OCICARBON

ASOCIACIÓN GESTORA PARA LA INVESTIGACIÓN

Informes de Difusión de Proyectos

Gasificación Subterránea del Carbón. Primer Intento en el Ámbito de una Colaboración Comunitaria

(C-21-277)

Titular: UNDERGROUND GASIFICATION EUROPE (UGE), AEIE

MINISTERIO DE CIENCIA Y TECNOLOGÍA

Ciemat Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas

OCICARBON
ASOCIACIÓN GESTORA PARA LA INVESTIGACIÓN

Informes de Difusión de Proyectos

68

Gasificación Subterránea del Carbón. Primer Intento en el Ámbito de una Colaboración Comunitaria

(C-21-277)

Titular: UNDERGROUND GASIFICATION EUROPE (UGE), AEIE

MINISTERIO DE CIENCIA Y TECNOLOGÍA

Ciemat Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas

Depósito Legal: M-4557-1998
ISSN: 1138-7041
NIPO: 238-00-003-6

1 SUMMARY

The objective of the project was to demonstrate the technical feasibility of underground coal gasification in coal seams at 600 metre depth, in order to assess its potential as a means of energy exploitation in Europe. The trial was based on the use of deviated boreholes and a retractable injection system, techniques, which have both been developed by the oil and gas industries. One borehole, the injection well, was drilled in the coal seam. The other, the vertical production well, was run to intercept it in the lower part of the coal seam as closely as possible, in order to construct a continuous channel for gasification.

The wells were completed with casing and concentric tubing to provide the necessary paths for production, injection, purging gas and cooling water flows. A coiled tubing located in the injection well was used to execute the retraction (or CRIP) manoeuvre, which is a process in which the injector head for the gasification agents, i.e. oxygen and water, and the ignitor, are directed to a specific section of the coal seam. The gasification products passed to a surface production line for flow measurement and sampling of gas and condensate products. Production gases were either flared or incinerated, while the liquids were collected for appropriate disposal.

The first trial achieved its principal objectives of in-seam drilling, channel communication, the CRIP manoeuvres and the gasification of significant quantity of coal. The post-gasification study also identified the shape and extent of the cavity.

The study has demonstrated the technical feasibility of underground coal gasification at the intermediate depths of European coal and proposals are made for further development and semi-commercial exploitation of this promising extraction technology.

The CRIP denotes "Controlled Retraction Injection Point".

Indice

Página

1	RESUMEN	1
2.	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	3
	2.1 Objetivo del proyecto	3
	2.2 Descripción del emplazamiento	5
	2.3 Diseño de la instalación	14
	2.4 Descripción del sistema de seguimiento y medición	28
3.	CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y PUESTA EN MARCHA	30
	3.1 Proveedores de equipos y servicios	32
	3.2 Problemas y logros de la construcción	32
	3.3 Modificaciones y retrasos	33
	3.4 Programación	34
	3.5 Costes del proyecto	34
4.	OPERACIONES Y RESULTADOS	37
	4.1 Historia del funcionamiento	37
	4.2 Funcionamiento de las operaciones	37
	4.3 Funcionamiento de los equipos	41
	4.4 Resultados de las operaciones	42
	4.5 Actividades posquemado	52
	4.6 Diagrama "Sankey "	56
5.	IMPACTO AMBIENTAL	58
	5.1 Emisiones a la atmósfera	58
	5.2 Impacto ambiental subterráneo	60
	5.3 Subsidencia	61
	5.4 Impacto en la superficie	61
	5.5 Acciones y controles ambientales	62
	5.6 Conclusiones ambientales	62
6.	LOGROS Y PERSPECTIVAS COMERCIALES	64
	6.1 Logros del proyecto	64
	6.2 Viabilidad económica	64
	6.3 Perspectivas comerciales	65
7.	CONCLUSIONES	67
8.	BIBLIOGRAFÍA	68

1. RESUMEN

El objetivo del proyecto era demostrar la viabilidad técnica de la gasificación subterránea de carbón (GSC) de capas de carbón situadas a 600 metros de profundidad, para evaluar su potencial como fuente de energía en Europa. El ensayo se basó en el uso de sondeos desviados y de un sistema de inyección retráctil, técnicas que han sido desarrolladas por las industrias del petróleo y del gas. Uno de los sondeos, el pozo de inyección, fue perforado en la capa de carbón. El otro, el pozo de producción vertical, se perforó para interceptar al anterior lo más cerca posible de la parte inferior de la capa de carbón, con objeto de construir un canal continuo para la gasificación.

Los pozos se terminaron con revestimiento y entubado concéntrico para proporcionar los conductos necesarios para los flujos de producción, inyección, gas de purga y agua de enfriamiento. Para ejecutar la maniobra de retracción (o CRIP), un procedimiento en el cual el cabezal de inyección de los agentes de gasificación (es decir, oxígeno y agua) y el ignitor se dirigen a una sección específica de la capa de carbón, se utilizó un tubo enrollable situado en el pozo de inyección. Los productos de la gasificación se llevaron a una línea de producción en la superficie donde se realiza la medición del caudal y muestreo del gas y los productos de la condensación. Los gases de producción fueron llameados o bien incinerados, mientras que los líquidos se recogieron para su eliminación de forma adecuada.

En el primer ensayo se lograron los objetivos principales de perforación en la capa de carbón, la comunicación de los canales, las maniobras CRIP y la gasificación de cantidades significativas de carbón. El estudio posterior a la gasificación determinó también la forma y extensión de la cavidad.

El estudio ha demostrado la viabilidad técnica de la gasificación subterránea del carbón Europeo, situado a profundidades intermedias, y se están presentando propuestas para continuar desarrollando esta prometedora tecnología de extracción y para una explotación semi-comercial de la misma.

El CRIP es el "Punto de inyección de retracción controlada" (*Controlled Retraction Injection Point*).

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

2.1 Objetivo del Proyecto

La gasificación subterránea de carbón (GSC) es un procedimiento de explotación de capas de carbón que proporciona una fuente de energía limpia y práctica, y puede utilizarse en los casos en que es imposible o no es rentable aplicar los métodos de la minería tradicional. Las reservas de carbón de Europa, que se encuentran en capas relativamente delgadas a gran profundidad, se están volviendo cada vez más difíciles de explotar de forma rentable, y se buscan alternativas para la utilización de estas reservas del continente.

Es muy interesante la simplicidad del procedimiento GSC, mediante el cual se inyecta oxigeno y agua/vapor en un pozo y desde otro pozo se recuperan gases combustibles utilizables para uso industrial, para generar energía eléctrica o como insumos químicos. Sin embargo, aunque en ensayos previos se ha avanzado bastante, sólo se han resuelto en parte los problemas técnicos de la construcción de pozos, la terminación de los pozos y el control de los procesos. En particular, antes de que se pueda realizar una explotación industrial del procedimiento, debe desarrollarse más la técnica de la gasificación a las profundidades a las que se presentan las reservas Europeas de carbón.

El objetivo a largo plazo del programa de desarrollo europeo es demostrar, mediante ensayos de campo y el desarrollo de una planta semi-comercial, la viabilidad de la gasificación subterránea de carbón a escala comercial en yacimientos de carbón típicos de Europa.

Se han propuesto, como primer paso, dos ensayos de campo a profundidad intermedia y a gran profundidad (500-700 m y 1000 m respectivamente), cuyos resultados serán;

- la producción del producto deseado en términos de calidad y de cantidad;
- el empleo de un sistema adecuado de seguimiento y medición, que permita una interpretación del comportamiento del proceso, y la generación de métodos de control y predicción del proceso;
- la investigación del mayor número posible de aspectos técnicos desconocidos con un coste y riesgo aceptables.

El proyecto actual es el primero de los dos ensayos previstos. Los objetivos fijados son los siguientes:

1. Demostración de la perforación de largas distancias en capas de carbón mediante pozos desviados perforados desde la superficie.
2. Establecimiento de circuitos de flujo de gas adecuados mediante la conexión de las perforaciones en el interior de las capas con otros pozos.
3. Ignición y puesta en marcha de reactores.

4. Efecto del CRIP (Punto de inyección de retracción controlada) en capas de carbón delgadas.
5. Crecimiento de la cavidad, para determinar la extensión alcanzable y para evaluar la validez de los modelos de hundimiento del techo.
6. Viabilidad de la gasificación por infiltración.
7. Determinación de los efectos de los parámetros operativos.
8. Control de la uniformidad de la calidad del producto gaseoso y del proceso: evaluación de los principales parámetros químicos del proceso.
9. Corrosión de pozos: evaluación de los principales problemas técnicos a la presión de funcionamiento adecuada.
10. Riesgos para el medio ambiente: evaluación de todos los riesgos significativos.
11. Desarrollo de una base de datos y modelos para facilitar la comprensión del proceso y la extrapolación a otros emplazamientos y tipos de carbón.
12. Análisis de los datos y resultados del primer ensayo de campo. Preparación de propuestas para el segundo proyecto de ensayos de campo.

Las operaciones del ensayo se dividieron en tres etapas:

1. **Etapa de preparación.** La geología del emplazamiento seleccionado se debía someter a una evaluación detallada y se debía obtener un análisis del carbón y de los estratos adyacentes. Si era satisfactorio, se procedería al diseño y construcción de los pozos y de la planta en la superficie. Las principales actividades de esta fase fueron la perforación, la terminación de los sondeos y la instalación y puesta en servicio de los equipos de superficie.
2. **Actividades de gasificación.** La etapa de gasificación debía incluir el secado, compresión e ignición del carbón y el subsiguiente desarrollo de la cavidad mediante la maniobra CRIP. Durante el ensayo, se debían determinar parámetros específicos como la vida del reactor, los mecanismos de crecimiento de la cavidad, el rendimiento del barrido, el rendimiento energético, la calidad del gas, etc.
3. **Actividades posteriores al quemado.** La principal prioridad del programa posterior al quemado era determinar, mediante perforación, la forma de la cavidad. Un objetivo secundario era validar y mejorar los modelos de gasificación utilizados para mejorar el rendimiento y el control del proceso. Finalmente, las últimas actividades del ensayo de campo serían la redacción de informes y la restauración del emplazamiento.

2.1.1 Grupo de Trabajo Europeo sobre la GSC

El Grupo de Trabajo Europeo (GTE) tuvo un papel primordial en el desarrollo del programa de GSC y los objetivos de este primer ensayo. Se formó en abril de 1988, con apoyo y financiación de la CEE, por seis Estados Miembros que evaluaron los resultados del ensayo conjunto belga y alemán realizado en Thulin, realizaron un estudio de viabilidad de la GSC en Europa y presentaron propuestas para el nuevo proyecto de GSC de la Comunidad.

El Grupo estudió el estado actual del conocimiento de la técnica, las características del proceso y la viabilidad de la GSC en capas profundas relativamente delgadas, y realizaron una evaluación económica que indicó que la técnica tiene potencial para competir con la producción de gas de calidad media. Llegaron a la conclusión de que la GSC puede ser técnicamente viable en las capas de carbón delgadas y profundas de Europa, y las nuevas técnicas de perforación de la industria del petróleo hacían que las perspectivas fueran aún mejores.

Se propuso un programa para desarrollar la GSC en Europa hasta una escala semi-comercial durante un periodo de 15 años. La primera fase consistía en dos ensayos de campo y las investigaciones relacionadas, usándose para la construcción del primer gasificador una perforación dirigida en la capa de carbón.

En el primer ensayo, realizado a alrededor de 600 metros, se utilizaría la experiencia de los ensayos de Thulin y de Estados Unidos, y su objetivo sería generar confianza en la posibilidad de aplicar con éxito las nuevas técnicas de perforación desviada y terminación de pozos en las condiciones europeas.

2.2 Descripción del Emplazamiento

El informe del Grupo de trabajo Europeo identificó la cuenca carbonífera de Oliete-Ariño, en la provincia de Teruel (España), como uno entre varios emplazamientos posibles para realizar una gasificación subterránea de carbón puesto que las características, potencia y profundidad del carbón cumplían los requisitos del ensayo propuesto. Ante la posibilidad de realizar un ensayo en España, el Grupo decidió examinar en detalle la información geológica disponible.

2.2.1 Descripción Geológica

El emplazamiento propuesto era ya bien conocido por las actividades mineras que habían tenido lugar anteriormente y, de hecho, había sido elegido unos años antes por la compañía eléctrica estatal, ENDESA como emplazamiento para la GSC, aunque el ensayo no llegó a realizarse.

ENDESA proporcionó secuencias estratigráficas detalladas obtenidas de pozos de exploración anteriores y proporcionó datos sísmicos de dos ubicaciones en la cuenca minera: Val de Ariño y El Tremedal. El primer emplazamiento no cumplía los requisitos de distancia de seguridad mínima entre el lugar en que se realizaría la gasificación y la mina subterránea cercana (500 m) y los acuíferos de agua potable de la región. Por otro lado, El Tremedal (Figura 1) tenía la ventaja de disponer de dos capas de carbón, datos sísmicos de calidad y una distancia de separación con otras minas y reservas de agua satisfactoria. Tras evaluar esta información geológica, la CEE propuso que el primer ensayo se realizara en una de las dos capas de carbón de las reservas de El Tremedal, preferentemente a una profundidad de 500-700 metros.

La selección preliminar del emplazamiento del ensayo se basó principalmente en los estudios geológicos detallados a escalas 1:25 000 y 1:10 000 y los sondeos realizados a finales de los años 70 en la estructura anticlinal de El Tremedal para

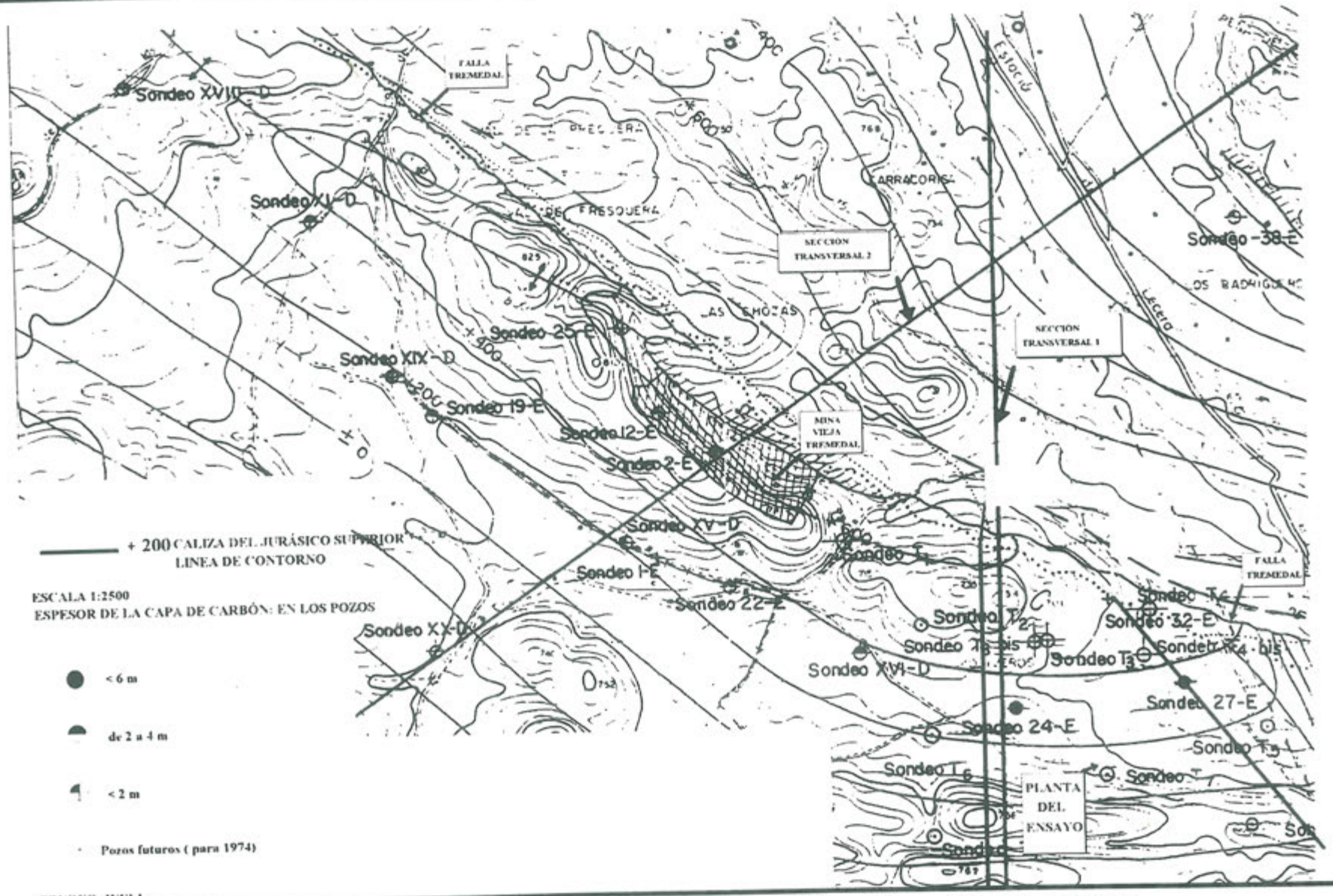

FIGURA 1 Localización de los Pozos de Exploración en el Mapa Topográfico de la Caliza

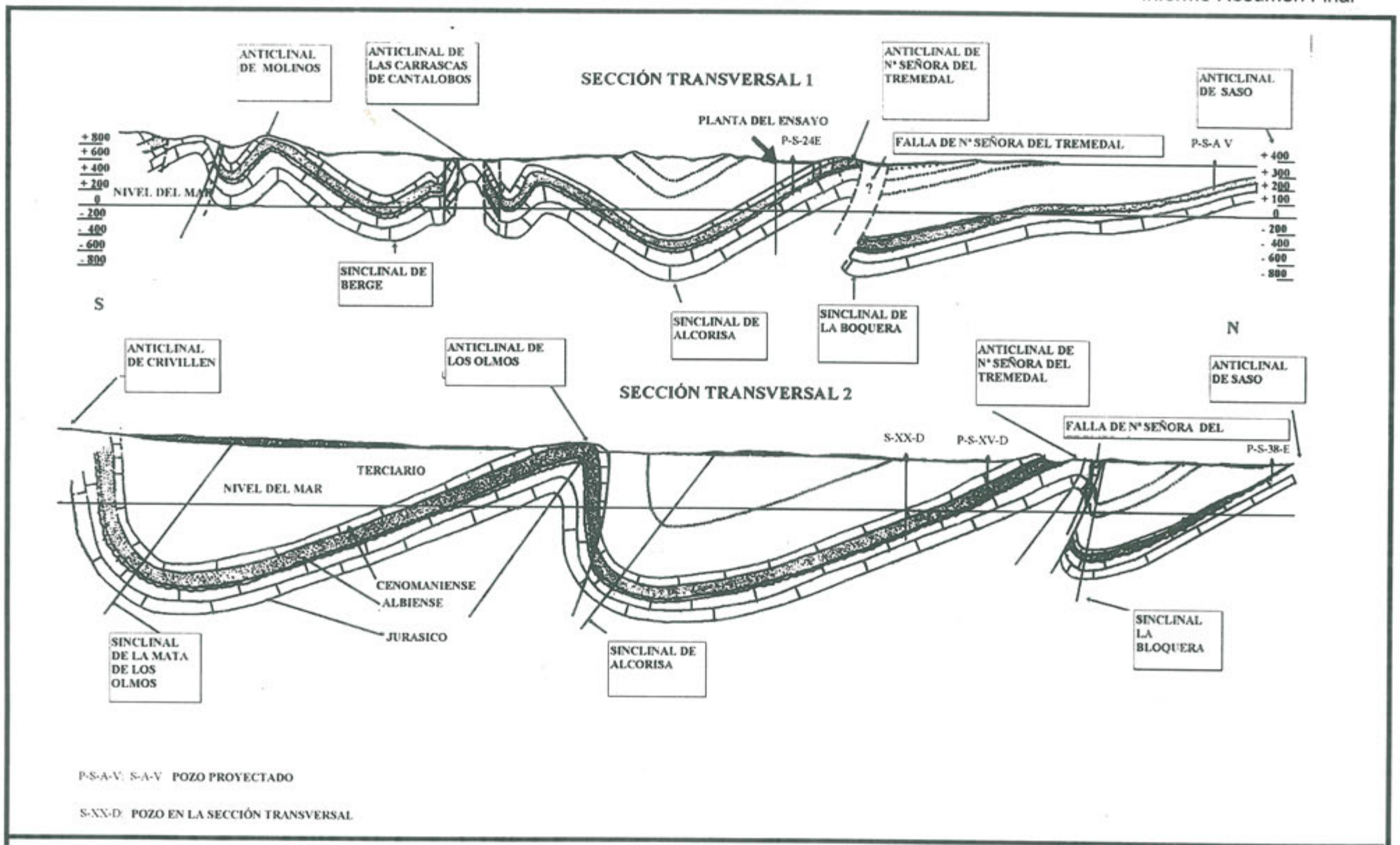

FIGURA 2 Sección Transversal de la Tectónica General

explotar nuevas zonas de producción de carbón de la región. Dicho sondeo indicaba que el emplazamiento propuesto para el ensayo presentaba:

- dos capas de carbón inclinadas separadas por entre 7 a 14 metros de caliza
- la profundidad requerida de 500-700 metros
- una potencia de la capa de entre 1,9 y 7,0 metros
- una delgada capa de arcilla carbonosa bajo cada una de las capas de carbón
- una zona de carbón continua situada por lo menos a 200 metros de cualquier falla significativa.

La Figura 2 muestra la estructura tectónica de la zona seleccionada.

Estos factores son muy favorables para la gasificación y cumplen los criterios especificados en el informe del GTE para el emplazamiento futuro del ensayo. Este emplazamiento se seleccionó posteriormente en la propuesta de proyecto de la CEE como emplazamiento de preferencia, sujeto a una investigación detallada mediante sondeos de exploración para confirmar la estructura y composición de la capa de carbón.

2.2.2 Química del Carbón

El carbón de la capa seleccionada se clasifica en la clasificación ASTM como de tipo C sub-bituminoso con una reflectancia de vitrinita que oscila entre 0,36 y 0,43 %. La clasificación es muy próxima al límite del lignito.

El análisis de las muestras, tal como las recibió el laboratorio de análisis del C.S.I.C., dio los siguientes resultados medios

Análisis aproximado:

	Capa superior	Capa inferior
Humedad	22,5%	19,1%
Cenizas	17,7%	28,2%
Materia volátil	26,5%	24,4%
Carbono fijo	33,3%	28,2%
Poder calorífico bruto	16 795 MJ/kg	14 705 MJ/kg

Composición elemental:

Carbono	45,14%
Hidrógeno inherente	2,44%
Nitrógeno	0,38%
Azufre orgánico	4,02 %
Oxígeno (por diferencia)	5,60%
Materia mineral (calculada)	20,35%
Contenido de agua	22,07%

El carbón de Teruel se caracteriza por su bajo contenido de nitrógeno y alto contenido de azufre. Se calculó que el azufre total representa el 7,26 %, del cual el 55% está en forma de materia orgánica y el 45% como materia mineral.

Se detectaron variaciones en la composición del carbón entre pozos de exploración y entre las dos capas. En general, la capa superior presenta una mayor consistencia, y su calidad, según se define por su categoría y su poder calorífico bruto, es mejor. Entre las dos capas, hay un estrato de arcilla carbonosa, cuya potencia es de entre 0,3 y 0,7 metros.

La principal desventaja es el contenido de azufre excepcionalmente alto, lo que exige prestar especial atención a los fenómenos de corrosión y la selección de materiales para el pozo de producción y líneas de producción.

Los datos fueron validados por la correlación entre cenizas y poder calorífico bruto (seco), y entre materia volátil y poder calorífico bruto (sin humedad ni cenizas). Los resultados (Figura 3) evidencian como cambia la categoría con la profundidad. La transición de carbón a lutolita carbonosa que se da en la capa superior, indica que es de mayor calidad y que probablemente es más adecuada para la gasificación

El Instituto de Carboquímica del C.S.I.C., ha sometido al carbón a pruebas de pirólisis a presiones de entre 5 y 25 bar, y los resultados indican que se trata de un carbón altamente reactivo que, en las condiciones de temperatura de la reacción de pirólisis subterránea, produce aproximadamente un 20% de gas, un 5% de alquitrán y un 50% de agua.

También se midió la reactividad del carbón llevando a cabo las reacciones de combustión y gasificación en un analizador termo-gravimétrico a varias presiones. Se determinó que el carbón de El Tremedal presenta una alta reactividad y que la presión favorece las reacciones de formación de metano.

Las pruebas realizadas en los EE.UU. se realizaron con un carbón sub-bituminoso similar al de El Tremedal, mientras que la prueba de Thulin, en Bélgica, se realizó con una antracita menos reactiva, aunque se consiguió la gasificación.

2.2.3 Estudio con Pozo de Exploración

El objetivo de los pozos de exploración verticales era obtener información exacta sobre la potencia, profundidad, composición y la secuencia de recubrimiento de las dos capas de carbón.

Se habían previsto originalmente dos pozos, pero se perforó a continuación un tercer pozo, ET3, cerca del emplazamiento propuesto para el pozo de producción para realizar una correlación triangular sobre la futura zona de reacción. En los tres pozos se sacaron testigos y se realizaron diagrafías de los alrededores de la capa de carbón y se puso en marcha un extenso programa para medir la permeabilidad de cada uno de los estratos.

En la Figura 4 se muestra la litología del muestreo de los pozos exploratorios.

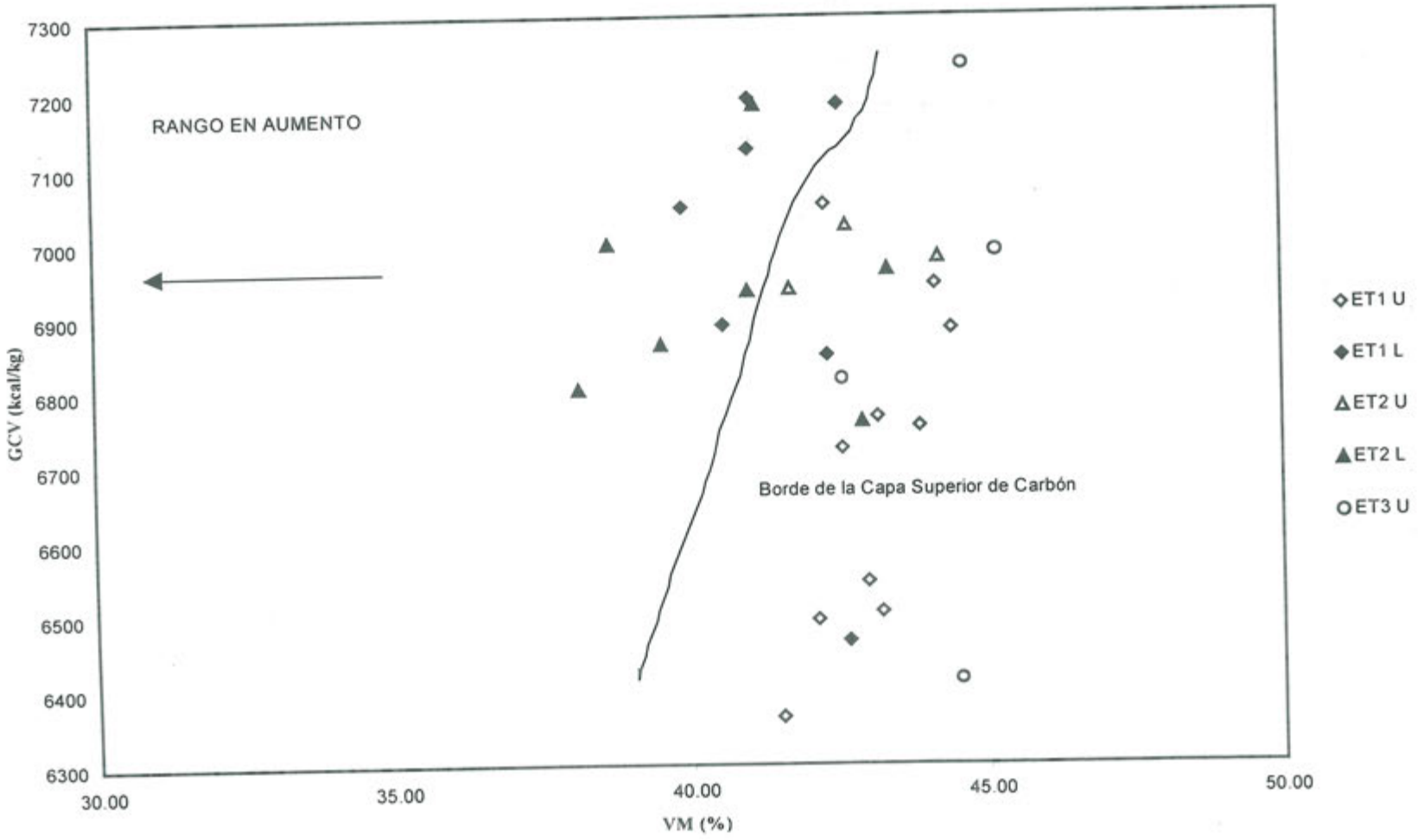

FIGURA 3 Tremedal – Materia volátil frente a poder calorífico bruto (seco y sin cenizas)

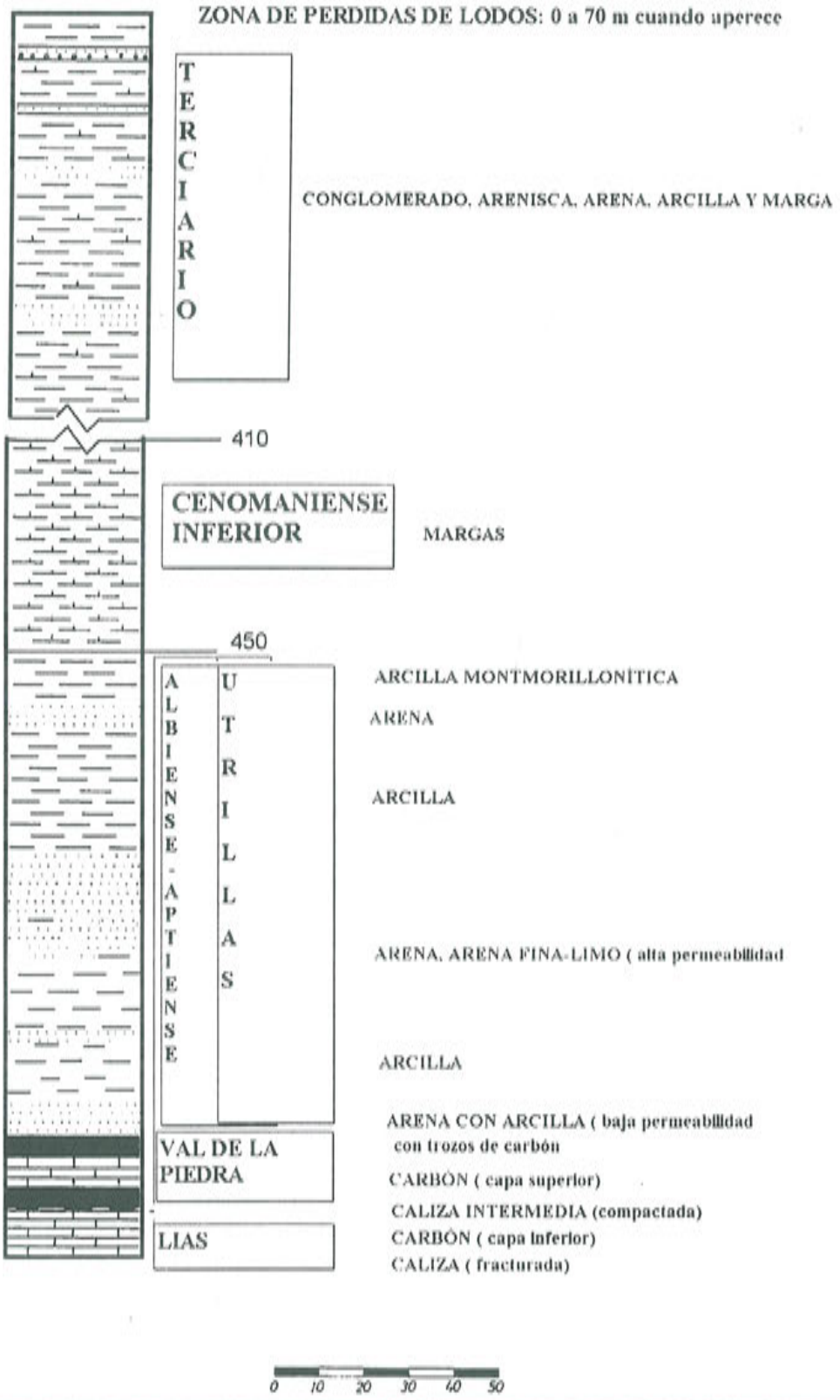

FIGURA 4 Litología – Sección - Vertical

La perforación permitió determinar con exactitud la posición, potencia e inclinación de las dos capas de carbón y confirmó la configuración geológica que se había deducido a partir del anterior sondeo. Se determinaron además la naturaleza de las capas adyacentes de arena, caliza y material carbonoso.

La principal conclusión fue que la calidad de la capa inferior de carbón situada alrededor de la posición propuesta para el pozo de producción había disminuido. La capa superior también mostró signos de erosión, pero se observó una potencia de más de dos metros en toda la zona del triángulo formado por los tres pozos de exploración. Además, no había signos de fallas en esta zona. Todos estos factores favorecían la elección de la capa superior para su uso en la gasificación.

2.2.4 Hidrogeología del Emplazamiento

La Oficina Regional del ITGE de Zaragoza realizó un estudio general para determinar si las condiciones hidrogeológicas del emplazamiento de El Tremedal eran adecuadas para el ensayo de gasificación. El estudio utilizó los datos geológicos y de sondeos existentes para localizar los estratos permeables tanto en las capas del Albiense situadas encima de las capas de carbón como en las capas inferiores del Jurásico.

La estructura hidrogeológica de la zona se corresponde bien con la estructura tectónica, y da lugar a un complejo de canales de flujo locales cuya transmisividad varía considerablemente. La dirección de drenaje es generalmente al NE, y el flujo vertical general es, al menos en el terciario, ascendente. El uso urbano y agrícola del agua subterránea es poco intenso y no se recoge agua en los alrededores del emplazamiento para usos industriales o domésticos.

El estudio hidrogeológico general se basó en pruebas de permeabilidad e inyectabilidad en los sondeos y pozos de exploración y se concentró en las dos capas de carbón y en la capa de arena superior. El estudio determinó que la permeabilidad del carbón y de las capas adyacentes es muy baja, aunque la capa de arena arcillosa inmediatamente superior podría actuar como vía para el flujo de pequeñas cantidades de gas y agua.

Las pruebas de permeabilidad realizadas en los pozos de exploración determinaron que:

- La permeabilidad del carbón es de 1,96 mD
- La permeabilidad de la arena es de 17,6 mD
- La tendencia natural del flujo es desde el carbón a la arena pero la potente capa de arcilla superior actúa como barrera
- La muy baja permeabilidad de los estratos calizos situados bajo las capas de carbón se interpondrá entre la cavidad y los acuíferos del Lias.

La conclusión a la que se llegó tras estas pruebas fue que ninguna de las capas de carbón puede causar contaminación de los acuíferos locales, y además que la

capa de carbón superior está más aislada del principal acuífero de la zona, situado en la parte inferior del Lias. La conexión de la capa superior con la arena puede actuar como cortocircuito para el gas, pero los líquidos permanecerán cerca de la cavidad y en todo caso no fluirán hacia los acuíferos.

2.2.5 Selección Final de la Capa

La elección final de la capa de carbón se basó principalmente en la calidad del carbón, la potencia de la capa y el grado de aislamiento de la futura cavidad de los principales acuíferos. El carbón de la capa superior era más consistente que el de la capa inferior y, en lo que se refiere a la contaminación del agua, estaba mejor aislado del principal acuífero de la zona. Por otro lado, en la zona cercana al pozo de producción propuesto la potencia de la capa superior presentaba una reducción significativa y la presencia de una capa porosa de arena encima del carbón probablemente aumentaría la entrada de agua.

Una vez tenidos en cuenta todos los aspectos, se impusieron las consideraciones de seguridad, y fue seleccionada la capa superior. Se procedió de forma inmediata a la construcción de los pozos de proceso y el resto de la instalación, según se describe a continuación.

2.3 Diseño de la Instalación

2.3.1 El Proceso.

La gasificación subterránea de carbón (GSC) consiste en la conversión *in situ* del carbón en gases combustibles, hidrógeno, monóxido de carbono y metano, debida a la interacción del carbón con oxígeno y agua/vapor. Tras la ignición del carbón, se introducen los agentes de gasificación por medio de un pozo de inyección, se produce la reacción en una cavidad de la capa de carbón y los productos reaccionan con el carbón circundante produciendo los gases combustibles, los cuales se suben hasta la superficie por medio de un pozo de producción para su posterior utilización en la producción de energía o productos químicos.

Ensayos previos realizados en EE.UU. han demostrado la necesidad de controlar el crecimiento de la zona de gasificación mediante la utilización de un punto móvil de inyección de los agentes de gasificación. Esta técnica se conoce como maniobra CRIP (*Controlled Retracting Injection Point*, o punto de inyección de retracción controlada), y se realiza mediante control mecánico desde la superficie.

Los principales parámetros operativos del proceso de gasificación son la presión en el reactor subterráneo, los caudales de los agentes de gasificación inyectados y la temperatura en el fondo del pozo de producción; todos los cuales deben ser controlados desde la superficie. Además, en un ensayo de campo es necesario realizar mediciones precisas de los caudales de gases entrantes y salientes, un análisis continuo de la composición del gas producido, un seguimiento de las temperaturas subterráneas y, finalmente, un método para quemar los gases combustibles antes de su descarga a la atmósfera.

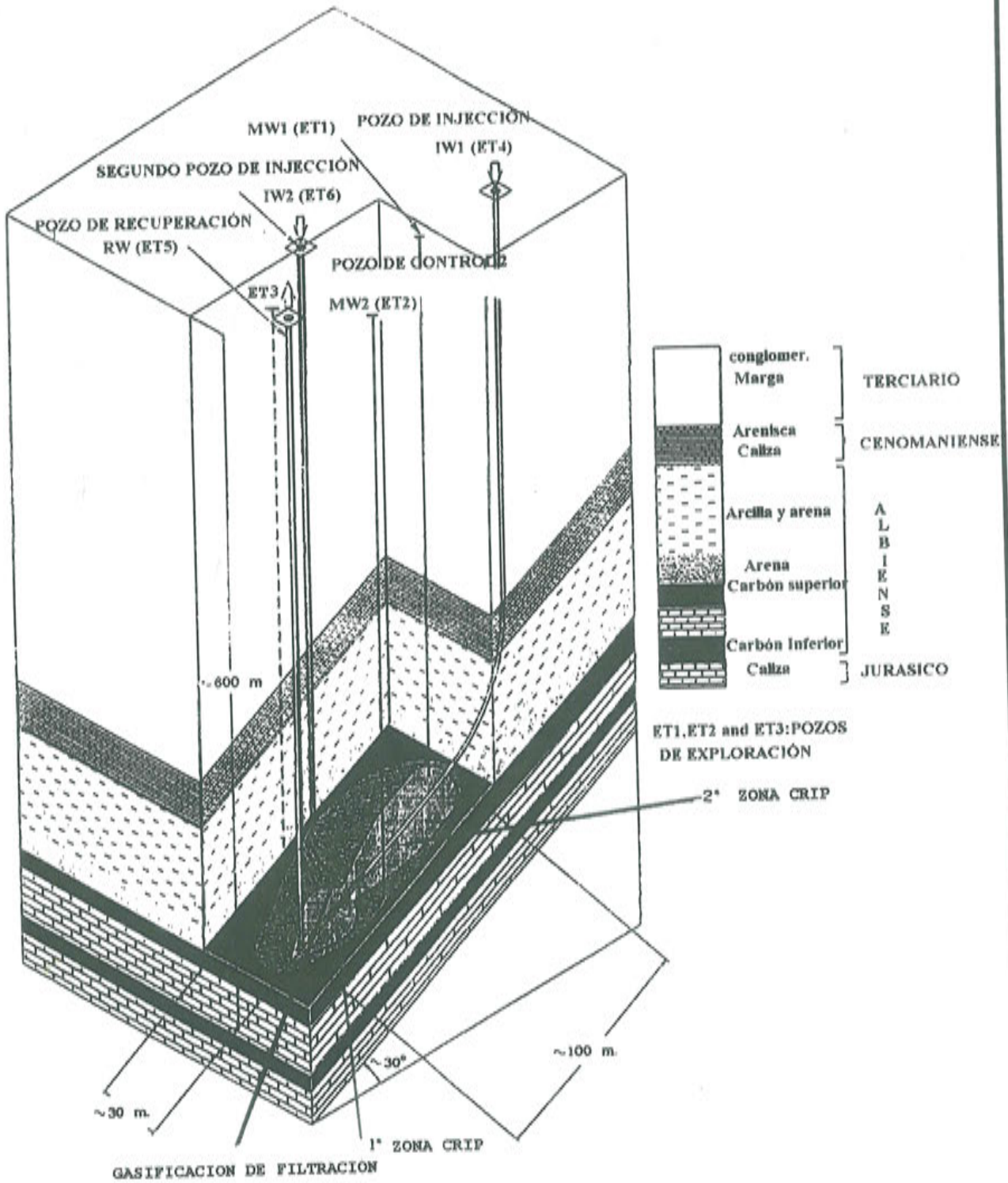

FIGURA 5 Configuración del Pozo

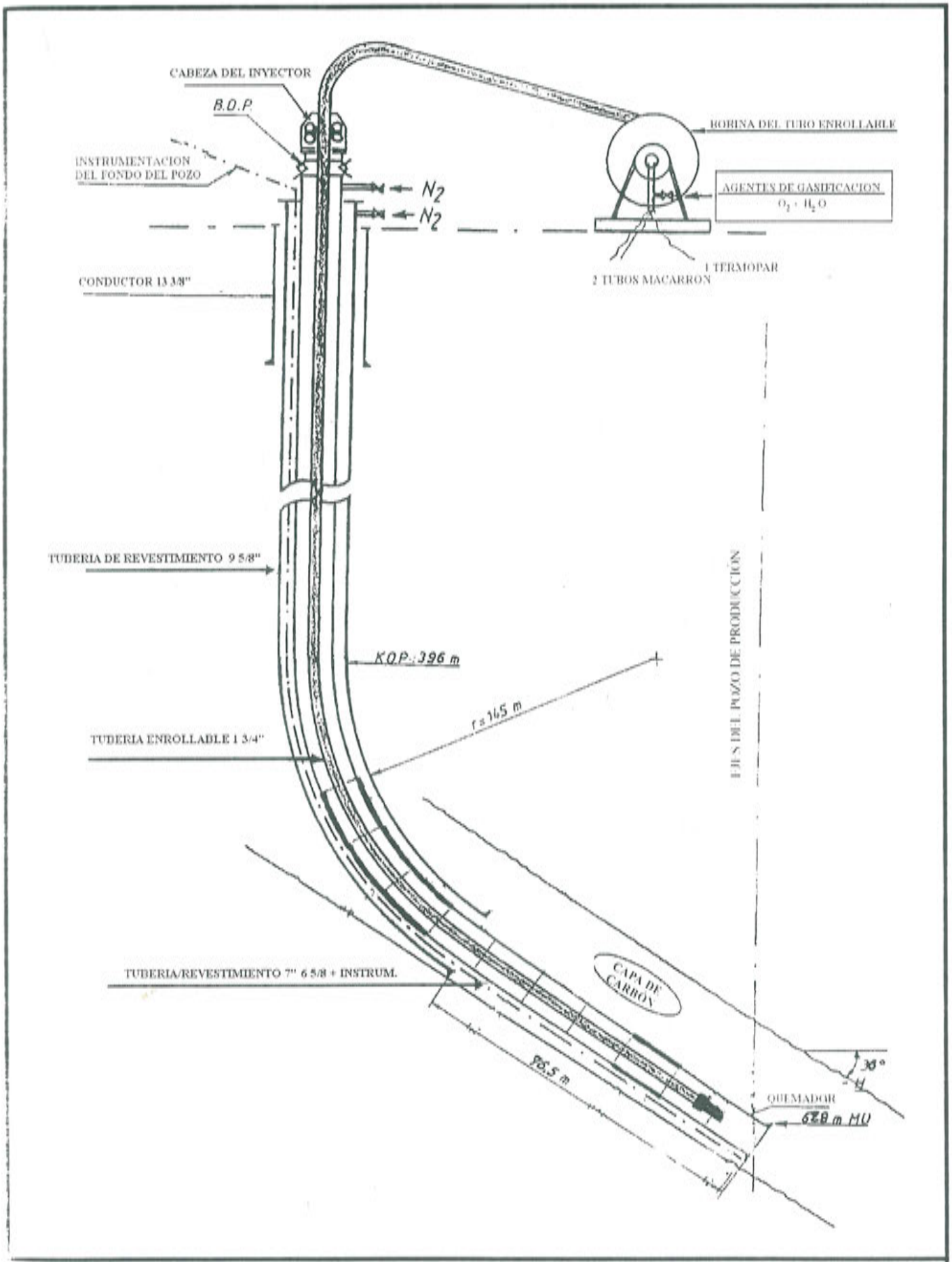

FIGURA 6 Terminación del Pozo de Inyección en Capa

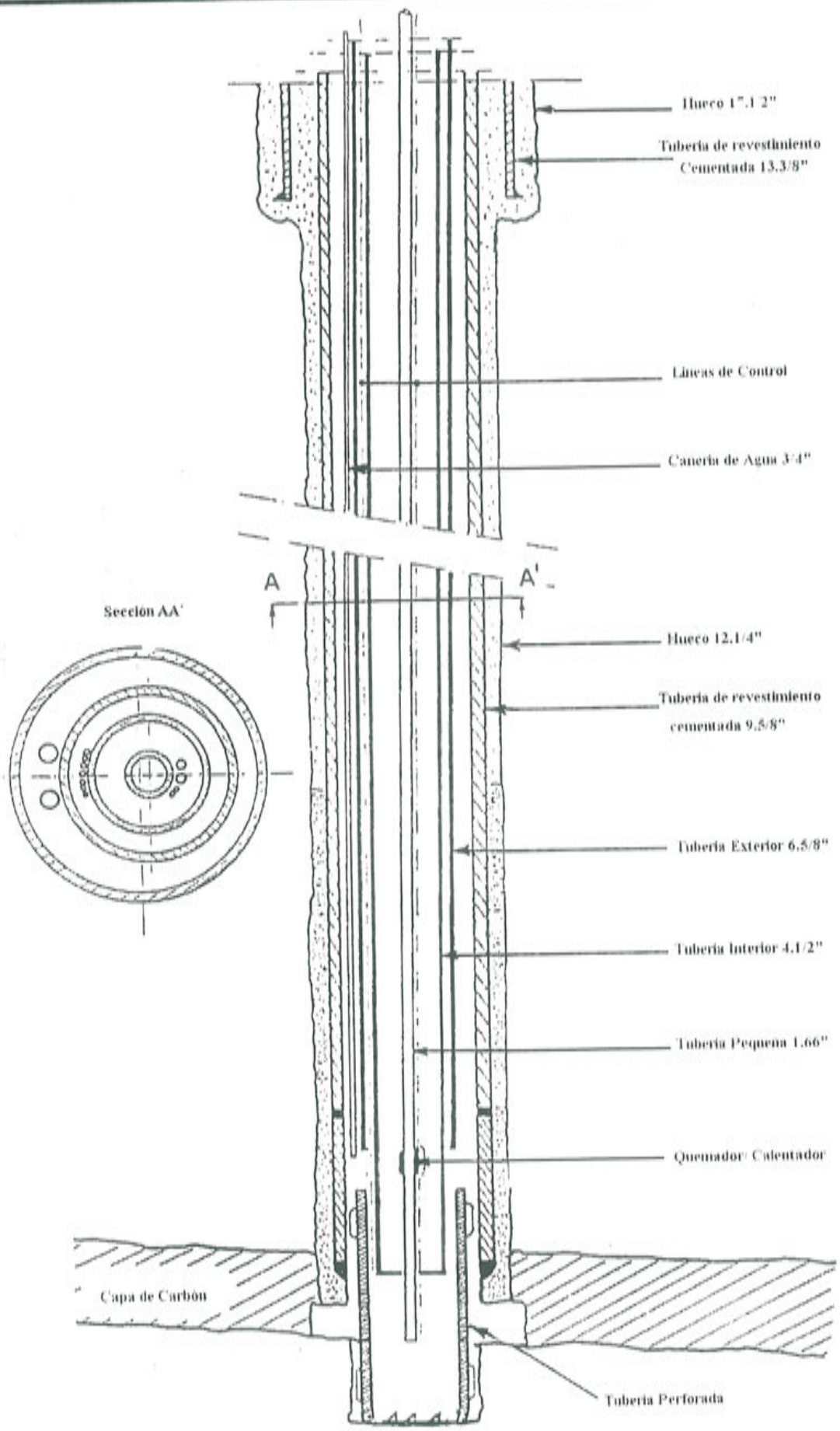

FIGURA 7 Acabado Final del Pozo de Producción

La instalación tiene dos partes: una sección subterránea con la configuración y terminación del pozo necesarias y una instalación de superficie para el suministro y eliminación de gases, control de los procesos y análisis.

2.3.2 Configuración de los Pozos de Procesamiento

Los pozos de procesamiento se equiparon con una serie de tubos concéntricos que proporcionaron los anillos necesarios para el flujo de los fluidos del proceso. Se diseñaron tres pozos de procesamiento (Figura 5):

Pozo de inyección desviado (Figura 6)

Este pozo estaba situado en la parte baja de la capa de carbón y recorría 100 metros de la misma. Estaba formado por tres tubos concéntricos:

- Un tubo enrollable interior para los agentes de gasificación
- Una tubería de 7" (178 mm) para mantener un canal para el tubo enrollable y para completar el circuito del gas entre los pozos de inyección y producción.
- Una tubería externa de 9 5/8" (244 mm), cuya función no estaba relacionada con el proceso, pero que era necesaria para mantener abierta la sección vertical.

Pozo de producción (Figura 7)

Se perforó un pozo en forma de S y se intentó que conectara lo más cerca posible del extremo del pozo de inyección. Las cabezas de los pozos de producción e inyección estaban separadas 150 metros en la superficie. Los anillos de proceso se formaron con las siguientes cuatro tuberías:

- Una tubería interna de producción de gas de bajo caudal de 1,66" (42 mm) de diámetro.
- Una tubería de revestimiento de 4 1/2" (114 mm) de diámetro exterior para la producción de gran caudal de gas.
- Una tubería de 6 5/8" (168 mm) para aislar las tuberías de producción internas.
- Una tubería con revestimiento exterior de cemento que formaba un anillo por el que discurrían las tuberías de enfriamiento hasta el fondo del pozo.

Segundo pozo de inyección

Se trataba de otro pozo con forma de S cuyo fondo estaba situado a una distancia de 30 metros a un lado del eje del pozo desviado que recorría el interior de la capa de carbón. Su estructura interna era simplemente de una tubería interior fija situada dentro de otra tubería cementada exteriormente.

Los dos pozos de inyección disponían de los oxidantes, combustible y cabezas de pozo en superficie necesarios.

Tubo enrollable del pozo de inyección

El pozo de inyección 1 debía realizar la maniobra CRIP (punto de inyección de retracción controlada), siendo los movimientos mecánicos del cabezal de inyección e ignitor controlados desde la superficie. Para ello se alquiló una máquina del tipo de las que usa la industria del petróleo y gas modificada para enrollar la tubería en un tambor especial en la superficie y controlar su entrada al pozo mediante un cabezal de inyección mecánico (Figura 8)

La tubería debía transportar oxígeno puro para la gasificación; debía tener suficiente resistencia para soportar las fuerzas de rozamiento y las fatigas relacionadas con su movimiento y el sistema debía ser totalmente estanco a los gases para evitar pérdidas de oxígeno a alta presión en el anillo. El extremo del tubo enrollable disponía de un quemador para perforar el revestimiento de la capa de carbón y provocar la ignición del carbón.

2.3.3 Instalación en la Superficie

Se necesitaba un terreno de 18 500 m^2 en la superficie de la región seleccionada de la capa de carbón para el emplazamiento de las cabezas de pozo y la planta de superficie.

El objetivo de la planta era suministrar, manejar, almacenar e inyectar los fluidos del proceso, y luego el tratamiento, análisis y eliminación de los gases y líquidos de producción.

Debido a consideraciones de seguridad y topografía, las secciones de suministro, producción y control de la planta se construyeron en diferentes niveles de plataforma. La Figura 9 muestra la distribución en planta general de la instalación y la Figura 10 da una visión general todo el terreno, en la que se aprecia la perforación del pozo de producción en la plataforma superior. La construcción de las tres plataformas y la mejora de la carretera de acceso se realizaron al principio del proyecto, en preparación para el programa de perforación.

En la planta de superficie debían desarrollarse una serie de fases operativas: preparar los pozos, conseguir la ignición, luego realizar el experimento de gasificación en los dos pozos de inyección y finalmente clausurar el proceso tras la gasificación. En la Figura 11 se muestra un diagrama de flujo general del proceso.

Plataforma inferior: sistemas de servicios y suministros

En la plataforma inferior estaba el pozo de inyección en la capa de carbón, la maquinaria para controlar el tubo enrollable, los sistemas de alimentación y distribución de los agentes de inyección para la gasificación (oxígeno, nitrógeno y agua), la mayor parte de los servicios de la planta y la zona de suministro (Figura 12).

El oxígeno para la gasificación y el nitrógeno para el purgado y para controlar el reflujo de los reactivos procedían de unidades criógenas. Los tanques de almacenamiento criógeno tenían una capacidad que equivalía a 1,5 días de suministro, y había un almacenamiento adicional de nitrógeno de reserva en un bastidor con 24 cilindros de gas a alta presión que servían de reserva de emergencia.

El agua de proceso para la gasificación y enfriamiento procedían de un estanque de reserva. Para los altos caudales y presiones que se deben manejar en el pozo, se eligieron bombas volumétricas. También el sistema de bombeo y almacenamiento del agua de proceso se diseñó para mejorar la comunicación entre los pozos por medio de la hidrofracturación.

La distribución de las tuberías del sistema de inyección de gas a los pozos contaba con un distribuidor que medía y controlaba los flujos de inyección y purgado. Se ha previsto la instalación de un *by-pass* en las entradas de las tuberías de gas y agua en cada pozo de inyección para inyectar pulsos trazadores de deuterio y helio al flujo del proceso.

La zona de servicios constaba del sistema de distribución eléctrico, una fuente de aire comprimido seco a 8 bares para instrumentación y una fuente general de nitrógeno a 9 bares para la purga inerte. Se disponía en toda la zona de vapor de proceso a 9 bares para el calentamiento de la línea de producción y la evaporación criogénica y se instaló una red de propano, con almacenamiento en líquido para servir de combustible para la caldera, la cámara de combustión y la antorcha. También estaba situada en la plataforma inferior una zona de suministro para camiones cisterna de gran tamaño.

Plataforma intermedia: sala de control y pozo de inyección vertical

En la plataforma intermedia se ubicaron las cabezas de pozo y distribuidores asociados del segundo pozo de inyección, así como la sala de control, las oficinas de la obra, las instalaciones, el estacionamiento y los almacenes de equipos. La sala de control estaba situada encima de la sala de reuniones, desde la que se divisaba toda la superficie de la planta.

Existía un sistema de toma de datos y control, adaptado a las fases de gasificación del proceso, que presentaba todos los cuadros sinópticos de datos y control. Proporcionaba:

- Control e indicación de las variables del proceso
- Visualización y seguimiento de las alarmas de puntos estratégicos
- Sintonización del bucle de servocontrol
- Proceso, almacenamiento y presentación de datos

El sistema se instaló en la sala de control de la planta como contrato llave en mano, completo con asistencia técnica y mantenimiento, equipos de interconexión y fuente de alimentación de emergencia. La instrumentación de la planta, la unidad de análisis de gases y la mayor parte de los sistemas de control

de la planta estaba conectado con la sala de control central por medio de una conexión digital de 20 mA. Se instalaron sistemas separados para la comunicación por radio y para el procesamiento del sistema de fibra óptica para la toma de datos de perfil de temperatura.

Plataforma superior: análisis y eliminación de la producción

La cabeza del pozo de producción, las líneas de producción, los sistemas de muestreo, la cámara de combustión y la antorcha están situados en la plataforma superior (Figura 13).

La cabeza del pozo disponía de conexiones para nitrógeno, agua de enfriamiento y la instrumentación del fondo del pozo. Existían tuberías de salida para las líneas de producción de gran caudal y pequeño caudal, y para sacar el agua sucia del pozo.

La presión del reactor de gasificación subterráneo se controlaba por medio de grandes válvulas estranguladoras, una en cada línea de producción. Estas válvulas reducían la presión del gas producido desde la presión de operación hasta la presión de la línea intermedia y, para facilitar su mantenimiento, se instalaron válvulas redundantes.

El gas producto, que a veces tenía un alto contenido de agua, pasaba por los intercambiadores de calor para aumentar la temperatura con vapor de la caldera e impedir la condensación en las secciones de producción y de medida del caudal. Después de los intercambiadores de calor, el flujo de gas de cada línea se hacía pasar por un caudalímetro, después del cual se extraían muestras de gas para el análisis en línea y por lotes del flujo de producto.

El resto del gas, tras una descompresión adicional hasta la presión ambiente, se hacía pasar por una cámara de combustión o una antorcha para ser quemado. Ambas unidades tenían llamas piloto que ardían continuamente y el combustor podía inyectar también propano al gas producto, cuando era necesario para asegurar una combustión completa (Figura 14). En las líneas de producción se utilizaron aleaciones especiales.

2.4 Descripción del Sistema de Seguimiento y Medición

2.4.1 Medición del Flujo de Inyección

La medición de los caudales de oxígeno, nitrógeno y agua en las líneas de inyección se realizaba en línea con caudalímetros másicos de tipo Coriolis y esta información se utilizaba para la retroalimentación a los bucles de servocontrol del proceso.

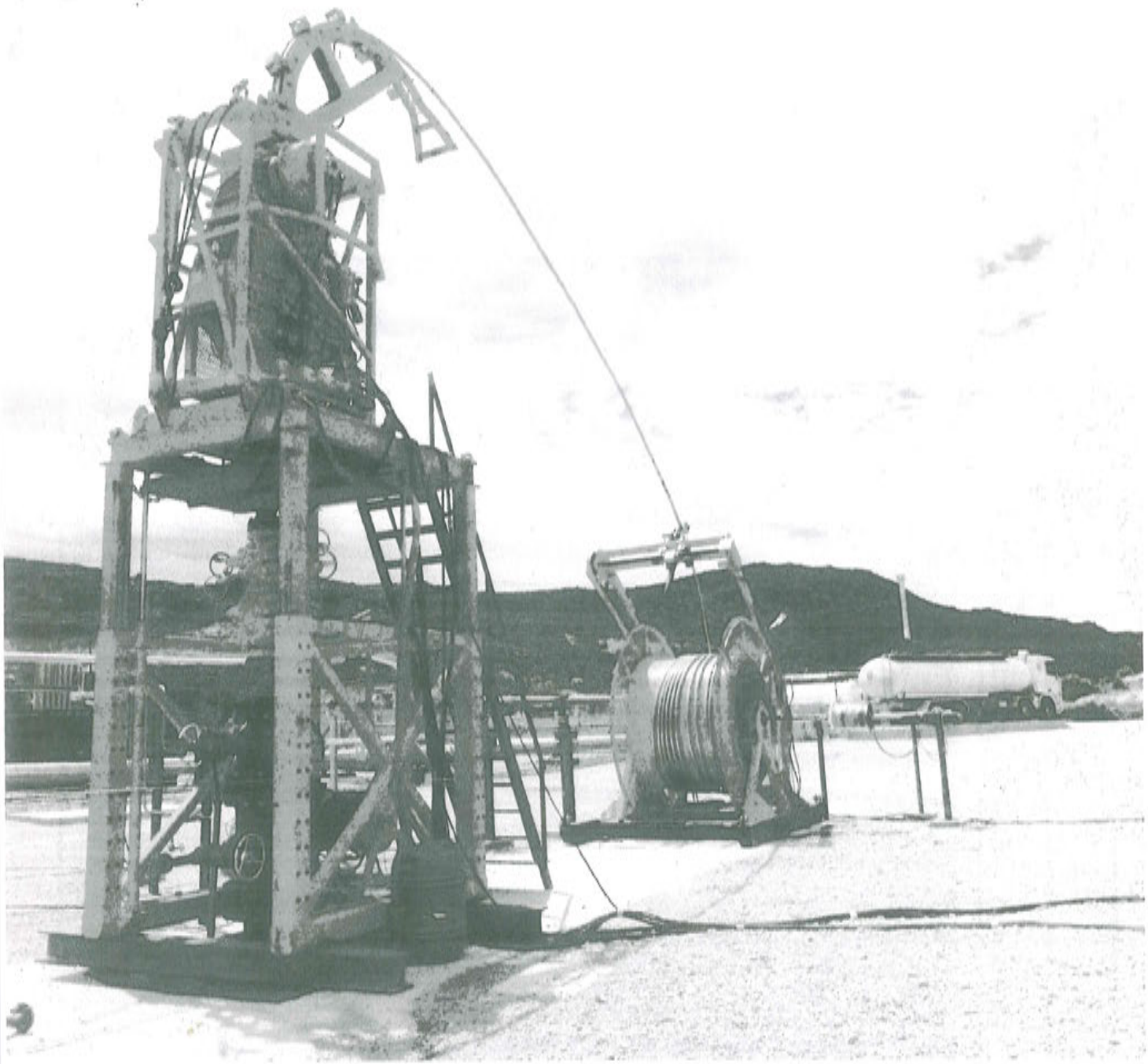

FIGURA 8 Instalación en Superficie del Tubo Enrollable

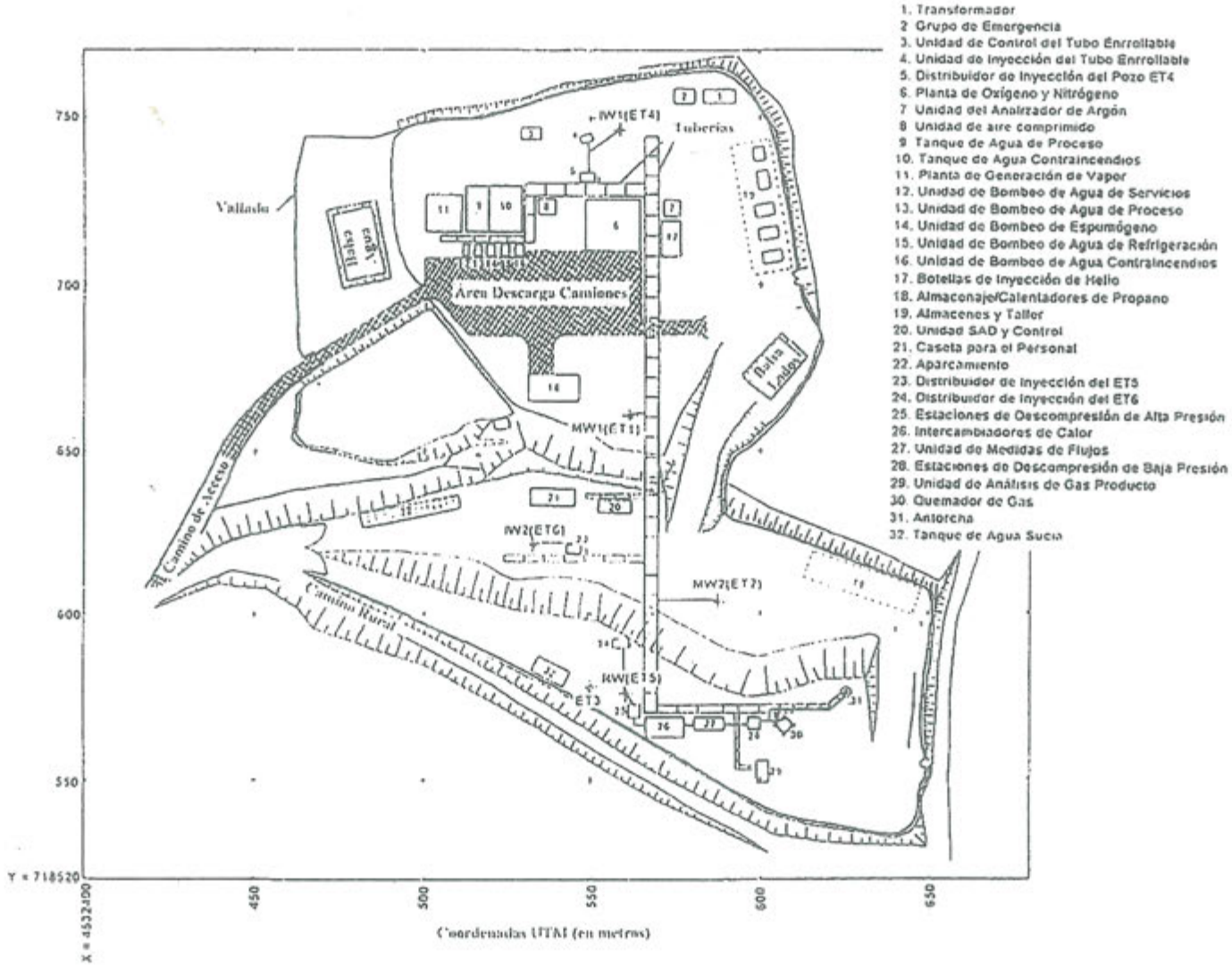

FIGURA 9 Distribución en Planta de El Tremedal

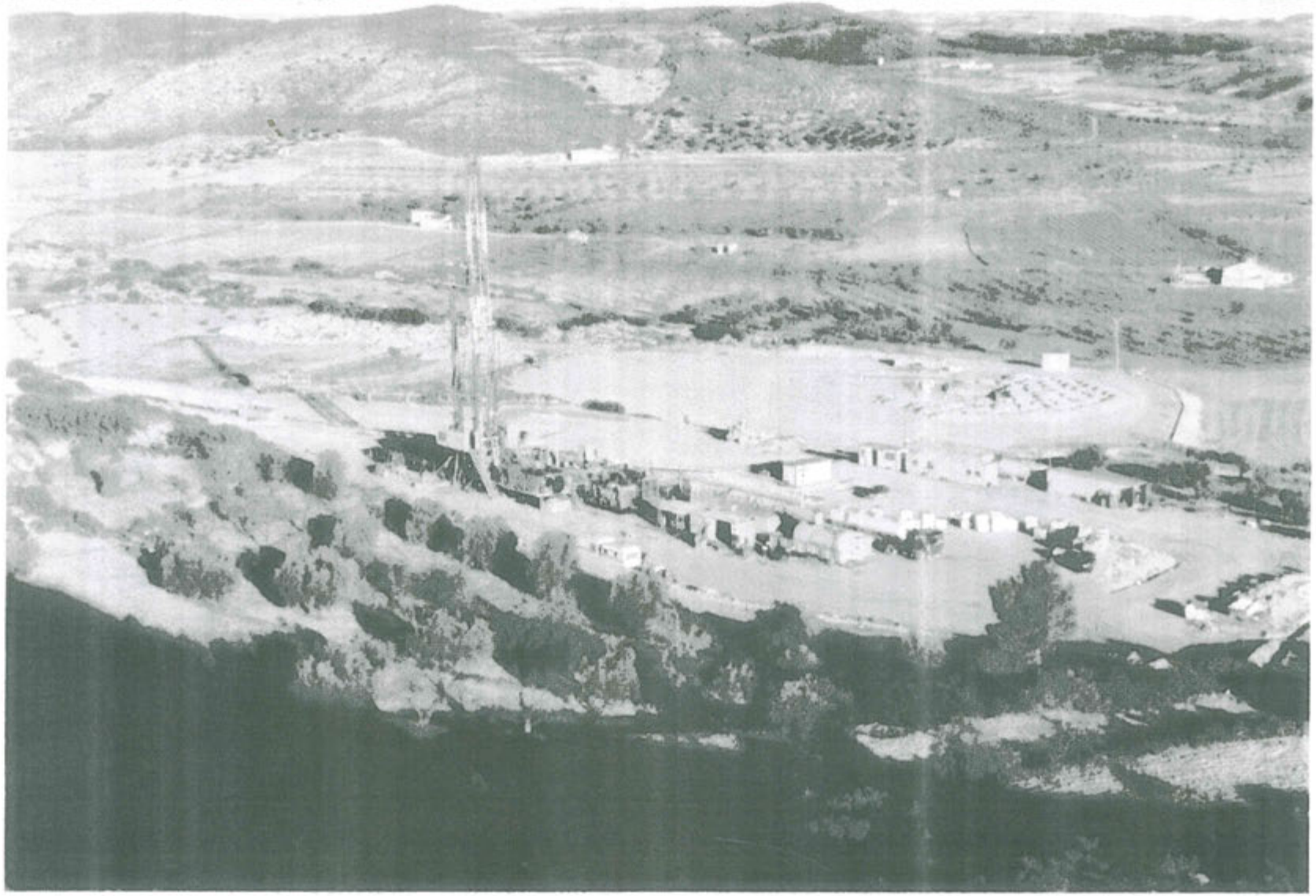

FIGURA 10 Trabajos de Perforación del Pozo de Producción

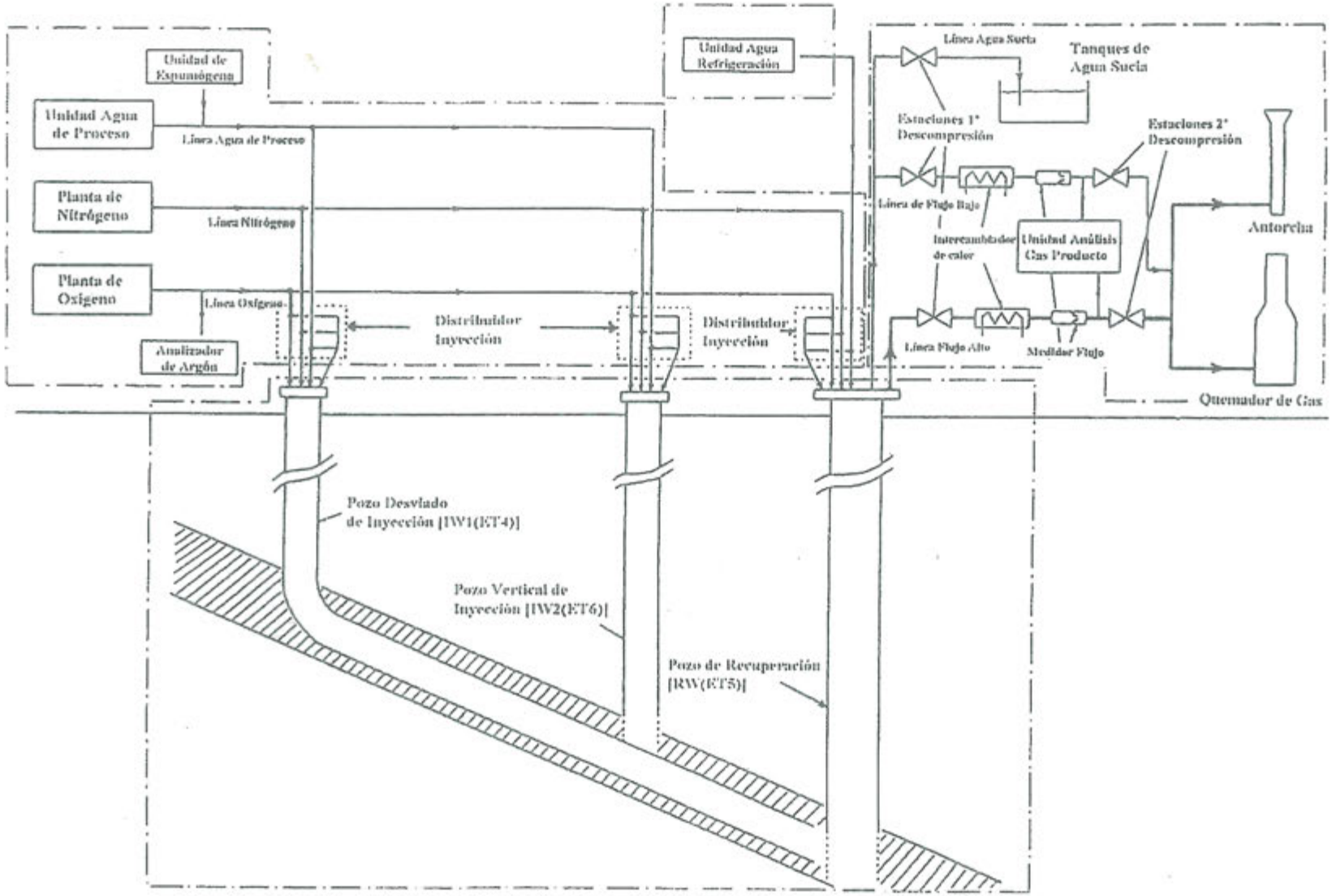

FIGURA 11 Ensayo de GSC de El Tremedal- Diagrama de Proceso de Flujo

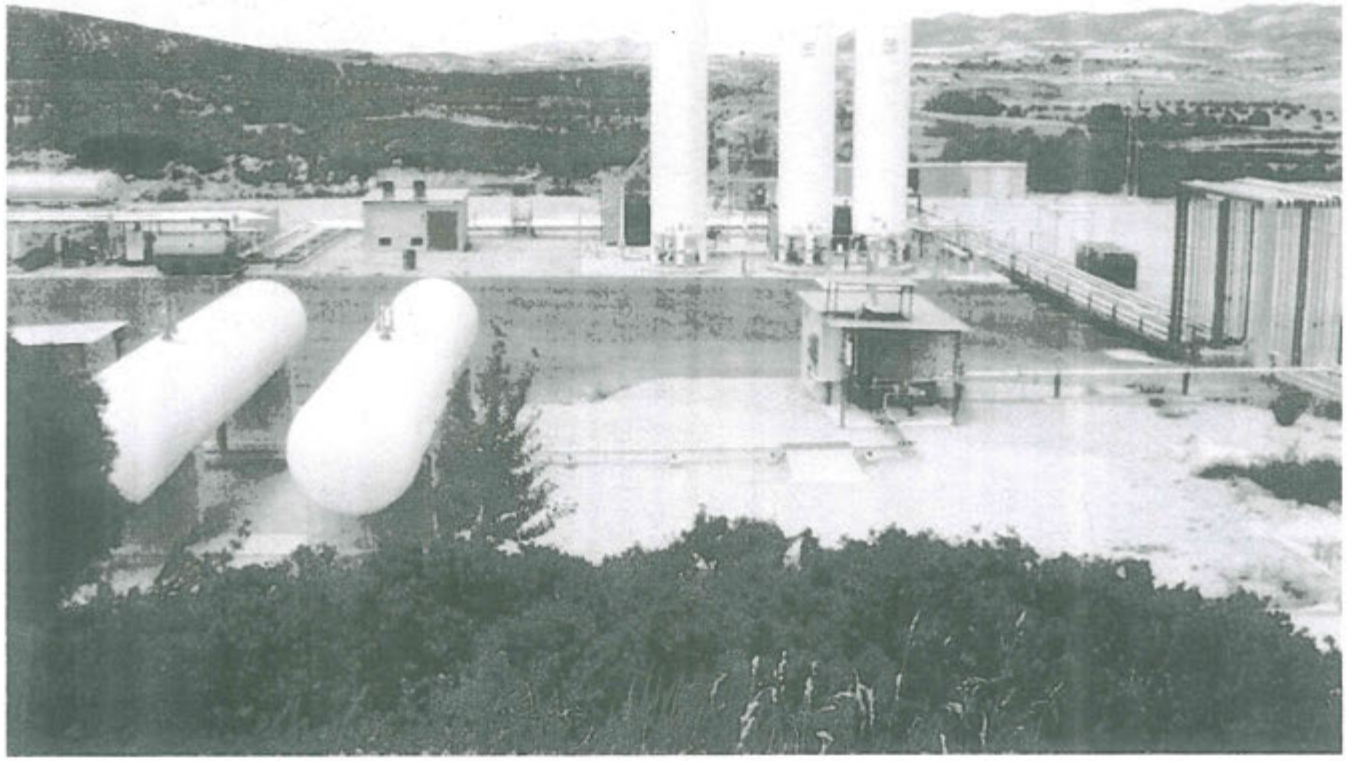

FIGURA 12 Zona de Planta de Inyección y Servicios

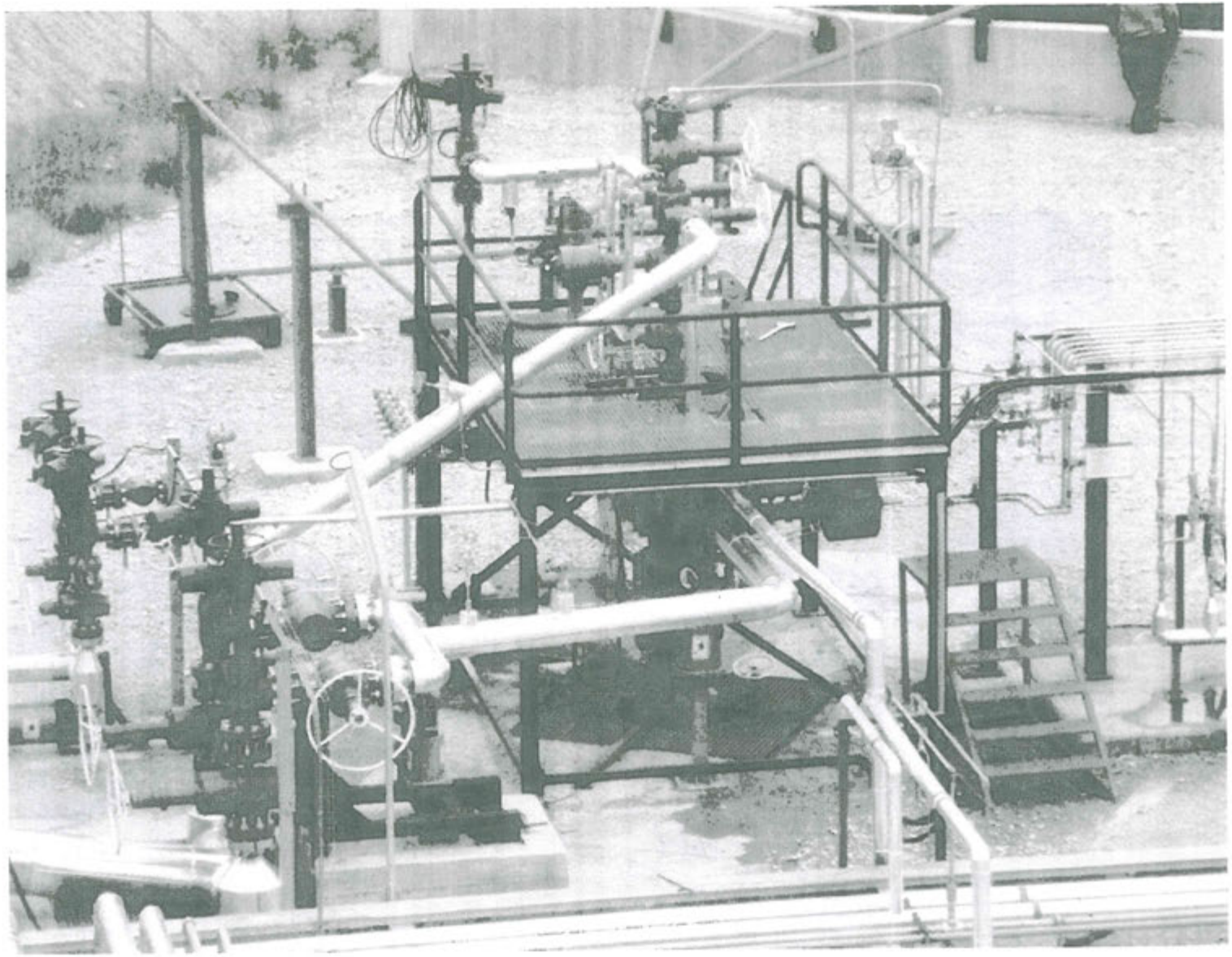

FIGURA 13 Configuración del Pozo de Producción

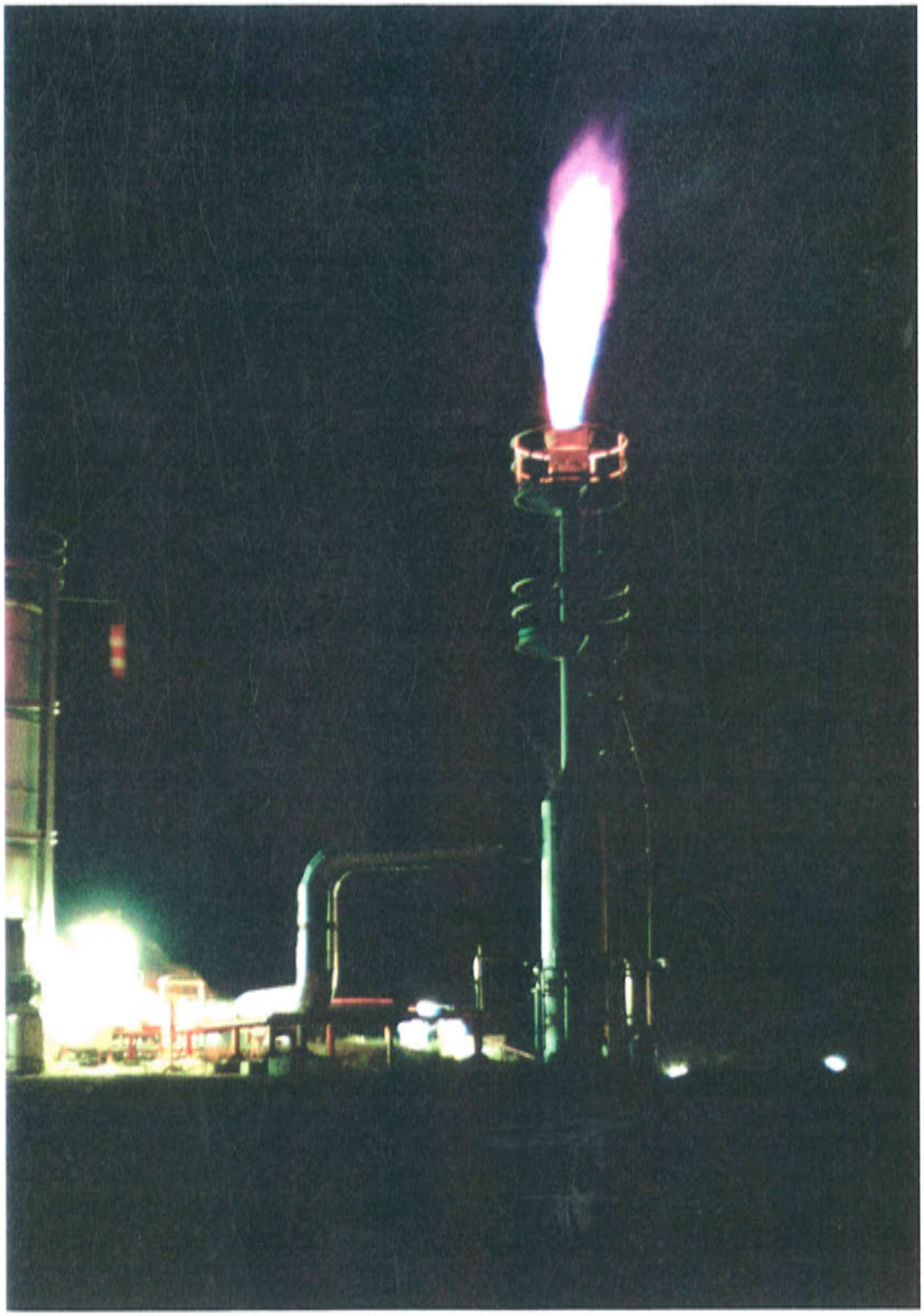

FIGURA 14 Combustión de Gas en la Antorcha

Se aprovechaba el hecho de que el argón, que es una impureza presente en el oxígeno y nitrógeno líquidos industriales, se podía usar como elemento trazador natural para calcular la velocidad de recuperación del gas. Se instaló un analizador de argón para medir las concentraciones tanto en los flujos de inyección como de gas producto.

El crecimiento de la cavidad subterránea se midió por medio de pulsos de gas helio trazador introducidos al flujo oxidante desde un recipiente de volumen y presión conocidos. Se midió la acumulación y descomposición del helio en el flujo de producto por medio de un espectrómetro de masas instalado en la unidad de análisis del gas.

2.4.2 Mediciones Subterráneas

Era necesario controlar con precisión la presión del gasificador subterráneo para minimizar el influjo de agua subterránea o las pérdidas de gas a través de los estratos. La presión del reactor se controlaba mediante válvulas estranguladoras en las líneas de producción.

El perfil de temperatura a lo largo de los pozos se midió por medio de una combinación de termopares convencionales y de un sistema de fibra óptica que suministraba una lectura continua de la temperatura en cada metro de la fibra. Esta fue la primera vez que se usó fibra óptica bajo tierra cerca de un reactor y supuso una importante innovación.

La fibra óptica y los termopares estaban protegidos en tubos de metal e instalados en el interior de paquetes planos recubiertos de plástico, diseñados especialmente para el proceso. Estos paquetes planos de cables se introdujeron en los pozos de inyección, seguimiento y producción.

2.4.3 Medición del Gas Producto

El caudal del gas producto se determinó mediante un caudalímetro de presión diferencial (de tipo boquilla) instalado en cada línea de producción. En el sistema de recogida de datos se realizaron las correcciones necesarias para la composición, temperatura y presión del gas.

Se sacó desde la sección de presión intermedia una línea para el muestreo de los gases producidos y se utilizó un sistema de acondicionamiento del gas para separar los sólidos y los condensados. A continuación los gases se dirigían a la unidad de análisis de gases, que estaba equipada con analizadores en línea de proceso y un espectrómetro de masas para medir de forma continua la composición del gas. Los dos sistemas operaban en paralelo y proporcionaban lecturas actualizadas cada pocos segundos.

Por medio de los dos sistemas se obtenían lecturas duplicadas de los principales componentes del gas, es decir el metano, monóxido de carbono, dióxido de carbono, hidrógeno, ácido sulfhídrico y oxígeno. Además, el espectrómetro de masas analizaba seis compuestos menores (amoniaco e hidrocarburos) y los dos elementos traza (argón y helio). Cada día se tomaban muestras de lotes de gas y

de condensado de las unidades de acondicionamiento de muestras para su análisis en el laboratorio.

El consumo de carbón, la entrada de agua subterránea y las pérdidas subterráneas de gas se deben calcular a partir de las mediciones directas del caudal y de la composición del gas. Se hace un balance de masas de los elementos que intervienen en el proceso: carbono, oxígeno, hidrógeno, nitrógeno, azufre y argón, para determinar los parámetros subterráneos.

Para cuadrar las ecuaciones matemáticas es necesario presuponer la composición de las escorias que quedan en el subsuelo, lo cual introduce un cierto grado de incertidumbre en los resultados calculados.

3. CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y PUESTA EN MARCHA

Las fases clave de la construcción fueron:

- Perforación de los pozos de exploración.
- Perforación y terminación de los pozos de proceso.
- Instalación de la planta en superficie.
- Instalación del sistema de instrumentación y recogida de datos.
- Puesta en marcha de la planta y certificación externa.

Las fases se ejecutaron en gran parte de forma secuencial porque las principales inversiones en la planta y terminación de pozos no se podían realizar hasta haber despejado las incertidumbres sobre la geología mediante las perforaciones exploratorias. También era necesario preparar el acceso para la maquinaria pesada de perforación, lo cual retrasó la construcción de la planta.

Pozos de exploración

Los pozos de exploración y la toma de muestras de la capa de carbón supusieron la primera oportunidad para obtener experiencia de perforación en la zona. Se utilizaron equipos de perforación convencionales para tomar muestras y registros de los tres pozos que proporcionaron información sobre la litología, la ubicación de las capas y la composición del carbón sobre la cual se basaron las futuras decisiones sobre perforación de pozos de proceso.

Pozos de proceso

La estrategia elegida para la perforación de los pozos de proceso fue terminar primero el pozo más difícil, es decir el pozo de inyección desviado en el interior de la capa, cuya posición se determinó con precisión antes de perforar el pozo de producción vertical que debía conectar con el pozo de inyección en el interior de la capa de carbón. Si la conexión de las perforaciones no fuera la correcta, la conexión final entre los pozos se mejoraría mediante hidrofracturación o retro-combustión durante las operaciones del proceso.

En la perforación del pozo de inyección fue necesario establecer con precisión la dirección de perforación, entrar en la capa de carbón con grandes ángulos de desviación (o velocidades de avance) y controlar el avance del motor del fondo del pozo con considerable precisión a lo largo de la capa de carbón mediante una diagrafía de tipo "Medición Mientras se Perfora (MMP)". Estos requisitos suponían llevar al límite la tecnología de la perforación desviada. Más adelante se describe el grado de éxito conseguido en la trayectoria objetivo.

También la trayectoria objetivo del pozo de producción era complicada. Se trataba de un pozo de gran diámetro que debía entrar en la capa de carbón verticalmente en un punto situado a menos de un metro de distancia del extremo de la trayectoria medida del pie del pozo de inyección. Para conseguir la precisión necesaria para alcanzar el objetivo se utilizó una perforación del pozo desviada en forma de S.

El programa de perforación se completó con la perforación del pozo de inyección vertical IW2, y el reacondicionamiento de dos de los pozos de exploración para su uso en el seguimiento del proceso.

Diagrafías con giroscopio

A continuación se realizó una inspección completa con giroscopio en cuatro pozos para mejorar la definición de las trayectorias de los pozos y para definir con precisión la situación de las capas para una posterior evaluación del crecimiento de la cavidad. La interpretación lineal de las nuevas diagrafías indicó que la correlación entre los puntos de referencia con los anteriores registros de inclinómetro/MMP era muy buena.

Terminación de los pozos

Inmediatamente después de la perforación se terminaron los pozos con tubería y revestimiento exterior de cemento para evitar su colapso. A continuación se instalaron un conjunto de tubos concéntricos unidos a la cabeza del pozo, para proporcionar los anillos necesarios para los gases del proceso, los fluidos de enfriamiento, el control del quemador y la instrumentación.

Fueron particularmente onerosos el diseño y la selección de materiales para la terminación de los pozos de proceso con objeto de satisfacer los requisitos operativos y soportar las altas temperaturas del gas producto. Para la instalación de las múltiples tuberías concéntricas, las altas cabezas de pozo y la compleja instrumentación se necesitaron métodos especiales que no correspondían con las prácticas normales de terminación de pozos y el equipo de UGE construyó una plataforma diseñada a medida y desarrolló sus propios métodos para la instalación.

Fue necesario prestar especial atención al tubo enrollable para la tubería de inyección, que debía cumplir requisitos muy estrictos de fiabilidad. El diseño final, que incluía el quemador de fondo de pozo y los conductos de suministro tubulares se prefabricó según las especificaciones definidas por UGE, y se entregó completo con brida y cabezal de inyección. El tubo enrollable se metía en el pozo por medio de un cabezal inyector con transmisión por cadena que permitía el punto de inyección y el sistema estaba también equipado con un dispositivo para medir y pesar el quemador de tubo enrollable para poder situarlo en la posición precisa para la operación CRIP.

Planta en superficie

La planta en superficie se construyó bajo la supervisión del contratista. Se recurrió a compañías especialistas en las tres partes siguientes:

- La red de tuberías, maquinaria e instrumentación de superficie.
- El sistema de recogida de datos y control.
- La unidad de análisis de gases.

Las especificaciones básicas se determinaron en función de las necesidades del proceso y los contratistas fueron seleccionados tras una evaluación técnica y económica.

La Unidad de Análisis de Gases se diseñó como cabina de instrumentos móvil que se podía reutilizar en caso necesario. Las unidades de oxígeno, nitrógeno, vapor, aire comprimido y propano se contrataron como paquetes independientes. El combustor y antorcha se entregaron como unidades fijas completas.

Puesta en marcha

Todos los componentes que funcionaban a presión y las secciones de tubería tuvieron que ser certificados y autorizados para su utilización por el Departamento de Minas y Calidad Medioambiental de la Diputación General de Aragón (DGA).

La puesta en marcha y la formación se desarrollaron de forma simultánea. Durante los seis meses anteriores a la gasificación se prestó constante atención a la formación en operaciones y seguridad. Se redactó un manual de seguridad detallado y se instruyó tanto al personal de la planta como a los contratistas, y antes del comienzo de las operaciones se realizó una auditoría externa del grado de preparación de los mismos. Para la fase de gasificación se contrataron operarios de planta experimentados y se formó un comité de seguridad para supervisar todas las actividades relacionadas con la seguridad y fomentar la concienciación del personal en materias de seguridad.

3.1 Proveedores de Equipos y Servicios

La Dirección decidió subcontratar toda la ingeniería especializada incluyendo la perforación, el diseño de la planta y todas las construcciones de superficie. El equipo de la empresa dirigió los contratos aportando sus conocimientos de la tecnología de la gasificación.

3.2 Problemas y Logros de la Construcción

Construcción de los pozos

Un importante logro temprano del proyecto fue la conexión entre el pozo de producción y el de inyección desviado, que se logró a la primera sin necesidad de recurrir a la hidrofracturación o retro-combustión.

La propia perforación del pozo de inyección desviado fue un éxito, pero mantener la trayectoria del canal sin salirse de la capa de carbón durante una distancia considerable fue más difícil de lo esperado. La capacidad para perforar pozos desviados con trayectorias complejas se demostró también con la construcción de los pozos de seguimiento y de inyección vertical IW1, MW2 y IW2. El pozo de seguimiento MW2 era poco usual debido a las altas velocidades de avance de la perforación dirigida y la trayectoria ascendente necesaria para alcanzar la posición de seguimiento. Estos pozos de pequeño diámetro fueron terminados con la instalación de un tubo enrollable que también llevaba la instrumentación de fondo del pozo.

La construcción del pozo de producción se desarrolló según lo previsto y se logró una precisión excelente mediante el control directional. Las mediciones giroscópicas indicaron que la trayectoria final en el plano X-Y en el fondo del pozo estaba a menos de 0,5 m del objetivo. Las técnicas utilizadas para proteger la capa de carbón de los escombros y el exceso de presión funcionaron de forma satisfactoria.

Diagrafías

La comparación de los resultados del sistema de medición mientras se perfora (MMP) y las diagrafías realizadas después con giroscopio de la trayectoria del pozo IW1 indicaron que, más que las técnicas de medición, el factor limitante fue el control del motor de perforación. El principal problema fueron los 12 metros de distancia entre el equipo de MMP y la cabeza de perforación, lo cual dificultaba las correcciones. Pronto se van a fabricar equipos en los que el dispositivo MMP está mucho más cerca de la cabeza de perforación, lo que mejorará mucho el control.

Además, en la gasificación subterránea siempre existe el problema de tener que confirmar con un alto grado de precisión la posición de la capa de carbón y cualquier posible falla asociada.

Se decidió realizar un registro completo de diagrafías con giroscopio de todos los pozos al final del programa de perforación y comparar los datos de posición, buzamiento y azimut de la capa de carbón. Esto permitió confirmar la presencia de una falla cercana al pozo de inyección vertical.

3.3 Modificaciones y Retrasos

Durante la construcción de los pozos se produjeron continuos cambios de los objetivos, conforme se recogía más información sobre la geología y características de la capa de carbón. La intención original era utilizar la información general de sondeos y sísmica de actividades mineras anteriores y validar esta información con uno o dos pozos de exploración.

Este programa de perforación exploratorio tuvo que ser ampliado para mejorar la precisión de los datos de potencia de la capa de carbón, composición del carbón y la posible presencia de fallas cerca de la ubicación propuesta de la cavidad. Esto implicaba realizar más perforaciones, más diagrafías giroscópicas y una cuidadosa interpretación de los datos de posición.

Las siguientes perforaciones de pozos de proceso se realizaron una por una, porque el resultado de la perforación en capas de carbón con buzamiento presentaba también riesgos e incertidumbres. La perforación desviada del pozo de inyección se realizó con éxito pero se tuvieron que hacer cambios en la trayectoria del pozo de producción para lograr una intersección satisfactoria de los pozos de proceso en la capa de carbón. Dado el grado de precisión que se requería, en todos los pozos de proceso y de reacondicionamiento se realizó una perforación con motor de fondo de pozo controlado. El pozo de producción, que según el plan original sería un pozo vertical, tuvo que convertirse en un pozo en

S porque el punto de intersección no coincidió con el que se había planificado durante la construcción del pozo de inyección.

El comienzo del proyecto se retrasó por el relativo aislamiento de la región, las dificultades para encontrar oficinas y la preparación del acceso al terreno.

Un importante resultado positivo del proceso fue la demostración de que se pueden realizar intersecciones de alta precisión a gran profundidad y se ahorró bastante tiempo al evitar la necesidad de recurrir a la hidrofracturación o retro-combustión para conseguir una buena conexión subterránea.

Se retrasó el diseño y construcción de la planta de superficie debido principalmente a la dificultad de encontrar materiales especiales para la terminación de los pozos de producción. La construcción de la planta se realizó con relativa facilidad y se ahorró tiempo gracias a la subcontratación de los servicios, y de los equipos de combustión del gas y de recogida de datos.

3.4 Programación

Originalmente, la duración prevista del programa del ensayo de campo era de cuatro años, que incluía dos años de trabajos de preparación, 1,25 años para la gasificación y un año de actividades posteriores a la gasificación. El programa tuvo que ampliarse (Figura 15) porque antes de realizar las grandes inversiones en los equipos de la planta y subterráneos tuvo que confirmarse la geología.

En consecuencia, los grandes retrasos que se produjeron en el programa se debieron al retraso en los trabajos preparatorios, que incluían todos los trabajos subterráneos y el diseño y construcción de la planta de superficie.

Otros factores que contribuyeron a los retrasos fueron las dificultades en la contratación y formación del equipo del proyecto, la necesidad de volver a diseñar el sistema de tubo enrollable, la dificultad de encontrar materiales especiales y el hecho de que las instituciones implicadas no estaban familiarizadas con el proceso.

En resumen, el retraso en el proyecto fue principalmente una consecuencia inevitable de la incertidumbre de la información geológica disponible, que tuvo que ser investigada en detalle antes del comienzo del ensayo previsto. Cualquier ensayo o proyecto comercial futuro deberá incluir este tipo de estudios.

3.5 Costes del Proyecto

En 1991 se calculó que el coste del ensayo sería de 19,0 millones de EUROS. La propuesta del proyecto especifica el desglose del coste por etapas y en la Figura 16 estos costes se comparan con los costes finales.

El coste final del proyecto se calcula en 17,48 millones de EUROS lo cual representa un 7,9% menos de lo presupuestado. Los trabajos de preparación y los estudios posteriores a la gasificación se realizaron prácticamente con el presupuesto previsto y fue en las pruebas de gasificación donde se gastó menos de lo presupuestado.

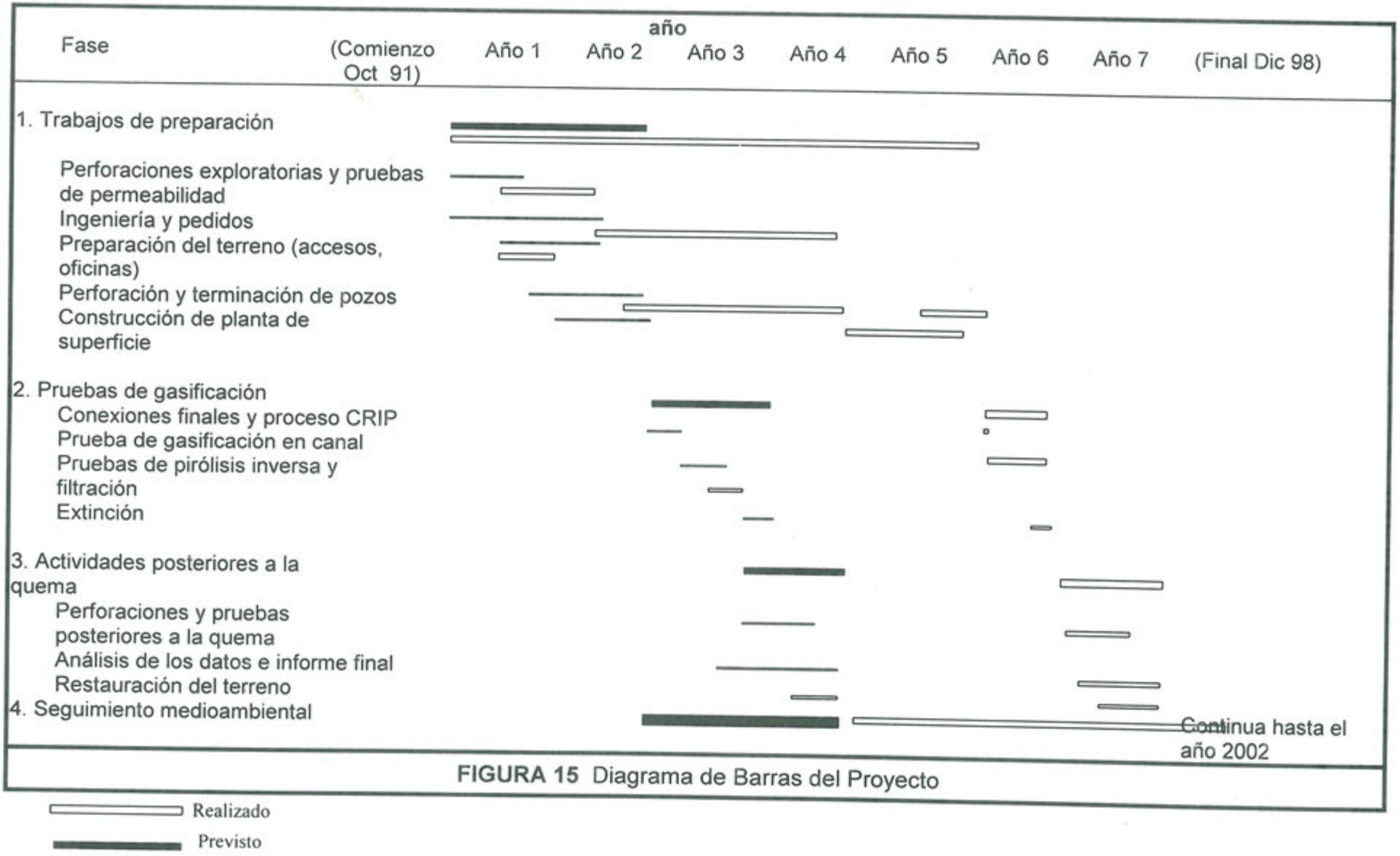

FIGURA 15 Diagrama de Barras del Proyecto

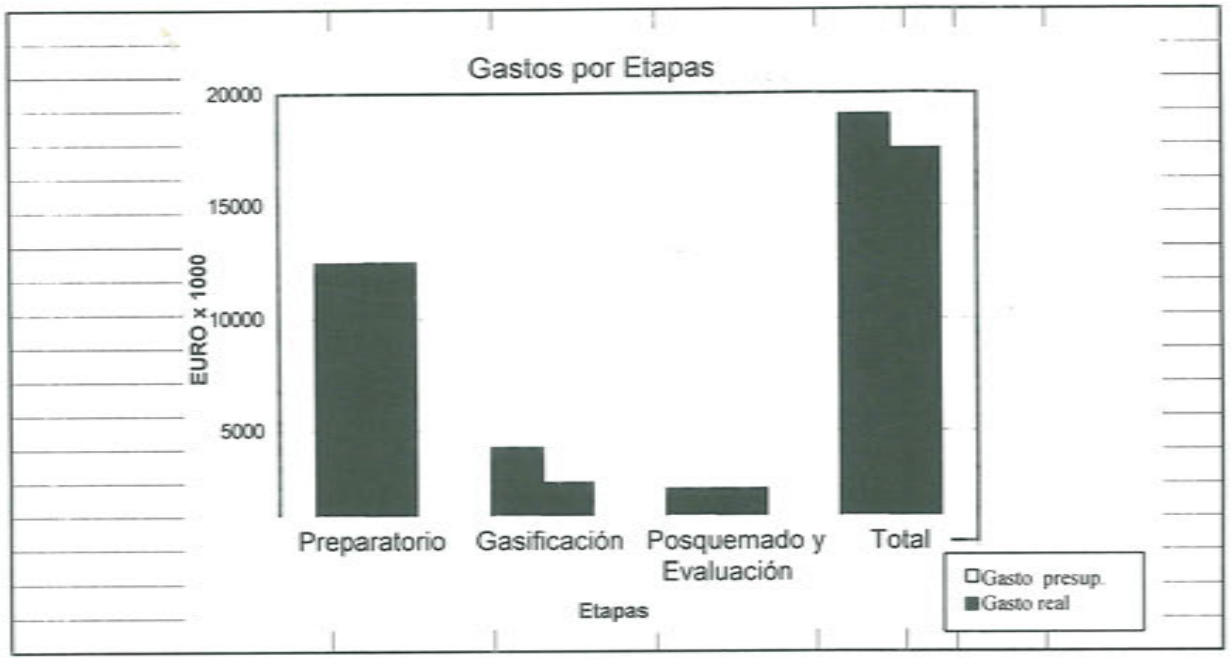

FIGURE 16 Gastos del Proyecto por Etapas

4. OPERACIONES Y RESULTADOS

4.1 Historia

Teniendo en cuenta los objetivos del proyecto UGE, y el carbón disponible en el canal de gasificación, estaba claro que las operaciones serían de corta duración. Se llevaron a cabo dos periodos de gasificación que duraron respectivamente 9 y 4 días. Incluyeron tres igniciones y siete maniobras CRIP resumidas en la Figura 17.

Las operaciones comenzaron el 30 de junio de 1997 con pruebas para confirmar que continuaba habiendo una buena comunicación hídrica entre los pozos de inyección y de recuperación.

La primera ignición tuvo lugar el 21 de julio en un punto cercano al fondo del pozo de producción y el proceso continuó durante nueve días laborables. Entonces el proceso se detuvo para hacer modificaciones en las líneas de producción para mejorar la capacidad de gestión de agua.

Se reanudó la comunicación de nitrógeno a mediados de septiembre de 1997 y en el primero de octubre, la recolocación del quemador y del tubo enrollable fue seguido de una segunda ignición con éxito. Esta vez, la velocidad de inyección de oxígeno aumentó rápidamente.

Se realizó una tercera ignición el 4 de octubre, en un punto a 60 metros por encima de la primera cavidad, pero la violencia de la ignición provocó daños en el pozo de ignición. Dieciséis horas más tarde, una descompresión prematura del pozo acabó con la gasificación en este canal. El proceso sé cerró finalmente el 6 de octubre.

En marzo de 1998 se retiraron las tuberías finales del pozo de recuperación para examinarlas y realizar pruebas de corrosión y se llevó a cabo un programa de perforación y extracción de testigos de la cavidad en junio/julio de 1998.

En septiembre se sellaron completamente los pozos con hormigón a alta presión y la planta se desmanteló totalmente en diciembre de 1998. Realizándose un total de 301 horas de gasificación.

4.2 Funcionamiento

Se realizó un plan detallado de operaciones al inicio del proyecto en forma de manual de procesos. Tenía en cuenta los objetivos del proyecto, la respuesta prevista del sistema, las condiciones geológicas y los patrones de flujo previstos dentro del reactor. Durante la gasificación estos se modificaron y ajustaron conforme evolucionó el conocimiento de las características de funcionamiento.

Los objetivos principales de la etapa de gasificación del proyecto, en relación con los objetivos de la sección 2.1 fueron los siguientes.

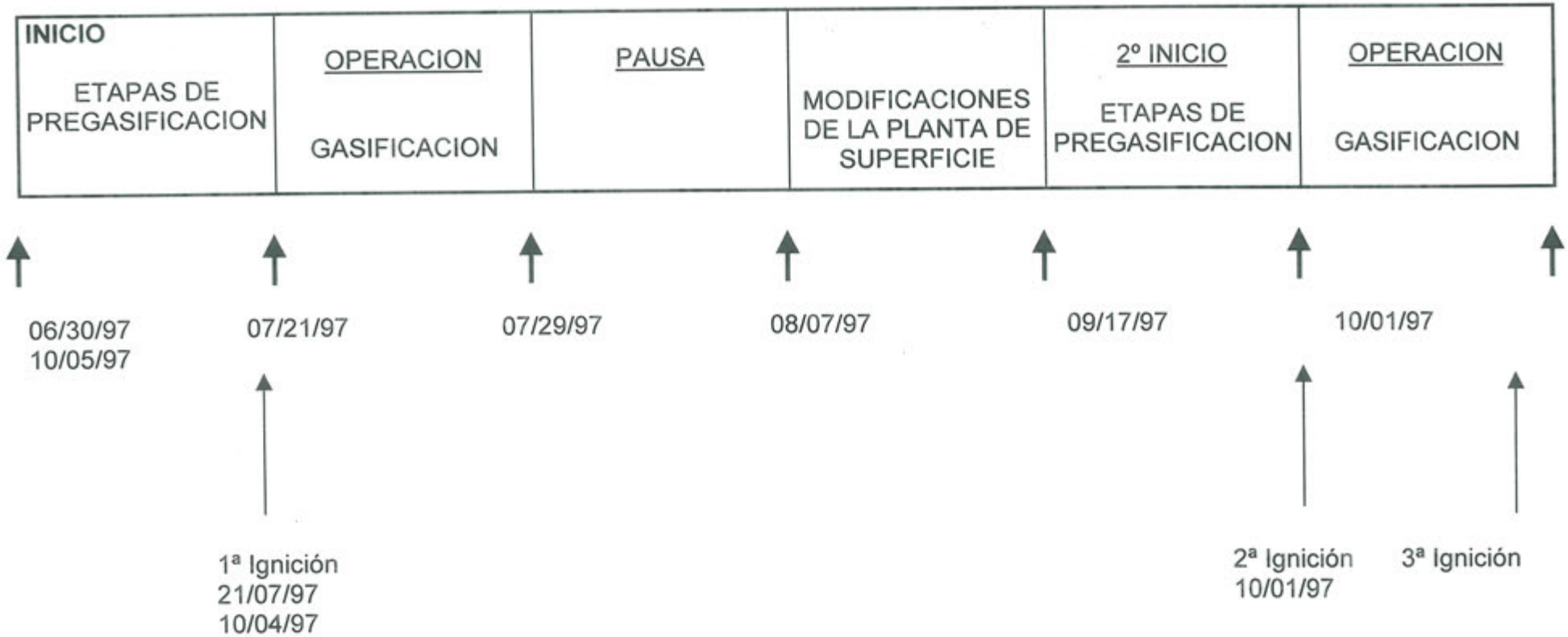

FIGURA 17 Secuencia de Operación

- Consecución del enlace final entre los pozos de producción e inyección (Objetivo 2).
- Mantenimiento del circuito de flujo entre pozos. (Objetivo 2).
- Desarrollo de una prueba de gasificación del canal por una maniobra CRIP y estudio de la posibilidad de ampliación del área gasificada mediante pruebas de gasificación por filtración transversal. (Objetivos 3, 4, 5, 6, 7 y 8).

Las operaciones se diseñaron para llevar a cabo estos tres puntos clave, es decir, el enlace final, el mantenimiento del circuito de flujo entre pozos y el desarrollo del canal mediante gasificación. En el programa de operaciones propuesto (Sección 3.6 de la propuesta de proyecto), estos puntos clave se desarrollaron de la siguiente manera:

4.2.1 Enlace Final

Originalmente, en la propuesta de proyecto se preveía que para el enlace final de los pozos de proceso se requeriría el uso ininterrumpido de técnicas como el hidrofractura y la retrocombustión para conseguir una conexión satisfactoria. El éxito de estos procedimientos no estaba asegurado, ya que dependía en gran medida de la distancia entre los puntos a unir. La operación, expuesta en la Sección 3, no fue necesaria ya que gracias a la precisión inicial del proceso de perforación se logró un enlace excelente. Por lo que este punto clave se consiguió rápidamente.

Además, el flujo de gas entre pozos se mantuvo durante todo el proceso de gasificación. Ni el hundimiento del techo ni la posible acumulación de alquitrán, escombros o agua en el fondo del pozo provocaron ninguna restricción importante al flujo de gas. Este fue otro punto clave del proyecto.

4.2.2 Uso del Proceso CRIP (Punto de Inyección de Retracción Controlada)

Una verdadera maniobra CRIP es aquella en la que la posición del punto de inyección se mueve para permitir la extensión controlada del canal de gasificación a lo largo del pozo de inyección. En esta prueba se llevaron a cabo tres igniciones moviendo el tubo enrollable, con su quemador en la punta, en diferentes posiciones a lo largo del sondeo.

Además de estas maniobras, el tubo enrollable y el quemador se replegaron mientras estaban en funcionamiento, es decir, con gas fluyendo, a posiciones seguras en el pozo, lejos de las altas temperaturas de la cavidad. En total, el tubo enrollable se movió siete veces durante los periodos de gasificación, y aunque no se conoce con seguridad la forma resultante de la cavidad, la combinación de la ignición y las maniobras CRIP consiguió un alargamiento de la cavidad que no habría tenido lugar de otra manera.

Las pruebas demuestran todavía más que la maniobra CRIP, que es la clave para la gasificación del canal, funcionó correctamente, tanto desde el punto de vista mecánico como termodinámico.

El tercer punto de ignición se situó en la parte trasera de la sección en caliza, donde el canal tenía más contacto con el carbón. La maniobra CRIP tuvo éxito por sí sola, pero la ignición no estuvo controlada y condujo a un posterior fallo en el pozo de inyección, como explicamos en el siguiente punto

4.2.3 Desarrollo del Canal de Gasificación

El objetivo de las pruebas de gasificación era crear una secuencia de cavidades conectadas a lo largo del canal de inyección usando la maniobra CRIP descrita anteriormente.

La operación se llevó a cabo en tres fases, dos de las cuales consiguieron una operación de gasificación ininterrumpida.

La primera fase, que duró 9 días, se llevó a cabo con una velocidad de inyección de oxígeno baja. La calidad del gas obtenido fue desde el primer momento muy parecida a las predicciones teóricas para las condiciones de la prueba, y la operación de gasificación y el control del proceso progresaron ambos satisfactoriamente. No obstante, después del segundo día de gasificación, el contenido de agua en el gas producido fue mucho más alto que el predicho. Probablemente estuvo provocado por el crecimiento de la cavidad que alcanzó el estrato de arena de mayor permeabilidad sobre el techo de la capa.

El agua causó problemas de gestión en la planta en superficie, que tenía una capacidad limitada para almacenar líquidos. Se retrasaron las siguientes igniciones hasta que se realizara una revisión de la planta. El resultado fue tomar la decisión de detener el proceso transitoriamente mientras se llevaban a cabo modificaciones en la planta.

Se inició entonces la segunda fase. Las modificaciones en la planta de superficie permitieron que la segunda fase de gasificación se llevara a cabo con el proceso completamente bajo control y con una velocidad de inyección de oxígeno mucho mayor. El reactor frío y previamente inundado fue encendido de nuevo con éxito (un hito en gasificación subterránea) y esta vez la inyección de oxígeno se aumentó rápidamente para elevar en poco tiempo la temperatura de la cavidad. De nuevo la calidad del gas fue alta y se mantuvo un control satisfactorio del reactor subterráneo y de la planta de superficie. El proceso respondió bien a las variaciones de la velocidad de entrada de oxígeno.

La decisión de pasar a la tercera fase se tomó a pesar de que la gasificación funcionaba satisfactoriamente. Se tomó para poder acceder a un área mucho mayor de carbón virgen y consistió en la realización de una operación CRIP y la interrupción de la inyección de oxígeno durante unas pocas horas, antes de preparar la tercera ignición.

El objetivo de crear un canal gasificado a lo largo de toda la longitud del sondeo no se alcanzó plenamente, pero la operación del tubo enrollable y su capacidad de generar repetidas igniciones funcionó bien.

El objetivo de la prueba de retrocombustión y de las pruebas de la segunda gasificación era comprobar la posibilidad de utilizar el proceso de filtración para gasificar el carbón que rodea al canal ya gasificado. Se utilizaría el pozo de inyección vertical, situado a 30 metros del eje del canal y experiencias anteriores en otras pruebas de campo indicaban que se requeriría la retrocombustión para alcanzar la permeabilidad necesaria.

El brusco final de la prueba de gasificación del canal llevó a abandonar esta opción, a pesar de tener el pozo de inyección (PI-2) presurizado y listo para funcionar. Se consideró que tendría poco éxito debido a:

- La corta longitud y extensión lateral del canal gasificador que se había creado.
- La imposibilidad, debido al pozo de inyección dañado (PI-1), de transferir progresivamente la inyección del PI-1 al PI-2.
- El modelado previo de las condiciones geofísicas locales, que sugerían que las condiciones no eran favorables al proceso de filtración.

El esfuerzo del proyecto restante se enfocó a la investigación del Pozo de inyección-1, a la valoración de las posibilidades de reparación del pozo de inyección, a la evaluación de perforación de otro pozo de inyección desviado y finalmente a las investigaciones de posquemado.

4.3 Funcionamiento de los Equipos

4.3.1 Instrumentación

El uso de fibras ópticas como sistema de vigilancia de temperatura dentro del pozo funcionó muy satisfactoriamente bajo las condiciones hostiles y de presión del pozo, aun cuando nunca se hubieran probado antes bajo esas condiciones.

La temperatura en cada metro de los pozos de inyección y producción siempre estaba disponible en la sala de control, lo que supone un considerable avance frente a la medida en un solo punto del termopar. Además, mediante monitorización del quemado de la fibra, se demostró que el sistema de fibra óptica era adecuado para seguir y medir el avance del reactor subterráneo.

Toda la vigilancia del proceso, el control remoto de la planta y la unidad de análisis de la composición del gas producido funcionaron perfectamente.

4.3.2 Equipo Subterráneo Final

El diseño del tubo enrollable, consistente en un solo tubo de arriba abajo pasó las pruebas de funcionamiento y fiabilidad. Todas las maniobras CRIP se llevaron a cabo sin dificultades y la rotura de tuberías por la que hubo que finalizar la gasificación no pudo atribuirse a un fallo del tubo enrollable.

Además, el equipo de la planta para inyectar los agentes de gasificación, para controlar la presión subterránea y manejar los gases de producción funcionaron adecuadamente. Los problemas de gestión del agua, encontrados durante el

primer periodo de gasificación se debieron a incertidumbres en la hidrogoeología, y no a ningún fallo en la instalación.

El estudio de corrosión indicó que el material elegido para los pozos y las tuberías de superficie cumplía las especificaciones de diseño, aunque habrían sido necesarias pruebas más amplias y de mayor duración para poder realizar un estudio completo de los materiales.

Se requieren mejoras en la seguridad y vigilancia de los pozos de inyección para evitar el fallo subterráneo que tuvo lugar. Después de las operaciones de gasificación se realizó un estudio detallado para detectar un flujo anormal en el pozo de inyección. Se propusieron soluciones a estos problemas, pero no se probaron en esta ocasión.

4.4 Resultados de las Operaciones

4.4.1 Datos medidos

Los datos medidos en el proceso se muestras en las dos tablas siguientes totalizados para los dos periodos de gasificación.

	1ª Gasificación Toneladas	2ª Gasificación Toneladas	Total Toneladas
Inyección			
Oxígeno Total	31,4	58,5	89,9
Nitrógeno utilizado en los pozos	128,2	63,3	191,7
Producción			
Gases totales en la Superficie	215,4	274,1	489,5
Gas del Reactor	177,4	265,8	443,2
Gases perdidos en los Estratos	73,6	109,6	183,2

TABLA 1 Datos Globales del Proceso

Gas Producido	1ª Gasificación		Total	Esperado
	1º	2º		
CO_2	43,4%	39,4%	41,0%	36,0%
CO	8,7%	15,6%	12,8%	16,6%
H_2	24,9%	24,7%	24,8%	21,0%
CH_4	14,3%	12,4%	13,2%	16,0%
H_2S	8,8%	7,9%	8,3%	4,6%
LHV (en seco)	10 907 kJ/m^3	10 907 kJ/m^3	10 907 kJ/m^3	11 000 kJ/m^3
Potencia Media en Superficie	1,26MW	4,48 MW	3,19 MW	–
Potencia Máxima (media por hora)	1,95 MW	7,90 MW	–	–

TABLA 2 Composición del Gas Producido

Los datos de la columna de composición esperada del gas son los de la estimación original, cuando se propuso el proyecto

4.4.2 Balance de Masas en Interior

La reacción entre los gases inyectados y la capa de carbón no se conoce con seguridad ya que el proceso de gasificación depende tanto de la temperatura como del crecimiento espacial del reactor en el tiempo. Estas incertidumbres se resolvieron suponiendo una composición media del coque para el material afectado dejado en el subsuelo y llevando a cabo una serie de balances de masas en las composiciones elementales, tal como se indica en la sección 2.4. Estos cálculos tienen un cierto margen de error, ya que se basan en suposiciones de parámetros desconocidos. Los resultados de los cálculos del balance de masas son los siguientes:

	1ª Gasificación Toneladas	2ª Gasificación Toneladas	Total Toneladas
Carbón afectado total	94,1	199,3	293,4
Agua infiltrada en los estratos	91,0	315,2	406,2
Pérdidas de gas en los estratos	73,6	109,6	183,2
Depósito de coque restante U/G	9,9	50,9	60,8

TABLA 3. Balances de Masa

El carbón afectado es el material que ha sufrido cualquier proceso de transformación, ya sea por gasificación o pirólisis. La diferencia es que la gasificación es un proceso de conversión del carbón o coque en gas, mientras que en la pirólisis el carbón pierde sus componentes volátiles y forma coque en ausencia de oxígeno cuando es expuesto a un aumento de temperaturas provocado por la combustión de carbón.

La entrada de agua de la tabla superior representa toda el agua que llega de los estratos vecinos y entra en el gasificador, tiene en cuenta la humedad del carbón, el agua que necesita la gasificación y el agua total llevada a la superficie. Parte del agua entrante habrá atravesado la zona de reacción, pero la mayoría se desviaría y entrando directamente al fondo del pozo de recuperación.

El balance de masas también permite estimar la pérdida de gas desde el gasificador a los estratos adyacentes.

4.4.3 Observaciones y Conclusiones a partir de los Datos

La composición de los gases producidos durante la gasificación entra dentro del rango predicho para todos los componentes gaseosos. Las Figuras 18 y 19 también muestran una notable estabilidad en la composición del gas bajo todas las condiciones.

Durante la etapa de la segunda gasificación, la salida respondió a cambios en la velocidad de inyección de oxígeno sin cambiar la calidad del gas. El proceso funcionó de forma estable y con un alto grado de flexibilidad. El inicio fue suave y rápido.

Se alcanzaron los niveles más altos de potencia durante la segunda gasificación y se observaron picos de salida térmica de hasta 8MW después de que el proceso se estabilizara.

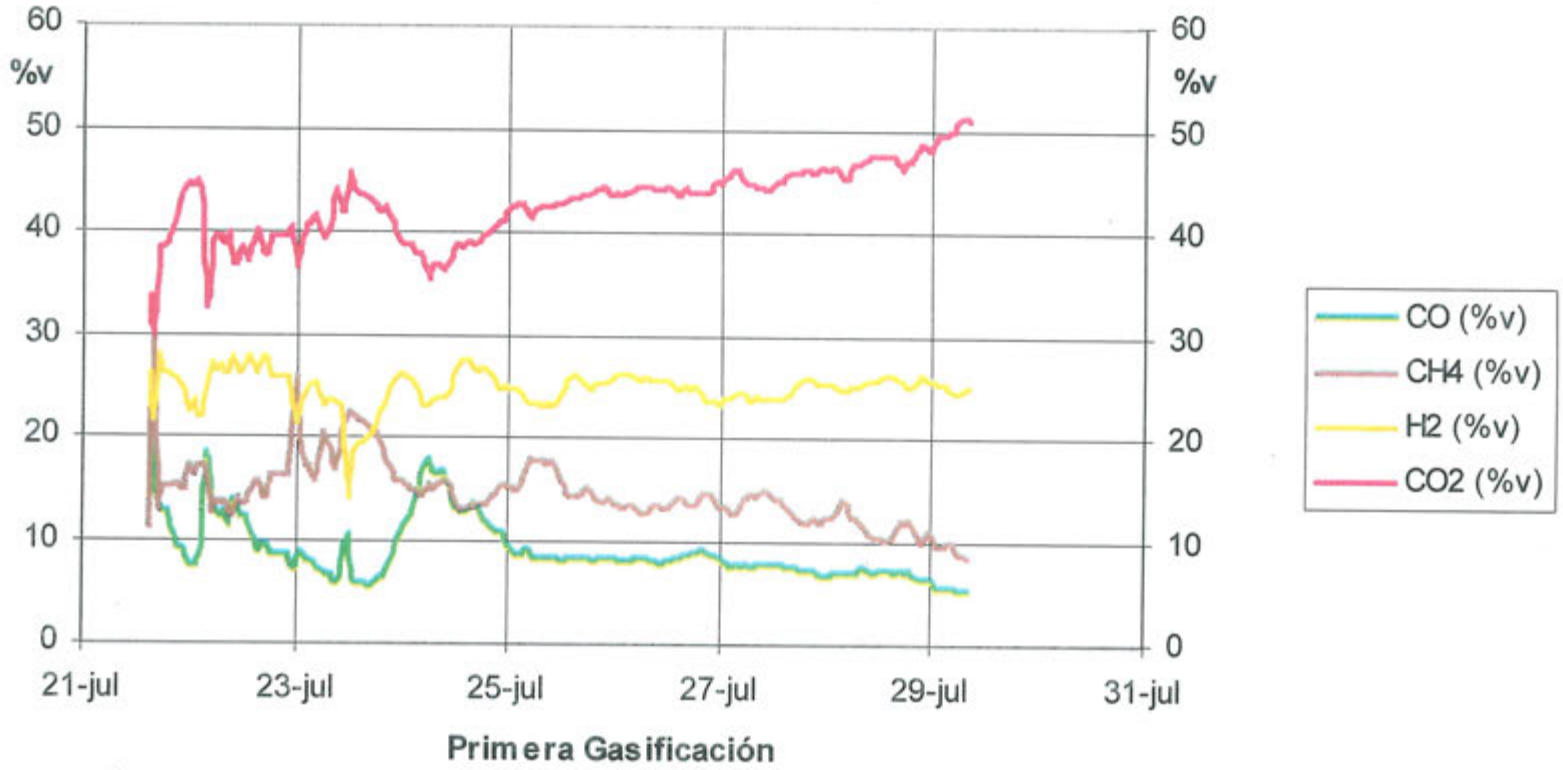

FIGURA 18 Composición del Gas sobre N2 Libre Seco – 1ª Gasificación

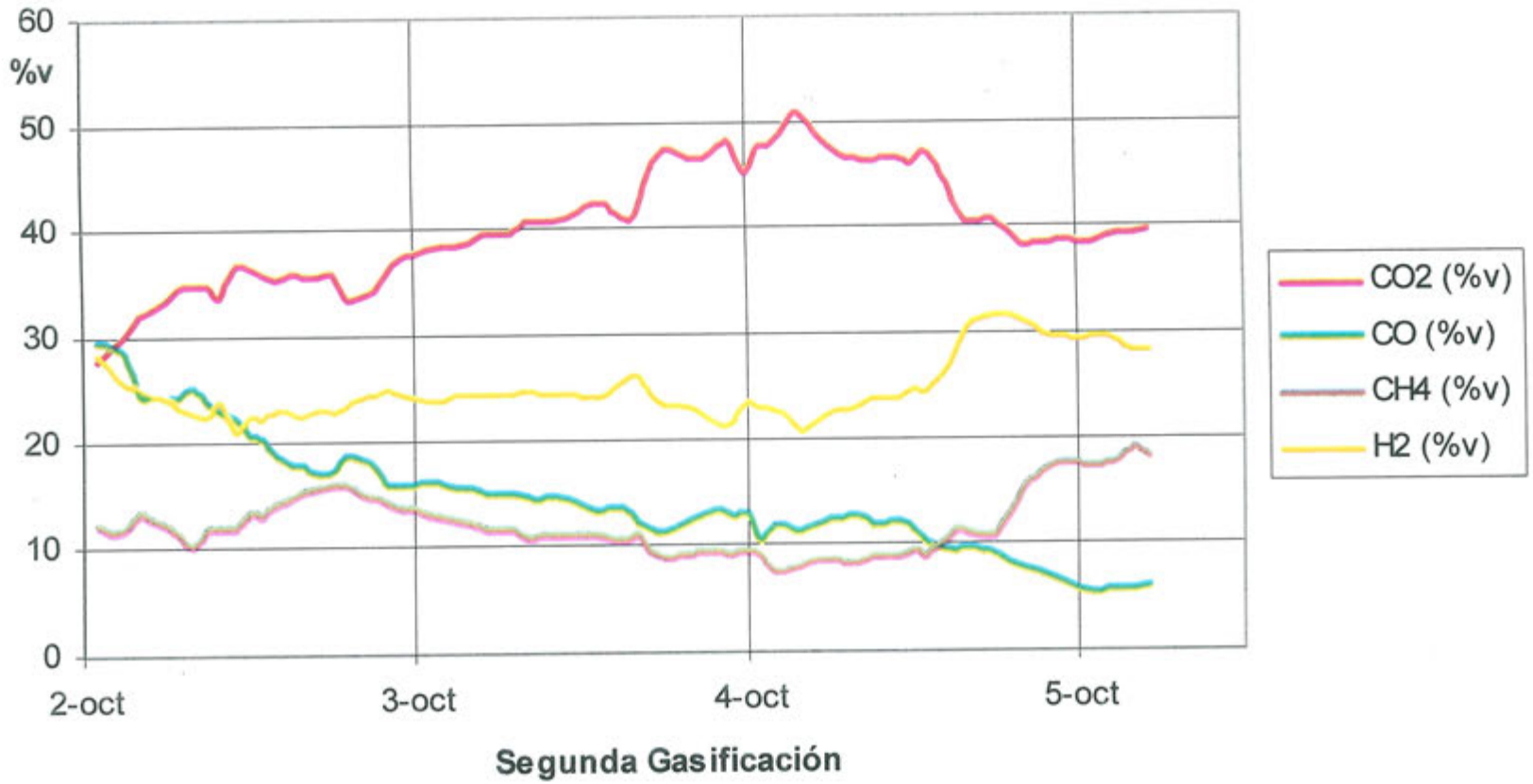

FIGURA 19 Composición del Gas sobre N2 Libre Seco – 2ª Gasificación

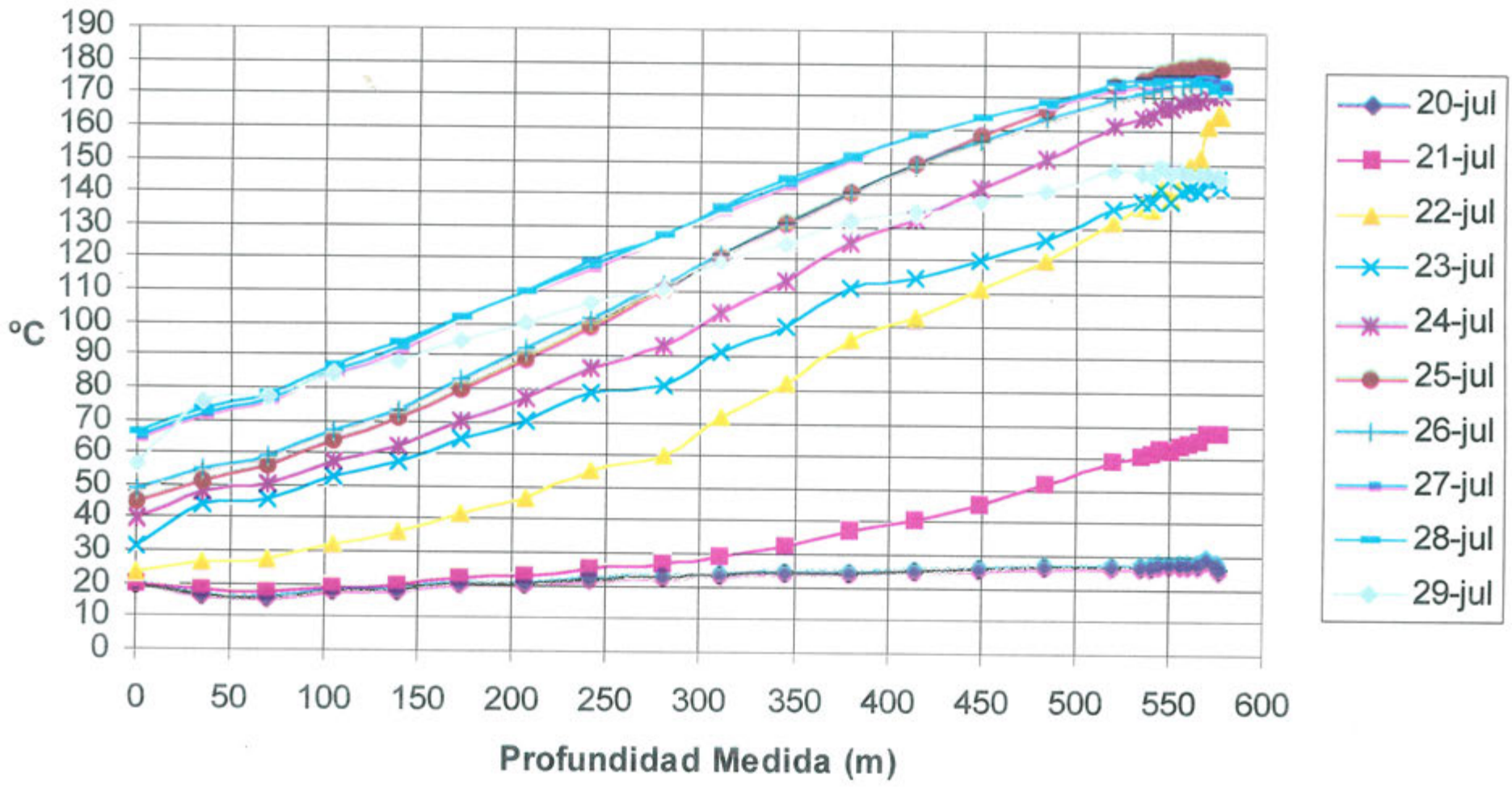

FIGURA 20 Fibra Optica dentro del Tubo del Pozo de Recuperación 4.5" – 1ª Gasificación

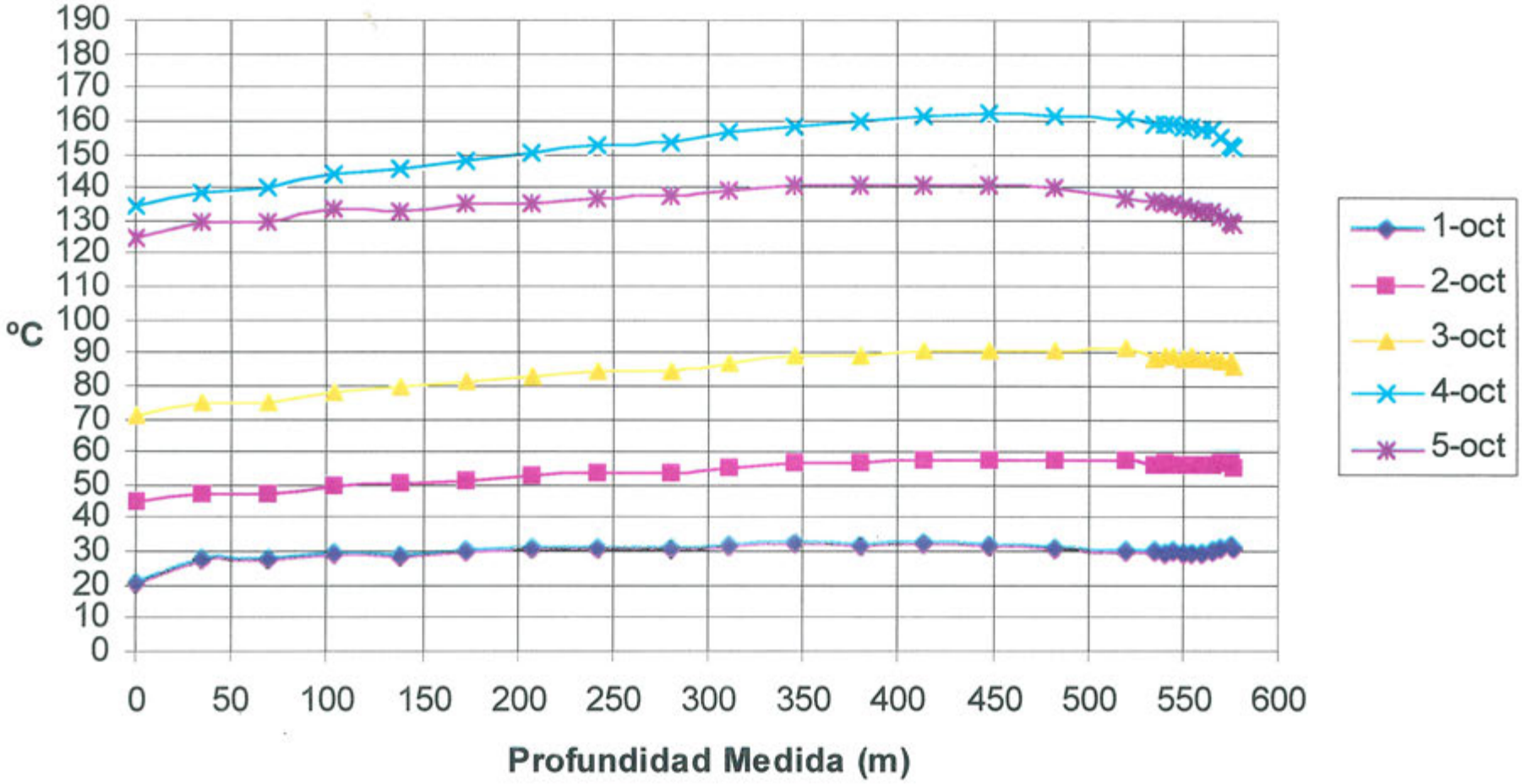

FIGURA 21 Fibra Optica dentro del Tubo del Pozo de Recuperación 4.5"- 2ª Gasificación

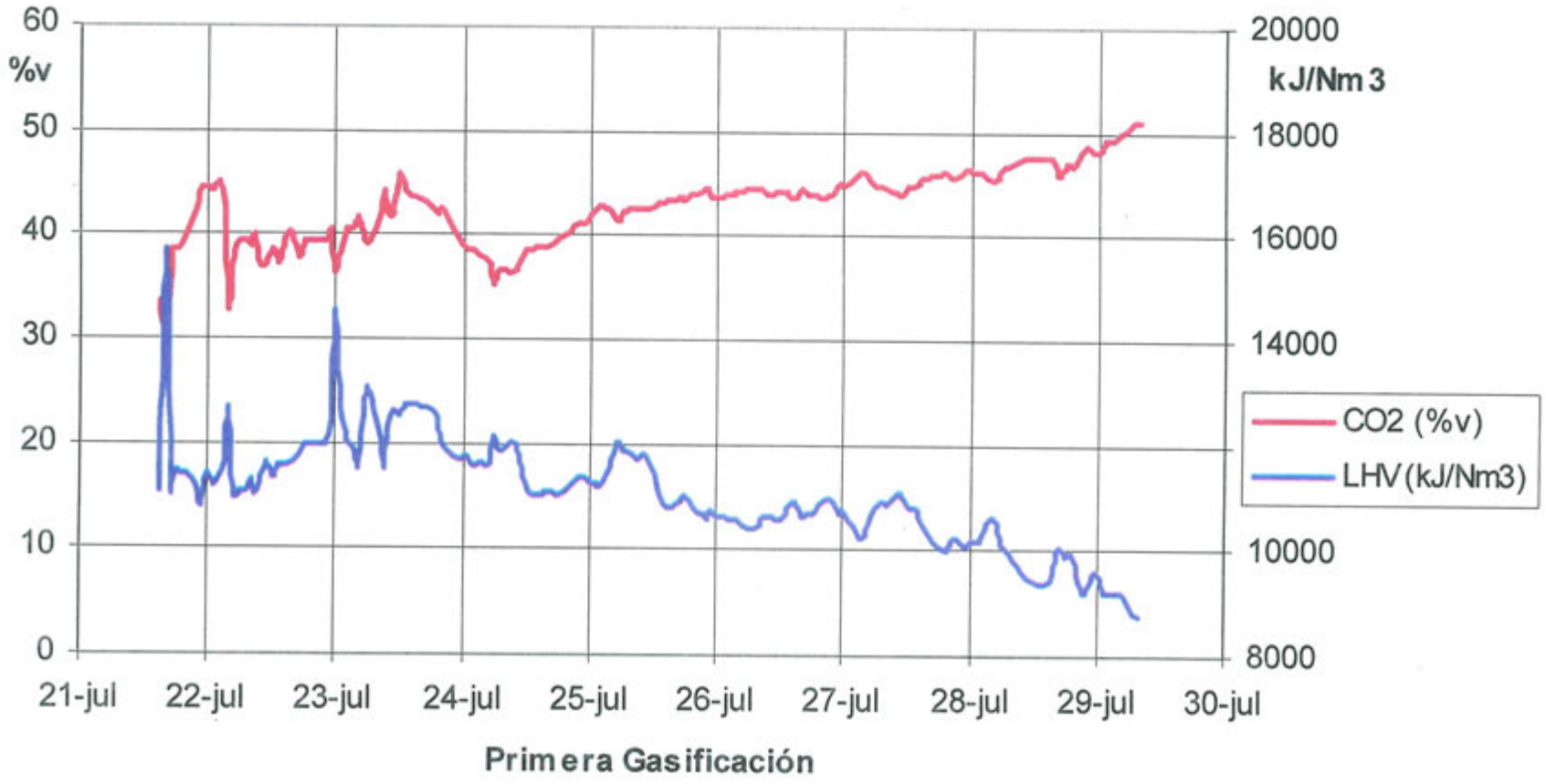

FIGURA 22 Calidad del Gas sobre la Base de N2 Seco Libre – 1ª Gasificación

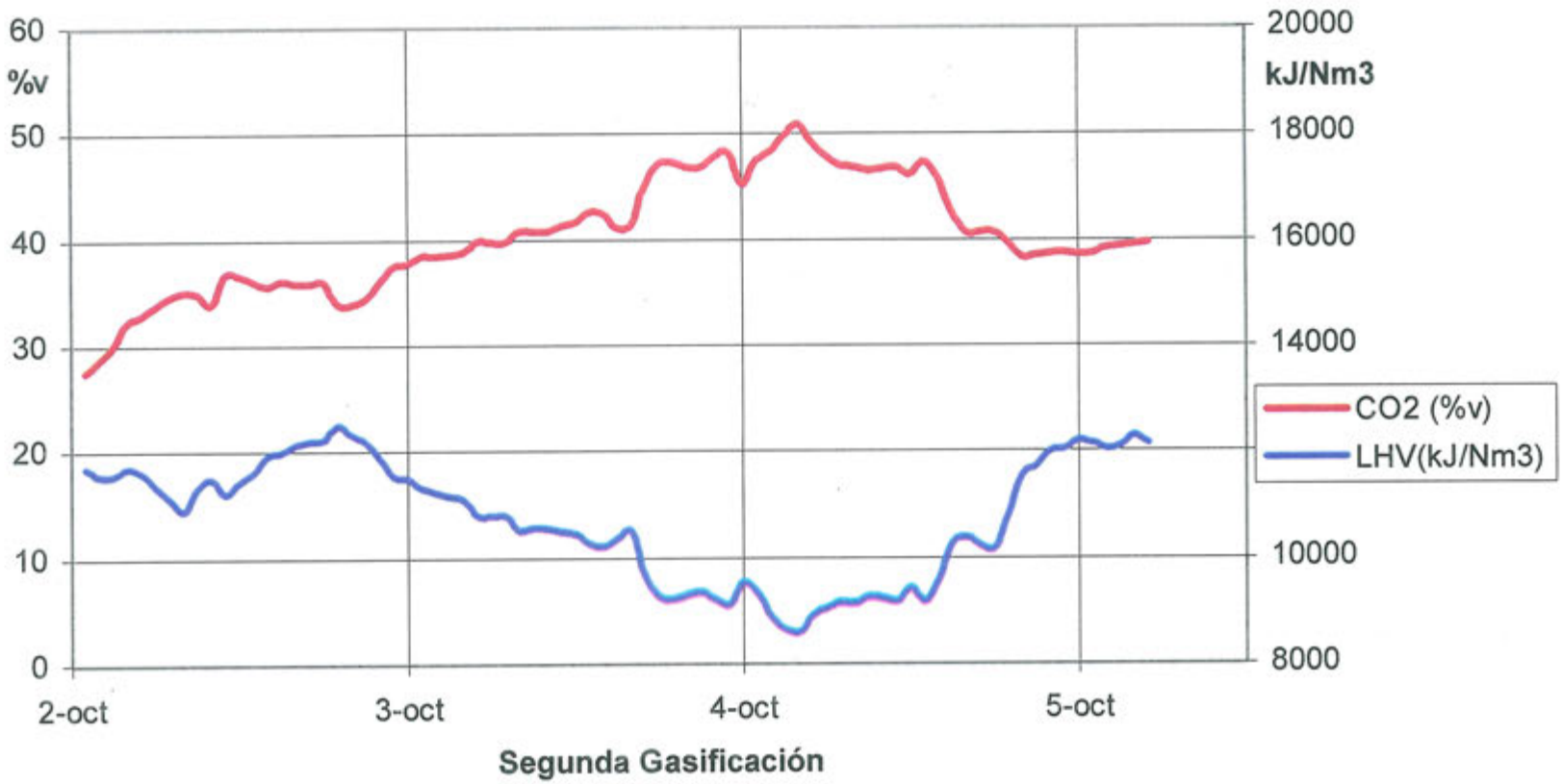

FIGURA 23 Calidad del Gas sobre la Base de N2 Libre Seco– 2ª Gasificación

No se inyectó agua ni espuma en el pozo a lo largo de toda la prueba. Esto se debió a una entrada de agua mayor de lo esperado, suficiente para satisfacer los requisitos de las reacciones químicas de la gasificación. Por otra parte, esta entrada, proveniente de la capa de arena permeable por encima de la capa de carbón, no estaba controlada e implicaba el riesgo de que el reactor se apagara.

Se vigilaron las temperaturas de los pozos de recuperación durante los dos periodos de gasificación, y se muestran en las Figuras 20, 21. En la primera prueba de gasificación la temperatura no superó los 65ºC en la parte superior del pozo, y en el fondo del pozo, las temperaturas aumentaron gradualmente desde la temperatura ambiente a 180ºC al final del periodo de diez días. En la segunda serie de pruebas de gasificación, con una velocidad de inyección de oxígeno mucho más alta, la temperatura de la parte superior alcanzó 140ºC, mientras que la temperatura final del fondo del pozo fue similar a la de la de la primera prueba.

En todos los casos las temperaturas se mantuvieron por debajo del límite de diseño de los materiales elegidos.

Las pérdidas de gas desde la cavidad a la capa superior de arena permeable también fueron altas y provocaron reducciones en la eficacia del proceso y una fuente potencial de inyección de gas en los estratos adyacentes. Unas condiciones geológicas mejores podrían haber evitado o reducido estas pérdidas.

El poder calorífico del gas producido, Figuras 22 y 23 sobre la base de que este libre de nitrógeno seco, oscilaba entre 10 000 kJ/Nm^3 y 13 000 kJ/Nm3. Los valores más altos se dieron justo después de iniciar la gasificación.

Los resultados indican que aunque se alcanzó el equilibrio termodinámico en la mayoría de las reacciones, las elevadas perdidas de calor in situ debidas al exceso de vaporización de agua podrían haber disminuido la temperatura del reactor provocando una menor eficacia energética del proceso.

Un efecto secundario de la baja temperatura del reactor es que la pirólisis del carbón pudo aumentar a expensas de la gasificación, especialmente durante las condiciones iniciales. Por otra parte, la relación CO/CO2 demuestra que la gasificación, al contrario que la pirólisis, ocurrió bajo las condiciones de la prueba y queda la posibilidad de que una gestión mejor del proceso y unas mejores condiciones geológicas redujeran las pérdidas más importantes del gasificador subterráneo.

4.4.4 Comparación con otros Experimentos y Procesos.

Se comparan los resultados de la calidad del gas con los obtenidos en la prueba de gasificación a poca profundidad de Centralia en Estados Unidos.

La ventaja de trabajar a alta presión puede verse en estos resultados. El poder calorífico más bajo de los gases productos de la prueba UGE es mejor que el obtenido en Centralia y similar a la gasificación de carbón en superficie, en la que la eficacia del proceso puede optimizarse al máximo dejando un mínimo margen de mejora.

	UGE Gas bruto Sin N_2	CENTRALIA Gas bruto Sin N_2	SUPERFICIE Después de limpiar, sin N_2
Presión de operación (Bares)	53	4	25
Composición del gas			
CO2	41,0%	34,9%	4,48%
CO	12,8%	20,8%	69,98%
H2	24,8%	38,1%	25,53%
CH4	13,2%	4,7%	0,01%
H2S	8,3%	1,5%	0,00%
LHV (en seco) (kJ/m3)	10 907	8 734	10 029

TABLA 4 Comparación entre los ResultadosActuales y Centralia

La gasificación in situ tiene varias ventajas potenciales:

- Las altas presiones son factibles técnica y económicamente in situ. Al aumentar la presión se aumenta la eficacia del proceso y el poder calorífico del gas.
- Elimina el problema de eliminación de cenizas.
- La operación es flexible ya que se permite en potencia una mayor variación de la presión del reactor, siempre que se encuentre entre la presión hidrostática y la presión de fractura de la formación.
- No hace falta igualar en todo momento las velocidades de inyección y producción ya que el gasificador in situ también actúa como sistema de almacenamiento.
- Un gasificador in situ tiene constantes a largo plazo, lo que facilita el control del proceso.

4.5 Actividades Posquemado

La propuesta de la CE preveía investigar una serie de actividades posquemado, si era posible: la forma de la cavidad y la condición de los componentes subterráneos.

Los estudios posquemado se dividían en dos partes:

- Perforación y extracción de testigos

- Análisis de corrosión.

4.5.1 Perforación y Extracción de Testigos

El objetivo de la perforación posquemado era obtener datos de la geometría del gasificador y extraer muestras de la cavidad para su posterior análisis químico y petrográfico.

Se obtuvieron indicaciones del volumen de la cavidad y posición al final de las pruebas de gasificación a partir de las medidas de la temperatura subterránea y del equilibrio de masa. Esta información se utilizó para diseñar un programa de perforación de la cavidad y de extracción de testigos.

El programa de perforación consistió en construir un solo pozo vertical y a partir de él desviar una serie de sondeos, entrando verticalmente en la posición esperada de la cavidad en distintos puntos, tal como se muestra en la Figura 24. Se perforaron con éxito los siguientes sondeos desviados:

1. En el eje de la cavidad, a 7 metros del fondo del pozo de producción
2. 5 metros al oeste del eje de la cavidad y a 9 metros del fondo del pozo
3. En el eje de la cavidad, en el punto final de inyección a 19 metros

La perforación de cada pozo fue satisfactoria hasta una distancia vertical de 5-7 metros de la cavidad: a partir de ahí se perdía la resistencia de los estratos al taladro. Esto indicó que la zona de hundimiento activa se extendía hacia arriba hasta esta altura, es decir el doble o más del espesor de la capa. También prueba que el borde de la cavidad estaba más allá de las perforaciones como se ve en la Figura 25, lo que coincide con los cálculos del volumen a partir del balance de masas.

La anchura de la cavidad es al menos 5 veces mayor que el espesor de la capa de carbón y los resultados probaron que se había producido un crecimiento hacia atrás con respecto al último punto de inyección.

La extracción de testigos de los tres sondeos logró recuperar algo de material geológico por debajo del estrato de la capa de carbón (arcilla carbonosa y caliza). Por otro lado no se encontró material de la capa de carbón en el tubo protatestigos. Se supuso que el carbón había desaparecido durante la gasificación o que el resto del material, coque o cenizas, estaba tan poco consolidado que no pudo recogerse.

Se realizaron análisis microscópicos y químicos de las pequeñas muestras carbonosas del núcleo pero, aparte de algunas indicaciones generales sobre cambios de temperatura y la presencia de alquitrán, los resultados son poco concluyentes.

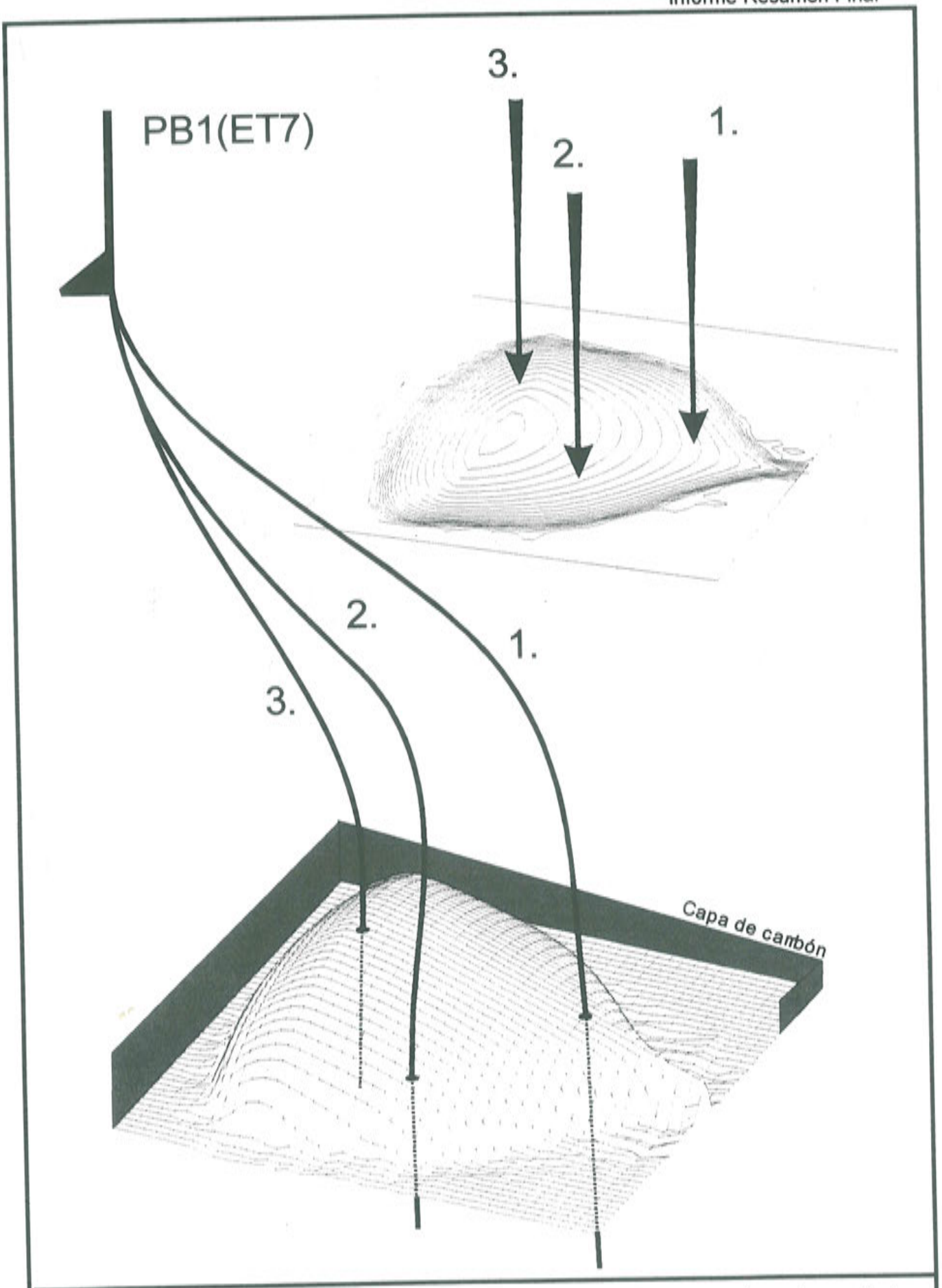

FIGURA 24 Trayectorias de la Extracción de Téstigos del Postquemado en la cavidad

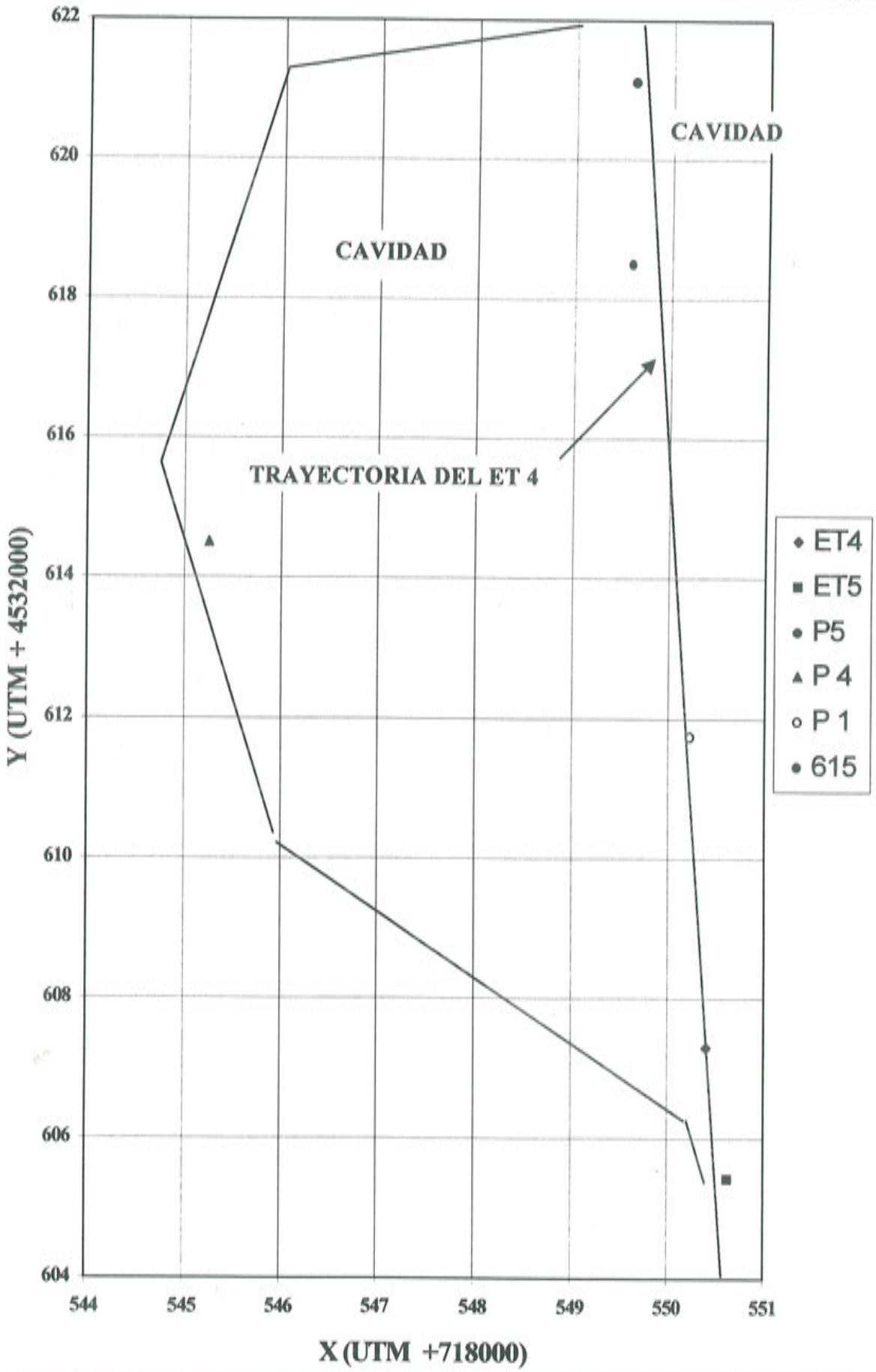

FIGURA 25 Zapatas del Entubado ET 4 y ET 5 y Puntos de Extracción de Testigos: Vista en Planta

cavidad en el fondo del pozo de recuperación, después de los trabajos de perforación posquemado. El análisis de estas muestras probó que la mayoría de las partículas recuperadas de carbón habían sido fuertemente transformadas por el proceso mostrando altos niveles de pirólisis. La porosidad medida en términos de superficie específica, era similar al coque parcialmente pirolizado de la zona de Teruel.

4.5.2 Investigación de la Corrosión

Se analizaron muestras de las tuberías interiores del pozo de producción y de las líneas de producción de superficie para determinar si las aleaciones elegidas durante la fase de diseño del proyecto habían sido las adecuadas.

El procedimiento de selección del análisis de corrosión fue muestrear aquellos puntos que, por su posición, habían estado sometidos a las condiciones más hostiles de temperatura, erosión, corrientes galvánicas producidas en las soldaduras entre diferentes aleaciones.

No se encontró corrosión atribuible a una incoveniente selección de materiales. Pero habría sido necesario un mayor funcionamiento para poder obtener conclusiones definitivas.

4.6 Diagrama "Sankey".

El diagrama Sankey en la Figura 26 muestra el equilibrio energético del proceso. La energía química del carbón in situ se convierte en energía química, calor y energía potencial del gas producido gracias a su presión.

Una parte de esta energía se pierde en el subsuelo a través de pérdidas de gas hacia los estratos adyacentes y por perdidas de calor en los estratos y en el agua. Estas pérdidas fueron anormalmente elevadas en el presente experimento debido a la alta permeabilidad del estrato superior, y a que estos estratos formaban un acuífero activo. A este respecto, hay que resaltar que la localización no era la más ideal, y el hecho de que la gasificación tuviera éxito bajo estas condiciones nos da confianza en que el proceso tiene un gran potencial de uso.

El diagrama Sankey hace una media de los resultados obtenidos en el experimento. El porcentaje de energía del carbón convertido, que llegó a la superficie en forma de energía química o de presión fue un 68,7%.

Este valor mejoraría en una localización europea "buena" y más profunda, con estratos poco permeables y con entradas de agua limitadas o nulas, así:

- Las pérdidas de gas se reducirían drásticamente.
- La eficacia del gasificador se mejoraría a través de temperaturas optimizadas (más altas) hasta un valor de 85-90%; esto aumentaría el poder calorífico del gas producido y reduciría la proporción de CO_2
- Las pérdidas de calor en los estratos también se reducirían en gran medida, ya que estas perdidas son debidas principalmente a pérdidas de gas y a la evaporación del agua del suelo.

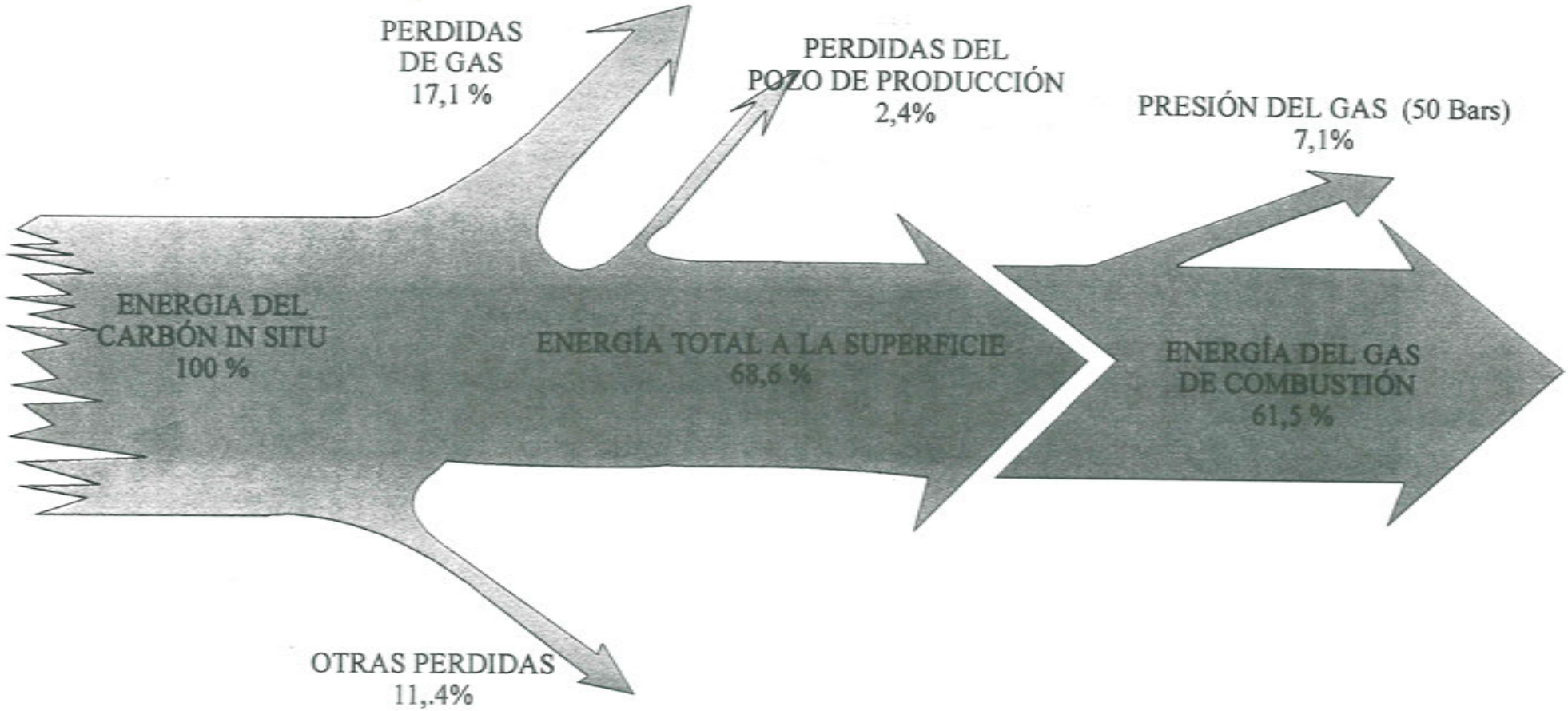

FIGURA 26 Energía del Carbón in - Situ

5. IMPACTO AMBIENTAL

El impacto ambiental del proceso es clave en la evaluación de la gasificación subterránea para la futura producción comercial. En el ámbito estratégico, el impacto tiene que compararse con los más idóneos procesos generadores de energía, que estén disponibles a medio plazo, digamos 10 años. Los factores ambientales a tener en cuenta incluyen las emisiones a la atmósfera, los efectos en el subsuelo y otras consideraciones como el impacto visual, subsidencia y seguridad.

La Figura 27 resume las principales interacciones ambientales del proceso de gasificación que se exponen a continuación.

5.1 Emisiones a la Atmósfera

La combustión normal de combustibles fósiles genera SO_2, NO_x, CO_2 y emisiones de polvo, que, si no son tratadas, se liberan a la atmósfera

Los compuestos de azufre y nitrógeno orgánico que existen en la mayoría de las reservas de carbón se transforman respectivamente en H_2S y NH_3 bajo las condiciones reductoras de la gasificación subterránea. Como el gas producido bruto se obtiene a altas presiones (53 bares en el proyecto UGE), estos contaminantes pueden separarse en la superficie utilizando técnicas comerciales.

Una vez eliminados del gas, la producción de electricidad por GSC prácticamente no genera emisiones de SO_2, y los compuestos NO_x se reducirán en gran medida en comparación con los procesos de combustión de carbón convencionales. El uso de quemadores de turbina de gas de "baja emisión" reducirá aún más el NO_x producido por la reacción entre el nitrógeno atmosférico y el oxígeno.

Además, las altas presiones del proceso pueden servir para facilitar la extracción del gas producido mediante procesos físicos o químicos. Si el CO_2 se retira continuamente de la atmósfera, ya sea reinyectándolo en el pozo o por otro medio, las emisiones a la atmósfera se reducirán considerablemente. La reinyección de CO_2 en pozos en desuso es actualmente un tema de interés e investigación.

Utilizando la composición media del gas producido en la prueba y el "mejor" caso, basado en la composición de pruebas GSC anteriores, se calcularon las emisiones de una planta de energía convencional y una planta de ciclo mixto funcionando con gas GSC. La comparación de ambos con sistemas de producción de energía alternativa se ofrece en la Tabla 6.

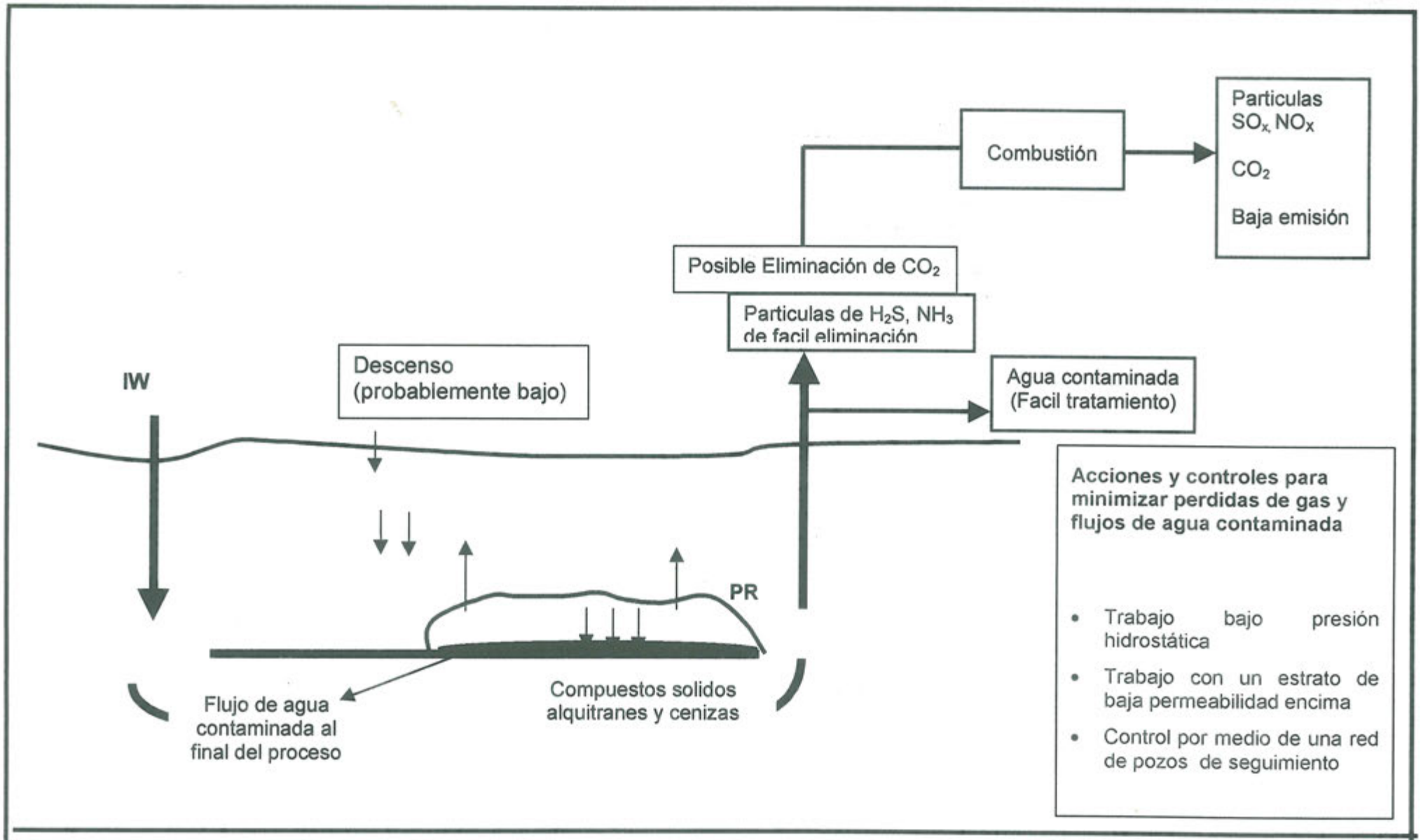

FIGURA 27 Resumen de Interacciones

Combustible	Proceso	Eficacia %	Emisión de CO_2 toneladas/MWh
Resultado de la Presente Prueba GSC			
Gas GSC Gas GSC Gas GSC (Sep.CO_2)	Planta Moderna de Vapor Ciclo Mixto Ciclo Mixto	38 46 46	1,14 0,94 0,44
Pruebas anteriores- "Mejor" Gas GSC			
Gas GSC Gas GSC Gas GSC (CO_2Sep.)	Planta Moderna de Vapor Ciclo Mixto Ciclo Mixto	38 46 46	1,00 0,83 0,44
Gas Natural	IGCC	46	0,43
Carbón	Planta Moderna de Vapor	38	0,93

TABLA 6 Comparación de las emisiones de CO_2

La tabla muestra que las emisiones de CO_2 de la planta alimentada con gasificación subterránea de carbón pueden compararse favorablemente con las de una planta de carbón generando la misma energía. La separación de CO_2 con una tecnología eficaz reduce los niveles de emisión de CO_2 hasta los de una planta alimentada con gas natural.

5.2 Impacto Ambiental Subterráneo

La causa de los efectos del proceso en el ámbito subterráneo son las pérdidas de gas desde la cavidad y el posible flujo de agua contaminada hacia los estratos circundantes. Los análisis de las muestras prueban que los contaminantes del gasificador son principalmente fenoles, y en menor cantidad amoníaco y sulfuros. También aumentan las demandas químicas y biológicas del agua (DBO y DQO) y varían los niveles de pH.

Si el gasificador subterráneo esta en contacto con una capa permeable o acuífero, la correcta elección de la presión de funcionamiento reduce el riesgo de contaminación del agua subterránea y disminuye las pérdidas de gas. Una presión ligeramente inferior al nivel hidrostático local favorece la entrada de agua circundante al gasificador y tiende a bloquear los microporos, lo que dificulta el escape de gas hacia los estratos adyacentes.

Una buena información geológica e hidrogeológica de la zona es esencial para poder establecer los parámetros de funcionamiento. Al mismo tiempo, una elección apropiada del sitio de la gasificación puede disminuir el impacto ambiental.

Durante las operaciones de la gasificación se requiere una vigilancia tanto del subsuelo que rodea al gasificador como de las aguas superficiales circundantes para poder detectar cualquier incidencia no deseada e incontrolada.

La vigilancia y el análisis del agua de la cavidad se llevó a cabo en "El Tremedal" para evaluar el posible impacto ambiental del proceso de gasificación. Los estudios mostraron que la contaminación residual era muy baja al finalizar el proceso. Se cree que la mayoría de los fenoles y el resto de contaminantes se transportaron a la superficie junto con el agua extraída durante el funcionamiento y que de hecho, la elevada entrada de agua en esta prueba favoreció la retirada de los contaminantes durante la gasificación.

5.3 Subsidencia

La subsidencia de la superficie, como en la minería tradicional, es un freno potencial para elegir sitios para GSC. No hay datos experimentales disponibles para poder evaluar el grado de subsidencia en gasificaciones a grandes profundidades y las pequeñas dimensiones de la cavidad no ofrecen información de utilidad.

Los factores que influyen en el grado de subsidencia de la superficie son:

- la profundidad y espesor de la capa de carbón
- las características de los estratos adyacentes
- las propiedades mecánicas del coque, de las cenizas y del resto del material que quede en la zona gasificada.
- Los mecanismos relacionados con el colapso del techo de la cavidad durante la gasificación.

Los daños por subsidencia son generalmente localizados y se asocian a la intersección de planos de cizalla/deslizamiento que van desde los límites de una zona ya minada a la superficie. Estos planos de deslizamiento se corresponden con la dirección de máximo esfuerzo de cizalla, generalmente 45º con respecto a la vertical.

A grandes profundidades y con un espesor medio de la capa de carbón, es probable que el efecto en la superficie sea pequeño. Sin embargo, para futuros diseños comerciales o semicomerciales que incluyan el desarrollo de varios gasificadores, hay que tener en cuenta los posible efectos de subsidencia y en ausencia de datos de las pruebas GSC, habrá que utilizar la experiencia de la minería de carbón tradicional.

5.4 Impacto en la Superficie

El impacto ambiental y visual en la superficie esta determinado por los requisitos para perforar el terreno y la planta de superficie, y los efectos de las operaciones de la planta.

En una localización comercial, el área de perforaciones y la planta en si misma tienen que estar separadas y conectadas mediante sistemas de tuberías, que se vuelven a colocar conforme la capa de carbón se vaya agotando. Por otra parte la perforación desviada permite agrupar las entradas de los pozos y reducir el impacto en la superficie.

El impacto ambiental de las instalaciones de superficie y del funcionamiento de la planta es menor que el de la minería convencional, ya que el reactor es subterráneo y los materiales no gasificados permanecen in situ. En comparación con otras tecnologías, no se necesitan muchas de las instalaciones de los procesos, almacenamiento del carbón, almacén de desechos ni pistas para transporte.

5.5 Acciones y Controles Ambientales

El proyecto estaba sujeto a todos los requisitos de la legislación española sobre medio ambiente y se cumplieron todas las condiciones impuestas por la administración. Un tema importante para ésta era la extracción de agua a la superficie, clasificada como tóxica debido a su contenido en fenoles. Hubo que realizar estimaciones de su concentración y volumen antes de las pruebas de gasificación subterránea.

Los resultados y las conclusiones se sometieron a la aprobación ambiental, que fue concedida a condición de que se concertara un seguro ambiental. Dada la novedad de este proceso, la principal dificultad era la falta de datos comparables de experiencias anteriores.

La composición del gas producido se analizó a fondo antes de su incineración final, tanto como para estudiar la eficacia del proceso como para detectar la presencia de posibles contaminantes. No se encontraron compuestos que pudieran considerarse como ambientalmente peligrosos.

Las acciones adicionales que se llevaron a cabo para controlar la contaminación del agua subterránea fueron:

- Un estudio de la hidrogeología de la zona. Esto permitió calcular la velocidad y dirección de las corrientes de agua y hacer una estimación de la posible dispersión del agua contaminada.
- Un análisis de las fuentes de agua circundantes. No se encontró ninguna interacción.

5.6 Conclusiones Ambientales

Las principales conclusiones ambientales de la presente prueba son:

- Aparte del H_2S no se detectó ningún contaminante en el gas bruto producido. Esto se debe al alto contenido de sulfuros de la capa de carbón gasificada.

- El análisis completo del agua extraída durante la gasificación indica que la concentración de fenoles llegó a 550ppm, pero disminuyó rápidamente hasta niveles inferiores cuando el proceso cesó.
- La concentración residual de fenoles en la cavidad al término de las operaciones era inferior a 2ppm. Se considera que la mayoría de los contaminantes fueron transportados a la superficie junto con el agua extraída.
- En la presente prueba hubo importantes perdidas de gas desde la zona de gasificación hacia los estratos circundantes. Los factores que contribuyeron en estas pérdidas fueron la presencia de un estrato permeable por encima de la capa de carbón y una presión de trabajo superior a la hidrostática.
- La vigilancia de las fuentes de agua circundantes, es decir pozos locales y el río, no mostró ninguna interacción después de dos años de programa de vigilancia. La vigilancia continuará durante tres años más.
- La prueba demostró que podían cumplirse todos los requerimientos legislativos y que las compañías aseguradoras ofrecen seguros de contaminación para pruebas de gasificación subterránea. Esto podría ser un precedente importante para el futuro de GSC en Europa.

Los temas ambientales resaltados por el estudio son;

- Los compuestos de nitrógeno y azufre puede eliminarse del gas producido bruto mediante tecnologías probadas comercialmente. La eliminación de estos compuestos es más eficiente a las altas presiones de trabajo y concentraciones del gas producido, en comparación con el equipo retroajustado de los gases de combustión.

- La separación del CO_2 es técnicamente posible bajo las presiones de funcionamiento del proceso. Si suponemos que el CO_2 no se libera a la atmósfera, los niveles de emisión resultantes de una planta generadora alimentada con GSC pueden compararse con los de una planta de gas natural.

- La cavidad creada por la gasificación subterránea y el carbón afectado circundante son posibles localizaciones para realizar reinyecciones. Podría aplicarse a la GSC la investigación en curso sobre reinyección en capas de carbón y pozos de petróleo agotados.
- El impacto ambiental subterráneo depende de las condiciones geológicas e hidrogeológicas. En la elección de sitios para futuros proyectos experimentales o comerciales, se debe incluir un análisis completo de las condiciones que controlan la dispersión tanto de líquido como de gas producido. El impacto de la contaminación subterránea disminuye con la profundidad y disminuirán los problemas de las anteriores pruebas de gasificación en campos de carbón poco profundos.
- Los temas de la superficie, como la subsidencia, el menor impacto visual de las operaciones de perforación y simplicidad de la restauración de terrenos son otros de los posibles beneficios adicionales de la GSC.

6. LOGROS Y PERSPECTIVAS COMERCIALES

6.1 Logros del Proyecto

La viabilidad de la gasificación subterránea de carbón a una profundidad intermedia, que era el objetivo del proyecto, ha sido demostrada satisfactoriamente. El proyecto cumplió con la mayoría de sus objetivos iniciales y, concretamente, consiguió los siguientes logros:

- Se consiguieron todos los objetivos relacionados con la perforación, tanto al realizar un pozo desviado en la capa como al unir un pozo de inyección desviado con un pozo de producción vertical.
- Se realizaron dos igniciones con éxito en diferentes puntos del sondeo, y se hicieron siete maniobras con el tubo enrollable, que funcionó a entera satisfacción en todo momento.
- El gas producido tenía una calidad y poder calorífico acordes con las estimaciones teóricas y parece adecuado para su uso industrial en la producción de energía y de productos químicos.
- Se consiguió un buen control y apagado del proceso y los pozos soportaron las altas velocidades de inyección de oxígeno y el caudal del gas.
- Se consiguieron datos reales de la composición del agua de la cavidad para la evaluación de impacto ambiental.
- Todo la ingeniería del sistema, los sistemas de control y los sistemas de vigilancia diseñados especialmente funcionaron perfectamente en la planta experimental.

Los aspectos del proyecto que obtuvieron menos éxito fueron:

- La duración de la fase de gasificación fue demasiado corta. El proyecto tuvo que pararse sin haber gasificado todo el carbón debido a los daños en el pozo provocados por la tercera ignición. No pudo repararse sin tener que volver a perforar.

- La elevada entrada de agua en la cavidad dificultó el desarrollo completo de la primera operación de gasificación, requería una modificación de la planta y creaba retrasos y gastos extras. Se requiere una evaluación exhaustiva de las condiciones hidrogeológicas para futuras pruebas.

6.2 Viabilidad Económica

Con esta primera prueba nunca se pretendió evaluar la viabilidad económica de la gasificación subterránea de carbón. Se necesitan más datos para poder valorar de forma fiable los factores económicos; no obstante se pueden hacer algunos comentarios respecto a la evaluación económica anterior realizada por el Grupo de Trabajo Europeo en 1989.

El informe del GTE señalaba que la tecnología podría, en condiciones favorables, ofrecer un suministro competitivo de gas de síntesis para las necesidades futuras de energía o productos químicos. Esta afirmación se basaba en una serie de supuestos sobre los costes de las perforaciones, de los procesos de funcionamiento de los pozos y de la capacidad de un sólo canal de gasificación para extraer energía de una sección del campo carbonífero.

Este experimento ha probado que a una profundidad intermedia, el ancho desarrollado de la cavidad esta dentro del rango supuesto en el estudio del GTE.

Hay importantes gastos de inversión asociados a la investigación geológica y perforación. Se utilizaron 4 torres de perforación para perforar los pozos de investigación, de control y de estudios poscombustión y se acumuló una gran cantidad de experiencia respecto a los costes de las perforaciones y del alcance de cualquier programa futuro de explotación por GSC. Se concluye que el conjunto de las estimaciones del informe del GTE sigue siendo realista y que incluso puede mejorar conforme la tecnología avance.

6.3 Perspectivas Comerciales

Las perspectivas técnicas de la gasificación subterránea a profundidad intermedia han mejorado mucho como consecuencia de esta prueba. Se han encontrado soluciones a varias cuestiones técnicas y han aumentado las posibilidades de éxito de cualquier proyecto futuro, experimental o semicomercial.

Las ventajas de trabajar a grandes profundidades, en términos de calidad del gas y crecimiento de la cavidad, parecen ser importantes y garantizan que la tecnología se revalorice para la producción futura de energía y productos químicos.

La presente prueba ha mostrado que los supuestos técnicos del GTE eran válidos en general, y varios factores como los costes de perforación y la necesidad de progreso ambiental se mueven a favor de la GSC. Por otra parte, la posibilidad de importar carbón ha aumentado, los costes son bajos y la minería convencional en Europa esta en declive.

La GSC podría desarrollarse relativamente pronto para generar energía a pequeña y mediana escala, hasta 50 MWe, y podría ser un complemento efectivo para los ciclos energéticos de mayor eficacia de los que se dispone ahora. Aquellos que utilicen el carbón como principal combustible en Europa confiarán cada vez más en el carbón importado. No se ha probado la economía de la GSC, pero si se pueden resolver con éxito los problemas técnicos que quedan, y si las condiciones económicas son favorables, la GSC ofrece una solución estratégica para generar energía basada en el carbón europeo.

Además ofrece la posibilidad de ampliar las reservas autóctonas que actualmente no se pueden explotar en minas, en particular las reservas situadas debajo del Mar del Norte.

La cuestión ambiental de la GSC a gran profundidad es igualmente importante. El gas producido alcanza la superficie con presiones muy altas, lo que permite procesar el gas eficazmente. Bajo estas condiciones se puede utilizar una extracción eficaz para eliminar los compuestos de azufre y nitrógeno antes de descargar a la atmósfera. Se pueden utilizar las mismas técnicas para extraer el CO_2 y ofrecer por lo tanto un proceso comparable a los ciclos de generación de energía con gas natural, en términos de su potencial del efecto invernadero. El CO_2 también puede reinyectarse en la cavidad si no tiene usos industriales, aunque esto necesita un mayor estudio.

7. CONCLUSIONES

- Se ha demostrado la factibilidad de la gasificación subterránea de carbón a la profundidad intermedia del carbón europeo (580 metros).

- Las nuevas técnicas de perforación desviadas tuvieron especial éxito al establecer nuevos circuitos de flujo de gas dentro de la capa de carbón. Las mismas técnicas se aplicaron con éxito a la investigación posgasificación de la cavidad.

- Se han conseguido valiosas perspectivas del proceso de gasificación a profundidad intermedia. Se ha visto que el carbón, a esta profundidad, tiene una gran capacidad de ignición y que la gasificación posterior es efectiva. Para el futuro es especialmente importante la aparente confirmación de que el crecimiento de la cavidad se ve favorecido con la profundidad.

- Se ha observado la influencia de las condiciones geológicas durante varias de las etapas a lo largo de la prueba. La profundidad, posición y espesor de la capa de carbón, la presencia de fallas entre los pozos de inyección y producción y la elevada entrada de agua durante la gasificación fueron factores importantes. Una lección de interés para futuros proyectos es la necesidad de disponer de estudios detallados de las condiciones geológicas e hidrogeológicas a la hora de llevar a cabo este tipo de proyectos.

- Un resultado importante ha sido la confirmación de que el planteamiento de la ingeniería final de los pozos funcionó satisfactoriamente. Además, la maniobra CRIP resultó efectiva y se ha adquirido una experiencia importante en el inicio y control del proceso de gasificación.

- Deberían haberse instalado más dispositivos de seguridad para evitar el flujo hacia atrás en el pozo de inyección y su posterior fallo. También es necesario dar ciertos retoques al diseño del sistema de ignición.

- El proceso de gasificación presenta una buena elasticidad de operación. Un aumento en la velocidad del oxígeno provoca un aumento casi inmediato en la producción de energía, y una disminución provoca el efecto contrario. Parece como si, aunque no se haya probado en esta ocasión, el proceso podría pararse durante largos periodos, quizás de varios días o más, y volverse a iniciar inmediatamente inyectando oxígeno. Esta característica, si se comprueba, podría ser muy beneficiosa para producir energía.

- La gasificación subterránea tiene beneficios ambientales inherentes, en términos del procesamiento del gas y la eliminación del CO_2. De momento la cavidad aparece como una fuente de contaminación, por ello la dispersión de los gases y líquidos hacia los estratos circundantes debe estudiarse más y mejor.

8. BILBIOGRAFÍA

1. El Tremedal Underground Coal Gasification Field Test in Spain - First Trial at Great Depth and High Pressure, by R. Chappell and M. Mostade, 15th Annual International Pittsburgh Coal Conference, September 1998.

2. Underground Coal Gasification, by J.L.Conchello, P. Fievez, M.B.Green and A. Obis, Paper 39, Gasification - The Gateway to a Cleaner Future, IChemE /Dechema Conference, Dresden, September 1998.

3. Gasificación Subterránea de Carbón - Primer Ensayo en el Marco de una Colaboración Comunitaria. Resultados, J. M. González Lago ITGE, 10th Congreso Internacional de Minería y Metalurgia - Valencia Junio 1998

4. Underground Coal Gasification (UCG), THERMIE Flagship Publication No. 212, Published by CIEMAT, Madrid, Febrero 1998.

5. Drilling, Well Completion and Engineering Activities in Preparation of the First Underground Coal Gasification Trial in the Framework of a European Community Collaboration, by P. Fievez, J. M. Gonzalez Lago, A Goode, M. Green, M. Mostade and A. Obis, 14th Annual International Pittsburgh Coal Conference and Workshop, Shankxi, China, September 1997.

6. New Methods of Exploiting Coal, Project Overview of Underground Coal Gasification, THERMIE Publication produced by ETSU for DG17, August 1995.

7. "Gasificación Subterránea de Carbón" by A.C. Bailey, A. Obis and M. Mostade, OPET-Spain Conference - Zaragoza, 4 Mayo 1995.

8. "Drilling of Medium-radius Deviated Well for Underground Coal Gasification at Great Depth" by A.C. Bailey, M. Mostade and A. Obis. Presented at the 9th International Mining and Metallurgy Congress, Leon (Spain), 24-28 Mayo 1994

9. Underground Coal Gasification, ETSU Report No. COALR009 (P1), January 1993.

10. Proyecto Europeo Conjunto de Gasificación Subterránea de Carbón en España, J.M. Gonzalez Lago, A. Obis, E. Menéndez, M.A. Albeniz, V. Chandelle, M. Mostade and A. C. Bailey, Congreso Mundial de Minera Madrid, 1992.

11. The future development of Underground Coal Gasification in Europe - European Working Group on Underground Coal Gasification, Brussels, April 1989