

# **GASIFICACIÓN SUBTERRÁNEA DE CARBÓN PRIMERA PRUEBA EN EL MARCO DE UNA COLABORACIÓN COMUNITARIA**

CONTRATOS      N°: SF - 369/91 - ES/BE/UK  
                         N°: SF - 543/92 - ES/BE/UK

**INFORME TÉCNICO  
JULIO 1997 - DICIEMBRE 1997**

## **Directores**

M. B. GREEN (Director)

A. OBIS (Director Adjunto - Operaciones)

J.L. CONCHELLO / PH. FIEVEZ (Director Adjunto - Técnico)

**Underground Gasification Europe (UGE), AEIA**  
Calle Hermanos Nadal, 27 - 1º  
44550 Alcorisa (Teruel), España

## ÍNDICE

	Página
RESUMEN .....	3
1. INTRODUCCIÓN .....	4
2. OPERACIONES DE GASIFICACIÓN .....	5
2.1 Primera Prueba de Gasificación (Julio) .....	5
2.2 Enseñanzas Extraídas de la Primera Prueba .....	8
2.3 Segunda Prueba de Gasificación (Octubre) .....	11
2.4 Análisis del Encendido Final .....	13
3. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS .....	16
3.1 Balances de Masa y Energía .....	16
3.2 Comentario de los Resultados .....	19
3.4 Análisis de Muestras de Agua y de Gas .....	26
4. PROGRAMA DE SEGUIMIENTO MEDIOAMBIENTAL .....	33
4.1 Programa de Control Medioambiental .....	33
4.2 Aspectos Medioambientales en las Inmediaciones del Pozo	35
4.3 Descripción del Acuífero .....	35
4.4 Caracterización Hidrogeológica .....	36
4.5 Opciones para el Programa de Seguimiento en las Inmediaciones del Pozo .....	37
5. PROGRAMA DE APOYO .....	39
5.1 Reunión del Grupo Asesor (Agosto) .....	39
5.2 Reunión del Grupo Asesor (Diciembre) .....	41
6. DIRECCIÓN DEL PROYECTO .....	43
6.1 Personal .....	43
6.2 Asuntos de Seguridad .....	43
6.3 Autorizaciones/Legalizaciones .....	44
6.4 Averiguación sobre Patentes .....	45
6.5 Cambios en la Estrategia Técnica .....	46
6.6 Trabajos Futuros .....	46
6.7 Conferencias, Publicaciones e Informes .....	49

## **RESUMEN**

Durante el período Junio - Diciembre de 1997 se llevaron a cabo operaciones de gasificación de la capa de carbón por un espacio de 15 días. El encendido se consiguió en tres ocasiones diferentes y en cada una de ellas se cambió de punto de ignición, con éxito, mediante la retracción controlada (CRIP).

El aporte de agua a la cavidad causó considerables problemas en el control del proceso y de la planta. Tras el primer encendido hubieron de llevarse a cabo modificaciones en la planta de superficie.

La gasificación cesó abruptamente en octubre como consecuencia de una explosión subterránea que produjo daños importantes en el Pozo de Inyección. El resto del período ha estado dedicado al análisis de los resultados y de la tipología del fallo con vistas a planificar otro período de gasificación para el nuevo año.

## **1. INTRODUCCIÓN**

Este período comienza con la planta en operación durante las 24 horas y estando en curso los trabajos preparatorios para presurizar los pozos y retirar el agua de los mismos. Algunos problemas finales de menor entidad retrasaron el primer encendido hasta el 21 de julio y, de allí en adelante, las operaciones de gasificación, intercaladas con modificaciones en la planta, se desarrollaron hasta primeros de octubre.

El análisis y revisión del proceso ha puesto de relieve las principales claves operacionales, tales como los balances de masa y energía, la dimensión aproximada de la cavidad y el nivel de aporte de agua proveniente de la formación geológica.

El personal aprendió con rapidez a dirigir y controlar tanto las operaciones subterráneas como la planta de superficie. Se han obtenido importantes enseñanzas sobre las desarrollo de las operaciones, procedimientos de seguridad y de dirección del proceso las cuales serán valiosas en futuros ensayos de gasificación.

Al final del período (octubre a diciembre) se están haciendo planes para otra campaña de sondeos en la cual se tomarán muestras de la cavidad y hay también la opción de realizar otras pruebas de gasificación en este emplazamiento. Se ha solicitado a la Comunidad Europea una extensión del proyecto y se están tomando medidas para llevar a cabo, de una manera ordenada, el cierre de la planta, la liquidación de la Agrupación Europea de Interés Económico y la preparación de los informes finales.

## **2. OPERACIONES DE GASIFICACIÓN**

### **2.1 PRIMERA PRUEBA DE GASIFICACIÓN (Julio)**

Este período comienza con las pruebas de puesta en marcha de la planta ya realizadas y estando a punto de dar comienzo las fases iniciales de gasificación. En esta sección se describe paso a paso la primera prueba de gasificación.

#### **Operaciones de la Fase de Pre- Encendido**

La conexión con agua fue establecida el mismo día en que se empezó a trabajar a turnos durante las 24 horas.

Se obtuvo una buena comunicación con agua y se comprobó la ausencia de fugas en los pozos. Las fases 0-1 (pruebas con caudal del agua) se realizaron en dos días. El agua extraída del pozo contenía rastros de carbón en suspensión y restos de los productos utilizados en la limpieza del pozo, ej.: trazas de Hogwash.

La fase 2A, vaciado de agua, comenzó 3 días más tarde y la estanqueidad de la cabeza de pozo con N<sub>2</sub> se obtuvo inmediatamente.

La purga del agua restante en el pozo, fase 2B, y la fijación de las condiciones de elevación para su extracción se consiguieron durante el turno siguiente y se mantuvo esta situación mientras se revisaba el estado de funcionamiento de la planta.

#### **Operaciones en la Planta**

Las bombas de nitrógeno líquido, que alimentan los vaporizadores, causaron importantes problemas durante estas primeras pruebas. Las bombas tenían tendencia a cavitarse en el momento en que la temperatura del líquido almacenado aumentaba, asimismo, fueron empeorando unas fugas en las juntas de las cabezas. Se identificaron también algunos fallos en el sistema de la lógica de control.

Se puso la planta en espera y se formó un equipo especial integrado por cuatro ingenieros y cuatro técnicos ayudantes con el fin de solucionar los diversos fallos en las unidades y para mejorar la supervisión técnica a las contratistas de apoyo.

El incinerador fue otro destacado problema para el equipo de UGE. El conmutador principal de alimentación eléctrica y el sistema electrónico de control del incinerador, que habían sido específicamente diseñados para asegurar una total combustión de los productos de la gasificación, fueron notablemente problemáticos.

Otras deficiencias surgieron en las líneas de muestreo que van a la caseta de analizadores de gas en relación a su capacidad para condensar agua en dicha línea. Esto es importante para el cálculo del contenido en agua de los gases de producción así como para la protección de la instrumentación en la línea. Los técnicos instrumentistas, con el apoyo de los ingenieros de UGE, resolvieron el problema.

En vista de los problemas de las bombas de N<sub>2</sub> líquido, solicitamos al suministrador que revisara y probara las bombas de oxígeno ya que eran de un diseño y modo de operación similar.

El sistema para los pulsos de helio había sido probado intensamente y solucionado el problema informático encontrado con anterioridad.

Una tormenta eléctrica afectó la planta y numerosos fusibles hubieron de ser reemplazados. Sin embargo, el generador funcionó perfectamente durante el corte de suministro eléctrico.

Se aprovechó el período en espera para reajustar algunos lazos de control para el suministro de nitrógeno y oxígeno y, más importante, la presión en las dos líneas de producción. Dichas líneas quedaron en situación de ser manejadas totalmente mediante control automático.

Se ensayó una maniobra completa, CRIP y encendido, ya que se necesitaba una mejor coordinación entre los varios equipos humanos involucrados. Se llevó a cabo una revisión completa de la maniobra de ignición para perfeccionar la secuencia de las acciones a realizar.

### **Encendido (día 21)**

El carro de ignición fue instalado en su posición, la presión comprobada, y se calibraron con metano a 150 bar las válvulas automáticas y los medidores del caudal.

El proceso de ignición comenzó a las 04:00 de la madrugada con el fin de evitar las altas temperaturas del mediodía. El TEB se introdujo a las 11:00 mediante el macarrón del Pozo de Inyección. Unos 40 minutos más tarde se obtuvieron, mediante los termopares y fibra óptica instalados en el fondo del pozo, los primeros indicios de aumento de temperatura. La ignición del carbón se confirmó por los valores de la composición del gas recuperado obtenidos en la caseta de análisis. El nivel de recuperación de oxígeno a la salida cayó rápidamente a cero y el CO<sub>2</sub> era del 6% a las dos horas siguientes. Hubo un bloqueo puntual en uno de los tubos macarrón (probablemente por TEB residual).

La combustión continuó durante las primeras 24 horas y fue evidente por las temperaturas medidas que, durante el periodo inicial, la cavidad avanzaba hacia atrás a partir del punto de encendido. De hecho, se consideró que el tubo enrollable y la cabeza inyectora podían peligrar por sobrecalentamiento y el ensamblaje fue desplazado del punto 621m al 615m para protegerlo.

El proceso mostró pronto signos de reacciones de gasificación por el contenido de H<sub>2</sub> y CH<sub>4</sub>; agua y alquitrán comenzaron a acumularse en las líneas de recuperación tras 48 horas. Se aumentó la proporción de oxígeno para acelerar el proceso e incrementar las temperaturas en el pozo de recuperación. También se aumentó la presión en 1 bar aproximadamente para controlar la entrada de agua en el reactor.

La cavidad formada por la gasificación inicial continuó expandiéndose y, 5 días más tarde, el proceso se mantenía sin cambios significativos en la composición del gas. Aumentando la presión en el pozo también pareció resolverse el problema de exceso de agua y las líneas de producción estaban secas tras llevar a cabo estos cambios.

Los datos proporcionados por el pulso de helio sugerían que la cavidad había crecido desde los 400-500 litros iniciales a 18 m<sup>3</sup>.

La gasificación continuó durante el fin de semana y, tras una semana completa desde la ignición, las primeras estimaciones del balance de masas indicaban que se habían producido 34 toneladas de gas, el equivalente a 21 toneladas de carbón afectado.

Un segundo encendido estaba a punto de su inicio cuando, primero la explosión de una válvula de oxígeno, y segundo la acumulación de agua en la cámara del incinerador causaron retrasos. El problema del agua continuó aumentando y finalmente fue la causa de que el segundo encendido hubiera de posponerse al inundarse totalmente las líneas de producción.

La purga de las líneas para evacuar el agua tuvo un éxito limitado y, aunque por algunas horas se mantuvo limpia la línea de producción de bajo caudal, pronto fue evidente que se había producido una entrada masiva de agua.

El agua llenó de nuevo parcialmente las líneas de producción y esta vez el análisis del gas indicaba una significativa reducción en su calidad. El martes por la noche, el agua en la línea de muestreo había forzado a cerrar la unidad de análisis de gas. La detección de oxígeno en la línea de recuperación (mediante el analizador de O<sub>2</sub> de apoyo) se interpretó como otro signo claro de que un bypass de la zona del reactor podía haber tenido lugar. Una posterior calibración del analizador demostró que la lectura había sido errónea y no se estaba produciendo un bypass de O<sub>2</sub>.

Por razones de seguridad se suspendió el aporte de oxígeno, lo cual hizo que cesaran inmediatamente las reacciones de gasificación, y poco después, el gas ya no contenía niveles detectables de productos de la reacción del carbón.

Mediante la inyección de nitrógeno en los pozos de inyección y producción, se llevaron a cabo una serie de vaciados del agua sucia a los tanques y el viernes por la tarde se habían evacuado unos 7 m<sup>3</sup>. Sin embargo, quedaba en el pozo una considerable cantidad de agua.

### **Apagado de la Planta**

Durante el fin de semana continuaron las operaciones de vaciado a la línea de agua sucia pero la tasa de recuperación aumentó con respecto al nivel de la gasificación llegando a alcanzar una punta de 1m<sup>3</sup>/h.

El lunes por la mañana los tanques de almacenamiento estaban casi llenos y las operaciones de vaciado hubieron de ser suspendidas.

## **2.2 ENSEÑANZAS EXTRAÍDAS DE LA PRIMERA PRUEBA**

Estas primeras semanas de operación fueron consideradas como las primeras etapas de aprendizaje en este ensayo (de la planta, del personal y del proceso). Fue necesario tomar un tiempo para integrar las experiencias obtenidas antes de proseguir con las operaciones a una escala mayor. Los puntos principales eran:

### **Seguridad**

Éste continuó siendo el principal tema de atención aún con las medidas ya tomadas antes de la primera gasificación. Fue necesaria una revisión de: dirección y control del proceso, planta de superficie y turnos de trabajo considerando los riesgos, potencialmente serios, de incidente (ver sección de seguridad) y de la necesidad de operar, en futuras pruebas, a una velocidad de gasificación mucho mayor.

El área de producción no pudo hacer frente a todo el aporte de agua, ni siquiera con una baja producción de gas. Los intercambiadores de calor no funcionaron durante las fases de transición como mecanismos de eliminación de líquido tal y como se había previsto inicialmente ni condensaron con eficacia los retornos de vapor a la caldera. Se hizo patente la necesidad de incrementar las prestaciones.

Las operaciones de vaciado a los tanques y a las líneas de agua sucia fueron más efectivas pero el proceso hubiera sido arriesgado si los gases purgados hubieran contenido componentes tóxicos (no los contenían en ese momento) y se decidió realizar algunas modificaciones al sistema de evacuación de agua.

## **Gestión del Agua Acumulada**

Hubo que diseñar un sistema colector que recogiera, de un modo seguro, mezclas de gas y líquido provenientes de los puntos de purga. El sistema debía entonces separar la mezcla en un tanque de decantación y evacuar el líquido a los tanques de agua sucia mientras que el gas de la combustión se devolvía a la línea de producción.

Una solución más radical consistía en un simple centrifugado para separar el exceso de agua en las líneas de alta presión. El inconveniente de este sistema es el tiempo que se necesitaría para su construcción y para la obtención de las correspondientes licencias. El sistema habría de ser instalado en la sección de los intercambiadores de calor.

Se propusieron tres ideas para resolver el problema del aporte subterráneo de agua:

- Sellar la capa de arenas con una resina o cemento (como en los pozos petrolíferos)
- perforar otro pozo cerca del Pozo de Producción para bombear fuera el agua de las arenas (como en las minas de carbón)
- generar suficiente calor en el gasificador para vaporizar el aporte de agua.

Fue difícil el mantener un caudal de gas homogéneo estable habiendo agua en estado líquido en el pozo de recuperación ya que las líneas de producción respondían en régimen de producción con tapones de líquido. Asimismo, la existencia de un tapón de agua en el fondo del Pozo de Producción no beneficiaba el proceso de su evacuación. Las fases de transición (agua fría, pozo frío, etc.) tenían que ser resueltas antes de que el vapor pudieran llegar directamente del fondo del Pozo de Producción.

Se hicieron dos propuestas de procesos para mejorar la producción de agua en el Pozo de Producción:

1. Dedicar el 1.66" y la Línea de Baja Presión (LBP) a la evacuación de agua y la Línea de Alta Presión (LAP) a la gestión del gas.
2. Llevar a cabo operaciones de vaciado de agua regularmente.

En ambos casos se obtendría en superficie agua caliente en presencia de gas tóxico, por lo tanto, dichas operaciones habían de realizarse con extrema prudencia.

Una vez que el agua ha sido captada ha de ser almacenada y tratada para lo que se han evaluado dos opciones:

1. Organizar un vaciado regular de los tanques con camiones para un almacenaje temporal en Barcelona previo a su destrucción.
2. Reinyectar el agua a la línea de producción o directamente al incinerador.

## **Líneas de producción**

Las válvulas de choque en las líneas de baja presión estaban sobredimensionadas mientras que las válvulas de la segunda etapa de descompresión eran menores de lo requerido. Esto significó una limitación en la operación de la línea e influyó en las condiciones para la evacuación de agua por el Pozo de Producción.

Ni las líneas de alta ni las de baja presión habían sido diseñadas para una purga constante de agua acumulada, de alquitranes o líquidos. Un posible riesgo medioambiental, así como para el personal, causado por gases tóxicos, podría darse durante las operaciones de purga de dichas líneas. Fue necesario instalar tuberías de captación para purgas.

La transición de las líneas de alto a bajo caudal es una maniobra crítica en la que es importante:

- Pasar de la línea de bajo a la de caudal alto solamente cuando la gasificación está en la fase de incremento de inyección de O<sub>2</sub>
- Evitar, en la medida de lo posible, volver de la línea de alto a la de bajo caudal compensando, tanto como se pueda, una reducción en el caudal del gas producido mediante inyección masiva de nitrógeno en la tubería de 1.66" y otros puntos de inyección en el Pozo de Producción.
- Mantener el vaciado de agua inyectando el necesario caudal de nitrógeno en el anular 4.5" y en otros puntos de inyección en el Pozo de Producción.

## **Incinerador y Antorcha**

El incinerador y la antorcha funcionaron satisfactoriamente con el gas, pero no pudieron resolver los regímenes de producción con tapones de líquido, tampoco habían sido diseñados para una constante purga de líquidos (agua, alquitranes, etc.). Los riesgos medioambientales y para el personal fueron similares a los de las líneas de producción.

## **Unidad de Análisis de Gases**

Tras una compleja puesta en marcha, el funcionamiento de la unidad ha sido fiable durante los períodos en que las líneas no han estado inundadas. En esta situación las líneas de muestreo han de cerrarse y entonces el proceso ha de operarse sin información sobre la composición del producto, y por tanto, en deficientes condiciones de seguridad.

El problema del exceso de agua bloquea las líneas que son difíciles de secar y, consecuentemente, se perdieron algunos resultados de los análisis de gases. Asimismo, el sistema de encendido de la antorcha y incinerador fue afectado por las repetidas inundaciones y sus componentes hubieron de ser desmantelados y secados.

## **Servicios para la Inyección**

El generador para el suministro de electricidad en emergencias ha sido muy útil en varias ocasiones y es fiable.

El funcionamiento de la planta criogénica no era totalmente satisfactorio a pesar de las adaptaciones de última hora llevadas a cabo por el suministrador de las bombas. Las bombas de N<sub>2</sub> no podían impulsar al caudal y presión necesarios durante periodos largos. Se hizo patente que la instalación debía ser readaptada y la necesidad de dedicar un técnico cualificado a tiempo completo para supervisar las unidades y para garantizar un funcionamiento seguro.

El diseño de las tuberías de O<sub>2</sub> tubo que ser revisado y auditado por un especialista para identificar cualquier otro riesgo potencial asociado con: selección de materiales, diseño, construcción y procedimientos de operación. Se detectaron varias válvulas que fugaban y que las válvulas de control no eran efectivas. El origen del último accidente tuvo varias causas (diseño, control, manejo, procedimientos, etc.) y el que las medidas preventivas tomadas pudieron no ser suficientes.

## **Proceso**

Hasta la operación de encendido, las operaciones se desarrollaron tal y como se habían descrito en el Manual de las Fases del Proceso. Cuando se alcanzó la gasificación surgieron divergencias en el protocolo previamente establecido y se acordaron nuevos procedimientos.

El test con el gas trazador sugería que gran parte del gas que entraba en el Pozo de Inyección se perdía en los estratos.

## **2.3 SEGUNDA GASIFICACIÓN (Octubre)**

### **Preparación**

El Grupo Asesor Técnico/Científico (ver sección 5) recomendó dos operaciones CRIP: la primera a 615 m, 7 m fuera de la cavidad existente y la segunda, a llevar cabo inmediatamente después, a 555 m, donde había mayor cantidad de carbón disponible para llevar a cabo una gasificación estable.

El 15 de Septiembre se reanudó el trabajo a turnos y la comunicación con nitrógeno entre IW1 y Pozo de Producción fue mantenida durante 15 días. Tras unos pocos días, el agua recogida en la cavidad fue medida y estabilizada en un promedio de 1.4 m<sup>3</sup>/h. Se decidió entonces que este volumen podía ser manejado en la superficie y que se podía gasificar.

### **Maniobra de Gasificación CRIP a 615 m**

En el 1 de octubre se llevó a cabo la ignición y el aporte de oxígeno fue incrementado rápidamente.

Durante cuatro días se consiguió una buena comunicación: gas de buena calidad (concentraciones de metano, hidrógeno y CO en concordancia con los estudios teóricos) y con alta potencia en la superficie (3.04 MW de media)

Sin embargo, algunos problemas continuaron.

Había un alto nivel de aporte de agua y cierta pérdida de gas (>25%).

El sistema de calentar el fondo del Pozo de Producción mediante una rápida inyección de oxígeno no fue suficiente para eliminar el agua líquida en superficie. Las modificaciones en la planta de superficie funcionaron mejor de lo esperado, no obstante, el importante volumen aflorado causó errores en los medidores de caudal instalados en las líneas de producción. El coste de la evacuación y tratamiento del agua captada fue más alto de lo previsto.

Otro problema importante fue la inutilización del macarrón de metano a causa de una obstrucción y la de los termopares de la cabeza de inyección, ocurridas ambas durante las maniobras de ignición.

### **Maniobra CRIP de Gasificación a 555 m y Explosión**

Tras cinco días, se consideró que la base del Pozo de Producción tenía la suficiente temperatura y, sin agotar todo el carbón disponible en la cavidad, se decidió realizar la segunda maniobra CRIP.

El 4 de octubre, el tubo enrollable se colocó a 555 m de acuerdo con la estrategia previamente diseñada. Se intentó la ignición pero hubieron de introducirse algunos cambios en el procedimiento a seguir debidos a la pérdida del macarrón y de los termopares ocurrida en la anterior operación.

Durante la maniobra de encendido una gran cantidad de metano, inyectado desde la superficie, se acumuló en el Pozo de Inyección sin ser detectado y no lo hubiera sido incluso si los termopares hubieran estado operativos. Cuando más tarde el gas prendió, se produjo a una gran explosión.

La explosión hizo que se rompieran las líneas de fibra óptica a nivel de la cabeza de pozo y daños en los materiales del pozo sin que fueran detectados. Tras la explosión, la cabeza de pozo fue inspeccionada y comprobado el peso del tubo enrollable sin que se apreciara ningún cambio. Se empezaron a obtener productos de la gasificación y la presión en el Pozo de Inyección aumentó considerablemente. Sin embargo, se entendió que el proceso podía continuar.

### **Fallo del Proceso**

12 horas más tarde se perdió el control sobre el proceso, la presión en el Pozo de Inyección bajó a 22 bar. Hasta ese momento los gases obtenidos eran mejores en calidad y composición que los de las anteriores gasificaciones.

Tras verificar que ya no existían condiciones para continuar, el sistema fue despresurizado.

## **2.4 ANÁLISIS DEL ENCENDIDO FINAL**

### **Primeras Investigaciones**

Se desplazó la cabeza de pozo del Pozo de Inyección para investigarlo llegándose a las siguientes conclusiones: una parte considerable de las tuberías internas habían sido fundidas por el oxígeno y este pozo no podía ser utilizado de nuevo. Se detectó un tapón de metal a 78 m bajo la superficie y las partes destruidas y quemadas podían llegar a una profundidad mucho mayor. Otra apreciación significativa fue la completa ausencia de la tubería suspendida en la sección del pozo que se podía examinar. Aparentemente, se había separado de la cabeza de pozo a causa de la onda expansiva.

Se investigó la situación del IW1 mediante el descenso de una plancha de plomo de 8.66" (el diámetro de la tubería es 9 5/8"). A los 55.25 m de la superficie se llegó a una estrecha sección que obstaculizaba el paso y se recuperó una pequeña pieza de metal fundido adherida a la plancha. Posteriormente se introdujo una tubería de 1.66". El nivel 55.25 se sobrepasó sin dificultad pero un tapón situado a 76.8 m obstaculizó cualquier avance hacia la cavidad. Esta distancia coincide con la longitud del tubo enrollable recuperado del pozo.

Se comprobó el estado de las líneas de producción sin encontrar corrosión ni en las aleaciones especiales ni en las tuberías de acero de carbono. Sin embargo, sí había en su interior algunas partículas sólidas (semi-coke, arena).

### **Análisis de la explosión subterránea**

La explosión ocurrió durante el tercer encendido a 555 m.

El modo de ignición fue modificado en esta tercera ocasión debido a la pérdida del macarrón de metano y del termopar de la cabeza inyectora. Únicamente se disponía de un macarrón y de las lecturas de temperatura mediante la fibra óptica situada en la parte inferior del pozo. Se introdujo solo la mitad de la cantidad de TEB para no obstruir de nuevo el macarrón, asimismo las purgas con nitrógeno fueron reducidas para evitar el soplado de la llama.

La explosión fue claramente causada por una importante acumulación del metano inyectado desde la superficie tras la ignición. La reducción en los caudales de  $O_2 + N_2$  pudo también haber dado lugar a una acumulación de productos de la gasificación en el centro del gasificador.

En estas circunstancias el metano llegaba al fondo antes de ser encendido por el TEB, el caudal de baja presión de las purgas de nitrógeno favoreció la acumulación de una mezcla de metano y oxígeno y cuando el TEB finalmente se encendió, el metano explotó.

### **Desprendimiento de la tubería suspendida**

El impacto de la explosión produjo un desplazamiento de la tubería suspendida, causando el fallo del sistema de sujeción a la altura de la cabeza de pozo.

Este hecho no fue detectado puesto que tras la explosión las reacciones de gasificación comenzaron, la producción de gas se mantenía y el desarrollo de la gasificación parecía normal. No se detectó fuga de gas en la cabeza de pozo.

También fallaron componentes de la instrumentación: todos los termopares y fibra óptica de la cabeza de pozo se rompieron. Sin embargo, se entendió que la cabeza de pozo no estaba afectada y que la gasificación podía continuar.

### **Daños del Pozo de Inyección**

Como consecuencia de la explosión y del fallo de la tubería suspendida, el tubo enrollable se dañó y fugas de oxígeno llegaron hasta los anulares (tubería suspendida, tubería de recubrimiento). La posible presencia de grasas u otros agentes combustibles en estas dos tuberías de acero de carbono en una atmósfera enriquecida con oxígeno fue la probable causa del fuego.

La explosión pudo haber causado un estrechamiento en el canal entre el la cabeza de inyección y la cavidad. Una rápida despresurización del Pozo de Inyección de 75 a 20 bar favoreció también la presencia de oxígeno en el Pozo de Inyección.

Los daños en el IW1 sólo se detectaron cuando el fallo de la tubería suspendida provocó pérdida de gases despresurizándose el pozo (22 bar). Dicha despresurización causó un reflujó de los gases de gasificación provenientes de la cavidad que incendió (o fundió) las tuberías del pozo.

Finalmente, el IW-1 permanecía a 22 bar y el Pozo de Producción a 52, lo que demuestra que la comunicación entre CRIPs era muy baja y que los agentes gasificantes ya no alcanzaban la cavidad.

Se llegó a la conclusión de que

- La cantidad de oxígeno inyectada entre el tercer encendido y la pérdida del proceso era suficiente para quemar o fundir las tuberías del pozo.
- Una importante cantidad de oxígeno se había acumulado en los anulares durante las 24 horas a partir del inicio del tercer encendido.
- Una significativa parte de la tubería suspendida debía haberse quemado, al menos 77 m (nivel del tapón) puesto que no se encontró durante la comprobación del estado del pozo. La tubería suspendida podría haber ido cayendo progresivamente según se iba consumiendo.

- Hay una importante diferencia entre la longitud del tubo enrollable recuperado del pozo, 77 m, y el nivel al que la presión se estabilizaba (220m) y que coincide con un estrato permeable.
- El reflujo del gas favoreció la destrucción del pozo.

### **Fallo de la Tubería Enrollable**

La parte recuperada de la tubería enrollable (~75 m) estaba intensamente oxidada por encima de la fractura, indicativo de temperaturas muy altas en puntos del pozo (9.56 en la tubería cementada). El borde de la punta de rotura parecía fundido, con la excepción de la parte inferior que presentaba un borde afilado y parecía, por lo tanto, que estaba en tensión en el momento de la fractura. No había evidencia de que el tubo hubiera fallado. Se han detectado depósitos magnéticos alrededor del punto de rotura.

Parece como si la tubería enrollable hubiera sufrido una perforación a 75m; que oxígeno a alta presión hubiera entrado y encendido puntualmente la tubería de acero al carbono. El consiguiente daño a la tubería enrollable era local pero fue suficiente para causar fallo en la tensión -lo que podía haber ocurrido bastante pronto tras la entrada inicial. Más adelante, el fallo de la tubería permitió la comunicación con la zona de alta permeabilidad aprox. 200m, momento en el que el fallo en la presión fue detectado.

### **Conclusiones**

- Probablemente la explosión destruyó una longitud significativa de la tubería suspendida y la onda expansiva, al propagarse hacia la superficie, elevó las abrazaderas y liberó dicha tubería, la cual al dejar de estar amarrada pudo haber caído hacia el fondo del pozo.
- Los restos de tubería suspendida (quemados parcialmente), junto con la mayor parte de la tubería enrollada (se cree que básicamente sin quemar) permanecen todavía en su sitio.
- El impacto de la explosión produjo un desplazamiento de la tubería suspendida causando el fallo del sistema de sujeción al nivel de la cabeza de pozo.

### **3. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS**

Las mediciones de flujos, temperatura y composición de gas se copiaron cada minuto en disco duro, asimismo se hicieron copias de seguridad en disquete. Este sistema se llevó a cabo durante los dos períodos de gasificación desde la conexión por agua inicial hasta la finalización del proceso.

Los datos fueron pasados de su formato original, en el sistema de control, a un formato de medias horarias de las variables esenciales, compatible con una base de datos Microsoft. Fue aplicado un procedimiento de depuración "manual" de los datos, así como correcciones a los ratios de condensación de los caudales y se utilizó una versión depurada para los posteriores balances de masas (sección 3.1). Además, algunos datos de particular interés (registrados cada minuto), tales como la despresurización final, fueron analizados directamente.

#### **3.1 BALANCES DE MASA Y ENERGÍA**

Se calculó el balance de masas para evaluar el carbón afectado.

En dicho balance se considera el principio de conservación de masas para los cinco elementos que intervienen en las transformaciones en el reactor (C,H,N,O y S): la masa de entrada al reactor ha de igualar a la masa de salida. Figura 1.

Se dispone de tres fuentes de datos para elaborar el balance:

1. Mediciones en superficie de la cantidad y composición del producto para calcular la cantidad de C,H, N, S y O recuperada.
2. Registro de la inyección de los diferentes agentes ( $O_2$ ,  $N_2$ ,  $H_2O$ ).
3. Análisis de laboratorio de muestras de carbón representativas para evaluar las cantidad de Carbón, Hidrógeno, Nitrógeno, Azufre y Oxígeno liberados por unidad de carbón afectada. Tabla 1.
4. Balance de Argón

De las ecuaciones de los cinco balances elementales se pueden calcular cinco incógnitas. Éstas son:

##### **Balance de N: Pérdida de Gas**

Podemos asumir que la diferencia entre el N-inyectado y el N-recuperado se pierde hacia los estratos, ya que la cantidad de N liberado por unidad de carbón afectado es despreciable. En base a esta hipótesis determinamos el porcentaje de recuperación de N.

Para todos los otros elementos, las cantidades totales que abandonan el reactor son calculadas a partir de las recuperadas en superficie aplicando el mismo factor de recuperación.

La diferencia entre la masa total que abandona el reactor y el total de la masa recuperada en superficie determina el total de la pérdida de gas.

COMPOSICIÓN DEL CARBÓN - según se recibe-(%W)		COMPOSICIÓN DEL CARBÓN- Libre de M/MM - (%W)	
C	45,391	C	78,334
H	2,441	H	4,212
N	0,383	N	0,660
S (org)	4,048	S (org)	6,985
O	5,683	O	9,808
Materia Mineral	20,287	TOTAL	100,000
Humedad	21,768		
<b>TOTAL</b>	<b>100,000</b>		
S (pir+sulfato)	3,172		
PCS calculado (kcal/kg)	4446,789		
PCS medido (kcal/kg)	4268,573		
Densidad (kg/m <sup>3</sup> )	1390,000		

COMPOSICIÓN DE SEMI-COKE(%w)	
C	89,397
H	1,687
N	0,482
S	8,434
O	0,000
TOTAL	100,000
PSEUDO-MOLECULA DE SEMI-COKE	
C	1,000
H	0,226
N	0,005
S	0,035
O	0,000

**Tabla 1. Análisis de laboratorio de las composiciones de Carbón y Semi-coke utilizados en los cálculos de los balances de masas.**

### **Balance - C: Equivalente de Carbón al C en Gas**

El carbón afectado, la única fuente de carbono en el sistema, se piroliza a semi-coke y libera algunos gases. Parte de este semi-coke se gasifica y el resto permanece bajo tierra.

El resultado es una redistribución del carbono desde el carbón afectado al gas de salida del reactor y al semi-coke.

La masa de carbono en el gas se calcula por las medidas en superficie y las supuestas como pérdidas en el gas. El carbón equivalente a este carbono en el gas se considera como la parte “medida” del carbón afectado.

Para calcular la masa de carbono en el semi-coke presente en el reactor, se deben cumplir dos requisitos:

1. Una hipótesis sobre la composición elemental del semi-coke.
2. La cantidad de carbono en el semi-coke que satisfaga los balances de hidrógeno y oxígeno basados en dicha composición.

El carbón equivalente al carbono en el semi-coke es la parte “no-cuantificada” del carbón afectado.

La suma del carbón equivalente “cuantificado” y “no-cuantificado” da el valor total de carbón afectado.

### **Balances de H y O: Semi-coke y Aporte de Agua**

La masa de H y O que abandona el reactor puede ser calculada también a partir de las mediciones en superficie y de las pérdidas de gas asumidas.

La masa de H y O retenida por unidad de semi-coke se determina por la hipótesis de la composición elemental del semi-coke.

Por otra parte, hay tres posibles fuentes de H y O:

1. H y O del carbón equivalente al carbono en el gas (conocido)
2. H y O del carbón equivalente al carbono en el semi-coke (incógnita-1)
3. Aporte de agua (incógnita-2)

La resolución de este sistema de dos ecuaciones/dos incógnitas nos da los valores estimados del aporte de agua y del semi-coke.

### **Hipótesis sobre la composición elemental del semi-coke**

El máximo y mínimo nivel de incertidumbre para esta hipótesis determinará un valor bastante aproximado para la parte “no-cuantificada” de carbón afectado.

En cualquier caso, la resolución del sistema para el caso de una composición de 100% en carbono, conduce a los valores límite (máximo o mínimo dependiendo de la composición del carbón) que nos da los tres balances elementales (C,H,O). En cuanto a la composición del carbón, se acepta actualmente que los límites son:

1. Mínimo de carbón afectado
2. Mínimo de semi-coke
3. Máximo de aporte de agua.

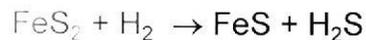
Para esta composición definida de carbón, otros valores aceptados de la composición del semi-coke nos da más carbón afectado, más semi-coke y menos aporte de agua.

### **Balance-S: Sm Procedente de la Transformación de la Pirita**

El Balance-S no es utilizado para calcular la incógnita del sistema (carbón afectado, semi-coke y aporte de agua)

Si el Balance-S se plantea con los valores de las incógnitas que resultan de los Balances C,H y O, habrá una cierta cantidad de S todavía perdido, para acomodar la masa de S recuperada en superficie.

Se puede asumir que este S que todavía esta perdido esta incluido en el S pirítico presente en la capa de carbón que es liberado en la transformación pirítica.



## **3.2 COMENTARIO SOBRE LOS RESULTADOS**

Un grupo de resúmenes de: resultados de composición, volúmenes de temperatura e inyección, así como del valor calorífico de los dos períodos de gasificación son presentados en el Apéndice 1.

## Resumen de los Resultados de los Ensayos de Gasificación

Tabla 2. Resumen de Resultados			
	1ª Gasificación	2ª Gasificación	Esperados
CO (%)	8.68	15.58	16.92
CH <sub>4</sub> (%)	14.26	12.42	16.30
H <sub>2</sub> (%)	24.86	24.70	21.27
Potencia (Kcal/Nm <sup>3</sup> )	2328	2358	2577
Carbón total afectado (ton)	138	240	
Volumen total afectado (m <sup>3</sup> )	99	173	
Factor de recuperación de gas (%)	72	85	
Entrada de agua (toneladas)	69	290	

### Notas:

- El factor de recuperación de gas se calcula usando el factor de recuperación del nitrógeno.
- Se asume que la composición del semi-coke es 100% carbono puro.
- Este balance de masas debiera ser revisado porque algunos de los datos han de ser comprobados más detalladamente (composición del semi-coke, caudal de los gases de producción, tasa de recuperación, etc.)

El caudal de inyección de oxígeno varió substancialmente entre ambas gasificaciones: durante la primera de ellas la inyección máxima fue de 170 m<sup>3</sup> mientras que durante la segunda gasificación la inyección se incrementó rápidamente hasta 500 m<sup>3</sup> y 700 m<sup>3</sup> para calentar la cavidad.

No obstante, no se observa importantes diferencias de los gases obtenidos, ni en su composición, ni en su valor calorífico. Solo las concentraciones de CO muestran una variación significativa.

Los resultados en la segunda gasificación fueron muy similares a los esperados. Solo una pequeña desviación en el metano (menor del esperado). El hidrógeno permaneció prácticamente constante.

Una observación clave es que con la presión en la cabeza de pozo entre 54-55 bar, el 80 y 90% del gas inyectado es recuperado en el Pozo de Producción. Esto sugiere que algo de gas se pierde en los estratos.

El aporte de agua es mucho mayor de lo esperado. No obstante, este hecho no impide las reacciones de gasificación. Parece que el aporte de agua se produce en su mayor parte cerca del fondo del pozo de recuperación, dejando prácticamente libre la zona de reacción.

### **Figura 2. Carbón Total Afectado**

El consumo de carbón afectado muestran picos de 22 toneladas/día y de 65 toneladas/día respectivamente para los dos períodos de gasificación. El primer pico se alcanzó a los cinco días mientras que se consiguió el segundo en 24 horas. La diferencia se debe a las inyecciones de oxígeno mucho mayores utilizadas en el segundo test. Los análisis (promedios horarios) del segundo test (Tabla 3) que fueron realizados en tiempo real muestran que:

La primera gasificación se caracterizó por bajos volúmenes de oxígeno inyectado, especialmente durante los primeros dos días de la operación. La composición de los gases combustibles estaba a niveles muy bajos de CO (3%), CH<sub>4</sub>(3-6%) y H<sub>2</sub>(5-7%) durante estos dos primeros días, a partir de entonces alcanzó un pico en el tercer día, seguido de una disminución gradual hasta que la gasificación cesó en el octavo día. Los menores valores caloríficos siguen una tendencia similar y alcanzan un valor medio de 10907 kJ/Nm<sup>3</sup>.

### **Figura 3. Valores de Calidad y Caloríficos del Gas Seco**

En cuanto a la evolución del consumo de gas en función del tiempo, la tasa más alta de consumo se alcanzó en las primeras etapas de la segunda gasificación y llegó a su máximo tras 15 horas. Fue seguida de una lenta disminución, alcanzando el consumo de carbono un valor menor de 500 kg/h tras 27 horas y menor de 400 kg/h tras 42 horas. Inmediatamente antes del 3er encendido a 555, se observó una vuelta a valores mayores (mayores de 500 kg/h).

La interpretación es que las reacciones de gasificación aumentaron con el volumen de oxígeno hasta que un derrumbe del techo sobre la cavidad dio lugar a una entrada de agua que gradualmente redujo la temperatura del reactor y su eficiencia. Probablemente, agua proveniente de los estratos se había ya acumulado en el pozo de recuperación tras “bypasar” la zona del reactor.

La segunda gasificación alcanzó antes un aumento en el poder calorífico a partir del momento de la ignición (>12000 kJ/N m<sup>3</sup>) y de nuevo, durante el corto período tras la tercera ignición. Los poderes caloríficos mínimos coinciden con el momento de la preparación del tercer encendido que requirió una reducción en los caudales.

DIA	HORA	KG C/H	KG CARBÓN/H	TOTAL CARBÓN KG	FACTOR RECUPERACIÓN	POTENCIA (KW)	H/C	S/C
							MOL/MOL	MOL/MOL
1	20	5.9	13.1	13.1	-0.04	30.4	0.88	0.12
1	21	31.0	68.5	81.7	0.7	224.5	0.83	-0.07
1	22	93.9	207.2	288.9	1.4	751.7	0.88	-0.11
1	23	151.6	334.5	623.5	2.5	1230.4	1.22	0.01
1	24	618.8	1365.0	1988.5	2.1	5371.2	1.39	0.01
2	1	526.0	1160.1	3148.6	1.4	4618.8	1.46	0.01
2	2	576.4	1271.4	4420.0	1.2	4923.4	1.42	0.01
2	3	661.8	1459.8	5879.9	1.4	5474.0	1.38	0.01
2	4	641.7	1415.5	7295.4	1.2	5360.3	1.47	0.02
2	5	657.8	1450.8	8746.2	1.2	5372.8	1.45	0.03
2	6	675.7	1490.4	10236.7	1.3	5308.3	1.4	0.03
2	7	668.2	1473.8	11710.6	1.3	5070.4	1.3	0.01
2	8	720.7	1589.7	13300.3	1.4	5240.1	1.28	0.04
2	9	519.8	1146.5	14448.8	1.1	3960.3	1.38	0.05
2	10	678.2	1495.9	15942.8	1.2	5351.0	1.451	0.05
2	11	696.6	1536.5	17479.3	1.3	5159.3	1.36	0.05
2	12	491.2	1083.4	18562.8	4.2	3365.0	0.77	-0.19
2	13	446.8	985.6	19548.4	6.0	3370.5	1.41	0.03
2	14	990.8	2185.4	21733.8	1.9	8066.6	1.54	0.03
2	15	938.7	2070.5	23804.4	1.5	7793.0	1.66	0.07
2	16	709.6	1565.2	25369.6	1.2	6077.9	1.64	0.03
2	17	652.3	1438.7	26808.4	0.9	5662.4	1.71	0.05
2	18	858.2	1892.9	28701.3	1.1	7386.2	1.55	-0.02
2	19	659.9	1455.8	30156.9	0.9	5881.9	1.66	0.01
2	20	563.8	1243.5	31400.5	0.6	5000.9	1.71	0.04
2	21	470.2	1037.1	32437.7	0.7	4104.6	1.73	0.05
2	22	514.0	1133.8	33571.5	0.7	4381.1	1.73	0.05
2	23	445.4	982.3	34553.9	0.6	3638.1	1.65	0.05
2	24	458.1	1010.4	35564.4	0.6	3706.4	1.64	0.05
3	1	432.9	954.8	36519.2	0.5	3420.1	1.59	0.04
3	2	431.4	951.6	37470.9	0.6	3380.3	1.54	0.02
3	3	460.4	1015.5	38486.4	0.6	3594.4	1.6	0.05

3	4	445.0	981.5	39467.9	0.6	3428.4	1.59	0.05
3	5	353.8	780.4	40248.3	0.4	2704.8	1.58	0.06
3	6	409.5	903.2	41151.5	0.5	3033.4	1.58	0.08
3	7	394.4	869.9	42021.4	0.5	2872.1	1.61	0.1
3	8	379.0	836.1	42857.5	0.5	2728.6	1.52	0.06
3	9	392.9	866.6	43724.2	0.5	2823.9	1.53	0.07
3	10	384.1	847.3	44571.6	0.5	2761.3	1.53	0.07
3	11	410.5	905.5	45477.1	0.6	2931.5	1.53	0.07
3	12	436.7	963.3	46440.5	0.6	3115.0	1.55	0.08
3	13	491.1	1083.3	47523.8	1.1	3443.3	1.51	0.06
3	14	420.0	926.5	48450.3	1.1	2925.9	1.5	0.06
3	15	330.1	728.2	49178.6	0.9	2361.8	1.56	0.07
3	16	361.8	798.1	49976.7	0.6	2636.2	1.64	0.07
3	17	335.8	740.6	50717.4	0.6	2151.0	1.45	0.07
3	18	366.7	808.7	51526.2	1.0	2228.2	1.39	0.07
3	19	232.6	513.1	52039.3	7.2	1441.4	1.29	0.01
3	20	264.4	583.3	52622.3	1.0	1579.6	1.3	0.05
3	21	297.7	656.6	53279.3	0.3	1772.1	1.27	0.05
3	22	329.8	727.4	54006.7	-0.0	1908.5	1.21	0.04
3	23	228.5	504.0	54510.8	-0.3	1319.6	1.26	0.06
3	24	73.6	162.4	54673.2	-0.1	433.7	1.52	0.19
4	1	570.8	1259.0	55932.3	0.9	3398.0	1.33	0.05
4	2	242.0	533.7	56466.0	0.2	1339.0	1.27	0.07
4	3	383.7	846.3	57312.4	0.5	2043.8	1.2	0.06
4	4	350.1	772.3	58084.7	0.5	1818.4	1.17	0.06
4	5	354.5	782.0	58866.8	0.4	1963.0	1.24	0.06
4	6	365.9	807.1	59673.9	0.4	2095.5	1.28	0.07
4	7	356.6	784.3	60458.2	0.4	2060.3	1.24	0.04
4	8	339.7	749.3	61207.5	0.4	1978.6	1.29	0.06
4	9	468.2	1032.8	62240.3	0.6	2727.2	1.29	0.08
4	10	583.8	1243.5	63483.9	0.8	3283.8	1.29	0.06
4	11	623.6	1375.4	64859.4	0.8	4022.8	1.42	0.06
4	12	515.0	1135.8	65995.3	0.6	3322.1	1.4	0.05
4	13	350.5	773.2	66768.5	0.8	2155.8	1.39	0.07
4	14	370.6	817.4	67585.9	0.6	2430.4	1.51	0.07
4	15	395.4	867.8	68453.8	0.3	2930.8	1.71	0.07
4	16	344.3	759.6	69213.4	0.3	2690.8	1.82	0.07
4	17	334.0	736.8	69950.2	0.4	2600.5	1.84	0.08
4	18	319.8	705.4	70655.6	0.5	2509.6	1.86	0.08
4	19	377.9	833.6	71489.2	0.7	3170.7	1.96	0.07
4	20	382.8	844.4	72333.6	0.4	3468.0	2.09	0.06
4	21	382.3	843.2	73176.8	0.4	3507.6	2.1	0.05
4	22	408.1	900.1	74077.0	0.5	3813.0	2.07	0.03
4	23	385.9	851.3	74928.3	0.6	3656.9	2.15	0.05
4	24	338.2	745.9	75674.3	0.3	3217.9	2.23	0.08

**Tabla 3. Análisis con Medidas Horarias - Segunda Gasificación - (P.Pirilot)**

#### **Figura 4. Recuperación de Nitrógeno**

La proporción de gas recuperado se calcula comparando el volumen de inyección y producción de nitrógeno. Se utilizó nitrógeno en lugar de argón para estos análisis porque las mediciones de nitrógeno se consideraron más ajustadas. La figura muestra que la recuperación de gas se mantuvo dentro de una banda de 60% a 80% durante la primera prueba de gasificación. El segundo test presenta más variaciones en el hecho de que se recuperó más gas que el inyectado durante las primeras 24 horas, y a partir de allí un período de estabilidad fue observado y, finalmente, hubo una significativa reducción durante un corto período anterior al fallo del IW1.

La explicación de un factor de recuperación mayor de 100% es que parte del nitrógeno inyectado durante la extracción de agua antes del encendido, se recuperó más tarde. La reducción final en la recuperación, se puede atribuir, casi con total seguridad, a la entrada de nitrógeno a los estratos superiores tras la explosión subterránea. Esta hipótesis se ha de investigar con mayor detalle y contrastarla con el balance de argón.

Los resultados horarios para el segundo test (tabla 3) muestran una clara mejoría en la mañana previa al tercer encendido. Esta mejora coincide con la observada en el consumo de carbón y también con un aumento en todas las temperaturas del pozo de recuperación.

#### **Figura 5. Producción Energética y Caudal del Gas Producto**

La potencia del reactor se calcula multiplicando el caudal de CO, H<sub>2</sub> y CH<sub>4</sub> por sus valores caloríficos inferiores, desechando toda otra clase de energía causada por presión, temperatura y el valor calorífico H<sub>2</sub>S. Los caudales de gas presentan un grado significativo de inestabilidad debidos, principalmente, al control de la presión y al flujo de gas en presencia de condensados en la línea de producción.

La diferencia señalada en la producción de energía por los gases combustibles entre el primer y segundo períodos de gasificación es evidente en estos gráficos. Se alcanzaron picos mayores de 8MW y niveles medios de 3-4 MW durante el segundo test. Dichos parámetros fueron de sólo 1.5-2MW en el primer test de gasificación. La energía producida se correlaciona estrechamente con el volumen de inyección de oxígeno.

#### **Figura 6. Ratios de Composición del Gas**

Los ratios para el H/C y S/C en el segundo test son calculados dividiendo la producción molar de H en H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub>S, y S en H<sub>2</sub>S, por la producción de C en CO<sub>2</sub>, CO y CH<sub>4</sub>. El ratio H/C es un indicador de intrusión de agua o de pirólisis, aunque el ratio S/C es solamente un indicador de pirólisis. La fracción molar en S se calcula por diferencia y no por valores absolutos. No obstante, hay una clara tendencia a bajos valores de S en las primeras horas de gasificación, ej. solamente el carbón que había sido pirolizado en Julio estaba siendo gasificado.

Seguidamente comenzó la pirólisis afectando carbón nuevo. En base a mediciones horarias, ambas especies siguen la misma tendencia, excepto después del tercer encendido cuando el H/C aumentó mientras que disminuía el S/C, esto se debe probablemente a la interrupción de la pirólisis aguas-abajo de la cavidad y la entrada de agua en algunas áreas del reactor.

### **Figuras 7 y 8. Perfiles de la Temperatura**

Las lecturas de los termopares a diferentes profundidades en los pozos de inyección y recuperación se muestra en las figuras 7 y 8.

El Pozo de Inyección, a una profundidad desviada de 594 m, mantiene la temperatura (<27°) del estrato durante los dos períodos de gasificación. El termopar en la cabeza inyectora alcanza temperaturas de hasta 700°C durante las etapas de ignición y es la razón de que la maniobra CRIP se realizara inmediatamente para proteger el quemador.

Las temperaturas en el fondo del Pozo de Producción se monitorizaron exhaustivamente para evaluar la posibilidad de evaporación de agua a lo largo del pozo. En el primer test de gasificación, la temperatura no sobrepasó los 90°C en la parte superior del pozo, mientras que en el segundo test, con una inyección de oxígeno mucho mayor, se alcanzaron 140°C. Por tanto, una cantidad de agua considerablemente mayor habría sido vaporizada - arrastrada con los gases de producción. Las temperaturas finales en el fondo del pozo fueron similares en ambos tests, aunque en el primer test se necesitó un período de tiempo largo dadas las condiciones de bajo caudal en que se operó.

### **Figure 9. Tests Traceador (Pulso de Helio)**

Se llevaron a cabo varios tests de traceado con Helio durante la prueba en Octubre. Los cálculos, efectuados en paralelo a las operaciones, del tiempo de residencia y del volumen de la cavidad se presentan en la siguiente tabla

DIA	HORA	M.R.T. (min)	VOLUMEN (m <sup>3</sup> )	T TURNO(K)	% VAPOR
1/10/97	7:05	65	11	300	0
2/10/97	13:37	53	130	1030	21
2/10/97	17:44	48	93	1023	23
2/10/97	21:52	84	128	1012	26
3/10/97	7:55	55	65	997	28
3/10/07	19:05	74	58	977	34
4/10/97	3:58	74	80	905	13
4/10/97	15:06	88	90	938	40
4/10/97	22:11	71	63	911	45

**Tabla 4. TESTS TRACEADOR EN LA PRUEBA DE ALCORISA  
(OCTUBRE 97)**

El volumen de la cavidad se calcula tomando a la vez:

- El tiempo medio de residencia calculado a partir del test de traceado con Helio.
- El flujo de gas en la cavidad ( $m^3/t$ )
- La temperatura para calcular el flujo se estima a partir de las reacciones de desplazamiento y Boudard

Un cálculo más ajustado, teniendo en cuenta el carácter difásico del flujo en los pozos y en las líneas de producción, ha de ser realizado más tarde. No obstante, basadas en esta tabla se pueden hacer las siguientes observaciones:

- No se aprecia un aumento en el tiempo medio de residencia durante, antes y tras la primera ignición, pero se pone de manifiesto un claro aumento en el volumen de la cavidad.
- No se observa ninguna tendencia ni en cuanto a tiempo de residencia medio ni en el volumen de la cavidad durante el período entre las dos igniciones.
- No se producen modificaciones entre el momento antes e inmediatamente después de la ignición a 555m.

Han de hacerse algunas consideraciones sobre el perfil inusual que presenta el resultado del test traceador que se llevó a cabo tras la ignición a 555 m.

Se proponen tres explicaciones:

- inestabilidad del flujo tras la ignición a 555m
- la especial geometría del gasificador.
- la especial geometría del Pozo de Inyección, ej. fuga en el tubo enrollable.

### **Mecánica de los Flujos en la Cavidad**

Parece factible que antes del tercer encendido a 555 m se hubiera producido una fuerte mezcla en el reactor en la que la convección libre hubiera sido de influencia decisiva. Ni la alta permeabilidad de las arenas a techo ni la situación del punto de inyección en el tramo del pozo bajo la caliza parecen susceptibles de provocar problemas. Por el contrario, esta situación parece ventajosa para la convección del gas.

Tras la ignición a 555 m, el aumento de la presión de inyección podría ser explicado por tres posibilidades:

- Colapso del canal de unión entre ambas cavidades.
- Alta tasa de conversión del carbón
- Aporte de agua subterránea

La figura 10 muestra una hipotética forma de la cavidad que ha sido obtenida de la extrapolación de los datos del balance de masas y de las temperaturas medidas.

### **Figura 11. Comparaciones de la Composición del Gas con el de Ensayos Anteriores.**

La composición y el valor calorífico del gas se comparan en la Figura 11 con los de anteriores ensayos de gasificación subterránea. El gas producido en el ensayo actual tiene un poder calorífico en general más alto que el de los ensayos en EE.UU. (excepto en el de Princetown), aunque es un 20% menor que el de Thulin. La presión de reactor, que depende de la profundidad, es claramente de una influencia determinante tanto en la producción de metano como en el valor calorífico del gas.

#### **Conclusiones**

La posibilidad de gasificar carbón a profundidades intermedias ha sido demostrada, puesto que se han obtenido gases de buena calidad similares a los esperados según los estudios teóricos.

Se ha obtenido un gas de muy buena calidad. Es necesaria una evaluación más profunda de los resultados para conocer, lo más detalladamente posible, el desarrollo del proceso con vistas a reanudar los ensayos en las mejores condiciones de seguridad. La posición del punto de inyección con respecto a la capa de carbón requiera una cuidadosa evaluación. Se ha demostrado la capacidad de gasificar el emplazamiento de El Tremedal.

### **3.3 ANÁLISIS DE MUESTRAS DE AGUA Y DE GAS**

#### **Programa de Análisis**

El programa de análisis desarrollado por UGE distinguía 4 tipos de muestras: gas, líquidos condensables, agua de las purgas y otras muestras.

El protocolo de análisis fue definido tras una revisión de los datos obtenidos en ensayos previos de GSC.

En las muestras de gas se analizaron sus compuestos de azufre, hidrocarburos y nitrógeno.

Las muestras de líquido fueron extraídas por condensación de los gases de producción y fueron tomadas en las líneas de muestreo bajo la supervisión de personal especializado. Se les hicieron los siguientes análisis:

- determinación de compuestos orgánicos
- determinación de compuestos inorgánicos: genéricos y metales.
- determinación de fracciones.
- determinación de análisis elementales.
- agua de purga del pozo de recuperación

Esta agua, que es separada del gas de producción por un sistema de purga, se envía por camión a una planta especializada en gestión de residuos tóxicos para su tratamiento.

UGE desarrolló un programa ligeramente diferente para cada una de las tres fases del período: primera gasificación, comunicación con nitrógeno y segunda gasificación, de acuerdo con las necesidades de cada etapa.

### **Gasificación**

Se realizaron en la planta y en tiempo real análisis de gas y espectrometría de masas. Estos análisis fueron la base para monitorizar el desarrollo del proceso de gasificación.

La secuencia de toma de muestras para los análisis externos fue la siguiente:

<b>Primera Gasificación</b>								
Fecha	Gases			Condensados Líquidos				
	Especies Azufre	Hidrocarburos	Especies Nitrógeno	Fracciones	Compuestos Inorgánicos	Metales Traceadores	Compuestos Inorgánicos	Análisis Elemental
21 a 22/Jul							X	
22/jul.	X	X						
22 a 23/Jul				X	X			
23 a 24/Jul				X	X	X	X	X
24 Jul				X				
25 Jul	X	X	X	X	X			
26 Jul				X			X	X
27 Jul				X	X			
28 Jul	X	X		X				
29 Jul				X			X	

<b>Segunda Gasificación</b>								
Fecha	Gases			Condensados Líquidos				
	Especies Azufre	Hidrocarburos	Especies Nitrógeno	Fracciones	Compuestos Inorgánicos	Metales Traceadores	Compuestos Inorgánicos	Análisis Elemental
1/Oct:								
2/Oct	X	X		X	X		X	X
3/Oct								
4/Oct								
5/Oct	X	X	X	X	X	X	X	X
6/Oct								
7/Oct								
8/Oct	X	X		X	X	X	X	X
9/Oct								
10/Oct								
11/Oct	X	X		X	X	X	X	X
12/Oct				X				
13/Oct				X	X			
14/Oct				X				
15/Oct				X			X	X
16/Oct				X	X			
17/Oct				X				
.....				X	X	X	X	X

**Tabla 5. Programa de Toma de Muestras de Gas**

Para la segunda gasificación los análisis de gases siguieron la misma secuencia que en la primera gasificación.

Los líquidos de condensación se hicieron teniendo en cuenta la experiencia de la primera gasificación y el volumen de las muestras en las botellas de condensación.

Como medida preventiva, se llevó a cabo un control exhaustivo de las concentraciones de fenol en el agua sucia, seguido de un análisis puntual de muestras para los otros compuestos.

## **Resultados**

### **a) Gases**

La evolución de los compuestos menores en estos gases durante la gasificación se muestra en las tablas 6 y 7.

Aparece una discordancia entre los niveles de H<sub>2</sub>S y CH<sub>4</sub> en los análisis de laboratorio con respecto a los valores obtenidos en planta en tiempo real. Este aspecto ha de ser investigado más detalladamente.

<b>ANÁLISIS DE AZUFRE GASEOSO -base seca-</b>					
	<b>22/07/97</b>	<b>25/07/97</b>	<b>28/07/97</b>	<b>2/10/97</b>	Unidad
<b>Sulfídrico</b>	18565	33213	35597	509	ppmv
<b>Sulfuro de carbonilo</b>	18	14	18	59	ppmv
<b>Metil mercaptano</b>	78	113	87	257	ppmv
<b>Etil mercaptano</b>	22	47	39	96	ppmv
<b>Disulfuro de carbono</b>	0.3	0.3	0.2	3	ppmv
<b>Propil mercaptano</b>	17	43	32	50	ppmv
<b>Tiofeno</b>	9	10	9	65	ppmv

**Tabla 6. Evolución de los compuestos de azufre en los gases de gasificación**

<b>ANÁLISIS DE HIDROCARBUROS GASEOSOS -base seca-</b>					
	<b>22/07/97</b>	<b>25/07/97</b>	<b>28/07/97</b>	<b>2/10/97</b>	Unidades
<b>Metano</b>	23224	43498	34659	105500	ppmv
<b>Etileno</b>	62	47	46	105	ppmv
<b>Etano</b>	2610	2488	2376	4516	ppmv
<b>Propileno</b>	54	65	58	116	ppmv
<b>Propano</b>	679	604	471	602	ppmv
<b>i-Butano</b>	19	17	11	45	ppmv
<b>i-Butano</b>	14	18	16	36	ppmv
<b>n-Butano</b>	130	93	64	119	ppmv
<b>Trans-2-butano</b>	4	4	3	11	ppmv
<b>1-Pentano</b>	5	3	3	9	ppmv
<b>n-Pentano</b>	57	46	21	89	ppmv
<b>1-Hexeno</b>	0.3	0.5	2	4	ppmv
<b>n-Hexano</b>	23	22	21	73	ppmv
<b>n-Heptano</b>	7	8	5	79	ppmv
<b>n-Octano</b>	3	8	2	51	ppmv
<b>Benceno</b>	500	381	379	2365	ppmv
<b>Tolueno</b>	147	158	140	995	ppmv

**Tabla 7. Evolución de hidrocarburos en los gases de gasificación**

## b) Componentes Orgánicos en los Líquidos Condensados

Los principales compuestos orgánicos pueden ser clasificados en dos grupos dependiendo de su comportamiento en el proceso de gasificación (Ver Tabla 8)

ANÁLISIS DE LOS PRINCIPALES COMPUESTOS ORGÁNICOS							
	21/07/97	23/07/97	26/07/97	29/07/97	3/10/97	5/10/97	Unidades
	Tendencia creciente						
Dimetil-piridina	334	410	519	188	661	680	µg/l
Fenol	2100	3965	21700	1917	20446	22810	µg/l
Metil-Fenol	3100	6165	26800	2386	26790	37689	µg/l
Dimetil-Fenol	990	1476	2300	644	13026	20479	µg/l
Naftaleno	2448	4021	6811	1180	1718	4887	µg/l
	Tendencia Decreciente						
Acetona	6145	5496	4613	1301	1429	872	µg/l
Benceno	14019	12111	9870	7175	5648	10000	µg/l
Tolueno	5376	6181	4607	2559	1095	767	µg/l
Xileno	2057	3084	1883	686	140	84	µg/l

**Tabla 8 . Análisis de Compuestos Orgánicos**

El grupo de tendencia creciente parece que aumenta con el incremento de las temperaturas en las reacciones de gasificación. Los otros grupos son, posiblemente, productos del proceso de devolatilización del carbón.

La figura 12 muestra que, según se desarrolla la gasificación, aparece un significativo aumento en el total de los compuestos orgánicos, mientras que éstos decrecen por dilución, cuando la presencia de agua en los gases de gasificación aumenta. No se observa una clara tendencia en los resultados de los sedimentos secos tras evaporación.

## c) Determinación de Compuestos Inorgánicos en los Líquidos Condensados

En la determinación de trazas de metal, tabla 9, no hay evidencia de productos de corrosión provenientes del Pozo de Producción. El metal con repetidos niveles altos de trazas es boro, proveniente, posiblemente, del TEB usado en la ignición.

ANÁLISIS DE METALES TRACEADORES				
	23/07/97	2/10/97	5/10/97	Unidades
Aluminio	<0,5	0.23	0.1	mg/l
Sílice	4.57	<0.3	<0.3	mg/l
Hierro	<0,10	0.07	0.04	mg/l
Titanio	0.6	<0.5	<0.5	mg/l
Boro	1.6	2.4	2.5	mg/l
Níquel	<0,1	<0.1	<0.1	mg/l
Cromo	<0,10	<0.05	<0.05	mg/l
Cobalto	<0,1	<0.5	<0.5	mg/l
Molibdeno	<0,1	<0.5	<0.5	mg/l
Manganeso	<0,1	0.04	0.01	mg/l
Cobre	0.5	<0.1	<0.1	mg/l
Cadmio	<0,10	<0.01	<0.01	mg/l
Plomo	<0,5	<0.1	<0.1	mg/l
Mercurio	13.3	<0.001	<0.001	µg/l
Fósforo	0.2	0.24	0.48	mg/l
Selenio	150	<0.02 mg/l	<0.02 mg/l	µg/l
Vanadio	<0,1	<0.5	<0.5	mg/l
Plata	< 0,1	<0.02	<0.02	mg/l
Arsénico	130	<0.001 mg/l	<0.001mg/l	µg/l

**Tabla 9 . Evolución de los Metales Traceadores durante la Gasificación**

**d) Análisis elementales de los líquidos condensados**

Tal y como indica la tabla 10, no hay una clara tendencia pero merece la pena señalar que el porcentaje de C y N es más bajo en la segunda gasificación que en la primera.

ANÁLISIS ELEMENTALES				
	23/07/97	26/07/97	2/10/97	5/10/97
% C	1.32	1.87	0.38	0.26
% H	14.7	13.79	11.76	12.05
% N	0.44	0.2	0.18	0.15
% O	83.4	85.87	87.6	85.7
% S	< 0.1	< 0.1	0.2	< 0.1

**Tabla 10 . Análisis Elementales - Evolución durante la Gasificación**

**e) Conclusiones de los Análisis de Condensados de Gas**

Se aprecia una tendencia general a la disminuir la concentración de casi todos los compuestos en los líquidos condensados durante los últimos días de la primera gasificación.

Es difícil determinar una tendencia en los resultados para un período de gasificación de esta corta duración. La interpretación más importante sería el determinar la distribución de las especies orgánicas. Esta investigación, pendiente de realización, proporcionaría un mayor conocimiento de las reacciones de gasificación.

**f) Agua Sucia**

• **Comunicación con Nitrógeno anterior a la Segunda Gasificación**

Se ha llevado a cabo un control exhaustivo de las concentraciones de fenol en el agua sucia evacuada desde las purgas de la línea de producción y ésta ha sido utilizada como el principal indicador de contaminación. Todos las cubas de agua sucia que salieron de la planta fueron analizadas.

La frecuencia del muestreo y los resultados del fenol son los siguientes

<b>AGUA SUCIA EVACUADA</b>			
<b>Fecha</b>	<b>Kg Agua Sucia</b>	<b>Fenol (ppm)</b>	<b>Otros Análisis</b>
13/08/97	25700	40,00	SI
14/08/97	23020	54,00	SI
19/09/97	91560	19,89	No
20/09/97	25900	21,10	No
22/09/97	70460	19,54	No
23/09/97	22500	13,80	No
24/09/97	22500	12,40	No
25/09/97	21800	8,10	No
26/09/97	22780	8,80	No
27/09/97	22600	4,10	No
28/09/97	45700	3,97	No
29/09/97	22060	3,70	SI
30/09/97	24000	2,90	No
1/10/97	19640	3,80	No
2/10/97	24460	6,90	No
3/10/97	68840	102,52	SI
4/10/97	22080	251,00	No
5/10/97	63260	275,80	SI
7/10/97	23580	53,80	No
8/10/97	25840	112,00	No
9/10/97	18460	160,00	No

**Tabla 11. Control Diario del Agua Sucia - SALIDA**

Como medida preventiva, también la compañía que había de tratar el agua realizó análisis de los principales componentes, tal y como requiere la legislación española.

La Tabla 12 muestra los resultados de cuatro análisis standard del agua sucia.

<b>AGUA SUCIA</b>				
	29/09/97	3/10/97	29/07/97	4/10/97
Fenoles (ppm)	2.6	95	279	575
Amoniaco (ppm)	5.9	238	115	1080
Azufres (ppm)	0.94	10.4	19.89	148
Conductividad ( $\mu$ S/cm)	1410	2680	3920	5640
C.O.D. (ppm)	102	940	3588	5880
D.B.O <sub>5</sub> (ppm)	81	450	1301	3201
C.O.T. (ppm)	48	216	1049	921
pH	8.4	8.1	8.38	7.6
<b>Tabla 12 .- Análisis de la Composición del Agua Sucia</b>				

Hay una directa relación/conexión entre el incremento en las concentraciones de fenol y el aumento en la concentración de los otros parámetros.

La evolución de la producción de agua y sus concentraciones en fenol se muestran en las figura 13 y 14. Los contaminantes presentes en el agua decrecieron según la comunicación con N2 progresaba, los niveles de fenol fueron reduciéndose a menos de 3 ppm. Un aumento súbito aparece cuando comienza la segunda gasificación, decreciendo de nuevo cuando termina.

#### 4. PROGRAMA DE SEGUIMIENTO MEDIOAMBIENTAL

##### 4.1 PROGRAMA DE CONTROL MEDIOAMBIENTAL

El objetivo de este programa es detectar la posible interacción entre la prueba de GSC en “El Tremedal” y la hidrogeología subterránea del área. Con este propósito, el programa de seguimiento medioambiental se divide en dos partes: control hidroquímico y piezométrico.

En el control hidroquímico, se han controlado con diferente periodicidad seis puntos acuíferos:

- Pozo de suministro de agua a Alcorisa
- Manantial de suministro de agua a Foz-Calanda
- Suministro de agua a Foz-Calanda
- Río Alchozas
- Pozo El Tremedal Nuevo (ETN)
- IW2

Los emplazamientos de dichos pozos están señalados en el mapa adjunto. Figura 15

El programa de seguimiento de la hidrología del agua subterránea ha continuado con la toma mensual de muestras de agua en el río local y en los pozos de los alrededores. La tabla 13 muestra los resultados mensuales disponibles hasta la fecha:

<b>Promedio (puntos 1,2 y 3) Río Alchozas</b>						
	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
pH	8	8.07	7.83	7.95	8.02	7.94
Conductividad (µS/cm)	833	904	956	819	896	947
D.Q.O. (mg/l)	27.7	11.24	22.87	14	17.8	25.74
C.O.T. (mg/l)	2.87	3.56	3.63	12	5.5	6.83
Fenol (mg/l)	0.03	0.0027	0.00018	< 0.005	< 0.005	< 0.005
<b>Pozo El Tremedal Nuevo</b>						
	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	
pH	7.59	7.328	7.4	7.6	7.7	
Conductividad (µS/cm)	1767	1741	1760	1530	1710	
D.Q.O. (mg/l)	34.08	55.92	21.39	38	21	
C.O.T. (mg/l)	< 2	0.3	< 5	9.5	11.2	
Fenol (mg/l)	0.16	0.13	< 0.005	< 0.005	0.005	
<b>TABLA 13 - RESUMEN DE LA HIDROLOGÍA DEL AGUA SUBTERRÁNEA</b>						

## Notas

D.Q.O. = Demanda Química de Oxígeno

C.O.T. = Total de Carbono Orgánico

El control piezométrico es la medida del nivel de agua en el pozo y puede suministrar los primeros indicios de posibles migraciones de gas desde el reactor a los estratos.

Se han tomado mediciones semanales en otros dos puntos en las inmediaciones del reactor:

- El pozo El Tremedal Viejo (ETV)
- El pozo El Tremedal Nuevo (ETN)

Adicionalmente se han tomado muestras semanalmente del ETN, ya que debido a las características hidrogeológicas de la zona, éste sería el primer lugar afectado.

Hasta el momento, se han completado dos fases del programa de vigilancia medioambiental .

- Test de Pre-caracterización.- el objetivo era caracterizar el entorno hidrogeológico del emplazamiento del ensayo y determinar las condiciones iniciales de aquellos parámetros que serán controlados posteriormente.
- Fase operacional.- para detectar si los experimentos de gasificación produjeron alguna anomalía en este acuífero.

Las presentes actividades de seguimiento se han realizado por personal de la UGE y del ITGE, los datos se han analizado en el ITGE y en laboratorios externos. Se ha formalizado un contrato con el ITGE para que se haga cargo del programa desde las etapas finales del proyecto hasta el 2002.

La fase final, fase de post quemado, se llevará a cabo durante los 5 años siguientes al final de la gasificación y el ITGE asumirá responsabilidad directa sobre el programa de vigilancia desde abril de 1998.

No se ha detectado interacción alguna entre la gasificación y los puntos de control, tal y como se muestra en la figura 16.

## Observaciones:

- Las variaciones que aparecen en la tabla son causadas por cambios climáticos naturales en la región.
- Las concentraciones iniciales de fenol en el pozo ETN se sospecha que pudieran haber sido causadas por errores en el laboratorio contratado.

Se atribuye a la falta de precisión en las medidas una cierta inconsistencia en alguno de los primeros resultados. Además los indicadores claves de contaminación por gasificación (fenoles), están en concentraciones iguales o inferiores a los límites de detección utilizando técnicas standard de medición. Estos resultados se han contrastado con mediciones más exactas obtenidas por cromatografía, las cuales confirman que el fenol en los puntos de control es extremadamente bajo. Los resultados muestran que la calidad del agua en los puntos de control ha permanecido inalterada por el proceso de gasificación. Tampoco hay evidencia de migración de gas.

## **4.2 ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES EN LAS INMEDIACIONES DEL POZO**

Los controles arriba descritos tienen por objeto el asegurarse de que contaminación proveniente de la cavidad no alcanza los puntos de suministro de agua local.

El proceso de gasificación genera bajos niveles de productos tóxicos tales como fenoles e hidrocarburos aromáticos neutros. La experiencia americana en los primeros ensayos, tales como los de Hoe Creek, indican que las capas de carbón son poderosos absorbentes de productos orgánicos de gasificación, aunque la cavidad misma es menos efectiva que el carbón sin afectar. Probablemente las concentraciones decrecen rápidamente en las aguas subterráneas cercanas a los emplazamientos de GSC.

Un importante objetivo medioambiental para futuros ensayos de UGE es el evaluar

- La cavidad como un foco de contaminación
- Como se disemina la contaminación en el tiempo en los estratos inmediatos.

El punto de partida es una revisión de la hidrogeología subterránea.

## **4.3 DESCRIPCIÓN DEL ACUÍFERO**

Los acuíferos situados a techo del carbón son las arenas del Albiense, las margas del Cenomaniense y la parte inferior del Terciario (Oligoceno) presentando las siguientes características:

- Cretácico (Albiense). El primer acuífero en el Albiense es la propia capa de carbón (La Formación Val de la Piedra). La permeabilidad medida en el carbón es de 2mD (1.7 ex-3 m/día). Los depósitos a techo de la capa de carbón corresponden a la Formación de Utrillas y se componen de arenas arcillosas y arcillas. Es un acuífero multicapa de baja permeabilidad en nuestra zona cuyos niveles acuíferos corresponden a las arenas arcillosas. La potencia aparente del Albiense en el lugar de la prueba en El Tremedal es de 110 a 115 m.

- Cretácico (Cenomaniense). En El Tremedal este depósito está formado por margas y su potencia aparente es de 45-55m disminuyendo hacia el sur. Se trata de un acuífero karstico de poca importancia en este lugar y de permeabilidad variable a favor de fracturas y planos de estratificación, como se puede observar en las diagráfias de resistividad. No hay datos hidráulicos disponibles en El Tremedal ni se detectaron pérdidas de lodo o aportes de agua durante la perforación.
- Terciario (Oligoceno). Está formado por conglomerados, areniscas y margas arcillosas. La parte inferior del acuífero es relativamente importante, particularmente en la proximidad de las estructuras mesozoicas, debido a la presencia de areniscas y paquetes de conglomerado que suelen mostrar una continuidad hidráulica con el acuífero del Cretácico Superior (Cenomaniense). El resto del Terciario funcionan como un acuífero sin interés geológico.

#### **4.4. CARACTERIZACIÓN HIDROGEOLÓGICA**

Hidrogeológicamente el emplazamiento de UGE está situado dentro de la unidad llamada "Sinclinal Alloza-Los Montalbos-El Tremedal". Esta unidad está limitada al sur con el cabalgamiento relacionado con los anticlinales de la Sierra de los Moros, Los Olmos, Gallipuen y Valdelamata, y hacia el norte con el anticlinal cabalgante de Nuestra Señora de El Tremedal. La corriente subterránea dentro de la unidad fluye hacia los ríos Martín y Gallipuen estando controlada por las estructuras, estando la línea divisoria de aguas en el área de Los Montalbos.

En esta unidad, los materiales del Terciario forman un acuífero colgado mientras que los acuíferos del Mesozoico están integrados en un sistema regional de flujo caracterizado por potenciales hidráulicos que aumentan con la profundidad.

Todos los datos piezométricos del pozo "El Tremedal Viejo", de los manantiales de Valdelamata y del emplazamiento de El Tremedal, indican que las series Mesozoicas muestran unos potenciales hidráulicos que aumentan con la profundidad.

La serie mesozoica desagua hacia el E-NE y los acuíferos del terciario (al menos los menos profundos) desaguan a la red local hacia N-NE.

Hay varios pueblos en la zona que se suministran del agua subterránea, bien mediante pozos de agua o de manantiales. Estos pueblos son Alcorisa, La Mata de los Olmos, Los Olmos, Andorra, Alloza y Foz Calanda. El pozo más cercano al emplazamiento de UGE es el de Alcorisa que está situado a 4 km al SW.

En la zona inmediata a la planta de gasificación hay algunos pozos de riego poco profundos en los que se extrae el agua de los primeros niveles del terciario.

#### **4.5 OPCIONES PARA EL PROGRAMA DE SEGUIMIENTO EN LAS INMEDIACIONES DEL POZO**

Se está considerando: una extensión del actual programa de seguimiento que incluiría puntos de seguimiento dentro del área de gasificación (ello implicaría el perforar algunos pozos), la preparación y puesta en práctica de modelos de evaluación/predicción de la migración de la contaminación y la evaluación de las relaciones verticales entre los diferentes acuíferos.

Un escenario probable es que una parte de contaminantes, posiblemente bastante pequeña, escapará a los estratos circundantes y serán transportados por la corriente predominante de agua que se calcula en 1cm/día.

La Figura 17 muestra una dispersión de la pluma tras 1-3 años en base de la corriente natural de agua. Una mayor presión en el agua de la cavidad causada por la gasificación o por la comunicación con otros acuíferos podría incrementar la corriente considerablemente (una presión 5 bar podría producir una corriente de 80 cm/día).

#### **Perforación**

Se ha hecho una propuesta de perforación de un pozo, a situar en uno de los tres emplazamientos, señalados en la figura 17, que sería perforado y entubado para extraer muestras de la capa de arena.

Se está estudiando el equipamiento del pozo para controlar niveles piezométricos y tomar muestras de los acuíferos.

#### **Reducción de Fenoles en la Cavidad**

Otro resultado importante de los ensayos en USA fue la efectividad de la evacuación de contaminantes de la cavidad mediante el aporte (en su caso) de vapor. En el ensayo de las Montañas Rocosas las concentraciones de fenol se redujeron de 90 ppm a menos de 6 ppm en 53 días.

Se está considerando la posibilidad de bombear el agua contaminada y tratarla fuera de la cavidad. Para llevar a cabo este proceso se necesitaría equipar el Pozo de Producción (tras su desmantelamiento) con una bomba sumergible y construir en superficie una planta de tratamiento. La eliminación de los fenoles en la planta podría reducir el potencial contaminante a largo plazo de la cavidad de gasificación. Se ha de determinar el nivel final de reducción de la concentración de fenoles.

El diseño de la planta de tratamiento está todavía en curso mientras que el tratamiento ya ha sido probado, obteniéndose resultados muy esperanzadores. Es posible reducir el contenido de fenol en el agua a 1-5 ppm con un simple tratamiento mediante pequeñas cantidades de peróxido de hidrógeno.

En cualquier caso es necesario hacer una evaluación de la viabilidad de la operación, teniendo en cuenta la cantidad de agua que previsiblemente habrá que tratar y su posterior eliminación.

## **5. PROGRAMA DE APOYO**

### **5.1 GRUPO ASESOR CIENTÍFICO/ TÉCNICO RESUMEN DE LA REUNIÓN DE 28 y 29 AGOSTO DE 1997**

La planta se puso en espera tras la primera gasificación para evaluar los problemas, analizar los resultados obtenidos y realizar las adaptaciones necesarias. Durante las siguientes cuatro semanas, se llevó a cabo una intensa revisión de los resultados obtenidos.

Se convocó una reunión del Grupo Asesor Técnico y Científico para contrastar las interpretaciones hechas y evaluar diversas opciones para reanudar el proceso en condiciones seguras. Los principales temas sometidos a consideración fueron:

#### **Entrada de Agua**

El Grupo Asesor consideró necesario alcanzar dos objetivos principales:

1. Disminuir, hasta un nivel manejable, la cantidad de agua a retirar del fondo del Pozo de Producción.
2. Crear las condiciones para manejar en la superficie el agua y el gas en condiciones seguras.

Se propusieron y evaluaron mejoras a realizar en la planta de superficie:

- Aumentar las prestaciones del intercambiador de calor mediante la utilización de:
  - Un traceador de vapor tras las válvulas de choque.
  - Supresión de las líneas de retorno del agua condensada.
  - Regulación manual en vez de automática de los intercambiadores de calor durante las transición de la LBP a LAP.
- Recogida de agua en la superficie
  - instalar un tubo de recogida + depósito
  - construir e instalar un ciclón
- Mejorar el diseño /operación de la LBP
  - aumentar la capacidad de inyección de N<sub>2</sub> al Pozo de Producción con el fin de mantener las condiciones para la extracción de agua.
  - adaptar/modificar el asiento y puerta de la válvula de ITT
- Aumentar la velocidad de vaciado de los tanques de agua sucia:
  - organizar un servicio "puente" de camiones para mantener al máximo la capacidad de almacenaje.
  - re-inyectar el agua directamente al incinerador.

#### **Estrategia para Continuar el Ensayo: Resumen de las Tres Opciones**

El Grupo Asesor evaluó las condiciones para, tras la eliminación o reducción del agua, una re-ignición del carbón y alcanzar progresivamente las altas temperaturas requeridas. Se analizaron tres opciones:

### **a) Primera Opción - Encendido a 615 MD**

Esta opción consistiría en la ignición del carbón en la posición actual de la cabeza inyectora, dentro de las calizas. Este punto está relativamente cerca de la ventana anterior -620-621 MD- y el total de carbón que puede ser transformado en esta cavidad se ha calculado en unas 100 Tm de las cuales una parte pudiera haber sido transformada anteriormente.

Tras la ignición, el flujo de  $O_2$  inyectado se aumentaría hasta alcanzar el caudal y la temperatura necesarias para mantener el proceso, estabilizar las temperaturas y condiciones adecuadas para evacuar el agua del Pozo de Recuperación.

El tamaño de la cavidad aumentaría así como el riesgo de que, al crecer la zona de contacto con las arenas, se favoreciera el aporte de agua y/u otro bypas del gas.

El beneficio principal sería que el pre-calentamiento del Pozo de Producción permitiría vaporizar allí una cantidad de agua suficiente para reducir la acumulación de agua tanto en el fondo como en las líneas de producción. Otro logro sería el mantener y mejorar la comunicación entre el IW1 y el Pozo de Producción.

### **b) Segunda Opción - Ignición a 555 MD**

Esta opción plantea retraer el punto de encendido a la próxima sección de carbón, perforar la tubería y encender el carbón allí con objeto de reiniciar el proceso en un punto favorable para el encendido y, donde la cantidad de carbón disponible es mucho mayor que en cualquier otro. Esta opción también evita la transición, en condiciones de alto caudal, desde el fondo del reactor hasta el segundo reactor en condiciones mínimas.

Tras la ignición, la secuencia de las fases del proceso pasaría del encendido a la estabilización de aire y entonces a la de gasificación  $O_2 + H_2O$  en la que se mantendrían las condiciones de máximo caudal.

El inconveniente principal de esta opción es la gran distancia desde el punto de encendido a la cavidad anterior (65 m). Durante los momentos iniciales de este proceso, esta distancia podría favorecer el enfriamiento del flujo de gas y crear un riesgo de obstrucción en la conexión entre IW1 y el Pozo de Producción.

### **c) Tercera Opción - Encendido a 615 m y 555 MD**

Se trataría de beneficiarse de las ventajas de las opciones descritas anteriormente evitando las desventajas. Inicialmente, se haría una ignición en la posición actual del quemador (615 m). El proceso continuaría según los planes pero sólo se conseguiría un cierto grado de inercia termoquímica. En este momento, el "núcleo" de esta nueva cavidad se habría desarrollado en la localización cercana al fondo del Pozo de Producción.

La cabeza inyectora se desplazaría a la posición 555 MD donde se perforaría y encendería el carbón sin modificar el flujo de inyección de  $O_2 + H_2O$  (o con mínimas modificaciones).

Tras el encendido en el nivel superior, se intentaría alcanzar las temperaturas máximas con rapidez para vaporizar la mayor cantidad de agua posible en ambos reactores.

### **Conclusiones de la Reunión del Grupo Asesor**

La opción favorita es llevar a cabo la ignición en CRIP inferior. Es la más arriesgada en cuanto al control del proceso pero tiene un mayor potencial de éxito con respecto a los objetivos.

Se ha de confirmar, durante la fase de comunicación con  $N_2$ , que el problema de la entrada de agua se puede manejar en la superficie. Tras la ignición, la tasa de gasificación intensa a de alcanzarse rápidamente.

La transición entre CRIP 1 y CRIP 2 habrá de hacerse en menos de 8 horas y conseguir rápidamente una segunda ignición para mantener una alta velocidad de gasificación.

## **5.2 INFORMES SOBRE LA REUNIÓN DEL GRUPO ASESOR EL 11 DE DICIEMBRE DE 1998**

El Consejo de UGE pidió que se convocase una reunión del Grupo Asesor para obtener su punto de vista sobre la opción de sondeo y evaluar técnicamente la posibilidad de una nueva gasificación.

Las principales conclusiones de la reunión fueron:

### **EL IW1 Actual**

El Pozo de Inyección está en contacto con alguno de los acuíferos a techo.

El pozo podría continuar en buenas condiciones por debajo del tapón de acero fundido/quemado y perforándolo podría ser abierto de nuevo.

Se recomendó investigar detalladamente las situación actual del pozo.

Los geólogos aconsejaron cementar la parte superior del pozo para proteger el estrato correspondiente. Para los estratos inferiores, se requiere realizar una caracterización completa del sistema para eliminar incertidumbres.

## **Trabajos Futuros de Perforación**

Los Miembros estuvieron de acuerdo, en principio, con las propuestas técnicas para la perforación y toma de muestras. Sin embargo, consideraron que el trayecto número dos propuesto, a través de la cavidad existente, sería mucho más difícil de perforar. La trayectoria definitiva habrá de ser seleccionada tras investigación de las fallas.

## **Revisión de la Seguridad para la Futura Gasificación**

Las mejoras que se habían hecho en materia de seguridad fueron consideradas satisfactorias y no se hicieron objeciones ni se solicitaron otras medidas.

Se recalcó la importancia de hacer seguro el sistema de sujeción en el Pozo de Inyección.

## **Revisión de la Ignición en la Futura Gasificación**

Los miembros estuvieron de acuerdo en que se dispone de poco tiempo para hacer cambios substanciales al sistemas pero propusieron algunas pequeñas modificaciones en la cabeza inyectora y en el procedimiento de encendido.

Es necesaria la utilización de TEB fresco para reducir la probabilidad de un nuevo bloqueo en el macarrón.

Se consideró que una sola maniobra de CRIP y de ignición son suficientes para alcanzar los objetivos de la futura gasificación.

La mayoría de los miembros estuvieron de acuerdo en que esta secuencia presenta las mayores condiciones de éxito.

Una mayor simplificación del sistema, aunque es deseable, requeriría demasiado tiempo para ser llevado a cabo.

## **Acciones llevadas a cabo tras la reunión**

- Se ha preparado un programa de investigación para el IW-1, que se explicará más adelante.
- Se ha llevado a cabo un programa para comprobar el estado de la comunicación entre los pozos, la cavidad y la permeabilidad. Se comentarán más adelante los resultados.
- El programa medioambiental se ha detallado más explícitamente.
- El pH del agua en el fondo del Pozo de Producción se ha controlado para minimizar los riesgos de corrosión.

## **6. DIRECCIÓN DEL PROYECTO**

### **6.1 PERSONAL**

El sistema de turnos para ingenieros y técnicos funcionó razonablemente bien durante el periodo de la primera gasificación, sin embargo, la coordinación entre los equipos y el apoyo técnico necesitaban mejorarse. En la revisión que siguió se inspeccionaron los cuatro grupos de personas que se necesitaban para operar: el grupo directivo, los equipos de turnos, el equipo de apoyo (back office), y los contratistas y suministradores.

Se decidió que se necesitaba un apoyo en cada grupo para garantizar la seguridad de las operaciones y que, a si mismo, se necesitaba revisar las relaciones entre cada uno de estos grupos.

Además había que mejorar los contratos de mantenimiento para aumentar la confianza en las operaciones continuas, de forma que el personal a turnos de la planta estuviera más disponible para el proceso de control. Esto contribuiría también a un conjunto de operaciones más seguras.

Había que mejorar la capacidad de tomar decisiones mejorando la calidad de la información disponible desde la oficina de apoyo y reestructurando las líneas de información. Tuvieron que desarrollarse herramientas de análisis en tiempo real para proporcionar balances de masas preliminares y aviso de las condiciones de operatividad anormales.

El equipo de gasificación tuvo que ser aumentado para la segunda gasificación. Se requirió un apoyo adicional para el mantenimiento, seguridad, análisis "on line", logística y el manejo de las muestras de gas. Se requirieron los servicios de más contratistas, así como dos empleados temporales, un licenciado en químicas y un estudiante de ingeniería. Durante la segunda gasificación los miembros del consejo de UGE, IDGS, ETSU e ITGE, proporcionaron expertos técnicos. Esta etapa fue altamente efectiva y contribuyó al éxito de las operaciones durante el segundo periodo de gasificación.

Otros cambios fueron la designación de un nuevo Director Técnico, J.L. Conchello para remplazar a Ph. Fievez en Octubre, la dimisión de dos ingenieros y la pérdida temporal de un tercero por baja de maternidad.

### **6.2 MATERIAS DE SEGURIDAD**

Un incidente potencialmente serio tuvo lugar durante la gasificación y se resume más abajo la investigación y subsecuente revisión de los procedimientos.

La otra gran preocupación en materia de seguridad surgió de la necesidad de purgar el exceso de agua de las líneas de producción. Esto aumentó la posibilidad de que los gases tóxicos fugaran de las líneas de purga. Entre los dos periodos de gasificación se decidió reconstruir el sistema de purga para reducir los riesgos de seguridad. Además se contrató a un ingeniero de seguridad que acompañara a los empleados en el área de producción en todo momento para que supervisara la presencia de gases tóxicos. Este procedimiento fue empleado durante la segunda gasificación y no se registraron incidentes.

Todas las operaciones fueron controladas por el comité de seguridad que se reunía regularmente durante los periodos de gasificación.

Las maniobras CRIP y de ignición fueron extensamente practicadas ya que debía mejorarse la coordinación entre los diferentes equipos implicados. Se realizó una revisión completa de los equipos de ignición para mejorar la secuencia de acciones.

### **Incidente- Cambio de Turno de la Noche del jueves 24 de Julio**

Durante un procedimiento de rutina de un pulso de helio, un ingeniero estaba operando el sistema cuando una válvula de oxígeno explotó. Se originó un fuego pequeño que fue extinguido rápidamente. El ingeniero, que había sido contratado por nosotros a SIEMSA, recibió quemaduras en su brazo izquierdo que tuvieron que ser tratadas en el hospital.

Las autoridades no fueron informadas del accidente ya que era leve. De todos modos fue llevada a cabo una revisión completa del sistema de suministro de oxígeno y del método trazador y fue desarrollado y adoptado un método revisado de operación. Como resultado, el oxígeno no fue utilizado otra vez como gas conductor, solo se empleo nitrógeno para el test trazador.

Estaba claro que había habido un fallo operativo o de diseño en el sistema de oxígeno el cual llevo a este incidente y, como resultado, el proceso se detuvo durante varios días hasta que el incidente fue investigado completamente.

Después se comprobaron todas las válvulas similares en los tubos del sistema de suministro y se hicieron los cambios oportunos.

### **6.3 AUTORIZACIÓN / LEGISLACIÓN**

Todos los permisos fueron concedidos con anterioridad a la gasificación y no se produjeron problemas significativos de autorización durante ésta. Las modificaciones en los sistemas de purga requirieron la autorización del departamento minero y tuvo que modificarse el permiso por el cual se permitía a UGE producir residuos tóxicos.

## **Planta de Tratamiento**

Después de la segunda Gasificación, se reconsideró la cuestión del tratamiento del agua tóxica en vista del alto coste y grandes volúmenes que eran producidos.

Fueron previstas dos posibilidades:

1. Seguir mandando el agua tóxica directamente del pozo a la planta de tratamiento de agua
2. Instalar un planta de pre-tratamiento en el campo.

Para la planta de pre-tratamiento, UGE tuvo que informar a las autoridades medioambientales pero no fue requerida una "Licencia de actividad" para la planta de tratamiento. El ayuntamiento de Alcorisa dará la licencia, si es requerida, y no se prevé mayores dificultades.

## **6.4 AVERIGUACIÓN SOBRE LA PATENTE**

### **Introducción**

Un consejero de patentes, Dr. K. Tart, fue facultado para revisar la viabilidad de las posibles aplicaciones de una patente asociada a la tecnología desarrollada bajo el proyecto de gasificación de UGE. Se examinaron tres áreas:

1. El tubo enrollable de inyección
2. El acondicionamiento del pozo de recuperación
3. La aplicación del sistema de fibra óptica

El último fue posteriormente desestimado por motivos obvios aunque se podría hacer referencia al uso subterráneo de la fibra óptica en (1) y (2).

### **Métodos de búsqueda**

La búsqueda fue llevada a cabo con la asistencia de la oficina de patentes del Reino Unido. Se utilizaron dos técnicas.

Búsqueda manual de patentes de Gran Bretaña (1920-1977), la Oficina Europea de Patentes, ( hasta 1997), el Tratado de Cooperación de Patentes, patentes internacionales ( hasta 1997) y Estados Unidos patentes ( 1973 - Sept 1996).

Las búsquedas manuales se centraron en las siguientes categorías

- Gasificación de minerales
- Procedimientos para calentar, enfriar, aislar en pozos abiertos-usando quemadores
- intensificación de métodos de recuperación para obtener hidrocarburos; usando calor, combustión in situ

Búsquedas basadas en el ordenador ( palabras clave) usando

- La base de datos de *World Patent Index* que recoge documentos de patentes de unos 40 países publicados desde 1974-1997
- La base de datos de *Claims* que cubre las patentes publicadas en Estados Unidos desde 1950-1997
- La base de datos *Japio* que recoge patentes Japonesas publicadas desde 1976-1997

## **Conclusiones**

El estudio establece que el diseño de el *Sistema de Inyección Movable* de UGE y el *Acondicionamiento del Pozo* tiene características novedosas que necesitan ser protegidas bien por una patente o manteniendo la confidencialidad en los detalles. El consejo está considerando esta cuestión en la actualidad.

## **6.5 CAMBIOS EN LA ESTRATEGIA TÉCNICA**

La estrategia técnica ha sido mantenida sin cambios a lo largo del periodo de gasificación y el proceso ha sido realizado de la manera prevista. La planta fue modificada después de la primera gasificación para hacer frente a volúmenes de agua en la superficie mucho más grandes que los previstos. Más aún la estrategia operadora fue cambiada para maximizar la subida de calor en el acondicionamiento del pozo para promover la organización del agua.

Actualmente el foco de la evaluación técnica es el desarrollo detallado del programa de posgasificación que está dirigido a extraer muestras de la cavidad para posteriores análisis químicos y físicos.

## **6.6 TRABAJO FUTURO**

### **Opciones Futuras**

Al final del periodo se estaba interesado en el análisis del fallo del pozo de inyección y en una revisión por parte de los ingenieros de UGE y del grupo asesor técnico y científico de las futuras opciones para la gasificación e investigación de la cavidad.

### **Opciones para la futura gasificación**

Se estudiaron dos opciones de perforación diferentes: perforar un nuevo IW-1 desde el cierre de la superficie y paralelo al antiguo en la capa de carbón, o volver a perforar el IW-2 para convertirlo en un pozo desviado.

Es muy posible que haya una falla entre el IW-2 y el RW, pero con los datos actuales no se sabe cual es su posición. Esta falla podría cortar la capa de carbón rompiendo su continuidad y haciendo imposible el proceso de gasificación. Por esta razón se introdujo la opción 1B.

Si se quiere seguir la opción 1, se debería realizar una investigación de la falla antes de perforar el canal de gasificación, y después decidir si seguir el camino 1 o el 1B. La operación previa de posquemado podría ser usada como investigación de la falla.

Para llevar a cabo éste periodo de gasificación, se deberían hacer algunas modificaciones en la planta de superficie para manejar el agua como un líquido-gas y el manejo del sistema de purgas.

Se enviaron programas de perforación a dos compañías diferentes: SCHLUMBERGER y SPERRY SUN.

El objetivo de este programa será tomar muestras de la cavidad existente para determinar: la composición del Coque ( lo más importante), la anchura de la cavidad, el posible colapso del techo y el espacio afectado cerca de la cavidad.

Un dato importante que se ha de obtener es la dirección del crecimiento de la cavidad. Teóricamente ésta crecida es siempre hacia arriba. Es importante verificarlo para demostrar que la contaminación no es posible debajo de la cavidad.

Se podría incorporar una operación de posquemado dentro del programa de perforación. Antes de perforar el canal de gasificación, usando la misma sección vertical de el pozo, se podría hacer una perforación para coger muestras de la cavidad ya gasificada. Se rebajaría el coste considerablemente combinado éstas dos operaciones.

### **Otros Planes Futuros**

#### **El pozo de inyección existente (IW-1)**

El IW-1 existente ha de dejarse en una condición estable que no causara futuros problemas medioambientales o sea un riesgo de seguridad en el test de gasificación propuesto. Una evaluación cuidadosa de las pruebas con traceadores anteriores al fallo, el posterior uso de la plancha de plomo y la cámara de vídeo ha establecido que lo condición del pozo por encima de los 77m está severamente dañada y por debajo de los 76m está bloqueado aunque todavía se cree que ha de ser comunicado con la base.

Se está desarrollando una estrategia de cegado y seguimiento de éste pozo en el futuro.

#### **Sistemas de Seguridad**

Se ha diseñado un completo sistema de protección contra accidentes para ser introducido. Éste está basado en tres aspectos:

1. Mejorar el procedimiento de gasificación para mantenerlo siempre bajo control, trabajando solo si puede ser evaluado.
2. Ser capaces de detectar cualquier proceso de gasificación que pudiese comenzar dentro del pozo mejorando los sistemas de control
3. Asegurarse de que la combustión nunca podría alcanzar la superficie en el extremo de que el sistema anterior fallase,

### **Planta de pre-tratamiento de agua**

Esta siendo diseñada una Planta de pre-tratamiento de agua para eliminar la mayor parte de los fenoles. El procedimiento consistirá en una oxidación usando bien peróxido de hidrógeno u ozono. Las primeras estimaciones son: un coste de explotación de 1-2 PTA/l del agua pre-tratada, y un coste de las instalaciones de 2.5-5MPTA.

El agua sobrante podría ser llevada en camiones cisterna, pero con una coste mucho más bajo que antes.

En cualquier caso, esto dependerá de los permisos legales, y se han de hacer más estudios para definirlo ( diseño, posibilidad y coste).

## 6.7 CONFERENCIAS, PUBLICACIONES E INFORMES

### Conferencias

'Underground Coal Gasification - First Trial in the Framework of EC Collaboration' por M. B. Green  
Thermie SF Contractors' Meeting, Octubre 1997, Atenas

### Informes Internos

Ignition Procedures (182/IN/97/E)  
Informe Interno preparado por J.L. Arranz / A. Herrero

IW2 as Monitoring Well (183/IN/97/E)  
Informe Interno preparado por J.L. Arranz

Cryogenic Plant Test (184/IN/97/E)  
Informe Interno preparado por J.L. Arranz

Informe sobre Seguridad (185/IN/97/S)  
Informe Interno preparado por J.L. Arranz / A. Herrero

Purga Líneas 02 (186/IN/97/S)  
Informe Interno preparado por A. Blasco Valentí

An Approach to the Options to Re-Establish Gasification Conditions (187/IN/97/E)  
Informe Interno preparado por A. Herrero

Procedimiento Uso Máscaras de Escape (188/IN/97/S)  
Informe Interno preparado por J. Carrasco

Plan de Trabajo para Construcción del Ciclón (189/IN/97/S)  
Internal Report prepared by J.L. Conchello

Operation Sequence - Revision for Next Gasification Stage (190/IN/97/E)  
Informe Interno preparado por A. Herrero

GAU Instruction (191/IN/97/E)  
Informe Interno preparado por J. Carrasco

Helium Tracer - Pulse Procedures (192/IN/97/E)  
Informe Interno preparado por H. Henquet

Drainage System (193/IN/97/E)  
Internal Report prepared by J.L. Conchello

Lista de Trabajo Mantenimiento de Instrumentación (195/IN/97/S)  
Informe Interno preparado por J. Carrasco

Report on the Investigations on the IW1 (196/IN/97/E)  
Informe Interno preparado por H. Henquet

Evaluación de Equipos de Seguridad (197/IN/97/S)  
Informe Interno preparado por J. Carrasco

Costes de Operación Durante la Gasificación (198/IN/97/S)  
Informe Interno preparado por M. J. Losilla

Gráficos Análisis de Agua (199/IN/97/S)  
Informe Interno preparado por M.J. Losilla

Procedimiento de Drenaje y Recogida de Muestras (200/IN/97/S)  
Informe Interno preparado por J. Carrasco

Oxígeno Detectado en Línea Producción (201/IN/97/S)  
Informe Interno preparado por J.L. Conchello

Trabajo Preservación de Analizadores (202/IN/97/S)  
Informe Interno preparado por J. Carrasco

Three Drilling Options (203/IN/97/E)  
Informe Interno preparado por H. Henquet

Tratamiento Agua Planta (207/IN/97/S)  
Informe Interno preparado por J. Carrasco

### **Informes de Organizaciones Externas**

Balance de Materia del Proceso de Gasificación  
(UGE ref. 115/1.10.97)  
Informe preparado por J. Adánez and F. García Labiano - CARBOQUÍMICA

Limpieza Química Circuito de Oxígeno  
(UGE ref. 117/6.10.97)  
Informe preparado por C. Carreras - SOLARCA

Notes on El Tremedal Gasification  
(UGE ref. 123/16.10.97)  
Informe preparado por R. Chappell - ETSU

Material Balance  
(UGE ref. 124/16.10.97)  
Informe preparado por M. MOSTADE - I.D.G.S.

Report - Period 1 - 5 October  
(UGE ref. 125/16.10.97)  
Informe preparado por P. PIRLOT - I.D.G.S.

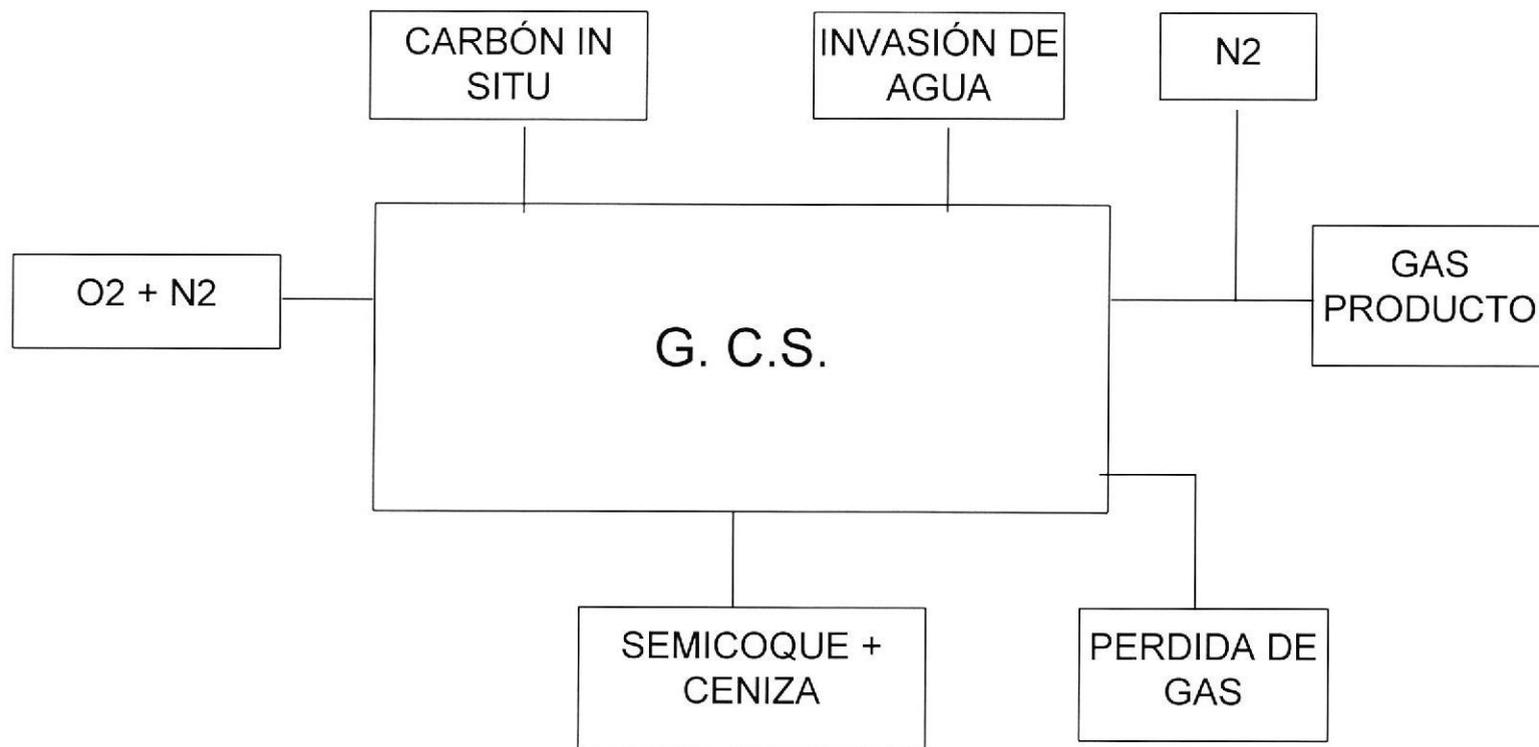
Patentability Assessment Report - Moveable Injector Feed System  
(UGE ref. 137/29.09.97)  
Informe preparado por K. R. TART

Oxygen Compatibility of Well Casing Materials & Related Issues  
(UGE ref. 142/12.11.97)  
Informe preparado por R. CHAPPELL - ETSU

Report about 2nd Phase UGE Experimental Work  
(UGE ref. 144/14.11.97)  
Informe preparado por J. Adánez - CARBOQUÍMICA

Comments about Coal Analysis Interpretation  
(UGE ref. 150/18.11.97)  
Informe preparado por J. Adánez - CARBOQUÍMICA

Patentability Assessment Report - Well Completion System  
(UGE ref. 160/11.12.97)  
Informe preparado por K. R. TART



**Fig. 1 Calculo del Balance de Masas**

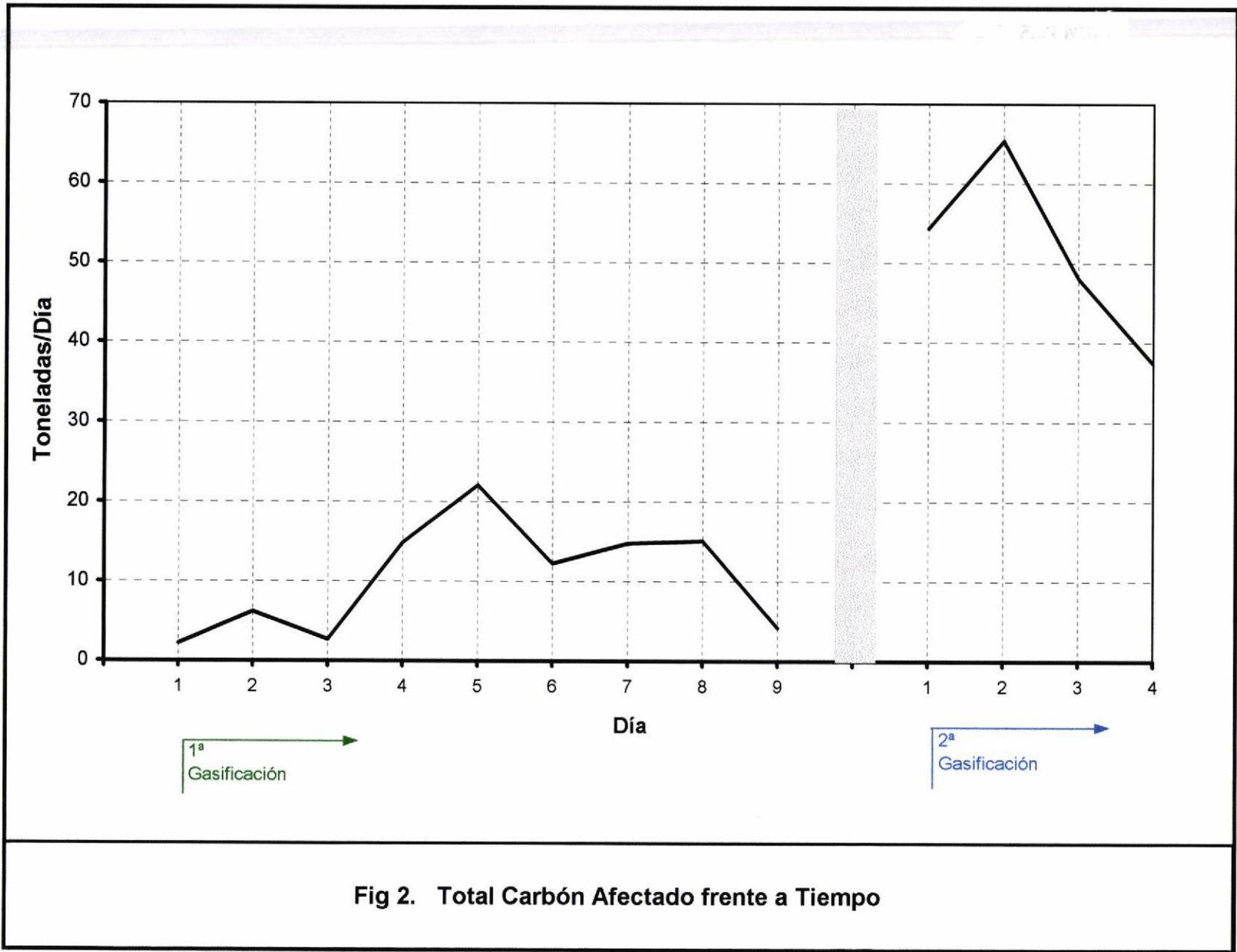
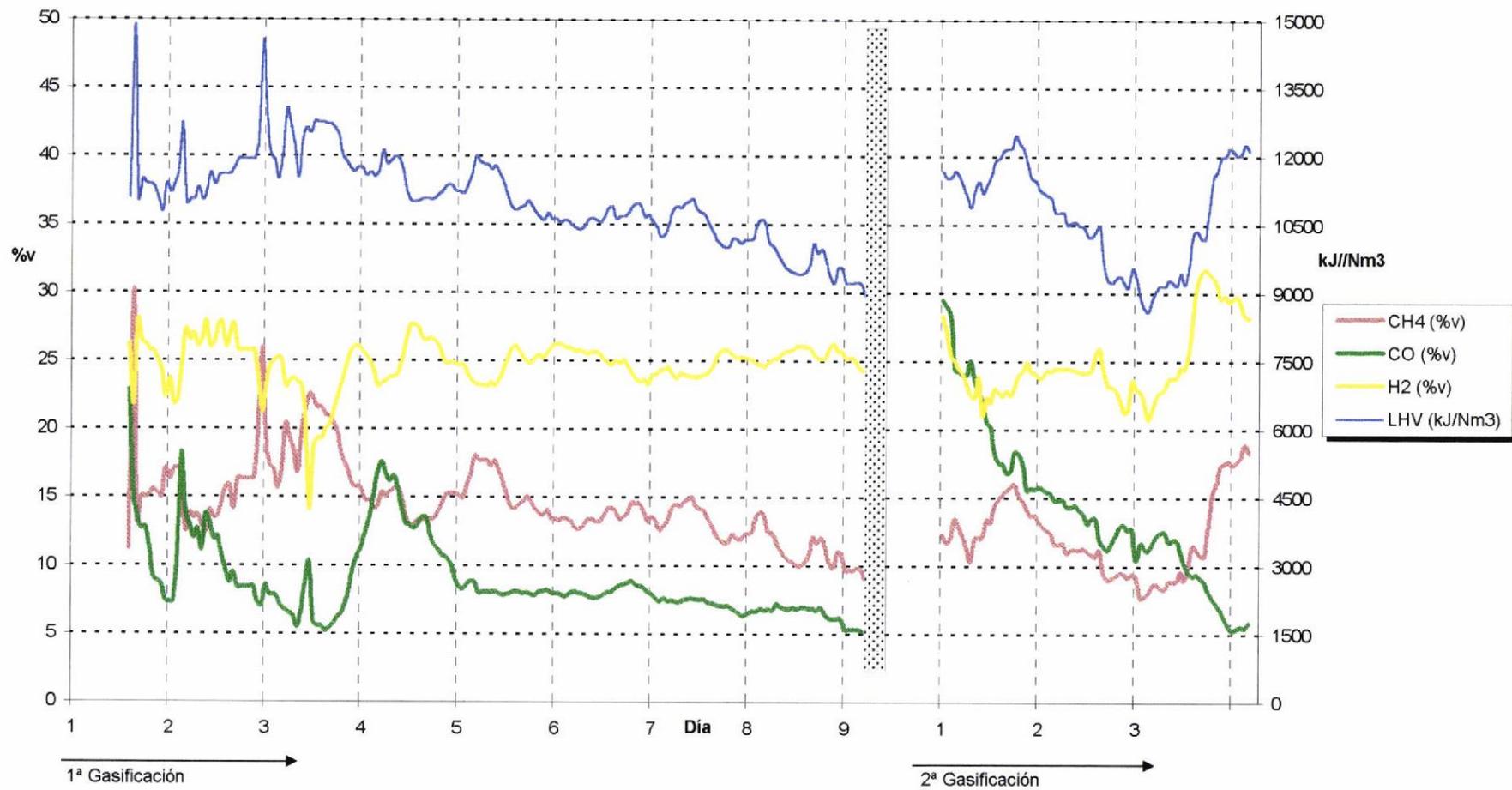


Fig 2. Total Carbón Afectado frente a Tiempo



**Fig.3 Calidad del Gas Seco (libre N<sub>2</sub>) frente a Tiempo**

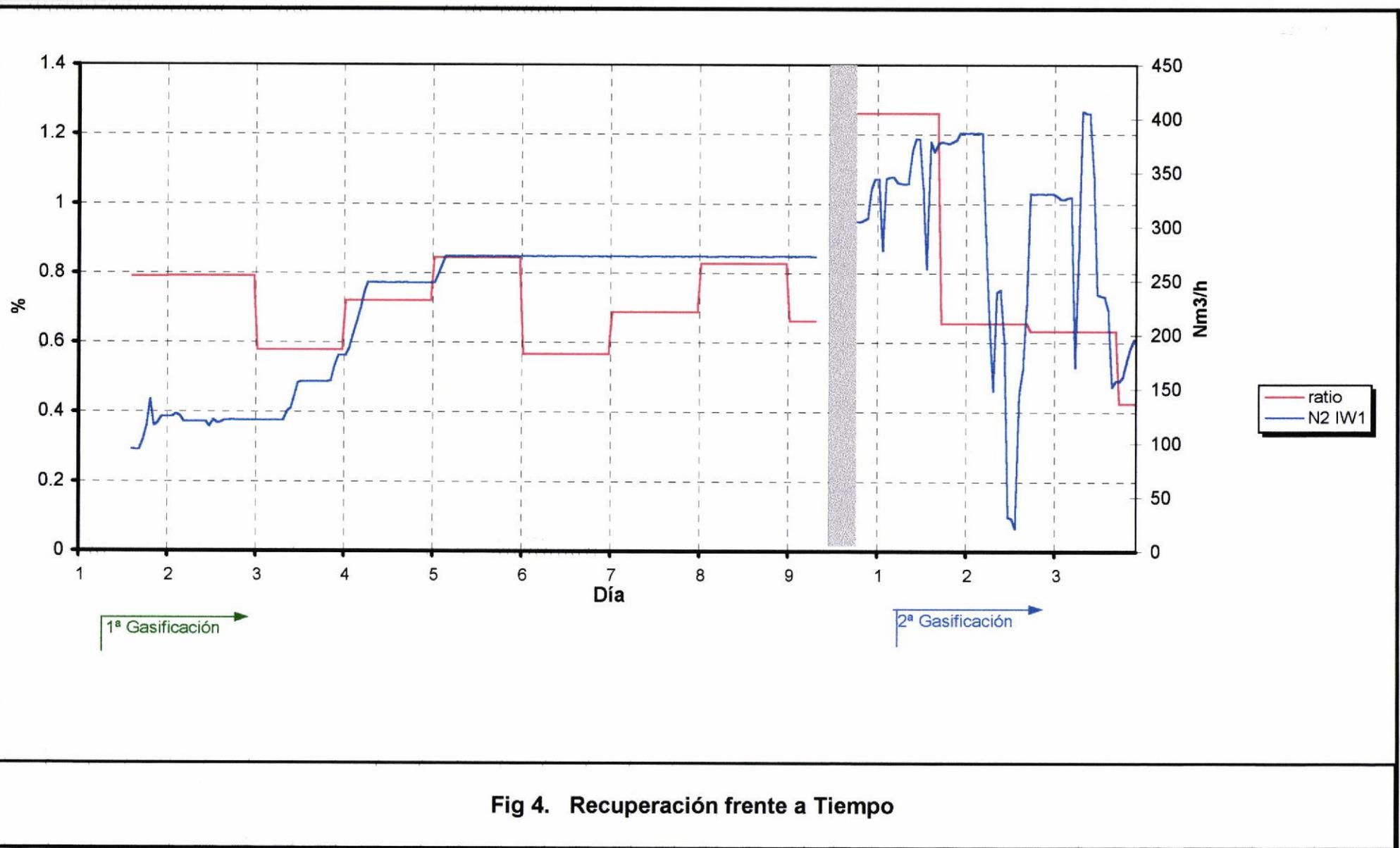


Fig 4. Recuperación frente a Tiempo

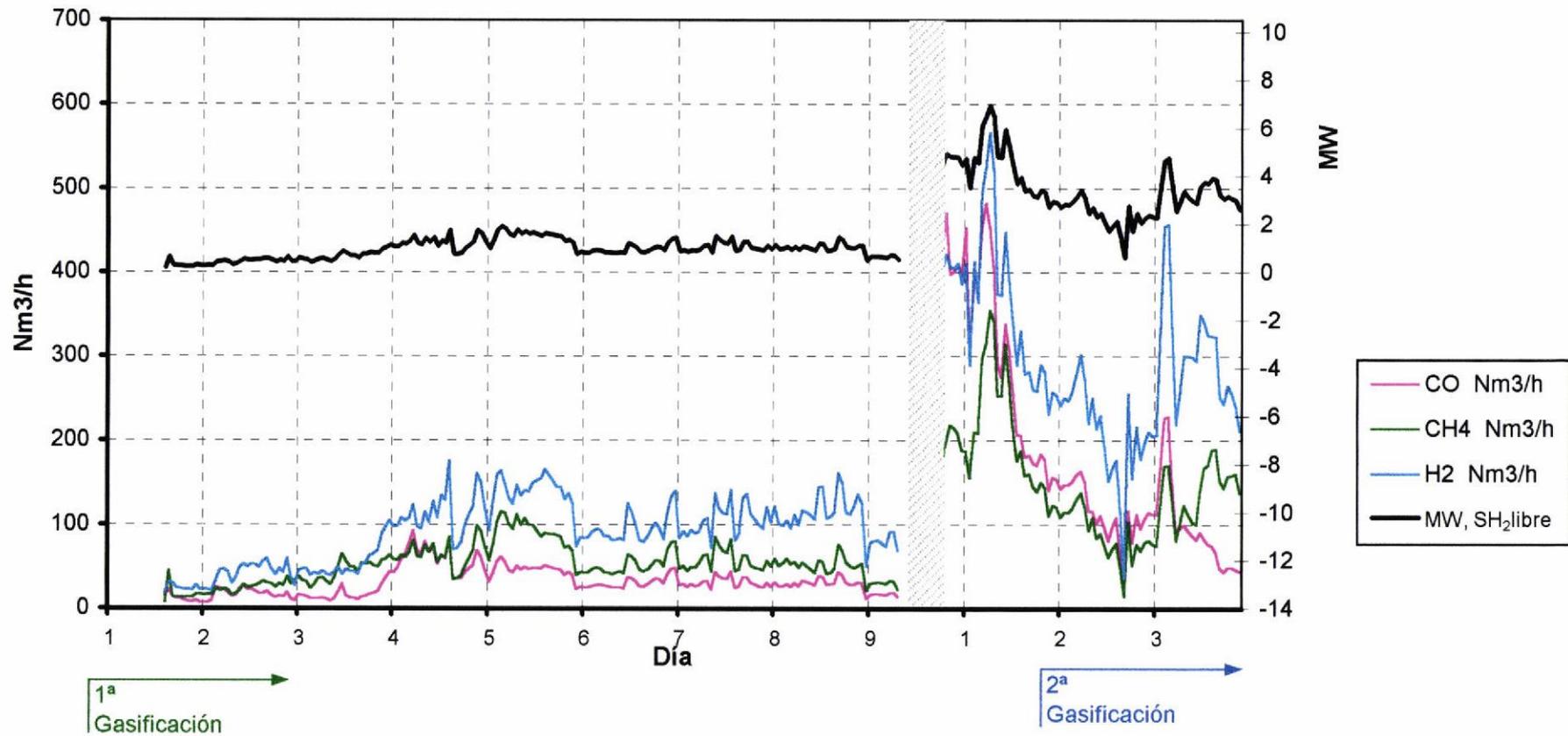


Fig. 5 Caudal de Gas Producto y Producción de Energía frente a Tiempo

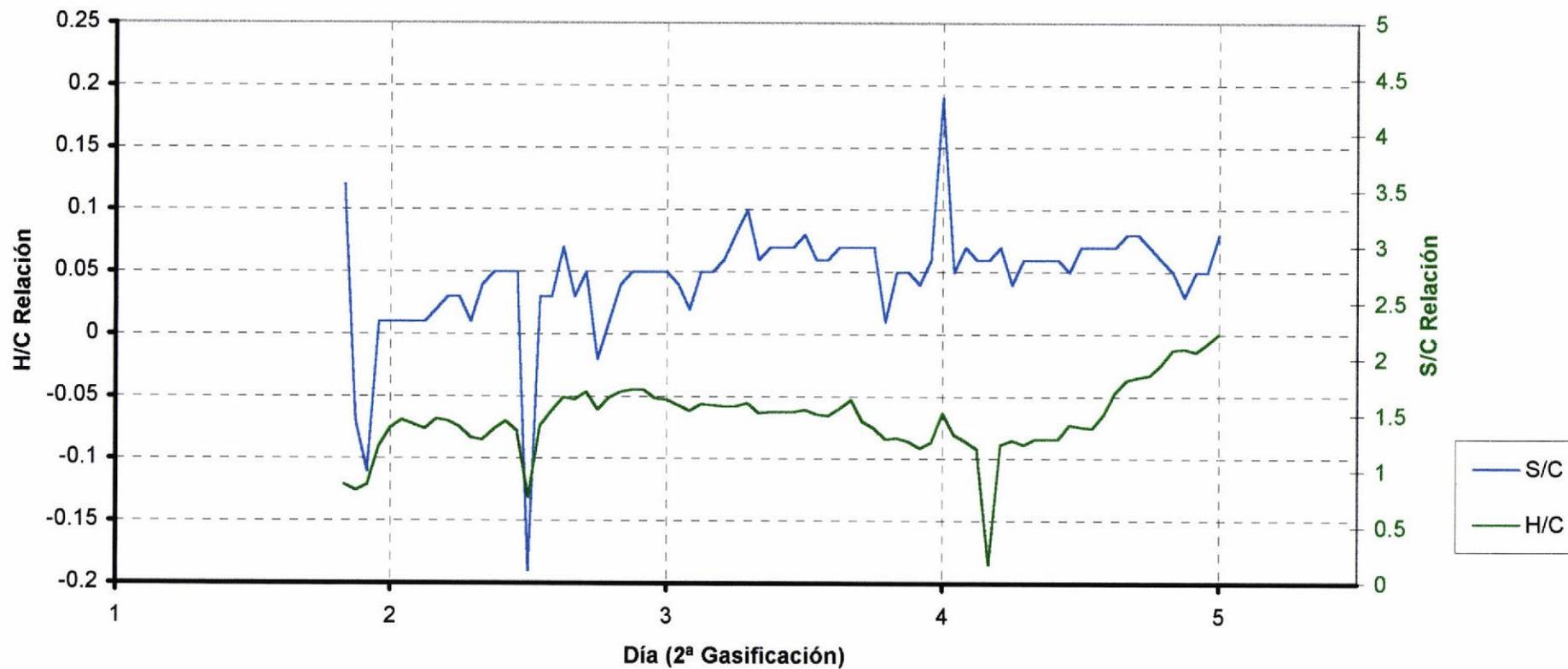


Fig. 6 Relación de Azufre e Hidrógeno a Carbón durante el periodo de la 2ª Gasificación

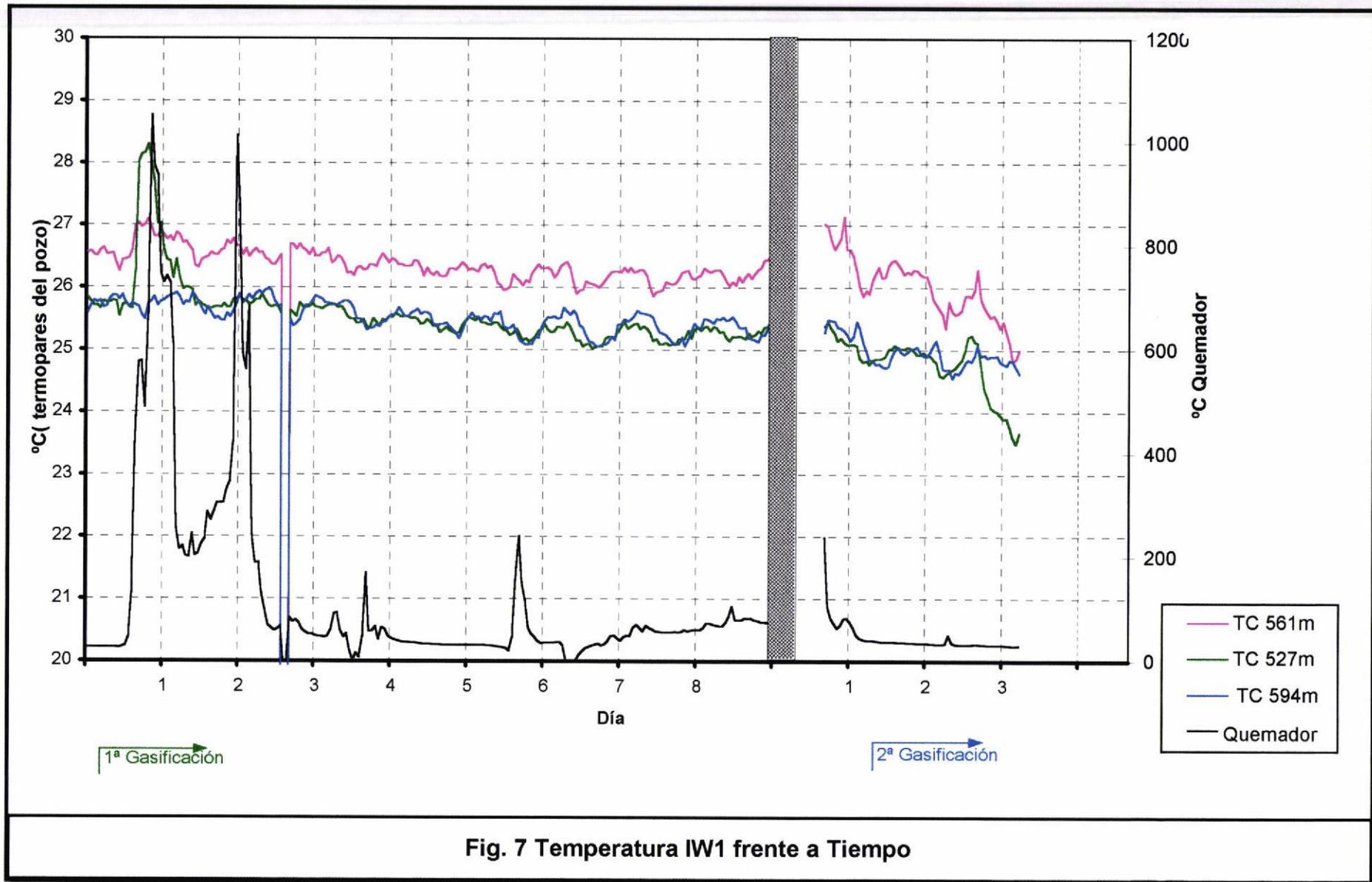


Fig. 7 Temperatura IW1 frente a Tiempo

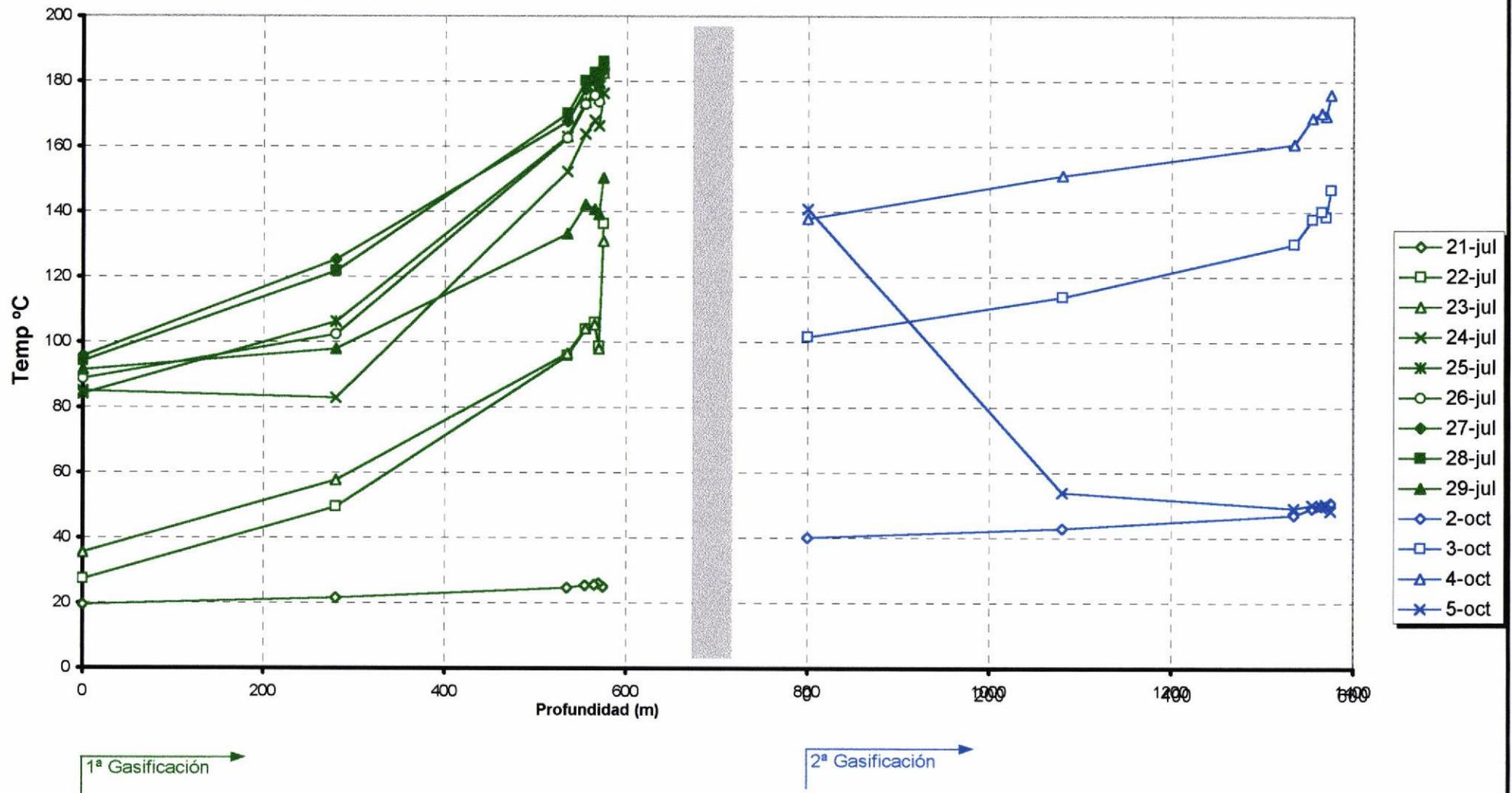


Fig 8. Perfiles de Temperatura del RW

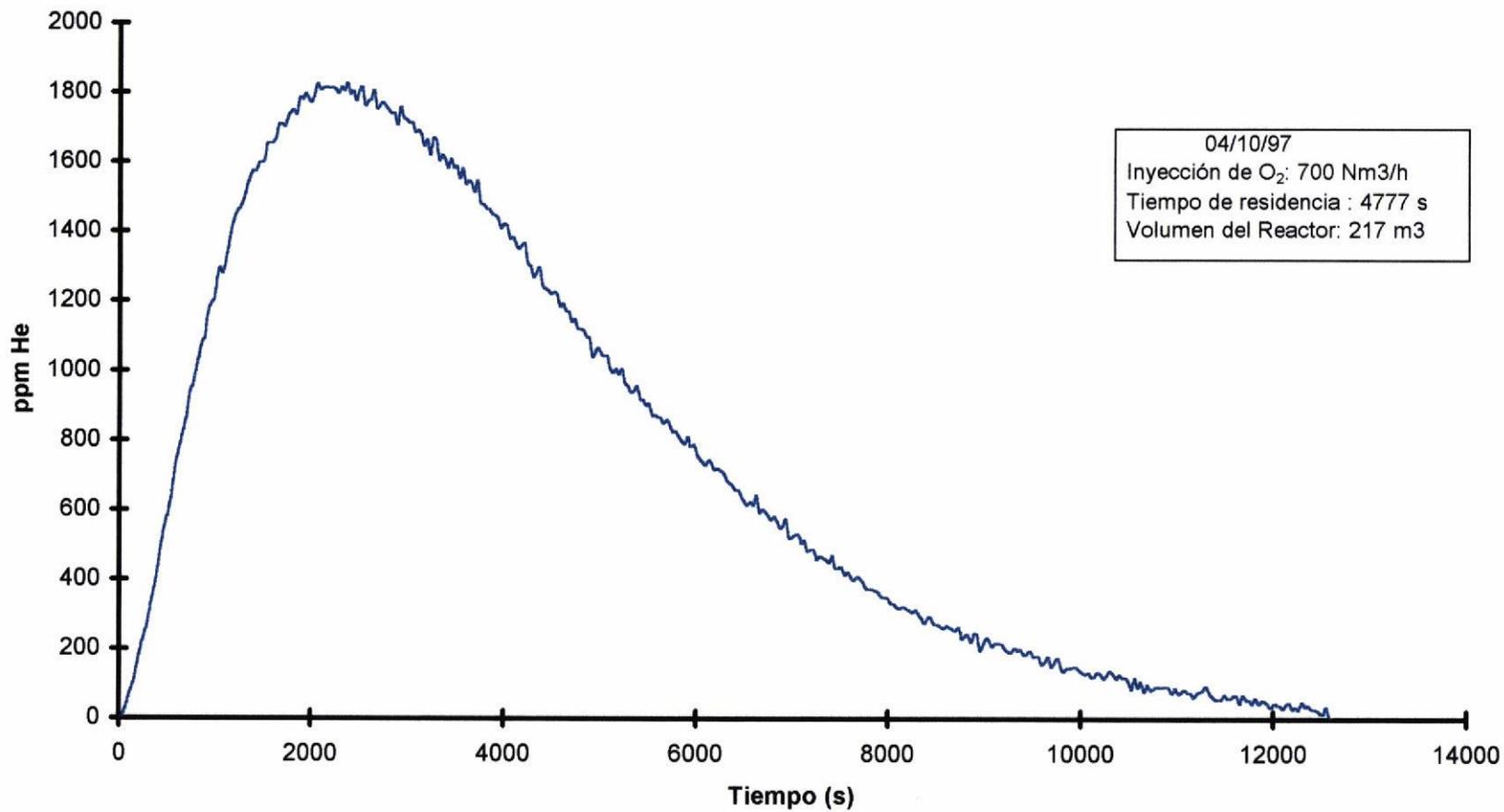
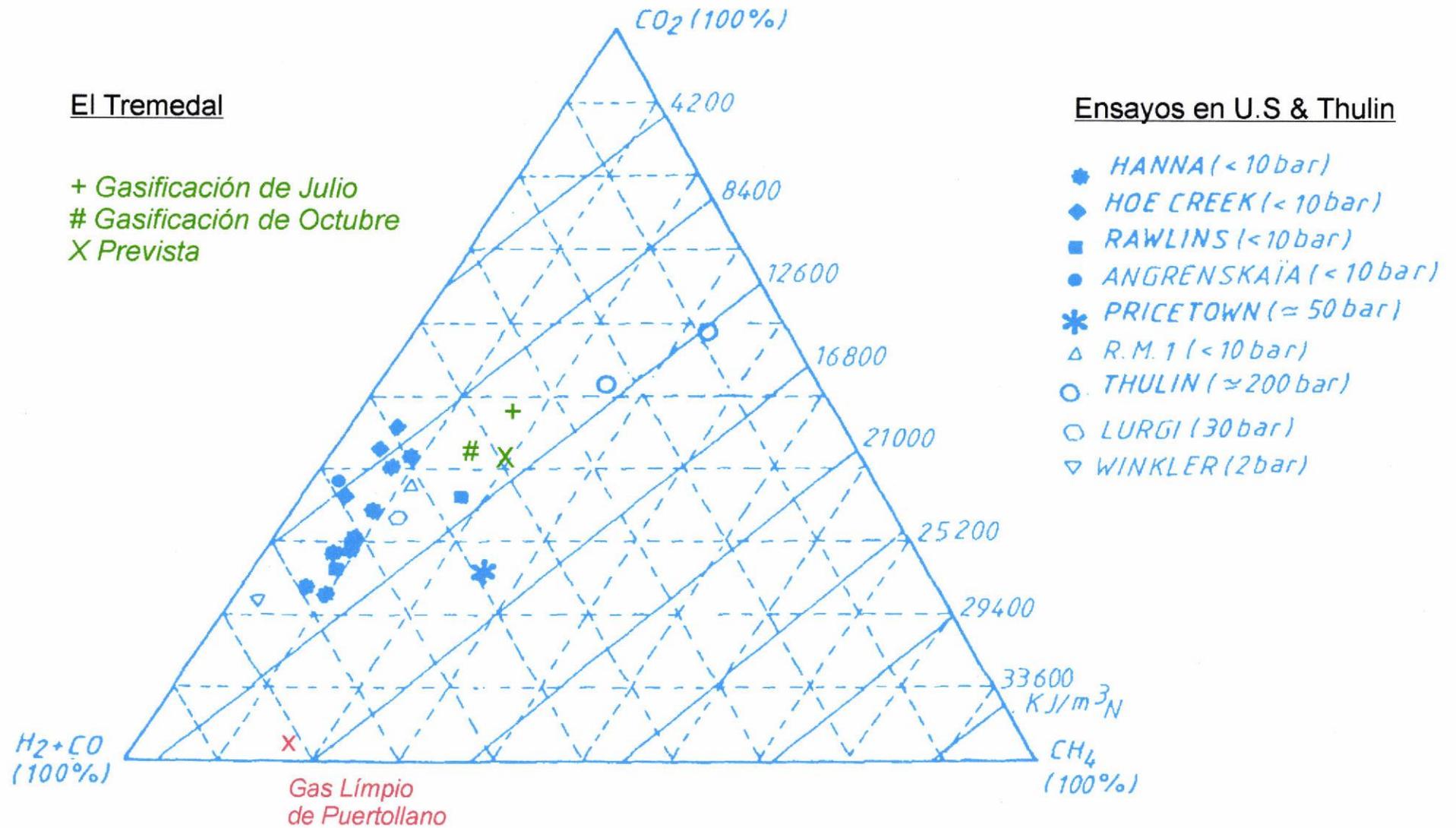


Fig 9. Pulso de Helio





**Fig. 11 G.C.S. Composiciones del Gas Producto en base Seco y libre de N<sub>2</sub>-**

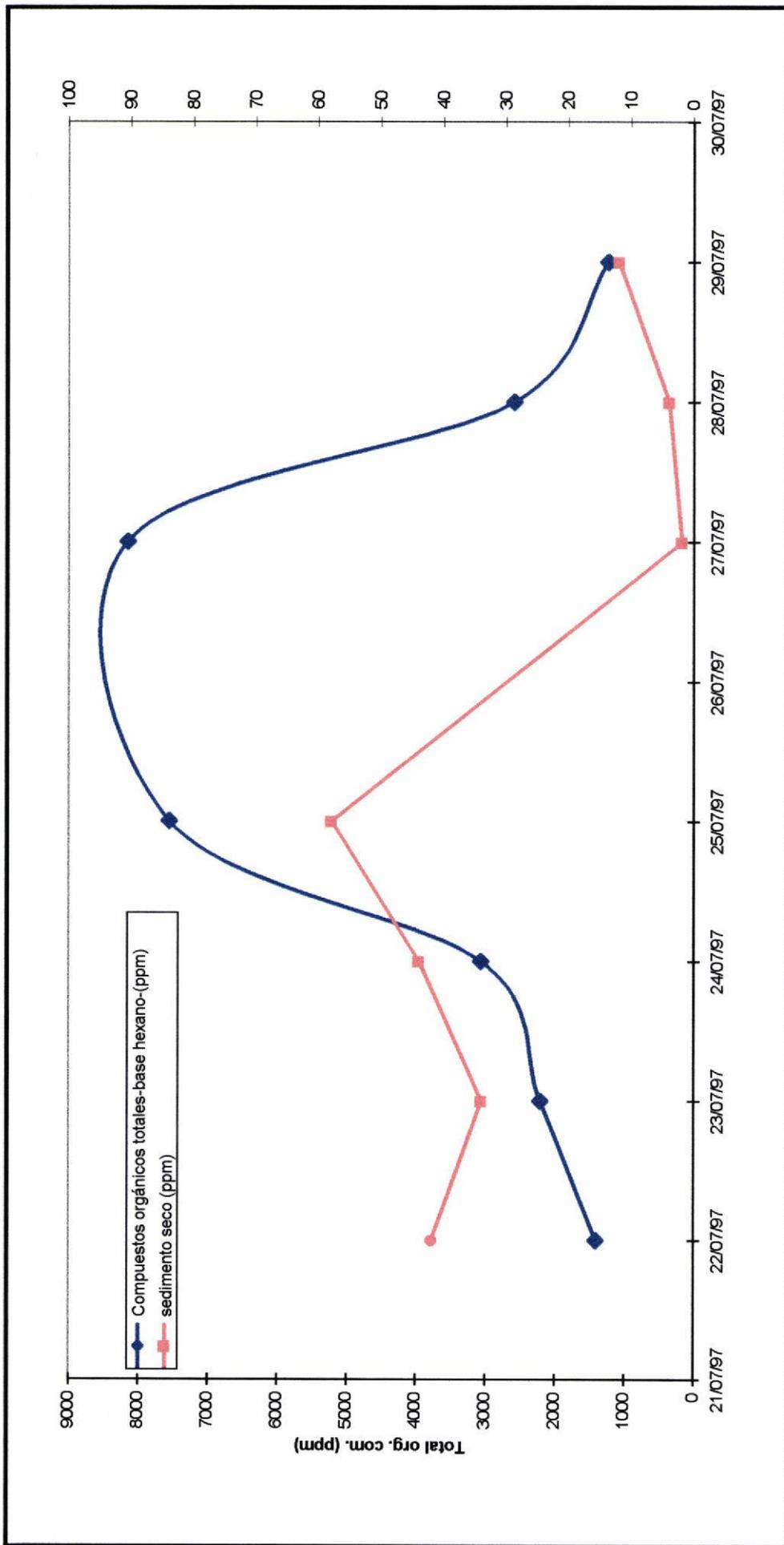
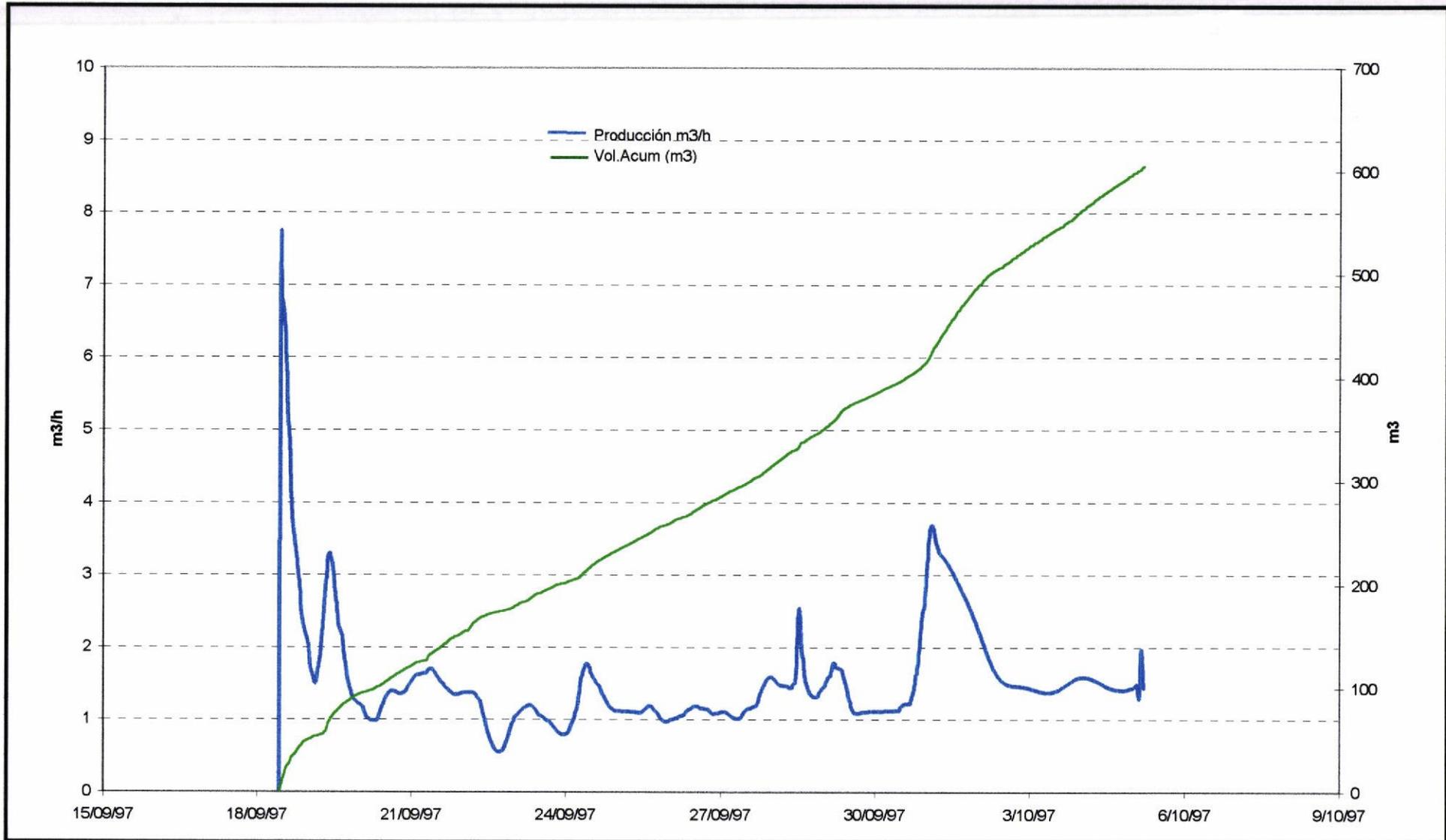
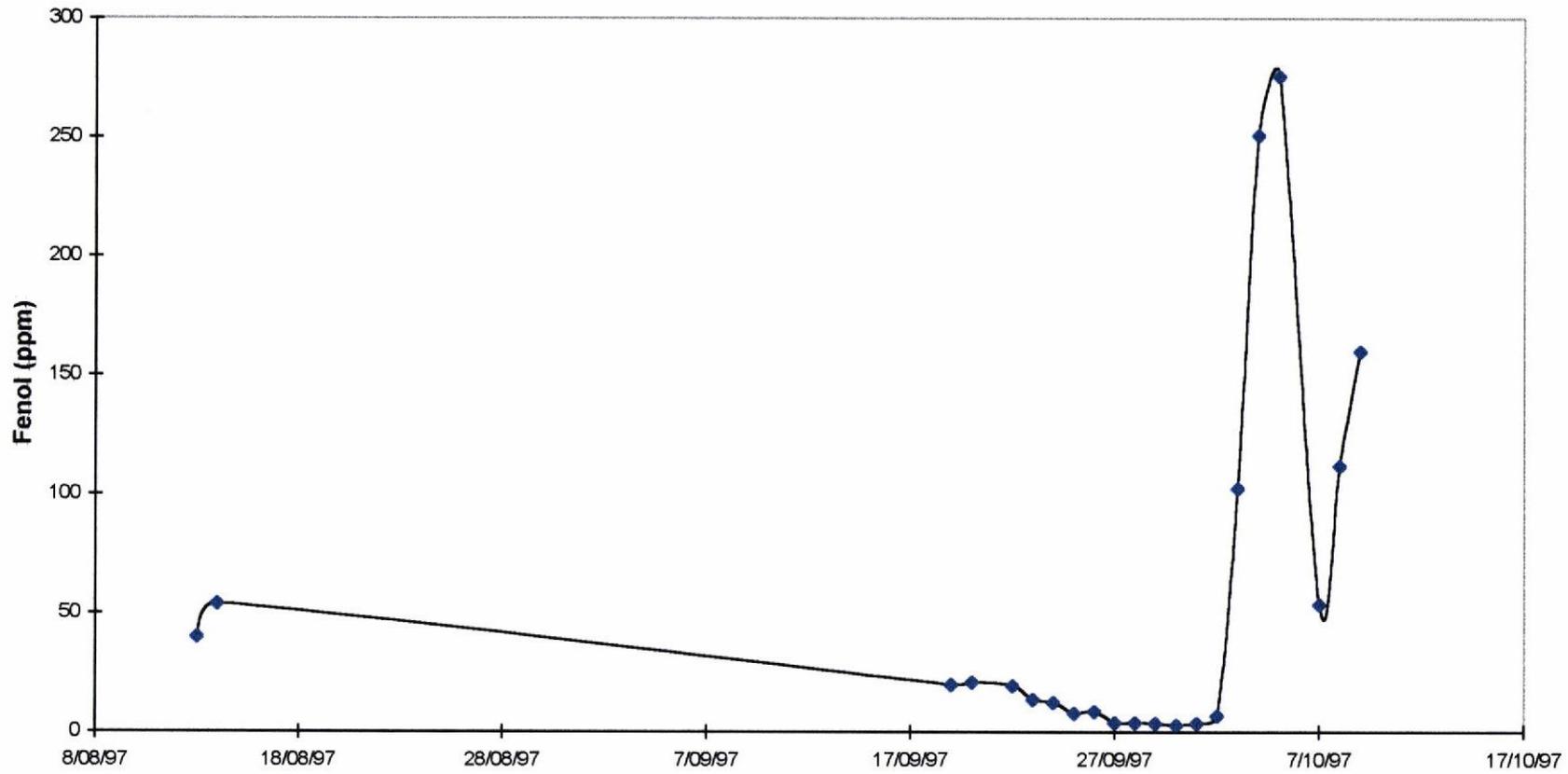


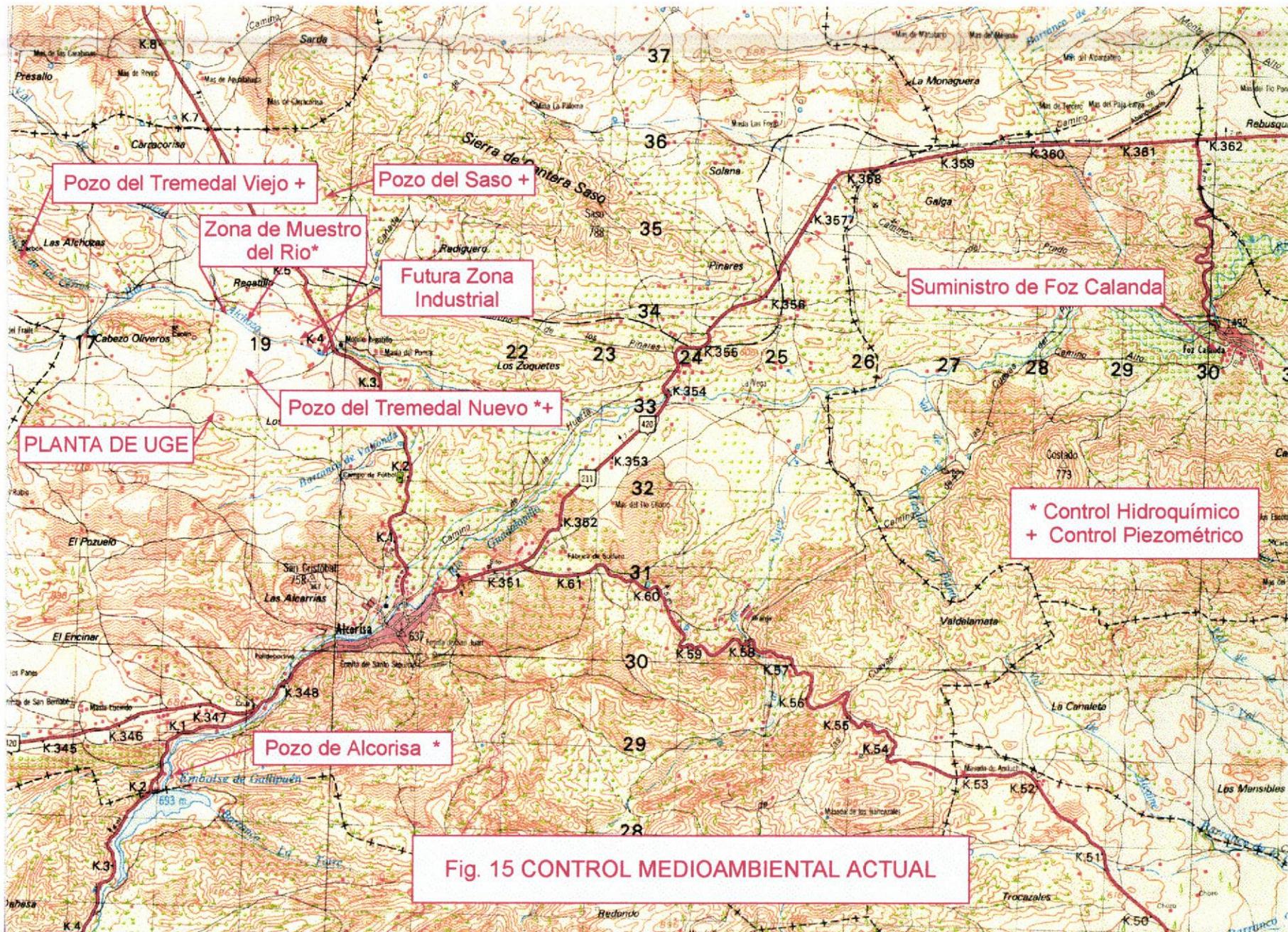
Fig. 12 Compuestos orgánicos y Evaluación del Sedimento Seco durante la Primera Gasificación



**Fig 13. Variación de la Producción de Agua**



**Fig.14 Variación de la Concentración de Fenoles en el Agua Extraída**



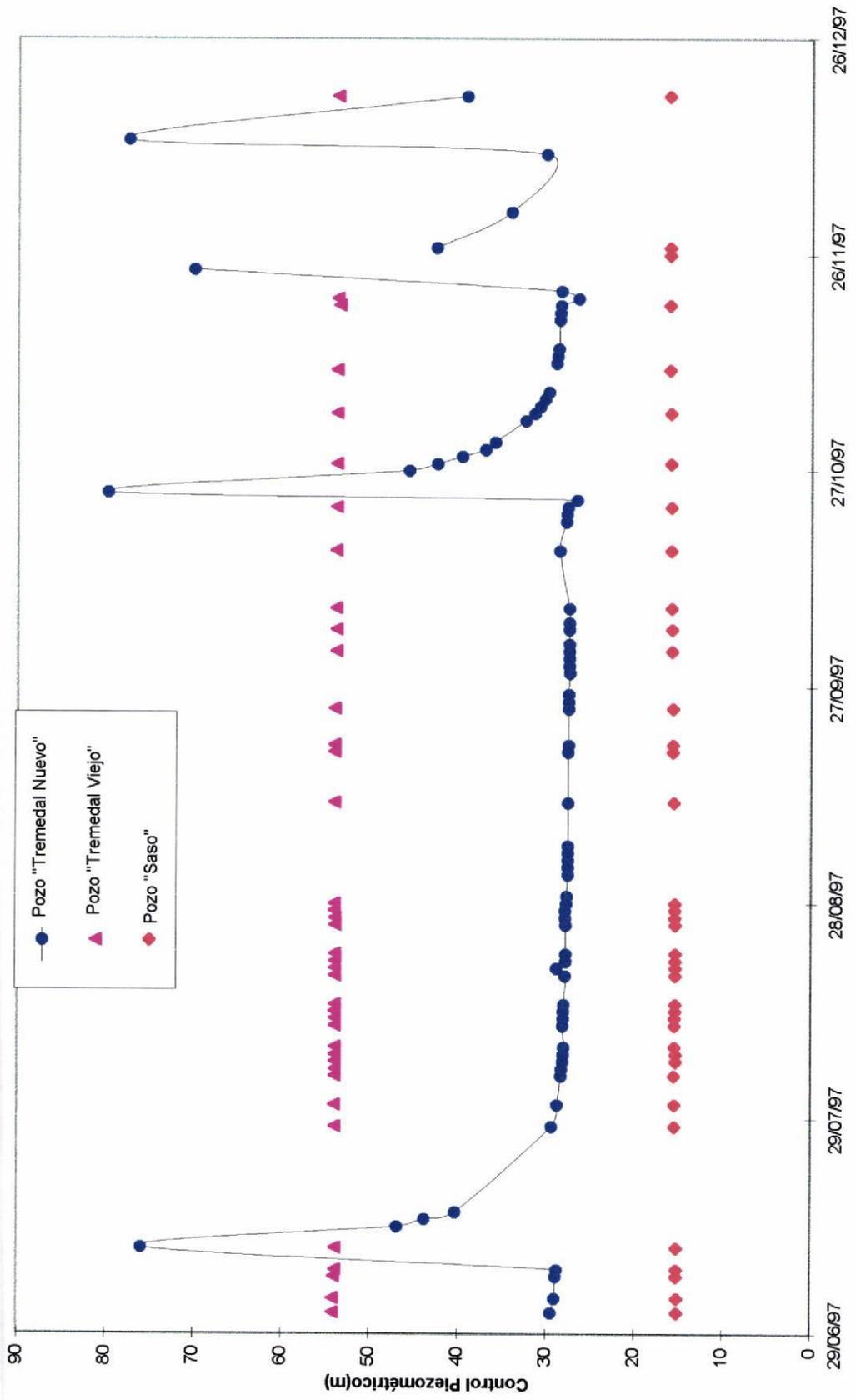


Fig.16 Medidas Piezométricas Durante la Gasificación

### X LOCALIZACIÓN DE LOS POZOS MEDIOAMBIENTALES PROPUESTOS

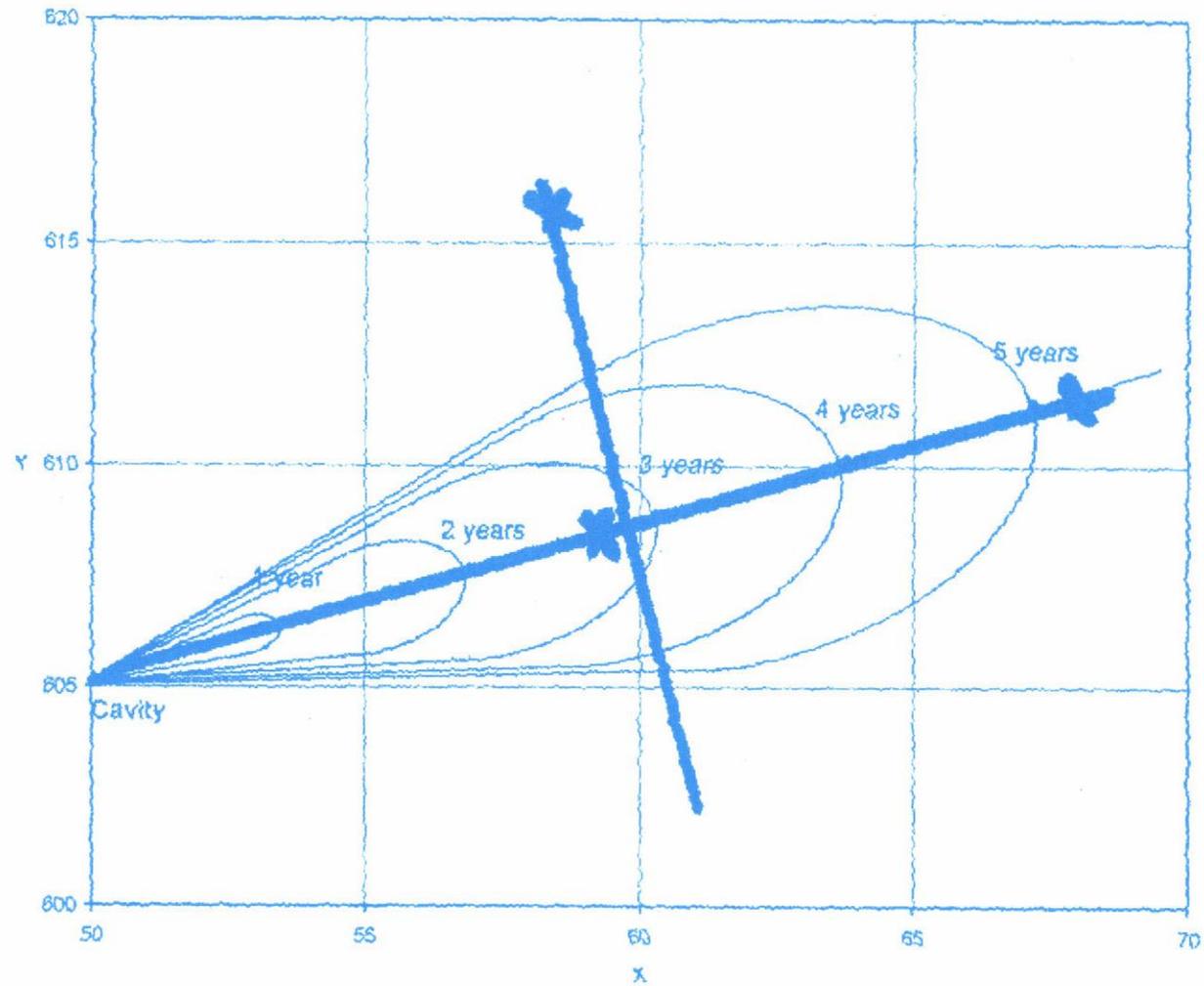


Fig. 17 Límites de la Contaminación con el Tiempo (Caudal de Agua aprox. 1cm/día con el Gradiente Natural de Presión)

## **APÉNDICE 1**

**ENSAYO**  
**RESULTADOS DEL ENSAYO DE GSC EN“EL TREMEDAL” (Jul/Oct 97)**  
Calidad del Gas Producto- Balance de Masa y Energía

**21/JUL/97 a 29/JUL/97**

Calidad del Gas Producto- Balance de Masa y Energía

<b>TOTALES</b>	21/07/97 14:00	a	29/07/97 8:00	horas 186
----------------	----------------	---	---------------	-----------

INYECCIÓN			
		IW1	RW
Oxígeno	(ton)	34.330	0.000
Nitrógeno	(ton)	51.944	37.934
Agua	(ton)	0.000	0.000

PRODUCCIÓN					
Gas Recuperado de la Superficie		(ton)	215.379		
N-Densidad del Gas		(kg/Nm3)	1.080		
Fracción de agua en Gas		(%v)	35.767		
Líquido Adicional Purgado en la Superficie		(ton)	0.000		
Composición del Gas -base seca- (%v)					
CO2	CO	CH4	H2	SH <sub>2</sub>	N2
23.005	4.597	7.551	13.164	4.646	47.037
Composición del Gas -base seca, libre de N2- (%v)					
CO2	CO	CH4	H2	SH <sub>2</sub>	N2
43.437	8.679	14.257	24.855	8.772	0.000
Potencias Caloríficas del Gas				LHV	HHV
Gas -base seca-		(kcal/Nm3)	1381.972	1536.532	
Gas -base seca, libre de N2-		(kcal/Nm3)	2609.307	2901.132	
Gas -base seca, libre de N2+SH <sub>2</sub> -		(kcal/Nm3)	2328.095	2602.824	
Potencia Química en la Superficie		(MW)	1.105	1.229	
Potencia Química en la Superficie-libre de SH <sub>2</sub>		(MW)	0.900	1.006	
Energía Química en la Superficie		(MW h)	205.596	228.590	
Energía Química en la Superficie- libre de SH <sub>2</sub>		(MW h)	167.347	187.095	
Recuperación del N2		(ton/ton)	0.720		
Recuperación del Gas		(ton/ton)	0.707		
Gas del Reactor -antes N2 del RW-		(ton)	177.446		
Pérdidas de Gas		(ton)	73.592		

<b>TOTALES</b>	21/07/97 14:00	a	29/07/97 8:00	horas 186
----------------	----------------	---	---------------	-----------

<b>BALANCE DE MASAS</b>				
<b>Análisis Inmediato del CARBÓN</b>			<b>Comp. Elemental del CARBÓN -S.L.M.M.*</b>	
<b>Humedad</b>	(%w)	21.768	<b>C</b>	(%w) 78.334
<b>Materia Mineral</b>	(%w)	20.287	<b>H</b>	(%w) 4.212
<b>C Fijo+ Volátil</b>	(%w)	57.945	<b>N</b>	(%w) 0.660
<b>PCS</b>	(kcal/kg)	4268.573	<b>S(org)</b>	(%w) 6.985
<b>Densidad</b>	(kg/m3)	1390.000	<b>O</b>	(%w) 9.808
<b>Composición Elemental del Semicoque</b>			<b>Seudo-molécula del Semicoque</b>	
<b>C</b>	(%w)	89.397	<b>C</b>	1.000
<b>H</b>	(%w)	1.687	<b>H</b>	0.226
<b>N</b>	(%w)	0.482	<b>N</b>	0.005
<b>S</b>	(%w)	8.434	<b>S</b>	0.035
<b>O</b>	(%w)	0.000	<b>O</b>	0.000
<b>TOTAL de CARBÓN Afectado</b>				
<b>Carbón Afectado S.L.M.M.</b>		(ton)		54.540
<b>Humedad del Carbón Afectado</b>		(ton)		20.489
<b>Materia Mineral del Carbón Afectado</b>		(ton)		19.095
<b>Total de CARBÓN Afectado</b>		(ton)		94.124
<b>Potencia -PCS- en el Total de CARBÓN Afectado</b>		(MW)		2.508
<b>Volumen de CARBÓN Afectado</b>		(m3)		67.715
<b>Equivalente del CARBÓN a C-EN-GAS</b>		(ton)		74.615
<b>Potencia -PCS- en CARBÓN Equiv. a C-EN-GAS</b>		(MW)		1.988
<b>Volumen de CARBÓN Equivalente a C-EN-GAS</b>		(m3)		53.680
<b>SEMICOQUE Remanente</b>		(ton)		9.906
<b>Fluido de Agua</b>		(ton)		90.958

\* S.L.M.M.:Seco libre de Materia Mineral

<b>TOTALES</b>	21/07/97 14:00	a	29/07/97 8:00	horas 186
----------------	----------------	---	---------------	-----------

<b>CALIDAD DEL GAS PRODUCTO SECO</b>					
<b>Composición del Gas -base seca- (%v)</b>					
CO <sub>2</sub>	CO	CH <sub>4</sub>	H <sub>2</sub>	SH <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>
23.005	4.597	7.551	13.164	4.646	47.037
<b>N-Densidad -base seca-libre de N<sub>2</sub></b>				(kg/Nm <sup>3</sup> )	1.234
<b>Composición del Gas -base seca, libre de N<sub>2</sub>- (%v)</b>					
CO <sub>2</sub>	CO	CH <sub>4</sub>	H <sub>2</sub>	SH <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>
43.437	8.679	14.257	24.855	8.772	0.000
<b>N-Densidad-base seca, libre de N<sub>2</sub>-</b>				(kg/Nm <sup>3</sup> )	1.219
<b>Composición del Gas -base seca, libre de N<sub>2</sub>+H<sub>2</sub>S- (%v)</b>					
CO <sub>2</sub>	CO	CH <sub>4</sub>	H <sub>2</sub>	SH <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>
47.613	9.514	15.628	27.245	0.000	0.000
<b>N-Densidad-base seca, libre de N<sub>2</sub>+H<sub>2</sub>S-</b>				(kg/Nm <sup>3</sup> )	1.190
<b>Poderes Caloríficos del Gas</b>				<b>P.C.I.</b>	<b>P.C.S.</b>
<b>Gas -base seca-</b>			(kcal/Nm <sup>3</sup> )	1381.972	1536.532
<b>Gas -base seca, N<sub>2</sub> libre-</b>			(kcal/Nm <sup>3</sup> )	2609.307	2901.132
<b>Gas -base seca, N<sub>2</sub>+H<sub>2</sub>S libre-</b>			(kcal/Nm <sup>3</sup> )	2328.095	2602.824
<b>Gas -base seca-</b>			(kJ/Nm <sup>3</sup> )	5776.642	6422.703
<b>Gas -base seca, N<sub>2</sub> libre-</b>			(kJ/Nm <sup>3</sup> )	10906.903	12126.733
<b>Gas -base seca, N<sub>2</sub>+H<sub>2</sub>S libre-</b>			(kJ/Nm <sup>3</sup> )	9731.436	10879.805

<b>P.C.I. de los Gases (kcal/Nm<sup>3</sup>)</b>					
CO <sub>2</sub>	CO	CH <sub>4</sub>	H <sub>2</sub>	SH <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>
0.000	3019.469	8560.670	2580.263	5533.929	0.000
<b>P.C.S. de los Gases (kcal/Nm<sup>3</sup>)</b>					
CO <sub>2</sub>	CO	CH <sub>4</sub>	H <sub>2</sub>	SH <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>
0.000	3019.469	9499.911	3049.884	6003.549	0.000

<b>P.C.I. de los Gases (kJ/Nm<sup>3</sup>)</b>					
CO <sub>2</sub>	CO	CH <sub>4</sub>	H <sub>2</sub>	SH <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>
0.000	12621.379	35783.599	10785.501	23131.821	0.000
<b>P.C.S. de los Gases (kJ/Nm<sup>3</sup>)</b>					
CO <sub>2</sub>	CO	CH <sub>4</sub>	H <sub>2</sub>	SH <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>
0.000	12621.379	39709.627	12748.515	25094.835	0.000

<b>TOTALES</b>	21/07/97 14:00	a	29/07/97 8:00	horas 186
----------------	----------------	---	---------------	-----------

<b>BALANCE DE ENERGIA</b>			
<b>ENERGÍA EXTRAÍDA</b>			
<b>Gas Recuperado</b>		<b>P.C.I.</b>	<b>P.C.S.</b>
Potencia de Combustión	(MW)	1.105	1.229
Energía de la Combustión	(MW h)	205.596	228.590
Potencia de Calor Sensible en la Superficie	(MW)	0.035	
Energía de Calor Sensible en la Superficie	(MW h)	6.450	
Potencia Total en la Superficie	(MW)	1.140	1.264
Energía Total en la Superficie	(MW h)	212.046	235.039
Potenc. de la pérdida de Calor en el Pozo de Recuperación	(MW)	0.067	
Energía de la Pérdida de Calor en el Pozo de Recuperación	(MW h)	6.039	
Poder de Vaporización del Agua de Invasión	(MW)	0.223	
Energía de Vaporización del Agua de invasión	(MW h)	41.529	
Potencia de Combustión en el semicoque Remanente	(MW)	-	0.507
Energía de Combustión en el semicoque Remanente	(MW h)	-	94.264
Pérdidas+ Potenc del calor Sensible de la Roca/cenizas/Semicoque	(MW)	0.447	
Pérdidas+Energía del Calor Sensible de la Roca/cenizas/Semicoque	(MW h)	83.186	
<b>ENERGÍA INICIAL</b>			
<b>Poder Calorífico del Carbón</b>		<b>P.C.I.</b>	<b>P.C.S.</b>
Potencia en el Total del Carbón Afectado	(MW)	-	2.508
Energía en el Total del Carbón Afectado	(MW h)	-	466.507

<b>DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA DEL CARBÓN (%)</b>					
Combustión del Gas Recuperado+ Calor Sensible	Perdidas de Calor en el Pozo de Recuperación	Vaporización del Agua de Invasión	Combustión del Semicoque Remanente	Perdidas + Calor Sensible de la Roca/ Cenizas/	TOTAL del CARBÓN afectado
50.383	2.677	8.902	20.206	17.832	100.000

<b>POTENCIA TOTAL DEL GAS RECUPERADO</b>					
Calor de Combustión (MW)	Calor Sensible (MW)	Energía Mecánica (MW) <sup>(1)</sup>	Potencia/ Carbón (kJ/kg) <sup>(2)</sup>	Carbón P.C.S. <sup>(3)</sup>	Potencia Producida (%)
1.229	0.035	0.150	10056.020	17842.636	56.359

- (1) Energía en el gas a presión  
(2) Potencia total del gas recuperado/ carbón afectado  
(3) Energía del carbón afectado

**02/OCT/97 a 05/OCT/97**

Calidad del Gas Producto- Balance de Masa y Energía

<b>TOTALES</b>	2/10/97 0:00	a	5/10/97 5:00	horas 77
----------------	--------------	---	--------------	----------

INYECCIÓN		
	IW1	RW
Oxígeno (ton)	53.851	0.000
Nitrógeno (ton)	28.424	8.331
Agua (ton)	0.000	0.000

PRODUCCIÓN					
Gas Recuperado en la Superficie	(ton)	274.133			
N-Densidad del Gas	(kg/Nm3)	0.976			
Fracción de Agua en el Gas	(%v)	57.584			
Líquido Adicional Purgado en la Superficie	(ton)	142.840			
Composición del Gas -base seca- (%v)					
CO2	CO	CH4	H2	SH <sub>2</sub>	N2
30.740	12.166	9.694	19.282	6.186	21.933
Composición del Gas -base seca, libre de N2- (%v)					
CO2	CO	CH4	H2	SH <sub>2</sub>	N2
39.376	15.583	12.418	24.699	7.924	0.000
Potencias Calóricas del Gas				LHV	HHV
Gas -base seca-	(kcal/Nm3)	2037.059		2247.711	
Gas -base seca, Libre de N2-	(kcal/Nm3)	2609.369		2879.203	
Gas -base seca, libre de N2+SH <sub>2</sub> -	(kcal/Nm3)	2357.679		2610.319	
Potencia Química en la superficie	(MW)	3.659		4.037	
Potencia Química en la superficie-libre de SH <sub>2</sub> -	(MW)	3.044		3.370	
Energía Química en la Superficie	(MW h)	281.746		310.881	
Energía Quím. en la Superficie-libre de SH <sub>2</sub>	(MW h)	234.397		259.515	
Recuperación del N2	(ton/ton)	0.856			
Recuperación del Gas	(ton/ton)	0.708			
Gas del Reactor-antes N2 del RW-	(ton)	265.803			
Pérdidas de Gas	(ton)	109.612			

<b>TOTALES</b>	2/10/97 0:00	a	5/10/97 5:00	horas 77
----------------	--------------	---	--------------	----------

<b>BALANCE DE MASAS</b>					
<b>Análisis Inmediato del Carbón</b>			<b>Composic. Elem. del CARBÓN -SLMM*</b>		
Humedad	(%w)	21.768	C	(%w)	78.334
Materia Mineral		20.287	H	(%w)	4.212
C Fijo + Volatil	(%w)	57.945	N	(%w)	0.660
P.C.S.	(kcal/kg)	4268.573	S(org)	(%w)	6.985
Densidad	(kg/m3)	1390.000	O	(%w)	9.808
<b>Composición Elemental del Semicoque</b>			<b>Seudo-molecula del Semicoque</b>		
C	(%w)	89.397	C		1.000
H	(%w)	1.687	H		0.226
N	(%w)	0.482	N		0.005
S	(%w)	8.434	S		0.035
O	(%w)	0.000	O		0.000
<b>TOTAL de CARBÓN Afectado</b>					
Carbón Afectado S.L.M.M.		(ton)			115.468
Humedad del Carbón Afectado		(ton)			43.377
Materia Mineral del Carbón Afectado		(ton)			40.426
<b>Total de CARBÓN Afectado</b>		(ton)			<b>199.272</b>
Potencia -P.C.S.- en el Total de Carbón Afectad		(MW)			12.827
Volumen del CARBÓN Afectado		(m3)			143.361
CARBÓN equivalente a C-EN-GAS		(ton)			99.094
Potencia -P.C.S.- en CARBÓN Equiv. a C-EN-GAS		(MW)			6.378
Volumen de CARBÓN Equivalente a C-EN-GAS		(m3)			71.291
SEMICOQUE Remanente		(ton)			50.865
Fluido de Agua		(ton)			315.184

\*S.L.M.M.: Seco libre de materia mineral

<b>TOTALES</b>	2/10/97 0:00	a	5/10/97 5:00	horas 77
----------------	--------------	---	--------------	----------

<b>CALIDAD DEL GAS PRODUCTO SECO</b>					
<b>Composición del Gas -base seca- (%v)</b>					
<b>CO2</b>	<b>CO</b>	<b>CH4</b>	<b>H2</b>	<b>SH2</b>	<b>N2</b>
30.740	12.166	9.694	19.282	6.186	21.933
<b>N-Densidad -base seca-</b>			(kg/Nm3)	1.210	
<b>Composición del Gas -base seca, libre de N2- (%v)</b>					
<b>CO2</b>	<b>CO</b>	<b>CH4</b>	<b>H2</b>	<b>SH2</b>	<b>N2</b>
39.376	15.583	12.418	24.699	7.924	0.000
<b>N-Densidad -base seca, libre de N2-</b>			(kg/Nm3)	1.199	
<b>Composición del Gas -base seca, libre de N2+SH2- (%v)</b>					
<b>CO2</b>	<b>CO</b>	<b>CH4</b>	<b>H2</b>	<b>SH2</b>	<b>N2</b>
42.765	16.925	13.486	26.824	0.000	0.000
<b>N-Densidad -base seca, libre de N2+SH2-</b>			(kg/Nm3)	1.172	
<b>Poderes caloríficos del Gas</b>				<b>P.C.I.</b>	<b>P.C.S.</b>
<b>Gas -base seca-</b>			(kcal/Nm3)	2037.059	2247.711
<b>Gas -base seca, N2 libre-</b>			(kcal/Nm3)	2609.369	2879.203
<b>Gas -base seca, N2+SH2 libre-</b>			(kcal/Nm3)	2357.679	2610.319
<b>Gas -base seca-</b>			(kJ/Nm3)	8514.907	9395.431
<b>Gas -base seca, N2 libre-</b>			(kJ/Nm3)	10907.163	12035.070
<b>Gas-base seca, N2+SH2 libre-</b>			(kJ/Nm3)	9855.099	10911.135

<b>P.C.I. de los Gases (kcal/Nm3)</b>					
<b>CO2</b>	<b>CO</b>	<b>CH4</b>	<b>H2</b>	<b>SH2</b>	<b>N2</b>
0.000	3019.469	8560.670	2580.263	5533.929	0.000
<b>P.C.S. de los Gases (kcal/Nm3)</b>					
<b>CO2</b>	<b>CO</b>	<b>CH4</b>	<b>H2</b>	<b>SH2</b>	<b>N2</b>
0.000	3019.469	9499.911	3049.884	6003.549	0.000

<b>P.C.I. de los Gases (kJ/Nm3)</b>					
<b>CO2</b>	<b>CO</b>	<b>CH4</b>	<b>H2</b>	<b>SH2</b>	<b>N2</b>
0.000	12621.379	35783.599	10785.501	23131.821	0.000
<b>P.C.S. de los Gases (kJ/Nm3)</b>					
<b>CO2</b>	<b>CO</b>	<b>CH4</b>	<b>H2</b>	<b>SH2</b>	<b>N2</b>
0.000	12621.379	39709.627	12748.515	25094.835	0.000

<b>TOTALES</b>	2/10/97 0:00	a	5/10/97 5:00	horas 77
----------------	--------------	---	--------------	----------

<b>BALANCE DE ENERGÍA</b>			
<b>ENERGÍA EXTRAÍDA</b>			
<b>Gas Recuperado</b>		<b>P.C.I.</b>	<b>P.C.S.</b>
<b>Potencia de Combustión</b>	(MW)	3.659	4.037
<b>Energía de Combustión</b>	(MW h)	281.746	310.881
<b>Potencia de Calor Sensible en la Superficie</b>	(MW)	0.439	
<b>Energía de Calor Sensible en la Superficie</b>	(MW h)	33.792	
<b>Potencia Total en la Superficie</b>	(MW)	4.098	4.476
<b>Energía Total en la Superficie</b>	(MW h)	315.538	344.674
<b>Potencia de Perdida de Calor del Pozo de Recuperación</b>	(MW)	0.234	
<b>Energía de Perdida Calor en el Pozo de Recuperación</b>	(MW h)	18.041	
<b>Poder de Vaporización del Agua de Invasión</b>	(MW)	1.022	
<b>Energía de Vaporización del Agua de Invasión</b>	(MW h)	78.688	
<b>Potencia de Combustión del semicoque Remanente</b>	(MW)	-	6.286
<b>Energía de Combustión del Semicoque Remanente</b>	(MW h)	-	484.041
<b>Pérdidas+ Potenc de Calor Sensible de la Roca/ceniza/semicoque</b>	(MW)	0.808	
<b>Pérdidas+Energía de Calor Sensible de la Roca/ceniza/semicoque</b>	(MW h)	62.205	
<b>ENERGÍA INICIAL</b>			
<b>Poder Calorífico del Carbón</b>		<b>P.C.I.</b>	<b>P.C.S.</b>
<b>Potencia en el Total del Carbón Afectado</b>	(MW)	-	12.827
<b>Energía en el Total del Carbón Afectado</b>	(MW h)	-	987.649

<b>DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA DEL CARBÓN</b>					
Combustión del Gas Recuperado + Calor Sensible	Pérdidas de Calor en el Pozo de Recuperación	Vaporización del Agua de invasión	Combustión del semicoque Remanente	Pérdidas+Calor Sensible de la Roca/Cenizas/Char	TOTAL del CARBÓN Afectado
34.898	1.827	7.967	49.009	6.298	100.000

<b>Potencia Total de Gas Recuperado</b>					
Calor de Combustión (MW)	Calor Sensible(MW)	Energía Mecánica (MW) <sup>(1)</sup>	Potencia/Carbón (kJ/kg) <sup>(2)</sup>	CARBÓN P.C.S. (kJ/kg) <sup>(3)</sup>	Potencia Producida (%)
4.037	0.439	0.537	6974.142	17842.636	39.087

- (1) Energía en el gas a presión  
(2) Potencia total del gas recuperado/carbón afectado  
(3) Energía del carbón afectado