



UNIVERSIDAD DE OVIEDO

**Escuela de Ingeniería de Minas, Energía y
Materiales**

Máster Universitario en Ingeniería de Minas



Trabajo Fin de Máster

**POSIBILIDADES DE APROVECHAMIENTO
DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES
DE LA MINA “LA CAMOCHA” (GIJÓN)**

Autor: Guillermo Menéndez Gutiérrez

**Tutor: Pablo Cienfuegos Suárez
Cotutor: Diego Alonso Fernández**

Oviedo, Junio de 2017



AUTORIZACIÓN DE PRESENTACIÓN DE TRABAJO FIN DE MÁSTER

D. PABLO CIENFUEGOS SUÁREZ, profesor titular del Departamento de Explotación y Prospección de Minas,

EXPONE

Que el alumno D. Guillermo Menéndez Gutiérrez con DNI nº , de la titulación Master Universitario en Ingeniería de Minas ha realizado el Trabajo Fin de Máster titulado:

“POSIBILIDADES DE APROVECHAMIENTO DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES DE LA MINA “LA CAMOCHA” (GIJÓN)”

Que dicho trabajo ha sido realizado individualmente por el alumno bajo la dirección de quien suscribe, en virtud de lo cual,

SE AUTORIZA la presentación y defensa del Trabajo Fin de Máster

En Mieres a 30 de Junio de 2017

El Estudiante que asume su autoría,

El Director del Trabajo que autoriza la presentación y defensa,

Fdo.: PABLO CIENFUEGOS SUÁREZ

Fdo.: GUILLERMO MENÉNDEZ GUTIÉRREZ



POSIBILIDADES DE APROVECHAMIENTO DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES DE LA MINA “LA CAMOCHA” (GIJÓN)

Guillermo
Menéndez Gutiérrez

Escuela de Ingeniería de Minas, Energía y Materiales. Universidad de Oviedo

Resumen: En la actualidad, debido a la sobreexplotación de los recursos, se prevé un agotamiento de los mismos en un tiempo inferior a lo que se esperaba año atrás, por lo tanto existe la necesidad de un aprovechamiento de recursos no convencionales como es el caso de los hidrocarburos no convencionales de la Mina de “La Camocha”. Este es un claro ejemplo de desaprovechamiento de metano que podría ser aprovechado para múltiples aplicaciones, las cuales son estudiadas en este trabajo. Además, este aprovechamiento presenta un efecto positivo como es la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero equivalentes. De esta manera, se valorará la rentabilidad y las posibilidades de aprovechamiento en cada uno de los casos expuestos.

Palabras Clave: Metano, Explotación, CMM, Aprovechamiento.



POSSIBILITIES OF USE OF NON-CONVENTIONAL HYDROCARBONS OF THE MINE "LA CAMOCHA" (GIJÓN)

Guillermo
Menéndez Gutiérrez

School of Engineering of Mines, Energy and Materials.

University of Oviedo.

Abstract: Nowadays, as we know, due to the overexploitation of resources, it is expected that they will be finished in less time than we expected some years ago. So, there is a need to use some non-conventional resources such as the non-conventional hydrocarbons of "La Camocha" Mine. This is a good example to show that the methane that now is being wasted could be approved for multiple applications, some of them are studied in this thesis. Furthermore, this use has a positive effect, such as the reduction of equivalent greenhouse gas emissions. For this reason, the profitability and the possibilities of exploitation in each case are exposed and evaluated in this paper.

Keywords: Methane, Exploitation, CMM, Utilization.



CONTENIDOS

1	INTRODUCCIÓN.....	8
2	OBJETIVO DEL TRABAJO FIN DE MASTER.....	10
2.1	METODOLOGÍA DE TRABAJO	10
2.2	FUENTES DE INFORMACIÓN	10
2.3	ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO.....	12
3	BASES TEORICAS EN LA PROSPECCION Y EXPLOTACION DE METANO (CMM).....	13
3.1	INTRODUCCIÓN.....	13
3.2	DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS CONDICIONES DE CMM A NIVEL MUNDIAL	17
3.3	FACTORES QUE AFECTAN A LAS EMISIONES DE CMM Y MÉTODOS DE ESTIMACIÓN.....	18
3.4	DESGASIFICACIÓN DE LAS CAPAS DE CARBÓN Y CAPTURA DE CMM	21
3.5	EFFECTOS DE LAS DISCONTINUIDADES EN LA EFICIENCIA EN LA DESGASIFICACIÓN.....	29
3.6	RECUPERACIÓN DE LAS EMISIONES DE CMM EN MINAS ABANDONADAS (AMM)	30
3.7	EVALUACIÓN DEL GAS DE LAS CAPAS DE CARBÓN	33
4	ESTUDIO DEL POTENCIAL DE EXPLOTACION DEL CMM DE LA CAMOCHA (GIJÓN).....	38
4.1	INTRODUCCIÓN.....	38
4.2	ANTECEDENTES DE HIDROCARBUROS.....	39
4.3	LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA	42
4.4	ANTECEDENTES MINEROS	44
4.5	MARCO GEOLÓGICO.....	45
4.6	MARCO HIDROGEOLÓGICO GENERAL	60
4.7	BOMBEO DEL AGUA DE MINA.....	72
4.8	VENTILACIÓN	74
4.9	ESQUEMA DE VENTILACIÓN	74
4.10	RECURSOS Y RESERVAS DE CARBÓN	80
4.11	EMISIONES DE METANO (VAM) A LA ATMÓSFERA. EL INDICE GWP.....	81
4.12	EVALUACIÓN DE LOS RECURSOS Y RESERVAS DE METANO.....	84
4.13	EVALUACIÓN ECONÓMICA	87
5	PLANTEAMIENTO DE LA CAMPAÑA DE INVESTIGACIÓN.....	92
5.1	SELLADO DE POZOS.....	92
5.2	PROPUESTA DE CAMPAÑA DE SONDEOS DE INVESTIGACIÓN	93
6	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	95
7	BIBLIOGRAFIA	96
	ANEXO 1: FICHAS DATOS GAS AITEMIN	100
	ANEXO 2: FICHA DE ZONAS DE INVESTIGACIÓN DE CBM.....	112
	ANEXO 3: PROYECTOS DE RECUPERACIÓN DE CMM	114



Tabla de figuras

Figura 1: Relación de metano a oxígeno (Coward and Jones, 1952).	16
Figura 2: Estimación de la contribución por países a las emisiones de CMM (U.S. EPA, 2006).	18
Figura 3: Relación entre las emisiones de metano desde mina y el contenido en gas del carbón minado. (Karacan, 2011).	19
Figura 4: impacto del apantallamiento de las entradas en las emisiones de metano y en la reducción de las tasas de flujo de aire de ventilación, así como la mejora de los avances. (Karacan, 2011).	25
Figura 5.- Técnicas de perforación dirigida sugeridas por Schlumberger para la explotación de CBM en Riosa.	35
Figura 6.- Canister o desorbómetros de carbón.	36
Figura 7.- Isoterma de adsorción de un carbón de Riosa para metano y dióxido de carbono con diferentes tamaños de grano.	37
Figura 8: “Mecheru” de Caldones (Gijón) (Foto Archivo Museo Ferrocarril).	40
Figura 9: Detalle del “Mecheru” de Saús (Lieres).	41
Figura 10: Mapa del municipio de Gijón dónde se localiza el área de La Camocha	43
Figura 11: Instalaciones de la Mina La Camocha y poblado minero.	43
Figura 12: Mapa geológico del municipio de Gijón, donde se ubica la Mina de La Camocha. Se diferencian zonas de “horts” y “graben” al Sur y NE.	46
Figura 13: Mapa geológico del área (IGME, MAGNA nº14).	47
Figura 14.- Situación de las series estratigráficas levantadas en la mina (Corrales, 1985).	48
Figura 15.- Secuencias sedimentarias con indicación de la posición de las capas de carbón (Corrales, 1985).	49
Figura 16.- Mapa de situación de los perfiles geológicos y las fallas.	54
Figura 18.- Izda: Corte geológico B-B', por el sondeo nº 18 Carbayeda de Granda, apoyado en los transversales de reconocimiento realizados en 5ª, 6ª y 7ª plantas. Dcha: Corte geológico F-F', realizado por el sondeo "La Pontona" (nº21), y corroborado y detallado por el sondeo "Pontona Norte" (nº23), en el valle del Río Piles, inmediatamente al Este del Río. Este corte se encuentra fuera del horst, unos 300 m al Este de la falla de Granda. El salto de la falla permite la repetición de la estructura sinclinal (Mina La Camocha, 1992).	54
Figura 18.- Bloque esquema 3D del sinclinal de la Camocha.	55
Figura 19.- Bloque esquema 3D del sinclinal de la Camocha.	55
Figura 20: Plano de situación de 5 perfiles geológicos, se indica la posición exacta del cabalgamiento y su relación con el eje del sinclinal de La Camocha.	56
Figura 21: Corte geológico del “horst” de La Camocha. Perfil geológico B-B'.	56
Figura 22: Cortes geológicos. El corte 2-2' está basado en los transversales de la mina y dos sondeos de interior, en el que se indica la posición exacta del cabalgamiento y su relación con el eje del sinclinal de La Camocha. También se apunta una correlación entre las capas de la rama norte del sinclinal, y aquellas del flanco sur. Las primeras están duplicadas por el sinclinal y desplazadas hasta 170 m por el "cabalgamiento" (Mina La Camocha, 1992).	57
Figura 23: Cortes geológicos de detalle.	58
Figura 24: Esquema de la continuación de las Unidades de la Sobia-Aramo y de Cuenca Carbonífera Central en la zona de estudio (modificada IGME, 1985).	59
Figura 25.- Hidrología en el entorno de la mina La Camocha.	61
Figura 26.- Esquema de las unidades hidrogeológicas de Asturias	63
Figura 27.- Sistemas acuíferos de la zona central de Asturias.	64
Figura 28.- Mapa geológico y ubicación de aguas termales en el municipio de Gijón.	69
Figura 29.- Situación de los sondeos hidrogeológicos y pozos inventariados.	70
Figura 30: Esquema de ventilación en Mina La Camocha (Abril 1983).	75



Figura 31: Producción anual de carbón lavado desde los años 40 hasta 2007, año de cierre de la mina..	80
Figura 32: Mapa de localización de pozos de Camocha.	92
Figura 33: Mapa de localización de sondeos.	93
Figura 34.- Zonas propuestas de perforación.	94

Tablas

Tabla 1.- Resultado de los análisis realizados a los gases emitidos por el “mecheru” de Caldones en el Laboratorio Gómez Pardo.	40
Tabla 2.- Distribución de los paquetes productivos del Área La Camocha.	51
Tabla 3.- Valores medios del análisis inmediato de las capas de carbón del Área La Camocha.	52
Tabla 4.- Balance de los subsistemas acuíferos de la zona.	64
Tabla 5.- Propiedades de los sondeos hidrológicos.	71
Tabla 6.- Parámetros hidráulicos en sondeos y sedimentos del Pérmico (Areces et al, 1994).	71
Tabla 7.- Porosidades efectivas medias de las unidades hidrogeológicas.	72
Tabla 8.- Coeficientes de almacenamiento de algunas unidades hidrogeológicas.	72
Tabla 9.- Datos recogidos de los volúmenes de agua extraídos, en los planes de labores comprendidos entre 1971 y 1980.	73
Tabla 10: Valores de caudal de aire y análisis del aire de retorno.	78
Tabla 11: Ejemplos de valores típicos de aforos de ventilación en 2003.	79
Tabla 12.- Reservas teóricas de carbón.	80
Tabla 13.- Estimación de emisiones de metano según diversos organismos.	81
Tabla 14: Estimación del caudal de las emisiones de metano (VAM) en 2014. ($1 \text{ m}^3 \text{ CH}_4 = 0.6802 \text{ t CH}_4$)	82
Tabla 15: Equivalencia de las emisiones a otras unidades de referencia para el valor inferior de emisiones.	83
Tabla 16: Equivalencia de las emisiones a otras unidades de referencia para el valor superior de emisiones.	83
Tabla 17.- Contenido en metano en las capas de carbón medidas por AITEMIN.	85
Tabla 18: Datos reales de gas obtenidos por AITEMIN (1990) medidos en m^3 por tonelada pura (libre de cenizas).	86
Tabla 19.- Estimación de recursos de carbón y metano (Original Gas In Place).	86
Tabla 20.- Datos más significativos.	86
Tabla 21.- Evaluación económica para el Área de La Camocha para el caso de producción eléctrica mediante sondeos GOB o de superficie.	89
Tabla 22.- Evaluación económica para el Área de La Camocha para el caso de producción eléctrica mediante VAM.	91



1 INTRODUCCIÓN

La captura de CMM que es utilizada mediante pozos durante la minería o en fases anteriores y posteriores a la actividad minera, usa las mismas técnicas (o adaptadas) que las operaciones de CBM convencionales.

Sin embargo, en las actividades de CMM, los lugares previstos para minas futuras y las actuales ubicaciones de las operaciones existentes deben tenerse en cuenta. Asimismo, en las actividades de captura de CMM, la estabilidad del pozo se convierte en una cuestión importante para mantener la producción. Esto es especialmente importante para GGVS donde la fractura de estratos suprayacentes y su desplazamiento, puede dañar el revestimiento de la zona de producción.

Dependiendo de la calidad del gas CMM producido, puede ser directamente inyectado en una tubería para ser utilizado como gas ciudad, o que se puede mejorar mediante la eliminación de los contaminantes, tales como oxígeno y nitrógeno. Hay tecnologías disponibles y para la mejora de la calidad de los CMM. En el caso de VAM, es costoso y casi imposible que alcance la calidad de gas para gasoducto. Por lo tanto, diferentes motores y reactores lo utilizan para generar energía a partir de esta fuente de energía de bajo contenido en metano. Estas tecnologías se están utilizando con éxito en los EEUU y en Australia.

Los países con la mayor cantidad de emisiones de CMM son China, Estados Unidos, Australia, Ucrania, India y Rusia. Reconociendo la importancia de la captura y el uso de CMM para mejorar la seguridad minera, la producción de energía, y la reducción



de gases de efecto invernadero, estos países están aplicando diversos proyectos de CMM (anexo 3). Sin embargo, dependiendo de la situación económica, social, y las condiciones regulatorias en cada país, la implementación de diferentes proyectos de CMM se enfrentan a múltiples retos que pueden ralentizar o limitar su progreso.

Estos desafíos deben ser abordados y resueltos con la colaboración de las agencias gubernamentales y el sector privado en cada país, y también a través de la cooperación a nivel internacional para la financiación y demostración de la importancia de captura de CMM y la utilización para mejorar la seguridad minera, la producción de energía, y la reducción de gases de efecto invernadero.



2 OBJETIVO DEL TRABAJO FIN DE MASTER

El objetivo de este TFM es evaluar las posibilidades de aprovechamiento energético del metano procedente del carbón (CMM) presente en los materiales carboníferos situados en la Mina La Camocha.

Este aprovechamiento presenta un efecto positivo como es la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero equivalentes debidas a la fuente de hidrocarburo fósil que se sustituye. Este efecto sólo se consigue si se optimiza tanto la producción como el uso de la energía obtenida en forma de energía eléctrica.

2.1 Metodología de trabajo

Para alcanzar el objetivo establecido se ha seguido la metodología de trabajo siguiente:

- Estudio Bibliográfico: Recopilación de la información existente sobre la zona, así como consultas a distintos especialistas pertenecientes al Departamento de Geología y Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas de la Universidad de Oviedo.

- Trabajos de Gabinete: Ha consistido, principalmente, en una recopilación, revisión y síntesis de la Geología comprendida en el ámbito de estudio, remarcando los aspectos del marco geológico, litoestratigrafía, tectónica, hidrogeología, minería antigua, estimación de reservas de carbón y gas, y potencial en hidrocarburos de la zona.

2.2 Fuentes de información

Como fuentes de información se han utilizado las siguientes:

- Biblioteca de la Escuela de Ingeniería de Minas, Energía y Materiales de Oviedo



- Documentación del Área de prospección e investigación minera del Dpto de explotación y prospección de Minas de la Universidad de Oviedo
- Repositorios de documentación de las asociaciones AAPG y SPE.
- Archivo Técnico de Hidrocarburos (Ministerio de Industria Turismo y comercio)
- Asociación Española de Compañías de Investigación, Exploración, Producción de Hidrocarburos y Almacenamiento Subterráneo (ACIEP).

Como documentación previa se ha contado fundamentalmente con las informaciones contenidas en las distintas publicaciones y trabajos del I.G.M.E. y ENADIMSA, en particular:

- Mapa Geológico Nacional de España (MAGNA) a escala 1:50.000, Hojas nº 14 (Gijón);
- Síntesis paleogeográfica y estructural del Sector Norte de la Cuenca carbonífera en la zona Centro-oriental de Asturias (Área Oeste) (IGME-ENADIMSA, 1983).

Igualmente han sido consultados trabajos de investigación geológica realizados en la zona, fundamentalmente:

Especial interés tiene el estudio geológico de las Cuencas Carboníferas Ocultas (IGME-ENADIMSA, 1986) realizado por la Empresa Nacional ADARO.

En la realización de este trabajo se realizaron varias visitas a la Mina La Camocha con el objeto de obtener nuevos datos sobre las emisiones de metano en la ventilación, siendo proporcionados por D. Francisco Núñez, facultativo de minas y D. José Manuel Fernández, ingeniero de minas y ex-director técnico de La Camocha.

Asimismo, se ha obtenido información fotográfica en la antigua Jefatura de Minas (hoy, Servicio de promoción y desarrollo minero de la Dirección General de Minería y Energía del Gobierno del Principado de Asturias) y en el Archivo Histórico Provincial de Asturias y en el Centro de Documentación y Biblioteca del Museo del Ferrocarril (Ayuntamiento de Gijón).



2.3 Estructura del documento

En este proyecto fin de máster se revisarán:

- ✓ los aspectos técnicos de captura y aprovechamiento del CMM,
- ✓ los principales factores que afectan a la acumulación de gas en minas subterráneas,
- ✓ las emisiones globales de gases de efecto invernadero (GEI) y actividades para la producción de energía y reducción de gas de efecto invernadero.
- ✓ La evaluación de los recursos de carbón y metano en la mina La Camocha
- ✓ Una evaluación económica preliminar de dos escenarios de explotación.
- ✓ Una propuesta de campaña de investigación y ensayo piloto.



3 BASES TEORICAS EN LA PROSPECCION Y EXPLOTACION DE METANO (CMM)

3.1 Introducción

En las minas de carbón el metano siempre ha sido considerado como un peligro, ya que supone una gran amenaza para la seguridad y productividad debido al riesgo de explosión.

Una de las funciones más importantes de la ventilación en las minas es mantener los niveles de metano muy por debajo del límite explosivo, diluyendo las emisiones de este gas que se producen en las minas.

Los carbones son rocas complejas fracturadas, cuya permeabilidad, espesor, gas absorbido y saturación en agua varía lateralmente y por tanto la producción por sondeo es muy variable.

Desde el inicio de esta nueva industria de la exploración y producción de recursos de gas no convencionales se han utilizado una serie de términos que han terminado por ser confusos en la literatura científica y técnica.

Los términos de Gas de metano en capa de carbón, CBM (coal bed methane) se confunden con metano de carbón en mina (CMM) y otros términos derivados.

Por esto, se hace necesario clarificar el significado del término CBM. Originalmente, como CBM se refería al metano contenido dentro de las capas de carbón sin especificar su forma de producción. Con el desarrollo de la industria en los EEUU fueron apareciendo otros términos más específicos reflejando subcategorías dentro del CBM.

Así, CBM se refiere al gas metano procedente de capas de carbón no minadas, es decir, sin actividad minera. El metano de capas de carbón virgen (CBM) permanece atrapado hasta que se pone en producción mediante sondeos y posteriormente es transportando mediante redes de suministro idénticas a las ya existentes de gas natural para su consumo bien como fuente de energía calorífica o eléctrica.

El CMM es una subcategoría del CBM, y se refiere al metano emitido por la actividad minera (Coal methane Mine). Dentro del CMM se puede subdividir otra clase correspondiente al metano procedente



de la ventilación de la mina o VAM (Ventilation Active Mine). Finalmente, otra variante del CMM, es el metano procedente de minas abandonadas, denominado como AMM (Abandoned Methane Mine).

Por esto, es muy importante saber como distinguirlos dada la creciente confusión en documentos técnicos.

Pero si el gas procede de minas activas o abandonadas (CMM, VAM y AMM), la emisión de este gas a la atmósfera se convierte en un gas de efecto invernadero (GEI) cuyo índice de potencial de calentamiento (GWP) es 21 veces mayor que el GWP del dióxido de carbono, sobre un periodo de 100 años. Para periodos de tiempo inferiores el GWP es incluso superior.

El término "Coal Mine Methane" (CMM) o metano de minas de carbón es un término dado al gas metano producido o emitido en relación con las actividades de extracción de carbón, ya sea desde la veta de carbón en sí o de otras formaciones gaseosas subterráneo. El CMM es un término general para todo el metano liberado durante y después de las actividades mineras. Sin embargo, el metano capturado antes de la minería también puede considerarse asociado a la minería y por lo tanto puede ser considerado como metano de las minas de carbón, que también puede denominarse metano de las capas de carbón (CBM).

Las altas cantidades de metano liberado durante la minería del carbón pueden presentar preocupaciones sobre la ventilación de la mina para garantizar la seguridad de los trabajadores y trata de proporcionar oportunidades para generar energía si el metano es capturado y utilizado correctamente.

Además, el gas de CMM puede ser gas de alta calidad, como el metano producido con anterioridad a la minería o el gas baja concentración de metano, tales como el VAM. El gas producido a partir de pegotes de sellado, minas activas de tajo largo minas abandonadas pueden ser considerados como gas de calidad media, ya que a menudo está contaminado con aire.

Estos gases CMM muestran una gran variabilidad en la tasa de flujo y composición. En una mina de carbón típica, los gases de ventilación pueden contener 0.1-1 % de metano; mientras que el gas emitido antes de la minería puede contener 60-95% de metano en función de la presencia de otros gases en la veta de carbón.



El gas drenado desde formaciones fracturadas puede contener entre un 30% a 95% de metano, dependiendo de las ubicaciones de las perforaciones y otros parámetros de operación. Aunque la ventilación del metano del aire (VAM) de los ejes de las minas contribuye activamente al 64 % de las emisiones de metano mundiales provenientes de las actividades mineras subterráneas las concentraciones de metano en el aire de ventilación son diferentes para cada mina.

Existen tres principales incentivos para la recuperación de CMM.

- Mejorar la seguridad de las minas. En los últimos años, ha habido muchas víctimas mortales en explosiones subterráneas en las que el gas metano fue un gran contribuyente. La eliminación de este gas en las áreas de trabajo supone un gran aumento en la seguridad.
- Obtener por la recuperación del CMM, es una mejora en la economía de la mina al reducir los tiempos de parada debidos a altos niveles de metano.
- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) (el metano es 21 veces más potente como GEI que el CO₂).

En zonas de bajas velocidades y pequeños volúmenes de aire pueden darse zonas de altas concentraciones de metano, y encontrarse en el intervalo explosivo (5-15 %). En este rango el metano puede ser encendido fácilmente mediante ignición, y crearse una violenta explosión que puede propagarse en presencia de polvo de carbón. La figura 1 muestra la explosividad en función de la concentración de metano y oxígeno.

Las emisiones de metano de las minas subterráneas de trabajo constituyen la mayor parte de las emisiones de las actividades relacionadas con la minería del carbón - en torno al 90% en 2006, según cifras de la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (US EPA).

El VAM da la mayor contribución a estas emisiones, con las cifras de la EPA sugiere que más del 50% de las emisiones mundiales de metano procedentes de la minería del carbón se plantean en este formulario.

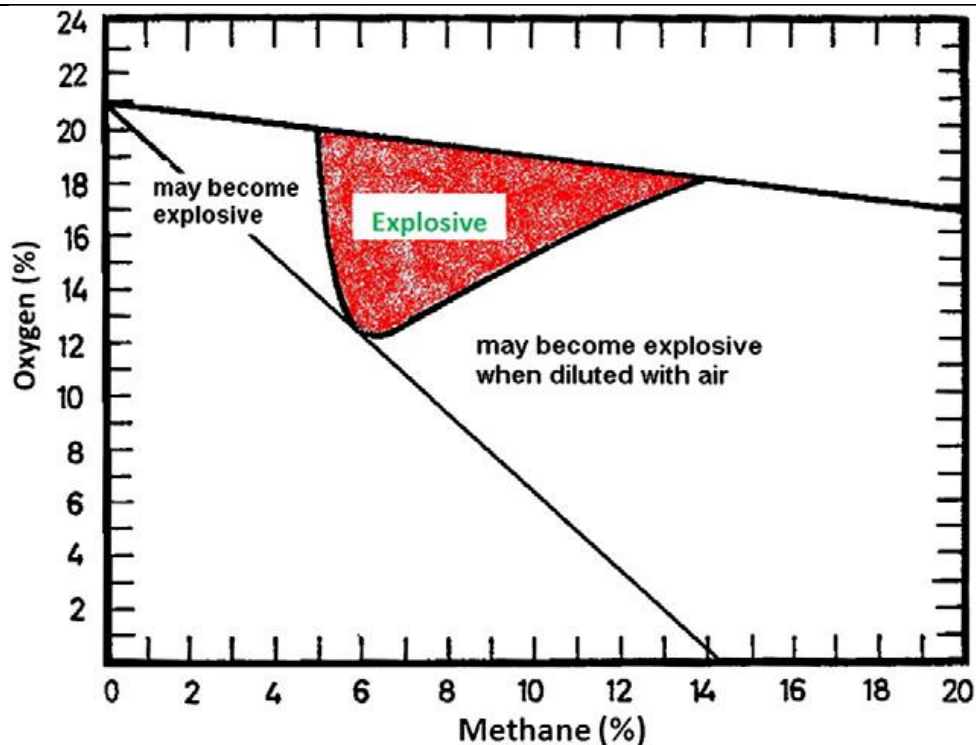


Figura 1: Relación de metano a oxígeno (Coward and Jones, 1952).

Además de una adecuada ventilación, la eliminación del metano en el entorno de las minas de carbón antes, durante y después de la producción de carbón, depende en gran medida del diseño de la mina y las técnicas empleadas.

Sin embargo, la aplicación de estas técnicas requiere conocimiento de los factores operativos que controlan las emisiones de gases y los factores geológicos que pueden favorecer las emisiones de gas y afectar al rendimiento en las técnicas de desgasificación. También es importante el conocimiento del sellado y pegotes activos, así como el tamaño de la zona de emisión de gases que pueden poner en contacto labores abandonadas con la parte activa de la mina.

Además de las preocupaciones de seguridad, el metano que se emite desde las minas de carbón nacional e internacional representa aproximadamente el 8% de las emisiones antropogénicas de metano en el mundo, que contribuye en un 17% en las emisiones de GEI antropogénico.

La minería subterránea es la fuente de emisión de metano más importante, y casi el 70% se emite a bajas concentraciones a través del aire de ventilación.



Por lo tanto, desde el punto de vista ambiental, el CMM se ha de tener en cuenta. Además de la captura y utilización del metano para disminuir la emisión de GEI, su utilización proporciona una fuente adicional de energía, que de lo contrario se perdería.

La captura de altas concentraciones de gas mediante pozos y el empleo de gaseoductos, son técnicas bastante bien desarrolladas.

Dado que las emisiones de metano de VAM representan la mayor parte de las emisiones de las minas de carbón, se ha prestado mucha atención a explorar formas de captar y utilizar bajas concentraciones de metano en condiciones de flujo variables.

El aire de ventilación y su composición en metano varía en función de muchos factores, la carga de polvo, la distribución del tamaño de partícula y la presencia de otros gases pueden hacer que inviable ciertas formas de capturar el metano y el uso de algunas tecnologías por lo que el sistema de ventilación ha de ser bien entendido.

3.2 Descripción general de las condiciones de CMM a nivel mundial.

El CMM se libera de las minas de carbón en todo el mundo. Actualmente, los dos principales productores de carbón y emisores de CMM son China, seguido por Estados Unidos (EEUU). Otros grandes productores son Rusia, Australia, Ucrania y la India.

En los últimos diez años, las emisiones de CMM han ido ganando mayor atención debido a su estado como un gas de efecto invernadero (GEI) y su uso potencial como una fuente de energía limpia. Como resultado, muchos países han comenzado a realizar inventarios periódicos de sus emisiones de metano en general.

Los países que son Parte de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) se ha comprometido a informar de sus inventarios nacionales de gases de efecto invernadero a la Secretaría de la Convención. Los países desarrollados tales como Australia, Rusia, Ucrania y los EE.UU. han informado de sus inventarios independientes sobre una vez al año que luego son revisados por expertos técnicos.



Estos inventarios se publican en el sitio web de la CMNUCC.

Los países, como China e India reportan inventarios de gases de efecto invernadero de forma menos frecuente.

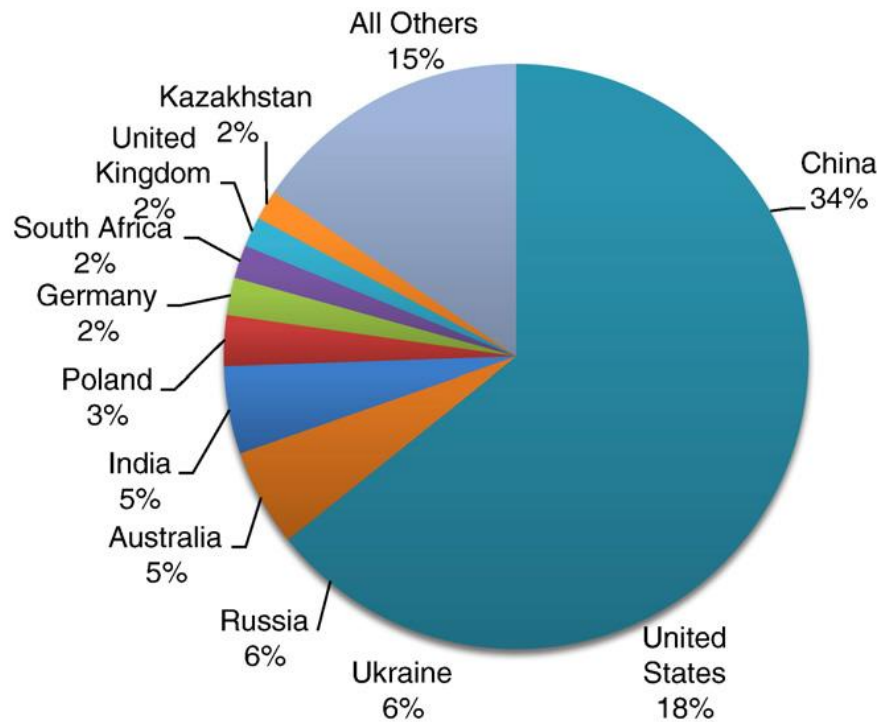


Figura 2: Estimación de la contribución por países a las emisiones de CMM (U.S. EPA, 2006).

3.3 Factores que afectan a las emisiones de CMM y métodos de estimación.

Las emisiones específicas, es la cantidad de metano generado por unidad de carbón que se extrae (Naciones Unidas, 2010); esta cantidad se utiliza generalmente para determinar la desgasificación y ventilación necesarias en una mina determinada. Uno debe ser consciente de que no se trata del gas contenido en el carbón extraído, sino más bien la cantidad de gas generado como consecuencia de la extracción de carbón.

En la Figura 3 se muestra la relación entre las emisiones de gas y la cantidad de carbón extraído en minas australianas; la cantidad de gas emitido por las minas supera en 4 veces el gas contenido en el carbón. Se observaron tendencias similares en minas de carbón de EEUU donde la emisiones de mina superaron (aprox. x7) la cantidad



que se esperaba de un análisis realizado al carbón. Las diferencias pueden deberse a las condiciones mineras y geológicas de zona.

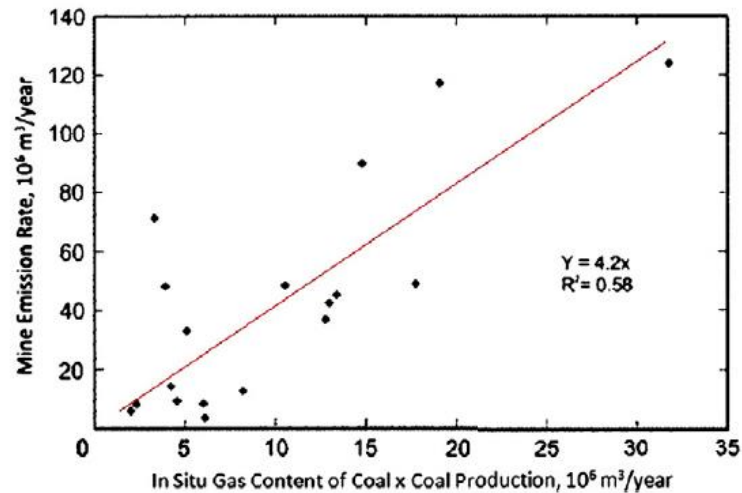


Figura 3: Relación entre las emisiones de metano desde mina y el contenido en gas del carbón minado. (Karacan, 2011).

Sin embargo, el metano correspondiente a las emisiones específicas puede ser generado a partir del carbón extraído y también puede originarse en estratos superiores o inferiores. Además, la cantidad puede variar según los diferentes parámetros operacionales. El volumen de CMM es difícil de predecir debido a la gran cantidad de factores de los que depende.

Las emisiones de gases se ven afectados por la mayor parte de los parámetros operacionales para la extracción de carbón. La experiencia práctica ha demostrado que las emisiones de gases están directamente relacionadas con la producción de carbón; y a mayor producción, mayores tasas de emisión.

El contenido de gas es uno de los datos clave incluidos en las estimaciones del metano en capas de carbón. Los datos del contenido de gas, cuando se combinan con los datos geológicos y de ingeniería, se puede utilizar como base para una estimación inicial de las emisiones de metano y de los requisitos en ventilación. Durante los trabajos mineros, hay tres componente contenidos en el gas del carbón (perdido, desorbido y residual) que potencialmente pueden contribuir a las emisiones de metano a la atmósfera.

El rango representa el nivel de maduración alcanzado por la capa de carbón, por lo general aumenta con la profundidad. La mayoría de tajos largos, como también en los proyectos CBM, operan en carbones bituminosos. Los carbones bituminosos, sub-bituminosos



suelen proporcionar un alto contenido en gas y una buena permeabilidad natural. Los carbones comprendidos en este rango, en particular lo de mediana y baja volatilidad, liberan grandes cantidades de gas al circuito de ventilación.

Las dimensiones de la capa influyen en las emisiones de metano, influyendo también las dimensiones de estratos adyacentes a la capa extraída y la cara del frente de tajo. Un aumento del tajo largo ayuda a aumentar la producción de carbón, y también puede aumentar las emisiones de metano; ya que habrá un área fracturada mayor de los estratos que contienen gas, expuesta al medio ambiente de la mina. Además de la profundidad de corte de la capa, la velocidad de rotación de corte también influye en las emisiones (una velocidad de rotación de los tambores superior a la velocidad de arrastre, aumenta la fracción de finos, y esto hace que aumenten las emisiones).

La altura de las labores mineras depende de la potencia de la capa de carbón; en algunos casos, donde las capas son finas, se extrae el techo para hacer espacio al equipo y personal.

El número de sondeos en la operación depende de las necesidades de cada mina. En EEUU. los primeros tajos largos utilizaron 5 entradas. Hoy en día, son preferibles los de tres; ya que requieren menos infraestructuras y costes.

Un sistema de 4 entradas se utiliza cuando se trabaja con capas de pequeña potencia o áreas de alto contenido en gas, donde se necesitan entradas adicionales para minimizar la resistencia de flujo del aire o para mejorar la dilución de metano mediante un aumento de la ventilación.

El uso de dos entradas requiere unas modificaciones especiales, y son utilizadas en minas profundas con capas con gran potencia y fuertes estratos suprayacentes, como sucede en zonas de Colorado y Utah.

La desgasificación se puede utilizar para controlar las emisiones de metano antes y durante la minería. Un proceso de desgasificación efectiva puede reducir emisiones en el sistema de ventilación.

Dependiendo de la permeabilidad de la capa de carbón y la fracturación de la misma, se pueden utilizar sondeos verticales, perforaciones horizontales o gob de ventilación. El número de pozos,



su ubicación y duración de desgasificación dependen de los factores específicos de cada lugar.

Hay una estrecha relación entre los factores geológicos (estratigrafía, contenido en gas, características de las capas sub y suprayacentes) y la cantidad de gas emitido. No es una simple relación matemática.

Los modelos geomecánicos, combinados con modelos de flujo se utilizan generalmente para investigar esta relación. Por otro lado, se sabe que formaciones suprayacentes delgadas y débiles, próximas a lugares de actividad minera con zonas de emisiones, ayudan a aumentar dichas emisiones.

Los yacimientos de carbón se ven fuertemente afectados por la tectónica y sedimentología regional. En base a investigaciones en la Cuenca del Guerrero Negro y en la cuenca de San Juan, que las variaciones en la estratigrafía secuencial regional fueron útiles para la caracterización de los depósitos de metano en capas de carbón. Aunque la ubicación geográfica no está directamente relacionada con las emisiones de metano, se puede utilizar indirectamente para identificar diferencias en la estratigrafía subterránea entre diferentes ubicaciones.

Los diferentes autores muestran que existen relaciones complejas entre los diferentes factores y las tasas de emisión resultantes de operaciones en tajo largo. De hecho, las relaciones son demasiado complejas para ser explicadas con ecuaciones simples.

3.4 Desgasificación de las capas de carbón y captura de CMM

Las emisiones de metano pueden afectar negativamente tanto a la seguridad y como a la productividad de las minas subterráneas de carbón. Como la minería progresa hacia los yacimientos de gas de carbón, los operadores de minas se han interesado más en sistemas de control de metano para complementar los métodos de ventilación convencional y mantener las emisiones específicas de las minas en niveles bajos.

Las emisiones procedentes de la zona de fractura son generalmente controladas por los agujeros de ventilación de gas (gob). Sin embargo, las fracturas que se producen durante la minería de tajo largo proporcionan extensas vías para la migración de gas de



los alrededores de los yacimientos de carbón y otros estratos soporte de gas hacia las zonas de la actividad minera. La migración de metano depende de los contenidos en gas de formaciones suprayacentes y de la presencia de acumulaciones de metano, tanto en zonas activas como abandonadas.

Estas emisiones pueden ocurrir repentinamente y grandes cantidades de gas inundan rápidamente el sistema de ventilación y cambiar las propiedades de la atmósfera de la mina en áreas grandes. Por lo tanto, es importante ser capaz de conocer el tamaño de la zona fracturada, o "zona de emisión de metano", en relación con el diseño de los agujeros de ventilación (GOB).

Los pozos de drenaje de metano, ya sean horizontales, verticales, o agujeros de ventilación de gases (GOB), se comunican directamente con las fuentes de metano y las rutas de migración de gas, y con áreas de minas activas y sellados.

Por lo tanto, los análisis de la producción del pozo y la presión de trabajo son datos pueden proporcionar más información que la cantidad de metano producido. En realidad, estos análisis pueden ofrecer información sobre las propiedades del gas, la interacción de los pozos de drenaje con las fuentes de metano, el efecto de la medida del radio del pozo, los límites de la fuente de metano, y la duración óptima de la operación de perforación antes de su explotación.

Esta información puede eventualmente determinar las interacciones del trío pozo / metano / ambiente de la mina, para evaluar los cambios en el nivel de metano observados en el sistema de ventilación de la mina.

La migración y el control de los niveles de gas metano se logran mejor mediante medición en las minas de los niveles de gas y considerando las interacciones de zonas selladas y activas con sistema de ventilación de la mina, los radios de las perforaciones para drenaje, y las propiedades de las fuentes de gas.

La selección de un sistema efectivo de control de metano depende de las fuentes de emisión de gases. El método más utilizado para el control, especialmente en yacimientos de carbón con alto contenido en gas, es el de la perforación de pozos de drenaje de metano en el área anterior a la zona de actividad minera para reducir el contenido de gas.



Estos pozos de sondeo pueden ser pozos verticales u horizontales perforados desde la superficie o pozos horizontales perforados desde entradas interiores. Aunque la perforación en la mina puede ser un reto debido a la logística de trabajo en el ambiente subterráneo, una de las ventajas, es que prácticamente la totalidad de perforaciones están próximas al frente de producción.

En los últimos años, una nueva técnica de perforación ha sido aplicada con éxito en yacimientos de carbón en EE.UU. Esta técnica combina un proceso de perforación desde la superficie (mayor facilidad), con pozos de drenaje de metano horizontales (alta productividad). Además estos pozos siguen produciendo a pesar de cerrar la producción en algunas áreas laterales.

A continuación se examinan algunas de las técnicas más comunes utilizadas para la desgasificación de capas de carbón y zonas cercanas a la de producción en explotaciones de tajo largo.

3.4.1 Desgasificación mediante uso de pozos horizontales.

El propósito y las consideraciones de diseño en pozos horizontales para desgasificación, pueden cambiar dependiendo de las condiciones de explotación y las capas de carbón. En general, los pozos horizontales se utilizan para llevar a cabo dos funciones básicas de seguridad minera: 1) reducción in-situ del volumen de gas antes de la actividad minera, y 2) protección activa frente migraciones de gas de capas adyacentes durante el desarrollo de la misma.

Dentro de los pozos horizontales de drenaje, suele realizarse un pozo de corto segmento (9-15 m) con el extremo cercano a los trabajos en la mina sellado mediante cemento. Los pozos horizontales, largos y paralelos a los caminos previos a la zona de actividad, pueden ser utilizados para drenar metano a partir del área del panel, y también se pueden utilizar para proteger el avance del flujo de gas que rodea a las reservas de carbón.

A finales de los 70, cuatro pozos horizontales largos, fueron perforados en Pittsburgh (Pennsylvania), en una sección abandonada durante 2,5 años debidos a las altas emisiones de metano. Las longitudes estaban comprendidas entre los 299 m y los 764 m. La tasa de producción promedio de los agujeros fue de 9.3 m³/día por metro de pozo perforado y la producción acumulada fue de 7.2 x 10⁶



m³. La tasa de producción se redujo a 3,7 m³/día por metro de pozo perforado después de 2,7 años de producción.

Este proyecto era único en ese momento por dos razones:

- En primer lugar, problemas surgidos en proyectos anteriores como el de las emisiones del gas primario en el frente activo y el gas producido por los pozos horizontales perforados cerca del frente, se solucionaron mediante una conducción del flujo de gases a zonas subterráneas con suficiente aire para diluir los gases.
- En segundo lugar el gas transportado, fue utilizado para generar electricidad que alimentó una turbina de potencia de un ventilador. Esto puede haber sido una de las primeras aplicaciones de la utilización de gas de carbón para la generación de energía eléctrica.

Cortas perforaciones horizontales, cruzadas con el panel perforado en avance (galería principal), también se pueden utilizar para drenar el gas antes de la minería de tajo largo. A pesar de que con esta técnica se eliminaron con éxito cantidades sustanciales de metano a partir de la zona central y final del panel; se encontraron problemas con las zonas iniciales, porque los pozos cruzados horizontales en esta área se realizaban en periodos próximos al comienzo de la actividad minera.

La continuidad y la permeabilidad de las capas de carbón afectan significativamente al éxito de los pozos de drenaje de metano. Una elevada permeabilidad del carbón en la mina, perforaciones horizontales se pueden utilizar para apantallar las entradas, para reducir el contenido in-situ de gas en las galerías (paneles); y por tanto promover la máxima tasa de avance en la minería de tajo largo. En la figura 4, se puede ver el impacto del apantallamiento de las entradas en las emisiones de metano y en la reducción de las tasas de flujo de aire de ventilación, así como la mejora de los avances:

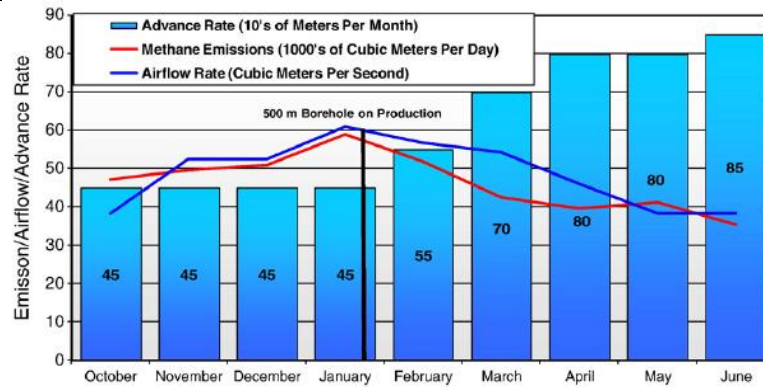


Figura 4: impacto del apantallamiento de las entradas en las emisiones de metano y en la reducción de las tasas de flujo de aire de ventilación, así como la mejora de los avances. (Karacan, 2011).

Los sondeos no pueden realizarse con mucha antelación respecto al comienzo de la actividad minera, su presencia supone una gran diferencia (alrededor del 25%) en las tasas de flujo de entrada de metano, especialmente durante las extracciones en secciones de tajo largo. La colocación de los pozos cerca de las entradas es posible, sobre todo en minería de tajo largo con buenas tasas de avance. La presencia de sondeos, además de suponer una mejora en las condiciones de seguridad, también tiene un gran impacto en la eficacia y productividad de los pozos.

Entre todos los parámetros estudiados sobre la tasa de flujo de entrada de metano: sistema de comunicación interior (camino en la mina), espesor de la capa de carbón, presión durante la porción, permeabilidad perpendicular a las entradas; se llegó a la conclusión de que el más influyente son los parámetros de adsorción. También se llegó a la conclusión que la distancia de explotación influye en la importancia de las diferentes variables.

Uno de los aspectos más importantes al hablar del uso de drenaje de metano (independientemente de si las perforaciones tienen un punto de inicio común, o se realizan desde diferentes posiciones), es la cantidad de tiempo necesario para reducir el volumen de gas lo suficiente como para controlar las emisiones durante los trabajos en la minería de tajo largo.

La vida de los pozos horizontales depende de plan desarrollado, normalmente de 6 a 12 meses de producción, para desgasificar suficientemente un panel de tajo largo. Los sondeos horizontales próximos a las salas de recuperación, generalmente se les permite



producir gas incluso después de inicio de la actividad mineral. La producción de gas generalmente termina mediante inyección de agua o algún otro material en el pozo, para bloquear el flujo de gas.

Por lo tanto, hay dos fases en la producción de un pozo horizontal: antes de la actividad minera y durante la actividad minera. Las contribuciones relativas a la producción de gas en estas dos fases, variarán considerablemente dependiendo de la configuración, duración y velocidad de avance. Los diversos patrones de la pared del pozo durante la desgasificación previa a la minería muestran que el empleo de dobles o triples perforaciones laterales, fueron más eficaces en la disminución de emisiones y en la protección de entradas (frente a flujo de gas), que perforaciones horizontales paralelas al frente del frente largo. También se demostró que si el drenaje "pre-minería" se realizaba durante periodos cortos, era importante continuar con dicho drenaje durante la extracción, para maximizar la reducción de las emisiones en el frente del tajo largo. Las emisiones alcanzadas durante este periodo pueden ser comparables a las "pre-minería".

3.4.2 Captura de metano mediante pozos verticales de ventilación (gob)

Cualquier gas contenido dentro de yacimientos de carbón u otras formaciones gaseosas se liberará poco a poco por zonas de alivio de tensión. El gas libre en formaciones porosas, tales como areniscas, se dará a conocer con mayor rapidez, ya que la permeabilidad en estas zonas se incrementará de forma dramática.

La relajación de los techos y suelos, y la conectividad asociada a la fractura, hace que el gas fluya hacia zonas de baja presión donde se encuentran áreas de trabajo subterráneo, incluyendo zonas derrumbadas. En ausencia de pozos de drenaje de metano, tales como orificios de ventilación de gas gob o pozos perforados desde la entrada de la mina; esto libera gas comúnmente conocido como gas gob, que puede entrar en la atmósfera de la mina "desde arriba".

Los agujeros de ventilación de gas gob se perforan en las capas superiores al tajo largo para capturar el gas liberado de estratos ya desaparecidos o relajados, antes de que puedan entrar en el entorno de la mina donde pueden ser peligrosos (explosión).

La mayoría de los agujeros de ventilación de gases gob se perforan a corta distancia de la capa de carbón que se extrae (10-



30m), y se entuban con tubos de acero. La práctica más usual es perforar los agujeros de ventilación de gases GOB en la superficie antes de la actividad minera. Como la minería avanza bajo el orificio de ventilación, los estratos fracturados que rodean al pozo, establecen una vía preferencial para que el gas liberado fluya hacia los agujeros de ventilación. Se colocan unos aspiradores en los agujeros de ventilación para mantener un vacío en el pozo, de modo que crean un sumidero de presión en los estratos sobrecargados para inducir un flujo de gas hacia los orificios de ventilación.

La producción de gas a partir de agujeros de ventilación de gases gob puede mostrar varias calidades de gas. En las primeras etapas de producción, la calidad del gas es generalmente alta y hay muy poca contaminación en el aire de ventilación. La máxima producción de metano al día, suele ocurrir los días siguientes de haber sido interceptado el tajo largo por el agujero.

Las altas tasas de producción se mantienen durante algunas semanas o meses. Más adelante, la producción de gas gob presenta disminución en su contenido en metano, como se extrae de los niveles de metano en el aire de ventilación de las minas activas.

La calidad de gas en estos pozos puede ser controlada hasta cierto punto, variando el vacío que se ejerce.

Sin embargo para mantener la concentración de metano dentro de los límites legales, hay que anular el vacío ejercido. Comúnmente cuando los niveles de metano en el gas producido llegan al 25%, los extractores están desactivados como medida de seguridad, y se permite el flujo continuo a través de los agujeros de ventilación.

El aumento del diámetro de orificio de ventilación, aumenta la tasa de flujo de gas y el volumen de metano producido.

Siempre existe cierto grado de incertidumbre asociado a las incógnitas en las formaciones suprayacente y subyacentes y con la forma en que puede reaccionar a las perturbaciones de minería.

3.4.2.1 Desgasificación mediante sondeos, estimulación, estabilidad y finalización.

La estabilidad y finalización de los sondeos es muy importante para realizar una captura efectiva y segura del gas.

El carbón es generalmente menos permeable que la piedra arenisca convencional. Por lo tanto, con el fin de drenar de manera



efectiva y capturar el CMM es necesario algún tipo de tratamiento (estimulación) para mejorar la permeabilidad alrededor del pozo. Sin embargo, no ha habido mucho consenso sobre qué tipo de tratamiento se debe utilizar. Esto se debe en parte al hecho de que el papel de la permeabilidad en la recuperación del gas de hulla y en terminaciones de pozos no se han apreciado en su totalidad.

Existen numerosos estudios publicados sobre la estimulación y finalización de los pozos en yacimientos de carbón. Existen varias estrategias recomendadas. Por ejemplo, el "chorro de agua", que se utiliza como técnica de estimulación que mejora la permeabilidad y seguridad, así como la productividad a través de un drenaje efectivo de los gases.

La estimulación se asocia a menudo con la fracturación hidráulica para facilitar mayores tasas de producción de gas. Este método puede ser especialmente efectivo si no hay mucho tiempo de espera antes de la minería. El crecimiento de la fractura hidráulica se produce generalmente perpendicular al menor esfuerzo tectónico.

Por ejemplo, si la tensión principal es menos horizontal, el crecimiento de la fractura hidráulica es generalmente vertical. Una fractura vertical de un pozo de CMM que se extiende, más allá del espesor de la capa de carbón, puede ser una preocupación por dos razones:

- En primer lugar, las rocas de techo de la futura operación pueden estar dañadas y crear problemas de control durante la minería.
- En segundo lugar, la fractura vertical puede experimentar excepcionalmente altas producciones de agua que dificultan la producción de gas y desgasificación previa a la minería.

Sin embargo los pozos fracturados hidráulicamente con fracturas verticales más cortas y producciones de agua más bajas, son excelentes productores de gas, superando la producción de gas de pozos fracturados horizontalmente. Por lo tanto, es importante para diseñar, controlar las direcciones y crecimientos de las fracturas hidráulicas. Con el fin de garantizar la captura eficaz del metano en el lecho de carbón, la estabilidad de los pozos perforados para estos fines es de importancia crítica.

En explotaciones CMM, la estabilidad y fiabilidad puede ser un problema significativo porque el carbón es un material más débil que



las areniscas y calizas; y la concentración de esfuerzos alrededor de los sondeos puede causar daños importantes. Además, las tensiones creadas por la actividad minera puede crear tensiones adicionales y desplazamientos en las formaciones que rodean a las perforaciones, y puede llevar al "fracaso" del pozo (estas situaciones son más grave zunchado no se entuba el pozo).

3.5 Efectos de las discontinuidades en la eficiencia en la desgasificación

Se sabe que las fallas afectan a las características de producción de los pozos cercanos a ellas. Las fallas pueden crear límites para el drenaje de los pozos. Estos límites pueden ser favorables o desfavorables en términos de producción de gas, dependiendo del tamaño del depósito acotado. Si el volumen acotado es pequeño, una cantidad limitada del depósito será drenada y por lo tanto, el potencial de producción del depósito será bajo.

Los modelos de producción de Cedar Cove of Alabama indican que la producción de gas y agua mejora cuando están al lado de grandes fallas.

Los sucesos tectónicos han tenido una influencia significativa en la generación y preservación del metano en capas de carbón.

Los yacimientos de carbón con alto contenido en metano son Carboníferos, y se encuentran por lo general cerca de la "parte" superior de la falla (la parte inferior, es menos rica). Esto demuestra que las grandes fallas compartimentan las capas de carbón en depósitos de metano.

Las fallas también pueden ser responsables de las altas concentraciones de gas, especialmente cuando hay redistribución de estrés debido a la actividad minera. En Alemania, se demostró que en las regiones no explotadas, las fallas normales, actuaban como conductores de las emisiones de gas a la atmósfera. La identificación de fallas y zonas de acumulación de metano pueden ser la clave para drenar efectivamente el gas y reducir la presión que podría suponer una pérdida de control en la seguridad de la mina.

Como conclusión, se puede decir que las fallas en capas de carbón, pueden causar problemas en la producción (producción intermitente), pueden causar cantidades inesperadas de agua o gas y



pueden afectar a las emisiones de metano en trabajos de la mina, especialmente si obstaculizan un adecuada desgasificación de la capa de carbón.

Las capas de carbón pueden contener ciertos depósitos que no son carbón y que se depositan durante la acumulación de la turba. Estos horizontes de materiales no orgánicos, están compuestos de materia mineral que normalmente es arcillosa (arcilla), siliciclástica (cuarzo) y en ocasiones carbonato. La mayoría es resultado de cambios en el ambiente de depósito durante la formación del carbón. En ocasiones estos frentes se componen de cenizas volcánicas alteradas, que representan eventos volcánicos de corta duración y podemos decir que son horizontes isócronos. Lo más importante en relación al flujo de gas, es que estas separaciones crean discontinuidades fuertes en la porosidad y permeabilidad dentro de la capa de carbón.

3.6 Recuperación de las emisiones de CMM en minas abandonadas (AMM)

Después de las actividades mineras, las minas de carbón son selladas y abandonadas de forma temporal o permanente. Para evitar que la migración de gas a la superficie suponga una sobrecarga debido a nuevas acumulaciones, algunas minas pueden seguir ventilando a través de pozos. Al cerrar o "abandonar" una mina, sucede un descenso inicial de las emisiones de metano, pero luego puede liberar metano a una velocidad constante durante un periodo prolongado de tiempo, o hasta que la mina se inunde.

También puede suceder que se produzca una ventilación no intencionada a través de los pozos por un sellado inadecuado. También se pueden producir emisiones difusas cuando el metano migra a la superficie a través de grietas o fisuras en los estratos que cubren la mina de carbón.

Los siguientes factores influyen en las emisiones de las minas abandonadas:

- Contenido en gas y características de adsorción del carbón.
- Capacidad de flujo de metano de la mina.
- Nivel de inundación.
- Presencia de orificios de ventilación.



- Sellado de las minas.

La intrusión de agua en las minas abandonadas es común si las minas están conectadas al sistema hidrogeológico local por fallas o si la capa de carbón fue parte del sistema. Hay que tener en cuenta la inundación continua de minas abandonadas, sobre todo si luego esta agua se vierte a la superficie.

Estos vertidos se caracterizan por un alto contenido en sulfatos y hierro con baja alcalinidad, como resultado de la oxidación de la pirita. El hierro ferroso a menudo se oxida e hidroliza, dando como resultado un precipitado que puede reducir la calidad del agua de arroyos y la ecología de aguas superficiales. La calidad de estas aguas puede mejorar con el tiempo. Se encontró una relación en el grado y ritmo de mejora de la calidad del agua, con la cantidad y duración de las inundaciones de los huecos de mina.

En minas abandonadas, el ritmo y la cantidad de metano es generalmente proporcional a la cantidad de carbón que se dejó en estas áreas, al contenido en gas del carbón, a las propiedades de depósito, la cantidad de vacío de la minas que no se inunda y la existencia de otras fuentes de gas dentro de la zona de emisión de gases de la zona abandonada.

La acumulación de gas y presión dentro de minas abandonadas, puede ser potencialmente peligroso para minas activas cercanas, debido a la sobrecarga de los sistemas de ventilación como resultado de entradas de gas en las zonas de trabajo durante periodos de disminución de la presión. Las minas abandonadas pueden presentar un peligro para las minas activas que operan a una mayor profundidad y si la mina abandona está dentro de la zona fracturada, de modo que cualquier acumulación de metano puede migrar hacia abajo en la mina activa y crear una emisión súbita de metano en el sistema de ventilación.

En lugar de liberar el metano de las minas abandonadas pueden ser consideradas la recuperación y utilización. Esto reducirá la posibilidad de que las emisiones de metano puedan migrar a minas activas y limitar el efecto invernadero. Sin embargo, si la mina abandona se encuentra cerca de minas activas, las perforaciones y presiones de operación han de realizarse con pleno conocimiento de la ubicación y estado de las juntas y los huecos de las minas.



3.6.1 La detección de huecos de minas.

La detección de labores de minas para producir gas a partir de labores abandonadas se ha basado por lo general en los mapas existentes y perforaciones de exploración.

Sin embargo, los mapas pueden no ser actualizados y por lo tanto pueden no mostrar los límites existentes de las labores abandonadas. Además, la medida de columnas y antiguas explotaciones puede cambiar debido a las condiciones de tensión subterránea.

Por lo tanto, los mapas que muestran las condiciones en abandono puede no dar la información más precisa sobre las últimas condiciones. Un argumento similar puede aplicarse a la exploración de los pozos: pueden no ser totalmente informativa sobre las condiciones y tamaños de huecos, si la caracterización de las regiones entre perforaciones permanece desconocida. Por lo tanto, las mediciones geofísicas se puede utilizar para aumentar los datos de perforación, mejorar el conocimiento de las zonas intermedias entre las perforaciones de exploración e identificar de forma más eficaz los vacíos en las labores abandonadas. Además, técnicas geofísicas se pueden utilizar para optimizar el número y localizaciones de los pozos productores y sus proximidades a sellos de las minas abandonadas y minas activas.

3.6.2 Evaluación de las emisiones de metano

La Agencia de Protección Ambiental de EEUU (EPA, 2004) tiene documentado, probablemente, uno de los más completos y detallados inventarios de minas abandonadas en los EEUU y han desarrollado una metodología para evaluar el potencial de sus emisiones de metano en relación con la producción de este gas.

Este estudio clasifica las minas abandonadas en tres categorías generales - minas cerradas, minas inundadas y minas de ventilación- y propuso una estrategia de evaluación para cada uno.

En minas abandonadas, para el cálculo de emisiones de gas, los parámetros relacionados con la actividad minera puede tomarse como nulos y considerar que las emisiones de metano pueden ser evaluados sólo en términos de contenido de gas del carbón, la presión de la zona abandonada, el espacio vacío, la permeabilidad de



la fuente de metano, y las condiciones de contorno de la mina (si está siendo ventilado, si está cerrado herméticamente o si está inundado).

También se pueden utilizar técnicas de simulación numérica para modelar minas abandonadas y predecir las emisiones a escala regional; sin embargo, la dificultad asociada a esta técnica es que se requiere una extensa cantidad de datos, algunos de los cuales es imposible obtener.

Las minas de carbón "a cielo abierto" también liberan metano, pero el nivel de emisiones es mucho más bajo que en las minas subterráneas. Esto se debe al relativamente bajo contenido de gas de los carbones que se extraen de la superficie. El bajo contenido de gas de estas vetas de carbón está probablemente relacionado con la poca profundidad de enterramiento y el hecho de que algunos son de rango inferior con proporcionalmente menor capacidad de adsorción de gas.

Además, el contenido inferior de gas en los carbones extraídos de minas a cielo abierto puede ser que el gas que se generó a partir de estos carbones superficiales migró y se escapó a la atmósfera mucho antes de que se iniciase la actividad minera. Por último, parte del metano retenido en el carbón, se libera a través de desorción durante el procesamiento, el almacenamiento y el transporte del carbón.

3.7 Evaluación del gas de las capas de carbón

El metano de minas de carbón que se evalúa y captura con éxito por diversas técnicas antes, durante y después de las operaciones mineras; o de las minas abandonadas, puede garantizar la seguridad en las minas subterráneas. Este gas también se puede utilizar como fuente de energía, reduciendo de este modo los efectos de invernadero del metano.

Para la evaluación de la formación de las capas de carbón como almacenes se emplean una serie de técnicas que incluyen siempre la ejecución de sondeos, toma de testigos, testificación de sondeos, ensayos de bombeo o inyección de agua y análisis de la producción.

De un punto de vista estratigráfico las series del Carbonífero asturiano son similares a la de los Apalaches (EE.UU) y dentro de los Apalaches la mayor producción proviene de la cuenca de Black Warrior en Alabama en la que el USGS estimó unos recursos de 8,5



Tcf de gas, 5,9 millones de barriles de petróleo (MMBO) y 7,6 millones de barriles total de líquidos (MMBNGL).

El espesor de las capas varía de algunos cms a 4 metros y capas tan delgadas como de 0,3 metros se completan rutinariamente para producción.

En la mayoría de los pozos verticales se han completado de 5 a 8 capas, aunque algunas veces se han completado más de 20. El espesor de carbón completado varía de 3 a 6 m en el NW de la cuenca a 20 m en el Sur.

Virtualmente todos los pozos verticales se han hidrofracturado con agua, gel o nitrógeno. Las profundidades de completación varían entre 200 y 750 m aunque algunos pozos se han completado hasta 1500 m. Aunque las mayorías de los pozos en Black Warrior son verticales existen muchos horizontales entre 250 y 750 m.

La permeabilidad de pizarras y areniscas es extremadamente baja (0,03 – 0,06 md). Gracias al apretado espaciado de los "cleats" da al carbón mejores propiedades de permeabilidad.

La historia de la producción de los pozos de CBM varía enormemente en función de la saturación en agua y gas de las capas de carbón, la completación e historia del mantenimiento. Los perfiles de producción de gas disminuyen exponencialmente (tasa de descenso constante) y los de agua hiperbólicamente (tasa de descenso decreciente). La punta de producción de agua se consigue después de 1 a 4 meses de producción y es función de la saturación en gas.

La producción en gas varía en general entre 3 y 18 Mcmd (miles de m³/día) y la de agua entre 100 y 300 bbpd.

La saturación en gas del carbón tiene una fuerte influencia en la producción de los pozos en Black Warrior y las consecuencias en la producción dependen en gran medida en la presión del carbón almacén y de la calidad de agua coproducida con el gas.

Analizando las relaciones entre saturación en gas, forma de las isotermas y presión del almacén se consigue determinar las capas de carbón con mayor potencial para la recuperación del gas del carbón

Por tanto se propone iniciar una campaña de exploración que podría ser similar a lo que se realizó en la cuenca de Black Warrior



(Alabama, USA). En un principio se hicieron sondeos verticales en open hole o liner perforado y posteriormente sondeos dirigidos.

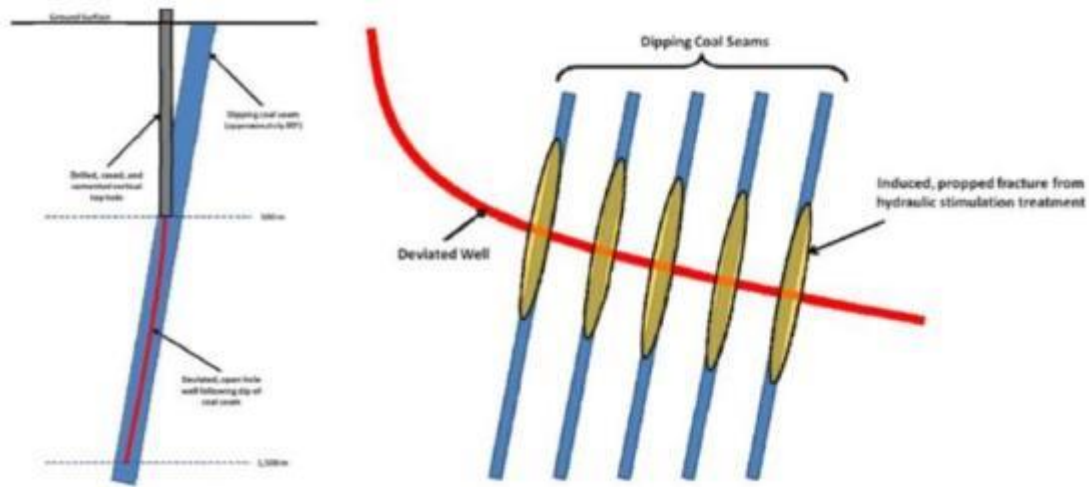


Figura 5.- Técnicas de perforación dirigida sugeridas por Schlumberger para la explotación de CBM en Riosa.

3.7.1 Técnicas utilizadas en la evaluación del gas de las capas de carbón

Para la evaluación de los pozos de carbón los registros podrán ser gamma y gamma/gamma (densidad) y calibre, que se podrán completar si se estima oportuno en algunos casos, con resistividad y neutrón. En Black Warrior se utilizan logs de imagen en ocasiones para la evaluación del cleat y fracturas. Con los datos obtenidos se puede ayudar al diseño del acabado de los sondeos.

Las técnicas más utilizadas para evaluar el "gas in place" en el carbón son:

- la desorción en canister para la medida directa del gas desorbido del testigo recuperado y la realización de la curva isoterma que relaciona la presión y la capacidad de absorción en $\text{m}^3/\text{tonelada}$.



Figura 6.- Canister o desorbómetros de carbón.

- Los análisis isotópicos de gases y la matriz de unión o cementos entre minerales pueden ayudar en la caracterización de la hidrodinámica de la cuenca.

- Ensayos de pozo. Como las características de producción de una capa de carbón depende de la permeabilidad y de las condiciones de saturación inicial del gas metano en el carbón, los métodos de evaluación principal son el ensayo de producción del sondeo y la técnica de balance de materiales.

El ensayo de pozo es el principal método para evaluar la permeabilidad y el ensayo denominado "inyección / fall off test" el más empleado.

Hay que decir que el popular (DST) "Drill Stem Test" realizado sistemáticamente en la exploración de hidrocarburos convencionales es generalmente ineficiente en la exploración de CBM. Los ensayos de pozo proporcionan la mejor estimación de la presión inicial de pozo.

Los Slug Test que se suelen utilizar frecuentemente para determinar la permeabilidad de las capas de calizas, que suele disminuir de manera exponencial desde la superficie (1 Darcy) a 1 md a una profundidad de 700 m.

La determinación de la temperatura es importante porque la capacidad de adsorción del carbón que decrece al aumentar la temperatura.

Los ensayos de inyección y los logs de producción pueden utilizarse para definir las contribuciones relativas de paquetes de capas y ayudar a definir la completación de las distintas zonas de capas de un sondeo.



Posteriormente a los ensayos de pozo y antes de la producción comercial se debe realizar un ensayo de larga duración que proporcione las características de producción.

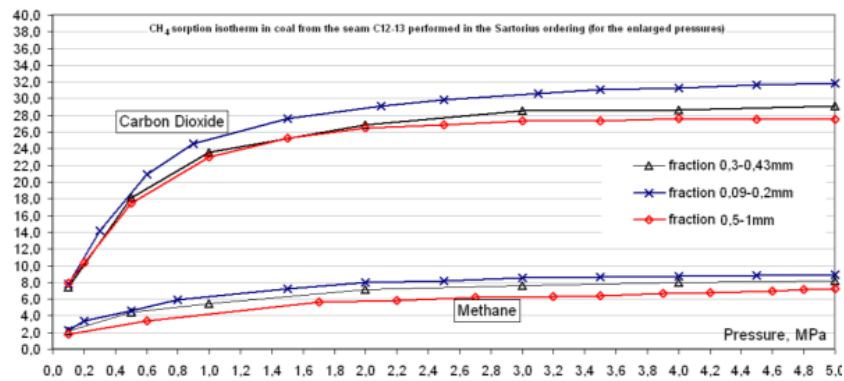


Figura 7.- Isotherma de adsorción de un carbón de Riosa para metano y dióxido de carbono con diferentes tamaños de grano.



4 ESTUDIO DEL POTENCIAL DE EXPLOTACION DEL CMM DE LA CAMOCHA (GIJÓN)

4.1 Introducción

Dentro de la región asturiana existe un conjunto de áreas carboníferas de dimensiones reducidas pero con importantes espesores de carbón y que durante mucho tiempo han sido objeto de una intensa explotación minera.

Dichas áreas (Quirós, Teverga, Naranco, Santo Firme y La Camocha) constituyen pequeñas zonas aisladas, que forman parte de la unidad estructural de la Sobia-Bodón, que bordea por el Oeste y Noroeste a la Cuenca Carbonífera Central.

El INI, a través de la Empresa Nacional Adaro de Investigaciones Mineras (ENADIMSA), efectuó dos grandes estudios del carbonífero en Asturias, el primero en los años 40 buscando el Carbonífero bajo los terrenos Mesozoicos y otro en los años 70 después de agrupadas las principales empresas mineras de carbón en HUNOSA, cuando se llegaron a producir 5 Mt carbón/año que en la actualidad se ha reducido a una producción residual de menos de 1 Mt/año.

Desde las primeras investigaciones se han realizado más de un centenar de sondeos, más de la mitad a principios del siglo XX, con fines de investigación de carbón y petróleo. En los años '40, García Siñeriz (IGME) realizó varios perfiles sísmicos para determinar las isobatas del contacto PermoTrias-Paleozoico. Posteriormente, desde finales de los años '60, los '70 y '80 se aplicaron nuevas técnicas como es la sísmica de reflexión, gravimetría y magnetometría "gamma" que se aplicó en prospección petrolífera por las empresas CIEPSA y REPSOL. Hay una veintena de líneas sísmicas en tierra (on-shore) y un mayor número en la plataforma próxima a la costa (off-shore). Como resultado de estos trabajos hay un buen conocimiento del subsuelo Paleozoico de interés minero pero insuficiente para definir las estructuras profundas

La más importante de estas áreas carboníferas de edad Namuriense-Westfaliense A-B en cuanto a volumen de explotación y tamaño es el Área de La Camocha, a la que siguen en importancia las Áreas de Teverga y Quirós. De muy poca extensión son las Áreas de Naranco y Santo Firme, situadas entre Oviedo y Avilés.



La zona con mayor potencial minero es La Camocha que posee una mayor información geológica debido a su historia minera.

En las cuencas carboneras de Europa los aprovechamientos del metano en minas cerradas, procedente de los circuitos de ventilación principal han llegado a ser de 180 MW (en grupos pequeños desde 1 - 3 MW hasta 15 - 18 MW generando energía eléctrica). Del mismo modo, en la mina La Camocha podría llegarse a un aprovechamiento similar.

Con la actual red de gaseoductos existente en la Cuenca Carbonífera Central, se dispone de una importante infraestructura previa capaz de recoger el metano extraído de los pozos o sondeos y conducirla directamente a los centros de consumo.

4.2 Antecedentes de hidrocarburos

La zona que abarca este estudio ha sido objeto de numerosos estudios científicos y mineros entre los que destacan los estudios geológicos de Schulz (1858) y Patac (1920), las investigaciones de aplicación industrial llevados a cabo por D. Luis Adaro en la primera década del siglo pasado tanto en Duro Felguera como en el Instituto Geológico y Minero de España y los llevados a cabo por la Universidad de Oviedo desde la segunda mitad del siglo pasado.

A principios del siglo pasado se descubrió gas natural al efectuar varios sondeos de reconocimiento con el objetivo de localizar yacimientos ocultos de carbón bajo la cobertera Mesoterciaria.

Fue famosa una emanación de gas conocida como "Mecheru de Caldones".

El gas de Caldones fue descubierto el 20 de enero de 1915 mediante un sondeo realizado por el Instituto Geológico, a propuesta del IGME y con la participación económica de la Sociedad Felgueroso Hermanos, con la pretensión de reconocer el Carbonífero de La Camocha. Este sondeo estuvo emplazado en la concesión "Audacia 3" y el gas comenzó a surgir en el metro 563 con una presión de 55 atmósferas, lo que paralizó la maquinaria de sondeos llegando a originar una explosión y posterior incendio.



Figura 8: "Mecheru" de Caldones (Gijón) (Foto Archivo Museo Ferrocarril).

Este "mechero" no fue el único, en realidad fueron tres, todos ellos situados en el mismo lugar en distintas épocas. Los gases desprendidos fueron analizados en el Laboratorio Gómez Pardo obteniéndose la siguiente composición:

<i>Tipo de Gas</i>	<i>Contenido (%)</i>	<i>Poder calorífico (cal/m³)</i>	
Hidrógeno	0,46	3.108	0,089
Metano	95,51	9.617	0,722
Etano	2,14	16.770	1,390
Nitrógeno	1,89	-	1,256

Tabla 1.- Resultado de los análisis realizados a los gases emitidos por el "mecheru" de Caldones en el Laboratorio Gómez Pardo.

Los hallazgos precedentes, junto a otras manifestaciones superficiales de gas en la Cuenca Carbonífera Central (por ejemplo, el mechero de Saús), impulsaron una campaña de prospecciones en la zona Norte de Asturias, cuyos resultados no fueron muy positivos.



Figura 9: Detalle del “Mecheru” de Saús (Lieres).

En 1967, la compañía CIEPSA implantó, en la localidad de Caldones, un sondeo de reconocimiento (CALDONES-1) que alcanzó la profundidad de 1.846 metros. Este sondeo detectó la presencia de gas natural, aunque en cantidades no rentables en los siguientes intervalos de profundidad (en metros): 445-502, 512-530, 562-600, 625-637, 1.120-1.200, 1.220-1.240, 1.317-1.332, 1.345-1.415, 1.434-1.452, 1.465-1.475, 1.485-1.492, 1.512-1.532, 1.539-1.705, 1.718-1.725 y 1.739-1.846.

A principios de los años noventa, y debido al interés que desde los años ochenta ofrecen los proyectos de recuperación de gas metano (CBM) en otras partes del mundo, se inició una colaboración entre Unión Texas España y la E.N. HUNOSA con el objeto de conocer las posibilidades de recuperación económica de este recurso energético en la Cuenca Carbonífera Central de Asturias.

Ambas empresas llegaron, en su día, a un acuerdo para la investigación de las posibilidades de extracción del CBM en el subsuelo asturiano, para lo que se efectuó un análisis geológico del yacimiento a través del Permiso de Investigación "Asturias Central". Como resultado de esta valoración previa, se consideró como área prioritaria de investigación la zona del valle del Nalón en el término municipal de Langreo.

A principios del año 2002, el Principado de Asturias, a través de la Consejería de Industria, Comercio y Turismo otorgó a favor de la empresa británica Heritage Petroleum PLC el permiso de investigación de hidrocarburos denominado “Mieres”, n.º- HC- 01-PA/1 (DECRETO 47/2002, de 4 de abril - BOPA Nº 90 - Viernes, 19 de abril de 2002), que abarca los términos municipales de Oviedo, Siero, Bimenes,



Ribera de Arriba, Langreo, San Martín del Rey Aurelio, Mieres, Lena, Aller, Laviana, es decir, un total de 37.482 Ha.

A finales del mismo año, en noviembre de 2002, el Principado vuelve a admitir su petición de un permiso de investigación mediante el DECRETO 142/2002, de 14 de noviembre (BOPA Nº 277 - Viernes, 29 de noviembre de 2002), por el que se otorga a favor de la empresa Heritage Petroleum PLC el permiso de investigación de hidrocarburos denominado "Gijón", n.º- HC- 02-PA/1, el permiso de investigación se otorga por un plazo de seis años, a contar desde la entrada en vigor del presente Decreto.

El objetivo inicial de Heritage Petroleum en el permiso de investigación "Mieres", fue acumular suficiente información técnica y geológica que sirva de base a una empresa de ingeniería de yacimientos para la realización de un informe con el fin de estimar las reservas de CBM, enfocado principalmente al aprovechamiento del gas del cierre de minas (AMM y VAM). Este informe combinado con otra información comercial, tenía el objetivo de presentar un plan de negocio con el que recabar apoyos financieros con los que poder explotar este recurso energético.

Una de las peculiaridades que presentó este proyecto es que fue el primero que tramitó la propia Administración regional de acuerdo a la nueva ley de hidrocarburos del 7 de octubre de 1998, y que reconoce las competencias del Gobierno regional en esta materia.

Posteriormente entre los años 2006 y 2013, las compañías Gas natural HUNOSA y VANCAST explotación obtuvieron permisos de investigación de hidrocarburos en la zona de la Camocha, denominándose PIH "GRANDA". Renunciando finalmente a finales de 2013.

4.3 Localización geográfica

La explotación minera La Camocha se localiza entre 4 y 10 km al Sur del centro de la Ciudad de Gijón (Asturias). Corresponde a las localidades de San Martín de Huerces, Vega, Llantones y La Pedrera.

La mina de La Camocha forma parte de una gran unidad estructural denominada Unidad de La Sobia-Bodón que bordea por el Oeste y Noroeste a la Cuenca Carbonífera Central Asturiana (CCCA).



Se sitúa a 6 Km del mar Cantábrico, al S-SE de Gijón. Abarca aproximadamente una superficie de 17 Km². Su límite N es desconocido, por formar parte esta cuenca de las denominadas "Cuencas Ocultas", pero se localiza, a efectos de cubicación, en la línea de costa. El límite S es la Falla de Ventaniella.

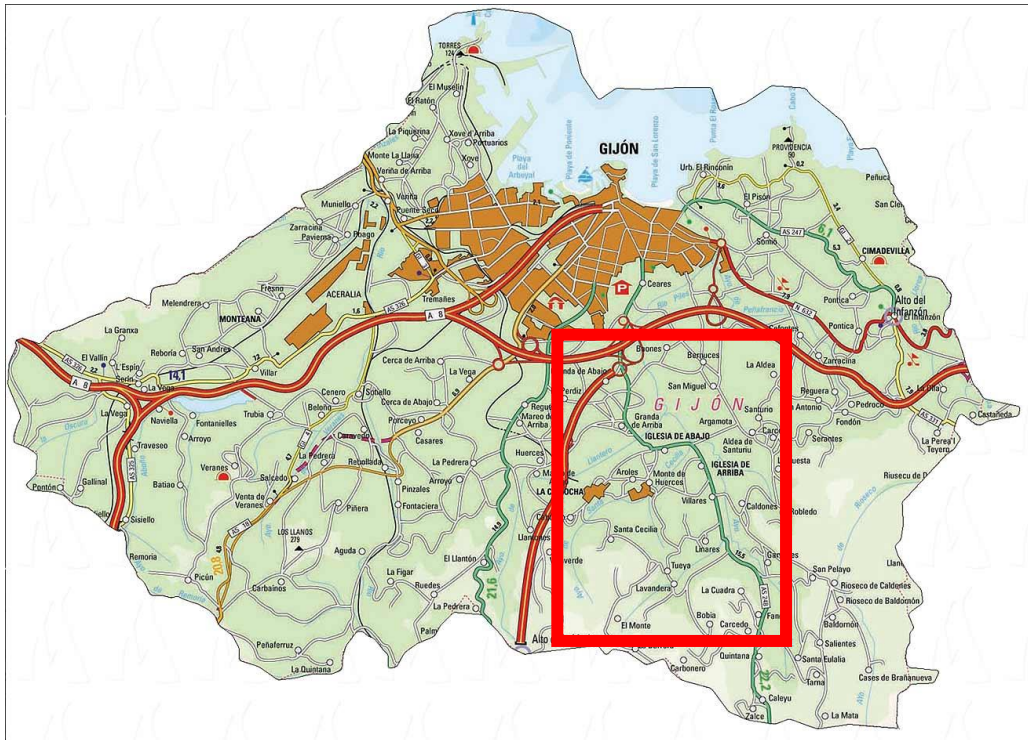


Figura 10: Mapa del municipio de Gijón dónde se localiza el área de La Camocha



Figura 11: Instalaciones de la Mina La Camocha y poblado minero.



4.3.1 Situación de Concesiones Mineras

La Camocha comenzó a explotarse por los años 30 y cesó a actividad minera en el mes de diciembre de 2007.

La explotación minera La Camocha se ubica al sur de la ciudad de Gijón, en el norte del Principado de Asturias, aproximadamente a 6 km del centro de la ciudad en el núcleo rural de Huerces (Gijón).

El yacimiento carbonífero lo componen dos paquetes con numerosas capas. Un paquete lo forman 42 capas, numeradas de muro a techo y de sur a norte de la 1 a la 23 (y de la 24 a la 43 se encuentran repetidas por la estructura sinclinal). El otro paquete lo forman nuevas capas de carbón descubiertas en 1958 con la realización de una galería de reconocimiento. Estas capas aparecieron a muro de las anteriores y fueron nombradas de la A a la N. La estructura de mayor interés es La Camocha que tiene un eje prácticamente buzando al Sur (unos 15° de media) que está compartimentado por la falla de Ventaniella y fracturas paralelas satélites.

La superficie total delimitada de concesiones mineras es del orden de 24,971 Ha, de ellas 24,951 son en propiedad y 20 en arriendo, que se distribuyen así:

En el Área La Camocha, la empresa minera concesionaria es la Minero Siderúrgica de Ponferrada S.A, cuyas concesiones mineras abarcan un total de 22,462 Ha.

Esta se encuentra en el Principado de Asturias, en las proximidades de Gijón, en una zona situada entre 4 y 10 km al Sur del centro de la Ciudad. Corresponde a las localidades de San Martín de Huerces, Vega, Llantones y La Pedrera.

4.4 Antecedentes mineros

En La Camocha, la exploración de carbón fue iniciada a principios del siglo XX gracias a la iniciativa de los Hermanos Felgueroso, que intuyeron de forma acertada la continuación de la cuenca hullera bajo los materiales mesozoicos. Así, en 1901, el



sondeo S-1 (La Camocha) cortó el Carbonífero a 159 m de profundidad, encontrando la primera capa de carbón a 200 metros y una segunda capa de 2 metros de potencia a 243 metros de profundidad, demostrando con este descubrimiento una nueva cuenca de gran riqueza en carbón.

El éxito del primer sondeo alentó la perforación de varios sondeos más con el fin de determinar la cubicación de los recursos descubiertos. Durante la campaña de sondeos, surgió en los denominados "sondeos de Caldones" un importante flujo de gas.

4.5 Marco Geológico

4.5.1 Antecedentes

Sobre la geología de la Cuenca Carbonífera Central existe una extensa bibliografía, destacando los informes de la Empresa Nacional Adaro (1972) y las publicaciones en "Trabajos de Geología" (números 3 y 4) de la Universidad de Oviedo.

Sin embargo, no existe documentación alguna referente la explotación de metano en ella, a pesar de haberse caracterizado por numerosos accidentes debidos al grisú, con un elevado número de víctimas.

Los estudios más relevantes de los que se ha extraído información para este estudio son:

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

- Clasificación por zonas de las diferentes cuencas.
- Planos de labores actualizados en el año 1985.
- Descripción de las capas en cada área y subárea.
- Análisis del contenido en carbón, tanto teórico como explotable de cada una de las áreas y subáreas.
- Datos de las compañías mineras respecto a las producciones, reservas, maquinaria, etc.
- Sistemas de explotación subterránea y a cielo abierto.



Hay que tener en cuenta que los datos corresponden al año 1985, y que aunque desde entonces la extracción de carbón ha continuado hasta la actualidad, las cantidades extraídas en este período no afectan de manera significativa a los datos del año 1985, ya que la cantidad media anual extraída en toda la Cuenca Central es del orden de tres millones de toneladas por año, cantidad insignificante respecto del volumen total de recursos.

- Proyecto de Medición de la Concentración de Grisú en Capa en Diversas Cuencas Carboníferas Españolas, realizado en 1989 por AITEMIN, que recopila datos sobre el contenido en grisú presente en la mayor parte de las cuencas carboníferas españolas. Presenta datos de concentración de gas en el carbón, velocidad de desorción y algunos análisis de laboratorio.

Las figuras 13 y 13 muestran el mapa geológico del municipio de Gijón, donde se ubica la Mina de La Camocha.

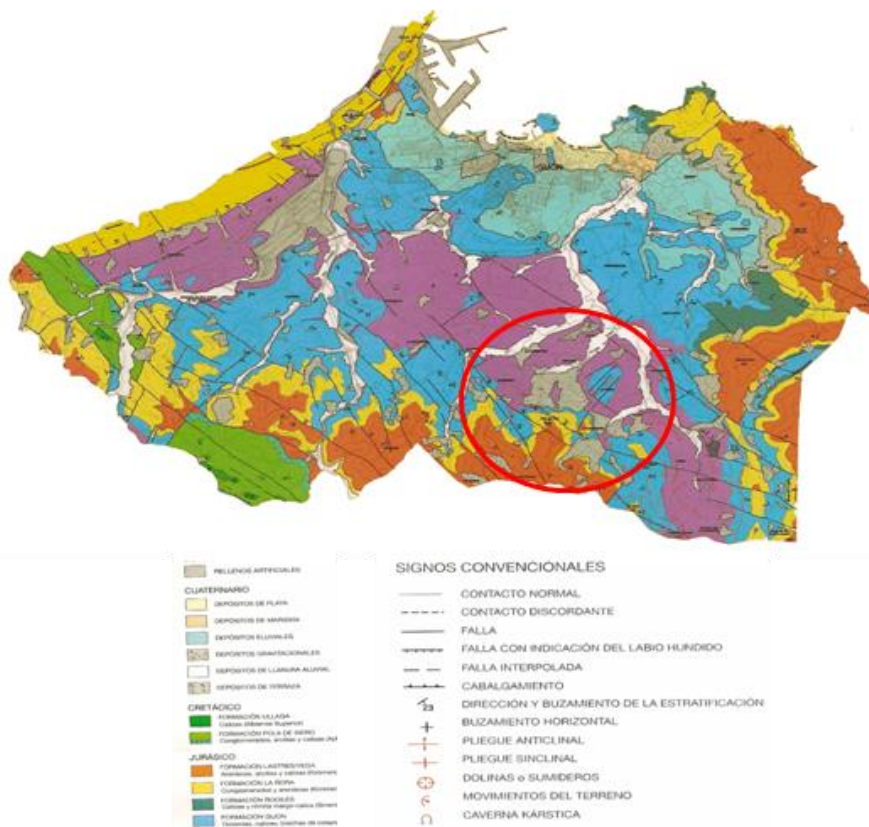


Figura 12: Mapa geológico del municipio de Gijón, donde se ubica la Mina de La Camocha. Se diferencian zonas de “horts” y “graben” al Sur y NE.

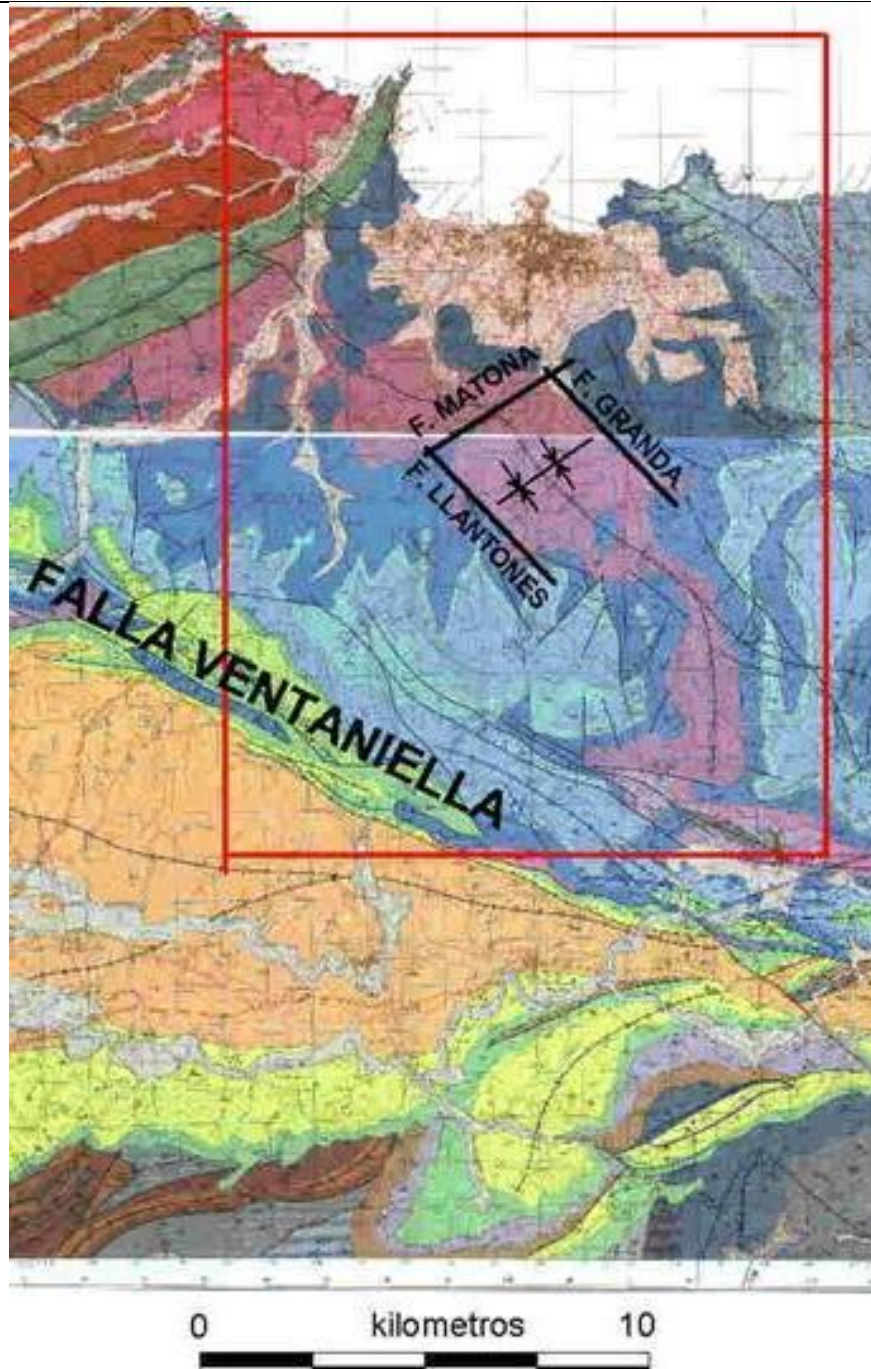


Figura 13: Mapa geológico del área (IGME, MAGNA nº14).

4.5.2 Estratigrafía

Desde el punto de vista estratigráfico es un yacimiento recubierto por materiales mesoterciarios y litológicamente formado por areniscas, conglomerados, lutitas y calizas. Estos materiales carboníferos constituyen una prolongación de los aflorantes en Quirós y Teverga. La edad de las capas es Namuriense-Westfaliense A-B.



Los materiales que contienen al carbón son detríticos con alguna capa carbonatada, tienen una potencia de unos 2.000 metros y su edad es Namuriense terminal -Wesfaliense A inferior. Se pueden distinguir en el Area cinco grandes conjuntos cronoestratigráficos, separados por discontinuidades sedimentarias importantes:

- Terciario.
- Triásico-Jurásico-Cretácico
- Carbonífero Superior (Estefaniense)
- Devónico-Carbonífero

El Westfaliense del área estudiada, alcanza un desarrollo no inferior a los 1.500-1.700 metros de potencia, no pudiéndose medir exactamente su espesor debido a los trastornos estructurales que afectan a los niveles más bajos de la sucesión.

La parte inferior de la serie está constituida por un conjunto de pizarras negruzcas, entre las que se encuentran frecuentes intercalaciones de areniscas, algún nivel carbonatado discontinuo, así como pequeños pasos de carbón de escasa entidad. No ha sido posible reconstruir la columna estratigráfica de este tramo, aunque su potencia debe estimarse por encima de los 500 metros y aflora en el sector más occidental del Área. Se han reconocido unos 2.300 metros de serie estratigráfica, donde alternan pizarras, areniscas, capas de carbón y alguna delgada intercalación carbonatada.

En las figuras 14 y 15 se muestra la situación de las series estratigráficas levantadas en la mina y las secuencias sedimentarias con indicación de la posición de las capas de carbón.

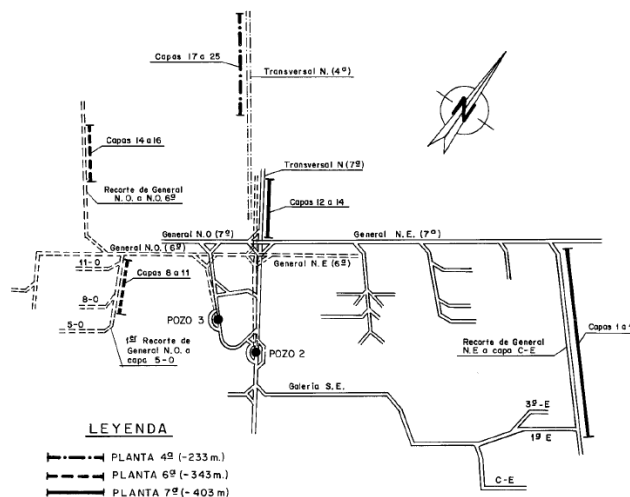


Figura 14.- Situación de las series estratigráficas levantadas en la mina (Corrales, 1985).

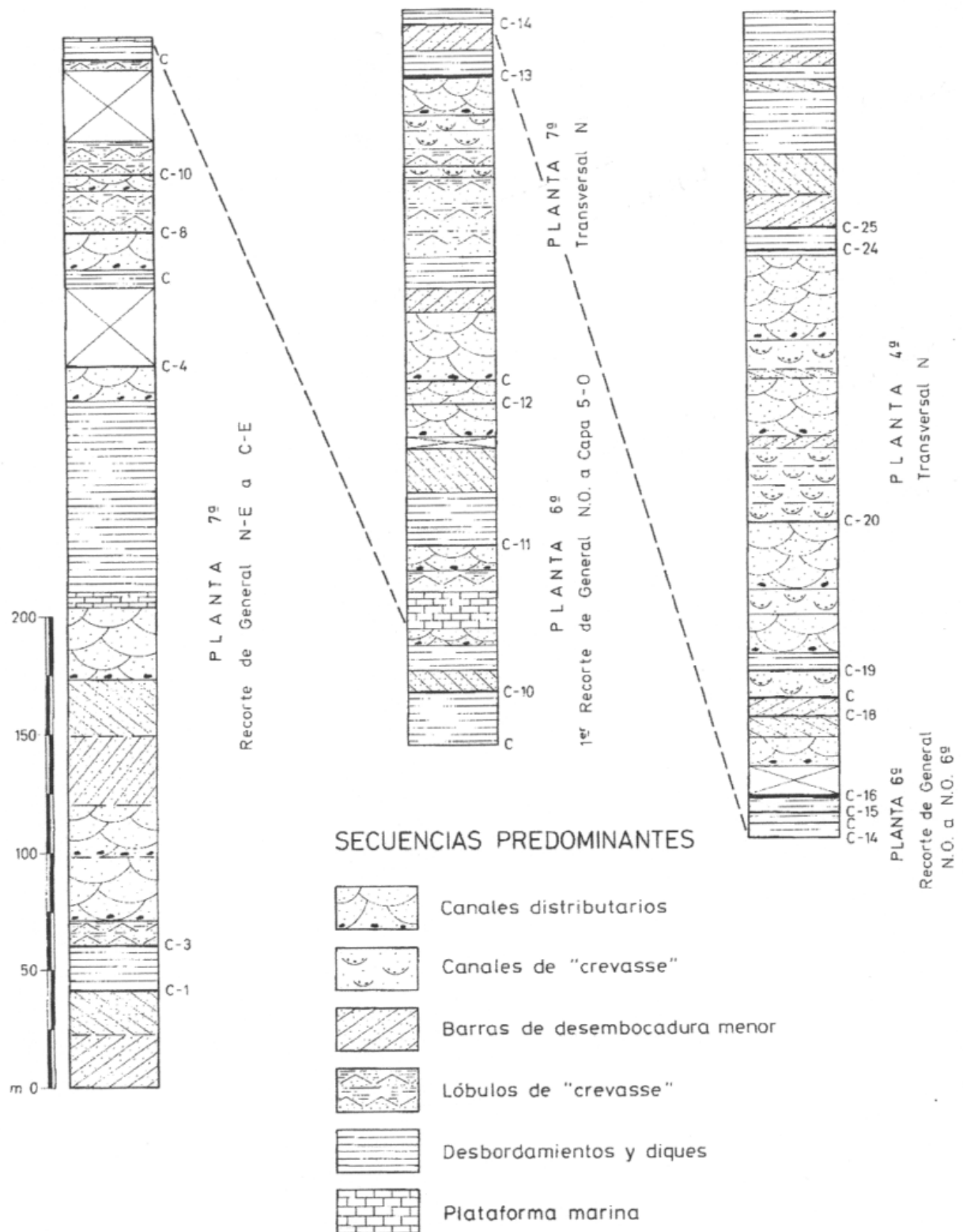


Figura 15.- Secuencias sedimentarias con indicación de la posición de las capas de carbón (Corrales, 1985).



4.5.3 Serie del Carbonífero de la Camocha

Se diferencian dos paquetes productivos, denominados Entrecalizas y Pizarroso, con potencias de 1.600 y 1.700 metros respectivamente con un total de 57 capas de carbón, de las que se han explotado 25, con buzamientos variables entre 50° y 80°, y con potencias que en ocasiones llegan a alcanzar los 3 metros, siendo el espesor más frecuente de entre 0.80 y 1.50 metros.

Por los análisis paleontológicos realizados en la serie carbonífera, las edades atribuidas a los niveles más bajos de carbón corresponden al Namuriense A Superior. El techo de la serie es probable que pertenezca al Westfaliense D.

Por el gran número de capas que dan lugar a este yacimiento se dan únicamente las características de aquellas que están en explotación o son más reconocidas.

Sus carbones se encuadran dentro del tipo III de la Clasificación INCAR, hullas grasas de llama larga. Se disponen de una gran continuidad lateral con separación constante

Las capas de carbón encontradas han sido numeradas de muro a techo y de Sur a Norte de la 1 a la 43, si bien en 1958 se realizó una galería de reconocimiento apareciendo nueva capas de carbón a muro de las anteriores que fueron nombradas de techo a muro de A a N.

El límite Namuriense-Westfaliense A se sitúa un poco por encima de la capa A y el límite Westfaliense A-B entre las capas 16 - 18.

Desde el punto de vista sedimentológico se interpretan estos sedimentos como originados por sistemas deposicionales deltaicos, de claro dominio fluvial, siendo ocasionalmente abandonada el área por los canales distributarios como consecuencia de procesos de avulsión, lo que da lugar a rápidas trasgresiones marinas representadas por sedimentos carbonatados. Este hecho se produce en la mitad inferior de la sucesión, estando la superior caracterizada exclusivamente por ambientes de llanura deltaica.

La distribución de los paquetes productivos del Área La Camocha se resume en la tabla 2:



Área La Camocha			
Paquete Productivo	Capa	Potencia media (m)	Potencia agregada (m)
Tramo I	E	0.95	4.87
	D	0.63	
	C	1.39	
	B	1.10	
	A	0.80	
Tramo II	1ª	0.94	3.22
	2ª	0.50	
	3ª	1.28	
	4ª	0.50	
Tramo III	5ª	0.72	5.32
	6ª	0.80	
	7ª	0.75	
	8ª	1.55	
	9ª	0.65	
	10ª	0.85	
Tramo IV	11ª	0.70	1.95
	12ª	1.25	
Tramo V	13ª	0.99	10.83
	14ª	0.98	
	15ª	1.25	
	16ª	1.30	
	17ª	0.71	
	18ª	0.50	
	19ª	0.50	
	20ª	0.80	
	21ª	0.65	
	22ª	1.00	
	23ª	0.90	
	24ª	0.60	
	25ª	0.65	
			Subtotal = 20.87
Tramo VI	26ª a 42ª	Sin datos	~ 40
			Total ~ 60

Tabla 2.- Distribución de los paquetes productivos del Área La Camocha.



La tabla 3 muestra valores medios del análisis inmediato de las capas de carbón del Área La Camocha:

Área La Camocha			
Paquete Productivo	Capa	Cenizas	Volátiles
Tramo I	E	13.5	34.4
	D	12.10	35.2
	C	22.5	31.7
	B	-	-
	A	-	-
Tramo II	1ª	-	-
	2ª	17.9	34.5
	3ª	17.9	34.5
	4ª	17.9	34.5
Tramo III	5ª	17.9	34.5
	6ª	12.4	33.7
	7ª	8.2	37.1
	8ª	15.6	35.6
	9ª	33.8	28
	10ª	10.6	36.6
Tramo IV	11ª	10.2	37.5
	12ª	10.2	37.5
Tramo V	13ª	-	-
	14ª	8.6	37
	15ª	6.2	38.1
	16ª	-	-
	17ª	-	-
	18ª	6.3	36.1
	19ª	-	-
	20ª	15.9	35.5
	21ª	6.8	36.3
	22ª	15.2-23.4	35-31.6
	23ª	-	-
	24ª	-	-
25ª	-	-	
Tramo VI	26ª a	-	-
	42ª	-	-

Tabla 3.- Valores medios del análisis inmediato de las capas de carbón del Área La Camocha



4.5.4 Geología estructural y Tectónica

Los afloramientos carboníferos de Teverga, Naranco-Santo Firme-Villabona y La Camocha forman parte de una gran unidad estructural denominada Unidad de La Sobia-Bodón que bordea por el Oeste y Noroeste a la Cuenca Carbonífera Central Asturiana (CCCA).

Geológicamente las Areas Naranco-Sto. Firme y La Camocha pertenecen a la terminación nororiental de la Región de Pliegues y Mantos (Manto de la Sobia-Bodón), una de las subdivisiones tectónico-sedimentarias en las que se estructura la zona Cantábrica.

Desde el punto de vista estructural, sus características más importantes son la presencia de cabalgamientos y de dos sistemas de pliegues: uno longitudinal o paralelo a los mantos y otro radial o transversal al anterior.

La sucesión carbonífera en el Área La Camocha adopta una estructura sinclinal asimétrica de orientación NE-SO cuyo eje tiene una pendiente de 15° SO.

Este sinclinal se encuentra afectado por una serie de fracturas entre las que destacan: una falla inversa de bajo ángulo de dirección NE-SO que desliza el bloque sur respecto del norte, otra de carácter igualmente inverso en la zona noroccidental que desplaza el conjunto carbonífero sobre el Mesozoico y dos fallas directas de juegos opuestos que cortan la estructura dando lugar a la elevación de la parte central de la zona explotada.

Las tres fallas que configuran su estructura de horst se denominan: falla de Granda (180 m desplazamiento y buza 55° al este), falla de Llantones (340 m de desplazamiento y buza 55° al oeste) y falla de Matona situada al norte.

Las distintas estructuras que caracterizan la zona se pueden clasificar según las etapas tectónicas Hercínica, que afecta a los materiales del Carbonífero, y Alpina, fracturas de dirección NO-SE, fracturas sinsedimentarias y fracturas de dirección NE-SO.

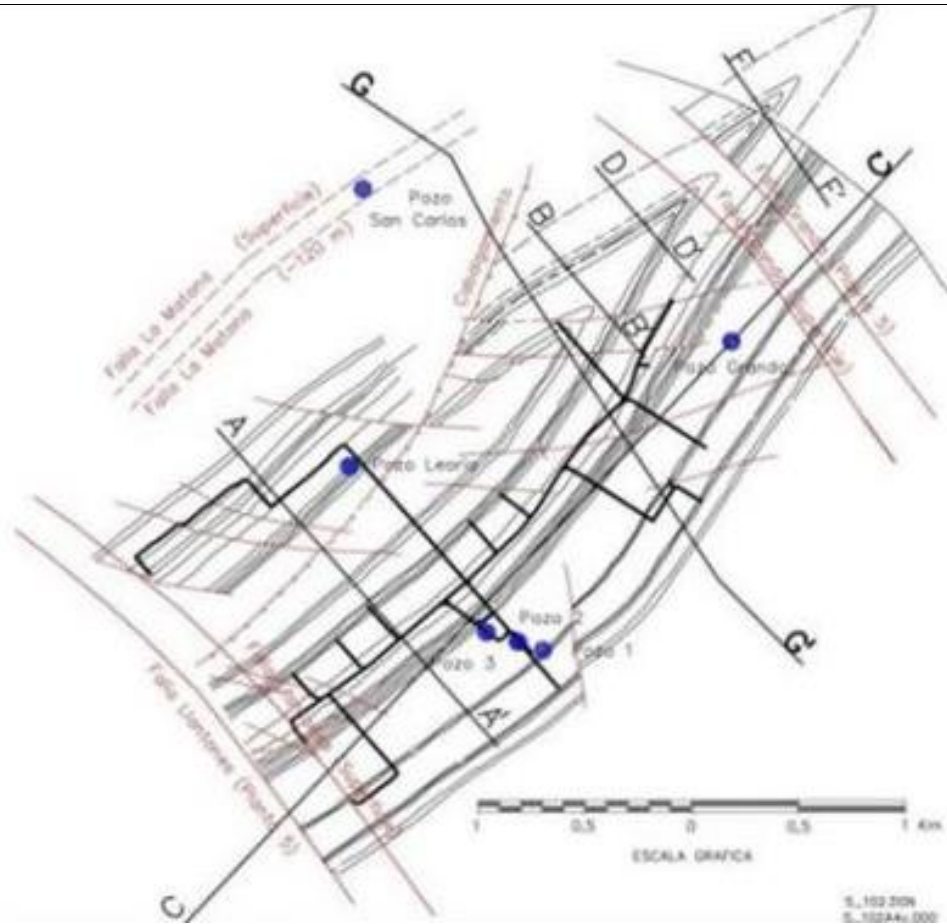


Figura 16.- Mapa de situación de los perfiles geológicos y las fallas.

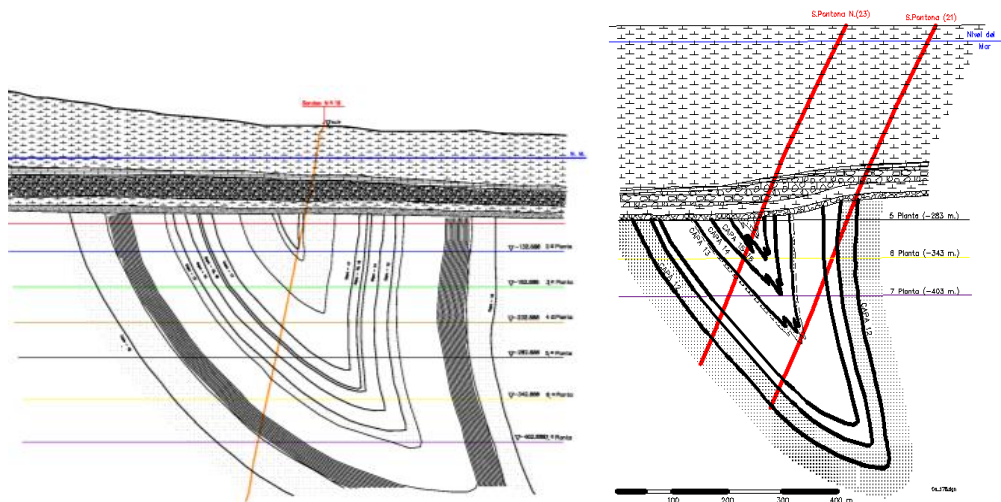


Figura 17.- Izda: Corte geológico B-B', por el sondeo nº 18 Carbayeda de Granda, apoyado en los transversales de reconocimiento realizados en 5ª, 6ª y 7ª plantas. Dcha: Corte geológico F-F', realizado por el sondeo "La Pontona" (nº21), y corroborado y detallado por el sondeo "Pontona Norte" (nº23), en el valle del Río Piles, inmediatamente al Este del Río. Este corte se encuentra fuera del horst, unos 300 m al Este de la falla de Granda. El salto de la falla permite la repetición de la estructura sinclinal (Mina La Camocha, 1992).

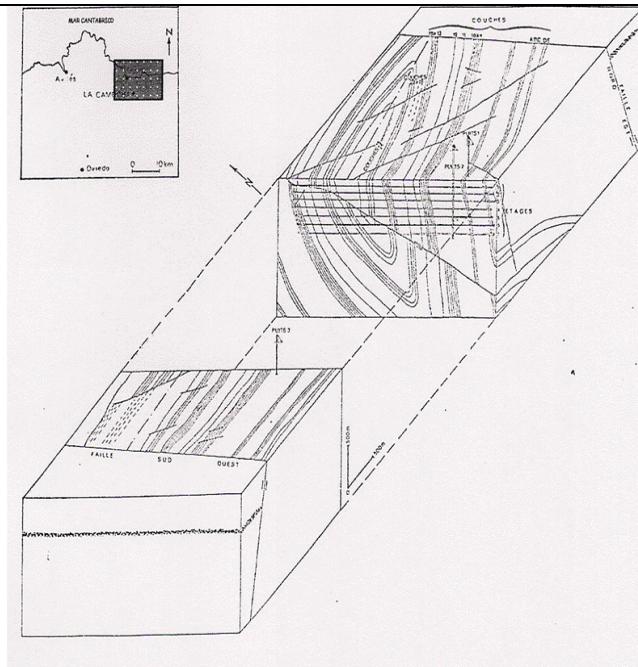


Figura 18.- Bloque esquema 3D del sinclinal de la Camocha.

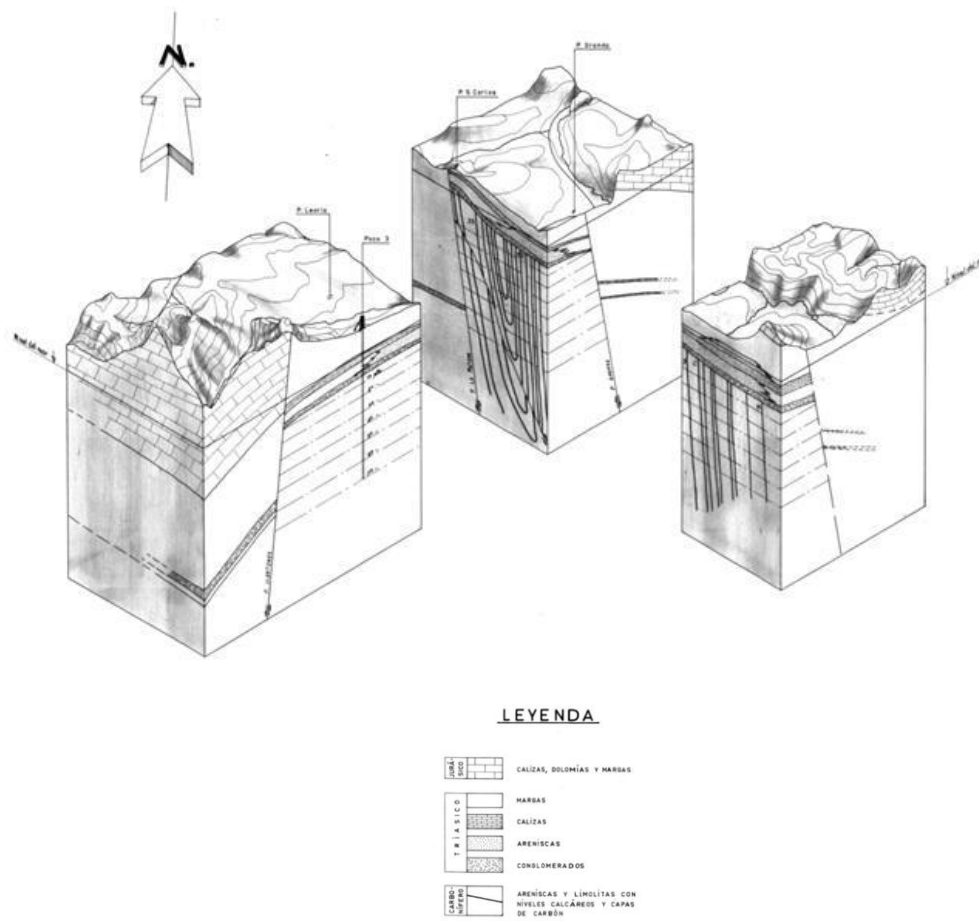


Figura 19.- Bloque esquema 3D del sinclinal de la Camocha.



Las figuras 20 a 23 presentan cortes estructurales del Área de La Camocha. Se han representado los perfiles geológicos realizados según las direcciones señaladas en la figura 20.

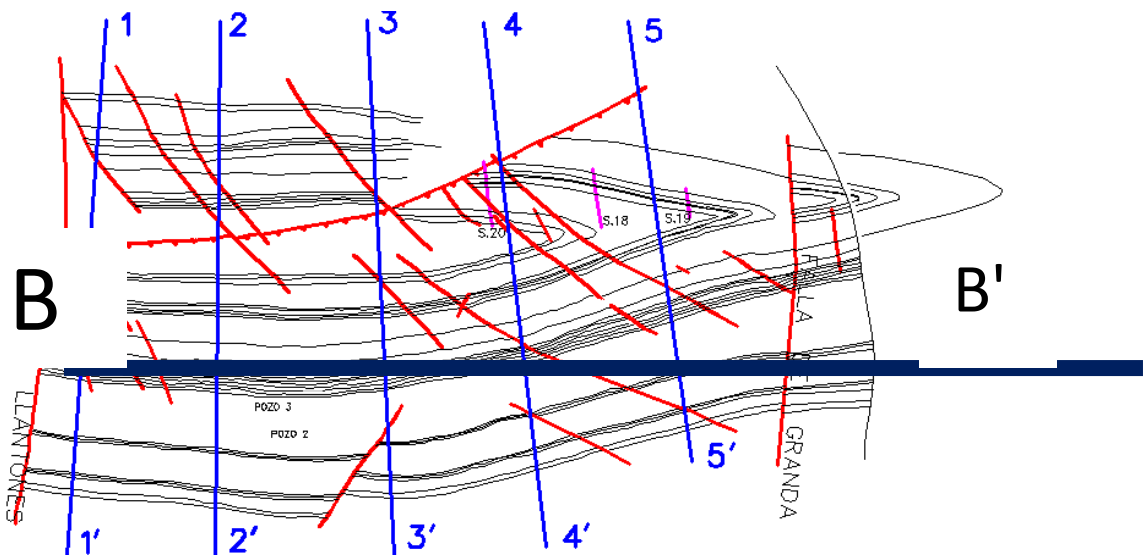


Figura 20: Plano de situación de 5 perfiles geológicos, se indica la posición exacta del cabalgamiento y su relación con el eje del sinclinal de La Camocha.

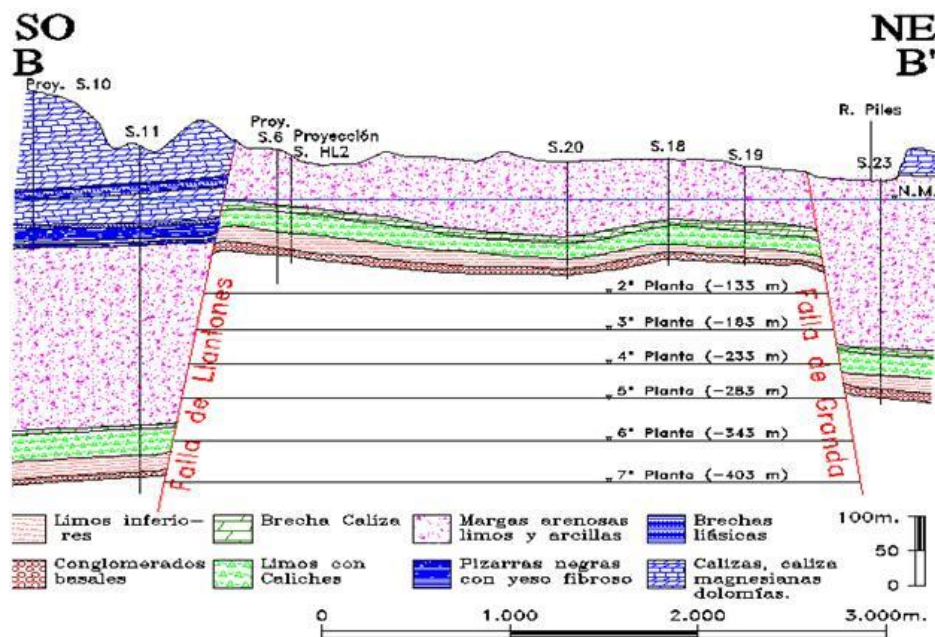


Figura 21: Corte geológico del "horst" de La Camocha. Perfil geológico B-B'.

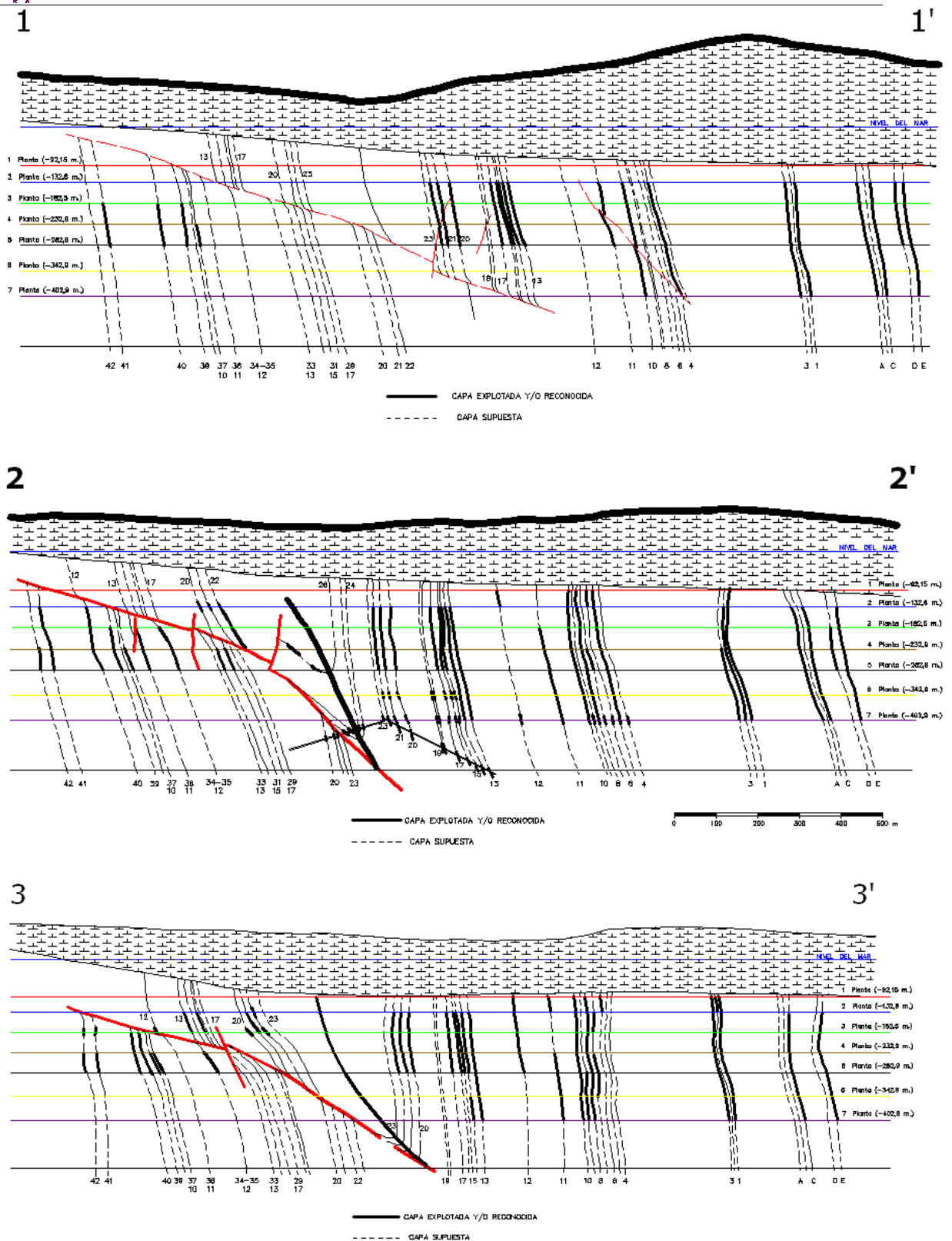


Figura 22: Cortes geológicos. El corte 2-2' está basado en los transversales de la mina y dos sondeos de interior, en el que se indica la posición exacta del cabalgamiento y su relación con el eje del sinclinal de La Camocha. También se apunta una correlación entre las capas de la rama norte del sinclinal, y aquellas del flanco sur. Las primeras están duplicadas por el sinclinal y desplazadas hasta 170 m por el "cabalgamiento" (Mina La Camocha, 1992).

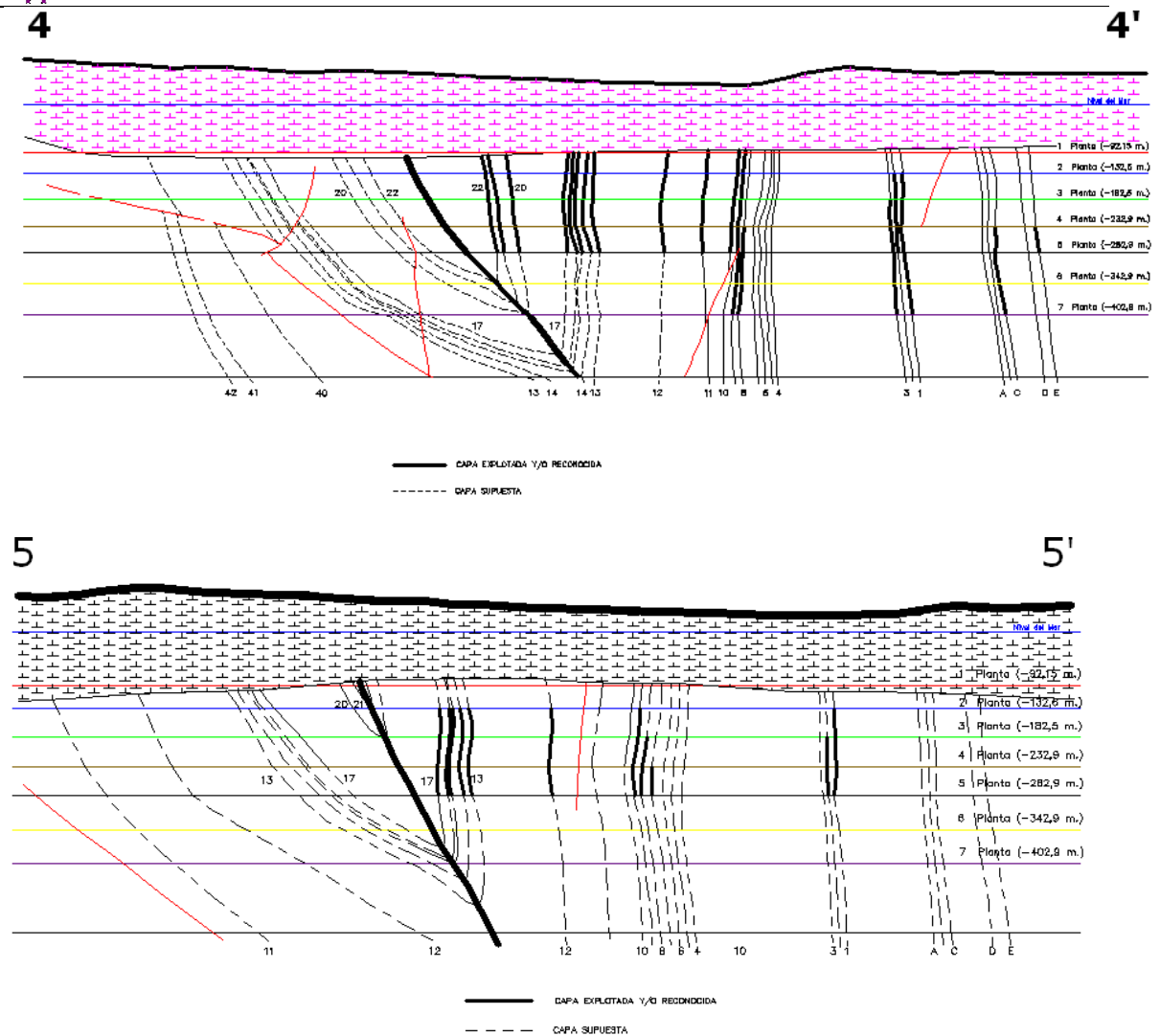


Figura 23: Cortes geológicos de detalle.

4.5.4.1 Conexión estructural entre la CCCA y LA Camocha

El Área La Camocha se integra en la prolongación de la Unidad de La Sobia-Bodón, equiparándose hasta cierto punto con las series presentes en Quirós y Teverga, Naranco y Santo Firme que manifiestan el mismo carácter parálico (figura 24).

Se trata de una cuenca oculta bajo una cobertera permomesozoica de espesor entre 100 y 180 metros en la zona del Norte donde se ha explotado el carbón.

El carbonífero de Camocha, Villabona o Santo Firme son continuación de los del Naranco, pero hay que tener en cuenta que las fallas NW-SE (paralelas a la de Ventaniella y que afectan tanto a la cobertera mesozoica como a los paleozoicos situados al W, hundiendo el bloque intermedio de Llanera, y dando lugar a la



depresión mesoterciaria) causan desgarres por lo que para correlacionar los niveles de ambas áreas hay que contar con dataciones muy precisas o conocer bien el desplazamiento de las fallas en profundidad.

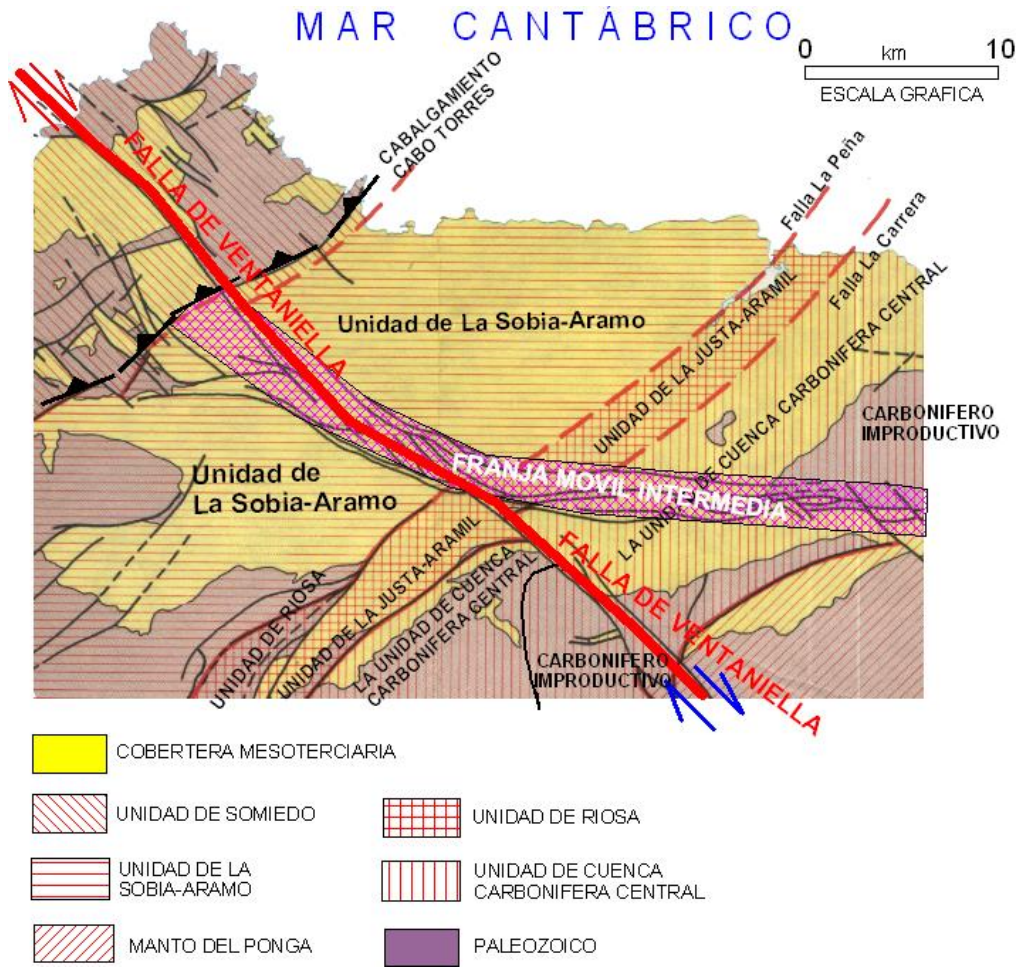


Figura 24: Esquema de la continuación de las Unidades de la Sobia-Aramo y de Cuenca Carbonífera Central en la zona de estudio (modificada IGME, 1985).



4.6 Marco Hidrogeológico General

Esta zona se encuentra englobada en su totalidad dentro de la cuenca del Piles, con una extensión de 46,8 km² y teniendo como arroyos principales Fuente de Berros y Meredal al Sur, Robledo al Este y Llantero y Vega al Oeste, todos ellos se dirigen al Norte, descargando sus aguas fundamentalmente al Piles y en menor cantidad al Caz del Molino, constituyendo estos dos últimos cursos de agua el drenaje total de todo el sistema.

La recarga del acuífero pérmico se realiza a través de la infiltración directa sobre su superficie, además de las aportaciones laterales, de no demasiada importancia, procedentes de los acuíferos del Jurásico. La descarga se realiza preferentemente por evapotranspiración, infiltración a la misma, drenaje directamente al río Piles y por pequeñas fuentes y manantiales.

4.6.1 Hidrogeología del horst de La Camocha

La explotación minera de La Camocha se halla bajo un acuífero confinado multicapa con implicación de niveles litológicos considerados tradicionalmente impermeables.

Se sitúa en la vertiente occidental de la cuenca hidrológica del río Piles, entre las localidades de Granda, Vega, Aroles, Llantonos y San Andrés de la Pedrera. El río Piles fluye de Sur a Norte en la parte Este; los arroyos Llantero y Santa Cecilia que fluyen el primero en dirección Oeste-Este y Sur-Este, respectivamente.

Esta cobertera pérmica, con disposición subhorizontal y un ligero buzamiento hacia el NE, aparece discordante sobre la apretada estructura sinclinal, limitada por las fallas, que configuran los materiales carboníferos.

La zona del horst de La Camocha se encuentra englobada en su totalidad dentro de la cuenca del Piles, con una extensión de 46,8 km² y teniendo como arroyos principales Fuente de Berros y Meredal al sur, Robledo al este y Llantero y Vega al oeste, todos ellos se dirigen al norte, descargando sus aguas fundamentalmente al Piles y en menor cantidad al Caz del Molino, constituyendo estos dos últimos cursos de agua el drenaje total de todo el sistema (figura 25).

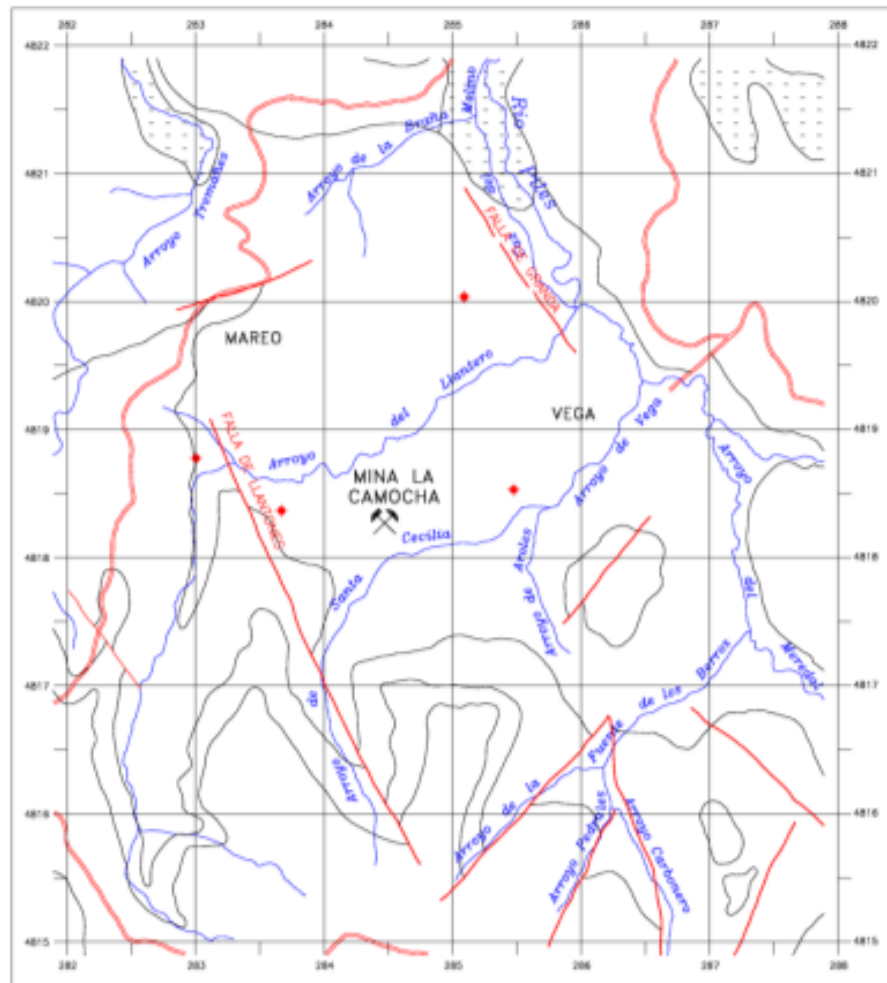


Figura 25.- Hidrología en el entorno de la mina La Camocha

Los materiales pérmicos en los que se ubica el acuífero multicapa, se ha considerado tradicionalmente como un conjunto hidrogeológicamente impermeable dentro de la Unidad mesozoica Gijón-Villaviciosa. Cuando se comenzaron a excavar los primeros pozos de la Mina La Camocha, ya se tuvieron las primeras evidencias de los problemas que iban a ocasionar estos materiales, fundamentalmente las margas oquerosas que se sitúan justo por encima de las calizas, pues en dos ocasiones se fracasó el intento de profundización de los pozos.

El laboreo de la mina hizo ver que mientras la falla de Llantones es prácticamente seca, ya que apenas aporta agua, a pesar de que algunas galerías atravesaron esta fractura, la falla de Granda aporta un tanto por ciento bastante elevado del total de la mina que es de unos 22 l/s.

La geometría del acuífero de La Camocha presenta una ligera pendiente hacia el NO (río Piles), un abombamiento, coincidente con la falla inversa de La Matona, que podría justificar la existencia de una barrera que aísla el sistema por este borde. Las fallas de Granda y Llantones ponen en



contacto las unidades pérmicas con el Carbonífero del horts, por lo que debería haber una conexión lateral.

Por lo que respecta a los materiales carboníferos, la permeabilidad obtenida en laboratorio para diferentes muestras da unos valores muy bajos, del orden de 10^{-10} m/s.

El esquema del funcionamiento hidráulico de las aguas subterráneas de los materiales que forman la cobertera postcarbonífera en el horts de La Camocha está claramente condicionado tanto por la propia estructura y características hidráulicas de los mismos, como por la existencia de niveles jurásicos en los bordes del sistema considerado.

La recarga del acuífero pérmico se realiza a través de la infiltración directa sobre su superficie, además de las aportaciones laterales, de no demasiada importancia, procedentes de los acuíferos del jurásico. La descarga se realiza preferentemente por evapotranspiración, infiltración a la misma, drenaje directamente al río Piles y por pequeñas fuentes y manantiales.

El agua infiltrada a la mina (unos $70 \text{ m}^3/\text{h}$) procede en su mayor parte del conglomerado basal Pérmico por la zona centro del horts, así como del contacto de los talleres de explotación con la falla de Granda, que hace de medio trasmisor de agua a la mina.

4.6.2 Unidades hidrogeológicas

En las Unidades Hidrogeológicas definidas por el IGME la región estudiada pertenece a la Unidad Mesozoica Gijón-Villaviciosa.

El sistema acuífero nº 1 (figura 26) se divide en dos unidades hidrogeológicas menores (subsistemas), dado que el afloramiento de sedimentos triásicos impermeables que lo atraviesa en su zona central desconecta hidráulicamente los dos subsistemas, el 1A (Gijón-Villaviciosa) y el 1B (Llantones).

El subsistema de Gijón-Villaviciosa, es el de mayor importancia, no sólo por ser el más extenso en superficie sino también por la cuantía de recursos.

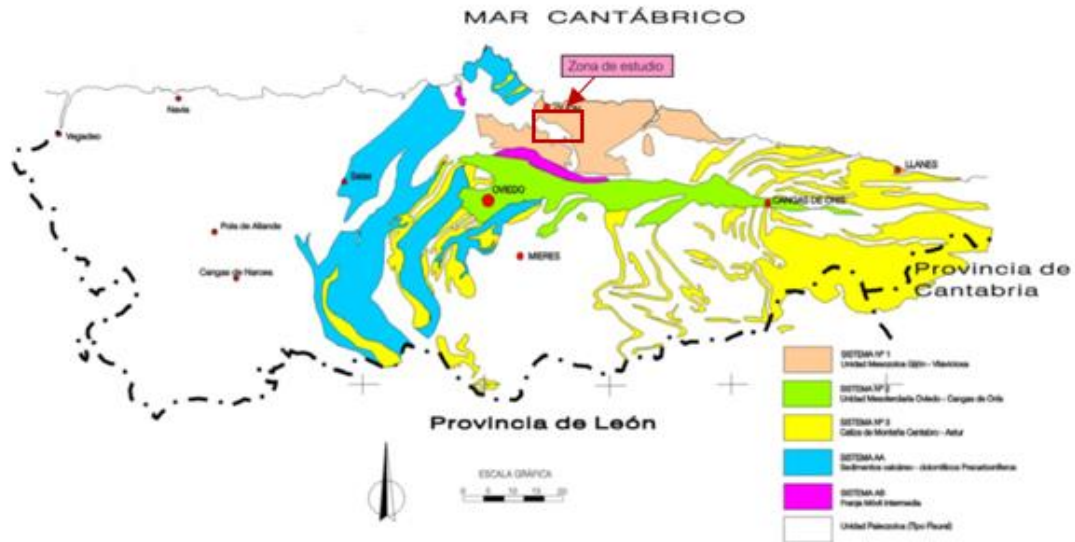


Figura 26.- Esquema de las unidades hidrogeológicas de Asturias

En el subsistema se distinguen dos niveles acuíferos, el acuífero jurásico detrítico y el jurásico calcáreo, siendo el Permo-Trias el nivel de base.

El acuífero jurásico detrítico está representado por las areniscas y conglomerados de Gijón, margas de Tereñes o la ritmita margo-areniscosa de Ribadesella. Los niveles de areniscas son los únicos permeables, que dan lugar a pequeños acuíferos independientes entre sí, de poca extensión y continuidad lateral limitada. Constituye un manto multicapa que se alimenta principalmente de la precipitación y drena por manantiales y arroyos de escasa importancia.

El acuífero jurásico calcáreo está formado por las calizas nodulosas de Gijón, las calizas magnesianas, calizas tableadas de La Pedrera y las dolomías de Solís y Sotiello. El acuífero más importante de este subsistema es la serie calcárea y dolomítica de transmisividades y coeficientes de almacenamiento muy variables. La recarga es esencialmente por agua de lluvia y por la descarga de los horizontes acuíferos del jurásico suprayacente o por la infiltración de algunos ríos (La Vega, Llantero, Libardón...). La descarga se realiza parte al mar Cantábrico a lo largo de la costa y parte a través de ríos como el río España, la ría de Villaviciosa y arroyo como el Peña Francia.



Unidad de Llantones				
Aportaciones (55 hm ³ /año)	Lluvia util		49	
	Superficiales (rio Pinzales)		5	
	Subterráneas		1	
Salidas (55 hm ³ /año)		Escorrentia superficial	Escorrentia subterránea	
	Río Pinzales		7	2
	Arroyos La Vega y Llantero		3	2
	Resto red fluvial		21	16
	Manantial Llantones		-	2
	Sondeos		-	2
Unidad de Villaviciosa				
Aportaciones (183 hm ³ /año)	Lluvia util		178	
	Arroyo Vega, Meredal y Llantero		5	
Salidas (183 hm ³ /año)		Escorrentia superficial	Escorrentia subterránea	
	Río Valdedios		16	5
	Río España		22	6
	Arroyo Peña Francia		1	6
	Río Piles		9	14
	Resto red fluvial		77	19
	Salidas al mar		-	8
	Fuente Ruxidora		-	2
	Sondeos		-	8

Tabla 4.- Balance de los subsistemas acuíferos de la zona.

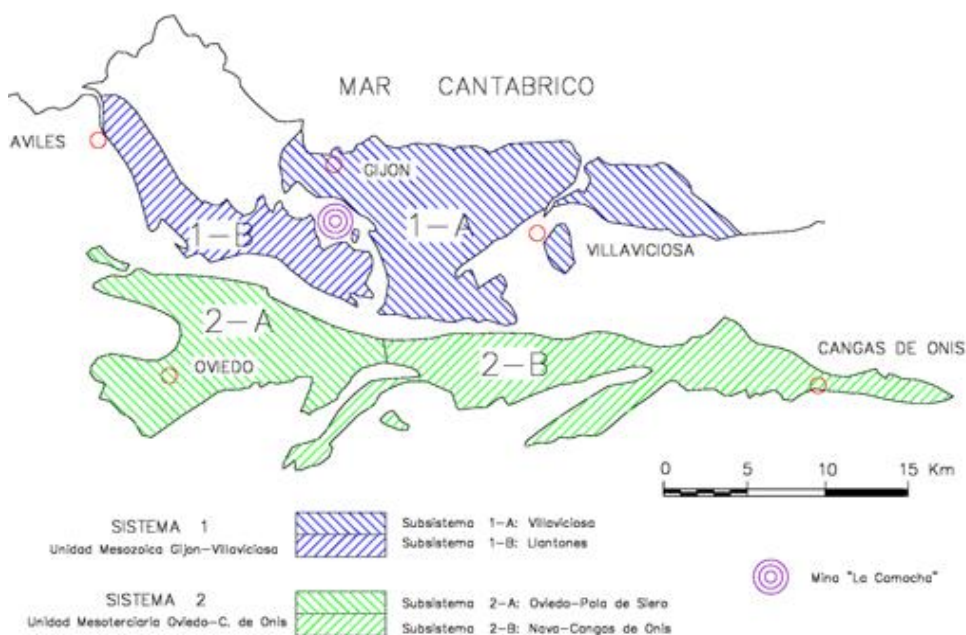


Figura 27.- Sistemas acuíferos de la zona central de Asturias



4.6.3 Unidades hidroestratigráficas del Pérmico

En base a la serie de unidades estratigráficas descritas anteriormente se definen a continuación, de muro a techo, una serie de unidades hidroestratigráficas:

- *Unidad conglomerática basal*: En la zona de estudio aparece discordante y con base erosiva sobre el Carbonífero que presenta siempre buzamientos verticales o subverticales (Areces et al, 1994a). Está formada por conglomerados con cantos redondeados de cuarzo y arenisca, y esporádicamente de caliza y limolita, que varían entre 1 y 20 cm, siendo el tamaño más frecuente 3-4 cm. Los sets detríticos suelen presentar granoselección positiva, en cuerpos canalizados en los que es frecuente encontrar areniscas de grano grueso. La potencia oscila entre 2 m (Arroyo Vilorteo) y 87 m (Caldones).
 - ✓ Esta unidad conglomerática se apoya sobre una banda de paleoalteración estratiforme y continua, de 4 a 10 m de espesor, generada a expensas del zócalo Paleozoico.
 - ✓ Localmente, cuando los conglomerados son sustituidos por areniscas gruesas canalizadas, cuya base es más erosiva, éstas descansan directamente sobre roca fresca.
- *Unidad de limos inferiores*: Se dispone en contacto gradual con la unidad anterior. Está formada por limos arenosos y areniscas de grano muy fino, de color rojizo, constituyendo un conjunto bastante homogéneo cuyo espesor varía entre 8 y 25 m. Presenta frecuentemente «fantasmas» de calichificación poco marcados.
 - ✓ Aparecen lentejones aislados de areniscas microconglomeráticas, que se pueden interpretar como canales.
- *Unidad de caliches*: Consiste en limos arenosos de color granate similares a los del tramo anterior, que presentan niveles de caliches y costras carbonatadas desde la base. Éstos aumentan progresivamente y son totalmente dominantes en la parte alta de la unidad confiriendo a la misma un aspecto brechoide característico, semejante al de una piel de serpiente sobre fondo granate o rojizo, habiéndose descrito frecuentemente esta unidad con la denominación de «Brecha Margosa». La intensidad de los procesos edafogénicos con formación de caliches, que se ya se inició en la unidad anterior, es muy fuerte desde la base de la unidad y aumenta claramente hacia techo, por lo que la roca adquiere sucesivamente una mayor proporción de carbonatos y aumenta su compacidad. Este incremento, en el



contenido de carbonatos es notorio en los registros gamma natural. Es frecuente en esta unidad la presencia de uno o dos niveles de 60 cm a 1 m de espesor de conglomerados de cantos silíceos y cemento carbonatado. Los cantos son de cuarzo filoniano, metacuarcita y arenisca. La potencia de la unidad, muy constante, es de unos 30 m.

- *Unidad de Calizas o «Brecha Caliza»:* Por su gran dureza, color muy claro, aspecto marmóreo y mineralizaciones de fluorita y barita, es junto con los conglomerados basales, la unidad más representativa del Pérmico local. Mantenemos aquí la antigua denominación de «brecha caliza» por ser elocuente en cuanto al aspecto de la unidad. Por este aspecto brechoide, y por integrar localmente canales de grandes cantos siliciclásticos redondeados, en algunos trabajos antiguos, se pararon los sondeos en esta unidad al considerar que se había alcanzado la unidad basal de conglomerados. El contacto inferior es bastante neto. La litología original corresponde a calizas y areniscas detríticas con cemento dolomítico (ambas de color muy claro), y conglomerados calcáreos blancos, que como las areniscas tienen matriz samítica y cemento dolomítico, y una posterior e intensa recristalización, con aparición de grandes cristales de espato. Es característica la mineralización hidrotermal de fluorita y barita, acompañadas de calcita y pirita, que cristaliza en la parte superior de la unidad. Esta mineralización ha sido explotada por ejemplo en Villabona, Cucona, Moscona y Pinzales. Casi siempre hay por encima de la zona mineralizada una calcarenita de color verde claro, que no alcanza nunca el metro de espesor. La potencia de la unidad varía entre 8 y 16 m.
- *Margas rojas con cavidades:* Sobre la «Brecha Caliza» y mediante un contacto neto aparece un conjunto de margas arenosas homogéneas de color rojo, con abundantes cavidades que varían desde pequeños poros milimétricos hasta «cavidades en las que se puede alojar un puño» (Felgueroso, 1932). Estas cavidades, vacías y que permiten la circulación de agua en el horst de La Camocha, están rellenas o parcialmente rellenas por calcita de color claro en las fosas que aparecen en sus márgenes. Las margas presentan una variación brusca en relación con la unidad anterior, al no observarse en ellas señales de actividad hidrotermal, salvo escasas geodas de calcita en las cavidades. Esta unidad no se distinguía en los sondeos antiguos, que no consideraban ninguna subdivisión litológica hasta la base del Lías. Los valores de potencia obtenidos son muy constantes, variando entre 17,5 y 23,6 m. Desde el punto de vista hidrogeológico, esta



unidad es considerada un acuífero (Areces et al, 1994b), que como tal planteó serios problemas para la excavación de los primeros pozos de la mina, debiendo incluso abandonarse el primero de ellos.

- *Unidad de limos superiores*: Tiene un contacto gradual con la anterior por progresivo empobrecimiento en carbonatos, hasta su desaparición. Esta disminución no es reconocible a simple vista en roca fresca, pero es marcada y constante en las digrafías. Presenta la unidad en su parte media-baja uno o dos niveles de areniscas de 40-50 cm de espesor con cemento carbonatado. La potencia total es del orden de 40 m.
- *Margas y arcillas superiores*: El contacto inferior es gradual. En la base aparecen dos niveles de margas negras con abundante materia orgánica muy constantes a escala local, ya que se han reconocido en todos los sondeos, salvo en algunos de los realizados en el horst de La Camocha en los que faltan por erosión. La parte alta restante es muy monótona, predominando las arcillas rojas con niveles centimétricos de yeso fibroso (hasta de 10 cm). La unidad está incompleta en el horst de La Camocha parcialmente erosionada, conservándose en él menos de 20 m. En toda la zona deprimida que se extiende al Oeste de la Falla de Llantonos, donde la unidad se conserva completa bajo el Triásico superior y Jurásico, supera los 200 m de potencia. En dicha zona, dada la gran potencia de arcillas expansivas, constituye una «pantalla» para la sísmica de reflexión, obteniéndose malas respuestas de los reflectores infrayacentes.
- *Arcillas marrones y pizarras negras con yeso y anhidrita*: Esta unidad se ha conservado únicamente en los "grabens", donde tiene una potencia de 60 m. La base está formada por arcillas montmorilloníticas de color marrón oscuro y pizarras negras con anhidrita. Abundan niveles de yeso sedimentario y yeso fibroso. Puede corresponder al Triásico superior o al «Tramo de Transición» de Suárez-Vega (1969). El tipo de contacto con el Pérmico infrayacente no se puede deducir de las observaciones en los sondeos.
 - ✓ Esta unidad ha sido datada como Triásico superior o Jurásico inferior. En los últimos metros de las arcillas marrones, y pizarras negras con yeso y anhidrita, se localiza el paso al Jurásico; dominando las pizarras negras con intercalaciones de anhidrita de textura glomerular (chicken-wire).



4.6.4 El agua en el entorno de mina La Camocha

En el año 1992, un informe (ETSIMO, 1992) realizó la definición del sistema de flujo del agua subterránea en los materiales pérmicos que constituyen la cobertera de la estructura sinclinal de materiales carboníferos del entorno de la mina y la influencia que los acuíferos tienen y puedan tener cara a las explotaciones de la zona. El estudio definió el sistema de flujo para luego evaluar los aportes de agua al acuífero pérmico de la zona de explotación bajo hipótesis de variación de la permeabilidad en los terrenos afectados por la explotación.

Para este estudio se realizaron una serie de trabajos que citamos a continuación:

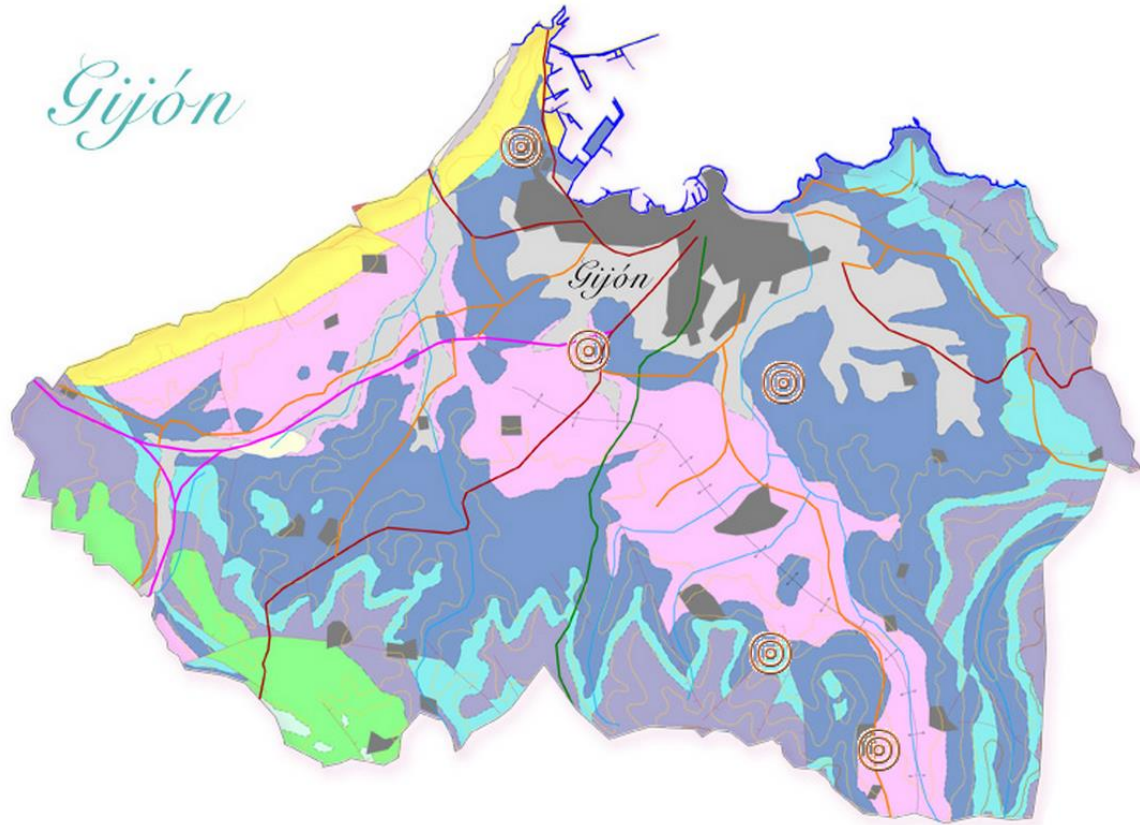
- Inventario de puntos de agua
- Perforación de sondeos hidrogeológicos
- Campañas de obtención de parámetros hidrogeológicos
- Modelización hidrogeológica de la zona

4.6.4.1 Inventario de puntos de agua

En el Informe "Estudio hidrogeológico del entorno de Mina La Camocha" (ETSIMO, 1992), se elaboró un inventario de puntos de agua en la zona de La Camocha.

Estos puntos eran sondeos de tipo hidrogeológico y de tipo geológico-litológico. Si bien estos puntos eran mayoritariamente sondeos mineros, de ellos se tenía datos de información de los tramos atravesados, aunque no en todos se tiene información de los horizontes hidrogeológicos.

Se incluyeron en este inventario los sondeos hidrogeológicos, anteriormente citados, ya que en estos sondeos se realizaron pruebas de permeabilidad. Existen a parte de los mencionados, sondeos de abastecimiento y pozos excavados. En algunos se realizaron ensayos de bombeo con la propia bomba del pozo. En total se caracterizaron 22 sondeos y 51 pozos. En la figura 28, se muestra la situación de estos puntos, incluyendo los pares de sondeos hidrogeológicos.



Legenda

ERA	CUATERNARIO		DESCRIPCIÓN		
	35	36			
CENOZOICO	TERCIARIO		35. Cuaternario indiferenciado		
	CRETÁCICO	SUPERIOR	34	34. Arcillas, calizas, yesos y pudingas	
		INFERIOR	32	33. Calizas, dolomías, margas y areniscas	
	JURÁSICO	MALM	31	32. Conglomerados, areniscas, arcillas y calizas	
		DOGGER	30	31. Calizas pisolíticas, margas y areniscas	
	TRIÁSICO	LIAS	29	30. Conglomerados silíceos y areniscas (Piedra Fabuda)	
		KEUPER	28	29. Dolomías, calizas y margas	
	PALEOZOICO	PÉRMICO		28. Conglomerados, areniscas rojas, arcillas y evaporitas	
		CARBÓNIFERO	BUNTSANDSTEIN	27	27. Conglomerados, areniscas, margas, pizarras y evaporitas
			ESTEFANIENSE	25	26. Pizarras, areniscas, conglomerados y carbón
25				26	25. Calizas tableadas oscuras (Fm. Puentellés)
WESTFALIENSE			22	24. Calizas tableadas y masivas (Fm. Picos de Europa)	
NAMURIENSE		19	21	23. Pizarras, areniscas, conglomerados y carbón	
		18	20	22. Calizas claras masivas (Fm. Escalada y Peña Redonda)	
VISEENSE		17		21. Lutitas, areniscas, calizas y olistolitos calcáreos	
		TOURNAISIENSE	17	20. Caliza de Montaña (Indiferenciado)	
DEVÓNICO		SUPERIOR	16	19. Calizas claras masivas (Fm. Valdeteja)	
	MEDIO	15	18. Calizas oscuras tableadas (Fm. Barcaliente)		
	INFERIOR	14	17. Calizas nodulosas rojas (Caliza Griotte)		
	13	16. Areniscas (Fm. Piñeres)			
SILÚRICO	10	11	15. Calizas y margas (Fm. Candás)		
	8	9	14. Areniscas ferruginosas (Fm. Naranco)		
ORDOVÍCIO	MEDIO	7	13. Calizas y margas (Fm. Moniello)		
	INFERIOR	6	12. Calizas, dolomías, margas y/o lutitas (Grupo Rañeces)		
CÁMBRICO	SUPERIOR	5	11. Areniscas ferruginosas (Fm. Furada) y pizarras negras (Fm. Formigoso)		
	INFERIOR	3	10. Pizarras ampolíticas (Capas de la Garganta) y pizarras de Liagarinas		
PRECÁMBRICO		2	9. Sucesión vulcanodetrítica		
		1	8. Areniscas y pizarras (Fm. Agüeira) y cuarcitas		

Signos convencionales

- Contacto normal
- Contacto discordante
- Falla
- Falla supuesta u oculta
- Falla inversa
- Falla inversa supuesta
- ↑ ↑ Anticlinal
- ↑ ↑ Anticlinal supuesto
- ↓ ↓ Sinclinal
- ↓ ↓ Sinclinal supuesto

Temperatura del agua

- < 12 °C
- 12 - 16 °C
- > 16 °C

Figura 28.- Mapa geológico y ubicación de aguas termales en el municipio de Gijón.



4.6.4.2 Sondeos hidrogeológicos

Para la caracterización de las unidades hidroestratigráficas en los años 91-92 se proyectaron seis pares de sondeos hidrogeológicos en el entorno de la Mina La Camocha, que atravesaran la totalidad del recubrimiento pérmico. Estos pares de sondeos estaban formados por un sondeo hidrogeológico corto (HC) y otro sondeo hidrogeológico largo (HL). (Figura 29).

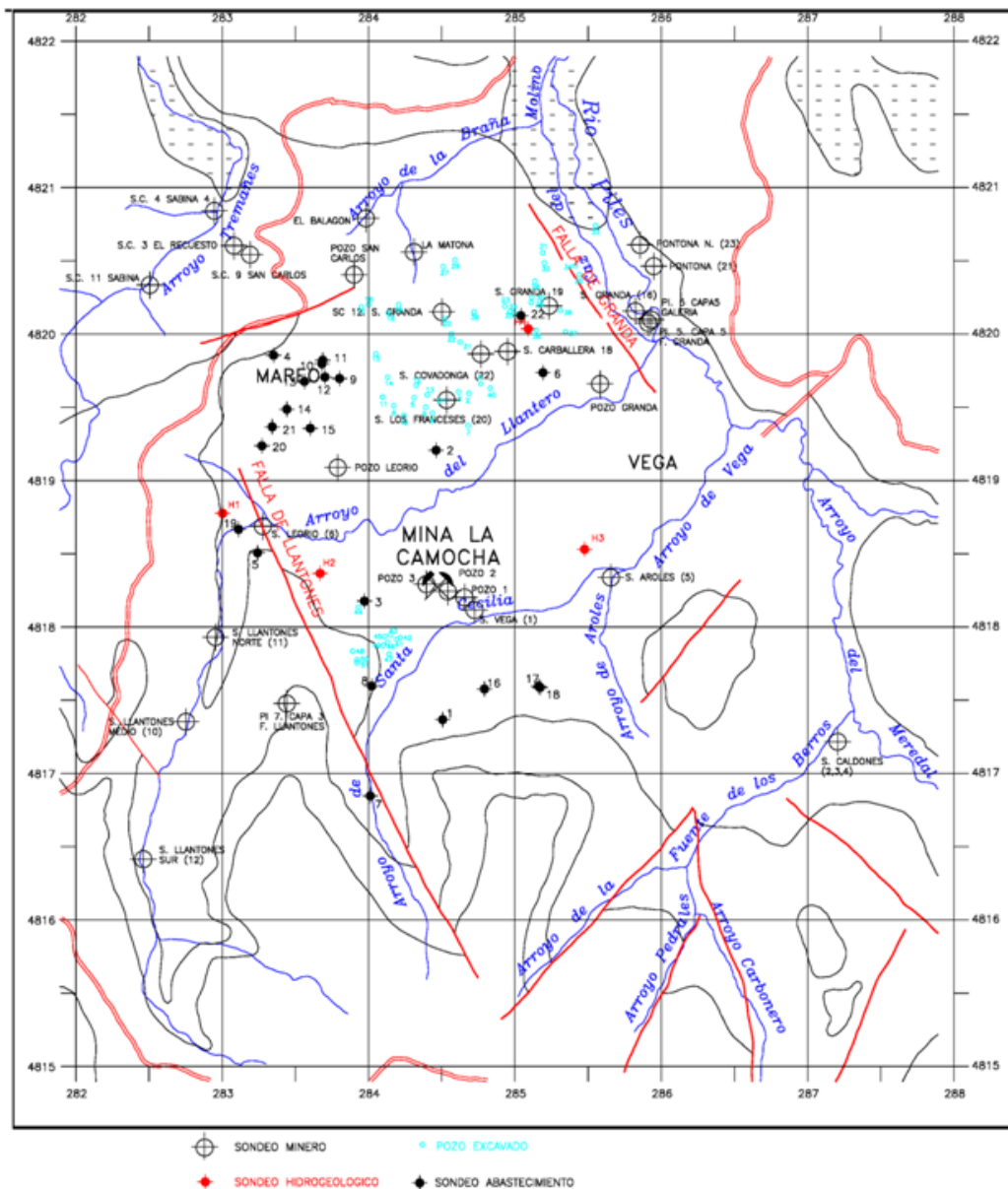


Figura 29.- Situación de los sondeos hidrogeológicos y pozos inventariados.

En los sondeos HC, el tramo ensayado es el correspondiente al acuífero margo-arenoso situado inmediatamente sobre las calizas de la serie pérmica, que define el acuífero de interés. En los sondeos HL, están ranurados en su parte inferior para el estudio de los tramos caliche-brechas y



conglomerados-areniscas, con excepción de los HL5 y HL6 que comprenden conglomerados y carbonífero.

Además se realizaron diagrfías geofísicas, gamma natural, neutrón-neutron y densidad junto con pruebas de permeabilidad y transmisividad (ensayos de Lugeon, slug-test y de bombeo).

En la siguiente tabla se citan las coordenadas de ubicación y algunas profundidades de los horizontes litológicos reconocidos durante la perforación.

Siglas	Origen del dato	UTM_ETRS89			Posición de la		Espesores medidos en las unidades			
		X	Y	Cota	Discordancia	Congl.	Limos	Caliches	Calizas	Acuifero
HL1	L1	283003,02	4818675,48	79,89	-24,1	2,89	10,21	23	10	17,9
HL2	L2	283669,02	4818265,49	76,34	-71,863	7,863	21	27	12,3	19
HL3	L3	285476,04	4818429,50	55,55	-91,85	16,85	25,5	30,5	10	23,6
HL4	L4	285091,04	4819935,52	53,55	-79	16,5	11,5	21	6	17,5
HL5	L5 Escombrera	284814,08	4818088,49	80,40	-77,1	15,5	34,5	17	10	19,5
HL6	L6 Rte. La Carbayera	284780,04	4819811,51	59,15	-102,351	22	17	22,5	8,5	34
S-4	Mareo	283395,02	4819749,50	90,00	0	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	11,5
S-7	Abastecimiento Sta. Cecilia	284001,13	4816737,48	120,00	0	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01

Tabla 5.- Propiedades de los sondeos hidrológicos.

4.6.4.3 Parámetros hidráulicos

En los sondeos hidrogeológicos, mineros, de abastecimiento y pozos excavados se realizaron ensayos de permeabilidad y transmisividad que permitieron la caracterización de los parámetros.

4.6.4.4 Permeabilidad y Transmisividad

En la Tabla 6 se recogen los datos de permeabilidad de los niveles litológicos del pérmico en las proximidades de La Camocha.

SONDEO	ENSAYO	TRAMO	MATERIALES	K(m/S)	T(m ² /S)
HL#1 (leorio)	Slug-test bombeo	70.75-102.72	Caliches+limos+ conglomerados	2.3*10 ⁻⁴ 1.9*10 ⁻⁶	7.5*10 ⁻⁵ 3.9-8.3*10 ⁻⁵
HL#2 (Huerces)	Slug-test bombeo	92-122 138-148 Mismos tramos	Caliches+ areniscas+ conglomerados	6.2*10 ⁻⁷ 6.6*10 ⁻⁷	2.5*10 ⁻⁵ 2.3-3.0*10 ⁻⁵
HL#3 (Aroles)	Slug-test bombeo	74.20-90.20 102.9-118.4 130.6-144.6 Mismos tramos	Caliches Margas areniscas+ conglomerados	1.0*10 ⁻⁶ 1.0*10 ⁻⁶	4.6*10 ⁻⁵ 3.9-5.6*10 ⁻⁵
HL#4 (Granda)	Slug-test bombeo	85.2-107.3 115.4-123.4 115.4-123.4	Margas+limos Areniscas+ conglomerados Areniscas+ conglomerados	7.0*10 ⁻⁴ 1.0*10 ⁻⁴ 1.7*10 ⁻⁴	3.9-5.6*10 ⁻⁵ 3.9-5.6*10 ⁻⁵

Tabla 6.- Parámetros hidráulicos en sondeos y sedimentos del Pérmico (Areces et al, 1994).



4.6.4.5 Porosidad

Haciendo uso de las diagráfias neutrón-neutrón y gamma natural de los sondeos HL5 y HL6 (CGS, 1992) y tras efectuar correcciones relativas al grado de arcillosidad, se estimaron las porosidades efectivas de las distintas formaciones. En la tabla siguiente se resumen las porosidades efectivas medias de las distintas unidades hidrogeológicas.

	Limos superiores	Margas arenosas	Calizas, brechas,...	Conglomerados	Carbonífero
Porosidad	25	12	6,5	12	13

Tabla 7.- Porosidades efectivas medias de las unidades hidrogeológicas

Se debe indicar que la porosidad citada para el carbonífero sólo corresponde a la zona atravesada por los sondeos.

4.6.4.6 Coeficiente de almacenamiento

Solo se disponen de coeficientes de almacenamiento del acuífero principal, de los conglomerados y del carbonífero. Estos datos son resultado de los ensayos realizados por CGS en la primera campaña en los sondeos H5 y H6.

	Margas	Conglomerados	Carbonífero
H5	$3,4 \cdot 10^{-4}$	$3 \cdot 10^{-2}$	-
H6	$3,2 \cdot 10^{-3}$	$3 \cdot 10^{-3}$ a $5 \cdot 10^{-4}$	$6,2 \cdot 10^{-10}$

Tabla 8.- Coeficientes de almacenamiento de algunas unidades hidrogeológicas.

4.7 Bombeo del agua de mina

La mina dejó de desaguar hace 8 años, provocando que el nivel del agua va subiendo muy lentamente (en 8 años el nivel ha subido 280 metros en vertical) y el agua genera un verdadero efecto pistón que empuja al gas hacia arriba.

Antes de 2007, se bombeaban 22,2 l/s (80 m³/h).

En 2007, paró el bombeo estando las labores en 8ª planta (cota - 463 msnm).

Actualmente el nivel del agua está aproximadamente por la cota de la 3ª planta (-183 m snm); por tanto, el agua ha subido en 8 años unos 300



metros. Faltan otros 90 m hasta 1ª planta (cota -93m snm) y otros 93m hasta el nivel del mar, es decir, por lo menos otros diez años al menos debido a que en las plantas superiores hay más huecos que en las inferiores.

Durante la explotación el desagüe lo realizaban 8 bombas de 1086 CV de potencia total con una capacidad máxima de 1236 m³/h (figura 43).

En la tabla 9 se muestran algunos datos recogidos de los volúmenes de agua extraídos, en los planes de labores comprendidos entre 1971 y 1980:

Año	Total (m ³)	Media mes (m ³)	Media diaria(m ³)	Media horaria(m ³)	Máximo mensual(m ³)	Máximo diario(m ³)
1980	1.036.512	86.376	2.879	120	90.624(FEB)	3.500
1977	No dato	No dato	No dato	No dato	No dato	No dato
1976	No dato	No dato	No dato	No dato	2.448 (JUN)	No dato
1975	No dato	No dato	No dato	No dato	2.200 (JUN)	2.212
1974	No dato	No dato	No dato	No dato	2.100 (JUN)	2.095
1973	No dato	No dato	No dato	No dato	2.016 (JUN)	1.927
1971	No dato	No dato	No dato	No dato	2.136 (AGO)	2.016

Tabla 9.- Datos recogidos de los volúmenes de agua extraídos, en los planes de labores comprendidos entre 1971 y 1980.

En la actualidad, no existen instalados sistemas de bombeo.



4.8 Ventilación

4.8.1 Antecedentes

La Camocha era una mina clasificada como fuertemente grisuesa (ITC 04.1.01 3ª categoría, de septiembre de 1985), porque el contenido en metano en el retorno general de aire era superior al 5 por mil.

Para darnos cuenta de la importancia del gas en esta mina, se va a analizar brevemente algunos datos extraídos de los libros de registro de ventilación que el Dpto. de Explotación y Prospección de minas (Universidad de Oviedo) recopiló en el Archivo Documental de Mina La Camocha, sito en el Centro Documental del Museo del Ferrocarril de Gijón (perteneciente al Ayuntamiento de Gijón).

En el Centro Documental existen fondos documentales del periodo 1915-2005, recogidas en más de 1.700 cajas (en proceso de catalogación). Entre la documentación existente hay custodiados varios "Libros Registro de Ventilación y Grisú".

Los libros de registro comprenden desde los años 1937 hasta el 1983, si bien se comienza a anotar datos de contenido de gas a partir del año 1961. En los primeros años de anotación, se realizaba una medición por mes, aumentando estos controles hasta tener dos o tres mediciones al mes en el año 1983.

4.8.2 Esquema de ventilación

Se adjunta esquema de ventilación e información proporcionado por el Dr Ingeniero de minas D. Emilio Guinea Arisqueta.

Al ventilador del Pozo Leorio (aspirante), en el NW de la mina, le llega aire sucio desde el norte, por el transversal general, 31 m³/s y desde el sur por el mismo transversal, 68.37 m³/s. lo que hace un total de 99.37 m³/s. En el libro de registro (Noviembre 1972) se anotan 117.36 m³/s.

Así, en el Pozo Leorio tomaremos un caudal aspirado entre 100 y 120 m³/s.



Al ventilador del Pozo Granda (aspirante), al NE de la Mina llega aire sucio desde el Sur, por el transversal, $10.73 \text{ m}^3/\text{s}$ y desde el Norte, $73.26 \text{ m}^3/\text{s}$. en el libro de registro de Abril de 1983 se anotan $85.53 \text{ m}^3/\text{s}$.

En el Pozo Granda tomaremos como caudal aspirado $85 \text{ m}^3/\text{s}$.

En la figura 30, se muestra el esquema de la ventilación a fecha de marzo de 1983.

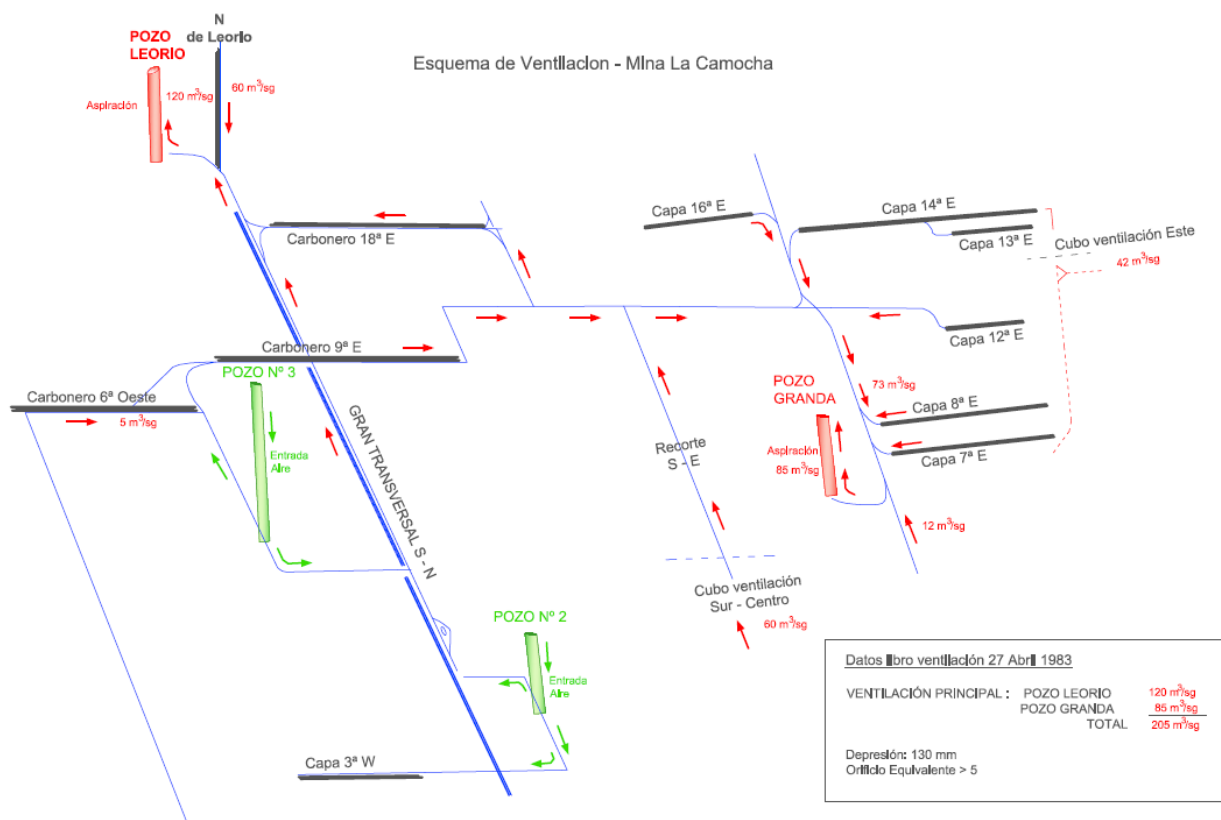


Figura 30: Esquema de ventilación en Mina La Camocha (Abril 1983).

Actualmente no existen ventiladores funcionando y los que estaban son irrecuperables, según informaciones de D. Francisco Núñez, actual director facultativo de las instalaciones, designado por los administradores del concurso de acreedores en los que se encuentra inmersa la empresa.



Con la mina aun en explotación, las últimas medidas disponibles son de los años 2003 y 2005:

Año 2003	Número mediciones	Caudal medio (m ³ /s)	Caudal medio (Nm ³ /h)	Contenido medio CH ₄ %	Caudal metano 100% (Nm ³ /h)	Caudal metano 100% (Nm ³ /dia)
GRANDA	21	50,2	180.720	0,3	542,16	13011,8
LEORIO	21	6	21.600	0,2	43,2	1036,8
TOTAL			202.320	0,2/0,3	585.36	14.048,6

Año 2005	Número mediciones	Caudal medio (m ³ /s) (mín/máx)	Caudal medio (Nm ³ /h) (min/max)	Contenido medio CH ₄ %	Caudal metano 100% (Nm ³ /h) (mín/máx)	Caudal metano 100% (Nm ³ /dia)
GRANDA	11/13	8/47	28.800/169.200	0,3	86,4/507,6	2.073,6/12.182,4
LEORIO	11/13	6/62	21.600/223.200	0,2	43,2/446,4	1036,8/10713,6
TOTAL			50.400/392.400	0,2/0,3	101/1.177,2	2.424/1.2E-3

Con la Mina ya cerrada hace 8 años, existen un conjunto de datos de los que solo disponemos de momento unos valores aproximados, dándose concentraciones mínima y máxima en el brocal del pozo nº3 entre 3% a 9% de metano en aire, siendo el valor medio de 5±2% metano en aire, medidos por el actual facultativo de la explotación con equipos del servicio de Minas del Principado.

Año 2012	Número mediciones	Caudal medio (m ³ /s)	Caudal medio (Nm ³ /h)	Contenido medio CH ₄ %	Caudal metano 100% (Nm ³ /h)	Caudal metano 100% (Nm ³ /dia)
Pozo nº3	12	0,06	216	5/7	10,8/15,1	259,2/362,4



4.8.3 Salidas del aire de la mina

En el Pozo nº 3 de la mina La Camocha, desde su cierre, se mantiene una tubería de 4", por la que sigue saliendo aire con gas procedente de la mina, aspirado por la ventilación natural, que hace que el aire caliente del interior, más ligero salga a la superficie en un tiro natural, por toda la caña del pozo.

El contenido en metano de ese aire, medido por el ingeniero de minas D. José Manuel Fernández en el pozo nº3, está comprendido entre el 4% y el 9% de metano en el aire.

Este contenido en metano tan elevado se explica por varias razones:

Por un lado, todo el carbonífero productivo y por tanto todo el metano está tapado por arcillas del Permotrias de 150 metros de espesor, que le impide salir a superficie, salvo por la tubería citada. Y por otro lado el hecho de que la mina dejó de desaguarse hace años, provoca que el nivel del agua va subiendo muy lentamente (en 8 años el nivel ha subido 280 metros en vertical) y el agua en un verdadero efecto pistón empuja al gas hacia arriba.

Este contenido es muy superior al que se registra normalmente en el retorno general de una mina de pozo de estas características y profundidad, cuando se mantiene en actividad productiva, que suele estar en el entorno del 0,5 -0,6 % de metano.

Por el pozo nº1 hay escapes que deberían sellarse, como se ha dicho anteriormente.

Asimismo, en el pozo Granda hay filtraciones detectadas por los olores a gas que allí se respiran.

4.8.4 Entradas del aire en la mina

Por el pozo nº2 hay entrada mediante un tubo 4".



4.8.5 Composición del aire de ventilación

Actualmente no existe ningún análisis químico del gas que sale al exterior.

El análisis del aire de la ventilación da los siguientes resultados:

VENTILADOR DE GRANDA

	16-01-03	29-01-03	13-02-03	27-02-03	14-03-03	31-03-03	11-04-03	00-01-00	00-01-00	27-05-03	10-06-03	24-06-03	09-07-03	28-07-03	00-01-00	20-08-03	11-09-03	30-09-03	00-01-00	00-01-00	00-01-00	00-01-00	00-01-00	00-01-00
CAUDAL	54.82	58.85	56.59	53.94	51.84	51.28	47.09	0.00	0.00	51.28	48.14	42.10	43.63	44.92	0.00	40.17	49.27	46.93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CH ₄	0.4	0.2	0.3	0.2	0.3	0.3	0.3	0.0	0.0	0.1	0.3	0.3	0.1	0.3	0.0	0.1	0.3	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
O ₂	20.6	20.5	20.5	20.5	20.5	20.6	20.4	0.0	0.0	21.4	20.6	19.8	20.4	20.5	0.0	20.4	20.6	20.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CO ₂	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.0	0.0	0.2	0.2	0.3	0.2	0.3	0.0	0.2	0.3	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
H ₂																								
CO	5	4	3	4	8	2	0	0	0	0	1	0	0	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0
NO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SH ₂	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SO ₂	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

VENTILADOR DE LEORIO

	16-01-03	29-01-03	13-02-03	27-02-03	14-03-03	31-03-03	11-04-03	00-01-00	00-01-00	27-05-03	10-06-03	24-06-03	09-07-03	28-07-03	00-01-00	20-08-03	11-09-03	30-09-03	00-01-00	00-01-00	00-01-00	00-01-00	00-01-00	00-01-00
CAUDAL	68.86	71.65	69.91	68.86	66.49	66.49	66.49	0.00	0.00	69.48	64.81	63.38	64.07	74.27	0.00	63.42	62.45	61.83	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CH ₄	0.1	0.1	0.2	0.0	0.1	0.2	0.2	0.0	0.0	0.1	0.2	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
O ₂	20.6	20.5	20.6	20.5	20.5	20.6	20.4	0.0	0.0	21.3	20.6	19.9	20.4	20.5	0.0	20.0	20.5	19.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CO ₂	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.0	0.0	0.3	0.2	0.2	0.2	0.3	0.0	0.3	0.3	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
H ₂																								
CO	24	13	10	17	16	18	21	0	0	3	37	13	3	5	0	5	8	18	0	0	0	0	0	0
NO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SH ₂	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SO ₂	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

TALLERES AL NORTE DE LEORIO 2ª

	16-01-03	29-01-03	13-02-03	27-02-03	14-03-03	31-03-03	11-04-03	00-01-00	00-01-00	27-05-03	10-06-03	24-06-03	09-07-03	28-07-03	00-01-00	20-08-03	11-09-03	30-09-03	00-01-00	00-01-00	00-01-00	00-01-00	00-01-00	00-01-00
CAUDAL	2.25	2.19	2.25	2.19	1.95	2.25	1.36	0.00	0.00	1.71	1.77	1.48	1.65	1.54	0.00	1.48	1.24	1.65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CH ₄	0.4	0.5	0.5	0.4	0.4	0.5	0.5	0.0	0.0	0.1	0.4	0.5	0.1	0.4	0.0	0.1	0.4	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
O ₂	19.8	19.6	19.3	19.4	19.7	19.9	19.5	0.0	0.0	20.6	19.6	19.0	19.8	19.6	0.0	19.8	19.5	18.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CO ₂	1.0	1.0	1.1	0.8	1.0	0.9	0.9	0.0	0.0	1.0	1.0	1.2	1.1	0.9	0.0	0.5	1.5	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
H ₂																								
CO	3	11	2	8	18	15	17	0	0	0	6	1	0	0	0	6	1	0	0	0	0	0	0	0
NO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SH ₂	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SO ₂	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

TRANSVERSAL NORTE 2ª

	16-01-03	29-01-03	13-02-03	27-02-03	14-03-03	31-03-03	11-04-03	00-01-00	00-01-00	27-05-03	10-06-03	24-06-03	09-07-03	28-07-03	00-01-00	20-08-03	11-09-03	30-09-03	00-01-00	00-01-00	00-01-00	00-01-00	00-01-00	00-01-00
CAUDAL	58.18	63.00	61.20	59.81	57.53	59.32	63.32	0.00	0.00	57.53	54.92	51.82	51.41	51.73	0.00	50.43	51.41	50.27	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CH ₄	0.1	0.1	0.1	0.0	0.1	0.2	0.2	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
O ₂	20.7	20.7	20.7	20.6	20.6	20.7	20.5	0.0	0.0	21.4	20.6	19.9	20.6	20.6	0.0	19.7	20.7	19.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CO ₂	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
H ₂																								
CO	28	20	14	14	28	20	26	0	0	42	47	20	5	8	0	5	10	22	0	0	0	0	0	0
NO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SH ₂	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SO ₂	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 10: Valores de caudal de aire y análisis del aire de retorno.



AFOROS DE VENTILACIÓN DEL MES DE JUNIO DE 2003

FECHA	HORA	LUGAR Y MEDIDA	SECCIÓN	VELOCIDAD	CAUDAL	ANÁLISIS DE LOS GASES							
						%				ppm			
						m ₂	m/s.	m ³ /s.	CH ₄	O ₂	CO ₂	H ₂	CO
10-6-2003	8:00	Ventilador de Granda 2ª (Este, Sur y Oeste)	8.05	5.98	48.14	0.3	20.6	0.2		1	0	0	0
		Ventilador de Leorio 2ª (Este, Sur y Oeste)	6.22	10.42	64.81	0.2	20.6	0.2		37	0	0	0
		Cubo de ventilación Sur-Centro 2ª	7.37	0.81	5.97	0.0	21.0			0			
		Cubo de ventilación Este 2ª	8.85	4.90	43.37	0.3	20.8			1			
		Cubo de ventilación Oeste 2ª	9.17	5.38	49.33	0.1	20.6			58			
		Talleres al Norte de Leorio	5.91	0.30	1.77	0.4	19.6	1.0		6	0	0	0
		Carbonero 18 Este 2ª	5.98	0.33	1.97	0.1	20.6			52			
		Transversal Norte 2ª (mas allá crucero ventil. Granda)	8.16	6.73	54.92	0.1	20.6			47			
						0.3							
						0.4							

AFOROS DE VENTILACIÓN DEL MES DE FEBRERO DE 2003

FECHA	HORA	LUGAR Y MEDIDA	SECCIÓN	VELOCIDAD	CAUDAL	ANÁLISIS DE LOS GASES							
						%				ppm			
						m ₂	m/s.	m ³ /s.	CH ₄	O ₂	CO ₂	H ₂	CO
13-2-2003	9:30	Ventilador de Granda 2ª (Este, Sur y Oeste)	8.05	7.03	56.59	0.3	20.5	0.2		3	0	0	0
		Ventilador de Leorio 2ª (Este, Sur y Oeste)	6.22	11.24	69.91	0.2	20.6	0.2		10	0	0	0
		Cubo de ventilación Sur-Centro 2ª	7.37	1.02	7.52	0.0	21.0			0			
		Cubo de ventilación Este 2ª	8.85	5.16	45.67	0.3	20.6			4			
		Cubo de ventilación Oeste 2ª	9.17	6.07	55.66	0.1	20.7			16			
		Talleres al Norte de Leorio	5.91	0.38	2.25	0.5	19.3	1.1		2	0	0	0
		Carbonero 18 Este 2ª	5.98	1.15	6.88	0.1	20.7			15			
		Transversal Norte 2ª (mas allá crucero ventil. Granda)	8.16	7.50	61.20	0.1	20.7			14			

FECHA	HORA	LUGAR Y MEDIDA	SECCIÓN	VELOCIDAD	CAUDAL	ANÁLISIS DE LOS GASES							
						%				ppm			
						m ₂	m/s.	m ³ /s.	CH ₄	O ₂	CO ₂	H ₂	CO
27-2-2003	8:30	Ventilador de Granda 2ª (Este, Sur y Oeste)	8.05	6.70	53.94	0.2	20.5	0.2		4	0	0	0
		Ventilador de Leorio 2ª (Este, Sur y Oeste)	6.22	11.07	68.86	0.0	20.5	0.2		17	0	0	0
		Cubo de ventilación Sur-Centro 2ª	7.37	0.94	6.93	0.0	20.9			0			
		Cubo de ventilación Este 2ª	8.85	5.03	44.52	0.3	20.4			5			
		Cubo de ventilación Oeste 2ª	9.17	5.91	54.19	0.0	20.5			14			
		Talleres al Norte de Leorio	5.91	0.37	2.19	0.4	19.4	0.8		8	0	0	0
		Carbonero 18 Este 2ª	5.98	1.13	6.76	0.1	20.4			15			
		Transversal Norte 2ª (mas allá crucero ventil. Granda)	8.16	7.33	59.81	0.0	20.6			14			

Tabla 11: Ejemplos de valores típicos de aforos de ventilación en 2003.



4.9 Recursos y reservas de carbón

Los recursos teóricos de carbón correspondientes al Sinclinal de La Camocha, se estiman en 271 Mt de carbón (AIRNC, 1985) y sus reservas en 128,7 Mt de carbón (Areces, 2014).

Además, se ha realizado una cubicación del carbón virgen existente por debajo de la última planta explotada (-463 m snm) desde la falla de Ventaniella hasta la línea de costa.

La tabla 12 muestra los recursos teóricos de carbón correspondientes a al horst de La Camocha y los graben adyacentes al NE y SW:

Área	Subárea	Tonelaje Teórico (Mt)
La camocha	Llantones-Granda	271

Tabla 12.- Reservas teóricas de carbón.

4.9.1 Producción histórica de carbón

Desde 1935 a 2007 (71 años) se calcula una producción bruta de entre 35-40 millones de toneladas de carbón.

La producción vendible se estima en 16 millones de toneladas de carbón lavado.

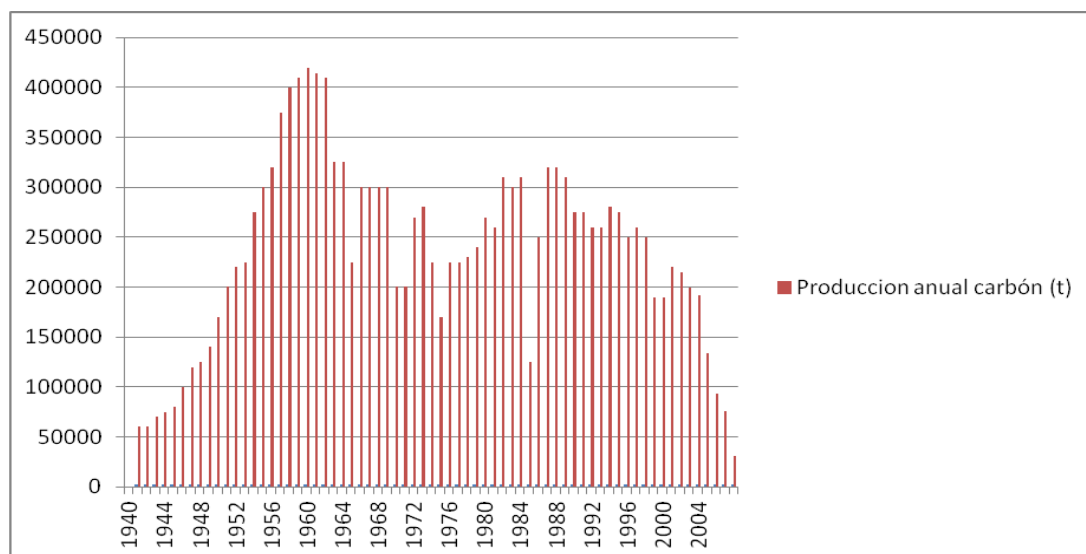


Figura 31: Producción anual de carbón lavado desde los años 40 hasta 2007, año de cierre de la mina.



4.10 Emisiones de metano (VAM) a la atmósfera. El Índice GWP.

En EEUU, dan valores de 10.6 kgCH₄/t carbón bruto (US EPA).

El Panel Intergubernamental para el estudio del Cambio Climático (IPCC) estima entre 7 y 17 kgCH₄/tb. para minas de entre >200 m y > 400 m de profundidad respectivamente.

Producción histórica (x10 ⁶ tb)	US EPA (10.6 kgCH ₄ /tb)	IPCC	
		7 kgCH ₄ /tb	17 kgCH ₄ /tb
35	371x10 ⁶	245x10 ⁶	595x10 ⁶
40	424x10 ⁶	1400x10 ⁶	680x10 ⁶

Tabla 13.- Estimación de emisiones de metano según diversos organismos.

Para determinar el grado de implicación de las emisiones de metano, procedentes de la explotación minera del carbón, en el efecto invernadero se utiliza el denominado Índice GWP.

Este índice GWP (Global-warming potential) es una medida relativa de cuánto calor puede ser atrapado por un determinado gas de efecto invernadero, en comparación con un gas de referencia, por lo general dióxido de carbono.

El GWP se calcula sobre un intervalo de tiempo específico, normalmente de 20, 100, 500 años, siendo 100 años el valor más frecuente, y se expresa como un factor de dióxido de carbono (cuyo GWP está estandarizado en 1).

El GWP para 100 años del metano es 25. Es decir, la emisión de 1 millón de toneladas de metano es equivalente a emitir 25 millones de toneladas de CO₂ (equivalente).

Las emisiones de metano a la atmósfera durante la vida activa de la mina hasta 2007 se estiman entre 6125 y 35000 Mt CO₂^{eq}.



Para 2014, la estimación de emisión de metano a la atmosfera (VAM) se muestra en la tabla 10.

Año 2014	Número mediciones	Caudal medio (m ³ /s)	Caudal medio Nm ³ /h)	Contenido medio CH ₄ %	Caudal metano 100% (Nm ³ /h)	Caudal metano 100% (Nm ³ /día)	Caudal metano 100% (Nm ³ /año)
Pozo nº3	12	0,06	216	5-7	10,8/15,1	259,2/362,4	94.608/132.276

Tabla 14: Estimación del caudal de las emisiones de metano (VAM) en 2014. (1 m³ CH₄ = 0.6802 t CH₄)

Tomando las emisiones de 2014 se estiman unas emisiones de 65000 t CH₄/año y 90000 t CH₄/año. Expresadas en CO₂^{eq} serian entre 1.6x10⁶ tCO₂^{eq} y 2.25x10⁶ tCO₂^{eq} cada año. Entre 2007 y 2014, serian 11.2x10⁶ tCO₂^{eq} y 15.7x10⁶ tCO₂^{eq}.

En resumen, desde 1940 hasta 2014, se contabiliza un rango de emisiones de metano entre 6.136 x10⁶ tCO₂^{eq} y 35.015 x10⁶ tCO₂^{eq}.

Para obtener una escala de referencia en términos cotidianos de lo que representa la reducción de dióxido de carbono (CO₂) en un millón de toneladas métricas se ha utilizado la información proporcionada la calculadora de equivalencias gases de efecto invernadero que puede ayudar a entender precisamente eso, traduciendo mediciones abstractas en términos concretos que se pueda entender, como "equivalente a evitar las emisiones de dióxido de carbono de 183.000 coches al año." (tablas 15 y 16)

Para esto se ha utilizado el modelo proporcionado por la EPA en su programa de apoyo a la exploración y explotación de metano procedente de carbon Coalbed Methane Outreach Program (CMOP) que se obtiene en la dirección web: <http://www.epa.gov/coalbed/index.html>

Esta calculadora puede ser útil en la comunicación de su estrategia de reducción de gases de efecto invernadero, los objetivos de reducción, o de otras iniciativas dirigidas a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.



The sum of the greenhouse gas emissions you entered above is **6,136,000,000 Metric Tons** of Carbon Dioxide Equivalent. This is equivalent to:

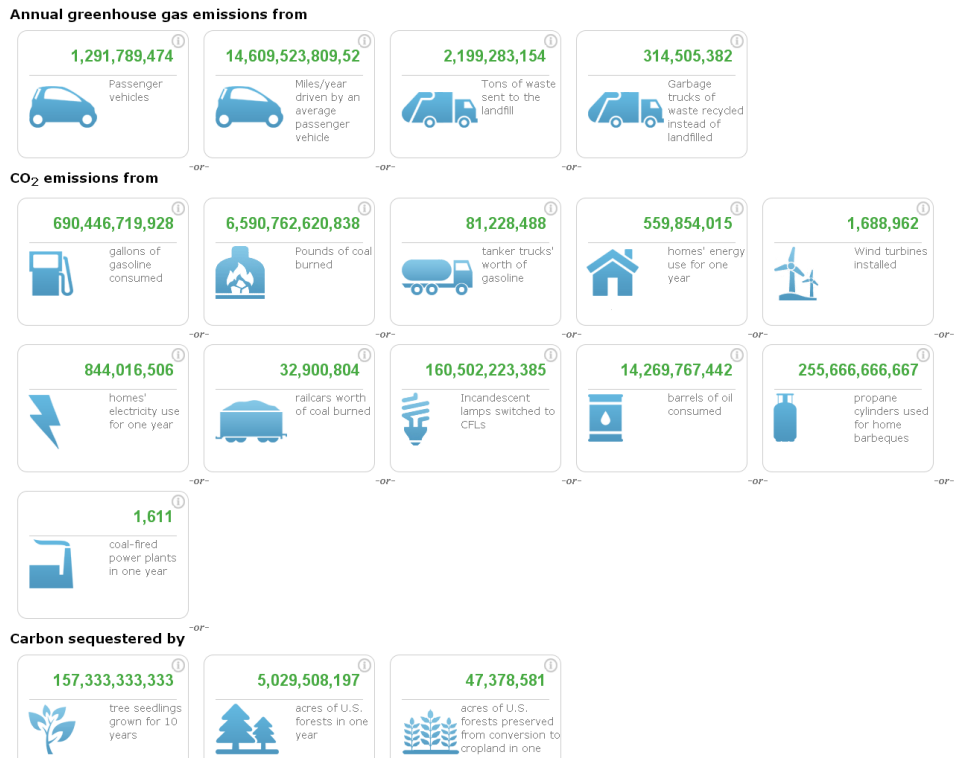


Tabla 15: Equivalencia de las emisiones a otras unidades de referencia para el valor inferior de emisiones.

The sum of the greenhouse gas emissions you entered above is **35,015,000,000 Metric Tons** of Carbon Dioxide Equivalent. This is equivalent to:

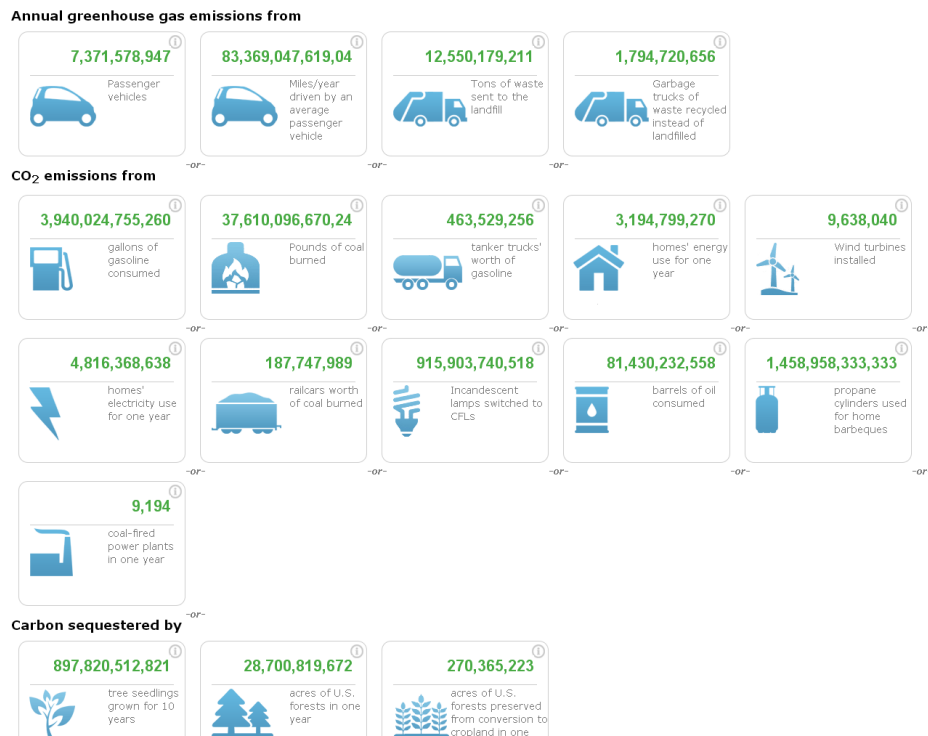


Tabla 16: Equivalencia de las emisiones a otras unidades de referencia para el valor superior de emisiones.



4.11 Evaluación de los recursos y reservas de metano

4.11.1 Metodología de estimación de recursos y reservas

Para determinar los recursos de metano contenido en capas de carbón, se utilizaron las fuentes de información siguientes:

- Inventario de Recursos Nacionales de Carbón, 1979 y Actualización del Inventario de Recursos Nacionales de Carbón, 1985. ENADIMSA-IGME. Ministerio de Industria (anexo 2).
- “Estudio de los recursos de metano en capa de carbón (CBM): Antecedentes y Valoración en la Cuenca Carbonífera Central de Asturias y Cuencas Adyacentes” realizado por el IGME y el departamento de explotación y prospección de Minas de la universidad de Oviedo en el año 2003, y
- Datos del proyecto de investigación de AITEMIN (1990): “Proyecto de Medición de la concentración de grisú en capa en diversas cuencas carboníferas españolas” (anexo 1).



4.11.1.1 Contenidos en metano

La tabla 17 muestra las cifras de contenido en metano medidas en cada una de las Áreas obtenidos en los proyectos de medición de grisú que realizó AITEMIN "Asociación Tecnológica de Equipos Mineros".

Área	Paquete	Capa	Contenido en metano (m ³ /t)	
			Medición	Valor medio
<u>La Camocha</u>	Tramo I	E	8.6	7.7
		D	8.2	8
		C	10.5	9.6
		B	13.3	11.7
		A	7.1	5.5
	Tramo III	10 ^a	6.40	
	Tramo V	22 ^a	4.92	
	Tramo VI	40 ^a	9.62	
	media		8.58	

Tabla 17.- Contenido en metano en las capas de carbón medidas por AITEMIN.

La Tabla 18 muestra las cifras de contenido en metano medidas obtenidos en el proyecto de medición que realizó AITEMIN "Asociación Tecnológica de Equipos Mineros" en 1990 denominado "Proyecto de medición de la concentración de grisú en capa en diversas cuencas carboníferas españolas".



Capa	Potencia (m)	Recubrimiento (m)	Volátiles	Reflectancia vitrinita calculada	Velocidad desorción		Contenido de gas en capa (tp /m ³)	
					media	máxima	media	máxima
1	1	460	29.5	1.09	0.8	0.9	7.7	8.6
2	1.5	455	40.5	0.84	1.1	1.2	8	8.2
3	1.6	485	20.6	1.45	0.6	1.2	9.6	10.5
4	1.1	365	36.8	0.91	1.3	1.5	11.7	13.3
5	2.8	680	42.1	0.82	0.8	1.2	5.5	7.1

Tabla 18: Datos reales de gas obtenidos por AITEMIN (1990) medidos en m³ por tonelada pura (libre de cenizas).

La tabla 19 muestra los recursos de gas correspondientes a profundidades entre 500 y 1000 m.

Área	Subárea	Tonelaje Teórico (Mt)	Contenido en gas (m ³ /t)	Recursos OGIP (Mm ³)
La camocha	Llantones-Granda	271	8.6/12	2.330/3.252

Tabla 19.- Estimación de recursos de carbón y metano (Original Gas In Place).

4.11.2 Recursos y reservas de CBM

El calculo de los recursos y reservas calculados se ha limitado hasta una profundidad de 1000 m, excluyendo los primeros 500 m debidos a la explotación de la mina. Los datos más significativos se resumen en la tabla 20.

Área	Subárea	Reservas Carbón Teórico (Mt)	Contenido medio en gas (m ³ /t)	Recursos "in-place" gas (Mm ³)	Reservas Recuperables Gas (Mm ³) (50%)
La camocha	Llantones-Granda	271	8.6/12	2.330/3.252	1.165/1.626

Tabla 20.- Datos más significativos.



4.12 Evaluación Económica

Las aplicaciones industriales del CMM pueden ser bien transportarlo por gasoducto a los puntos de consumo, bien produciendo energía eléctrica "in situ".

Los principales factores que condicionan la toma de decisión se basan fundamentalmente en las reservas de gas, existencia de red de gasoductos y/o de distribución de energía eléctrica y precio de venta del kWh eléctrico o de gas.

En general, la generación de energía eléctrica es la mejor opción de utilización del CMM debido a la calidad del gas (60 a 80% de metano) y a que es posible modular las instalaciones de generación de acuerdo con los caudales de gas (1 MW = 6.000 m³/d de gas).

Los incentivos fiscales han tenido un efecto muy positivo para el desarrollo de la exploración y producción de gas no convencional y en particular el CMM. A finales de los 80 la actividad en EE.UU en este campo tuvo un incremento notable debido a dichas medidas. En Alemania en el año 2000 el Gobierno aprobó un "Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources", por el que el CMM estaba incluido como recurso renovable. En el Reino Unido goza de alguna ventaja fiscal ("UK Climate Change Levy"), aunque está catalogada como energía fósil. La directiva de la Unión Europea permite a cada país tomar la decisión sobre que tipo de energía puede clasificarse como renovable.

Para la evaluación económica se ha utilizado el modelo proporcionado por la EPA en su programa de apoyo a la exploración y explotación de metano procedente de carbon Coalbed Methane Outreach Program (CMOP) que se obtiene en la dirección web: <http://www.epa.gov/coalbed/index.html>

A continuación se muestran los resultados obtenidos en dos escenarios, ambos para generación eléctrica.

- 1) Aprovechamiento mediante sondeos desde superficie (o gob)
- 2) Aprovechamiento del metano mediante VAM

En ambos escenarios se ha establecido una vida de proyecto de 10 años utilizando los parámetros aconsejados por EPA para cada tipo de proyecto.



Coal Mine Methane Project Cash Flow Model

← Go Back

1. Select a methane end use scenario for cash flow analysis:

Scenario Help

- Coal Drying
- Flaring - Enclosed
- Flaring - Open
- Mine Boilers
- On-site Electricity Generation - Engine
- Pipeline Gas
- Stand-alone VAM Oxidizer
- Supplemented VAM Oxidizer

2. What is the source of the methane?

- abandoned mine gas drainage
- surface gob gas drainage

Coalbed Methane Scenario: camocha.gob



Gathering & Delivery System

What is the cost of satellite compressors?		1000 \$/HP
What is the distance from the drainage area to the onsite project?		2000 ft
What is the cost of installing header pipe from the drainage area?		40 \$/ft
What are the compressor and blower efficiencies?	0,035	HP/mcfd
What is the mining rate?		0 ft/yr
What is the spacing between drainage wells?		1000 ft

Drainage Well & Blower Development Costs

What is the cost of well-head blowers?		1000 \$/HP
What is the mine depth?		2000 ft
What is the drilling cost?		140 \$/ft
What is the fraction of this project's drainage system cost that will be included in the analysis?		100 %

Gas Availability

What is the source of the coal mine methane?		surface gob gas drainage
Percent Methane in Drainage Gas		25 %
What do you expect the CMM drained per day to be?		9000 mcf/d
What is the fraction of CMM available after losses?		80 %

User-Defined Inputs

What is the planned project operational lifetime?		10 years
What is the loan term?		10 years
What interest rate is charged for the loan?		3 %
What is the developer's equity share in the project?		100 %
What is the carbon credit unit sale price?		8 \$/tonne CO2E
What percent of CMM is consumed by prime-mover use?		10 %
For what price can CMM-based electricity be sold?	0,07	\$/kWh
Capital cost of treatment, engine-gen set, & electrical eqp?	1,3	\$/kWh
What is the O&M cost of the reciprocating engine?	0,02	\$/kWh
What is the overall efficiency of the engine-generator set?		35 % (LHV)

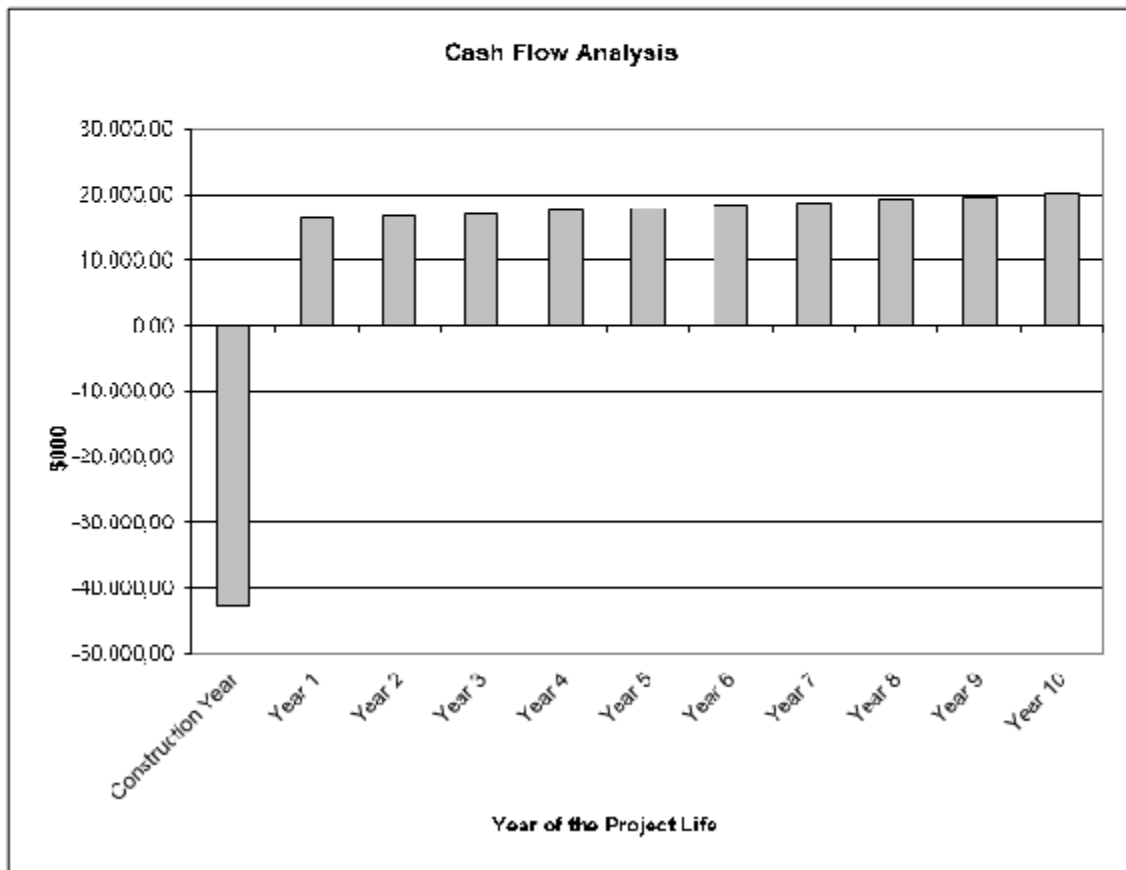
Default Parameters:

What is the inflation rate?	2,5	%
What is the real discount rate?		12 %
What are the royalty, severance tax, and negotiation fees?		20 %
What is the contingency factor?		5 %
What is the annual escalation rate for carbon credits?		2 %
How many hours per year will the engine operate?		8000 hrs/year



Estimated Outputs:

Available CMM for Other Projects		0 mcf/d
Total capital cost	42.704,000	\$
Total annual cost	3.921,000	\$/year
Equity amount	42.704,000	\$
Loan amount	0,000	\$
Carbon credits earned per year		820 tonne/year
Internal rate of return (IRR)	38,80	%
Net present value	51.613,000	\$
Installed Electrical Capacity		24,50 MW



Coalbed Methane Scenario: camocha.gob

	Construction Year	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10
Savings or Product Revenues		13.722.01	14.065.06	14.416.69	14.777.10	15.146.53	15.525.20	15.913.33	16.311.16	16.718.94	17.136.91
Carbon Credit Revenues		6.561.24	6.692.46	6.826.31	6.962.84	7.102.10	7.244.14	7.389.02	7.536.80	7.687.54	7.841.29
Operating Costs		-3.920.57	-4.018.59	-4.119.05	-4.222.03	-4.327.58	-4.435.77	-4.546.66	-4.660.33	-4.776.84	-4.896.26
Debt Service		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Net Cash Flow	-42.704.48	16.362.68	16.738.94	17.123.95	17.517.92	17.921.05	18.333.56	18.755.68	19.187.63	19.629.64	20.081.94

Tabla 21.- Evaluación económica para el Área de La Camocha para el caso de producción eléctrica mediante sondeos GOB o de superficie.



En la tabla adjunta se resumen los datos de partida y los resultados obtenidos para el caso de utilizar el VAM:

Coal Mine Methane Project Cash Flow Model

[Go Back](#)

1. Select a methane end use scenario for cash flow analysis: Scenario Help

Coal Drying
 On-site Electricity Generation - Engine
 Flaring - Enclosed
 Pipeline Gas
 Flaring - Open
 Stand-alone VAM Oxidizer
 Mine Boilers
 Supplemented VAM Oxidizer

2. What is the source of the methane?

abandoned mine gas drainage
 surface gob gas drainage

Coalbed Methane Scenario: camocha.vam.4son.25%



Gathering & Delivery System

What is the cost of satellite compressors?		1000 \$/HP
What is the distance from the drainage area to the onsite project?		1500 ft
What is the cost of installing header pipe from the drainage area?		40 \$/ft
What are the compressor and blower efficiencies?	0,07	HP/mcfd
How many drainage wells are being utilized?		4
What is the spacing between drainage wells?		1000 ft

Drainage Well & Blower Development Costs

What is the cost of well-head blowers?		1000 \$/HP
What is the mine depth?		2000 ft
What is the drilling cost?		140 \$/ft
What is the fraction of this project's drainage system cost that will be included in the analysis?		100 %

Gas Availability

What is the source of the coal mine methane?		abandoned mine gas drainage
Percent Methane in Drainage Gas		25 %
What do you expect the CMM drained per day to be?		9000 mcfd
What is the fraction of CMM available after losses?		80 %

User-Defined Inputs

What is the planned project operational lifetime?		10 years
What is the loan term?		10 years
What interest rate is charged for the loan?		3 %
What is the developer's equity share in the project?		100 %
What is the carbon credit unit sale price?		8 \$/tonne CO ₂
What percent of CMM is consumed by prime-mover use?		10 %
For what price can CMM-based electricity be sold?	0,1	\$/kWh
Capital cost of treatment, engine-gen set, & electrical eqp?	1,5	\$/kW
What is the O&M cost of the reciprocating engine?	0,03	\$/kWh
What is the overall efficiency of the engine-generator set?		30 % (LHV)

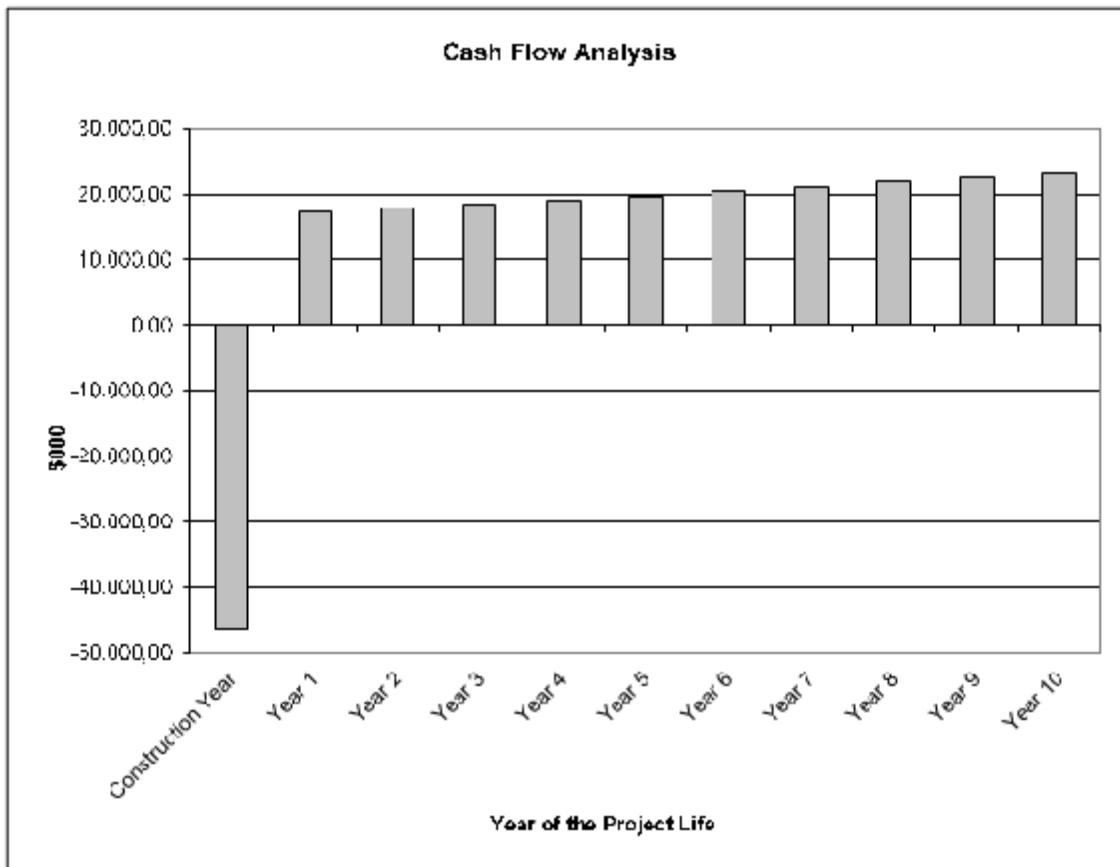
Default Parameters:

What is the inflation rate?	2,5	%
What is the real discount rate?		12 %
What are the royalty, severance tax, and negotiation fees?		20 %
What is the contingency factor?		5 %
What is the annual escalation rate for carbon credits?		5 %
How many hours per year will the engine operate?		7500 hrs/year



Estimated Outputs:

Available CMM for Other Projects		0 mcf/d
Total capital cost	46.277,000	\$
Total annual cost	4.726,000	\$/year
Equity amount	46.277,000	\$
Loan amount	0,000	\$
Carbon credits earned per year		769 tonne/year
Internal rate of return (IRR)	38,55	%
Net present value	56.913,000	\$
Installed Electrical Capacity		21,00 MW



Coalbed Methane Scenario: camocha.vam.4son.25%												
	Construction Year	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10	
Savings or Product Revenues		15.752.31	16.146.12	16.549.77	16.963.51	17.387.60	17.822.29	18.267.85	18.724.54	19.192.66	19.672.47	
Carbon Credit Revenues		6.151.16	6.458.72	6.781.66	7.120.74	7.476.78	7.850.62	8.243.15	8.655.30	9.088.07	9.542.47	
Operating Costs		-4.725.69	-4.843.83	-4.964.93	-5.089.05	-5.216.28	-5.346.69	-5.480.35	-5.617.36	-5.757.80	-5.901.74	
Debt Service		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Net Cash Flow		-46.276.52	17.177.78	17.761.00	18.366.49	18.995.20	19.648.10	20.326.22	21.030.64	21.762.48	22.522.93	23.313.20

Tabla 22.- Evaluación económica para el Área de La Camocha para el caso de producción eléctrica mediante VAM.

Entre ambos escenarios, la capacidad eléctrica instalada se sitúa entre 21 y 24 MW.

5 PLANTEAMIENTO DE LA CAMPAÑA DE INVESTIGACIÓN

5.1 Sellado de pozos

En la fase de campo, obligada y previa a la ejecución del proyecto CMM, parece necesario asegurarse de la estanqueidad de todos los pozos de acceso desde el exterior, excepto el único pozo que se selecciona para la aspiración.

En este sentido, es destacable que en el caso de Camocha, reúne unas condiciones excepcionales de estanqueidad, respecto al resto de los pozos de la Cuenca carbonífera asturiana.

Los sondeos de investigación utilizados por la mina durante su etapa de investigación están localizados y debería asegurarse su sellado mediante los procedimientos estabdar de localización y sellado (figuras 32 y 33).

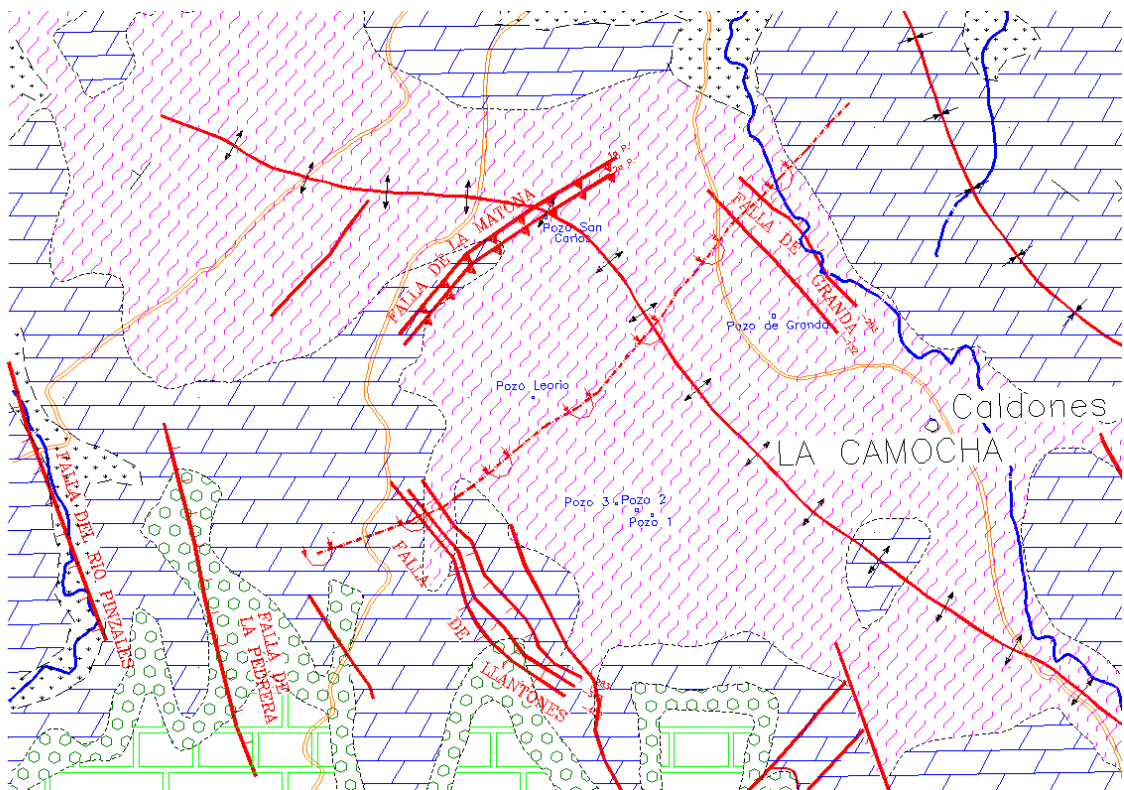


Figura 32: Mapa de localización de pozos de Camocha.

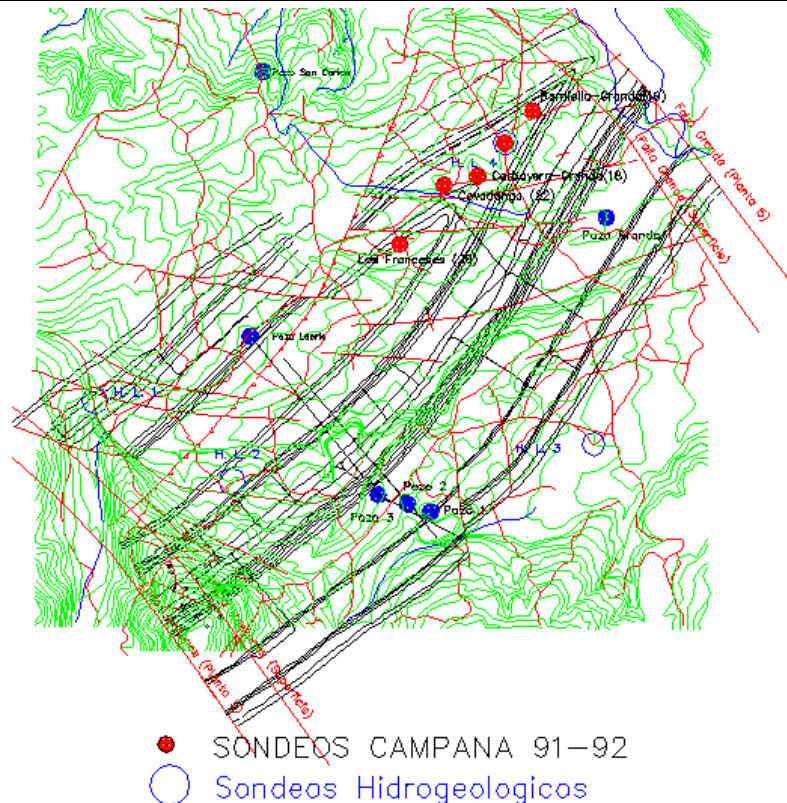


Figura 33: Mapa de localización de sondeos.

5.2 Propuesta de Campaña de sondeos de investigación

Se necesitan varios sondeos de exploración y ensayos piloto para poder predecir la producción para el desarrollo del área de La Camocha.

Puesto que es la zona mejor conocida es el horst de la Camocha, es aconsejable iniciar la exploración entre las fallas de Granda al NE y Llantones al SW.

Los sondeos verticales se podrían realizar con máquinas de perforación con capacidad de perforación de 300 m. En los pozos verticales se realizarían toma de muestras y los ensayos correspondientes, además de ensayos de permeabilidad "inyección/fall off test" de larga duración.

Las capas verticales del sinclinal se perforarían con sondeos verticales y después se realizarían multilaterales en distintas capas y estimulaciones si fuera preciso. Para estas operaciones es imprescindible contar con especialistas en perforación dirigida y producción y estimulación de CBM en Black Warrior para el diseño y completado de los pozos.

Se proponen 4 zonas de emplazamiento de los sondeos verticales hasta la cota -200 snm (Figura 34).

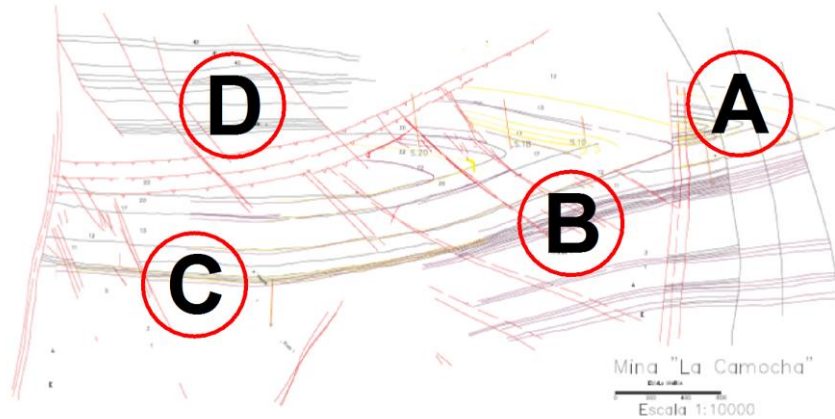


Figura 34.- Zonas propuestas de perforación.

El primer sondeo (A) se podría situar en el NE del sinclinal donde no hubo explotación minera y tendría como objetivo determinar los parámetros habituales para el cálculo del "gas in place" de las capas de carbón y después realizar una prueba piloto de producción con un acabado de pozo que podría ser entubado perforado en los pasos de carbón. Atravesaría el grupo de capas 13-16 perforadas en los sondeos GC21 y GC23 (Carbayeda) y Los Franceses. Se podrían poner en producción en un test piloto.

El 2º sondeo (B), al NE a 1 km de la falla de Granda, en la rama vertical del sinclinal; El 3º sondeo (C), en la rama vertical al SE y el 4º sondeo (D), en el flanco W del sinclinal.



6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- 1) La sobreexplotación de los recursos ha provocado que, en la actualidad, se prevea un agotamiento de los mismos en un período muy inferior a lo calculado inicialmente. Por este motivo, es fundamental realizar un aprovechamiento integral de todas las explotaciones ya iniciadas y un planteamiento sostenible de las futuras.
- 2) Es la mina "La Camocha" un claro ejemplo de lo mencionado en el párrafo anterior, ya que, es una explotación ya iniciada (actualmente paralizada), en la que una gran parte de los recursos se están desaprovechando.
- 3) Desde 1940 hasta 2014, se contabiliza un rango de emisiones de metano entre 6.136×10^6 tCO₂^{eq} y 35.015×10^6 tCO₂^{eq}.
- 4) Aceptando un contenido medio de 10 m³ de CH₄ /tb , serían 350 Mm³ de metano 100% (CMM), que se emitieron al exterior con el carbón desde el inicio de la explotación equivalentes a un rango entre 660.000 y 754.000 t CO₂^{eq}.
- 5) Por otro lado, no solamente realizaríamos un trabajo sostenible, sino que, como se ha calculado y demostrado a lo largo de este proyecto, la extracción de CMM es de una elevada rentabilidad. En consecuencia en la Camocha sería posible una planta piloto de 21 a 24 MW de potencia según el escenario elegido, pues su rentabilidad es similar.
- 6) Otro aspecto a tener en cuenta es que España es por excelencia un país importador de gas natural. Los principales países que nos suministraron gas durante el año 2013 fueron: Argelia, con un porcentaje del 52,7%, seguido de Noruega (11,6%), Qatar (11,0%), Nigeria (9,7%), y Trinidad y Tobago (6,3%). Por la tanto, tiene especial importancia fomentar el autoabastecimiento energético, especialmente teniendo en cuenta el contexto socio-económico en el que se encuentra nuestro país, ya que también supondría la creación de puestos de trabajo.
- 7) Existen industrias próximas que podrían abastecerse a través del gasoducto como ARCELOR que quema gas de alto horno y el grupo termoeléctrico de Aboño, ambas en Gijón, además de SIDERGAS en Avilés que quema gas de acería.



7 BIBLIOGRAFIA

ADARO, L. (1913): "Emplazamiento de sondeos para investigar la probable prolongación de los senos hulleros por bajo de los terrenos mesozoicos". Boletín del Instituto Geológico de España, tomo XXXIV segunda serie, 317 p.

ADARO, L. (1926): "Atlas del estudio estratigráfico de la cuenca hullera asturiana". Inst. Geol. Min. España, 10 láms., Madrid.

AITEMIN (1990): "Proyecto de medición de la concentración de grisú en capa en diversas cuencas carboníferas españolas. Mina la Camocha (Asturias)". Edit. AITEMIN. 1990.

AIRNC, Actualización del Inventario de Recursos Nacionales de Carbón. Igme 1985.

ALLER MANRIQUE, J. A. (1986): "La estructura del sector meridional de las Unidades del Aramo y Cuenca Carbonífera Central". Tesis Doctoral, Universidad de Oviedo, 180 p.

ALONSO SÁNCHEZ, T. (1986): "Aplicación de las diagráfias a la prospección del carbón". Edit. El autor - E.T.S.I.M.O. con la ayuda de la Cámara Oficial de Comercio, Industria y Navegación de Oviedo y la Cámara Oficial Minera de Asturias.

ARAMBURU, CARLOS; BASTIDA, FERNANDO; ET ÁL. (1995): "Geología de Asturias". Edit. Ediciones TREA, S.L., 308 p.

ARECES, J. L., TORAÑO, J., MARTÍNEZ-GARCÍA, E., & PIEREN, A. P. (1995). Estratigrafía y estructura de los materiales permotriásicos del sector Gijón-La Collada (Asturias). Cuadernos de Geología Ibérica, 19, 309-336.

ARECES, J. L., PIEREN, A. P., TORAÑO, A. J., & RODRÍGUEZ DÍEZ, R. (1994). Nuevos datos sobre la estructura general del Carbonífero en el Horst de la Camocha (Gijón, Asturias). Boletín Geológico y Minero, 105(2), 49-59.

ARECES, J. L., TENAJAS, J. L., TORAÑO, A. J., PIEREN, A. P., PENDAS, F., & RODRÍGUEZ DÍEZ, R. (1994). Caracterización de los parámetros hidráulicos de la cobertera pérmica en el Horst del yacimiento carbonífero de Mina "La Camocha". Boletín Geológico y Minero, 105(2), 72-85.

ARECES, J.L. (2014). Mina La Camocha. La historia de una mina. 555 p. Gijón.

ALONSO, F. J., ARECES, J. L., TORAÑO, J., RODRÍGUEZ, R., GROSSI, C., & ESBERT, R. M. (1994). Descripción y cuantificación de los espacios vacíos de algunas rocas detríticas carboníferas de la mina "La Camocha"(Gijón). Boletín Geológico y Minero, 105(3), 84-95.

BARBA REGIDOR, P., COLMENERO NAVARRO, J. A. (1984): "Contribución al conocimiento sedimentológico Westfaliense Superior de la Cuenca Carbonífera Central". Trabajos de Geología nº 14, Universidad de Oviedo, pp. 35-43

BARBA REGIDOR, P. (1991): "Estratigrafía y sedimentología de la sucesión Westfaliense del borde sureste de la Cuenca Carbonífera Central". Tesis Doctoral, Universidad de Oviedo.



BARBA REGIDOR, P., COLMENERO, J. R. (1994): "Estratigrafía y sedimentología de la sucesión Westfaliense del borde sureste de la Cuenca Carbonífera Central (Zona Cantábrica, N de España). *Studia Geológica* XXIX / 1994, Universidad de Salamanca, pp.140-204

BARKER, C. E., COLLET, T. S. (2003): "A multidisciplinary study of coalbed-methane in the Ferron coals, Utah". *Special Volume of the International Journal of Coal Geology* 57, pp. 211-242.

BOYER, C., QINGZHAO, B. (1997): "Methodology of coalbed methane resource assessment". *International Journal of Coal Geology* 35, pp. 349-368.

BOYER, C.M., II, (1989): *The coalbed methane resource and the mechanisms of gas production: GRI Topical Report, GRI-89/0266*, 115 p.

CAROTHERS, F., LEE SCHULTZ, H., TALKINGTON, C. C. (2000): "Mitigation of Methane Emissions from Coal Mine Ventilation Air". In *Proc. 8th US Mine Ventilation Symposium*, pp. 73-80.

CIENFUEGOS SUÁREZ, P. y LOREDO PÉREZ, J. *Investigación minera de metano contenido en capas de carbón en Asturias. Sondeo de investigación "Asturias.CBM#1". Libro homenaje al Profesor Fernando Pendás Fernández. IGME, 2008*

CLOSE, J.C., (1993): "Natural fractures in coal", in B.E. Law and D.D. Rice, eds., *Hydrocarbons from coal: AAPG Studies in Geology* 38, p. 119-132.

DÍAZ AGUADO, B. (2003): "Análisis, control y evaluación de riesgo de fenómenos gaseodinámicos en minas de carbón". Tesis doctoral, Universidad de Oviedo, 301 p.

ENADIMSA (1926): "Atlas estratigráfico de la Cuenca Hullera". *Publicaciones Instituto Geológico y Minero de España*, 14; 9-79 pp.

ENADIMSA (1979-1984): "Investigación Geológico-Minera del área carbonífera de La Justa-Aramil" (1ª y 2ª Fase)".

ETSIMO, (1992). "Estudio hidrogeológico del entorno de Mina La Camocha". Universidad de Oviedo.

GARCÍA-LÓPEZ, S., BASTIDA, F., BRIME, C. ET AL. (1999): "Los episodios metamórficos de la Zona Cantábrica y su contexto estructural". Dpto. de Geología Universidad de Oviedo, Facultad de Ciencias da Educación (Universidade da Coruña, España), pp. 177-187

GAS RESEARCH INSTITUTE (1997): "Coalbed Reservoir Gas in Place Analysis", vol. I y II

GAYER, R., AND I. HARRIS, EDS., (1996): "Coalbed methane and coal geology" London, Geological Society Special Publication 109, 344 p.

GREGERS, D., NOHR-HANSEN, F. ET AL. (1998): "The oldest marine Cretaceous sediments in Greenland (Umiivik-I borehole)- record of the Cenomanian-Turonian anoxic event". *Geology of Greenland Survey Bulletin* 180, pp. 128-137.



GUTIÉRREZ CLAVEROL, M.; TORRES ALONSO, M.; LUQUE CABAL (2002): "El subsuelo de Gijón". C. Ed. CQ Licer, S.L., 462 p.

GUTIÉRREZ CLAVEROL, M.; LUQUE CABAL, C. y SAÉNZ DESANTAMARÍA, J.A. Manifestaciones hidrocarburos gaseosos en Asturias. Trabajos de Geología. Universidad de Oviedo: 25 (51-67).2005

HURST, W. (1949): "Water influx into a reservoir and its application to the equation of volumetric balance". Trans. Amer. Inst. Min. Met. Eng. 51, pp. 57-72.

I.G.M.E.-ENADIMSA MINISTERIO DE INDUSTRIA Y ENERGÍA, COMISARÍA DE LA ENERGÍA Y RECURSOS MINERALES, DIRECCIÓN GENERAL DE MINAS (1984): "Actualización del Inventario del recursos nacionales de carbón. Zona Asturias II-Cuenca Central. Anexo I - Tomos I, II y Memoria". Edit. I.G.M.E.

IGME, ETSIMO ET. AL. (2002): "Estudio de los recursos de metano en las capas de carbón: antecedentes y valoración en la Cuenca Carbonífera Central de Asturias y cuencas adyacentes". Vols. I-IV.

Karacan, C, O, Ruiz, F.A, Cotè C, Phipps, S. (2011): "Coal mine methane: A review of capture and utilization practices with benefits to mining safety and to greenhouse gas reduction". International Journal of Coal Geology 86 (2011) 121-156

LEMONS DE SOUSA, M. J., PINHEIRO, H. J. (1996): "Prospecting for coalbed methane: preliminary investigation into the possibilities in Spain". Rev. R. Acad. Cien. Exact. Fis. Natur. (Esp), vol. 90, nº 1, pp. 63-74.

LUQUE, C.; GERVILLA, M.; SÁEZ DE SANTA MARÍA, J. A.; LEYVA, F.; ET AL. "Características sedimentológicas y paleogeográficas de los paquetes productivos en el corte de La Inverniza-El Cabo (Cuenca Central Asturiana)". Edit. - Fecha: Desconocidos.

MARTÍNEZ ALVAREZ, J. A. (1962): "Estudio geológico del reborde oriental de la Cuenca Carbonífera Central de Asturias". Tesis Doctoral, Universidad de Oviedo, 230 p.

MINYARD, H.T.; STEPINSKI, J. E.; HOEFER, D. D. (UNION TEXAS ESPAÑA UNION TEXAS PETROLEUM) (1992): "Asturias Central No. 1. Asturias Central Permit (ECMR). Spain-Onshore". Ministerio de Industria y Energía, Sección de Hidrocarburos, Dirección General de la Energía. Final Report. Edit. Inédito.

KARACAN, C.; RUÍZ, A.; COTÈ, M.; PHIPPS, S. (2011): "Coal mine methane: A review of capture and utilization practices with benefits to mining safety and to greenhouse gas reduction". International Journal of Coal Geology - Editorial Elsevier.

PELLO, J. (1967): "Estudio geológico de la prolongación Norte del borde oriental de la cuenca minera central de Asturias". Trabajos de Geología 1, Fac. Ci. Univ. Oviedo, pp. 27-38.

PIEDAD-SANCHEZ, N., IZART, A., MARTÍNEZ, L., ET AL. (2004): "Paleothermicity in the Central Asturias Coal Basin, North Spain". International Journal of Coal Geology 58, pp. 205-229.



SÁENZ DE STA. MARÍA, J. (2001): "Introducción a la Exploración de Coalbed Methane (CBM)", en "Exploración, evaluación y explotación del metano de las capas de carbón". Publicaciones del IGME, serie Recursos Minerales, nº 2, pp.29-74.

SAGE, P. W. (2001): "Methane from abandoned mines in the UK". UK Department for Environment, Transport and the Regions, 27 p.

SALVADOR, C. I. (1989): "Estratigrafía y Sedimentología del Norte de la Cuenca Carbonífera Central". Tesis doctoral, 201 pp.

SUÁREZ VEGA, L.C. (1974).- Estratigrafía del Jurásico de Asturias. Cuadernos de Geología Ibérica; 3: 369, 37 lám., 2 map.. Madrid.

ZAPATERO RODRÍGUEZ, M. A.; PENDÁS FERNÁNDEZ, F.; LOREDO PÉREZ, J. (2002): "Exploración, evaluación y explotación del metano de las capas de carbón". Servicio de Publicaciones del IGME, serie: Recursos Minerales nº 2.



ANEXO 1: FICHAS DATOS GAS AITEMIN

CONCENTRACION DE GRISU EN CAPA MINA LA CAMOCHA. C/15-16 T

SONDEO: 2

FECHA: 20/12/95

DATOS GENERALES

MINA: LA CAMOCHA

PLANTA: 5ª

CAPA: 15 T

NIVEL: 1ª SUBNIVEL E

DATOS DE MINA

PRESION (mbar): 1041,0

TEMPERATURA (°C): 20,0

GRISU EN MINA (%): 1,2

DATOS DE LABORATORIO

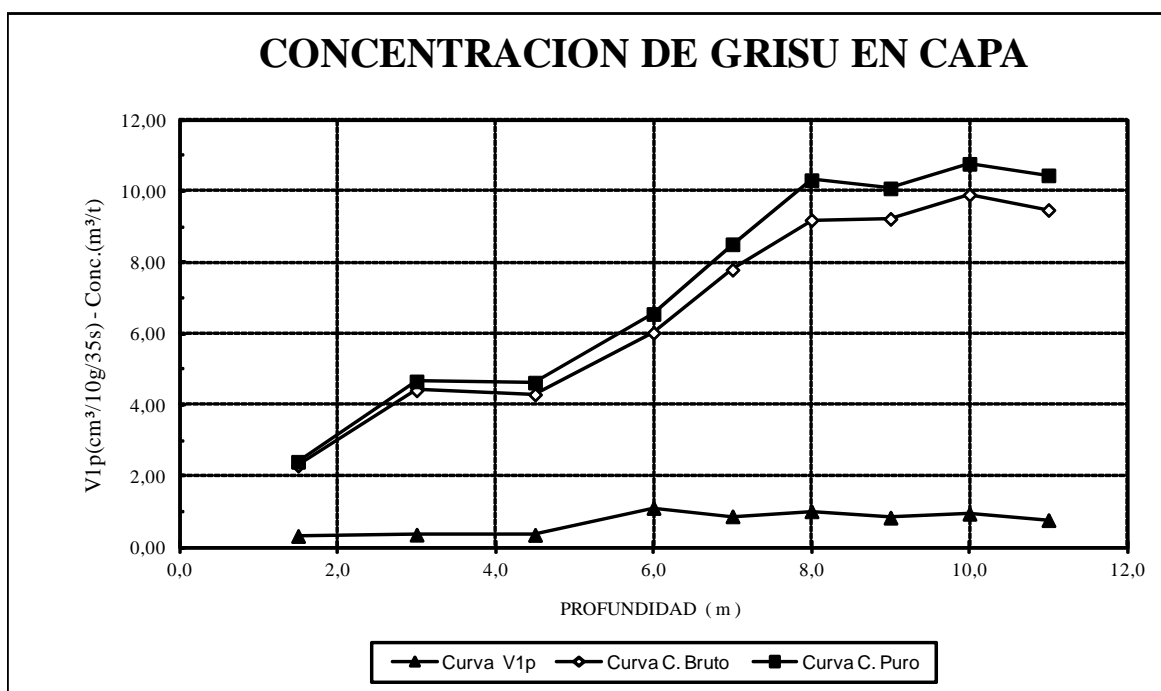
PRESION (mbar): 979,0

TEMPERATURA (°C): 20,0

PROFUND. (m)	q (cm³/35s)	Q1 (cm³)	V1p (cm³/35s/10g)	% LEL	GRISU (%)	Q2 (cm³)	Q'3 (cm³)	Q3 (cm³)	m (g)	m' (g)	CB (m³/tb)	CENIZAS (%)	C (m³/t)
1,5	0,25	0,85	0,32	39,0	1,95	7,65	10,10	9,50	7,85	7,85	2,29	4,18	2,40
3,0	0,30	1,02	0,36	39,0	1,95	7,65	30,20	28,40	8,41	8,41	4,41	4,91	4,66
4,5	0,35	1,19	0,35	40,0	2,00	8,16	35,60	33,48	9,98	9,98	4,29	6,58	4,63
6,0	1,10	3,74	1,11	60,0	3,00	18,56	40,00	37,62	9,95	9,95	6,02	7,36	6,55
7,0	1,10	3,74	0,87	67,0	3,35	22,25	77,20	72,60	12,65	12,65	7,79	7,63	8,51
8,0	1,00	3,40	1,01	66,0	3,30	21,72	70,00	65,83	9,90	9,90	9,19	9,89	10,31
9,0	0,75	2,55	0,83	62,0	3,10	19,61	64,60	60,75	8,99	8,99	9,22	7,71	10,08
10,0	0,80	2,72	0,94	64,0	3,20	20,66	64,40	60,56	8,48	8,48	9,90	7,32	10,77
11,0	0,70	2,38	0,76	65,0	3,25	21,19	67,20	63,20	9,16	9,16	9,47	8,45	10,44

OBSERVACIONES:

SONDEO EN EL ENTORNO DEL PRIMER SUBNIVEL DEL PLANO DE VENTILACION DESDE 5ª PLANTA. EL NIVEL ESTA AVANZADO 2 m. DESDE EL PLANO Y SE ENCUENTRA A UNOS 12 m. DE 5ª PLANTA.





CONCENTRACION DE GRISU EN CAPA MINA LA CAMOCHA. C/15-16 T

SONDEO: 1

FECHA: 19/12/95

DATOS GENERALES

MINA: LA CAMOCHA

PLANTA: 5ª

CAPA: 15 T

NIVEL: ---

DATOS DE MINA

PRESION (mbar): 1038,0

TEMPERATURA (°C): 20,0

GRISU EN MINA (%): 0,7

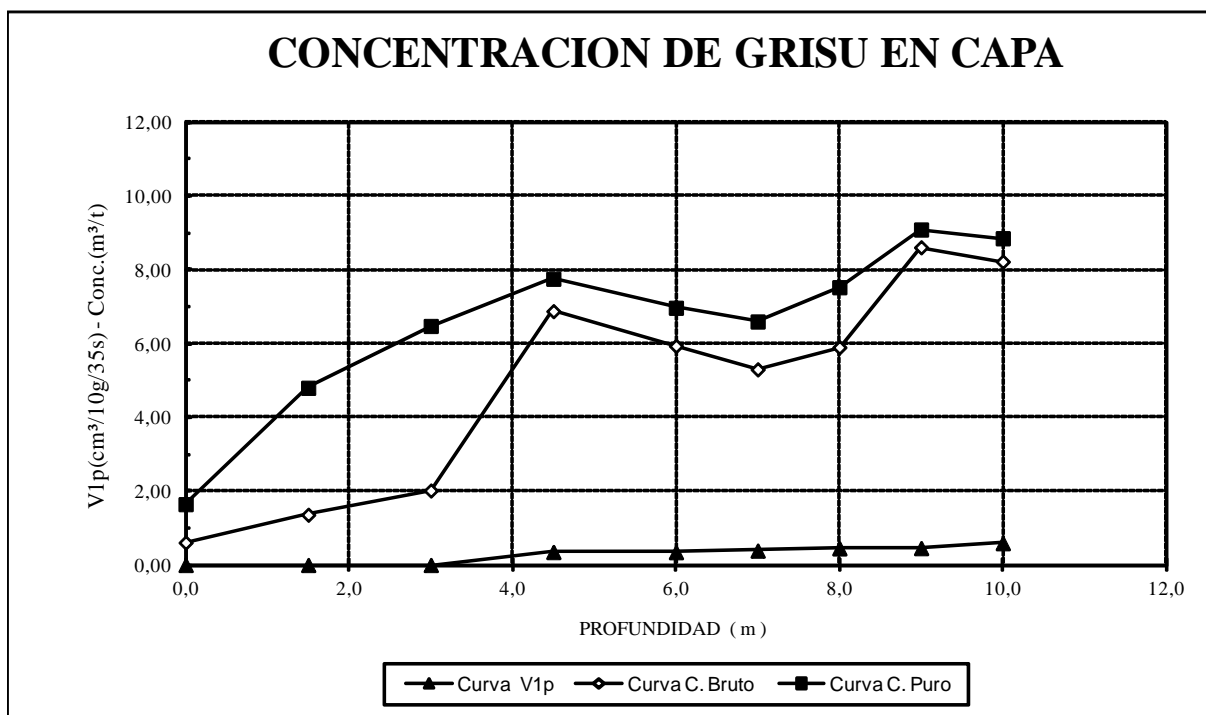
DATOS DEL LABORATORIO

PRESION (mbar): 975,0

TEMPERATURA (°C): 20,0

PROFUND. (m)	q (cm³/35s)	Q1 (cm³)	V1p (cm³/35s/10g)	% LEL	GRISU (%)	Q2 (cm³)	Q'3 (cm³)	Q3 (cm³)	m (g)	m' (g)	CB (m³/tb)	CENIZAS (%)	C (m³/t)
0,0	0,00	0,00	0,00	20,0	1,00	3,03	4,10	3,85	11,25	11,25	0,61	57,18	1,65
1,5	0,00	0,00	0,00	24,0	1,20	5,06	13,20	12,40	12,80	12,80	1,36	65,09	4,80
3,0	0,00	0,00	0,00	27,0	1,35	6,59	18,60	17,47	11,91	11,91	2,02	62,57	6,48
4,5	0,30	1,02	0,35	35,0	1,75	10,69	49,80	46,78	8,50	8,50	6,88	10,28	7,76
6,0	0,30	1,02	0,35	33,0	1,65	9,66	43,00	40,39	8,60	8,60	5,94	13,48	6,97
7,0	0,35	1,19	0,39	35,0	1,75	10,69	38,00	35,69	8,97	8,97	5,30	17,85	6,60
8,0	0,40	1,36	0,45	34,0	1,70	10,17	43,20	40,58	8,83	8,83	5,90	19,66	7,53
9,0	0,35	1,19	0,46	41,0	2,05	13,78	54,00	50,72	7,63	7,63	8,61	4,81	9,09
10,0	0,50	1,70	0,59	41,0	2,05	13,78	57,40	53,92	8,44	8,44	8,22	6,49	8,85

OBSERVACIONES:





CONCENTRACION DE GRISU EN CAPA MINA LA CAMOCHA. C/15-16 V

SONDEO: 3

FECHA: 26/12/95

DATOS GENERALES

MINA: LA CAMOCHA
PLANTA: 6ª
CAPA: 15-16 V
NIVEL: 1º SUBNIVEL OESTE

DATOS DE MINA

PRESION (mbar): 1027,0
TEMPERATURA (°C): 23,0
GRISU EN MINA (%): 0,5

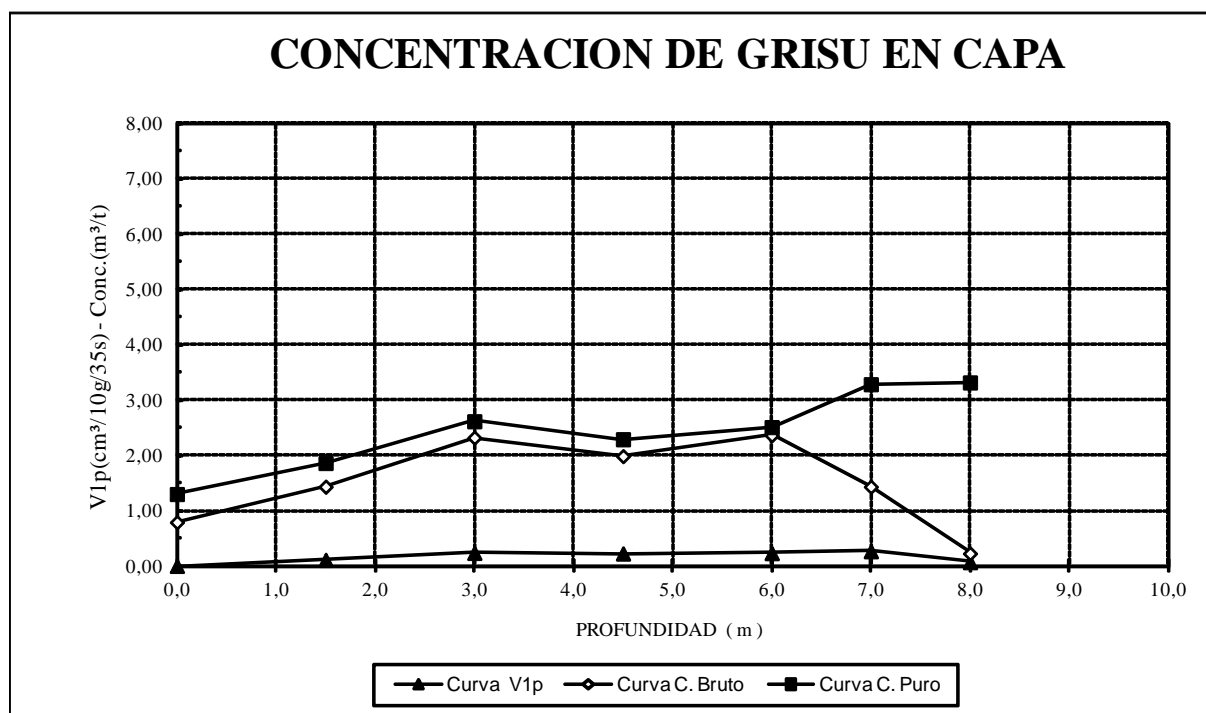
DATOS DEL LABORATORIO

PRESION (mbar): 964,0
TEMPERATURA (°C): 18,0

PROFUND. (m)	q (cm³/35s)	Q1 (cm³)	V1p (cm³/35s/10g)	% LEL	GRISU (%)	Q2 (cm³)	Q'3 (cm³)	Q3 (cm³)	m (g)	m' (g)	CB (m³/tb)	CENIZAS (%)	C (m³/t)
0,0	0,00	0,00	0,00	10,0	0,50	0,00	8,10	7,73	9,79	9,79	0,79	35,61	1,30
1,5	0,10	0,34	0,11	12,0	0,60	1,01	12,30	11,74	9,14	9,14	1,43	20,88	1,86
3,0	0,20	0,68	0,23	13,0	0,65	1,51	18,40	17,57	8,52	8,52	2,32	10,28	2,61
4,5	0,20	0,68	0,22	13,0	0,65	1,51	16,20	15,47	8,90	8,90	1,98	12,14	2,29
6,0	0,20	0,68	0,23	12,0	0,60	1,01	19,60	18,71	8,64	8,64	2,36	5,36	2,51
7,0	0,30	1,02	0,27	12,0	0,60	1,01	14,80	14,13	11,29	11,29	1,43	51,28	3,28
8,0	0,10	0,34	0,07	10,0	0,50	0,00	3,20	3,06	15,02	15,02	0,23	84,71	3,32

OBSERVACIONES:

SONDEO EN LA VENA DE LA C/15, EN EL CORTE DE LA GUIA. SE REALIZAN DIVERSOS TIROS, CON DIFERENTES DIRECCIONES, ESTRELLANDOSE TODOS EN TIERRA.





CONCENTRACION DE GRISU EN CAPA MINA LA CAMOCHA. C/15-16 V

4

FECHA: 27/12/95

GENERALES

LA CAMOCHA
6ª
15-16 V
1º SUBNIVEL OESTE

DATOS DE MINA

PRESION (mbar): 1032.0
TEMPERATURA (°C): 19.0
GRISU EN MINA (%): 0,5

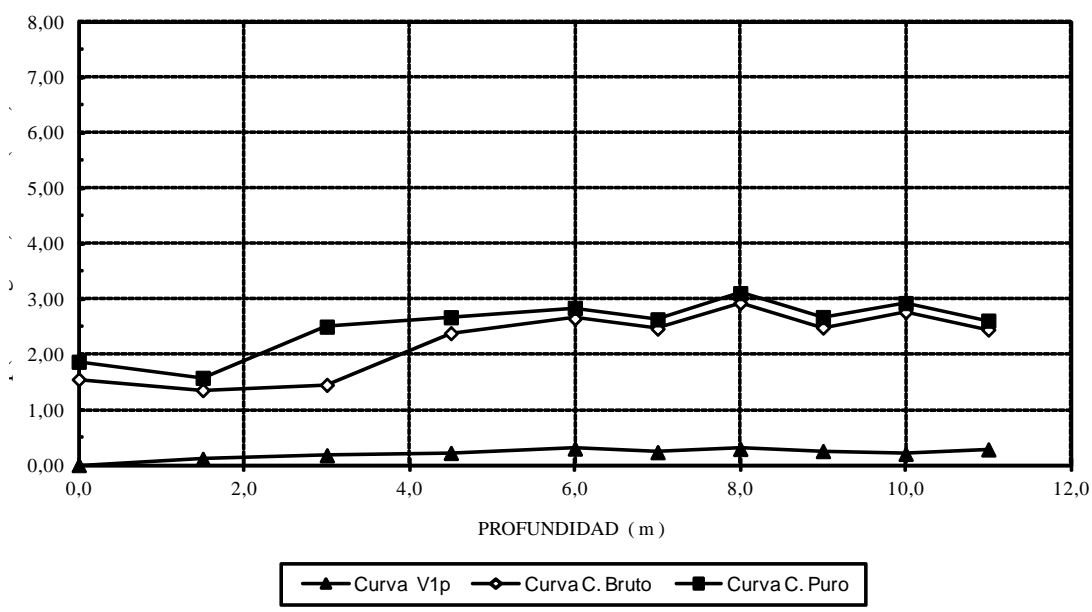
DATOS DE LABORATORIO

PRESION (mbar): 962.0
TEMPERATURA (°C): 19.0

q (cm³/35s)	Q1 (cm³)	V1p (cm³/35s/10g)	% LEL	GRISU (%)	Q2 (cm³)	Q'3 (cm³)	Q3 (cm³)	m (g)	m' (g)	CB (m³/tb)	CENIZAS (%)	C (m³/t)
0,00	0,00	0,00	12,0	0,60	1,01	13,70	12,77	8,90	8,90	1,55	15,48	1,87
0,10	0,34	0,11	12,0	0,60	1,01	11,40	10,63	8,85	8,85	1,35	12,80	1,57
0,20	0,68	0,18	12,0	0,60	1,01	15,80	14,73	11,33	11,33	1,45	38,20	2,50
0,20	0,68	0,22	14,0	0,70	2,01	20,40	19,02	9,12	9,12	2,38	9,81	2,67
0,25	0,85	0,30	13,0	0,65	1,51	21,20	19,76	8,36	8,36	2,65	6,13	2,84
0,20	0,68	0,23	14,0	0,70	2,01	19,80	18,46	8,59	8,59	2,46	5,78	2,63
0,25	0,85	0,29	14,0	0,70	2,01	23,80	22,19	8,56	8,56	2,93	5,21	3,10
0,25	0,85	0,25	16,0	0,80	3,02	22,20	20,69	9,90	9,90	2,48	6,46	2,67
0,20	0,68	0,20	17,0	0,85	3,53	24,80	23,12	9,89	9,89	2,76	5,03	2,93
0,30	1,02	0,28	21,0	1,05	5,56	20,80	19,39	10,62	10,62	2,45	5,67	2,61

IONES: LOS PRIMEROS 3m. DEL SONDEO CORRESPONDEN A LA VENA DE LA C/16, EL RESTO SE REALIZO SOBRE LA VENA DE LA C/15.

CONCENTRACION DE GRISU EN CAPA



**MINA LA CAMOCHA. C/15-16 V**

SONDEO: 5

FECHA: 16/01/96

DATOS GENERALES

MINA: LA CAMOCHA

PLANTA: 6ª

CAPA: 15-16 V

NIVEL: 1º SUBNIVEL

DATOS DE MINA

PRESION (mbar): 1054,0

TEMPERATURA (°C): 21,0

GRISU EN MINA (%): 0,3

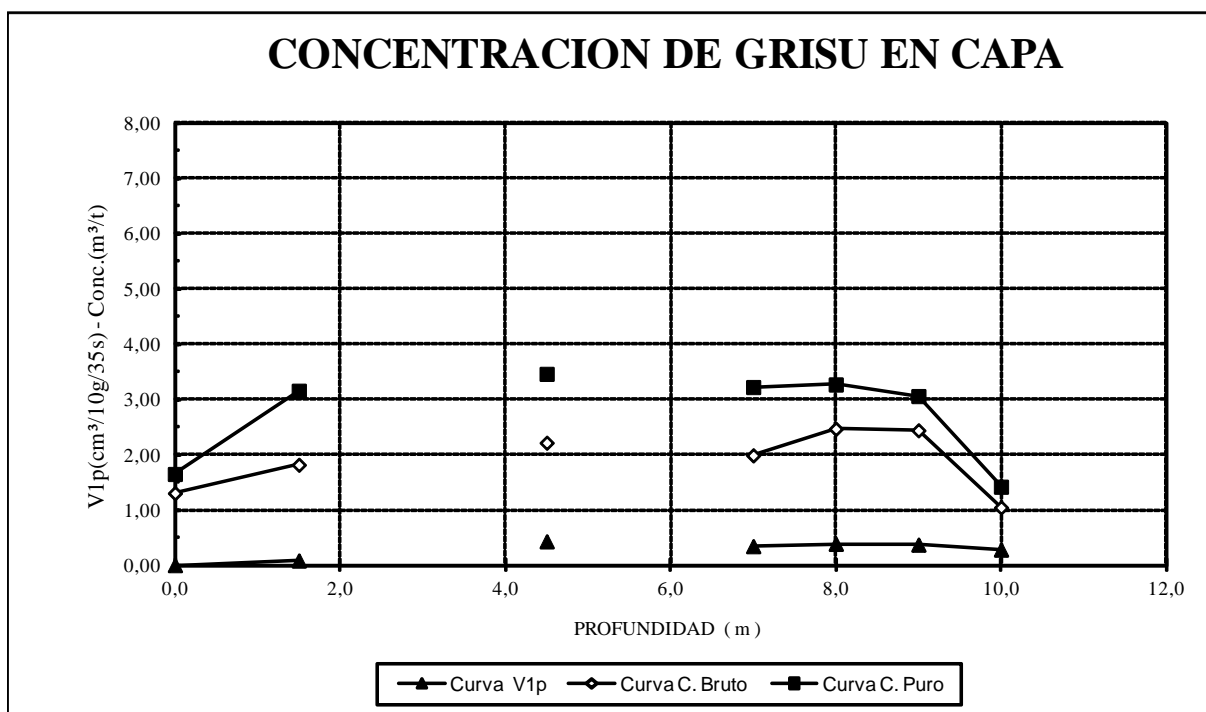
DATOS DE LABORATORIO

PRESION (mbar): 985,0

TEMPERATURA (°C): 20,0

PROFUND. (m)	q (cm³/35s)	Q1 (cm³)	V1p (cm³/35s/10g)	% LEL	GRISU (%)	Q2 (cm³)	Q'3 (cm³)	Q3 (cm³)	m (g)	m' (g)	CB (m³/tb)	CENIZAS (%)	C (m³/t)
0,0	0,00	0,00	0,00	14,0	0,70	4,03	8,70	8,16	9,35	9,35	1,30	19,11	1,65
1,5	0,10	0,34	0,08	16,0	0,80	5,04	17,20	16,13	11,84	11,84	1,82	38,59	3,16
	0,30	1,02	0,20	13,0	0,65	3,52	---	#####	15,05	15,05	#####	66,15	#####
4,5	0,50	1,70	0,43	24,0	1,20	9,11	15,90	14,91	11,61	11,61	2,22	32,73	3,46
	0,50	1,70	0,43	19,0	0,95	6,56	---	#####	11,60	11,60	#####	38,94	#####
7,0	0,40	1,36	0,34	18,0	0,90	6,05	16,80	15,75	11,66	11,66	1,99	34,86	3,22
8,0	0,40	1,36	0,39	19,0	0,95	6,56	18,80	17,63	10,36	10,36	2,47	22,32	3,27
9,0	0,40	1,36	0,37	19,0	0,95	6,56	19,60	18,38	10,78	10,78	2,44	18,42	3,06
10,0	0,30	1,02	0,28	18,0	0,90	6,05	4,30	4,03	10,64	10,64	1,04	24,08	1,42

OBSERVACIONES: SONDEO REALIZADO EN VENA DE CAPA 16





CONCENTRACION DE GRISU EN CAPA MINA LA CAMOCHA. C/15-16 V

SONDEO: 6

FECHA: 23/01/96

DATOS GENERALES

MINA: LA CAMOCHA
PLANTA: 6ª
CAPA: 15-16 V
NIVEL: 1º SUBNIVEL

DATOS DE MINA

PRESION (mbar): 1028,0
TEMPERATURA (°C): 20,0
GRISU EN MINA (%): 0,5

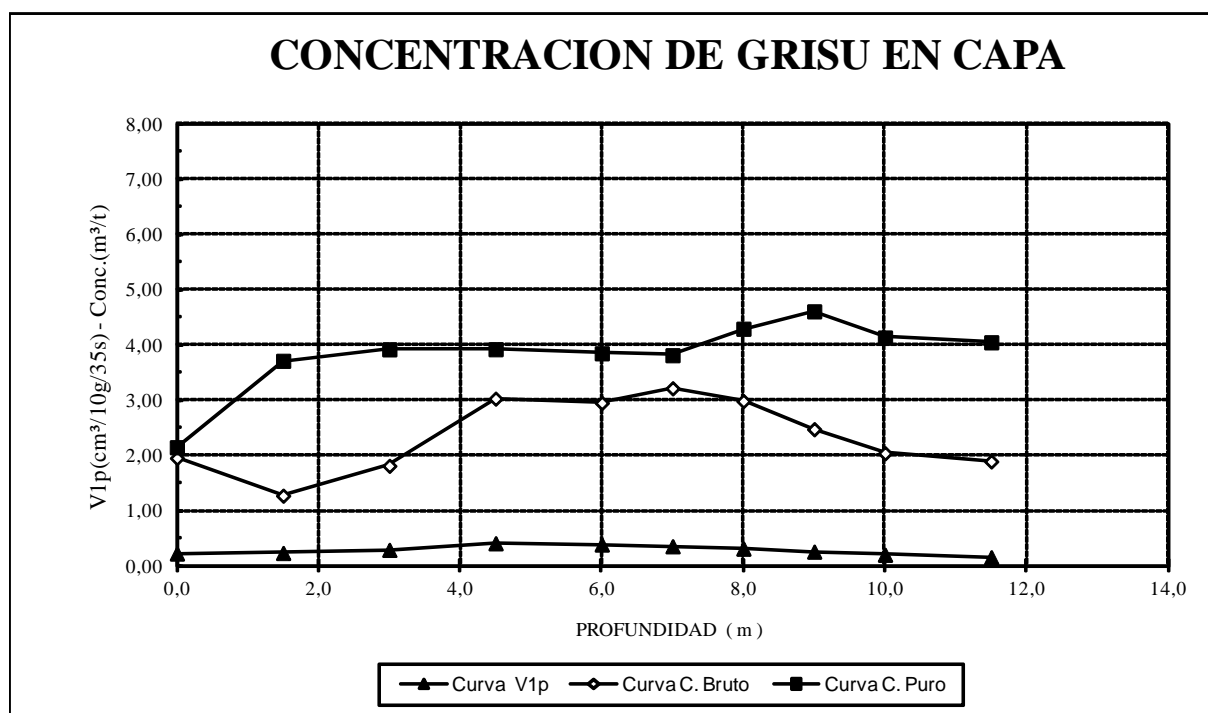
DATOS DEL LABORATORIO

PRESION (mbar): 982,5
TEMPERATURA (°C): 19,0

PROFUND. (m)	q (cm³/35s)	Q1 (cm³)	V1p (cm³/35s/10g)	% LEL	GRISU (%)	Q2 (cm³)	Q'3 (cm³)	Q3 (cm³)	m (g)	m' (g)	CB (m³/tb)	CENIZAS (%)	C (m³/t)
0,0	0,20	0,68	0,22	11,0	0,55	0,50	17,10	16,40	9,02	9,02	1,95	8,23	2,14
1,5	0,30	1,02	0,23	15,0	0,75	2,52	13,50	12,95	13,00	13,00	1,27	59,82	3,71
3,0	0,35	1,19	0,29	17,0	0,85	3,53	18,10	17,36	12,21	12,21	1,81	48,93	3,92
4,5	0,40	1,36	0,41	18,0	0,90	4,04	25,40	24,36	9,84	9,84	3,02	20,76	3,92
6,0	0,40	1,36	0,38	19,0	0,95	4,54	25,80	24,74	10,40	10,40	2,95	21,22	3,84
7,0	0,35	1,19	0,35	19,0	0,95	4,54	27,40	26,28	9,97	9,97	3,21	14,28	3,81
8,0	0,35	1,19	0,31	19,0	0,95	4,54	29,10	27,91	11,29	11,29	2,98	27,75	4,29
9,0	0,30	1,02	0,26	18,0	0,90	4,04	25,00	23,98	11,75	11,75	2,47	42,12	4,60
10,0	0,25	0,85	0,20	16,0	0,80	3,02	22,70	21,77	12,60	12,60	2,04	46,11	4,13
11,5	0,20	0,68	0,15	15,0	0,75	2,52	22,40	21,48	13,07	13,07	1,89	48,46	4,04

OBSERVACIONES:

SONDEO REALIZADO EN LA VENA DE LA CAPA 15





CONCENTRACION DE GRISU EN CAPA

MINA LA CAMOCHA. C/17

SONDEO: 7

FECHA: 24/01/96

DATOS GENERALES

MINA: LA CAMOCHA
 PLANTA: 6ª
 CAPA: 17
 NIVEL: 5º RECORTE

DATOS DE MINA

PRESION (mbar): 1038,0
 TEMPERATURA (°C): 19,0
 GRISU EN MINA (%): 0,4

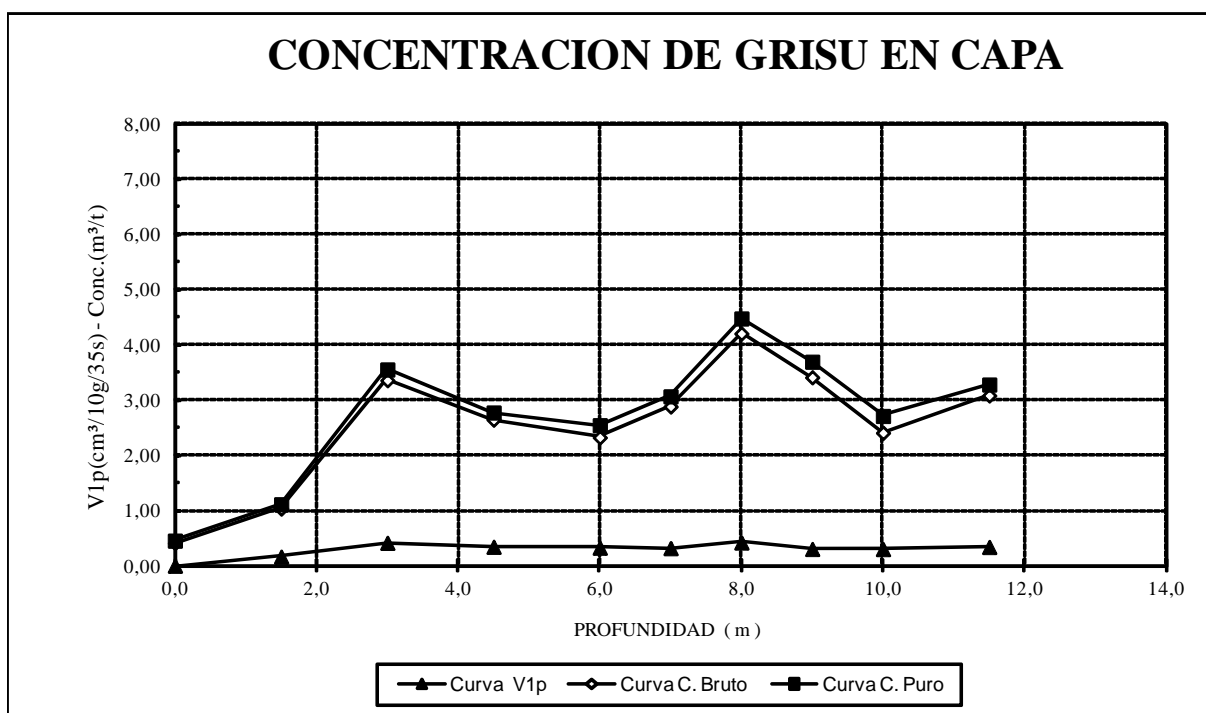
DATOS DEL LABORATORIO

PRESION (mbar): 989,0
 TEMPERATURA (°C): 20,0

PROFUND. (m)	q (cm³/35s)	Q1 (cm³)	V1p (cm³/35s/10g)	% LEL	GRISU (%)	Q2 (cm³)	Q'3 (cm³)	Q3 (cm³)	m (g)	m' (g)	CB (m³/tb)	CENIZAS (%)	C (m³/t)
0,0	0,00	0,00	0,00	10,0	0,50	1,01	3,10	2,94	9,62	9,62	0,41	8,83	0,45
1,5	0,15	0,51	0,16	12,0	0,60	2,01	7,30	6,93	9,13	9,13	1,04	6,28	1,11
3,0	0,35	1,19	0,41	20,0	1,00	6,06	22,20	21,08	8,44	8,44	3,36	4,96	3,55
4,5	0,30	1,02	0,34	14,0	0,70	3,02	20,10	19,09	8,75	8,75	2,64	4,26	2,77
6,0	0,30	1,02	0,33	14,0	0,70	3,02	18,20	17,28	9,18	9,18	2,32	7,86	2,54
7,0	0,30	1,02	0,32	15,0	0,75	3,53	23,80	22,60	9,42	9,42	2,88	5,44	3,07
8,0	0,40	1,36	0,42	21,0	1,05	6,57	33,80	32,09	9,52	9,52	4,20	5,50	4,47
9,0	0,30	1,02	0,30	17,0	0,85	4,54	29,70	28,20	9,90	9,90	3,41	6,96	3,69
10,0	0,30	1,02	0,30	15,0	0,75	3,53	20,50	19,47	9,98	9,98	2,41	10,20	2,71
11,5	0,30	1,02	0,34	17,0	0,85	4,54	22,80	21,65	8,83	8,83	3,08	5,48	3,28

OBSERVACIONES:

SONDEO REALIZADO DESDE EL QUINTO RECORTE SOBRE CAPA 17





CONCENTRACION DE GRISU EN CAPA MINA LA CAMOCHA. C/14

SONDEO: 8

FECHA: 25/01/96

DATOS GENERALES

MINA: LA CAMOCHA
PLANTA: 6ª
CAPA: 14
NIVEL: 4º RECORTE

DATOS DE MINA

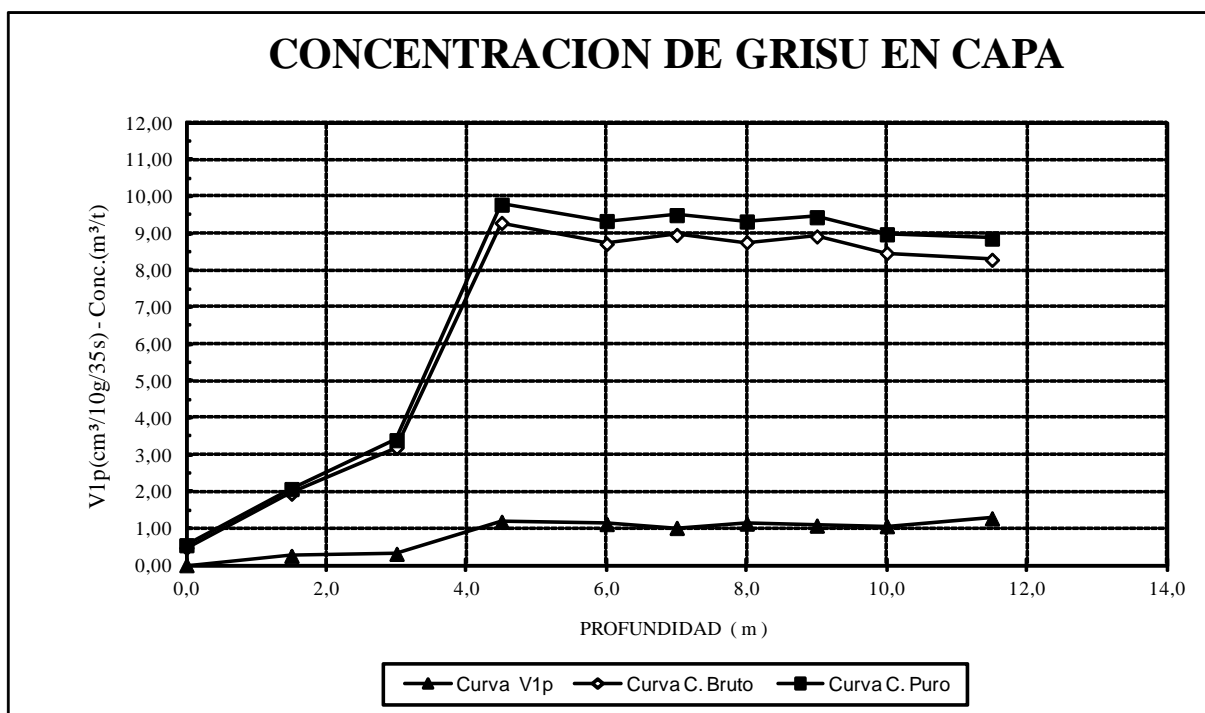
PRESION (mbar): 1038,0
TEMPERATURA (°C): 19,0
GRISU EN MINA (%): 0,3

DATOS DEL LABORATORIO

PRESION (mbar): 980,5
TEMPERATURA (°C): 20,0

PROFUND. (m)	q (cm³/35s)	Q1 (cm³)	V1p (cm³/35s/10g)	% LEL	GRISU (%)	Q2 (cm³)	Q'3 (cm³)	Q3 (cm³)	m (g)	m' (g)	CB (m³/tb)	CENIZAS (%)	C (m³/t)
0,0	0,00	0,00	0,00	10,0	0,50	2,01	2,70	2,54	9,62	9,62	0,47	11,54	0,54
1,5	0,25	0,85	0,25	12,0	0,60	3,02	16,30	15,34	9,89	9,89	1,94	5,47	2,07
3,0	0,30	1,02	0,31	13,0	0,65	3,52	28,00	26,36	9,69	9,69	3,19	5,43	3,39
4,5	1,10	3,74	1,18	36,0	1,80	15,27	71,90	67,69	9,34	9,34	9,28	4,61	9,78
6,0	1,00	3,40	1,12	32,0	1,60	13,21	65,20	61,38	8,95	8,95	8,71	6,05	9,34
7,0	0,90	3,06	1,01	34,0	1,70	14,24	66,20	62,32	8,89	8,89	8,96	5,16	9,50
8,0	0,90	3,06	1,13	29,0	1,45	11,67	58,40	54,98	7,96	7,96	8,76	5,50	9,32
9,0	1,00	3,40	1,08	37,0	1,85	15,79	67,60	63,64	9,29	9,29	8,92	5,03	9,44
10,0	1,00	3,40	1,06	39,0	1,95	16,83	63,30	59,59	9,43	9,43	8,46	5,16	8,97
11,5	1,20	4,08	1,27	42,0	2,10	18,39	59,20	55,73	9,44	9,44	8,28	5,91	8,86
pru (7m)	0,90	3,06	0,92	34,0	1,70	14,24	59,30	55,82	9,73	9,73	7,52	5,27	7,98

OBSERVACIONES: SONDEO SOBRE CAPA 14 DESDE EL CUARTO RECORTE





CONCENTRACION DE GRISU EN CAPA

MINA LA CAMOCHA. C/7

SONDEO: 9

FECHA: 26/01/96

DATOS GENERALES

MINA: LA CAMOCHA

PLANTA: 6ª

CAPA: 7 6º RECORTE

NIVEL: 2ª SUBNIVEL ESTE

DATOS DE MINA

PRESION (mbar): 1062,5

TEMPERATURA (°C): 21,0

GRISU EN MINA (%): 0,3

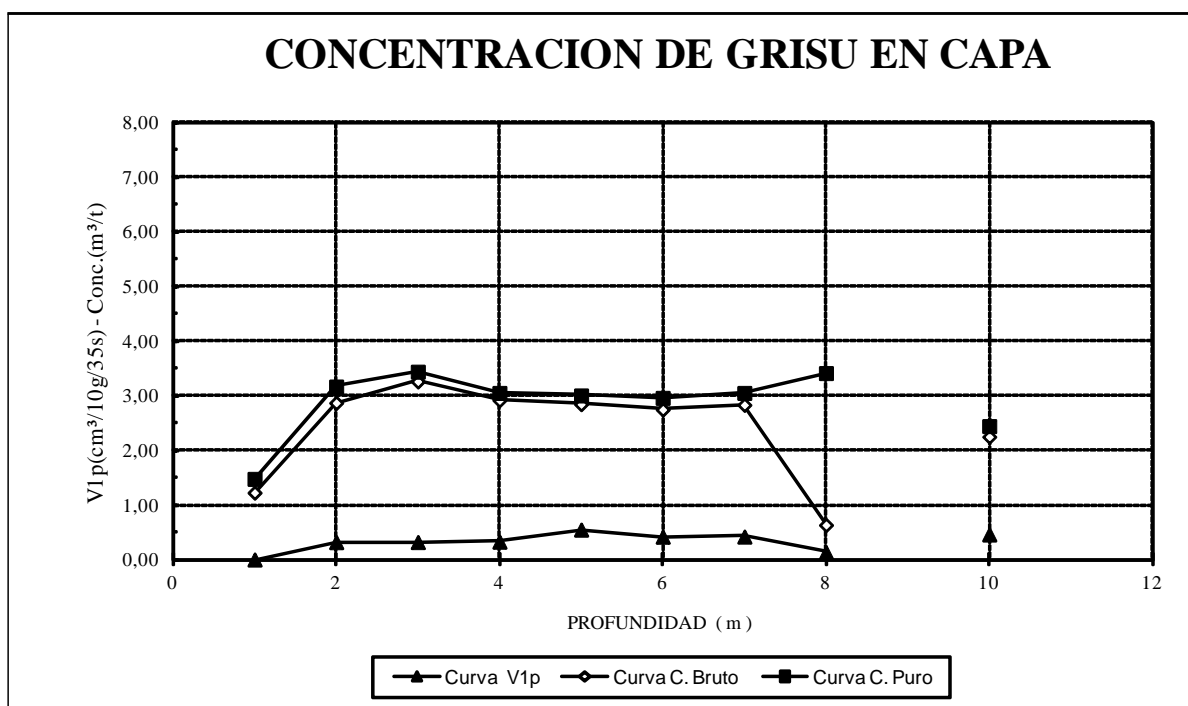
DATOS DE LABORATORIO

PRESION (mbar): 1031,0

TEMPERATURA (°C): 21,0

PROFUND. (m)	q (cm³/35s)	Q1 (cm³)	V1p (cm³/35s/10g)	% LEL	GRISU (%)	Q2 (cm³)	Q'3 (cm³)	Q3 (cm³)	m (g)	m' (g)	CB (m³/tb)	CENIZAS (%)	C (m³/t)
0,0	0,00	0,00	0,00	8,9	0,45	1,46	10,40	10,09	9,43	9,43	1,22	15,56	1,48
1,5	0,30	1,02	0,32	17,0	0,85	5,55	21,10	20,47	9,43	9,43	2,87	8,55	3,17
3,0	0,30	1,02	0,32	14,0	0,70	4,03	26,40	25,62	9,41	9,41	3,26	4,75	3,44
4,5	0,30	1,02	0,33	16,0	0,80	5,04	21,30	20,67	9,17	9,17	2,91	4,00	3,05
6,0	0,50	1,70	0,55	16,0	0,80	5,04	19,80	19,21	9,13	9,13	2,84	4,88	3,00
7,0	0,40	1,36	0,42	15,0	0,75	4,53	21,00	20,38	9,57	9,57	2,75	6,58	2,96
8,0	0,40	1,36	0,42	16,0	0,80	5,04	21,20	20,57	9,53	9,53	2,83	6,53	3,05
8,5	0,20	0,68	0,13	12,0	0,60	3,02	6,10	5,92	15,19	15,19	0,63	74,04	3,41
pru (8m)	0,40	1,36	0,46	16,0	0,80	5,04	13,60	13,20	8,72	8,72	2,25	7,28	2,44

OBSERVACIONES: SONDEO REALIZADO POR EL CARBONERO DE LA CAPA 7





CONCENTRACION DE GRISU EN CAPA MINA LA CAMOCHA. C/9

SONDEO: 10

FECHA: 30/01/96

DATOS GENERALES

MINA: LA CAMOCHA

PLANTA: 6ª

CAPA: 9

NIVEL: 6º RECORTE

DATOS DE MINA

PRESION (mbar): 1075,0

TEMPERATURA (°C): 24,0

GRISU EN MINA (%): 0,3

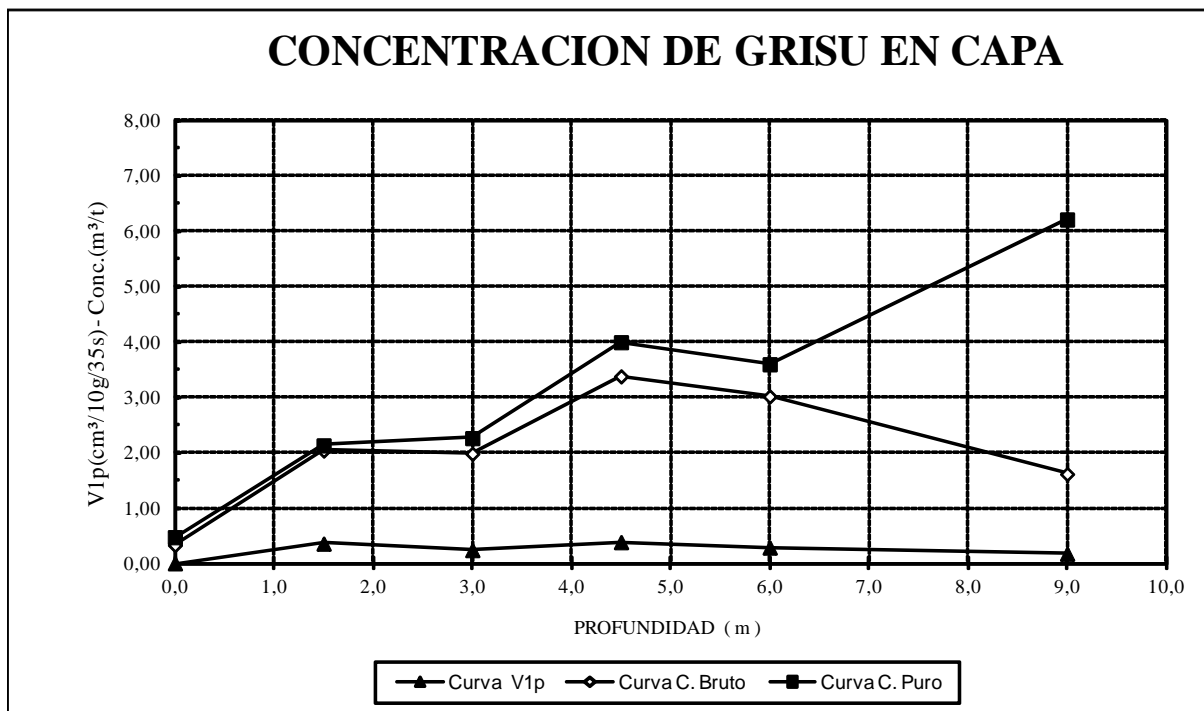
DATOS DE LABORATORIO

PRESION (mbar): 1040,5

TEMPERATURA (°C): 21,0

PROFUND. (m)	q (cm³/35s)	Q1 (cm³)	V1p (cm³/35s/10g)	% LEL	GRISU (%)	Q2 (cm³)	Q'3 (cm³)	Q3 (cm³)	m (g)	m' (g)	CB (m³/tb)	CENIZAS (%)	C (m³/t)
0,0	0,00	0,00	0,00	7,4	0,37	1,20	2,20	2,15	10,19	10,19	0,33	27,71	0,47
1,5	0,30	1,02	0,36	13,0	0,65	4,03	12,40	12,12	8,43	8,43	2,04	3,94	2,13
3,0	0,25	0,85	0,24	13,0	0,65	4,03	16,30	15,94	10,51	10,51	1,98	11,25	2,26
4,5	0,40	1,36	0,38	17,0	0,85	6,05	28,50	27,87	10,45	10,45	3,38	14,04	3,99
6,0	0,30	1,02	0,28	13,0	0,65	4,03	27,30	26,69	10,53	10,53	3,01	14,68	3,59
9,0	0,25	0,85	0,17	13,0	0,65	4,03	18,80	18,38	14,42	14,42	1,61	67,29	6,21

OBSERVACIONES: SONDEO SOBRE CAPA 9 DESDE 6º RECORTE





CONCENTRACION DE GRISU EN CAPA

MINA LA CAMOCHA. C/8

SONDEO: 11

FECHA: 31/01/96

DATOS GENERALES

MINA: LA CAMOCHA

PLANTA: 6ª

CAPA: 8

NIVEL: 6º RECORTE

DATOS DE MINA

PRESION (mbar): 1080,0

TEMPERATURA (°C): 24,0

GRISU EN MINA (%): 0,3

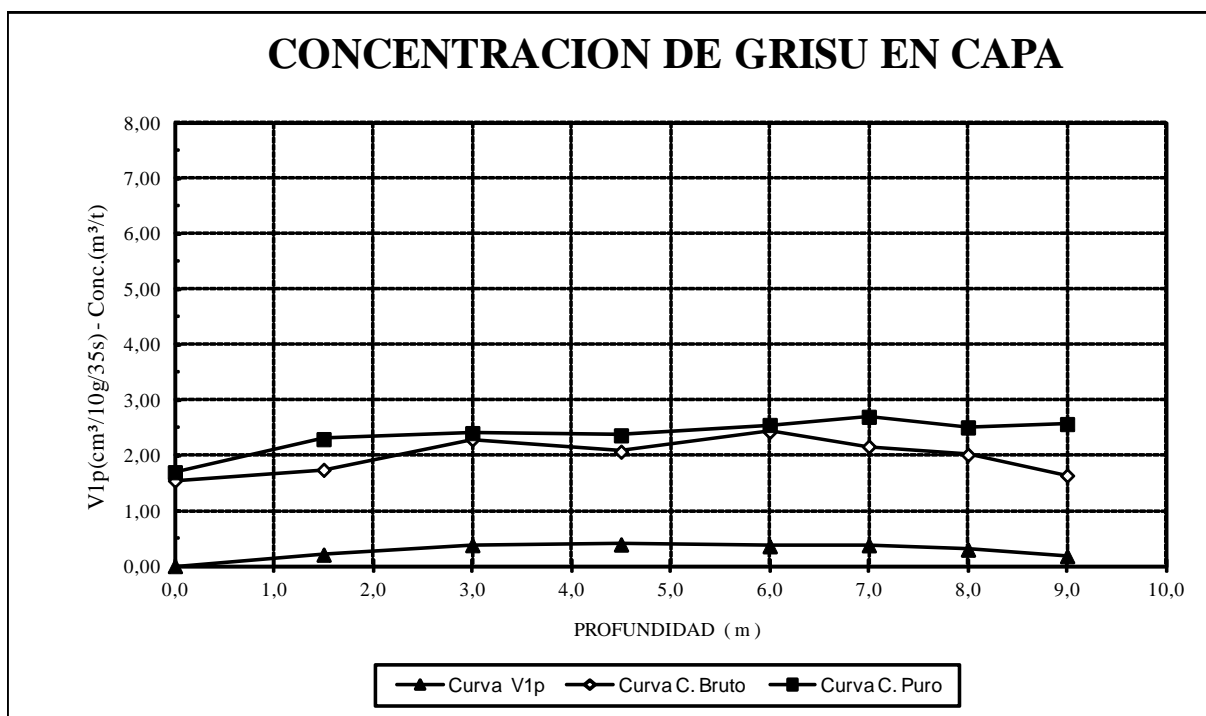
DATOS DEL LABORATORIO

PRESION (mbar): 1036,0

TEMPERATURA (°C): 21,0

PROFUND. (m)	q (cm³/35s)	Q1 (cm³)	V1p (cm³/35s/10g)	% LEL	GRISU (%)	Q2 (cm³)	Q'3 (cm³)	Q3 (cm³)	m (g)	m' (g)	CB (m³/tb)	CENIZAS (%)	C (m³/t)
0,0	0,00	0,00	0,00	12,0	0,60	3,02	11,40	11,05	9,12	9,12	1,54	8,12	1,69
1,5	0,20	0,68	0,21	13,0	0,65	3,52	13,00	12,60	9,67	9,67	1,74	21,97	2,29
3,0	0,35	1,19	0,38	14,0	0,70	4,03	16,50	15,99	9,28	9,28	2,29	4,32	2,40
4,5	0,40	1,36	0,39	12,0	0,60	3,02	17,30	16,76	10,24	10,24	2,06	11,35	2,36
6,0	0,35	1,19	0,36	12,0	0,60	3,02	20,10	19,48	9,77	9,77	2,42	4,42	2,55
7,0	0,40	1,36	0,38	12,0	0,60	3,02	19,20	18,61	10,65	10,65	2,16	18,11	2,69
8,0	0,30	1,02	0,30	13,0	0,65	3,52	16,20	15,70	10,07	10,07	2,01	17,90	2,50
9,0	0,20	0,68	0,18	11,0	0,55	2,51	15,60	15,12	11,20	11,20	1,63	32,91	2,56

OBSERVACIONES: SONDEO SOBRE CAPA 8 DESDE EL 6º RECORTE





CONCENTRACION DE GRISU EN CAPA MINA LA CAMOCHA. C/7

SONDEO: 12

FECHA: 01/02/96

DATOS GENERALES

MINA: LA CAMOCHA
PLANTA: 6ª
CAPA: 7 2º SUBNIVEL
NIVEL: 6º RECORTE

DATOS DE MINA

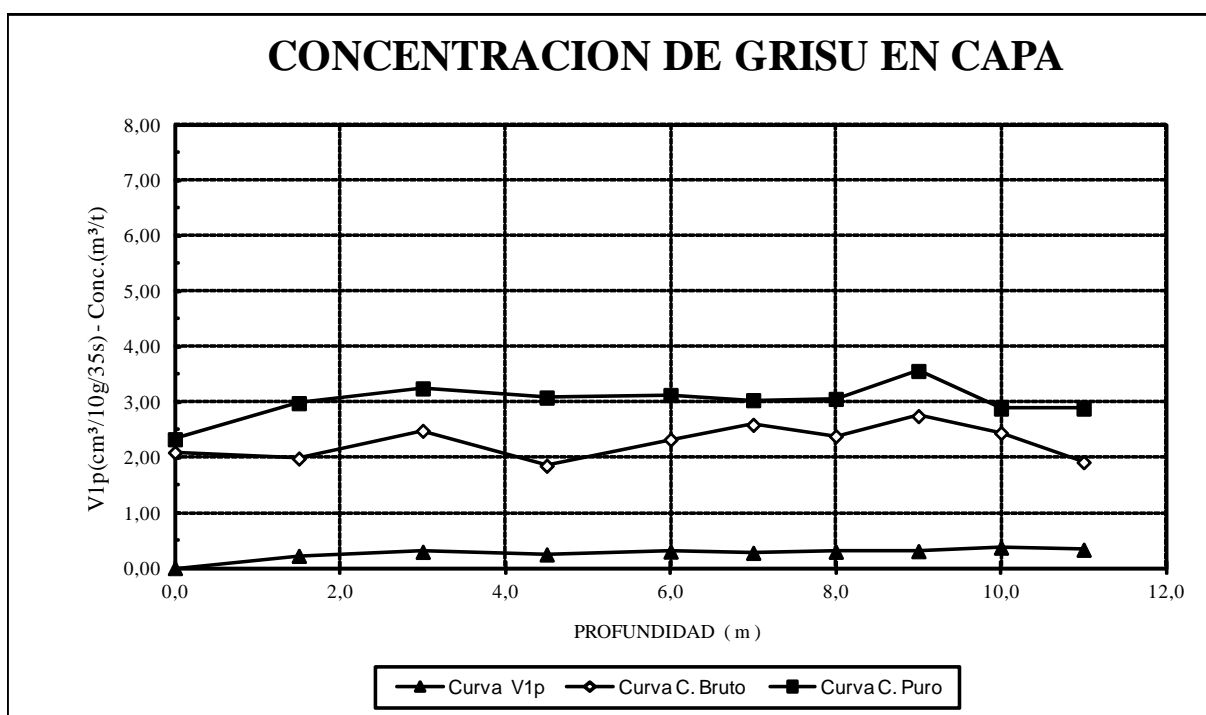
PRESION (mbar): 1080,0
TEMPERATURA (°C): 22,0
GRISU EN MINA (%): 0,2

DATOS DEL LABORATORIO

PRESION (mbar): 1008,0
TEMPERATURA (°C): 21,0

PROFUND. (m)	q (cm³/3.5s)	Q1 (cm³)	V1p (cm³/3.5s/10g)	% LEL	GRISU (%)	Q2 (cm³)	Q'3 (cm³)	Q3 (cm³)	m (g)	m' (g)	CB (m³/tb)	CENIZAS (%)	C (m³/t)
0,0	0,00	0,00	0,00	8,6	0,43	2,31	19,00	17,79	9,63	9,63	2,09	9,28	2,32
1,5	0,25	0,85	0,22	15,0	0,75	5,54	17,10	16,01	11,33	11,33	1,98	30,50	2,98
3,0	0,30	1,02	0,29	12,0	0,60	4,02	21,60	20,23	10,20	10,20	2,48	21,44	3,24
4,5	0,30	1,02	0,25	11,0	0,55	3,52	19,20	17,98	12,19	12,19	1,85	36,34	3,08
6,0	0,35	1,19	0,30	12,0	0,60	4,02	23,40	21,91	11,69	11,69	2,32	23,38	3,12
7,0	0,30	1,02	0,28	14,0	0,70	5,04	23,60	22,10	10,89	10,89	2,59	13,34	3,03
8,0	0,35	1,19	0,30	13,0	0,65	4,53	24,00	22,48	11,84	11,84	2,38	20,00	3,05
9,0	0,35	1,19	0,31	12,0	0,60	4,02	28,00	26,22	11,46	11,46	2,74	20,82	3,56
10,0	0,40	1,36	0,37	16,0	0,80	6,05	20,20	18,92	10,80	10,80	2,44	13,99	2,88
11,0	0,40	1,36	0,33	15,0	0,75	5,54	17,20	16,11	12,04	12,04	1,91	30,58	2,88

OBSERVACIONES: SONDEO REALIZADO POR LA VENA DE LA CAPA 7





ANEXO 2: FICHA DE ZONAS DE INVESTIGACIÓN DE CBM.

<u>ZONA</u>	<u>SUBZONA</u>	<u>AREA</u>	<u>SUBÁREA</u>
	Norte	Naranco-Santo	Firme-
Denominación de la cuenca: Cuencas Carboníferas Adyacentes			
Localización: Oviedo-Llanera-Gijon			
Region geológica: Unidad La Sobia-Bodon		Estructura geológica: Sinclinal	
Cota media: 400			
EDAD: Westfaliense A			

AREAS	Naranco-Sto Firme	Camocha		
Subáreas	Naranco-Ventaniella	Ventaniella-Llantones	Llantones-Granda	Granda-línea costa
Potencia (m)				
Potencia acumulada (m)	23-26	40	60	60
Espacio entre capas (m)				
Profundidad de las labores (m)				
RANGO DEL CARBÓN				
Volátiles (%)		35,00		35,00
Cenizas (%)		14,50		14,50
Carbono (%)				
Azufre (%)		1,62		1,62
Humedad				
Poder calorífico sup (kcal/kg)				
Reflectividad de la vitrinita				
Densidad (gr./cm ³)	1,60	1,60	1,60	1,60



Presión in situ (mbar)				
Temperatura (°C)				
GEOMETRÍA				
Superficie (km ²)				
Dirección				
Buzamiento				
Profundidad máxima (m)				
Longitud de la corrida				
Recursos de carbón teórico (Mt)	40	450	271	650
GAS EN CAPA				
CB (m ³ /tb.)	8.6	8.6	8.6	8.6
RECURSOS				
Recursos "in-place" de gas (Mm ³)	344	3.870	2.330	5.590
Recursos recuperables de gas (Mm ³)	172	1.935	1.165	2.795
TOTAL RECURSOS RECUP. Mm³	6.067			



ANEXO 3: PROYECTOS DE RECUPERACIÓN DE CMM

Date	Project Name	Sector	Geographic Focus	Project Stage
24/02/2010	Coal Methane Utilization Project in Kalinina Mine, Donetsk, Ukraine	Coal Mines	Ukraine	Ongoing
24/02/2016	Sihe Mine Project Feasibility Study	Coal Mines	China	Ongoing
06/03/2010	Support for India CBM/CMM Clearinghouse	Coal Mines	India	idea
06/03/2015	2006 EPA M2M Grant: Quantification of VAM Emissions from Gassy Underground Coal Mines in India	Coal Mines	India	idea
06/03/2010	Sohagpur Coal Bed Methane (CBM) Project TA	Coal Mines	India	idea
08/04/2016	Hebi CMM Power Generation Project	Coal Mines	China	idea
24/02/2010	UNECE Project Facilitation in Russia	Coal Mines	Russia	Ongoing
24/02/2014	2006 EPA M2M Grant: Tiefs Mine Feasibility Study	Coal Mines	China	Ongoing
24/02/2012	Support for China Coalbed Methane Clearinghouse	Coal Mines	China	Ongoing
24/02/2010	Technical Outreach and Support for Expo: China	Coal Mines	China	Ongoing
09/03/2011	2006 EPA M2M Grant: Pre-Feasibility Study on Electricity Generation Utilizing CMM from a Nigerian Coal Mine	Coal Mines	Nigeria	idea



Date	Project Name	Sector	Geographic Focus	Project Stage
24/02/2010	Ugletetan International Coalbed Methane Center Support	Coal Mines	Russia	Ongoing
24/02/2010	Technical Needs and Barriers Assessment in Russia	Coal Mines	Russia	Ongoing
24/02/2010	CMM utilization workshop series, Donbass	Coal Mines	Ukraine	Ongoing
24/02/2010	Technical Outreach and Support for Expo: Ukraine	Coal Mines	Ukraine	Ongoing
24/02/2010	Methane to Markets Workshop: Beijing	Coal Mines	Partnership wide	Ongoing
24/02/2010	Methane to Markets Regional Workshop: Brisbane, Australia	Coal Mines	Partnership wide	Ongoing
24/02/2010	Global Overview of Coal Mine Methane Opportunities	Coal Mines	Partnership wide	Ongoing
24/02/2010	White Paper: Regulatory Barriers Hindering Coal Mine Methane Project Development	Coal Mines	Partnership wide	Ongoing
24/02/2010	2006 EPA M2M Grant: Coal Mine Methane (CMM) Recovery and Utilization Initiative in Guizhou Province, China	Coal Mines	China	Ongoing
06/03/2010	Jixi CMM Drilling and Power Generation Project Assistance, China	Coal Mines	China	idea
06/03/2010	Longfeng and Honglin Coal Mine Methane Power Generation Project, China	Coal Mines	China	idea
06/03/2010	Pingdingshan No. 4 Coal Mine: VAM to Energy Project, China	Coal	China	idea



Date	Project Name	Sector	Geographic Focus	Project Stage
		Mines		
06/03/2010	Pingdingshan No. 8 Coal Mine: CMM Drainage and Utilization Project, China	Coal Mines	China	idea
08/04/2011	2007 EPA M2M Grant: Demonstration of Power Generation Using Low Quality CMM in China	Coal Mines	China	completed
06/03/2010	Shigang Mine CMM Gas Purification, Liquefaction & Utilization Project, China	Coal Mines	China	idea
06/03/2010	Shigang Coal Mine VAM Utilization Project, China	Coal Mines	China	idea
24/02/2010	Shihao Coal Mine VAM Power Generation Project, China	Coal Mines	China	Ongoing
06/03/2010	CMM Purification & Utilization Project at Songzao Coal Mining Area, China	Coal Mines	China	completed
06/03/2010	Korba coalfield CMM Project Opportunity, India	Coal Mines	India	idea
06/03/2010	Singrauli Coalfield CMM Project Opportunity, India	Coal Mines	India	idea
06/03/2010	Mimosa Mines Power Generation and Flaring Project, Mexico	Coal Mines	Mexico	idea
06/03/2010	Ogboyoga Mine Power Generation Project Opportunity, Nigeria	Coal Mines	Nigeria	idea
06/03/2010	Okpara Mine Power Generation Project Opportunity, Nigeria	Coal Mines	Nigeria	idea



Date	Project Name	Sector	Geographic Focus	Project Stage
06/03/2010	CMM Capture and Utilization Project Opportunity at Kirovskya Mine, Ukraine	Coal Mines	Ukraine	idea
06/03/2010	CMM Capture and Use Project Opportunity at Holodnaya Balka Mine, Ukraine	Coal Mines	Ukraine	idea
06/03/2010	Modernizing and Expanding of Degasification Activities at Bazhanov Mine, Ukraine	Coal Mines	Ukraine	ongoing
06/03/2010	2008 EPA M2M GRANT: The Methane Connection - Coal Mining Safety & Clean Power Production in China	Coal Mines	China	idea
06/03/2010	2008 EPA M2M GRANT: Development of Guidelines & Technical Evaluation for Degassing Coal Mine Methane in Advance from Mining to Reduce Methane Emissions in the Southern Shanxi Province of China	Coal Mines	China	idea
06/03/2010	2008 EPA M2M GRANT: Feasibility Study for Recovery and Utilization of Coal Mine Methane in Jharia, Bokaro & Raniganj Coalfields in India	Coal Mines	India	idea
06/03/2010	2008 EPA M2M GRANT: Pre-feasibility Study on Methane Recovery & Utilization in Nalaikh Coal Mine	Coal Mines	Mongolia	idea
29/03/2011	2008 EPA M2M GRANT: Abandoned mine feasibility study and coal mine methane to liquefied natural gas assessment ("Zory" Coal Mine)	Coal Mines	Poland	idea
10/12/2010	2008 EPA M2M GRANT: Detailed Characteristics of the Ventilation Air Methane Emissions from Ten Gassy Underground Coal Mines in Poland	Coal Mines	Poland	idea
07/01/2010	2009 EPA M2M Grant: Coalbed and coalmine methane recovery project analysis: creation of a Shanxi Province knowledge clearinghouse and recommendations	Coal Mines	China	Ongoing
07/01/2010	2009 EPA M2M Grant: Technical Assessment of Coal Mine Gas Recovery and Utilization in China	Coal Mines	China	Ongoing
07/01/2010	2009 EPA M2M Grant: Pre-feasibility study for degasification and methane capture before mining at the Pawlowice	Coal	Poland	Ongoing



Date	Project Name	Sector	Geographic Focus	Project Stage
	<u>1 coal field</u>	Mines		
07/01/2010	<u>2009 EPA M2M Grant: Methane Emissions Inventory from Abandoned Coal Mines in China</u>	Coal Mines	China	Ongoing
07/01/2010	<u>2009 EPA M2M Grant: Development and demonstration of Coal mine methane enrichment at Moonidih mine, India</u>	Coal Mines	India	Ongoing
07/01/2010	<u>2009 EPA M2M Grant: Coal Mine Methane (CMM) Recovery and Utilization Initiative In Guizhou Province, China</u>	Coal Mines	China	Ongoing
30/07/2010	<u>CMM Power Generation Project in Fangzhuang No. 2 Mine</u>	Coal Mines	China	idea
01/03/2010	<u>CMM Utilization at Hebi Mine No. 6</u>	Coal Mines	China	idea
30/07/2010	<u>CMM Liquefaction Project at Hezuo Mining Area</u>	Coal Mines	China	planned
30/07/2010	<u>CMM Power Generation Project at Jiulishan Coal Mine</u>	Coal Mines	China	idea
01/03/2010	<u>CMM Drainage and Utilization Improvements at Liuzhuang Coal Mine</u>	Coal Mines	China	planned
01/03/2010	<u>CMM Capture and Utilization Project at Songshutan Coal Mine</u>	Coal Mines	China	idea
01/03/2010	<u>Tianfu Methane Recovery and Use Project</u>	Coal Mines	China	idea
30/07/2010	<u>VAM Utilization Project at Xiaodongshan Shaft of Sihe Mine</u>	Coal Mines	China	planned



Date	Project Name	Sector	Geographic Focus	Project Stage
30/07/2010	<u>Demonstration Project of Low-Quality CMM Utilization in Yangguan No. 1 Mine</u>	Coal Mines	China	idea
23/03/2011	<u>CMM Project at Asnapani-Jarangdih Mine</u>	Coal Mines	India	idea
23/03/2011	<u>CMM/AMM Activities at Bhatdee and Murulidih Collieries</u>	Coal Mines	India	idea
01/03/2010	<u>CMM/AMM Utilization at Kalidaspur Deep Block</u>	Coal Mines	India	idea
01/03/2010	<u>CMM Utilization at the Korba Coalfield</u>	Coal Mines	India	idea
01/03/2010	<u>CMM Electricity Generation at the Moher Sub-Basin in Singrauli Coalfield</u>	Coal Mines	India	idea
01/03/2010	<u>CMM Project at Mohuda Sub-Basin</u>	Coal Mines	India	idea
23/03/2011	<u>CMM Project at Moonidih Underground Mine</u>	Coal Mines	India	idea
01/03/2010	<u>VAM Pre-Feasibility Study at Moonidih Underground Mine</u>	Coal Mines	India	planned
13/12/2010	<u>VAM Project at Muslia Mine</u>	Coal Mines	India	idea
01/03/2010	<u>CMM/AMM Project Opportunity at the Muslia Unit of the Ghusick Colliery</u>	Coal Mines	India	idea
23/03/2011	<u>CMM Project at North Kathara Phase I - III & Uchitdih</u>	Coal	India	idea



Date	Project Name	Sector	Geographic Focus	Project Stage
		Mines		
23/03/2015	CMM Project at Pootkee-Bullary Mine	Coal Mines	India	idea
01/03/2010	CMM Utilization in the Trans Mand Raigarh Coal Basin	Coal Mines	India	planned
01/03/2010	Expanded Degasification at Kazakhstanshaya Mine	Coal Mines	Kazakhstan	planned
01/03/2010	CMM Recovery and Utilization at Mimosa Mines	Coal Mines	Mexico	planned
23/03/2011	Advanced Gob Gas Drainage at Mimosa Mine	Coal Mines	Mexico	idea
01/03/2010	CMM Project at Kharkhira Basin	Coal Mines	Mongolia	idea
01/03/2016	Power Generation and Heating Project at Nalaikh Mine	Coal Mines	Mongolia	idea
01/03/2010	CMM Recovery and Utilization at LLC Shakhta Ziminka Mine	Coal Mines	Russia	idea
01/03/2010	CMM Recovery and Utilization at Bazhanov Coal Mine	Coal Mines	Ukraine	planned
01/03/2010	CMM Recovery at Skochinsky Coal Mine	Coal Mines	Ukraine	planned
01/03/2010	Degasification Modernization and Expansion at Yuzhuo-Donbasskay (South Donbass) No. 3 Mine	Coal Mines	Ukraine	planned



Date	Project Name	Sector	Geographic Focus	Project Stage
01/03/2010	<u>Degasification Modernization and CMM Recovery and Utilization at the Stakhanov Mine</u>	Coal Mines	Ukraine	planned
03/03/2010	<u>Chongqing Datong Coal Mine VAM Destruction and Utilization Project</u>	Coal Mines	China	completed
25/03/2011	<u>Alashan Methane Recovery and Utilization Project</u>	Coal Mines	China	idea
25/03/2011	<u>Tkibuli-Shaori Mine CMM Recovery and Utilization</u>	Coal Mines	Georgia	idea
25/03/2011	<u>Krupinski Mine CMM Recovery and Utilization by Co-Generation System</u>	Coal Mines	Poland	idea
25/03/2011	<u>Katowice Coal Holding Mines CMM Recovery and Utilization Concept</u>	Coal Mines	Poland	idea
25/03/2011	<u>Economic Utilization of Methane at the Sosnica-Makoszowy Mine</u>	Coal Mines	Poland	ongoing
25/03/2011	<u>Economic Utilization of Methane at The Szczyglowice Coal Mine</u>	Coal Mines	Poland	ongoing
16/09/2015	<u>Further Promotion of M2M in Coal Sector of China</u>	Coal Mines	China	Ongoing
16/09/2011	<u>VAM at Russian Coal Mines</u>	Coal Mines	Russia	Ongoing
16/09/2016	<u>Optimizing Degasification Systems to Reduce Methane Emissions from Turkish Coal Mines</u>	Coal Mines	Turkey	Ongoing
16/09/2011	<u>Coal Mine Methane (CMM) Resource Assessment and Emissions Inventory Development in Mongolia</u>	Coal	Mongolia	Ongoing



Date	Project Name	Sector	Geographic Focus	Project Stage
		Mines		
28/02/2014	Coal mine methane (CMM) recovery and utilization initiative in Southwest China	Coal Mines	China	Ongoing

Country	Region	Project Location	Project Type	Mine Status
Australia	Hunter Valley	Hunter Valley Mines	Pipeline Injection	Active (underground)
Australia	New South Wales	Appin & Tower Collieries	Power Generation	Active (underground)
Australia	New South Wales	Appin Colliery	VAM as Auxiliary Fuel for Combustion Air	Abandoned
Australia	New South Wales	Ashton Coal Project	Flaring	Active (underground)
Australia	New South Wales	AUS Appin Colliery Flaring	Flaring	Active (underground)
Australia	New South Wales	Mandalong	Flaring	Active (underground)
Australia	New South Wales	Mandalong	Power Generation	Active (underground)
Australia	New South Wales	Mandalong	VAM Destruction	Active (underground)
Australia	New South Wales	Munmorah & Endeavour	Power Generation	Abandoned
Australia	New South Wales	Newvale	Boiler Fuel	Abandoned



<u>Country</u>	<u>Region</u>	<u>Project Location</u>	<u>Project Type</u>	<u>Mine Status</u>
Australia	New South Wales	Tahmoor Colliery	Power Generation	Active (underground)
Australia	New South Wales	Tahmoor Colliery - Flaring	Flaring	Active (underground)
Australia	New South Wales	Teralba and Bellambi Mines	Power Generation	Abandoned
Australia	New South Wales	United Colliery	Flaring	Active (underground)
Australia	New South Wales	West Cliff Colliery	Power Generation	Active (underground)
Australia	New South Wales	West Cliff Colliery	VAM as Primary Fuel for Power Generation	Active (underground)
Australia	New South Wales - Hunter Valley	Bulga Mining Complex	Flaring	Active (underground)
Australia	Queensland	Central Colliery	Flaring	Abandoned
Australia	Queensland	Dawson Mine	Pipeline Injection	Active (underground)
Australia	Queensland	German Creek Coal Mine (Grasstree)	Flaring	Active (underground)
Australia	Queensland	German Creek Coal Mine (Grasstree)	Power Generation	Active (underground)
Australia	Queensland	Moranbah North Mine	Power Generation	Active (underground)
Australia	Queensland	Oak Creek	Flaring	Active (underground)



<u>Country</u>	<u>Region</u>	<u>Project Location</u>	<u>Project Type</u>	<u>Mine Status</u>
Australia	Queensland	Oak Creek - Power Gen 1	Power Generation	Active (underground)
Australia	Queensland	Oak Creek - Power Gen 2	Power Generation	Active (underground)
Belgium	Wallonia Coal Basin	Hainaut	Other	Unknown
China	Anhui	Huaibei Mining Group Company	Power Generation	Active (underground)
China	Anhui	Huaibei Mining Group Company	Town Gas	Active (underground)
China	Anhui	Huainan Mining Group - Pansan Mine	Power Generation	Active (underground)
China	Anhui	Huainan Mining Group	Town Gas	Active (underground)
China	Anhui	Huainan Mining Group	Industrial Use	Unknown
China	Anhui	Huainan Mining Group	VAM as Primary Fuel for Power Generation	Active (underground)
China	Anhui	Huainan Mining Group	Boiler Fuel	Active (underground)
China	Anhui	Huainan Mining Group - Pansan Mine	Town Gas	Active (underground)
China	Anhui	Huainan Mining Group - CHP 1	Combined Heat and Power (CHP)	Active (underground)



<u>Country</u>	<u>Region</u>	<u>Project Location</u>	<u>Project Type</u>	<u>Mine Status</u>
China	Anhui	Huainan Mining Group - CHP 2	Combined Heat and Power (CHP)	Active (underground)
China	Anhui	Wanbei Coal and Electricity Group	Power Generation	Active (underground)
China	Chon	Zhongliangshan Coal Electricity Gas Co	Town Gas	Active (underground)
China	Chongqing	Chongqing Nantong Mining LLC	Town Gas	Active (underground)
China	Chongqing	Chongqing Nantong Mining LLC	Boiler Fuel	Active (underground)
China	Chongqing	Datong	VAM Destruction	Active (underground)
China	Chongqing	Songzao Coal and Electricity Company	VAM Destruction	Active (underground)
China	Chongqing	Songzao Coal and Electricity Company	Vehicle Fuel	Active (underground)
China	Chongqing	Songzao Coal and Electricity Company - Power Gen Phase 1	Power Generation	Active (underground)
China	Chongqing	Songzao Coal and Electricity Company - Power Gen Phase 2	Power Generation	Active (underground)
China	Chongqing	Zhongliangshan Coal Electricity Gas	Boiler Fuel	Active



<u>Country</u>	<u>Region</u>	<u>Project Location</u>	<u>Project Type</u>	<u>Mine Status</u>
		Co		(underground)
China	Gansu	Jingyuan Coal Group	Power Generation	Active (underground)
China	Guizhou	Shuicheng Mining Group	Power Generation	Active (underground)
China	Guizhou	Shuicheng Mining Group	Town Gas	Active (underground)
China	Hebei	Fengfeng Mining Group	Power Generation	Active (underground)
China	Heilongjiang	Hegang Coal Mine Group	Power Generation	Active (underground)
China	Heilongjiang	Jixi Mining Group	Power Generation	Active (underground)
China	Heilongjiang	Jixi Mining Group	Power Generation	Active (underground)
China	Henan	Dengfeng Jinling CMM Power Generation Co	Power Generation	Active (underground)
China	Henan	Dengfeng Jinling CMM Power Generation Co	Boiler Fuel	Active (underground)
China	Henan	Hebi Coal Industry Group - Power Gen 1	Power Generation	Active (underground)
China	Henan	Hebi Coal Industry Group - Power Gen 2	Power Generation	Active (underground)



<u>Country</u>	<u>Region</u>	<u>Project Location</u>	<u>Project Type</u>	<u>Mine Status</u>
China	Henan	Jiaozuo Coal Industrial Group	Power Generation	Active (underground)
China	Henan	Pingdingshan Coal Group	Combined Heat and Power (CHP)	Active (underground)
China	Henan	Pingdingshan Coal Group	Combined Heat and Power (CHP)	Active (underground)
China	Henan	Pingdingshan Coal Group	VAM Destruction	Active (underground)
China	Henan	Yima Coal Industry Group Co	Combined Heat and Power (CHP)	Active (underground)
China	Henan	Yima Coal Industry Group Co	VAM Destruction	Active (underground)
China	Henan	Zhengzhou Coal Industry Group Co - CHP 1	Combined Heat and Power (CHP)	Active (underground)
China	Henan	Zhengzhou Coal Industry Group Co - CHP 2	Combined Heat and Power (CHP)	Active (underground)
China	Henan	Zhengzhou Coal Industry Group Co - VAM 1	VAM Destruction	Active (underground)
China	Henan	Zhengzhou Coal Industry Group Co - VAM 2	VAM Destruction	Active (underground)
China	Jiangxi	Fengcheng Mining Administration	Power Generation	Active (underground)
China	Jilin	Liaoyuan Coal	Power Generation	Active



<u>Country</u>	<u>Region</u>	<u>Project Location</u>	<u>Project Type</u>	<u>Mine Status</u>
		Mining Group		(underground)
China	Liaoning	Fushun Coal Mining Group	Power Generation	Active (underground)
China	Liaoning	Fushun Coal Mining Group	Town Gas	Active (underground)
China	Liaoning	Fuxin Coal Mining Group	Power Generation	Active (underground)
China	Liaoning	Fuxin Coal Mining Group	Town Gas	Active (underground)
China	Liaoning	Tiefa Coal Industry Group	Town Gas	Active (underground)
China	Ningxia	Ningxia Coal Industry Group Co	Power Generation	Active (underground)
China	Ningxia	Shenhua Ningxia Coal Industry Group Rujigou	Power Generation	Active (underground)
China	Ningxia	Shenhua Ningxia Coal Industry Group Wulan	Power Generation	Active (underground)
China	Shanxi	Duerping Mine	Flaring	Active (underground)
China	Shanxi	Jincheng Anthracite Mining (Group) Ltd. Co.	Industrial Use	Active (underground)
China	Shanxi	Jincheng Coal Mining Authority	Town Gas	Active (underground)



<u>Country</u>	<u>Region</u>	<u>Project Location</u>	<u>Project Type</u>	<u>Mine Status</u>
China	Shanxi	Jincheng Coal Mining Authority	Vehicle Fuel	Active (underground)
China	Shanxi	Jincheng Coal Mining Authority - Power Gen Phase 1	Power Generation	Active (underground)
China	Shanxi	Jincheng Coal Mining Authority - Power Gen Phase 2	Power Generation	Active (underground)
China	Shanxi	Liulin JinDing Coal Group	Power Generation	Active (underground)
China	Shanxi	Malan Mine	Flaring	Active (underground)
China	Shanxi	No mining group - Jincheng City (local)	Power Generation	Active (underground)
China	Shanxi	Shanxi Coal Transport Market Co. Ltd.	Boiler Fuel	Active (underground)
China	Shanxi	Shanxi Coal Transport Market Co. Ltd. - CHP 1	Combined Heat and Power (CHP)	Active (underground)
China	Shanxi	Shanxi Coal Transport Market Co. Ltd. - CHP 2	Combined Heat and Power (CHP)	Active (surface)
China	Shanxi	Shanxi Coal Transport Market Co. Ltd. - CHP 3	Combined Heat and Power (CHP)	Active (underground)
China	Shanxi	Shanxi Coking Coal Group	Boiler Fuel	Active (underground)



<u>Country</u>	<u>Region</u>	<u>Project Location</u>	<u>Project Type</u>	<u>Mine Status</u>
China	Shanxi	Shanxi Coking Coal Group	Town Gas	Active (underground)
China	Shanxi	Shanxi Coking Coal Group	Industrial Use	Active (underground)
China	Shanxi	Shanxi Coking Coal Group - Power Gen 1	Power Generation	Active (underground)
China	Shanxi	Shanxi Coking Coal Group - Power Gen 2	Power Generation	Active (underground)
China	Shanxi	Shanxi Datuhe Coke and Chemicals Co., Ltd.	Combined Heat and Power (CHP)	Active (underground)
China	Shanxi	Shengdong Group Bingchang Coal Mine	VAM Destruction	Active (underground)
China	Shanxi	Tunlan Mine	Flaring	Active (underground)
China	Shanxi	Yangcheng Minsheng Gas Co., Ltd; Yangcheng County, Jincheng City	Boiler Fuel	Active (underground)
China	Shanxi	Yangcheng Minsheng Gas Co., Ltd; Yangcheng County, Jincheng City	Town Gas	Active (underground)
China	Shanxi	Yangcheng Minsheng Gas Co.,	Power Generation	Active (underground)



<u>Country</u>	<u>Region</u>	<u>Project Location</u>	<u>Project Type</u>	<u>Mine Status</u>
		Ltd; Yangcheng County, Jincheng City		
China	Shanxi	Yangquan Coal Group	Power Generation	Active (underground)
China	Shanxi	Yangquan Coal Group	Town Gas	Active (underground)
China	Shanxi	Yangquan Coal Group	Vehicle Fuel	Active (underground)
China	Shanxi	Yangquan Coal Group	Industrial Use	Active (underground)
China	Shanxi	Yangquan Coal Group - Mine 5	Town Gas	Active (underground)
China	Shanxi	Yangquan Coal Group - Yinying	Power Generation	Active (underground)
China	Sichuan	Furong Mining Area	Vehicle Fuel	Active (underground)
China	Sichuan	Furong Mining Area - Power Gen 1	Power Generation	Active (underground)
China	Sichuan	Furong Mining Area - Power Gen 2	Power Generation	Active (underground)
China	Sichuan	Songzao Coal and Electricity Company	Industrial Use	Active (underground)
China	Sichuan	Songzao Coal and Electricity Company	Town Gas	Active (underground)
Czech Republic	Ostrava	Vrbice	Combined Heat and	Abandoned



<u>Country</u>	<u>Region</u>	<u>Project Location</u>	<u>Project Type</u>	<u>Mine Status</u>
			Power (CHP)	
Czech Republic	Southern coal basin	Chlebovice	Combined Heat and Power (CHP)	Unknown
Czech Republic	Southern coal basin	Darkov 1	Combined Heat and Power (CHP)	Active (underground)
Czech Republic	Southern coal basin	Darkov 2	Combined Heat and Power (CHP)	Active (underground)
Czech Republic	Southern coal basin	Dukla	Combined Heat and Power (CHP)	Unknown
Czech Republic	Southern coal basin	Frantisek	Combined Heat and Power (CHP)	Abandoned
Czech Republic	Southern coal basin	Frantisek 2	Combined Heat and Power (CHP)	Abandoned
Czech Republic	Southern coal basin	Frantisek 3	Combined Heat and Power (CHP)	Abandoned
Czech Republic	Southern coal basin	Jan Karel	Combined Heat and Power (CHP)	Unknown
Czech Republic	Southern coal basin	Lazy 1	Combined Heat and Power (CHP)	Active (underground)
Czech Republic	Southern coal basin	Lazy 2	Combined Heat and Power (CHP)	Active (underground)
Czech Republic	Southern coal basin	Muglinov	Combined Heat and Power (CHP)	Unknown
Czech Republic	Southern coal basin	Odra Prívoz	Combined Heat and Power (CHP)	Unknown



Country	Region	Project Location	Project Type	Mine Status
Czech Republic	Southern coal basin	Orlová	Combined Heat and Power (CHP)	Unknown
Czech Republic	Southern coal basin	Paskov	Combined Heat and Power (CHP)	Active (underground)
Czech Republic	Southern coal basin	Rychvald	Combined Heat and Power (CHP)	Unknown
Czech Republic	Southern coal basin	Rychvald 2	Combined Heat and Power (CHP)	Abandoned
Czech Republic	Southern coal basin	Staric	Combined Heat and Power (CHP)	Unknown
Czech Republic	Southern coal basin	Sviadnov	Combined Heat and Power (CHP)	Unknown
Czech Republic	Upper Silesian	Karviná, Brusperk, and Frenštát	Pipeline Injection	Active (underground)
France	Lens-Liévin	Desiree & La Naville	Industrial Use	Abandoned
France	Lens-Liévin	Divion	Industrial Use	Abandoned
France	Lens-Liévin	Methanmine Project (Methanmine, Divion, and Desiree Mines)	Pipeline Injection	Abandoned
Germany	Aachen	Alsdorf, Scht. Eduard 2	Power Generation	Abandoned
Germany	Ibbenburen	Ibbenbüren (Nordschacht)	Combined Heat and Power (CHP)	Active (underground)



Country	Region	Project Location	Project Type	Mine Status
Germany	Ibbenburen	Ibbenburen (Oeynhausien)	Power Generation	Active (underground)
Germany	Ruhr	Achenbach 2	Power Generation	Abandoned
Germany	Ruhr	Achenbach 4 1	Combined Heat and Power (CHP)	Abandoned
Germany	Ruhr	Alma	Power Generation	Abandoned
Germany	Ruhr	Am Trimbuschhof	Combined Heat and Power (CHP)	Abandoned
Germany	Ruhr	Bergbau Lippe	Power Generation	Active (underground)
Germany	Ruhr	Bochum	Combined Heat and Power (CHP)	Abandoned
Germany	Ruhr	Consolidation 1 / 6	Power Generation	Abandoned
Germany	Ruhr	Dorstfeld (Dortmund Wörthstraße 1)	Power Generation	Abandoned
Germany	Ruhr	Emschermulde 2	Power Generation	Abandoned
Germany	Ruhr	Erin 6	Power Generation	Abandoned
Germany	Ruhr	Ewald 1 / 2 / 7	Power Generation	Abandoned
Germany	Ruhr	Ewald Fortsetzung 4 / 5	Power Generation	Abandoned
Germany	Ruhr	Friedrich der Grosse	Power Generation	Abandoned



<u>Country</u>	<u>Region</u>	<u>Project Location</u>	<u>Project Type</u>	<u>Mine Status</u>
Germany	Ruhr	G.A.S. Grubengas 2	Power Generation	Abandoned
Germany	Ruhr	Gneisenau 4	Power Generation	Abandoned
Germany	Ruhr	Heinrich Robert, Ost	Combined Heat and Power (CHP)	Active (underground)
Germany	Ruhr	Hugo 1/4	Power Generation	Abandoned
Germany	Ruhr	Hugo 9	Power Generation	Abandoned
Germany	Ruhr	Hugo Ost	Power Generation	Abandoned
Germany	Ruhr	Ickern 3	Combined Heat and Power (CHP)	Abandoned
Germany	Ruhr	Konig-Ludwig	Power Generation	Abandoned
Germany	Ruhr	Kurl 3	Power Generation	Abandoned
Germany	Ruhr	Lohberg	Power Generation	Abandoned
Germany	Ruhr	Lohberg 1/2	Power Generation	Abandoned
Germany	Ruhr	Minister Stein 4	Power Generation	Abandoned
Germany	Ruhr	Mont-Cenis III	Combined Heat and Power (CHP)	Abandoned
Germany	Ruhr	Ost, Haus Aden	Power Generation	Active (underground)
Germany	Ruhr	Prosper-Haniel IV, Schacht 9	Combined Heat and Power (CHP)	Active (underground)
Germany	Ruhr	Rossenray - West Schact	Combined Heat and Power (CHP)	Abandoned



Country	Region	Project Location	Project Type	Mine Status
Germany	Ruhr	Ruhr CHP Project (mine unknown)	Combined Heat and Power (CHP)	Unknown
Germany	Ruhr	Schlägel & Eisen 3 /4 /7	Power Generation	Abandoned
Germany	Ruhr	Teutoburgia	Combined Heat and Power (CHP)	Abandoned
Germany	Ruhr	Unser Fritz 2/3	Power Generation	Abandoned
Germany	Ruhr	Victoria 1 / 2	Power Generation	Abandoned
Germany	Ruhr	Von-der-Heydt	Combined Heat and Power (CHP)	Abandoned
Germany	Ruhr	Walsum	Power Generation	Active (underground)
Germany	Ruhr	Waltrop 2	Power Generation	Abandoned
Germany	Ruhr	Werne 3	Power Generation	Abandoned
Germany	Ruhr	West, Niederberg 1/2/5	Combined Heat and Power (CHP)	Active (underground)
Germany	Ruhr	West, Niederberg 3	Power Generation	Active (underground)
Germany	Ruhr	Westfalen 1 / 2	Power Generation	Abandoned
Germany	Ruhr	Westfalen 6	Power Generation	Abandoned
Germany	Saar	Nordschacht Mine	Flaring	Abandoned
Germany	Saar	Saar Mine (mine name unknown)	Combined Heat and Power (CHP)	Unknown



Country	Region	Project Location	Project Type	Mine Status
Germany	Saar	Saarbrücken Project (mine unknown)	Combined Heat and Power (CHP)	Abandoned
Japan	no data available	Akabira Coal Mine	Power Generation	Abandoned
Japan	no data available	Kushiro Mine	Industrial Use	Abandoned
Kazakhstan	Karaganda	Karaganda Boiler Fuel Project (mine unknown)	Boiler Fuel	Active (underground)
Mexico	Coahuila	Esmeralda Mine	Boiler Fuel	Active (underground)
Mexico	Coahuila	Mimosa Mines	Power Generation	Active (underground)
Mexico	Coahuila	Minosa Mine #2	Power Generation	Abandoned
Mexico	Coahuila	Minosa Mines - Mine 5 "La Esmeralda", Mine 6 and Mine 7	Power Generation	Active (underground)
Mexico	Coahuila (Sabinas Basin)	MINOSA Esmeralda Mine Flaring	Flaring	Active (underground)
Poland	Slaskie (Upper Silesian Basin)	Sosnica Mine	Flaring	Active (underground)
Poland	Slaskie (Upper Silesian Basin)	Szczyglowice Mine	Flaring	Active (underground)
Poland	Upper Silesian	1 Maja	Coal Drying	Active (underground)
Poland	Upper Silesian	Bielszowice	Combined Heat and	Active



<u>Country</u>	<u>Region</u>	<u>Project Location</u>	<u>Project Type</u>	<u>Mine Status</u>
			Power (CHP)	(underground)
Poland	Upper Silesian	Brzeszcze	Industrial Use	Active (underground)
Poland	Upper Silesian	Brzeszcze	Power Generation	Active (underground)
Poland	Upper Silesian	Halemba	Combined Heat and Power (CHP)	Active (underground)
Poland	Upper Silesian	Jankowice	Boiler Fuel	Active (underground)
Poland	Upper Silesian	Jastrzebie	Boiler Fuel	Active (underground)
Poland	Upper Silesian	Krupinski	Boiler Fuel	Active (underground)
Poland	Upper Silesian	Krupinski	Coal Drying	Active (underground)
Poland	Upper Silesian	Marcel	Boiler Fuel	Active (underground)
Poland	Upper Silesian	Morcinek	Boiler Fuel	Active (underground)
Poland	Upper Silesian	Morcinek	Coal Drying	Active (underground)
Poland	Upper Silesian	Moszczenica	Coal Drying	Abandoned
Poland	Upper Silesian	Moszczenica	Combined Heat and Power (CHP)	Abandoned
Poland	Upper Silesian	Pniówek	Combined Heat and	Active



<u>Country</u>	<u>Region</u>	<u>Project Location</u>	<u>Project Type</u>	<u>Mine Status</u>
			Power (CHP)	(underground)
Poland	Upper Silesian	Silesia	Industrial Use	Active (underground)
Poland	Upper Silesian	Staszic	Industrial Use	Active (underground)
Poland	Upper Silesian	Wesola	Boiler Fuel	Active (underground)
Poland	Upper Silesian	Zabrze	Boiler Fuel	Active (underground)
Poland	Upper Silesian	Zofiowka	Combined Heat and Power (CHP)	Active (underground)
Poland	Upper Silesian	Zory	Boiler Fuel	Active (underground)
Romania	Caras-Severin	Abandoned mine in Caras-Severin (mine name not known)	Combined Heat and Power (CHP)	Abandoned
Romania	JIU VALLEY COAL BASIN	Lupeni mine	Boiler Fuel	Active (surface)
Russia	Kuznetsk	Komsomolets Mine	Boiler Fuel	Active (underground)
Russia	Kuznetsk	Komsomolets Mine	Power Generation	Active (underground)
Russia	Kuznetsk (Kuzbass)	Kirova Mine	Flaring	Active (underground)
Russia	Kuznetsk (Kuzbass)	Komsomolets Mine	Flaring	Active



<u>Country</u>	<u>Region</u>	<u>Project Location</u>	<u>Project Type</u>	<u>Mine Status</u>
				(underground)
Russia	Kuznetsk Coal Basin	Kirova	Power Generation	Active (underground)
Russia	Kuznetsk Coal Basin	Kirova	Boiler Fuel	Active (underground)
Russia	Kuznetsk Coal Basin	Krasnogorskaya	Boiler Fuel	Active (underground)
Russia	no data available	Cherniskaya Mine	Power Generation	Active (underground)
Russia	Pechora	Komsomolskaya mine	Boiler Fuel	Active (underground)
Russia	Pechora	Severnaya Mine	Boiler Fuel	Active (underground)
Russia	Pechora	Vorkutinskaya Mine	Boiler Fuel	Active (underground)
Russia	Pechora	Zapollyaranaya Mine	Boiler Fuel	Active (underground)
Slovakia	Upper Nitra	Hornonitrianske Mines Bohumin 1	Combined Heat and Power (CHP)	Unknown
Slovakia	Upper Nitra	Hornonitrianske Mines Bohumin 2	Combined Heat and Power (CHP)	Active (underground)
Slovakia	Upper Nitra	Hornonitrianske Mines Bohumin 3	Combined Heat and Power (CHP)	Unknown
South Africa	Mpumalanga	New Denmark Colliery	Flaring	Active (underground)



<u>Country</u>	<u>Region</u>	<u>Project Location</u>	<u>Project Type</u>	<u>Mine Status</u>
Ukraine	Donetsk	Bazhanova Mine	Boiler Fuel	Active (underground)
Ukraine	Donetsk	Chainkina Mine (Tchaikino)	Combined Heat and Power (CHP)	Unknown
Ukraine	Donetsk	Don Ukraine Mine	Power Generation	Active (underground)
Ukraine	Donetsk	Holodnaya Balka Mine	Combined Heat and Power (CHP)	Active (underground)
Ukraine	Donetsk	Holodnaya Balka Mine	Boiler Fuel	Active (underground)
Ukraine	Donetsk	Kalinin	Boiler Fuel	Active (underground)
Ukraine	Donetsk	Kirova Mine (Kirov)	Boiler Fuel	Unknown
Ukraine	Donetsk	Kommunarskaya Mine 22	Combined Heat and Power (CHP)	Active (underground)
Ukraine	Donetsk	Komsomolets Donbassa Mine	Boiler Fuel	Active (underground)
Ukraine	Donetsk	Komsomolets Donbassa Mine	Flaring	Active (underground)
Ukraine	Donetsk	Komsomolets Donbassa Mine	Combined Heat and Power (CHP)	Active (underground)
Ukraine	Donetsk	Krasnoarmeiskaya Zapadnaya	Combined Heat and Power (CHP)	Active (surface)
Ukraine	Donetsk	Krasnoarmeiskaya Zapadnaya	Boiler Fuel	Active (surface)



<u>Country</u>	<u>Region</u>	<u>Project Location</u>	<u>Project Type</u>	<u>Mine Status</u>
Ukraine	Donetsk	Krasnolimanskaya Mine	Boiler Fuel	Active (underground)
Ukraine	Donetsk	Krasnomyersk / Toretskaya Mine	Industrial Use	Active (underground)
Ukraine	Donetsk	Pivdennodonbaska Mine 3	Boiler Fuel	Active (underground)
Ukraine	Donetsk	Pivdennodonbaska Mine 3	Flaring	Active (underground)
Ukraine	Donetsk	Shchegloskaya-Glubokaya Mine	Combined Heat and Power (CHP)	Active (underground)
Ukraine	Donetsk	Shchegloskaya-Glubokaya Mine	Flaring	Active (underground)
Ukraine	Donetsk	Shchegloskaya-Glubokaya Mine	Boiler Fuel	Active (underground)
Ukraine	Donetsk	Zasyadko	Combined Heat and Power (CHP)	Active (underground)
Ukraine	Donetsk	Zasyadko	Vehicle Fuel	Active (underground)
Ukraine	Lugansk	Khrustalskaya Mine	Combined Heat and Power (CHP)	Active (underground)
Ukraine	Luhansk	M.P. Barakov Mine	Heating or Cooling	Active (underground)
Ukraine	Luhansk	Sukhodil'ska-Skhidna - Boiler Fuel 1	Boiler Fuel	Active (surface)
Ukraine	Luhansk	Sukhodil'ska-	Boiler Fuel	Active (surface)



<u>Country</u>	<u>Region</u>	<u>Project Location</u>	<u>Project Type</u>	<u>Mine Status</u>
		Skhidna - Boiler Fuel 2		
Ukraine	Luhansk	Tomashivska North and South Mines	Pipeline Injection	Abandoned
Ukraine	Luhansk Oblast	Barakov Mine	Flaring	Active (underground)
Ukraine	Luhansk Oblast	Samsonivska-Zakhidna Mine	Flaring	Active (underground)
Ukraine	Luhansk Oblast	Sukhodolskaya-Vostochnaya Mine	Flaring	Active (underground)
Ukraine	Luhansk Oblast	Tomashivska North and South Mines	Flaring	Abandoned
United Kingdom	Derbyshire	Markham Colliery	Heating or Cooling	Abandoned
United Kingdom	Derbyshire	Shirebrook Colliery	Power Generation	Abandoned
United Kingdom	Derbyshire	Whitwell	Power Generation	Abandoned
United Kingdom	Liverpool	Crossfield	Power Generation	Abandoned
United Kingdom	North Yorkshire	Harworth Colliery	Boiler Fuel	Active (underground)
United Kingdom	North Yorkshire	Kellingley Colliery	Flaring	Active (underground)
United Kingdom	North Yorkshire	Kellingley Colliery	Power Generation	Active (underground)
United Kingdom	North Yorkshire	Riccald Mine	Flaring	Abandoned



Country	Region	Project Location	Project Type	Mine Status
United Kingdom	North Yorkshire	Riccall Mine	Power Generation	Abandoned
United Kingdom	North Yorkshire	Riccall Mine	Flaring	Active (underground)
United Kingdom	North Yorkshire	Stillingfleet	Power Generation	Abandoned
United Kingdom	North Yorkshire	Stillingfleet	Power Generation	Active (underground)
United Kingdom	Nottinghamshire	Annesley Bentinck Colliery	Power Generation	Abandoned
United Kingdom	Nottinghamshire	Bevercotes	Power Generation	Abandoned
United Kingdom	Nottinghamshire	Harworth Colliery	Flaring	Abandoned
United Kingdom	Nottinghamshire	Steetley Colliery	Power Generation	Abandoned
United Kingdom	Nottinghamshire	Thoresby Colliery	Power Generation	Active (underground)
United Kingdom	Nottinghamshire	Thoresby Colliery	Flaring	Active (underground)
United Kingdom	Nottinghamshire	Thoresby Colliery	VAM Destruction	Active (underground)
United Kingdom	Nottinghamshire	Warsop	Power Generation	Abandoned
United Kingdom	Nottinghamshire	Welbeck Colliery	Power Generation	Active (underground)
United Kingdom	Nottinghamshire	Welbeck Colliery	Flaring	Active (underground)
United Kingdom	Nottinghamshire	Welbeck Colliery	Boiler Fuel	Active



<u>Country</u>	<u>Region</u>	<u>Project Location</u>	<u>Project Type</u>	<u>Mine Status</u>
				(underground)
United Kingdom	South Wales	Tower Colliery	Power Generation	Active (surface)
United Kingdom	South Yorkshire	Bentley	Power Generation	Abandoned
United Kingdom	South Yorkshire	Harworth Colliery	Power Generation	Active (underground)
United Kingdom	South Yorkshire	Harworth Colliery	Power Generation	Abandoned
United Kingdom	South Yorkshire	Harworth Colliery	Flaring	Active (underground)
United Kingdom	South Yorkshire	Hickleton Colliery	Power Generation	Abandoned
United Kingdom	South Yorkshire	Maltby Colliery	Power Generation	Active (underground)
United Kingdom	South Yorkshire	Maltby Colliery	Boiler Fuel	Active (underground)
United Kingdom	South Yorkshire	Maltby Colliery	Flaring	Active (underground)
United Kingdom	South Yorkshire	Rossington Colliery	Flaring	Active (underground)
United Kingdom	South Yorkshire	Rossington Colliery	Boiler Fuel	Active (underground)
United Kingdom	South Yorkshire	Rossington Colliery	Industrial Use	Active (underground)
United Kingdom	Staffordshire	Silverdale	Power Generation	Abandoned
United Kingdom	Staffordshire	Silverdale	Pipeline Injection	Abandoned



Country	Region	Project Location	Project Type	Mine Status
United Kingdom	Yorkshire	Brodsworth	Power Generation	Abandoned
United Kingdom	Yorkshire	Frickley	Power Generation	Abandoned
United Kingdom	Yorkshire	Grimethorpe	Power Generation	Abandoned
United Kingdom	Yorkshire	Hatfield Colliery	VAM Destruction	Active (underground)
United Kingdom	Yorkshire	Houghton Main	Power Generation	Abandoned
United Kingdom	Yorkshire	Kellingley Colliery	Boiler Fuel	Active (underground)
United Kingdom	Yorkshire	Kellingley Colliery	Power Generation	Active (underground)
United Kingdom	Yorkshire	Kellingley Colliery	Heating or Cooling	Active (underground)
United Kingdom	Yorkshire	Monkbretton	Industrial Use	Abandoned
United Kingdom	Yorkshire	Wheldale	Power Generation	Abandoned
United States	Alabama	Blue Creek No. 3	Pipeline Injection	Abandoned
United States	Alabama	Blue Creek No. 4, No. 5, and No. 7	Pipeline Injection	Active (underground)
United States	Alabama	Jim Walter Resources Mine No.4	VAM Destruction	Active (underground)
United States	Alabama	Oak Grove	Pipeline Injection	Active (underground)
United States	Alabama	Shoal Creek	Pipeline Injection	Active



Country	Region	Project Location	Project Type	Mine Status
				(underground)
United States	Colorado	Elk Creek Mine	Flaring	Active (underground)
United States	Colorado	Golden Eagle	Pipeline Injection	Abandoned
United States	Colorado	West Elk	Heating or Cooling	Active (underground)
United States	Illinois	Brushy Creek #6	Pipeline Injection	Abandoned
United States	Illinois	Burlington Northern 15, 22	Pipeline Injection	Abandoned
United States	Illinois	Deering Wasson	Pipeline Injection	Abandoned
United States	Illinois	Interstate 22	Pipeline Injection	Abandoned
United States	Illinois	O'Gara 1, 8, 10, 14	Pipeline Injection	Abandoned
United States	Illinois	Old Ben Coal 8, 14, 19, 21, 24, 26	Pipeline Injection	Abandoned
United States	Illinois	Orient 1	Pipeline Injection	Abandoned
United States	Illinois	Peabody 43, 46	Pipeline Injection	Abandoned
United States	Illinois	Zeigler 1	Pipeline Injection	Abandoned
United States	Indiana	Kings Station	Other	Abandoned
United States	New Mexico	San Juan	Pipeline Injection	Active (underground)
United States	Ohio	Nelms No. 1	Pipeline Injection	Abandoned



<u>Country</u>	<u>Region</u>	<u>Project Location</u>	<u>Project Type</u>	<u>Mine Status</u>
United States	Ohio	Oak Park	Pipeline Injection	Abandoned
United States	Pennsylvania	Bailey/Enlow Fork	VAM Destruction	Active (underground)
United States	Pennsylvania	Bailey/Enlow Fork	Power Generation	Active (underground)
United States	Pennsylvania	Blacksville No. 2	Pipeline Injection	Active (underground)
United States	Pennsylvania	Cumberland Mine and Emerald Mine	Pipeline Injection	Active (underground)
United States	Pennsylvania	Gateway Mine	Pipeline Injection	Abandoned
United States	Virginia	Buchanan / VP No. 8 Mines	Pipeline Injection	Active (underground)
United States	Virginia	Buchanan / VP No. 8 Mines	Coal Drying	Active (underground)
United States	Virginia	Buchanan / VP No. 8 Mines	Power Generation	Active (underground)
United States	Virginia	Virginia Pocahontas No. 1 (VP No. 1)	Pipeline Injection	Abandoned
United States	Virginia	Virginia Pocahontas No. 2 (VP No. 2)	Pipeline Injection	Abandoned
United States	Virginia	Virginia Pocahontas No. 3 (VP No. 3)	Pipeline Injection	Abandoned
United States	Virginia	Virginia	Pipeline Injection	Abandoned



Country	Region	Project Location	Project Type	Mine Status
		Pocahontas No. 4 (VP No. 4)		
United States	Virginia	Virginia Pocahontas No. 6 (VP No. 6)	Pipeline Injection	Abandoned
United States	West Virginia	Arkwright No. 1	Pipeline Injection	Abandoned
United States	West Virginia	Blacksville No. 1	Pipeline Injection	Abandoned
United States	West Virginia	Consol No. 20	Pipeline Injection	Abandoned
United States	West Virginia	Consol No. 9	Pipeline Injection	Abandoned
United States	West Virginia	Federal No. 2	Pipeline Injection	Active (underground)
United States	West Virginia	Ireland	Other	Abandoned
United States	West Virginia	McElroy Mine	VAM Destruction	Active (underground)
United States	West Virginia	Osage No. 3	Pipeline Injection	Abandoned
United States	West Virginia	Pinnacle Mine	Flaring	Active (underground)
United States	West Virginia	Pinnacle No. 50	Pipeline Injection	Active (underground)
United States	Wyoming	Solvay Trona Mine	Flaring	Active (underground)