros y hasta 8 capas estrechas de desarrollo local con potencias generalmente inferiores a 1m.
- Formación Pastora (85-200m). Es la más interesante industrialmente, estando caracterizada por el desarrollo de facies pantanosas que dieron lugar a importantes depósitos de carbón. Se inicia con la presencia de un nivel lacustre con Leia a techo de la capa Marta, de unos 15m de espesor, denominado “Horizonte Tabliza”. Sobre él sigue un tramo lacustre generalmente azoico, donde pueden aparecer ocasionalmente niveles de caliza lacustre y de areniscas. Pasando por un nivel de arenisca de grano grueso, se inicia un tramo lutítico donde abundan niveles con Ostrácodos, pudiendo aparecer carboneros y restos de plantas, que junto con algún suelo de vegetación se sigue con una capa ancha de carbón de hasta 20 m de potencia que localmente adopta los diferentes nombres de Pastora, Competidora, Emilia y Bernesga, en todo el borde occidental del área.

En dirección hacia el Este, los cambios de facies producen fuertes variaciones en la formación, produciendo importantes digitalizaciones de la capa Pastora, presentándose hacia el Norte un gran número de carboneros con alguna capa estrecha. Hacia el Sur llega a desaparecer dicha capa como tal, apareciendo otra capa (“capa Tabliza”) en una posición estratigráfica más baja, inmersa dentro de una facies totalmente lacustre, desconociéndose hasta la fecha su evolución lateral.

Respecto a la mitad oriental del área, los únicos afloramientos de esta formación se sitúan en el borde Norte y están escasamente investigados. Predomina un ambiente fluvial con pequeñas intercalaciones lacustres, sin haber capas de carbón reconocidas hasta la fecha.

- Formación Cascajo-Roguera (160 m). Fundamentalmente lacustre, se inicia en un

régimen escaso en aportes terrígenos, lo que permite que se formen unos fondos ricos en lodos orgánicos donde se desarrolla la “*Leaia baentschiana*” que sirve de nivel para identificar el techo de Pastora. Ambas formaciones, difícilmente separables entre sí, se componen de unos 160 m de lutitas y areniscas con predominio detrítico hacia la mitad superior, en donde existen pequeñas intercalaciones lutíticas con restos de Lamelibranquios (*Anthraconauta*). Mas a techo aparecen ya suelos de vegetación y carboneros (que indican el límite entre ambas formaciones) y en ocasiones una estrecha capa de carbón, de unos 0,6-0,85 m denominada capa Roguera. Se corresponde con una etapa de colmatación del lago y por lo tanto se pone de manifiesto un cambio de facies.

- Formación San José (75-90 m). Se caracteriza por su regularidad y abundante flora. Contiene cinco capas (0,3 a 0,8 m) y dos carboneros en un total de 90 m de potencia estratigráfica, en una facies preferentemente fluvial, excepto hacia el Norte, en donde presenta una marcada facies lacustre. Por la riqueza y composición característica de su flora, la capa 1ª (Estrecha), la de más a techo, constituye un excelente nivel guía.
- Formación Bienvenidas (350-380 m). No presenta características propias y su identificación se realiza por su posición estratigráfica, entre la capa 1ª de San José y la capa Álvaro, base de la Formación Matallana. Está constituida por una alternancia de lutitas y areniscas con algún carbonero y abundantes suelos de vegetación, predominando en su mitad superior un carácter más detrítico. La capa 1ª (la de más a techo), presenta gran regularidad y ha sido explotada en muchos puntos de la cuenca bajo diversos nombres (Bisvita, Marte, Esgañal, etc); su carbón aunque no muy limpio, es coquizable.

Formación Matallana (275 m). Se caracteriza por su marcado carácter fluvial, que ha dado lugar a bancos muy potentes de areniscas de grano grueso con abundantes troncos. Contiene tres capas estrechas de carbón, bastante sucias en general, llamadas Álvaro, Picalin y Petra, con potencias que oscilan entre 0,7 y 1 m .

Además de las rocas de origen sedimentario, existen importantes manifestaciones de rocas intrusivas interestratificadas en distintos puntos de la zona. El caso más importante se encuentra al Este del Valle de Tabliza y afecta a la capa Tabliza (facies lacustre de la Formación Pastora) a la que coquiza y sustituye en gran parte, no conociéndose con precisión la extensión del fenómeno.

4.1 Columna regional

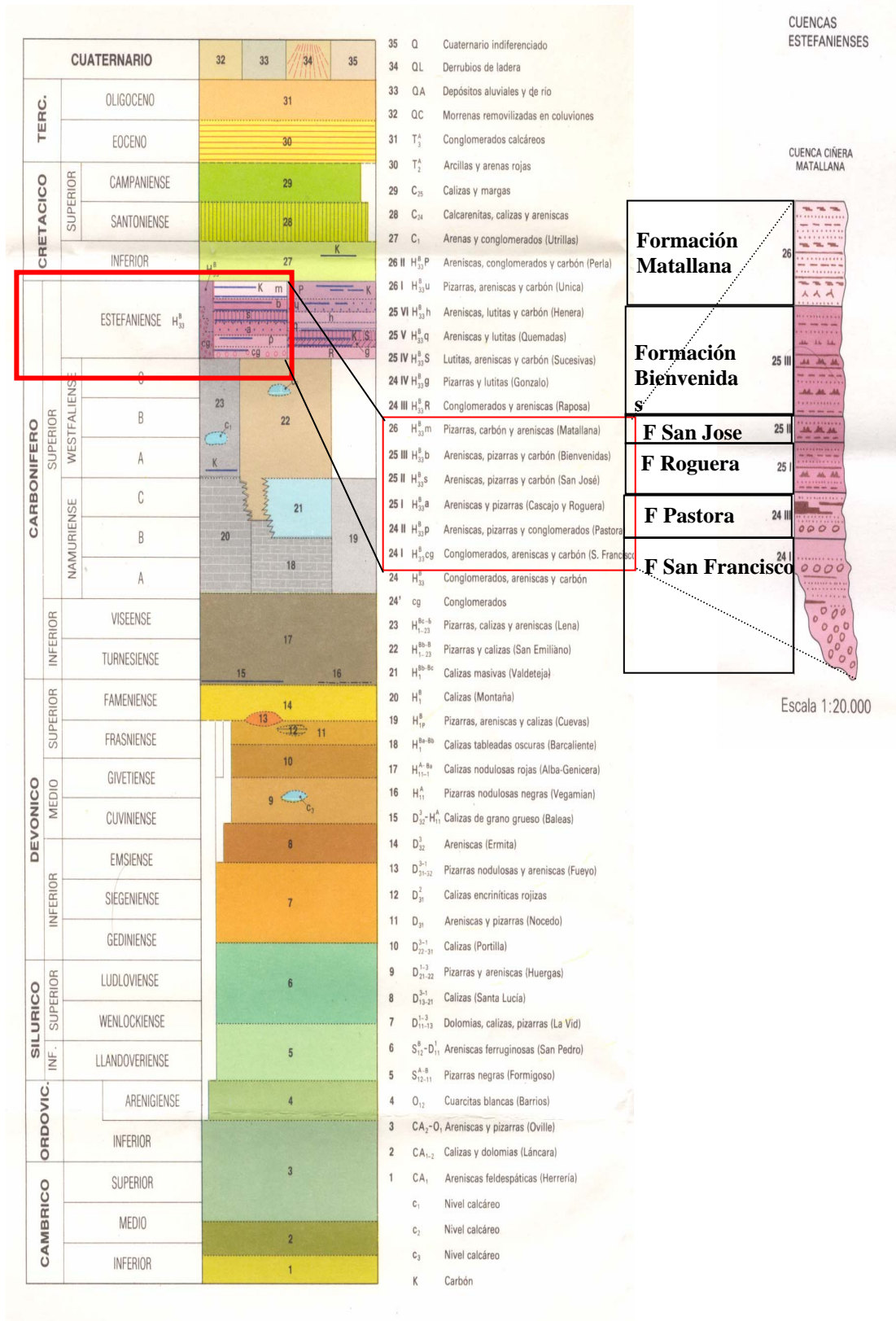


Figura 4 Columna regional de la cuenca de Ciñera-Matallana

Fuente: Hojas Magna 103 y 104

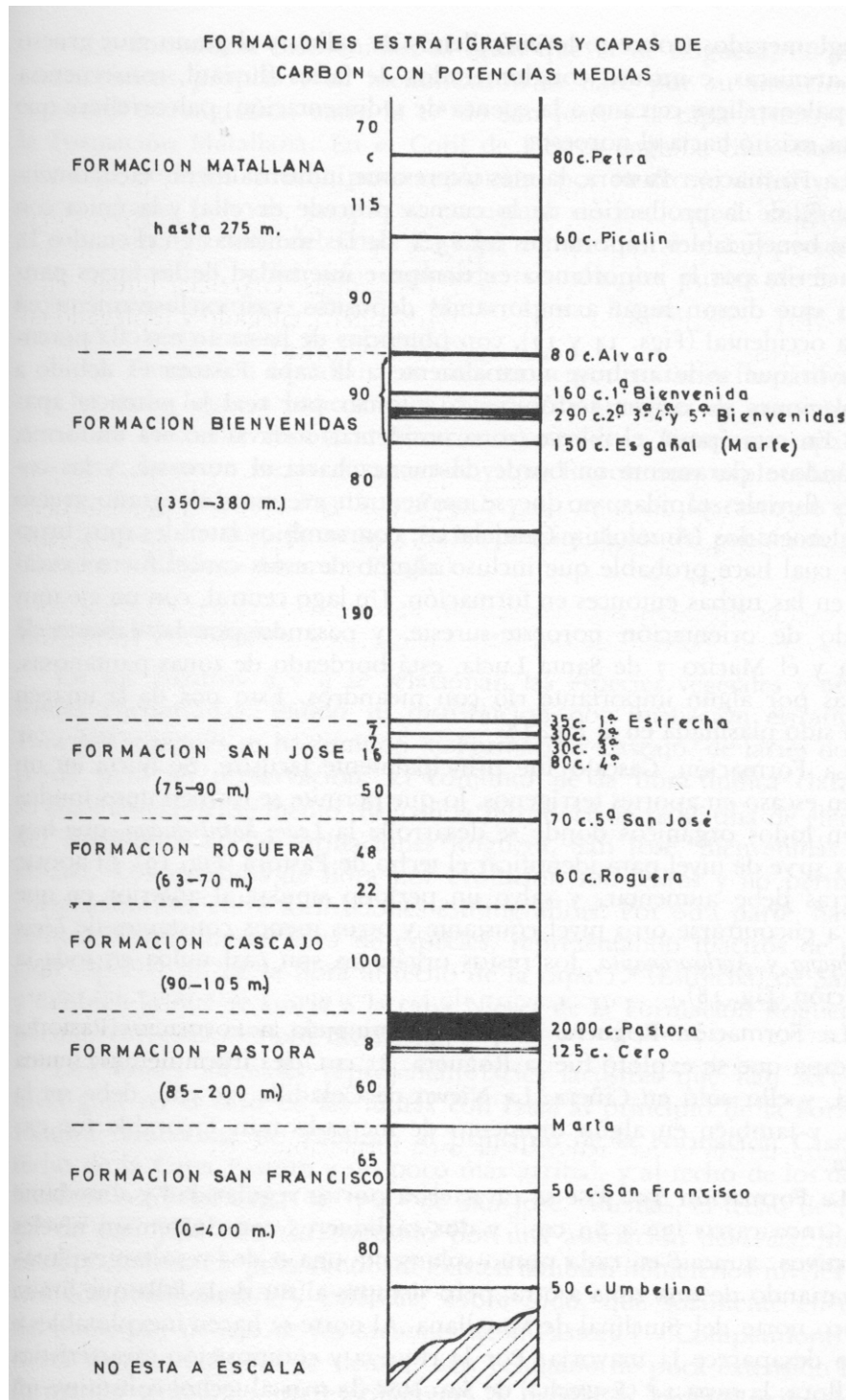


Figura 5 Columna de detalle de la cuenca de Ciñera-Matallana
Fuente: Empresa Nacional Adaro Plan Director de la Zona Norte de León.

Incluimos las columnas de la formación Pastora que es la más interesante para nosotros:

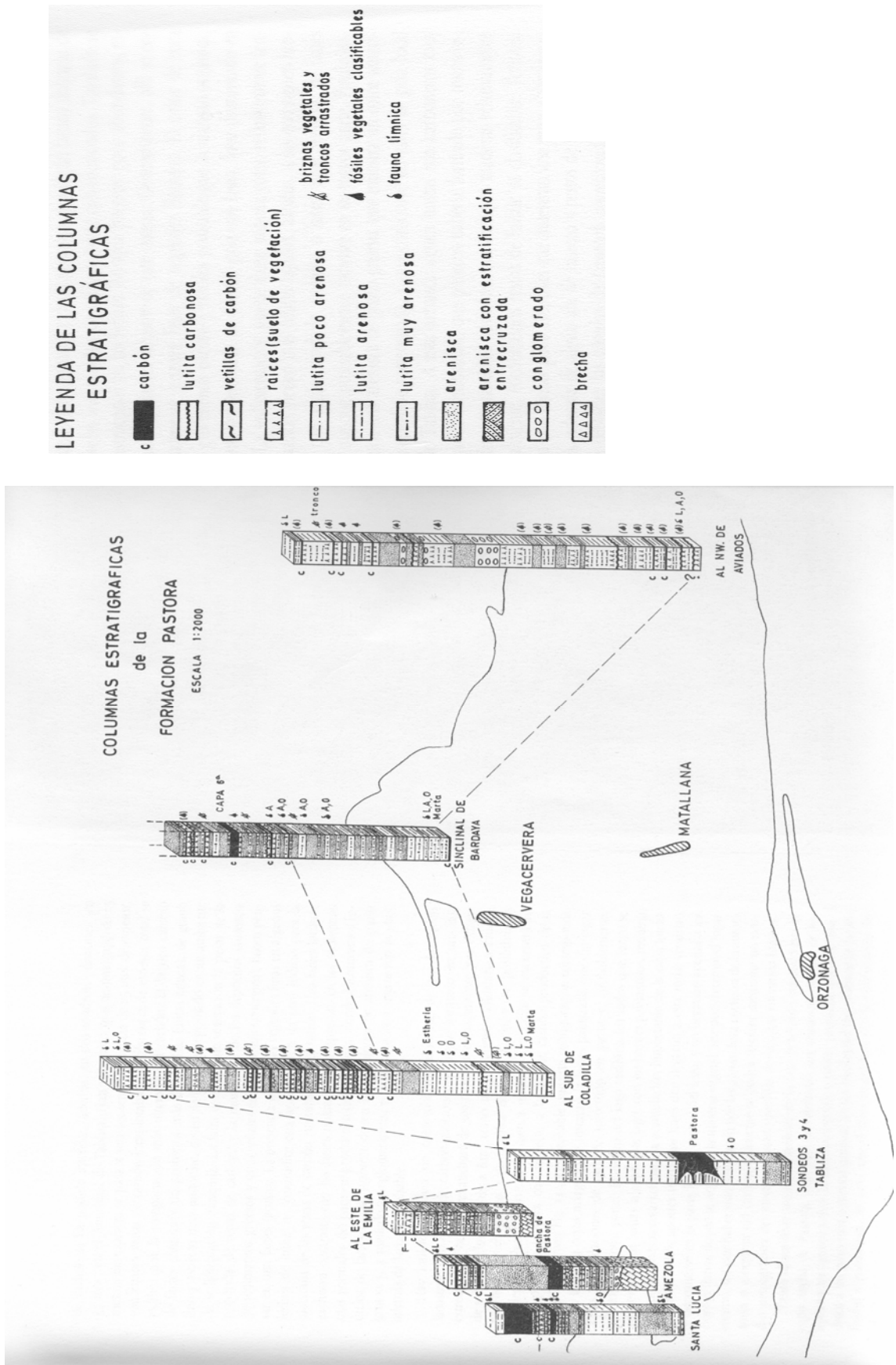


Figura 6 Correlación de columnas de la cuenca de Ciñera
Fuente: Empresa Nacional Adaro Plan Director de la Zona Norte de León

5 TECTÓNICA

Tectónicamente, la cuenca forma un sinclinorio con direcciones Este-Oeste, cuya parte más profunda se encuentra al Sur de Matallana de Torío. El conjunto se puede dividir en tres subáreas, separadas por importantes fallas inversas o de cobijadura, que a su vez se subdividen en unidades independientes que son las estructuras sinclinales. De esta forma, la subárea Norte comprende los sinclinales de Bernesga, Vegacervera, Bardaya y Correcillas; la subárea Centro, los de Mulano y Matallana, y la subárea Sur los de la Llombera y Orzonaga.

Se distingue una estructura tectónica del sustrato consistente en una serie de grandes pliegues isoclinales de dirección Este-Oeste, con la serie invertida y fuertes buzamientos hacia el norte. Aparecen formando una serie de escamas separadas por importantes fallas inversas.

En la historia tectónica de esta área, al menos se pueden identificar tres fases de plegamiento que afectan a los materiales anteriores al Estefaniense B. La fase Palentina origina pliegues isoclinales e importantes fallas inversas con empujes procedentes del sur. La fase Leónica produce pequeños pliegues e inflexiones con dirección Noroeste-Sureste. Durante la fase Asturica los empujes procedentes del norte originan fallas inversas con buzamientos hacia el norte y provocan la inversión de la serie. Posteriormente, durante el Pérmico (Fase Saálica), se inician las deformaciones del Estefaniense B, discordante con el sustrato anterior, acabando de emplazarse las actuales estructuras a partir de la última fase orogénica, ya Alpina, ajustándose a las direcciones preferentes Este-Oeste.

El esquema general consiste en una separación por fallas de los distintos pliegues, en los que los anticlinales se rodean de fallas directas, paralelas a sus ejes. De estas fallas directas, las que buzaban hacia el norte, llegan realmente a ser importantes, definiéndose todo el borde sur del área como un conjunto de fallas directas que llegan a eliminar hasta los ejes de las estructuras más meridionales.

Como contrapartida, existen unas fallas inversas o de cobijadura que se sitúan en los flancos norte de las estructuras sinclinales.

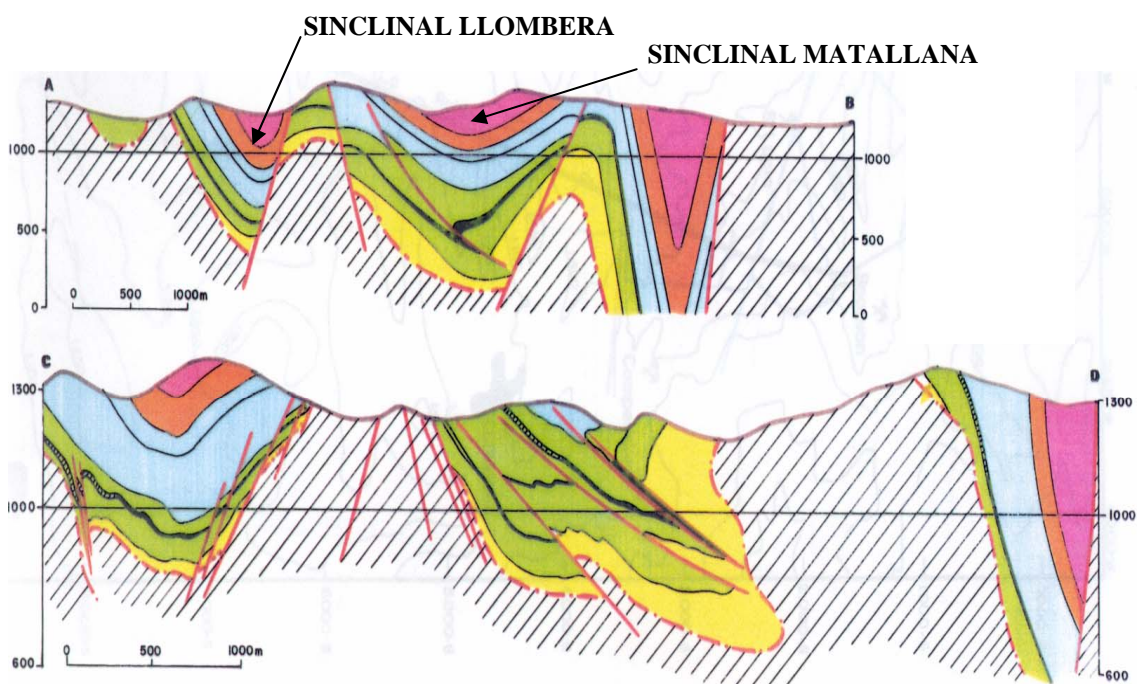
Debido además a que la principal acumulación de carbón del área se produce hacia la base de la sucesión estratigráfica, acompañada de una facies lacustre, principalmente lutítica, resulta un paquete eminentemente plástico respecto al resto de las formaciones superiores de carácter más bien detrítico, por lo que existen dos conjuntos de materiales de diferente competencia. Después de la formación de los pliegues y por efecto de las fallas directas principales que afectan a estos materiales, se produce un balanceo de los sinclinales, en los que se producen dos pisos tectónicos totalmente diferentes.

Uno superior, prácticamente indiferente a los efectos de este balanceo, y uno inferior, en el que aparecen repliegues con sus ejes volcados y rotos junto con un conjunto de fallas inversas que rompen estructuras y producen cabalgamientos en el conjunto inferior sin llegar a alcanzar al conjunto detrítico (compacto) superior.

Esta tectónica basal restringida resulta más violenta cuanto mayor es la potencia de la capa de carbón, llegando por tanto a estar condicionada por los cambios de facies de la formación Pastora. De ahí que su estudio y conocimiento resulte difícil y laborioso.

Fuera de la zona descrita existen pequeños afloramientos, de estructura en general sinclinal, en Pola de Gordón y Vega de Gordón. Los afloramientos están, por lo general, fallados.

5.1 Cortes del mapa geológico



Cortes del mapa geológico de la figura 45 (A-B y C-D)

Figura 7 Cortes del mapa geológico

Fuente: SA Hullera Vasco-Leonesa (1989) Estudio de Factibilidad y Diseño de una nueva mina de carbón en la cuenca de Ciñera-Matallana.

6 HIDROGEOLOGIA

▪ **Precipitaciones.**

El clima de esta zona de montaña leonesa puede considerarse como continental extremado, con importantes variaciones térmicas entre invierno y verano, y temperaturas medias anuales no superiores a los 10 °C. Las precipitaciones son abundantes y se distribuyen irregularmente durante el año (máximas en el periodo de invierno-primavera). Son de carácter pluvio-nival, predominando uno u otro aspecto según la altitud de la zona.

	Media	Máxima
Anual	906 mm	1539 mm
Mensual	22-126 mm	386 mm

▪ **Circulación del Agua.**

De estas precipitaciones el 55 % (coeficiente medio) dará lugar a la escorrentía o aguas de arroyada, y el 32,5 % (coeficiente medio) de esta, es decir el 18 %, se infiltrará. En el balance hidrogeológico $P=E+R+I$. En este caso $100 \% P = 45 \% P + 37 \% P + 18\% P$.

Esta infiltración se pone de manifiesto en los caudales diarios estimados para la Nueva Mina en el “Estudio de Factibilidad y Diseño de una nueva mina de carbón en la cuenca de Ciñera-Matallana”, que suponiendo el caso más desfavorable (infiltración total de la escorrentía) son:

- Año mas lluvioso 117 l/s.
- Año de precipitaciones medias 72 l/s
- Mes de precipitaciones máximas 395 l/s

Los estratos que rodean la capa Ancha (Pastora o Competidora) que es la que nos interesa en este estudio tienen una permeabilidad muy baja; a techo está la formación Cascajo-Roguera con 160m de lutitas y areniscas con predominio de estas últimas en la mitad superior, a techo de ésta las formaciones San José y Bienvenidas están constituidas también por alternancia de lutitas y areniscas, y la formación Matallana por areniscas de grano grueso. En consecuencia suponemos que la permeabilidad primaria (la intergranular que depende de la porosidad eficaz) de las formaciones a techo de la capa Ancha es muy baja. A muro de la capa Ancha en la formación Pastora aparecen lutitas (horizonte Tabliza) seguidas de areniscas de grano grueso y calizas lacustres y en la formación San Francisco aparecen conglomerados y areniscas de grano grueso.

En la parte baja de la formación San Francisco se encuentran las calizas carboníferas, de permeabilidad generalmente muy elevada debido a la Karstificación, en ellas la infiltración será muy alta y la circulación de aguas muy activa.

La formación San Francisco yace en discordancia sobre facies lutíticas o calcáreas de Namuriense y también sobre Devoniano u otros terrenos anteriores.

Los carboneros de la formación San Francisco tienen un techo impermeable (horizonte tabliza) pero el muro depende de que el subyacente discordante sea permeable o impermeable.

Las más fáciles de investigar son los carboneros de la formación Patora (Estefaniense B) que se encuentran confinados a techo por la formación Cascajo-Roguera y a muro por el horizonte de tabliza también impermeable.

La infiltración del agua tendrá lugar también debido a la permeabilidad secundaria o adquirida, es decir, por fisuras y/o disolución. Muchos de los materiales considerados impermeables, se convierten en acuíferos de manera inducida, a consecuencia de la esquistosidad de fractura. Según se puede apreciar en el apartado de tectónica existen numerosas fallas inversas o de cobijadura y fracturas que afloran en superficie por las que puede circular el agua por los tramos inferiores (como dijimos formados por la formación pastora y la San Francisco) más afectados por la tectónica (fracturados), que el tramo detrítico (compacto) superior (Fm Roguera-Cascajo y San Jose).

En ese primer tramo inferior se localiza la capa Pastora acompañada de una facies lacustre, principalmente lutítica, resultando un paquete eminentemente plástico, de ahí la formación de tantas fracturas, por los pliegues con ejes volcados y cabalgamientos.

Los afloramientos de este piso inferior están por lo general fracturados y puede ser la causa de la infiltración del agua superficial.

A continuación representamos gráficamente los posibles caminos de circulación del agua en un corte del sinclinal de Matallana-Mulano y del de Llombera, suponiendo las calizas del Carbonífero y las formaciones Pastora y San Francisco las zonas más favorables para la infiltración de las aguas meteóricas, ya que su elevada fracturación proporciona caminos para la circulación del agua.

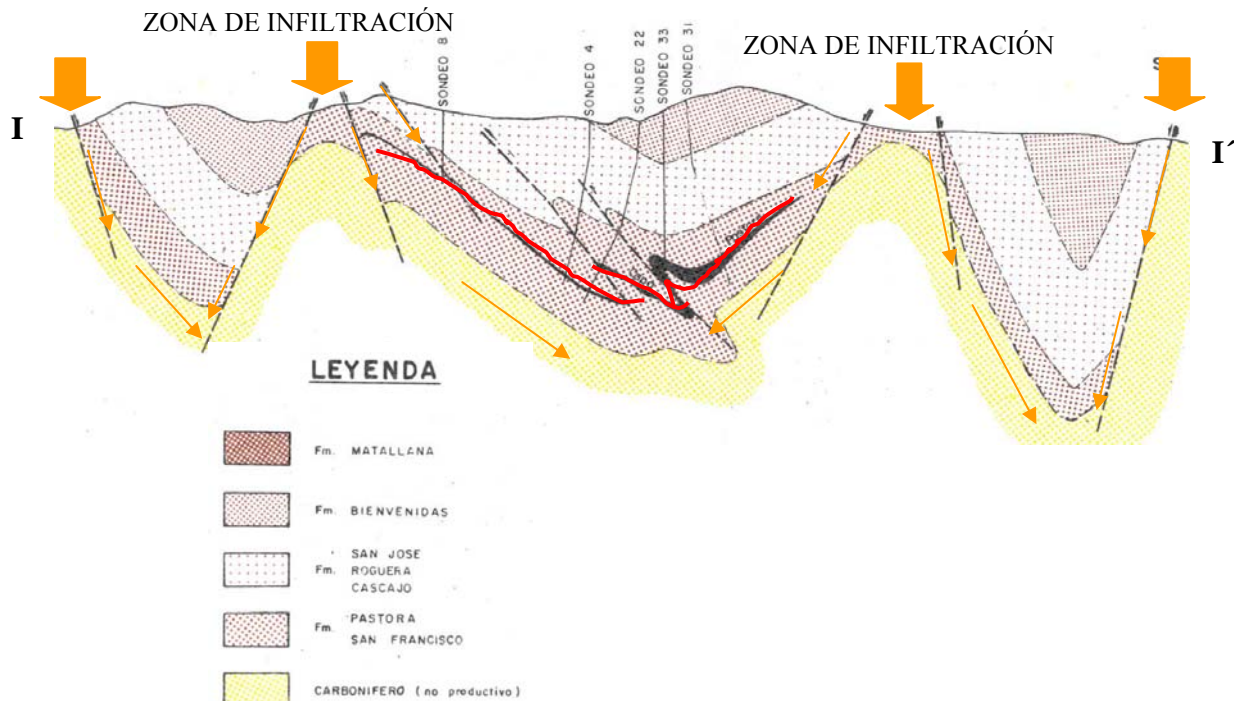


Figura 8 Caminos de circulación del agua en un corte del sinclinal de Matallana-Mulano y del de Llombera Fuente: IGME (1985) Actualización del Inventario de Recursos Nacionales de Carbón.

La circulación del agua puede dar lugar a la migración de gas termogénico y la generación de gas biogénico secundario, produciéndose un posible aumento de los

contenidos de gas en la capa Pastora.

- **Presión.**

En otro orden de cosas 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). Desgraciadamente no disponemos de datos piezométricos de la zona, sería de gran interés una recogida de datos y su posterior análisis para realizar un estudio de detalle en fases más avanzadas.

7 EL YACIMIENTO

Tras los estudios y modelos básicos diseñados se puede afirmar que el yacimiento comprende 3 zonas perfectamente diferenciadas:

- En el sinclinal de Vegacervera se explotan en la actualidad tan solo las capas de la formación Pastora. De techo a muro se presentan, en primer lugar, dos capas estrechas de unos 90 cm cada una, separadas por una cuña que varía de unos pocos centímetros hasta 1,5 m y una capa ancha con potencias que varían entre los 10 y 15 m, si bien hacia el sur y hacia el este presentan un mayor número de intercalaciones. También en esta estructura en su rama norte la formación Pastora está representada por una única capa “Emilia”, prácticamente vertical, cuya potencia sobrepasaba los 15 m, si bien en la profundidad acaba acunándose y lateralmente desaparece debido a la presencia de una falla. En esta estructura se han llegado a explotar capas estrechas de formaciones superiores como es el caso de la capa Roguera, con unos 80 cm y unas cuatro capas con potencias entre 40 cm y 160cm.

- Sinclinal de Matallana (Figuras de las páginas 12, 13 , 14 y 15). Se trata de un sinclinal ancho con flancos inclinados y rumbo general Suroeste-Nordeste, con amplias desviaciones y condiciones de estratificación difíciles por lo que hay que considerar fuertes variaciones del buzamiento, potencia de capa y características del terreno. Algunos datos básicos son:

- Buzamiento del eje con 14° hacia el este.

- Buzamiento de los flancos variable entre 20-45°

- Eje afectado por una gran falla inversa que produce una zona de cabalgamiento.

- Las explotaciones se centran en la capa Ancha con potencias variables de 0,5 - 30 m desde lo alto del flanco a fondo (mapa de isocapas de potencia en la página 15).

Dentro de la formación Pastora, se explotan las siguientes tres capas: La Vena de Techo, con una potencia que varía entre 1 y 2 m, y una capa Ancha repetida en tres escamas con una potencia de unos 8 m, si bien ocasionalmente la presencia de fallas inversas hace desaparecer dicha capa en el flanco norte.

En el flanco sur se encuentra la capa Pastora, con una potencia de unos 15 m. Lateralmente dicha capa se esteriliza debido a un cambio de facies, apareciendo estratigráficamente más baja que la formación Pastora otra capa ancha denominada “Tabliza” que, según los datos de los sondeos, puede alcanzar una potencia

estratigráfica de unos 30m.

Según información obtenida por los sondeos existe una gran variedad en el número y tamaño de capas de carbón en la formación Pastora, variando de una única capa a 30 capas con potencias comprendidas entre los 10 m y los 0,5 m, difícilmente correlacionables tanto por los frecuentes cambios de facies como la complejidad de la estructura.

En formaciones superiores se han explotado las capas 1, 4 y 5 de San José, con potencias que varían entre 0,3 y 0,9 m. La capa Esgañal, cuya potencia varía entre 0,5 m y 1,5 m. La capa Bisvita, con una potencia variable de 0,3 a 1,2 m.

Dentro de la formación Matallana están las capas Alvaro, con unos 0,5 m, Picalin, entre 0,6 y 0,4 y Petra con unos 0,8 m.

- En el Sinclinal de Llombera (figuras de la pagina 16) y dentro de la formación Pastora, se explota la capa Competidora, con una potencia de unos 12 m, si bien ocasionalmente presenta estiramientos que reducen considerablemente su potencia.

Es un sinclinal cónico con flancos muy pendientes y rumbo general este-oeste con hundimiento del fondo del sinclinal hacia el este. Algunos datos básicos son:

-Fuerte buzamiento, entre 70-80°

-No son de esperar cambios bruscos en la estructura.

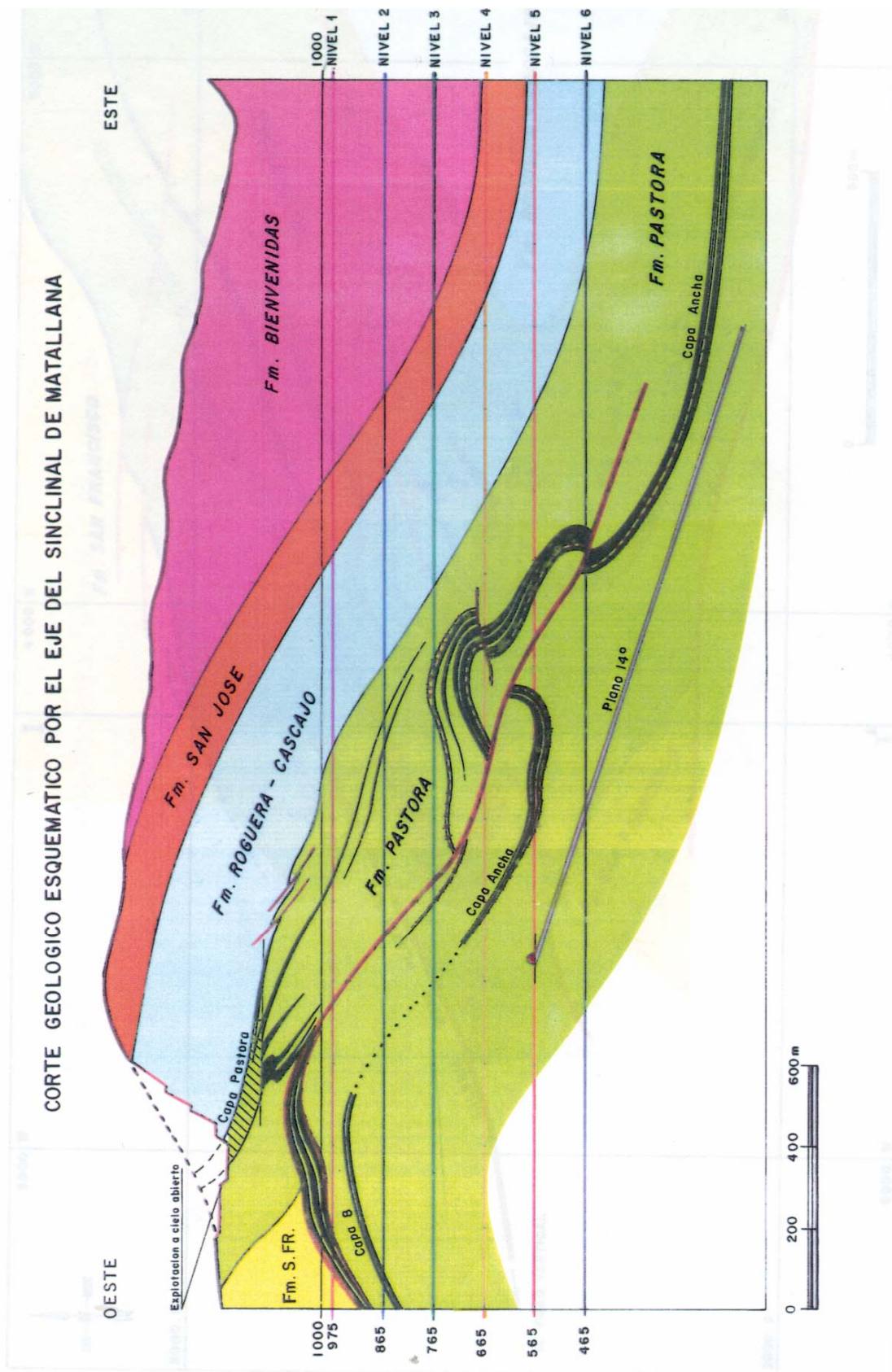


Figura 9 Corte geológico esquemático del Sinclinal de Matallana

Fuente: SA Hullera Vasco-Leonesa (1989) Estudio de Factibilidad y Diseño de una nueva mina de carbón en la cuenca de Ciñera-Matallana

SINCLINAL DE MATALLANA
PLANO INTERPRETACION GEOLOGICA NIVEL 5 (565 m)

FIGURA N° 7

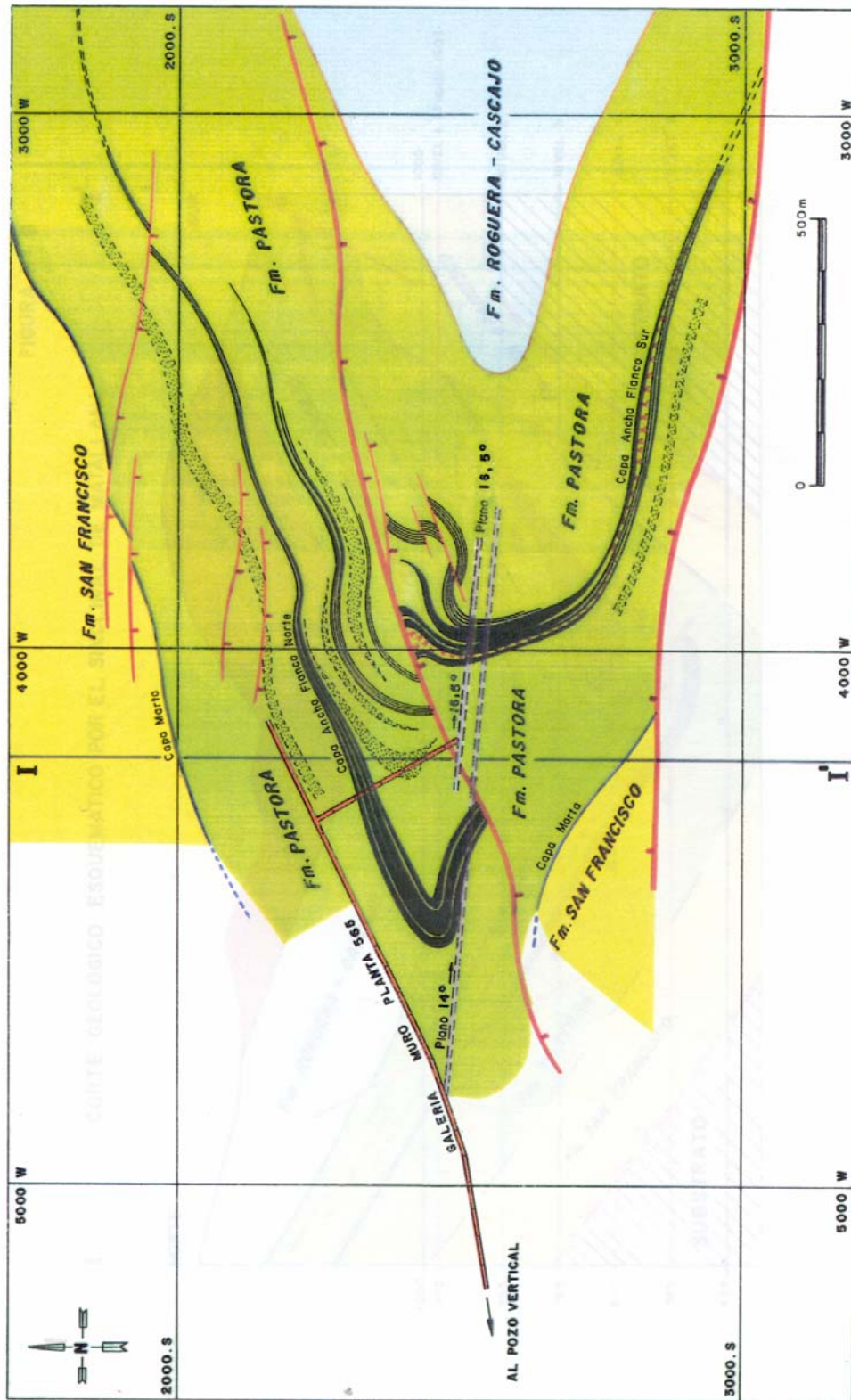
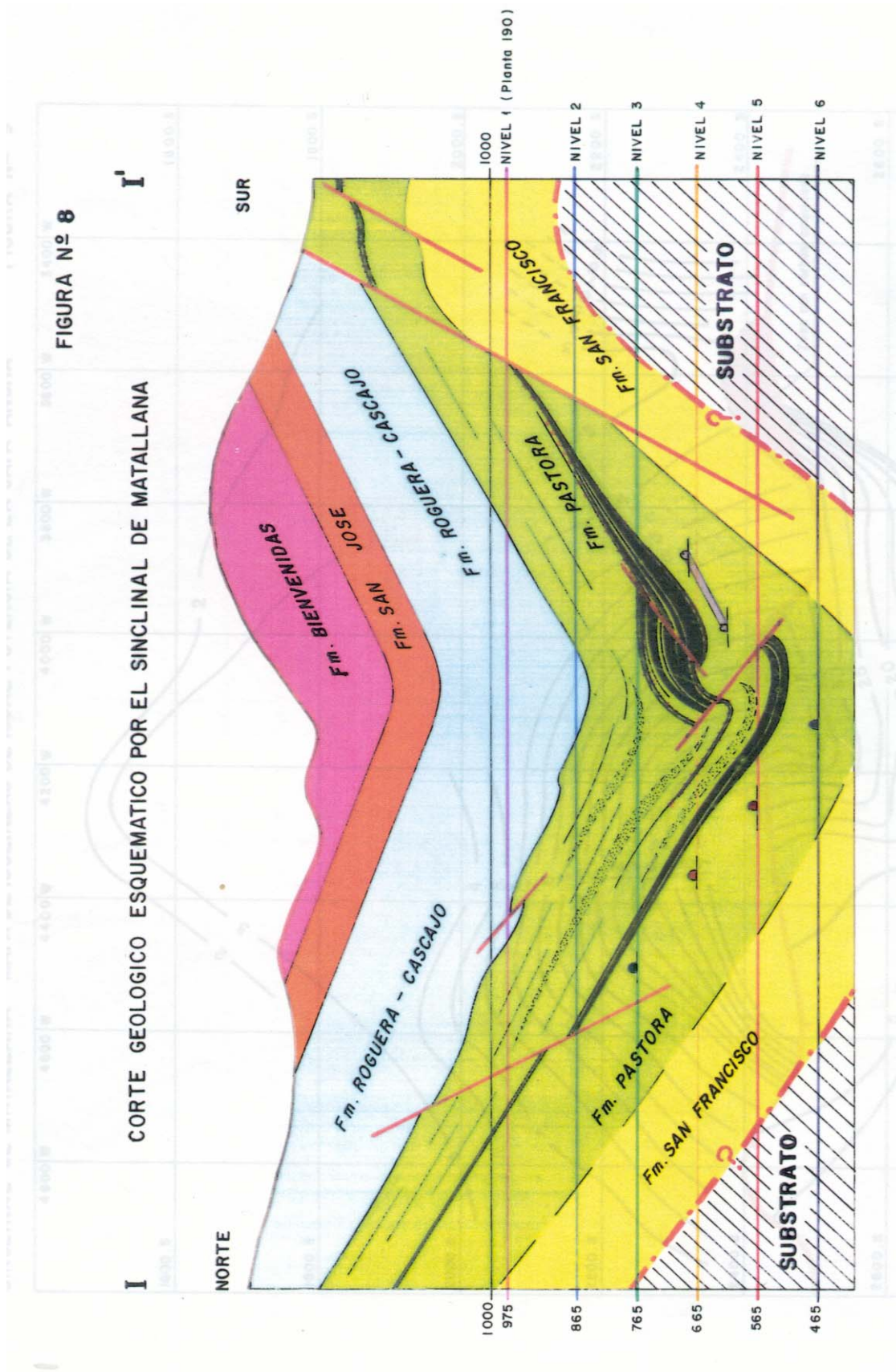


Figura 10 Plano de interpretación geológica del Sinclinal de Matallana
 Fuente: SA Hullera Vasco-Leonesa (1989) Estudio de Factibilidad y Diseño de una nueva mina de carbón en la cuenca de Ciñera-Matallana



Cortes del plano de interpretación geológica de la figura 10
Figura 11 Corte geológico esquemático del Sinclinal de Matallana
 Fuente: SA Hullera Vasco-Leonesa (1989) Estudio de Factibilidad y Diseño de una nueva mina de carbón en la cuenca de Cñiera-Matallana

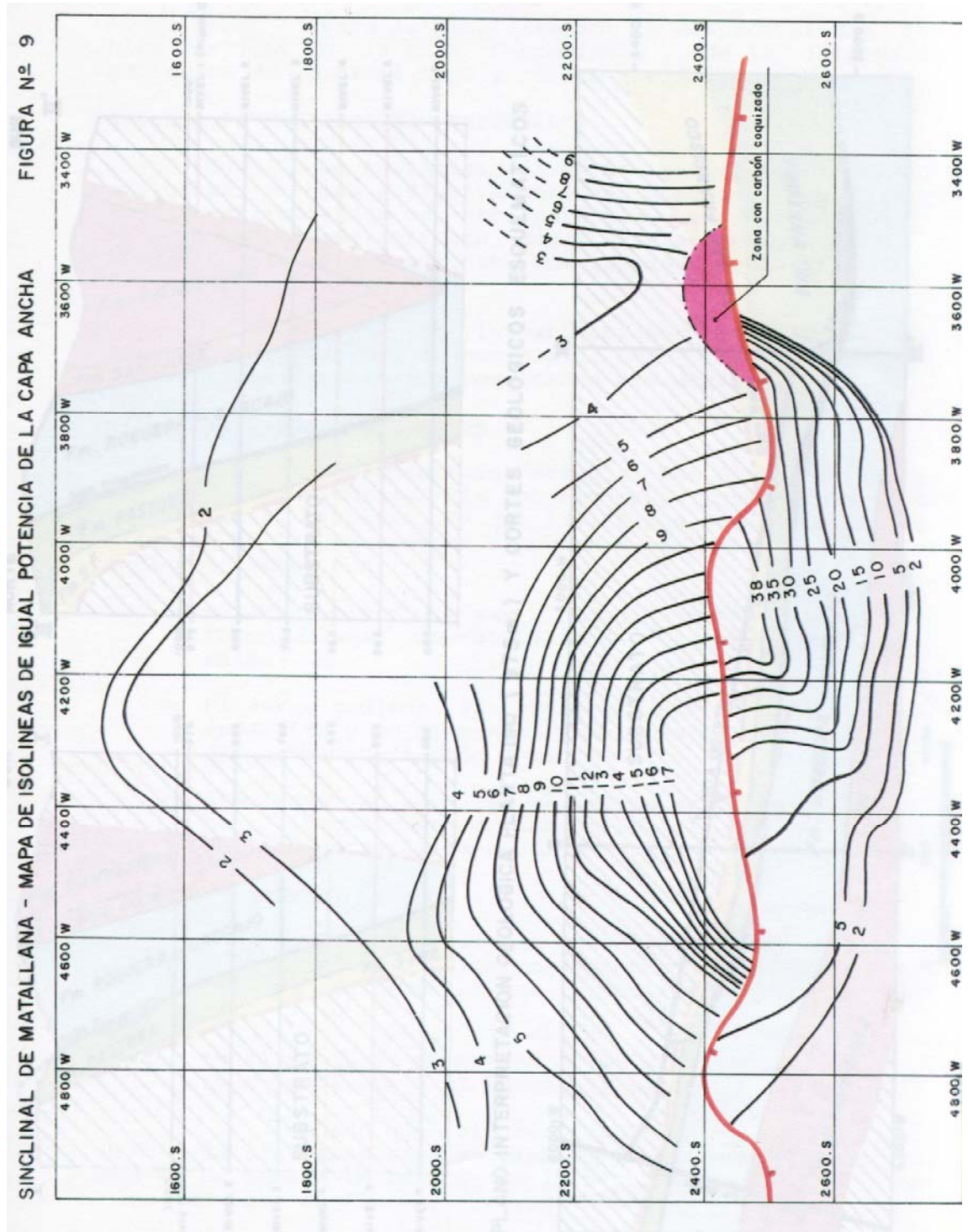


Figura 12 Mapa de isolíneas de potencia de la capa Ancha Sinclinal de Matallana
 Fuente: SA Hullera Vasco-Leonesa (1989) Estudio de Factibilidad y Diseño de una nueva mina de carbón en la cuenca de Ciñera-Matallana

8 ANTECEDENTES MINEROS

En esta área se localizan las concesiones de la empresa Hullera Vasco-Leonesa S.A. (la superficie de sus concesiones asciende a unos 12,7 Km²), que abarcan la casi totalidad de la cuenca, siendo la única empresa significativa en actividad.

La Sociedad Anónima Hullera Vasco-Leonesa ha estado dedicada, desde finales del siglo XIX, a la explotación de carbón en su yacimiento de la cuenca “Ciñera-Matallana”, donde ha desarrollado desde siempre, una amplia actividad investigadora en la búsqueda de nuevos recursos.

En la actualidad se encuentran en actividad los grupos mineros de Competidora, Emilia-Pastora y Collin, respectivamente ubicados en los términos de Pola de Gordon los dos primeros, y Matallana de Torío él ultimo. Asimismo existen en funcionamiento dos cortas a cielo abierto, denominados Collacampa y Pastora en los que desarrollan sus actividades las empresas concesionarias CAVOSA y PEAL.

Una pequeña explotación a cielo abierto se localiza al oeste de la anterior, la Mina Constancia, en él termino de Pola de Gordon, propiedad de Santiago Díez García.

En la figura se pueden observar las áreas de explotación de la empresa Hullera Vasco-Leonesa en 1989 y sus áreas de expansión:

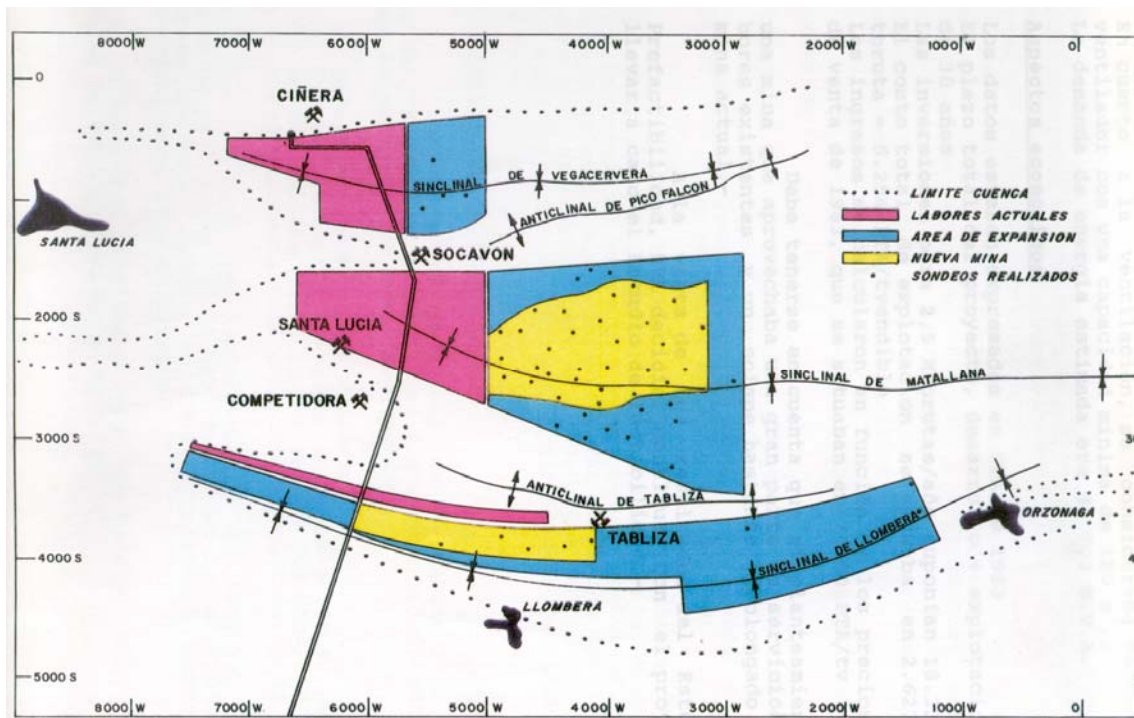


Figura 14 Áreas de explotación de la cuenca de Ciñera-Matallana

Fuente: SA Hullera Vasco-Leonesa (1989) Estudio de Factibilidad y Diseño de una nueva mina de carbón en la cuenca de Ciñera-Matallana

9 CALCULO DE LOS RECURSOS DE CARBÓN

Para la cubicación se ha utilizado la documentación existente que ha consistido básicamente en los planos geológicos realizados en la zona, complementados con los planos de labores de las minas de la zona y datos de los sondeos practicados.

Para el cálculo de los recursos se ha procedido a determinar con ayuda de la documentación anterior la superficie productiva para cada capa, cuando ello era posible, o para cada paquete en caso contrario utilizando su buzamiento aproximado y el área abarcada en planta, a la superficie se le ha aplicado la potencia de la capa o la acumulada del paquete, despreciando, en general, salvo casos debidamente justificados, aquellas cuya potencia sea inferior a 0,5 m, la corrida de cada capa, con esto hallamos el volumen de mineral.

Diferenciaremos dos tipos de recursos de carbón: recursos teóricos y puros.

A partir del volumen y del peso específico, naturalmente variable, se han determinado los *tonelajes teóricos*.

Una vez obtenido este *tonelaje teórico* se pasa a un *tonelaje puro* quitándole las cenizas.

Para nuestro propósito de calcular los recursos de gas consideraremos el *tonelaje teórico* como el *tonelaje bruto* (es decir carbón y cenizas) y el *tonelaje puro* como *Tonelaje libre de cenizas*.

10 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 relativamente bajo coste de adquisición de los equipos en comparación con los necesarios en otros métodos.
- Facilidad de instalación y transporte: la simplicidad del material necesario hace posible el transporte rápido de una zona a otra.
- Sencillez de manejo de los instrumentos de mina y de laboratorio.
- Es un método directo, se obtiene la medición de la concentración de gas en capa reduciendo al mínimo las estimaciones estadísticas y matemáticas.
- Existencia de experiencia previa de empleo del método en España.

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. 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

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). Este valor se calcula mediante una estimación según una ley aproximada. Durante el transporte, la muestra libera una cantidad de gas Q_2 dentro del recipiente, y después al triturarse en las condiciones de presión y temperatura del laboratorio libera una cantidad Q_3 .

La cantidad de gas perdido Q_1 se estima con la ayuda de un desadsorbímetro. 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 viene 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 metanómetro.

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.

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.

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 puro se le ha asignado la concentración por tonelada pura de carbón (C). Este criterio se basa en el tonelaje teórico y la concentración de gas por tonelada bruta no descuentan las cenizas, al contrario de lo que ocurre con el tonelaje puro y la concentración de gas por tonelada pura de carbón.

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 han 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.

11 CALCULO DE LOS RECURSOS DE METANO EN CAPA DE CARBÓN

Para el calculo de los recursos de gas metano en capa y la selección de cuencas en base a las características de su geometría y de sus carbones se ha diseñado una ficha en la que se reflejan los datos recopilados sobre cada cuenca.

Para la localización de cada cuenca se ha agrupado 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

Dentro de cada subárea existen una serie de formaciones geológicas y dentro de cada formación pueden existir una serie de paquetes mineros. El objeto de este estudio son las formaciones mineras ya que en el caso de “Ciñera-Matallana” las capas de carbón se organizan en Formaciones sin dividir las en paquetes. Se ha completado una ficha por cada formación minera.

Dentro de cada formación minera 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 análisis del carbón, la geometría de la capa y la cantidad de metano contenido en su interior.

A continuación reproducimos dicha ficha.

FICHA DE ZONAS DE INVESTIGACIÓN DE CBM.

Denominación de la cuenca:

Localización:

ZONA	SUBZONA	ÁREA	SUBÁREA

Región geológica:

Hoja:

Edición y año:

Cota media:

Edad:

Estructura geológica:

FORMACIÓN:

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 puro (Mt)						
Total						
GRISÚ EN CAPA						
q (cm ³ /35s)						
Q ₁ (cm ³)						
Q ₂ (cm ³)						
Q ₃ (cm ³)						
V _{lp} (cm ³ /35 s.10g)						
CB (m ³ /tb.)						
C (m ³ /t)						
Recursos de gas (Mm ³ /tp)						
TOTAL (Mm³)						

12 AREA DE CIÑERA-MATALLANA

El área de CIÑERA-MATALLANA se subdivide en tres sub-áreas en relación con los

tres sinclinales existentes:

- Subárea Norte “Sinclinal de Vega Cervera”
- Subárea Centro “Sinclinal de Matallana-Mulano”
- Subárea Sur “Sinclinal de Llombera”

Se han cumplimentado fichas como la anterior únicamente de la Formación Pastora dentro de las subáreas Centro y Sur por la ausencia de datos de grisú en capa en las demás formaciones y su escaso interés dado sus escasos recursos de carbón.

FICHA DE ZONAS DE INVESTIGACIÓN DE CBM.

Denominación de la cuenca: *Ciñera-Matallana*

Localización: *Norte de la provincia de León*

ZONA	SUBZONA	ÁREA	SUBÁREA
NORTE DE LEÓN	SUR	CIÑERA-MATALLANA	CENTRO

Región geológica: *Sinclinal Matallana-Hulano*

Hoja: 103 y104

Edición y año: 1ª Edición 1990

Cota media: 1300 m

Edad: *Estefaniense*

Estructura geológica: *Sinclinal*

FORMACIÓN: *PASTORA*

CAPAS	Vena de Techo	Ancha
Potencia (m)	2,5	4,5-23,5
Potencia acumulada (m)	2,5	7-26
Espacio entre capas (m)		
Profundidad de las labores (m)	255	255
RANGO DEL CARBÓN		
Volátiles (%)		
Cenizas (%)	23,92	32,7
Carbono (%)		
Azufre (%)		
Humedad (%)	12,08	12,08
Poder calorífico sup. (kcal/kg)	5199	5199
Reflectividad de la vitrinita		
Densidad (gr./cm ³)	1,66	1,66
Presión in situ (Kg/cm ²)		5
Temperatura		
GEOMETRÍA		
Superficie (km ²) Matallana-Hulano		11,58-11,85
Dirección	SO-NE	SO-NE
Buzamiento	20-35°	20-35°
Profundidad máxima (m)	675	700
Longitud de la corrida		
Recursos de carbón teórico (Mt)	51,39	449, 839
Recursos de carbón puro (Mt)	39,097	302,741
GRISÚ EN CAPA		
V _{lp} (cm ³ /35 s.10g)		
CB (m ³ /tb.)	11,79	10,24
Recursos de gas (Mm ³ en tb- tp)	605,88	4606,3
TOTAL (Mm³ en tb-tp)	5212,23	

FICHA DE ZONAS DE INVESTIGACIÓN DE CBM.

Denominación de la cuenca: *Ciñera-Matallana*

Localización: *Norte de la provincia de León*

ZONA	SUBZONA	ÁREA	SUBÁREA
NORTE DE LEÓN	SUR	CIÑERA-MATALLANA	SUR

Región geológica: *Sinclinal Llombera*

Hoja: *103 y104*

Edición y año: *1ª Edición 1990*

Cota media: *1300 m*

Edad: *Estefaniense*

Estructura geológica: *Sinclinal*

FORMACIÓN: *PASTORA*

CAPAS	COMPETIDORA
Potencia (m)	4
Potencia acumulada (m)	4
Espacio entre capas (m)	
Profundidad de las labores (m)	280
RANGO DEL CARBÓN	
Volátiles (%)	
Cenizas (%)	30,6
Carbono (%)	
Azufre (%)	
Humedad (%)	10,26
Poder calorífico sup. (kcal/kg)	5199
Reflectividad de la vitrinita	
Densidad (gr./cm ³)	1,66
Presión in situ (Kg/cm ²)	5
Temperatura	
GEOMETRÍA	
Superficie (km ²)	8,422
Dirección	E-O
Buzamiento	80°
Profundidad máxima (m)	690
Longitud de la corrida	
Recursos de carbón teórico (Mt)	60,93
Recursos de carbón puro (Mt)	42,285
Total Teórico - Puro (Mt)	60,93-42,285
GRISÚ EN CAPA	
V _{ip} (cm ³ /35 s.10g)	
CB (m ³ /t)	7,96
Recursos de gas (Mm ³ en tb-tp)	485,05
TOTAL (Mm³)	485,05

13 CONCLUSIONES

Los recursos de gas cuya extracción puede llegar a ser rentable están localizados en la formación Pastora, especialmente en los Sinclinales Matallana-Hulano en la capa Vena de techo y sobre todo en la capa Ancha y en el Sinclinal Llombera en la capa Competidora. Las demás formaciones tienen escaso interés dada la estrechez de sus capas y sus bajos recursos de carbón.

Mediante el estudio de los espesores de capa, de las posibles zonas de entrapamiento, de la hidrogeología, del marco tectónico y deposicional y de los demás factores que hemos definido en la introducción teórica se pueden delimitar las zonas favorables. Recomendamos realizar sondeos de investigación para comprobar dichas hipótesis.

Para ubicar los sondeos tendremos en cuenta los siguientes criterios:

1. Buscaremos realizar el sondeo en las zonas de mayor potencia acumulada. Según podemos observar en los cortes y en el mapa de isopacas la capa Ancha de la formación Pastora alcanza sus mayores potencias acumuladas en la zona de la charnela del sinclinal. La literatura existente recomienda un mínimo de 10 m de potencia acumulada.
2. Es importante que las capas estén sometidas a alta presión para la retención de gas sea mayor, en esto influirá la profundidad, las posibles compresiones laterales existentes, el nivel piezométrico y la hidrogeología de la cuenca. En nuestro caso la zona de mayor profundidad coincide con la charnela de los sinclinales. Si la presión es baja el gas habrá podido escapar y además será más difícil su extracción a descomprimir la capa.
3. Debemos evitar zonas de labores de explotación, fallas y demás sucesos que puedan haber ayudado a la descompresión del carbón y el escape del gas y que puedan interceptar los sondeos. Buscaremos por tanto evitar las zonas de laboreo, históricas y modernas, perforando en zonas vírgenes (esto se puede conseguir perforando por debajo de la cota de extracción minera) y evitar en la medida de lo posible realizar el sondeo en la cercanía de fallas.
4. Buscaremos también posibles zonas que favorezcan el entrapamiento, como cambios de facies (a consecuencia del cual se produce un cambio de permeabilidad) y sinclinales. La zona más favorable para este tipo de entrapamiento sería también la del eje de los sinclinales.

En vista de esto recomendamos realizar los sondeos de exploración en el eje del sinclinal de Matallana, en algún punto alejado de las labores y fallas existentes.

Adjuntamos un plano de labores de la zona. En este observamos que la zona oeste de la cuenca es la más explotada donde se localizan los grupos Ciñera (pozo Ibarra con labores hasta 255 m de profundidad, cotas de 1161 m a 906 m), Socavón (pozo Amezola con labores hasta 269 m, cotas de 1244 m a 975 m, donde comunica con el túnel de La Robla), Santa Lucía (pozos Eloy Rojo y Balanza con labores hasta 190 m, cotas 1164 a 975 m en el túnel de La Robla) y Competidora (con labores hasta los 292 m de profundidad, de 1254 a 962 m de cota en el túnel de La Robla) y las cortas a cielo

abierto de Destroza y Collacampa. En el resto de la cuenca únicamente aparece el pozo Picalin en las cercanías de Matallana de Torio en el centro de la cuenca y pequeñas labores de acceso al interior desperdigadas por toda la cuenca. Estos datos pueden ser anticuados ya que el Inventario de Recursos Nacionales de Carbón es de 1984 y en estos últimos años pueden haberse ampliado las labores, como se puede apreciar en el “Estudio de factibilidad y diseño de una nueva mina de carbón en la cuenca Ciñera-Matallana” de la Hullera Vasco-Leonesa” de 1989 donde se estudia la ampliación de las explotaciones subterráneas en la zona oeste, principalmente ganando profundidad.

Podemos observar que la zona centro de la cuenca, por donde pasa el eje del sinclinal de Matallana, la zona de mayor profundidad de la Formación Pastora (donde se localiza la capa Ancha), esta alejada de labores que puedan haber descomprimido los carbones, por tanto recomendamos que en esta zona se localicen sondeos de investigación, ya que como se observa en el plano geológico adjunto no existe ningún sondeo previo que pudiera facilitarnos datos sobre la zona (espesores de capa, localización de las fallas, presión en las capas...).

Adjuntamos también un plano geológico con las formaciones donde localizamos la zona a nuestro parecer más favorable para los sondeos y el corte II-II' en dicha zona que nos da una idea de lo que se encontrara y de que profundidades se tendrán que alcanzar (1000-1400 m)

14 ESTUDIO ECONÓMICO

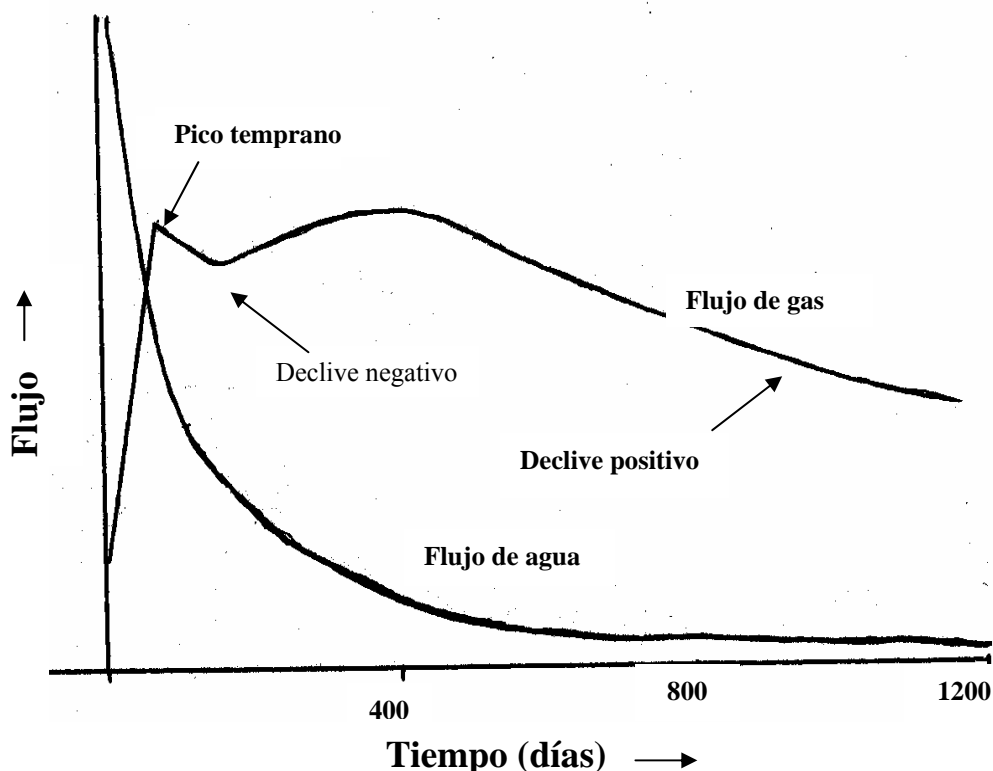
Según la literatura sobre el tema el área óptima por pozo es de 130 Ha, se ha tomado por tanto esta superficie para calcular el número de pozos necesario para cubrir cada área.

La cuenca de Ciñera-Matallana tiene una superficie de 55 km² pero las zonas de interés dentro de los sinclinales de Matallana-Hulano y Llombera tienen una superficie de 23,436 km² y 8,422 km² que son 2343,6 Ha y 842,2 Ha respectivamente. Se llega a la conclusión de que se necesitarían 18 pozos para cubrir la zona de Matallana y Mulano y 6 para la de Llombera. Sabemos que el coste de cada pozo de producción en Estados Unidos es de 600 000 euros. Por tanto el coste total en Matallana-Mulano y Llombera sería de 10 800 000 euros y 3 600 000 euros. Desgraciadamente es muy probable que los costes sean superiores al tratarse de tecnología americana y que al perforarse en EEUU gran cantidad de sondeos de CBM, el precio por sondeo terminado y dispuesto para producir sale mucho más barato de lo que saldría en España.

Suponemos que el factor de recuperación puede oscilar entre un mínimo del 6% en los peores casos y un máximo del 38%. Sabemos que cada m³ de gas metano nos da 8 termias, y que en el mercado el precio de la termia es de 3 ¢ / termia.

Para realizar un estudio económico estimativo realizaremos una serie de suposiciones:

❖ Consideraremos una extracción anual media por pozo, la cual estimamos con los datos de recursos de gas de cada área y comparándolos con los datos de contenido de gas de pozos productivos en Estados Unidos y extrapolamos. Utilizaremos este dato de extracción media para calcular las ventas anuales, dado que, como sabemos la producción no es nunca constante. Al principio extraemos mucho más agua que gas y posteriormente disminuirá paulatinamente el agua extraída y crecerá la cantidad de gas recuperado hasta alcanzar un pico máximo de extracción a partir del cual la cantidad de gas extraída disminuirá al ir bajando la presión del yacimiento. Pero no tenemos otra



posibilidad, que considerar constante la extracción para hacer nuestro estudio económico.

❖ Supondremos unos costes hipotéticos de producción anual:

- ~ Costes de arrendamiento: 15 000 euros
- ~ Costes de gestión y administración: 9 000 euros.
- ~ Costes de tratamiento de aguas: 3 000 euros.

Lo que hace un total de 27 000 euros de costes de producción anuales. El coste de tratamiento de aguas no podemos calcularlo, ya que no conocemos la cantidad de agua que habrá que extraer. Estos costes los hemos obtenido de los datos de costes de producción de los pozos de Estados Unidos. Seguramente los costes serán mayores, pero es un dato orientativo.

❖ Para calcular el VAN supondremos un tipo de descuento del 5% y siendo n el número de años de duración de la extracción. Utilizaremos la siguiente fórmula:

$$\text{VAN} = - \text{Inversión inicial} + \text{Flujo de caja anual} \times (1,05^n - 1 / (0,05 \times 1,05^n))$$

A continuación plantearemos con estos valores ambos escenarios para cada área:

♣ Para el sinclinal de Matallana-Mulano:

	TOTAL	RECUPERACIÓN					
		TOTAL		Por POZO		Por Ha (0,01 km ²)	
		6%	38%	6%	38%	6%	38%
SUPERFICIE (Ha)	2343,6			130	130		
TOTAL (Mm³)	5212,23	312,7	1980	17,37	110,03	0,133646	0,846430
EXTRACCIÓN MEDIA (Mm³/año)		19,97	126,5	1,109	7,0285	0,008536	0,054065
AÑOS EN PRODUCCIÓN		16	16				

Serán necesarios 18 pozos para cubrir el área, lo cual supondrán 10 800 000 euros de inversión inicial y 486 000 euros de costes de producción anuales.

Con una recuperación del 6% obtendríamos 312,7 Mm³ lo que supondría 2501,6 millones de termias, por lo que obtendríamos 75,05 millones de euros. Con una recuperación del 38% extraeríamos 1980 Mm³ lo que equivale a 15840 millones de termias que supondrían 475,2 millones de euros.

Resultados Económicos (€)	Sinclinal Matallana-Mulano
Recuperación 6%	75 050 000
38%	475 200 000
Ventas anuales 6%	4 690 625
38%	29 700 000
Coste inicial	10 800 000
Coste producción anual	486 000
Cash flow 6%	4 204 625
38%	29 214 000
Pay Back 6% (máximo 16)	3
38%	1
VAN (5%) 6%	33 113 000
38%	291 250 000

La recuperación que hará el VAN=0 será del 2,2 %

♣ Para el sinclinal de Llombera:

	TOTAL	RECUPERACIÓN					
		TOTAL		Por POZO		Por Ha (0,01 km ²)	
		6%	38%	6%	38%	6%	38%
SUPERFICIE (Ha)	842,2			130	130		
TOTAL (Mm³)	485,05	29,10	184,3	4,850	30,719	0,037311	0,236306
EXTRACCIÓN MEDIA (Mm³/año)		1,858	11,77	0,309	1,9622	0,002383	0,015094
AÑOS EN PRODUCCIÓN		16	16				

Serán necesarios 6 pozos para cubrir el área, que supondrán 600 Mesp de inversión inicial y 24 Mesp de costes de producción anuales.

Para una recuperación del 6% extraeremos 29,10 Mm³ lo que equivale a 232,8 millones de termias, por lo que obtendríamos 931,2 Mesp. Con una recuperación del 38% extraeremos 184,3 Mm³ que supondrían 1474,4 millones de termias que supondrían 5897,6 Mesp.

Resultados Económicos (Mesp)	Sinclinal Llombera
Recuperación 6%	931,2
38%	5897,6
Ventas anuales 6%	58,2
38%	368,6
Coste inicial	600
Coste producción anual	24
Cash flow 6%	34,2
38%	344,6
Pay Back 6% (máximo 16)	17,5438596
38%	1,74114916
VAN (5%) 6%	-229,349737
38%	3134,68072

Otro detalle importante de este caso es la elevada cantidad de recursos de CBM (metano en capa de carbón), lo cual facilitaría la posibilidad de establecer una central térmica mixta o la infraestructura necesaria para aprovechar energéticamente el gas al poder amortizarse estos.

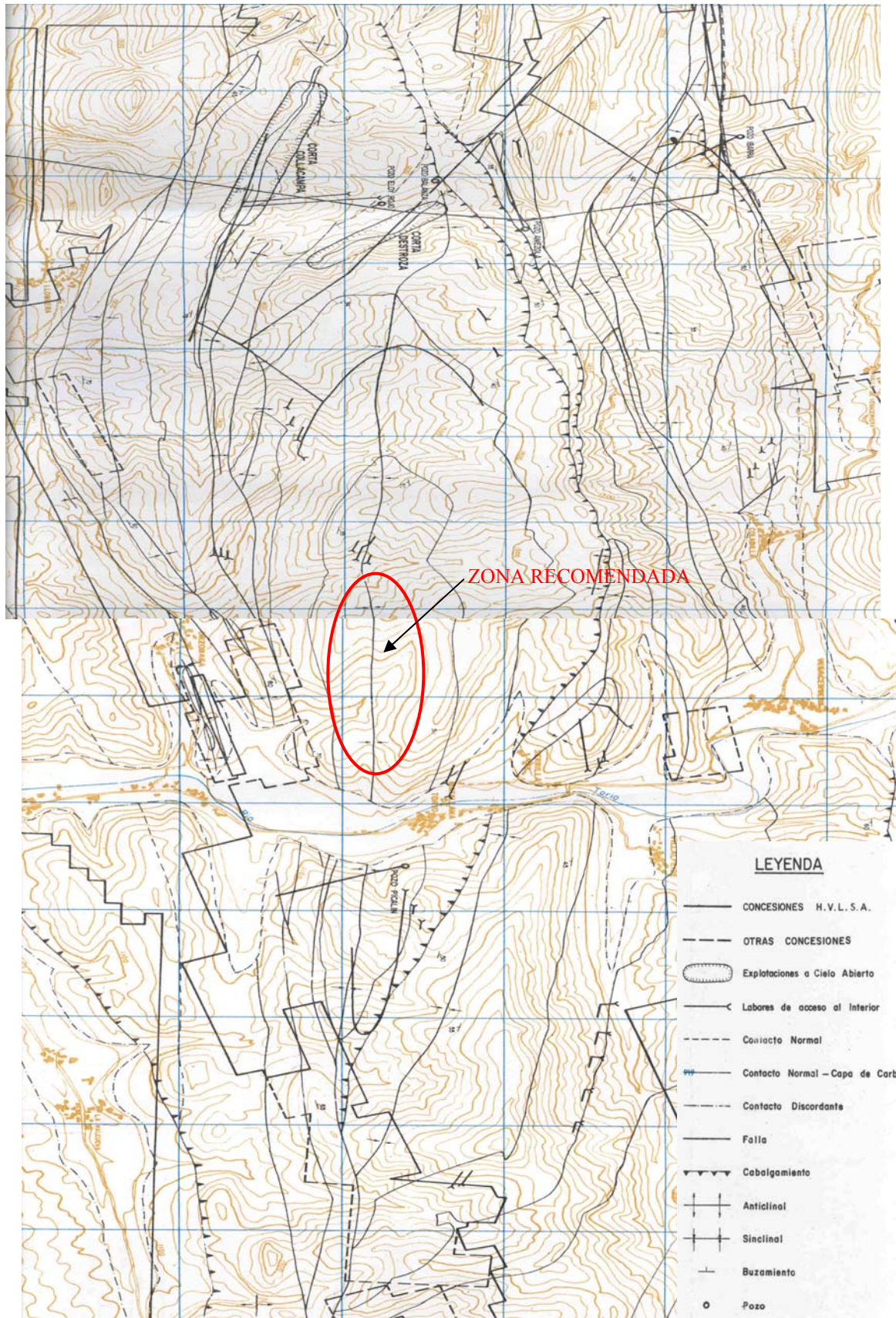


Figura 15 Plano de labores de la cuenca de Ciñera-Matallana Zona recomendada
 Fuente: IGME (1985) Actualización del Inventario de Recursos Nacionales de Carbón

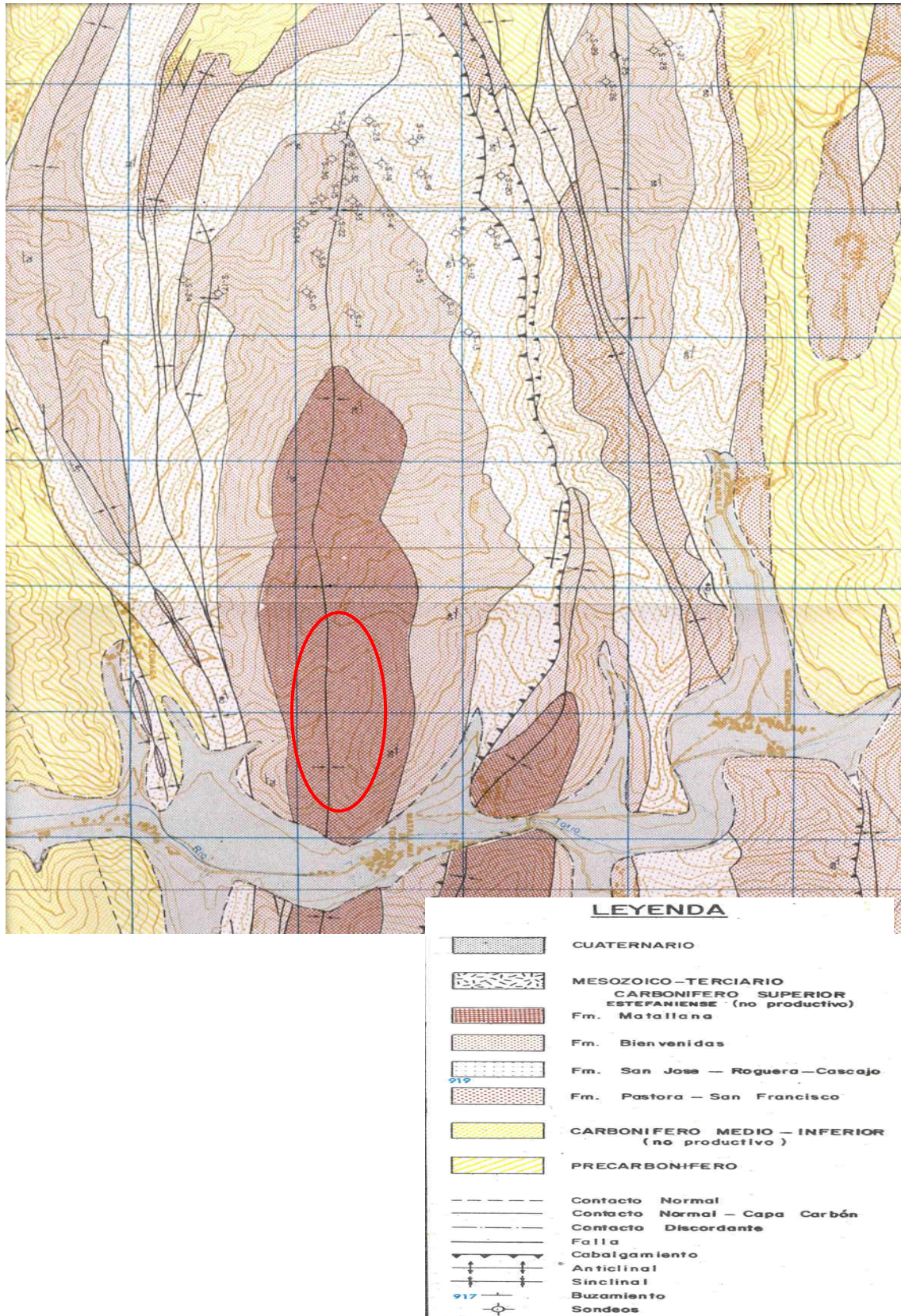


Figura 16 Plano geológico de la cuenca de Ciñera-Matallana Zona recomendada
 Fuente: IGME (1985) Actualización del Inventario de Recursos Nacionales de Carbón.

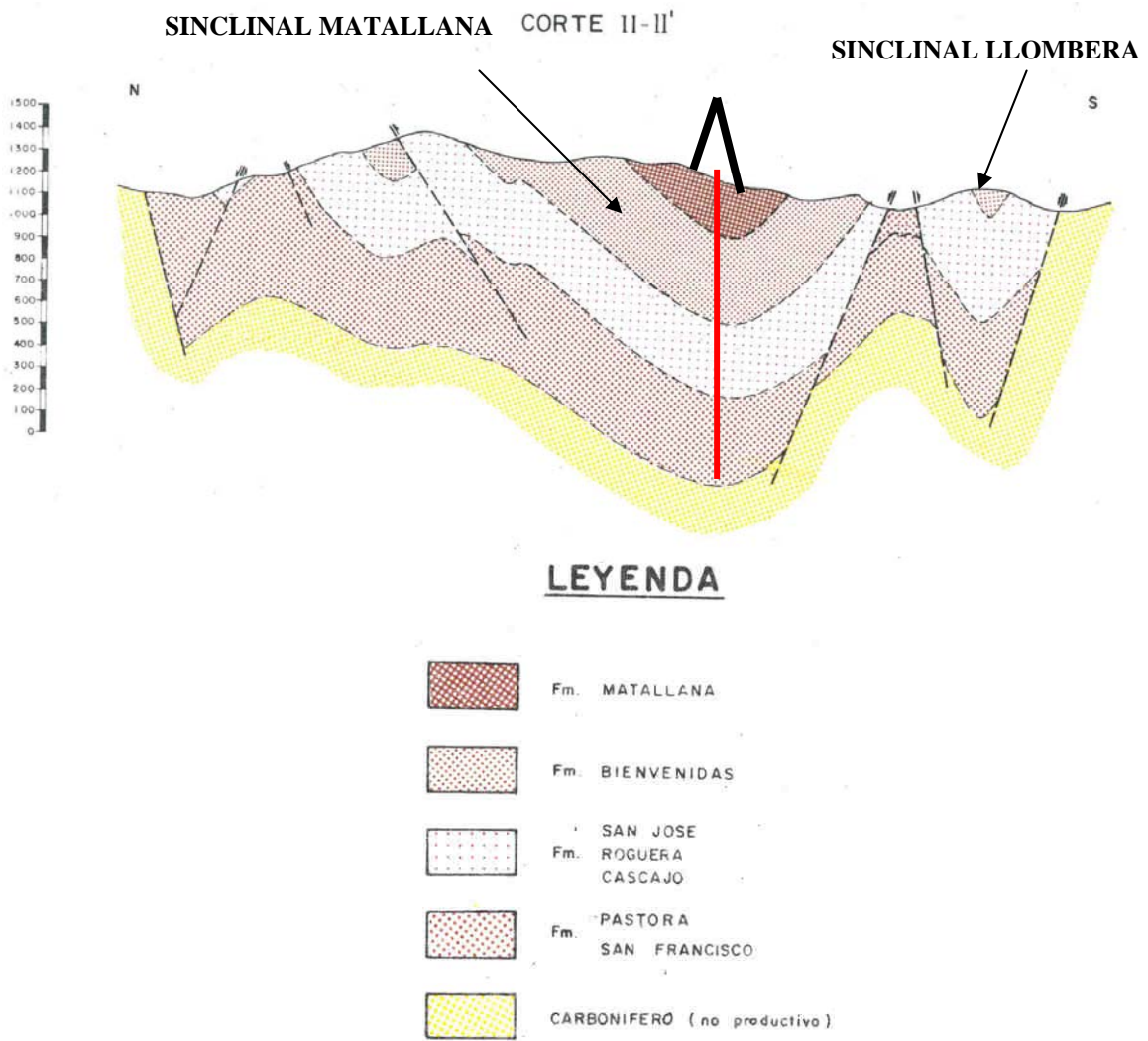


Figura 17 Corte geológico de la cuenca de Ciñera-Matallana ejemplo de sondeo recomendado
Fuente: IGME (1985) Actualización del Inventario de Recursos Nacionales de Carbón.

CUENCA DE SABERO

1.- LOCALIZACIÓN.

La cuenca hullera “Sabero” se sitúa en la zona norte de la provincia de León en la vertiente meridional de la Cordillera Cantábrica. La zona Norte de León se subdivide en tres subzonas (Norte, Centro y Sur), cada una de las cuales abarca varias áreas, el área “Sabero” se localiza en la Subzona Sur. Como podemos apreciar en las figuras 59 y 60 de Situación Geográfica. Dentro del plan MAGNA la zona estudiada se localiza en las hojas 104, 105, 130 y 131.

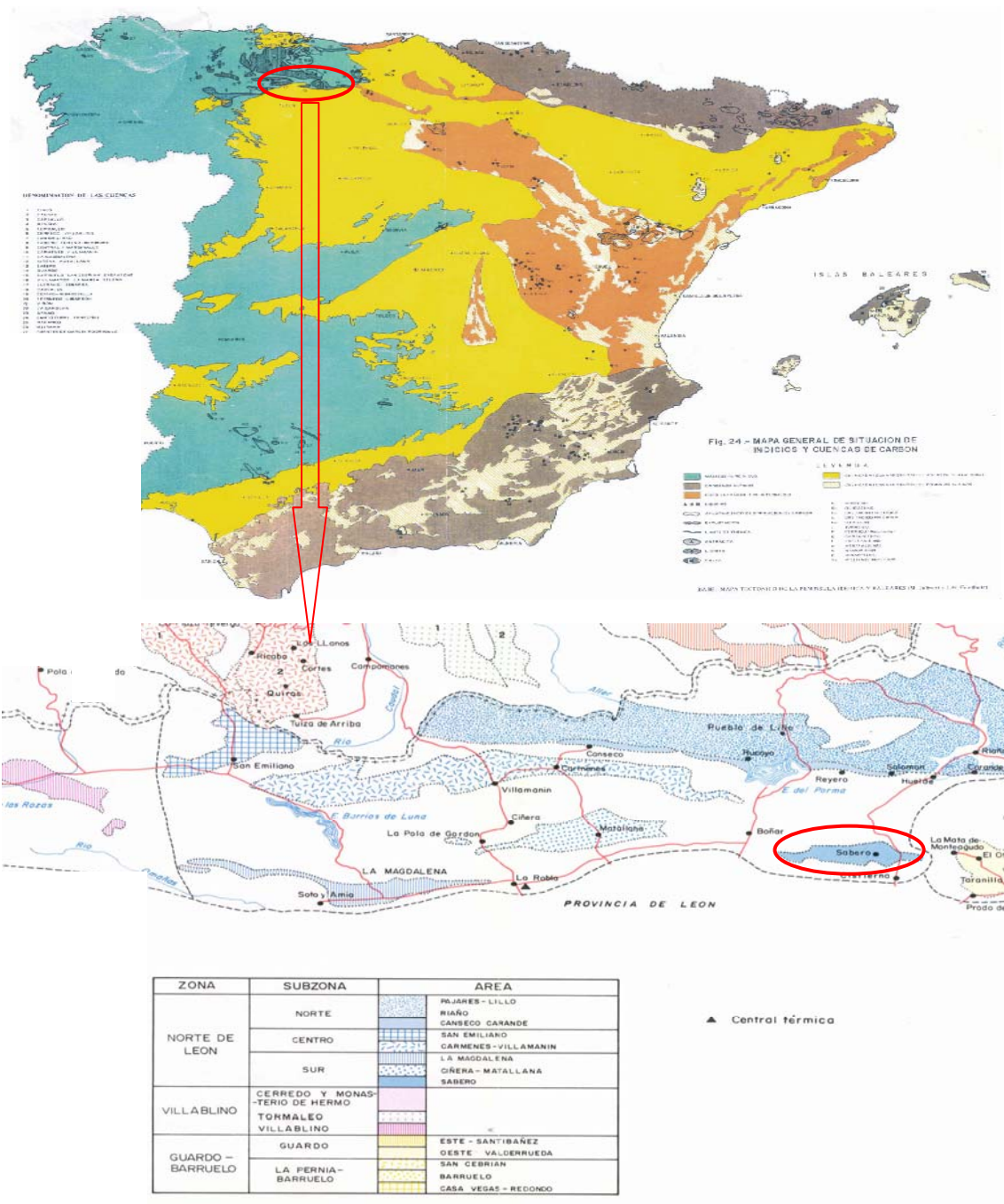


Figura 1. Localización de Sabero.

Fuente: IGME (1985) Actualización del Inventario de Recursos Nacionales de Carbón.

2.- ENCUADRE GEOLÓGICO.

La cuenca carbonífera de Sabero, que forma parte del conjunto de cuencas continentales Estefanienses que se apoya discordantemente sobre las zonas Cantábrica y Asturoccidental Leonesa del Macizo Ibérico, se delimita entre los ríos Esla y Porma.

Geológicamente, su formación se inicia al terminar la fase Astúrica con una deposición de materiales, conglomerados, bastante discordantes (figura 61). Las distintas fases sedimentarias llevan a diferenciar 8 formaciones, cuyos estratos suponen una potencia en su conjunto de 3 000 m.

La edad de la serie de deposiciones carbonosas se fija entre el Estefaniense Inferior y el Superior, aunque en algunos niveles se determinó la edad con bastante exactitud por los estudios de flora y fauna.

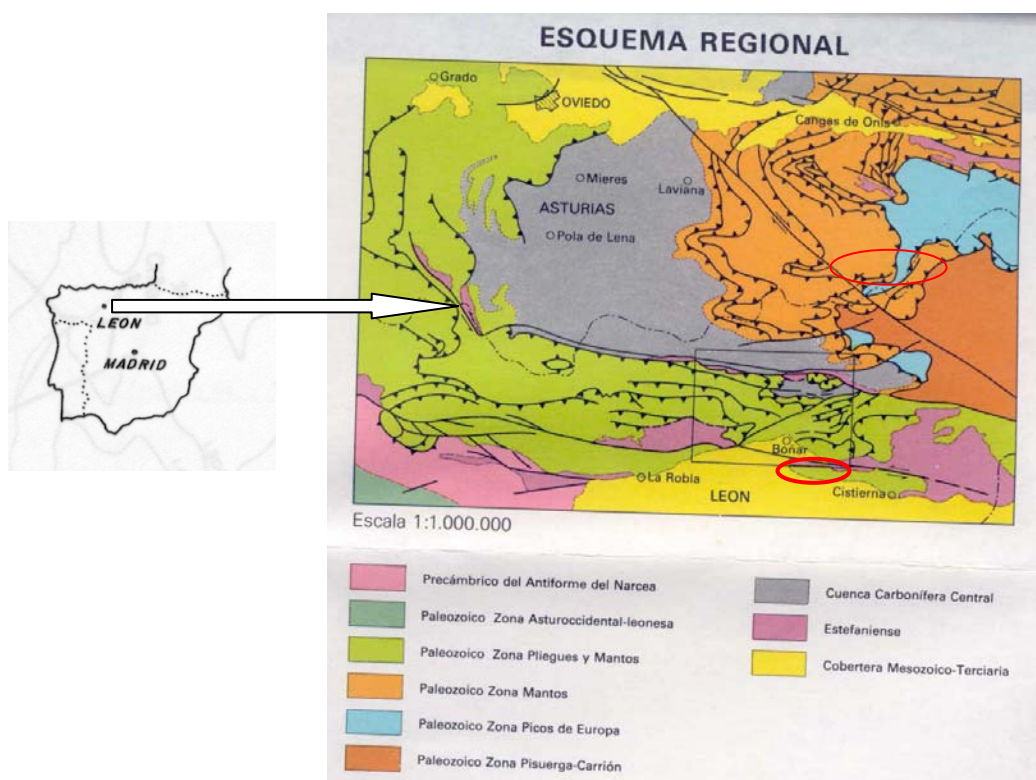


Figura 3. Encuadre Geológico de Sabero.

Fuente: Hoja Magna.

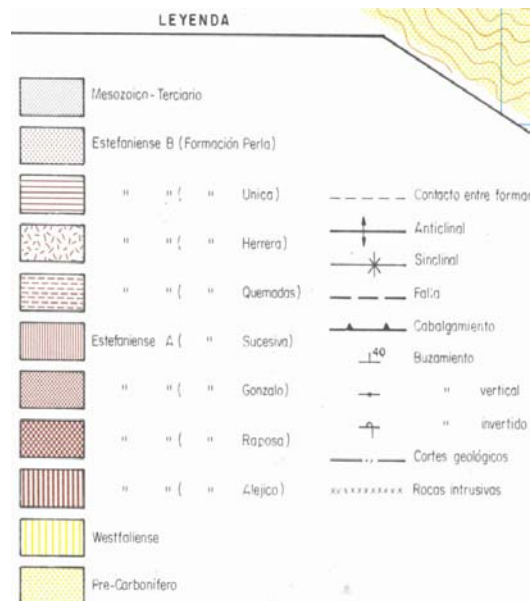
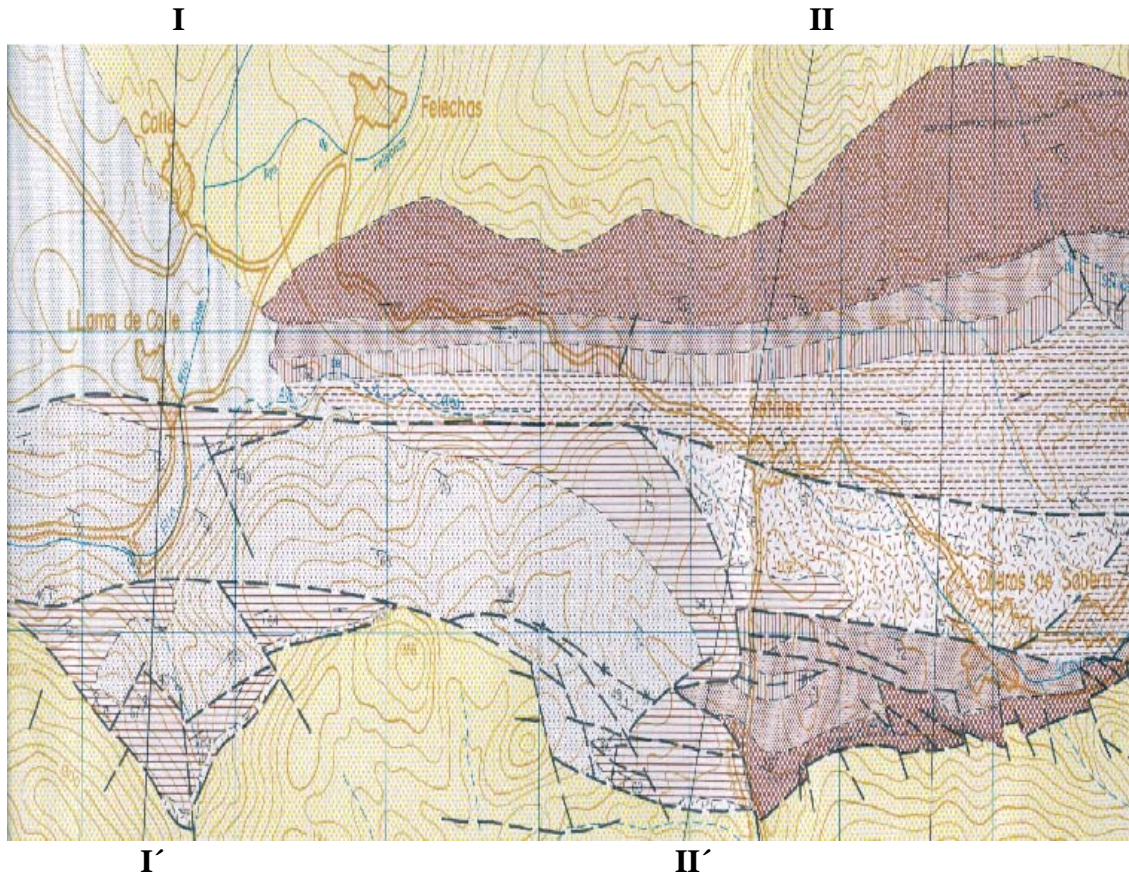


Figura 4. Plano Geológico de Sabero.

Fuente: IGME (1985) Actualización del Inventario de Recursos Nacionales de Carbón.

3.- ESTRATIGRAFÍA.

Figura entre las cuencas mejor conocidas de la región dentro de la dificultad que entrañan las capas de carbón, debido a las fuertes variaciones de sus espesores (arrosariadas). La sucesión abarca un espesor del orden de los 2 500 m que descansan mediante marcada discordancia sobre materiales del Paleozoico inferior y medio.

Fundamentalmente, a partir de los trabajos de KNIGHT, se establecen ocho formaciones que componen la serie estratigráfica carbonífera, que de muro a techo reciben la denominación de Alejico, Raposa, Gonzalo, Sucesiva, Quemadas, Herrera, Única y Perla. Estas formaciones pueden compararse con las de la cuenca de Ciñera-Matallana, pero no existe necesariamente una correspondencia paquete a paquete, ya que, aunque el conjunto de la flora muestra una edad comparable, pero los sedimentos de las capas bajas de Sabero se revelan más antiguos, pudiendo asignarse estos al Estefaniense A Superior. Esta edad es la que poseen los paquetes inferiores, con lo que en todo caso la correspondencia de las capas mas bajas de la cuenca Ciñera-Matallana debería efectuarse a partir de la formación Quemadas.

Las características de las formaciones son las siguientes:

- **Formación Alejico** (0-350 m). Representan la base de la sucesión, encontrándose restringidas al NE de la cuenca. Se apoyan sobre el Paleozoico inferior y medio a través de una discordancia angular que se pierde lateralmente, estando constituida por una serie conglomerática en la que se intercalan los niveles de areniscas y pasos de carbón (3-4) que ocasionalmente han sido explotados.
- **Formación Raposa** (200-800m). Se apoya sobre la formación Alejico o directamente sobre el Paleozoico inferior y medio, comenzando por el tramo basal conglomerático a cuyo techo se sitúa un intervalo lutítico, denominado Horizonte Marino de Sabero, que constituye un nivel guía. Sobre este horizonte la serie continúa con potentes de areniscas que hacia techo incluyen, cada vez mas, niveles de lutitas con suelos de vegetación y carboneros, los cuales aumentan su espesor hacia el sur de la cuenca. Estos carbones fueron explotados en diversos puntos, pero actualmente tienen poca importancia económica.
- **Formación Gonzalo** (150-200 m). Posee un marcado carácter lacustre, estando constituida por una secuencia de lutitas azules que en su base presentan un nivel con Leaia. Hacia el techo aumenta el tamaño de grano terminando con potentes areniscas con estratificación cruzada y suelos de vegetación. No contiene capas de carbón.
- **Formación Sucesiva** (100 m). Tiene una parte inferior pizarrosa y lacustre que hacia el techo pasa a facies de areniscas fluviales con algún lentejón de conglomerados. Contiene dos, o localmente tres, capas explotables en la parte inferior de la formación, aunque solamente una (capa Sucesiva) en la base es beneficiada con regularidad; la potencia del carbón aumenta hacia el sur.
- **Formación Quemadas** (400-500 m). Sobre la capa Estrecha se desarrolla una potente sucesión pizarrosa, lacustre, que pasa a areniscas en la parte alta. El techo de la formación se encuentra mal definido al estar afectada por una importante zona de fractura.

- **Formación Herrera** (300-600m). Reconocida solo informalmente debido a la imposibilidad de establecer una sección tipo bien definida, al ocupar un área fallada en la parte central del Valle de Sotillos-Olleros. Alberga las principales capas productivas de la cuenca (hasta 10 capas explotables). La correlación entre unidades estructurales se ha basado principalmente en un tonstein bastante continuo y en niveles lacustres.

La formación contiene frecuentes niveles de areniscas fluviales y también varios tramos lacustres en la parte inferior.

- **Formación Única** (250 m). Aflora exclusivamente en la parte occidental de la cuenca. La parte inferior es lacustre y muy pizarrosa; a continuación aparecen areniscas fluviales con algunas capas de carbón. El tramo superior contiene 5 capas explotables incluidas entre potentes areniscas fluviales. Entre los carboneros asociados al muro de la capa 3^a se encuentra un tonstein con amplia continuidad lateral.
- **Formación Perla** (400m). Está caracterizada por bancos muy potentes (hasta 100m) de areniscas fluviales. El primero de ellos, base de la formación, descansa sobre la capa 5^a de la formación Única. Contiene varias capas, en general estrechas y con poco interés económico; a 250 m de la base aparece la capa Perla, con 0,8 m de carbón sucio.

En cuanto a la edad de los materiales de la cuenca de Sabero se atribuyen al Estefaniense A-B. Las Capas de Alejico probablemente constituyen los niveles más bajos de la sedimentación post-astúrica.

A continuación adjuntamos la columna regional figura 63, la columna de detalle figura 64 y una correlación de columnas figura 65.

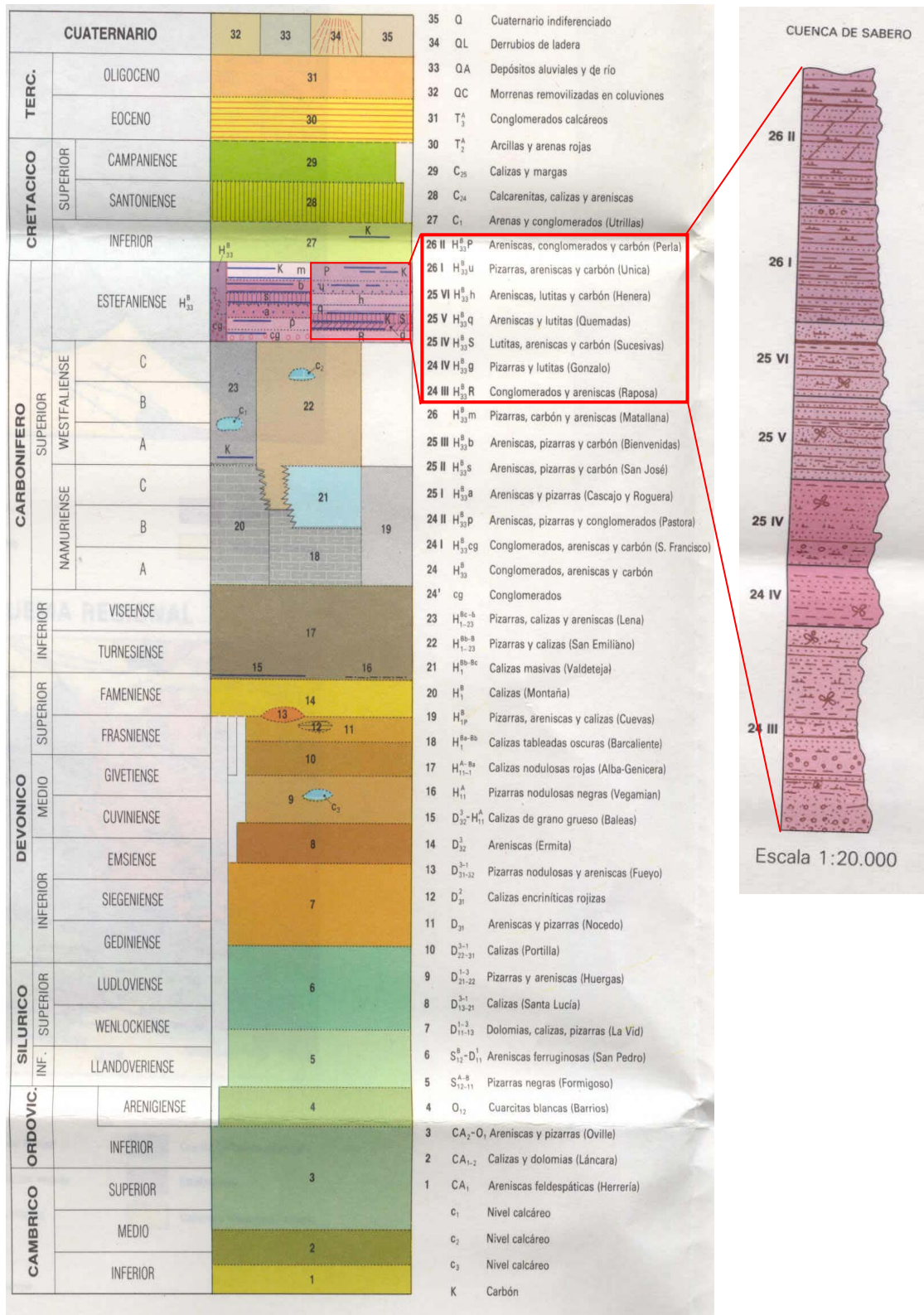


Figura 5. Columna regional de la cuenca de Sabero.

Fuente: Hojas Magna.

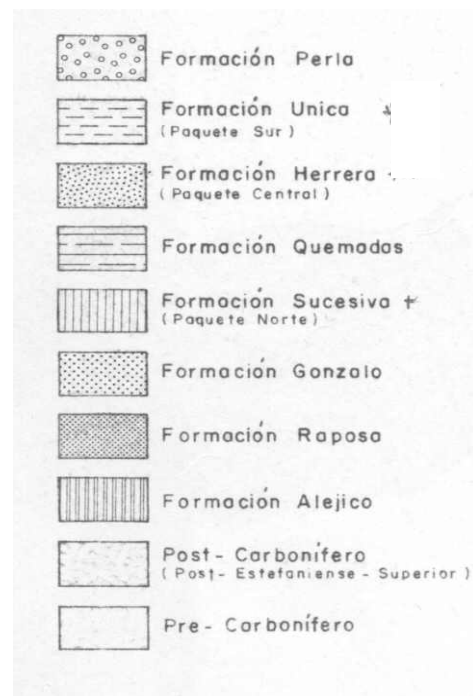
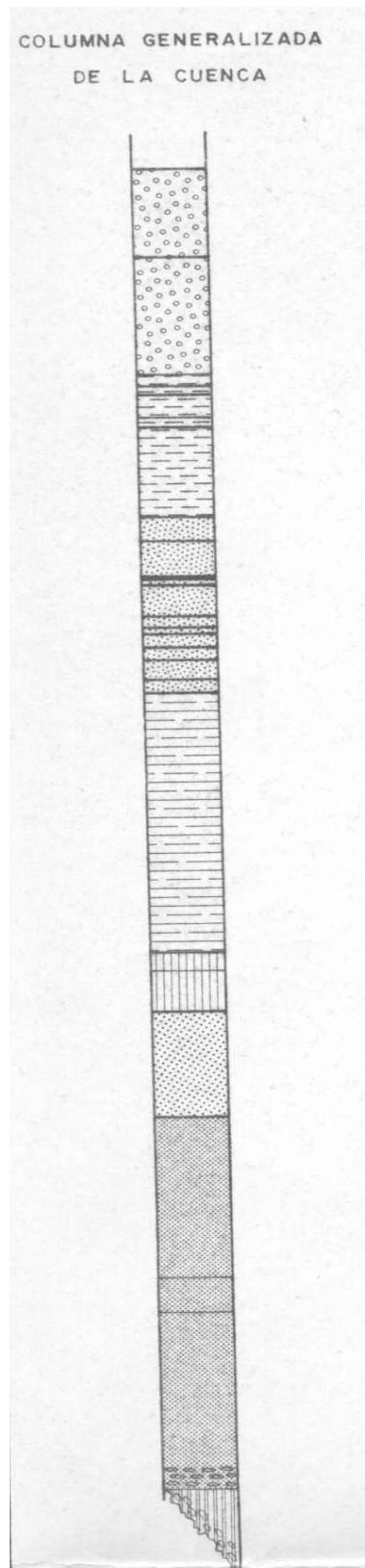


Figura 6. Columna de detalle de la cuenca de Sabero.
Fuente: Empresa Nacional Adaro Plan Director de la Zona Norte de León.

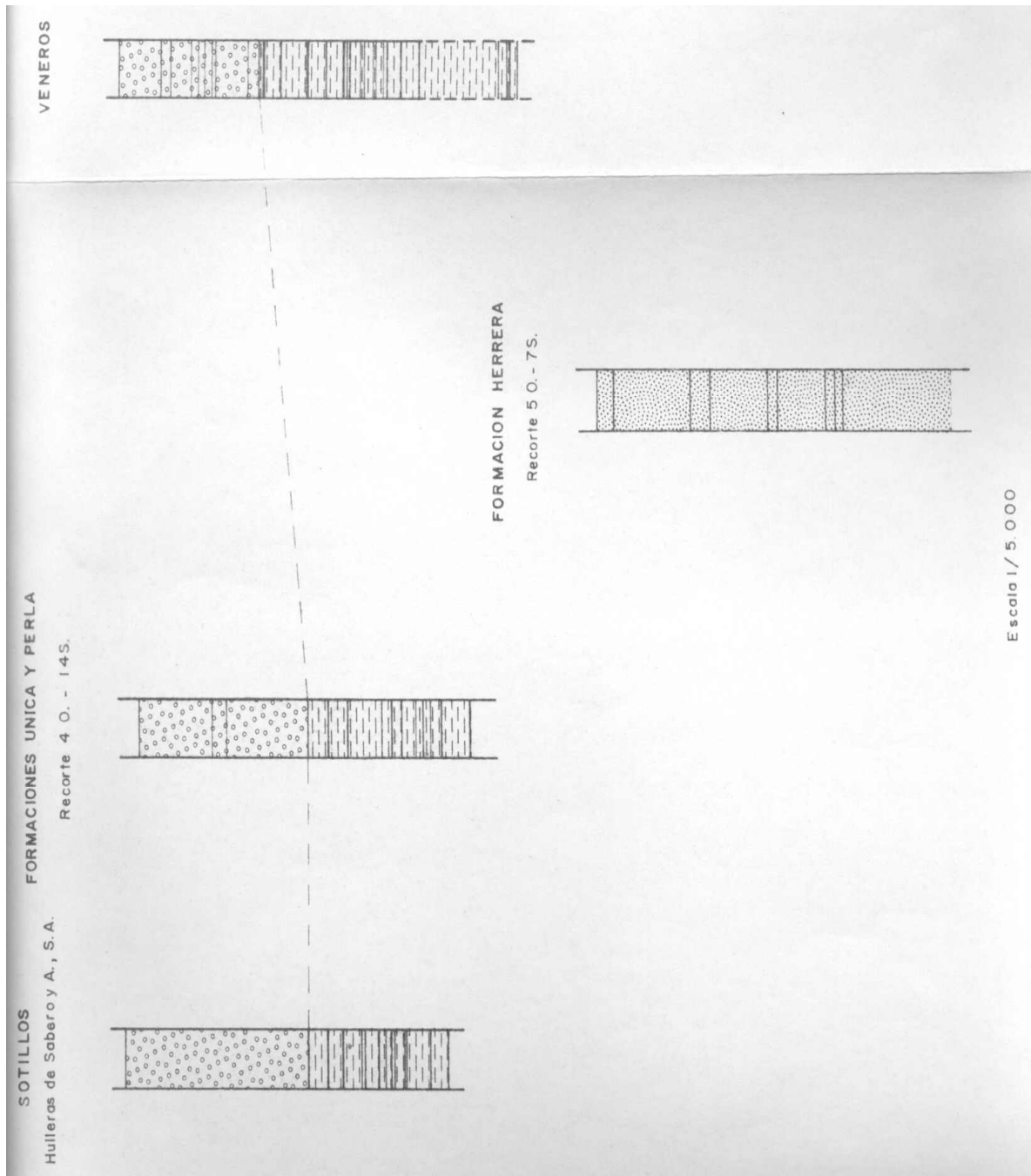


Figura 7. Correlación de columnas de la cuenca de Sabero

Fuente: Empresa Nacional Adaro Plan Director de la Zona Norte de León

4.- TECTÓNICA.

La estructura general de la cuenca es la del sinclinal replegado, con orientación Este-Oeste y fuertemente fallado en su mitad meridional, por una serie de fracturas inversas de las que la más importante es la falla de la Llama; se trata de una falla que recorre la cuenca en su parte media, con buzamientos al sur del orden de 65°-70° y que desliza el bloque meridional sobre el bloque norte, eliminando el flanco sur del sinclinal en casi todo su recorrido y los tramos altos del flanco norte (figuras 66 y 67).

Se observan dos estructuras principales, ambas sinclinales, separadas por otra fractura, la falla de Casetas, que cruza con orientación NO-SE el flanco sur de la cuenca, al oeste de Sotillos.

- Zona Oriental. Muestra en general una estructura sinclinal claramente asimétrica, inclinada unos 40° al oeste, debido en gran parte a la existencia en el flanco sur de fallas inversas. El flanco norte buza unos 60°-70° al sur y se encuentra poco distorsionado, curvándose cerca de Sabero para constituir el cierre periclinal de la cuenca. El flanco meridional se encuentra cortado por la falla de la Llama, que afecta a zona de unos 30 a 40 m; al sur de ésta, los estratos se encuentran mucho más trastornados, ocupando la formación Herrera el núcleo fallado y comprimido de la estructura.
- Zona Occidental: la estructura del conjunto responde a un sinclinal abierto, bastante asimétrico con buzamiento del orden de 65° y 50° en los respectivos flancos norte y sur. El eje del pliegue se inclina unos 40° al oeste. La falla de Casetas se encuentra cortada en su extremo NO por la de la Llama. Este fenómeno, en la mina, da lugar a que la formación Única descansa directamente sobre la formación Casetas, constituyendo el flanco norte del sinclinal. El flanco Sur se encuentra fallado contra el Devónico al igual que sucedía en la zona oriental.

La edad de la estructura plegada hay que atribuirle a finales del Estefaniense o principios del Pérmico; en esta época, muy probablemente cuando la fase de plegamiento estaba avanzada, se desarrolló un importante sistema de fallas inversas que han experimentado removilizaciones posteriores, habiendo sido sus últimos movimientos post-cretácicos.

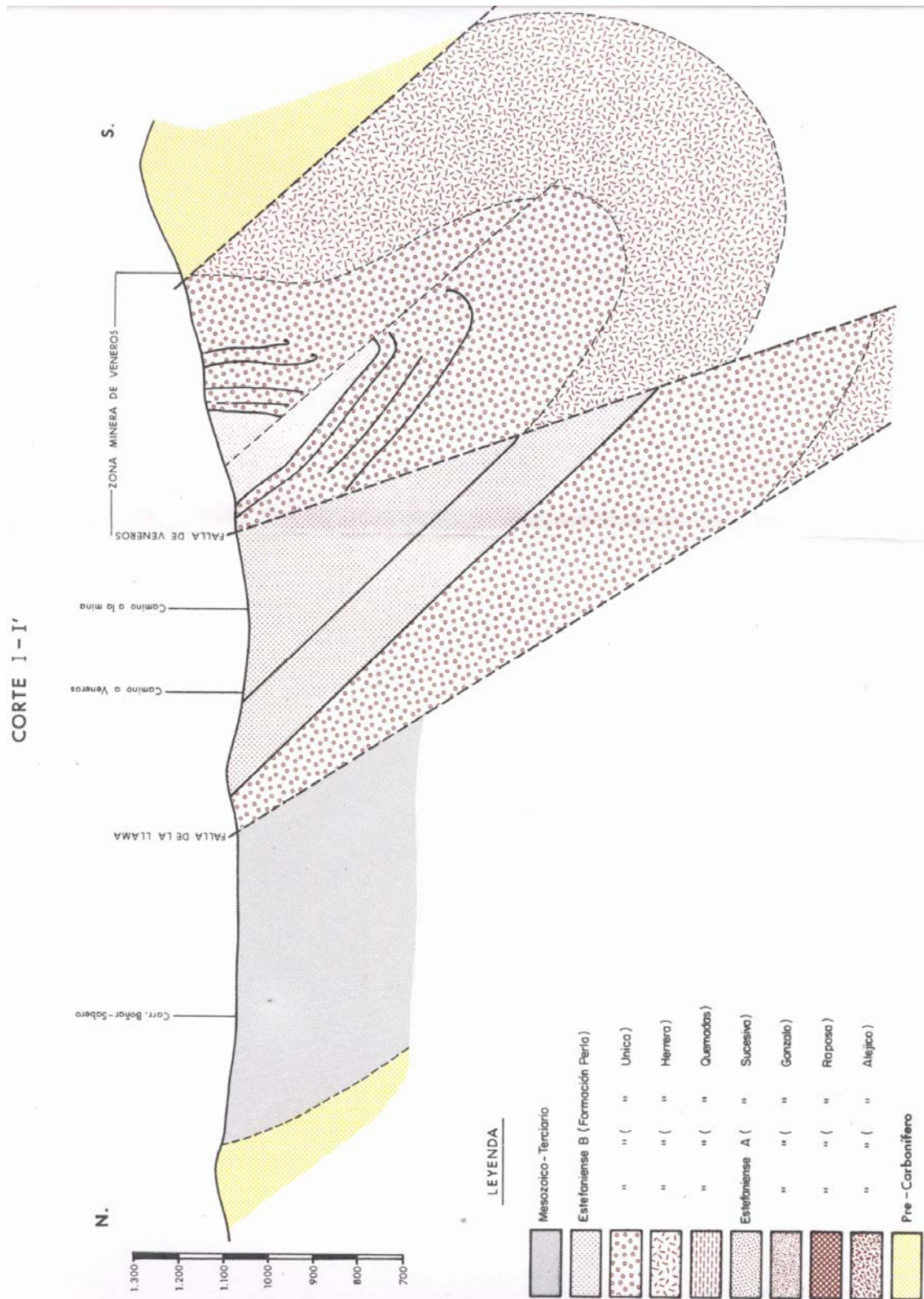


Figura 8. Corte geológico de la cuenca de Sabero.

Fuente: IGME (1985) Actualización del Inventario de Recursos Nacionales de Carbón.

5.- HIDROGEOLOGÍA.

5.1.- Precipitaciones.

El clima de esta zona de montaña leonesa caracterizada por relieves abruptos puede considerarse como continental extremado, con inviernos largos y muy fríos, con abundantes precipitaciones en forma de nieve, y veranos cortos y fresco. Las temperaturas medias anuales no superiores a los 10°C.

Las precipitaciones son abundantes y se distribuyen irregularmente durante el año (máximas en el periodo ente Octubre y Mayo). Son de carácter pluvio-nival, predominando uno u otro aspecto según la altitud de la zona (en forma de nieve por encima de los 1200m). Precipitación media de 1200mm/año.

5.2.- Circulación del Agua.

Es muy importante la relación orografía-agua, dada la importancia de definir la superficie de las cuencas de las que reciben agua las áreas carboníferas.

La estructura geológica tiene gran importancia tanto en la circulación como en el contenido de agua que soporta el macizo rocoso que la desarrolla. La geometría general de la cuenca es la del sinclinal replegado con orientación E-O inclinada unos 40° hacia el Oeste. El flanco norte buza entre 50° y 70° al Sur y se encuentra poco distorsionado, curvándose cerca de Sabero para constituir el cierre periclinal de la cuenca.

Esta geometría de fondo de barco que presenta la cuenca con cierres periclinales la confieren una gran capacidad de retención y de almacén de agua.

Desde el punto de vista estratigráfico la permeabilidad de la cuenca debería ser muy baja, la permeabilidad primaria del macizo no fracturado se estima por debajo de 10^{-7} m / s, pero las fallas y sobre todo los minados aumentan mucho la permeabilidad de la cuenca, en condiciones de macizo natural fracturado la permeabilidad está situada en el intervalo: 5×10^{-6} a 10^{-6} m / s.

En general las formaciones Estefanienses, constituyen un acuífero multicapas de baja permeabilidad, constituido por bancos de areniscas, pizarras y capas de carbón. La circulación del agua en los mismos se realiza a través de las fracturas, diaclasas y planos de estratificación (figura 68).

En nuestro caso, las areniscas y las pizarras presentan un cierto grado de impermeabilidad como consecuencia de procesos de recristalización, al estar altamente fracturadas como consecuencia de las fallas y por efecto del laboreo, su comportamiento es totalmente permeable en determinadas zonas.

Las formaciones que nos interesan, la Herrera y la Única pueden constituir acuíferos multicapa por la intercalación de areniscas fluviales y niveles lacustres pizarrosos. La formación Herrera puede estar confinada entre las pizarras de la parte inferior de la formación Única y los tramos lacustres que aparecen en su parte inferior.

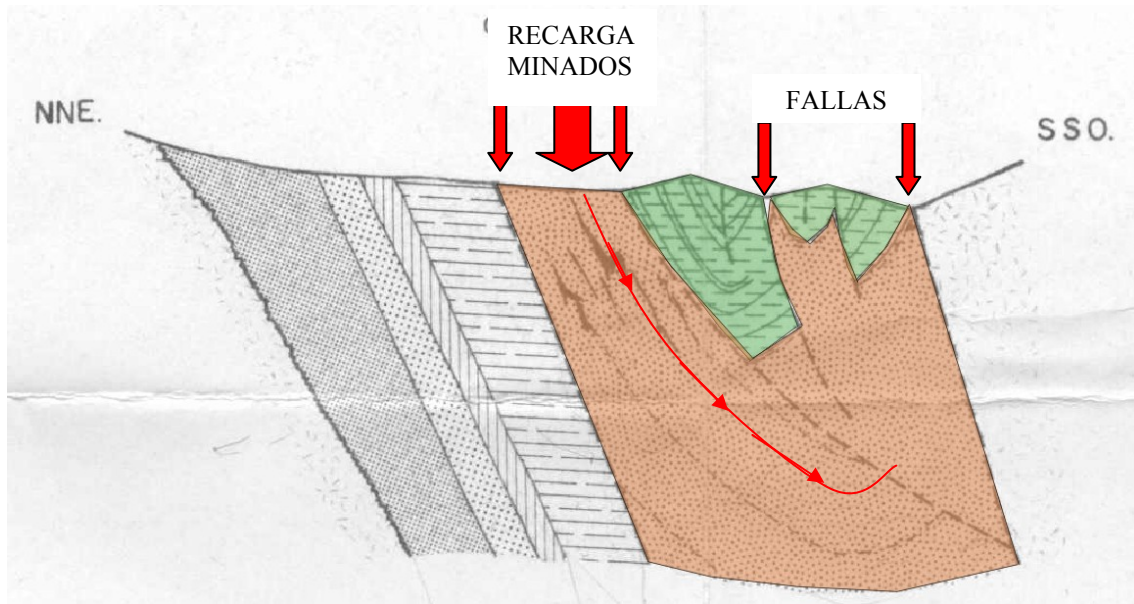


Figura 10. Caminos de circulación del agua en un corte de Sabero.

Fuente: Empresa Nacional Adaro Plan Director de la Zona Norte de León.

5.3.- Presión.

En otro orden de cosas 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). Desafortunadamente no disponemos de datos piezométricos de la zona, sería de gran interés una recogida de datos y su posterior análisis para realizar un estudio de detalle en fases más avanzadas.

6.- EL YACIMIENTO DE CARBÓN.

A continuación se describen las características de las principales capas de carbón de la cuenca, si bien existen otras muchas que han sido objeto de un mayor o menor grado de explotación:

- Formación Sucesiva. Ha sido trabajada a lo largo de todo su afloramiento, principalmente entre Sotillos y Sabero, con una corrida de unos 7200m. Las dos capas principales de esta formación son la Sucesiva y la Estrecha con unas potencias de explotación de 1 y 0,6 m, respectivamente y entre ambas se desarrolla otra, la capa H; que con 0,5 m es explotada de forma discontinua. En el flanco sur se desarrollan igualmente tres capas (capas Mayorgamas), con una potencia del orden del metro cada una que también han sido explotadas aunque no en su totalidad.
- Formación Herrera. El carbón de esta formación se presenta en masas irregulares debido a la tectonización. Se explotan 9 capas principales que de muro a techo son:
 - Capa 5^a, con una potencia media 1,8 m y poca continuidad.
 - Capa 4^a, con una potencia media de 3 m.

 - Capa A, con una potencia media de 4,5 m.
 - Capa 3^a/5^a, con potencia media de 7 m ; muy irregular.
 - Capa 2^a, con potencia de 1,8 m.
 - Capa X, con potencia media de 3,5 m.
 - Capa 4, con potencia media de 1,5 m.
 - Capa Z, con una potencia media de 1,5 m.
- Formación Única. Comprende hasta 11 capas con potencias entre 0,5 y 2m, pero con pequeño desarrollo. Al sur de Sotillos existen 5 capas explotables, sobre todo las tres superiores (3^a, 4^a y 5^a), que poseen unas corridas más continuas.

En la zona de Veneros se han explotado últimamente las capas 6^a, 5^a, 4^a, 3^a, Sucia, 2^a y 1^a (de muro a techo) siendo la más regular y la de mayor rendimiento económico la capa 2^a, con una potencia aproximada de 2 m.

8.- RECURSOS DE METANO EN EL ÁREA DE SABERO

El área de SABERO se subdivide en cuatro sub-áreas definidas en función de las unidades geológicas representativas y de su interrelación:

- Subárea Norte
- Subárea Centro
- Subárea Sur
- Subárea Occidental

Rellenaremos fichas de todas las subareas menos de la Sur debido a su escasez de recursos y a la ausencia de datos de contenido en gas.

Los datos de contenido en gas de las subáreas Norte y Occidental han sido proporcionados por la experiencia de los ingenieros de la zona en mediciones de grisú en los frentes de minería subterránea, por tanto consideraremos estos datos como contenido de metano en carbón bruto (CB), datos que nos servirán de gran orientación, en función de esto consideraremos el metano calculado en ambas subáreas como hipotético.

Las capas de la subárea central siguen una estructura muy compleja con constantes anchurones, estrechamientos y ramificaciones, por tanto la cubicación del Inventario de Recursos Nacionales de Carbón de esta subárea se realizó por sectores dada la imposibilidad de hacerlo por capas, por tanto en la ficha los datos de recursos y superficie los obtendremos por sectores en lugar de por capas aunque seguiremos describiendo las capas existentes y los datos de gas provendrán de las capas 4ª y 5ª de la formación Herrera. Para solucionar este problema de la diferencia entre la cubicación de recursos (sectores) y los de datos de gas (capas), hemos supuesto un único caso en el cual adjudicamos el mismo valor de contenido de gas (valor medio ponderado) a todos los sectores.

FICHA DE ZONAS DE INVESTIGACIÓN DE CBM

Denominación de la cuenca: *Sabero*

Localización: *Norte de la provincia de León*

ZONA	SUBZONA	ÁREA	SUBÁREA
NORTE DE LEÓN	SUR	SABERO	OCCIDENTAL

Región geológica: *Sabero*

Hoja: *104, 105, 130 y 131*

Edición y año: *1ª Edición 1990*

Cota media:

Edad: *Estefaniense*

Estructura geológica: *Sinclinal*

FORMACIÓN: *UNICA*

PERLA

SECTOR: *LA LLAMA – VENEROS*

CAPAS	1ª	2ª	3ª	4ª	5ª	Perla
Potencia (m)	1	1,2	2	1,8	1	0,8
Potencia acumulada (m)	1	2,2	4,2	6	7	7,8
Espacio entre capas (m)						
Profundidad de las labores (m)	450					
RANGO DEL CARBÓN						
Volátiles (%)	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	
Cenizas (%)	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	
Carbono (%)						
Azufre (%)	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	
Humedad (%)	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	
Poder calorífico sup. (kcal/kg)	5 673	5 673	5 673	5 673	5 673	
Reflectividad de la vitrinita						
Densidad (gr./cm ³)	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63
Presión in situ (Kg/cm ²)						
Temperatura						
GEOMETRÍA						
Superficie (km ²) Llama-Veneros	6,588					
Dirección	E-O	E-O	E-O	E-O	E-O	E-O
Buzamiento	60°N-50°S	60°N-50°S	60°N-50°	60°-50°	60°-50°	60°-50°
Profundidad máxima (m)	600	600	600	600	600	600
Longitud de la corrida						
Recursos de carbón teórico (Mt)	70,829	Asoc 1ª	Asoc 1ª	Asoc 1ª	Asoc 1ª	5,622
Recursos carbón puro (Mt)	55,034	Asoc 1ª	Asoc 1ª	Asoc 1ª	Asoc 1ª	4,3683
Total Teórico - puro (Mt)						76,4-59,4
GRISÚ EN CAPA						
C (m ³ /t)	4					4
Recursos de gas (Mm ³)						283,316
TOTAL (Mm³)						305,8

FICHA DE ZONAS DE INVESTIGACIÓN DE CBM

Denominación de la cuenca: *Sabero*

Localización: *Norte de la provincia de León*

ZONA	SUBZONA	ÁREA	SUBÁREA
NORTE DE LEÓN	SUR	SABERO	CENTRAL

Región geológica: *Sabero*

Hoja: *104, 105, 130 y 131*

Cota media:

Edad: *Estefaniense*

Edición y año: *1ª Edición 1990*

Estructura geológica: *Sinclinal Replegado o Volcado*

FORMACIÓN: *HERRERA*

CAPAS	5 ^a	4 ^a	A	3 ^a /5 ^a	2 ^a	X	4	Z
Potencia (m)	1,8	3	4,5	7	1,8	3,5	1,5	1,5
Potencia acumulada (m)	1,8	4,8	9,3	16,3	18,1	21,6	23,1	24,6
Espacio entre capas (m)								
Profundidad de las labores (m)	500							
RANGO DEL CARBÓN								
Volátiles (%)	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8
Cenizas (%)	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3
Carbono (%)								
Azufre (%)	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Humedad (%)	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4
Poder calorífico sup. (kcal/kg)	5 673	5 673	5 673	5 673	5 673	5 673	5 673	5 673
Reflectividad de la vitrinita								
Densidad (gr./cm ³)	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63
Temperatura								
Presión in situ (Kg/cm ²)								
Buzamiento	65°N-50°S	65°50°	65°-50°	65°50°	65°50°	65°50°	65°50°	65°50°
Profundidad máxima (m)	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100
Longitud de la corrida								
GEOMETRÍA- SECTORES	A	B	C	X				
Superficie(km ²)Llama-Vinaros	0,025	0,14	0,2	0,219				
Dirección	E-O	E-O	E-O	E-O				
Recursos teóricos(Mt)	0,173	2,153	8,185	0,895				
Recursos carbón puro (Mt)	0,1344	1,672	6,362	0,6954				
Total Teórico-Puro (Mt)	11,4-8,8578							
GRISÚ EN CAPA	5 ^a	4 ^a	Medio					
q (cm ³ /35s)	1,2	2,1						
Q ₁ (cm ³)	4,08	7,14						
Q ₂ (cm ³)	30,03	42,02						
Q ₃ (cm ³)	47,62	41,03						
V _{ip} (cm ³ /35 s.10g)	0,96	2,31						
C (m ³ /t)	8,7	10,5	9,825					
Recursos de gas (Mm ³)					87,02			
TOTAL (Mm³)					87,02			

FICHA DE ZONAS DE INVESTIGACIÓN DE CBM

Denominación de la cuenca: *Sabero*

Localización: *Norte de la provincia de León*

ZONA	SUBZONA	ÁREA	SUBÁREA
<i>NORTE DE LEÓN</i>	<i>SUR</i>	<i>SABERO</i>	<i>NORTE</i>

Región geológica: *Sabero*

Hoja: *104, 105, 130 y 131*

Edición y año: *1ª Edición 1990*

Cota media:

Edad: *Estefaniense*

Estructura geológica: *Sinclinal*

FORMACIONES:

ALEJICO

RAPOSA

SUCESIVA

CAPAS	1ª	2ª	3ª	Raposa	Sucesiva	H	Estrecha
Potencia (m)	1,7	Aso 1ª	Aso 1ª	0,5	1	0,5	0,6
Potencia acumulada (m)	1,7	1,7	1,7	2,2	3,2	3,7	4,3
Espacio entre capas (m)							
Profundidad de las labores (m)	500						
RANGO DEL CARBÓN							
Volátiles (%)	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8
Cenizas (%)	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3
Carbono (%)							
Azufre (%)	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Humedad (%)	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4
Poder calorífico sup. (kcal/kg)	5 673	5 673	5 673	5 673	5 673	5 673	5 673
Reflectividad de la vitrinita							
Densidad (gr./cm ³)	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63
Presión in situ (Kg/cm ²)							
Temperatura							
GEOMETRÍA							
Superficie (km ²)	0,615	Aso 1ª	Aso 1ª	5,171	5,083	Asoc	Asoc
Dirección	E-O	E-O	E-O	E-O	E-O	E-O	E-O
Buzamiento	45°	45°	45°	65°	65°	65°	65°
Profundidad máxima (m)							
Longitud de la corrida							
Recursos de carbón teórico (Mt)	1,706	Aso 1ª	Aso 1ª	4,214	17,401	Asoc	Asoc
Recursos carbón puro (Mt)	1,3255	Aso 1ª	Aso 1ª	3,274	13,52	Asoc	Asoc
Total Teórico - Puro (Mt)	23,3-18,1						
GRISÚ EN CAPA							
C (m ³ /t)	4			4	4		
Recursos de gas (Mm ³)	6,824			16,856	69,604		
TOTAL (Mm³)				93,288			

9.- CONCLUSIONES.

Los datos de contenido de gas de las subáreas Norte y Occidental fueron suministrados verbalmente por la experiencia de trabajo en las minas de Sabero y Anexas, no son datos obtenidos por análisis directos de las concentraciones del metano en el carbón (método CERCHAR), normalmente son resultado de la experiencia en mediciones de grisú en los frentes de minería subterránea, por tanto no son rigurosos aunque nos sirvan de guía en este estudio.

Hemos considerado únicamente el escenario Hipotético para las tres subáreas Norte, Occidental y Central ya que los datos de la Norte y la Occidental no son rigurosos por las razones expuestas en el apartado anterior y en la subarea Central hemos considerado como si todas las capas tuvieran el mismo contenido de gas, ya que la cubicación de esta se ha realizado por sectores y no por capas. Para todos los casos hemos utilizado los datos de contenidos en gas por tonelada bruta, ya que, aunque los datos de contenido en gas por tonelada pura son mas precisos, no disponemos de ellos en las subáreas Norte y Occidental, por tanto en la Central hemos utilizado también este dato para poder comparar mejor entre si los resultados de las tres subáreas.

❖ Para la subárea Norte:

Serán necesarios 4 pozos para cubrir el área.

		RECUPERACIÓN					
		TOTAL		Por POZO		Por Ha (0,01 km ²)	
	TOTAL	6%	38%	6%	38%	6%	38%
SUPERFICIE (Ha)	517,1			130	130		
TOTAL (Mm³)	93,288	5,597	35,45	1,391	8,8625	0,01070	0,06817

❖ Para el subárea Central:

Será necesario 1 pozo para cubrir el área.

		RECUPERACIÓN					
		TOTAL		Por POZO		Por Ha (0,01 km ²)	
	TOTAL	6%	38%	6%	38%	6%	38%
SUPERFICIE (Ha)	58,4			130	130		
TOTAL (Mm³)	85,95	5,157	32,66	5,157	32,661	0,03967	0,2512

❖ Para el subárea Occidental:

Serán necesarios 5 pozos para cubrir el área

		RECUPERACIÓN					
		TOTAL		Por POZO		Por Ha (0,01 km ²)	
	TOTAL	6%	38%	6%	38%	6%	38%
SUPERFICIE (Ha)	658,8			130	130		
TOTAL (Mm³)	305,8	18,34	116,2	12,54	23,308	0,09647	0,1793

El Análisis de las fichas nos revela que no hay ninguna subárea interesante para la extracción rentable del metano, al menos en las condiciones actuales de tecnología y mercado (recuperación, costes y precios) y las profundidades hasta las que tenemos

cubicados los recursos (600m de media). Si extrapolamos hasta los 800-1 000 m seguramente se ampliarían mucho las reservas.

Con la moderna técnica de inyección de CO₂ se puede obtener una mayor recuperación del metano, incluso superior al 100 % del GIP (gas in place) lo cual haría mas rentable la explotación .

A continuación desarrollaremos cada una subáreas:

- Subárea Norte (formación Sucesiva): es la zona de menor interés para la extracción, ya que el contenido de gas es bajo y los recursos de carbón no son muy altos. En adición a esto hay que añadir las escasas probabilidades de cortar más capas de cierta entidad a mayor profundidad.
- Subárea Central (formación Herrera): es la subárea de mayor contenido en gas pero sus escasos recursos de carbón, su compleja estructura deposicional, con continuos anchurones y estrechamientos (arrosariado) que dan lugar a variaciones del espesor muy grandes desde 20 o 30 m hasta casi desaparecer (figura 70) y que es la zona mas explotada con diferencia, hacen que su explotación no sea recomendable por si sola. Esta zona podría ser explotable conjuntamente con otra zona de mayores recursos (Occidental).

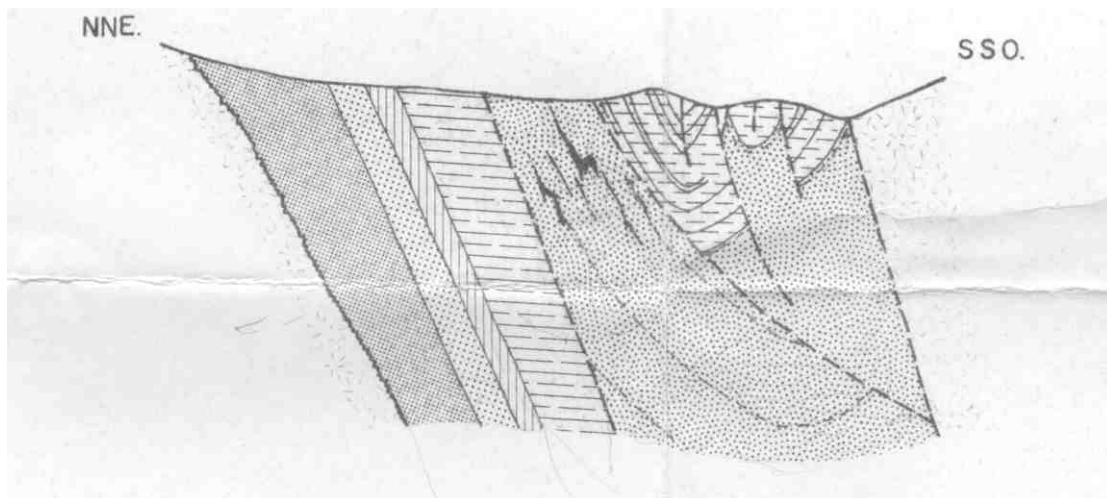


Figura 12. Corte de Sabero.

Fuente: Empresa Nacional Adaro Plan Director de la Zona Norte de León

Estas variaciones de espesor conllevan el riesgo de que al perforar los pozos podemos dar con una zona de espesor bajo como con una zona de espesor alto y por esto no es muy recomendable su explotación.

- Subárea Occidental (formación Única): inicialmente no parece una zona interesante, pese a que presenta un alto nivel de recursos de carbón y por tanto de metano, debido al escaso contenido en metano de las capas de la formación Única. A pesar de esto la zona puede ser recomendable de explotar ya que en profundidad aparecerán la formación Herrera y la Sucesiva, aunque no disponemos de datos en profundidad que confirmen esta hipótesis y nos den información de potencias y cubicaciones. Seguramente al perforar cortaremos las capas de dichas formaciones a mayor

profundidad proporcionándonos una mayor potencia acumulada y unos recursos de gas “in place” mayores.

A la vista de esta información recomendamos como zona más interesante la Subárea Occidental.

Siempre hay que tener en cuenta que no sabemos lo que puede ocurrir en profundidad ya que por lo general los contenidos de gas aumentarían, como parece que es el caso según los datos verbales proporcionados por ingenieros de la zona que afirman que en profundidad (hasta 500m) el contenido de gas aumentaba en gran manera llegando a migrar y almacenarse en el nivel de “milonitas” existentes en la falla de la Llama situada al norte de la zona centro.

10.- LOCALIZACIÓN DE SONDEOS DE INVESTIGACIÓN.

Mediante el estudio de los espesores de capa, de las posibles zonas de entrapamiento, del marco tectónico y deposicional, de la hidrogeología y de los demás factores que hemos definido en la introducción teórica se pueden delimitar las zonas favorables. Aunque nosotros hemos dispuesto de muy pocos datos hidrogeológicos. Recomendamos realizar sondeos de investigación para comprobar dichas hipótesis.

Para ubicar los sondeos tendremos en cuenta los siguientes criterios:

1. Buscaremos realizar el sondeo en las zonas de mayor potencia acumulada. La literatura existente recomienda un mínimo de 10 m de potencia acumulada. En nuestra cuenca la zona de mayor potencia acumulada será la subárea Occidental ya que cortaremos las tres formaciones productivas, la formación Única, la Herrera y la Sucesiva, o al menos las dos primeras ya que la Sucesiva estará muy profunda tal y como aparece en los cortes.

2. Es importante que las capas estén sometidas a alta presión para la retención de gas sea mayor, en esto influirá la profundidad, las posibles compresiones laterales existentes, el nivel piezométrico y la hidrogeología de la cuenca. En nuestro caso la zona de mayor profundidad coincide también con la Subárea Occidental, en concreto la zona cercana al eje del sinclinal como se puede observar en los cortes. Si la presión es baja el gas habrá podido escapar y además será más difícil su extracción a descomprimir la capa.

3. Debemos evitar zonas de labores de explotación, fallas y demás sucesos que puedan haber ayudado a la descompresión del carbón y el escape del gas y que puedan interceptar los sondeos. Buscaremos por tanto evitar las zonas de laboreo, históricas y modernas, perforando en zonas vírgenes (esto se puede conseguir perforando por debajo de la cota de extracción minera) y evitar en la medida de lo posible realizar el sondeo en la cercanía de fallas. En nuestro caso esto es un problema dada la abundancia de labores en la zona y sobre todo la existencia de numerosas fallas en concreto la de la Llama y la de Veneros como podemos observar en los cortes y en el plano de labores que adjuntamos, teniendo en cuenta que al cierre de la explotación de Sabero se habían alcanzado profundidades de 500m, y que esta se cerró al poco de realizar el Inventario, por tanto el plano de labores está actualizado.

4. Buscaremos también posibles zonas que favorezcan el entrapamiento, como

cambios de facies (a consecuencia del cual se produce un cambio de permeabilidad) y sinclinales. La zona más favorable para este tipo de entrapamiento sería también la del eje de los sinclinales.

En vista de esto recomendamos realizar los sondeos de exploración lo mas cerca posible al eje del sinclinal de la subárea Occidental, en algún punto alejado de las labores y fallas existentes.

Adjuntamos también un plano geológico con las formaciones donde localizamos la zona a nuestro parecer más favorable para los sondeos y el corte II-II' en dicha zona que nos da una idea de lo que se encontrara y de que profundidades se tendrán que alcanzar (1000-1400 m)

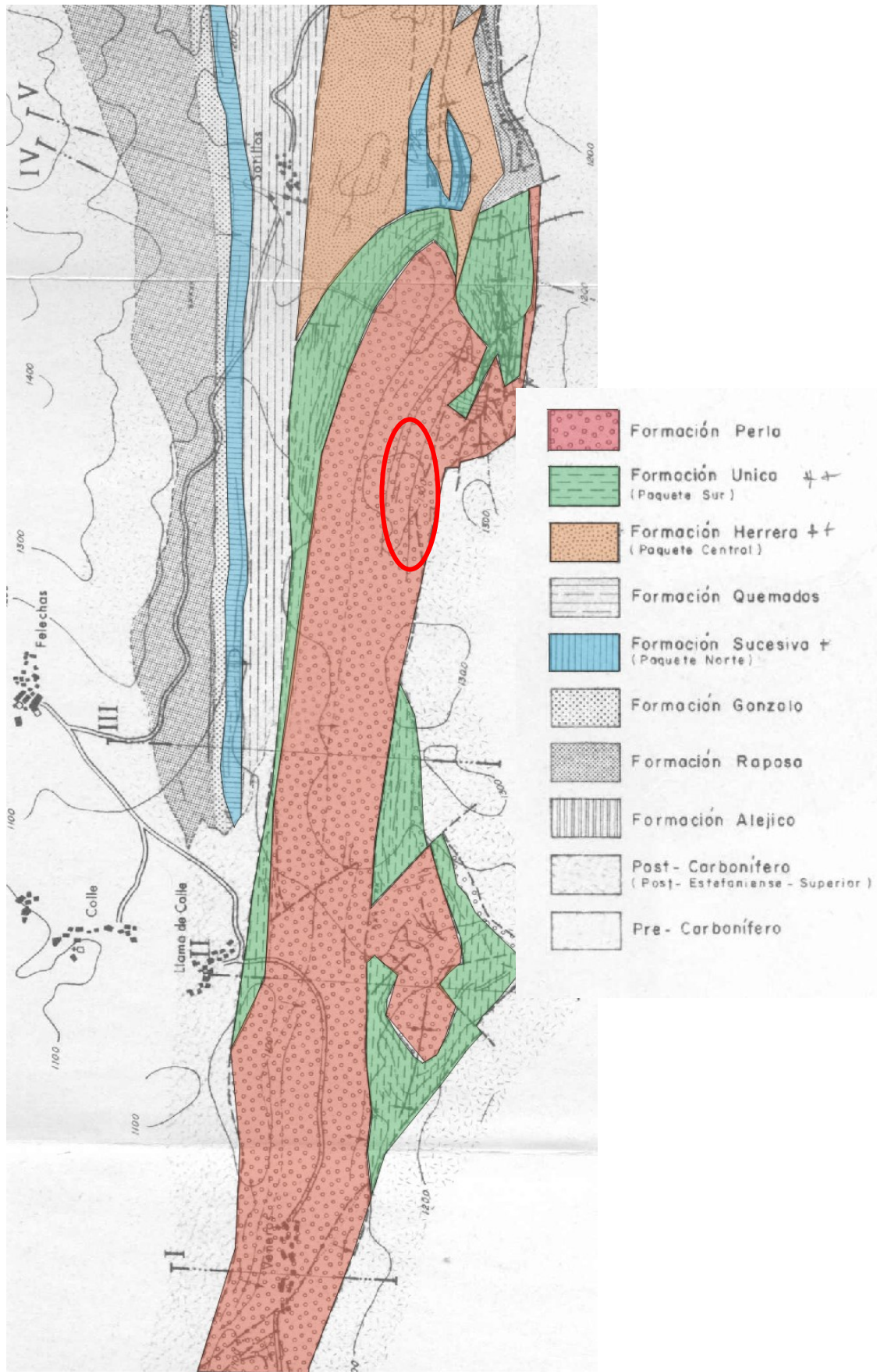


Figura 13.- Plano geológico de Sabero Zona recomendada.

Fuente: Empresa Nacional Adaro Plan Director de la Zona Norte de León.

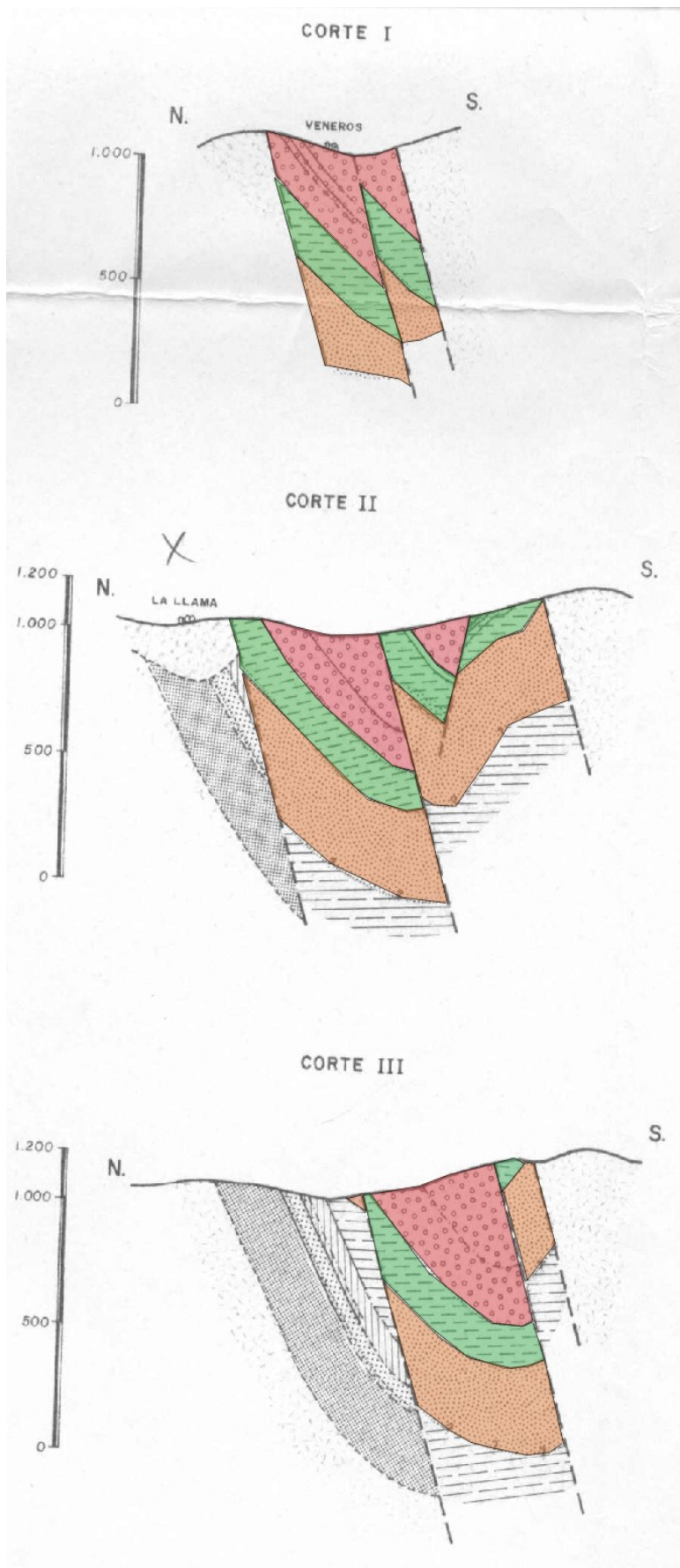


Figura 14.- Cortes de Sabero.

Fuente: Empresa Nacional Adaro Plan Director de la Zona Norte de León

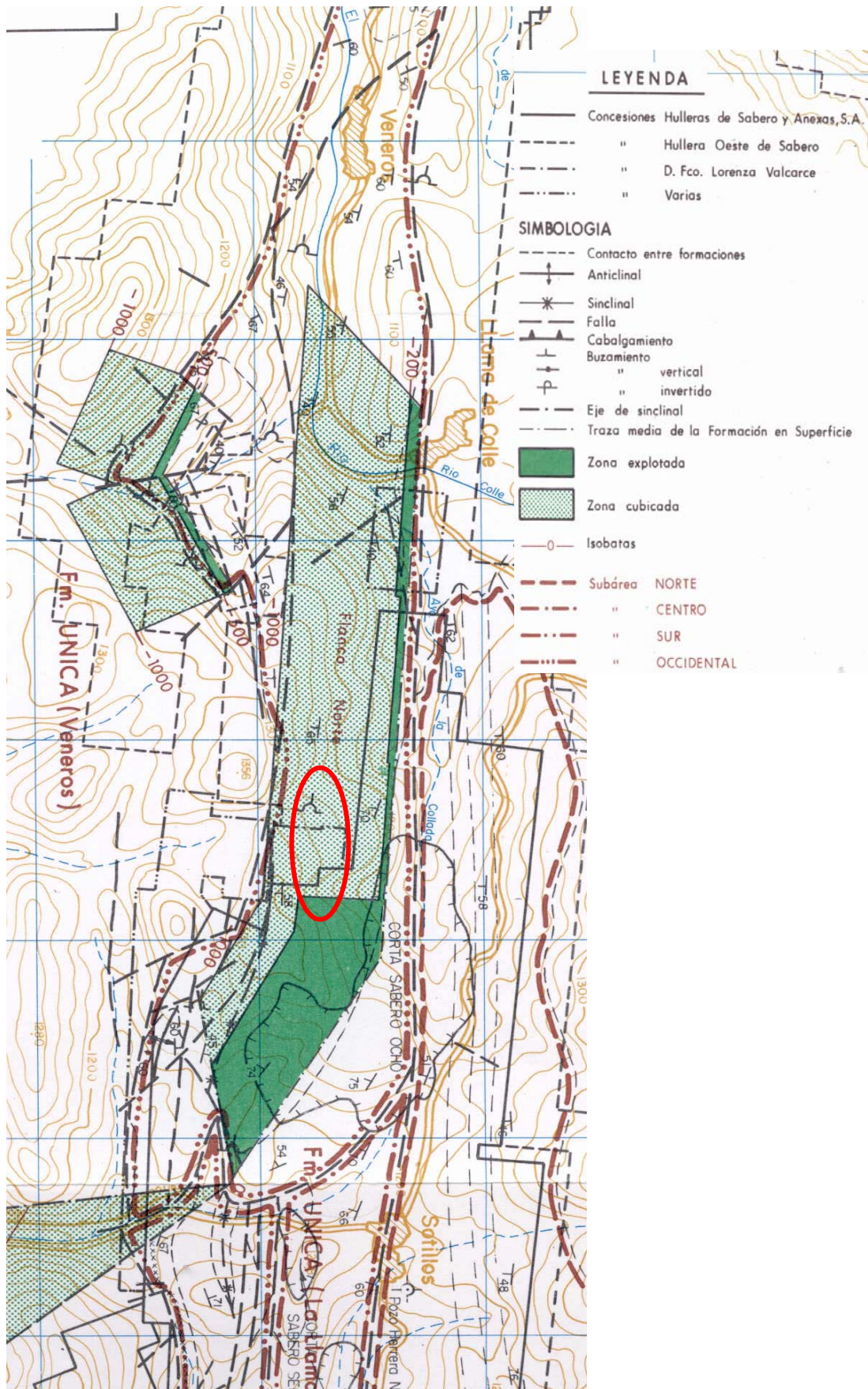


Figura 15.- Plano de labores de la cuenca de Sabero Zona recomendado.

Fuente: IGME (1985) Actualización del Inventario de Recursos Nacionales de Carbón.