

EXPERIENCE BELGO - ALLEMANDE
DE GAZEIFICATION IN - SITU

RESUME DU RAPPORT FINAL

Direction du Projet

V. CHANDELLE, Directeur
T.K. LI, Directeur Adjoint

Conseillers

P. LEDENT
J. PATIGNY

Membres du Groupe de Projet

H. HENQUET
K. KOWOL
G. MASSON
M. MOSTADE

* La version néerlandaise de ce rapport sera publiée dans le prochain numéro.
De Nederlandse versie van dit verslag zal in het volgende nummer verschijnen.

RESUME

Expérience belgo-allemande de gazéification souterraine du charbon

L'objectif fondamental du projet était de démontrer que dans une couche de charbon à 860 m de profondeur, il était possible :

- d'établir, par rétrocombustion, une première liaison en couche entre deux sondages verticaux;
- de gazéifier ensuite cette couche par un mélange d'eau et de vapeur.

Après avoir tenté à plusieurs reprises de créer un chenal par rétrocombustion, on a étudié un nouveau concept basé essentiellement sur l'utilisation de la technique des sondages directionnels déviés.

On a donc procédé à un forage horizontal dans la couche après avoir effectué une déviation contrôlée, à faible rayon de courbure, à partir d'un puits : la liaison avec le second puits a été réalisée par sidetrack.

La phase de gazéification proprement dite s'est déroulée d'octobre 86 à avril 87 et le bilan matières de cette période indique que 350 tonnes de charbon ont été affectées dont 150 tonnes entièrement converties. Cette phase a été caractérisée par l'emploi de pressions élevées, par l'utilisation d'un agent gazéifiant composé d'oxygène et d'eau mousseuse ainsi que par la production d'un gaz à haute teneur en méthane. La qualité de ce gaz était excellente mais les débits obtenus sont restés modestes.

Dans l'ensemble, l'expérience en site de Thulin a mis en évidence un nouveau principe suivant lequel la gazéification souterraine à grande profondeur apparaît possible.

TABLE DES MATIERES

	<u>Page</u>
1. <u>INTRODUCTION</u>	
1.1. Organisation du projet	3
1.2. Objectifs	3
1.2.1. Objectifs principaux	3
1.2.2. Objectifs secondaires	4
1.2.3. Nouvelle conception	4
1.2. Résumé des diverses phases d'exécution	5
2. <u>LE SITE EXPERIMENTAL</u>	
2.1. Choix du site	6
2.2. Description géologique	6
2.3. Propriétés du charbon	7
2.4. Evaluation globale du site	8
3. <u>ACCES AU GISEMENT</u>	
3.1. Implantation des puits	9
3.2. Equipement et revêtement des puits	9
3.3. Techniques de nettoyage et de remise en état des puits	10
4. <u>INSTALLATIONS DE SURFACE</u>	
4.1. Généralités	12
4.2. Air comprimé	12
4.3. Eau-vapeur	12
4.4. Installations cryogéniques	13
4.5. Propane	13
4.6. Traitement des gaz	13
4.7. Appareillages d'analyse et de mesure	14
4.8. Tuyauteries	15
5. <u>ETUDE DE LA PERMEABILITE</u>	
5.1. Données géologiques	16
5.2. Pression préexistant dans le gisement	17
5.3. Injection et communication à l'eau	17
5.4. Variation de la perméabilité en fonction de la pression	17
5.5. Injections d'azote	18
5.6. Essais ultérieurs	19
5.7. Conclusions	19

6.	<u>ESSAIS DE RETROCOMBUSTION</u>	
6.1.	Objectifs	20
6.2.	Equipement des puits	20
6.3.	Première série d'essais	21
6.4.	Travaux de remise en état	22
6.5.	Deuxième série d'essais	22
6.6.	Conclusions	23
7.	<u>SONDAGES DIRIGES</u>	
7.1.	Conception	25
7.2.	Puits d'injection I - Drainhole	25
7.2.1.	Travaux préparatoires	25
7.2.2.	Travaux de forage proprement dits	26
7.2.3.	Liner flexible	27
7.3.	Puits de production et sidetrack	28
7.3.1.	Travaux préparatoires	28
7.3.2.	Opérations de forage	28
7.3.3.	Réalisation de la liaison finale	29
7.3.4.	Finition et équipement	29
7.4.	Conclusions	30
8.	<u>ESSAIS DE GAZEIFICATION</u>	
8.1.	Tentative d'appliquer la méthode CRIP	31
8.1.1.	Conception de l'essai	31
8.1.2.	Insertion du faisceau de contrôle	31
8.1.3.	Coiled tubing	32
8.1.4.	Tentative d'élimination de l'obstruction	32
8.2.	Expérience de gazéification	33
8.2.1.	Equipement des puits	33
8.2.2.	Allumage	34
8.2.3.	Calendrier des essais de gazéification	34
8.2.4.	Résultats	36
8.2.5.	Conclusions	39
8.3.	Ultimes essais de communication	41
8.3.1.	Communication à l'azote	41
8.3.2.	Enlèvement des équipements et tests de "blow off"	41
8.3.3.	Tests de communication à l'eau	42
9.	<u>CORROSION DES EQUIPEMENTS DE PUIITS</u>	
9.1.	Corrosion au cours des essais de rétrocombustion	43
9.2.	Corrosion au cours de la phase de gazéification	44
9.3.	Conclusions	45
10.	<u>EVALUATION GLOBALE ET PERSPECTIVES</u>	46

1. INTRODUCTION

1.1. ORGANISATION DU PROJET

L'expérience de Thulin a été menée dans le cadre de l'accord signé en octobre 1976, entre les gouvernements de la Belgique et de la R.F.A. Ultérieurement, le projet a obtenu l'appui financier des Communautés Européennes de telle sorte que les coûts ont été répartis de la façon suivante :

40 % à charge des Communautés Européennes
29,4 % à charge de la République Fédérale d'Allemagne
30,6 % à charge du Ministère Belge des Affaires Economiques

En outre, la Belgique supporte seule les frais de la T.V.A. prélevée par l'Etat belge, ainsi que les coûts administratifs et de traduction propres à l'I.D.G.S.

Pour assurer l'exécution du projet dans le cadre de la législation du pays hôte, la Belgique a créé une institution dénommée "Institution pour le Développement de la Gazéification Souterraine" (en abrégé I.D.G.S.) : un arrêté royal du 28 octobre 1980 lui a accordé la personnalité civile.

Un Comité de Direction, composé de 3 membres allemands et de 3 membres belges, prend les décisions fondamentales qui concernent le projet; la gestion journalière et les décisions techniques sont assurées par la "Direction du Projet" qui se compose du Directeur, du Directeur-adjoint et de deux à quatre membres qui font partie du "Management Group".

Un Comité Scientifique et Technique qui comporte en son sein des représentants des principaux secteurs scientifiques concernés joue un rôle consultatif.

Le projet belgo-allemand de Thulin est arrivé à son terme le 31 mars 1988.

1.2. OBJECTIFS

En 1978, les objectifs ont été définis de la façon suivante :

1.2.1. Objectifs principaux

1. Démontrer la faisabilité de l'opération de linking, c'est-à-dire l'établissement d'une liaison en couche entre 2 sondages verticaux (y compris la technique de la rétrocombustion).
2. Démontrer la possibilité de gazéifier une première couche en utilisant un mélange d'air et de vapeur d'eau
 - a) sous pression constante
 - b) sous pression variable.Déterminer le volume de charbon gazéifié.
3. Démontrer la possibilité d'approfondissement ultérieur des sondages.

4. Démontrer la possibilité de pratiquer un "linking" dans une seconde couche.
5. Démontrer la possibilité de gazéifier une seconde couche.

1.2.2. Objectifs secondaires

1. Expérimenter et éventuellement adapter des méthodes qui régissent le processus de gazéification et qui concernent les paramètres mesurables tels que les débits, pressions, températures, compositions du gaz et pouvoirs calorifiques.
2. Expérimenter et éventuellement adapter des méthodes physiques propres à permettre une évaluation du volume du réacteur et de l'influence de la gazéification sur les terrains de surface.
3. Etudier les problèmes d'environnement liés à la gazéification in situ.
4. Démontrer la possibilité de pratiquer un captage de méthane sur les formations détendues par la gazéification.

La conception de l'essai in situ, définie en 1978, prévoit 3 phases :

1ère phase

Réalisation d'un chenal par rétrocombustion dans un gisement de charbon à 900 m de profondeur. Gazéification du charbon concerné avec un mélange d'air et de vapeur d'eau, à des pressions élevées (jusque 45 bar).

2ème phase

Réalisation d'un autre chenal par rétrocombustion dans le même gisement et gazéification du charbon concerné avec un mélange d'oxygène et de vapeur d'eau à des pressions élevées (jusque 45 bar).

3ème phase

Approfondissement des sondages existants en vue d'atteindre une couche de charbon située à ± 100 m plus bas (profondeur ± 1000 m) et réalisation d'un test de gazéification sur base des résultats des deux premières phases.

1.2.3. Nouvelle conception

Après avoir tenté, à plusieurs reprises, de créer un chenal par rétrocombustion, on a défini en 1984 une nouvelle conception pour assurer la poursuite du projet. Elle se caractérise par :

- l'utilisation de la technique des sondages directionnels déviés en vue de réaliser des sondages subhorizontaux dans la couche même;
- le recours éventuel à la méthode CRIP (déplacement contrôlé du point d'injection);
- l'utilisation d'oxygène et d'eau mousseuse en tant qu'agent gazéifiant.

Ces objectifs requièrent l'installation d'équipements sophistiqués dans les puits, l'adaptation des installations de surface ainsi que la mise en oeuvre de procédures de décision adaptées à la situation complexe.

1.3. RESUME DES DIVERSES PHASES D'EXECUTION

1978 : Réalisation d'un sondage (puits) exploratoire à Thulin (Thulin I) par la firme FORAKY (pour le compte de l'INIEX).

1979 : Définition du projet et signature des contrats pour l'exécution de trois puits supplémentaires (par les firmes SAARBERG INTERPLAN et THYSSEN SCHACHTBAU) et pour l'engineering des installations de surface (COPPEE RUST).

1980 : Achèvement des puits II, III et IV et interprétation de la géologie.

1980-82 : Montage des installations de surface.

Février 81 - janvier 82 : Tests de perméabilité.

Février 82 - septembre 84 : Essais de combustion à contre-courant interrompus par des travaux de réfection dans les puits.

Novembre 84 - mars 86 : Etude, préparation et exécution d'une déviation horizontale (drainhole) à partir du puits I (7/10/85) et d'un sidetrack à partir du puits II. Connexion définitive par pression hydraulique (4/2/86).

Mars 86 - septembre 86 : Obstruction au pied du puits d'injection (30/3/84). Equipement du puits II (avril 86). Mise en place d'un coiled tubing dans le puits I (août 86).

Octobre 86 - avril 87 : Test de gazéification (du puits I vers le puits II)

Mai 87 - octobre 87 : Ultimes essais de communication et enlèvement des équipements de puits.

2. LE SITE EXPERIMENTAL

2.1. CHOIX DU SITE

La commune de Thulin se trouve 16 km à l'ouest de Mons, à proximité de la frontière française. L'autoroute Paris-Liège-Aix la Chapelle (E19-E42) passe à 2 km au nord du site. Il s'agit d'une région peu accidentée de la vallée de la Haine qui se trouve 25 à 30 m au-dessus du niveau de la mer (figure 1).

Les principales raisons qui militent en faveur de cette localisation sont les suivantes :

- les plans des anciens chantiers des Charbonnages d'Hensies Pommeroeul (qui se situaient à 2 km à l'ouest) et les coupes stratigraphiques de quatre anciens sondages de reconnaissance foncés dans un rayon de 2 km autour du site, permettent de penser à priori que l'on est en présence d'un gisement relativement régulier;
- les exploitations minières antérieures sont à l'arrêt et sises à une distance suffisante pour ne pas influencer sur le site de gazéification;
- la couverture moindre des morts-terrains limite les coûts de forage; par ailleurs, le milieu agricole est par essence moins sensible aux affaissements miniers ou aux pollutions éventuelles;
- les terrains de surface peuvent être acquis sans problèmes et il existe de bonnes possibilités d'accès pour les matières premières et l'énergie.

2.2. DESCRIPTION GEOLOGIQUE

A Thulin, on recoupe schématiquement de haut en bas (tableau I) :

- jusqu'à 65 m : des terrains de couverture d'âge quaternaire, tertiaire et crétacé
- jusqu'à 735 m : des massifs allochtones charriés
 - . massif de Boussu : calcaire Viséen, marnes du Namurien
 - . massif du Borinage : Westfalien A et C
 - . massifs intermédiaires : idem
- de 735 ou 760 m de profondeur : massif autochtone de Comble Nord (Westfalien B et C)

Le massif de Comble Nord présente une structure assez régulière avec une pente de 25° pied sud. Localement et spécialement au sud du site, des plissements ou des charriages peuvent affecter la structure d'ensemble (figures 2, 3 et 4).

Les formations carbonifères du massif de Comble Nord comportent essentiellement des schistes et des grès; elles sont relativement sèches et étanches; l'ancien siège voisin Louis-Lambert avait un volume d'exhaure très faible.

Le doublet de couches Léopold-Charles qui fait l'objet de l'essai de gazéification se trouve dans le Westfalien B à peu près 150 m au-dessus du niveau marin de Quaregnon. La couche Jacqmain qui a également été retenue, se situe quelque 100 m plus bas.

Toute la zone a été soumise à une poussée orientée du sud vers le nord comme le démontre la présence de plans de charriage dans les puits foncés.

2.3. PROPRIETES DU CHARBON

Le doublet Léopold-Charles a été recoupé par le premier puits foncé sur le site (Thulin I) à environ 860 m de profondeur : il présente une ouverture de 6,85 m (puissance de charbon : 4,15 m).

Une telle puissance est assez exceptionnelle en Belgique. Les veines de charbon sont cependant séparées par des intercalations stériles. Les variations latérales sont également importantes et la puissance de charbon dans les puits voisins (distants de 35 m l'un de l'autre) est beaucoup plus faible (à savoir, 4,7, 2,1 et 1,4 m). On suppose que seule une puissance de charbon variant entre 2 et 3,5 m a été affectée par la gazéification.

La couche Jacqumain se situe 100 m plus bas et sa puissance n'atteint que 1,22 m.

La pente moyenne est voisine de 30°. Le charbon qui tient en moyenne 12,7 % de matières volatiles n'est pas gonflant, pas agglutinant et sa teneur en soufre est faible (0,8 %).

Ses principales caractéristiques physico-chimiques sont résumées dans le tableau ci-dessous :

<u>Analyse immédiate</u>		<u>Analyse élémentaire</u>		<u>Composition en macéraux</u>	
	<u>%</u>		<u>%</u>		<u>%</u>
Cendres	9,25	Carbone total	83	Vitrinite	58,3
Matières volatiles	12,2	C (carbonates)	0,21	Exinite	-
		H	3,85	Inertinite	35
		O	1,95	Minéraux	6,7
		N	1,17		
		S (total)	0,78		

Reflexion : 1,92

Pouvoir calorifique supérieur : 32.052 kJ/kg

Indice de gonflement : 0,5

Température de fusion des cendres : 1450-1580°C

Comportement à la pyrolyse (Saarbergwerke - RWTH) (figures 5, 6 et 7) :

Emission de :	Début	Maximum	Fin	Quantité totale
CH ₄	425°C	550°C	> 1000°C	45-69 l/kg
H ₂	400°C	820°C	> 1000°C	309-342 l/kg
Total	350°C	500-550°C	> 900°C	

Ces volumes dégazés sont proportionnellement importants si on les compare à ceux émis par des charbons sarrois à haute teneur en matières volatiles.

Le coefficient de vitesse de la réaction de Boudouard se situe dans les limites habituelles pour des charbons présentant des teneurs similaires en matières volatiles (0,14 à 0,95 cm³/g.s à 1000°C).

Les températures d'inflammation (pour une granulométrie comprise entre 0,1 et 0,3 mm et une vitesse d'échauffement de 5°/min) se situent au voisinage de 245°C à une pression atmosphérique et entre 170°C et 216°C pour une pression d'air de 100 bar.

2.4. EVALUATION GLOBALE DU SITE

L'étude géologique complétée avec les données provenant des 4 puits d'accès au gisement (voir chapitre 3) permet de dégager les éléments suivants en faveur du site de Thulin :

- a) Caractéristiques du charbon convenables (faible teneur en cendres, faible teneur en soufre et faible indice de gonflement).
- b) Perméabilité réduite des roches encaissantes et en particulier des schistes du toit.
- c) Pente des couches convenable et régulière. Pas de dérangements tectoniques importants ni d'intrusions magmatiques.
- d) Profondeur voisine de 800 m. Morts-terrains étanches. Gisement relativement sec.
- e) Présence d'une autre couche de charbon plus profonde pouvant être prise en considération dans le cadre d'un essai ultérieur.
- f) Présence d'un certain nombre de sondages de reconnaissance et d'anciennes exploitations minières qui ne sont néanmoins pas trop proches du site.
- g) Situation de surface, favorable aux points de vue accès, infrastructure et environnement.

Les facteurs défavorables résultent essentiellement des conditions de gisement et, en particulier, des nombreux petits dérangements tectoniques qui affectent la puissance et la structure de la couche. De ce fait, la corrélation entre les laies de charbon reste incertaine, même sur une distance de quelques dizaines de mètres. Ceci explique d'ailleurs que deux des quatre puits de reconnaissance n'aient pu faire partie du programme expérimental.

3. ACCES AU GISEMENT

3.1. IMPLANTATION DES PUITES

Un premier puits (dénommé Thulin I) a été foncé entre les mois de janvier et de juin 1978, sous la responsabilité propre de l'INIEX, dans un but purement exploratoire. La couche Léopold-Charles y est recoupée à 861,50 m de profondeur et la couche Jacquain à 965,65 m.

La profondeur finale atteinte est de 1158,45 m. On note une déviation générale du puits vers le nord-ouest; la couche Léopold est recoupée à 70 m environ de la projection verticale de l'orifice du puits.

Entre les mois de décembre 79 et juin 80, on a foncé trois nouveaux puits (Thulin II, III et IV) de façon à réaliser un schéma d'implantation en étoile avec intervalles de 35 ± 5 m entre le puits central II et des trois puits périphériques (I, III et IV).

L'objectif est double :

- être en mesure de réaliser des tests de communication, aussi bien avec des distances entre puits de 35 m que de 60 m;
- sélectionner les directions préférentielles de perméabilité (la disposition en étoile permet de les repérer à 30° près) (figure 8).

Le respect des écartements entre puits au niveau de la couche a entraîné des travaux de correction de trajectoire lors du fonçage des trois derniers puits : ces corrections effectuées à l'aide d'un moteur fond de trou tiennent évidemment compte de la trajectoire du puits I. La multiplication des mesures de contrôle (avec instruments magnétiques et gyroscopiques) pendant et après le fonçage, confirment que la précision des recoups en couche est supérieure à la tolérance de 5 m imposée (figure 9).

3.2. EQUIPEMENT ET REVETEMENT DES PUITES

Le caractère instable des terrains proches de la surface (présence de tourbières) a contrarié, au départ, la bonne marche des forages. Il est rapidement apparu indispensable de foncer des pieux Franki et d'y installer une plateforme métallique permettant l'érection des rigs de forage en toute sécurité.

Les diamètres de forage et des casings de revêtement ainsi que les ciments utilisés évoluent de la manière suivante :

jusqu'à 65 m : tricône de 17 1/2". Casing de 13 1/8" (ciment Portland).

jusqu'à ± 400 m : tricône de 12 1/4". Casing de 9 5/8" (ciment de la classe G + 40 % SiO_2 résistant à 250°C).

jusqu'à ± 880 m : tricône de 8 1/2". Casing de 7" (ciment fondu Lafarge résistant à 1200°C)

Les boues de forage utilisées sont composées d'un mélange de bentonite et d'antisol (CMC) et leur densité est de 1,2. On a enregistré d'importantes pertes de boues lors de la recoupe des calcaires et des marnes dans le massif de Boussu (de 90 à 170 m et de 310 à 390 m de profondeur).

On a pu maîtriser partiellement ces fuites grâce à l'addition de copeaux de mica, de cellophane et de sciure de bois ou encore par des injections de ciment et finalement par la mise en place du casing 9 5/8".

Dans les puits I à IV, la couche Léopold Charles a été recoupée à une profondeur moyenne de 865 m (I), 861 m (II), 867 m (III) et 838 m (IV). Dans le puits IV (situé le plus au nord) la couche est recoupée plus haut en raison de la pente et, en outre, elle est partiellement laminée.

Le puits I a été carotté entre 500 et 1160 m de profondeur : les autres puits ne l'ont été que 20 à 30 m au-dessus et en dessous de la couche.

Les casings débouchent tous en surface. Ils sont cimentés sur toute leur longueur (ciment réfractaire pour les tronçons inférieurs). Dans les puits I et IV, le casing de 7" se termine juste au toit de la couche. Dans les puits II et III, ce casing a été mis en place 30 à 45 m plus bas; ensuite, on a pratiqué une "fenêtre", par découpage d'une section de casing à hauteur de la couche. Les sections les plus basses des puits I et IV sont complètement cimentées.

Lors des opérations de cimentation, on enregistre des pertes notables de ciment auxquelles on tente de remédier par les mesures suivantes :

- doublement du volume de laitier théoriquement nécessaire
- obstruction préalable de fissures grâce à une circulation de boues lourdes à la baryte (densité 2)
- fixation de "paniers" de cimentation à différentes profondeurs de façon à fractionner la pression de la colonne de ciment.

Cette dernière mesure s'est révélée la plus efficace mais, dans certains cas, le niveau de cimentation s'est établi encore trop bas (par ex. à 130 m de profondeur pour le casing 9 5/8" et à 500 m de profondeur pour le casing 7" dans le puits II, à 129 m pour le casing 7" dans le puits III).

Au cours des opérations de forage, on enregistre constamment la vitesse de forage et la teneur en méthane des boues de forage. Associées à toutes les autres mesures possibles dans les puits (avant ou après la pose des casings) et aux carottages latéraux dans la couche, ces informations permettent de se faire une idée précise de la lithologie et de la structure géologique des couches traversées au tricône.

3.3. TECHNIQUES DE NETTOYAGE ET DE REMISE EN ETAT DES PUIITS

Après achèvement des travaux de fonçage des puits I, II, III et IV et avant le début des tests de perméabilité, on a, au cours de l'année 1980, procédé à l'achat d'une sondeuse légère de seconde main (type Diamant Boart 451), d'une tour appropriée et d'une ligne de tubings ADBGM. Cet achat se justifie en prévision des diverses interventions à effectuer sur les puits.

Au fur et à mesure de l'avancement des travaux, on est amené à acquérir de nouveaux trains de tubings (type BDB et 1,66" API). On met également au point différents outils d'intervention et de repêchage.

Tout ce matériel est principalement utilisé pour :

- la mise en place et le retrait des équipements légers de puits
- la prise d'empreintes au fond des puits
- la réalisation de travaux de repêchage assez simples
- le nettoyage de puits par circulation d'eau ou soufflage d'air (circulation d'eau ou d'air entre les tubings et l'espace annulaire)
- la vidange des puits.

La capacité limitée de notre installation nous a évidemment obligés à faire appel, de temps à autre, à des firmes extérieures de service, lorsqu'il est nécessaire d'effectuer d'importants travaux de remise en état et d'intervention, de mettre en place ou de retirer des équipements lourds.

C'est ainsi qu'à plusieurs reprises on doit :

- retirer ou repêcher des éléments de tubings victimes de phénomènes de corrosion
- procéder au curage complet des pieds de puits (expulsion d'éboulis de charbon ou de stériles, de tronçons de tubings ...)
- remplacer les liners de protection situés à hauteur de la couche.

Ces opérations seront mentionnées dans le cadre des phases expérimentales correspondantes.

Bornons-nous à relever ici qu'en 1980 et 1984, on a effectué des opérations de diagraphies (logging) en vue de vérifier la qualité de la cimentation derrière le casing et de mesurer l'épaisseur résiduelle du métal, après corrosion. On a ainsi détecté une perte d'épaisseur de 2,5 mm dans les 15 derniers mètres du puits I et de 3,8 mm entre les cotes - 740 m et - 85 m dans le puits II.

4. INSTALLATIONS DE SURFACE

4.1. GENERALITES

C'est la firme COPPEE RUST qui a effectué l'engineering de détail des installations de surface sur base des grands principes définis dans le courant de l'année 1979.

L'érection des bâtiments et le montage des installations ont lieu au cours de la période 1980-1982 : le site occupé présente une forme trapézoïdale d'une longueur approximative de 310 m et d'une largeur variant entre 95 et 130 m (figure 10).

4.2. AIR COMPRIME

Basse pression : compresseur 10 bar - 24 Nm³/h.

Moyenne pression : compresseur centrifuge Ingersoll Rand, 5 étages (1 turbo compresseur à 3 étages + 1 turbo surpresseur à 2 étages) - 12.000 Nm³/h - 45 bar - 2,6 MW - refroidissement à l'eau (ce compresseur est prévu pour la phase de gazéification proprement dite mais n'a en fait pas été utilisé dans ce but).

Haute pression : 2 compresseurs piston à 5 étages (Ateliers François) donnant chacun 350 Nm³/h à 300 bar. En raison de diverses déficiences, on n'a pas pu conserver les performances prévues et ces compresseurs ont fait l'objet de modifications : on a conservé les quatre premiers étages et une pression de sortie de 120 bar. Les 2 compresseurs ont été associés à 2 surpresseurs à membrane CORBLIN. A l'issue de différents travaux d'adaptation, on a pu atteindre les performances annoncées, à savoir 350 Nm³/h à 300 bar par unité.

4.3. EAU - VAPEUR

L'alimentation en eau du chantier est assurée par des pompes immergées dans des puits d'eau. Trois pompes et un réservoir tampon alimentent le réseau d'eau de surface (utilisé également comme réseau de protection contre l'incendie) avec un débit maximum de 80 m³/h.

Deux pompes à eau haute pression (300 bar) sont en mesure d'injecter chacune 1,8 m³/h d'eau dans le réseau des puits de gazéification. Une pompe doseuse spéciale permet d'ajouter à l'eau injectée un agent moussant au rythme de 2,5 l/h (1 %); le dispositif peut donc produire l'eau mousseuse au pied du puits d'injection.

On trouve encore en surface une chaudière à vapeur d'une capacité de 1 t/h (6 bar, fonctionnement au propane) et une autre chaudière à vapeur de 8 t/h (45 bar, fonctionnement au propane ou utilisation du gaz produit). Ces chaudières sont alimentées par une installation de déminéralisation de 15 m³/h et 3 réservoirs tampons de 40 m³. La vapeur sert essentiellement au chauffage des bâtiments et à l'évaporation de l'oxygène, du CO₂ et de l'azote liquides.

Les eaux résiduaires (à l'exception de celles provenant des puits de gazéification) sont rassemblées dans un réservoir collecteur de 30 m³. On effectue des contrôles en continu du pH et de la teneur en NaCl et le cas échéant, on ajoute un certain volume d'eau de dilution avant leur évacuation vers l'extérieur.

Les eaux utilisées pour les travaux de forage décantent dans un bassin prévu à cet effet. Les boues déposées sont évacuées dans des décharges spéciales. Les eaux qui accompagnent le gaz produit contiennent des phénols et des crésols. Elles sont transportées en cokerie et traitées avec les eaux résiduaires de celle-ci.

4.4. INSTALLATIONS CRYOGENIQUES (N₂, O₂, CO₂)

Initialement, l'azote est prélevé à basse pression à partir d'un réservoir d'azote liquide de 6330 l et il est comprimé par des compresseurs d'air jusqu'à la pression choisie.

A partir de 1983, la capacité de stockage est portée à 21.000 l (13.500 Nm³). L'azote peut donc être utilisé de deux façons :

- soit, prélevé sous une pression de 13 bar en tête du réservoir de stockage et, après réchauffage à la température ambiante, utilisé à basse pression;
- soit, porté sous forme liquide à une pression de 280 bar par des pompes cryogéniques (270 ou 400 Nm³/h) pour être ensuite vaporisé sous pression (500 Nm³/h).

Pour l'azote liquide, on a loué une installation analogue. Après les dernières transformations, cette installation comporte deux réservoirs de stockage (20.000 l + 7.500 l ≈ 23.400 Nm³) avec pompes immergées et réchauffeur vapeur (1000 Nm³/h à 200 bar). Une pompe auxiliaire permet de fournir 500 Nm³/h à 300 bar.

L'installation pour la fourniture de CO₂ est également en location. Elle comporte un réservoir à CO₂ liquide (16 bar, - 25°C), deux pompes cryogéniques en série et, entre elles, un réservoir sphérique de 2,5 m³ (100 bar). Le CO₂ liquide est disponible sous une pression de 280 bar avec un débit maximal de 200 l/h. Ultérieurement, cette installation a vu sa capacité de stockage portée à 11 tonnes et son débit à 2600 kg/h, mais elle n'a plus été utilisée sous cette forme.

4.5. PROPANE

On utilise le propane pour alimenter les chaudières à vapeur, pour assurer la combustion du gaz produit et, dans le gazogène, pour faciliter l'allumage du charbon. On a aménagé une zone de stockage bien dégagée pour le propane liquide et ses évaporateurs, suffisamment à l'écart du site expérimental proprement dit.

4.6. TRAITEMENT DES GAZ

Un séparateur destiné à assurer la reprise des condensats est monté à la tête du puits de récupération. Ce séparateur est conçu pour fonctionner à une pression de 45 bar. Cependant, dans certaines circonstances, les pressions de récupération peuvent atteindre 175 bar et on a donc installé entre le puits et le séparateur trois vannes de détente en parallèle.

Des dépoussiéreurs à multicyclones sont disposés sur la conduite de gaz produit pour ramener la teneur en solides de 7 à 1 g/Nm³ et la granulométrie maximale de 2 mm à 8 µ. Ces dispositifs sont situés à l'amont de tous les appareillages de mesure et d'analyse et doivent donc résister à une pression de 45 bar. Leur vidange est assurée par l'intermédiaire de sas.

Avant d'être libérés à l'atmosphère, les gaz sont brûlés de manière non polluante grâce à une flamme d'appui au propane, soit dans une torchère (pour les petits débits), soit dans un incinérateur de 20 m de haut et 1,80 m de diamètre (pour les gros débits). En outre, on a la possibilité de brûler le gaz dans la grosse chaudière à vapeur.

4.7. APPAREILLAGES D'ANALYSE ET DE MESURE

On ne peut évidemment mesurer les températures dans le gazogène. On doit donc se borner à suspendre des thermocouples dans les différents puits de gazéification. Ces thermocouples sont groupés sous forme de faisceaux, solidarisés au train de tubings jusqu'aux dispositifs d'allumage ou encore quelques mètres à l'amont de ceux-ci.

Les pressions d'injection et de récupération sont mesurées en tête de puits. Néanmoins, on relève séparément la pression qui règne dans les tubings et dans les différents espaces annulaires entre tubings et casings. Moyennant une correction calculée en fonction du poids spécifique du fluide dans le puits, on peut ainsi calculer la pression effective qui règne au pied du puits.

Les mesures de débit sont réalisées en continu en relevant les pertes de charge dues à des orifices calibrés (conversion des mesures par ordinateur).

L'analyse des gaz s'effectue en continu en utilisant à la fois des chromatographes en phase gazeuse et des appareils spécifiques pour l'hydrogène (conductibilité thermique), l'oxygène (thermomagnétisme), le méthane, le CO, le CO₂ (absorption infra-rouge).

L'analyse des condensats fait appel aux photomètres à filtres, aux pH-mètres digitaux, aux conductivimètres (toutes les 4 heures, détermination de la concentration en ions Cl⁻, SO₄²⁻, Fe²⁺, Fe³⁺, Ni²⁺, NH₄⁺, CN⁻, Zn²⁺ et S²⁻ et de l'index des phénols.

On a également fait effectuer deux analyses spectroscopiques d'échantillons de goudrons (phase initiale et terminale de la gazéification).

L'Institut Pierre & Marie Curie à Paris a procédé à des analyses isotopiques (¹³C, ¹⁸O, ²H) sur des échantillons de gaz prélevés à intervalles réguliers. Ces analyses permettent d'étudier les équilibres et la cinématique des réactions.

Enfin des essais de traceurs sont menés essentiellement en vue d'évaluer les durées de séjour des différents constituants dans le réacteur. Dans ce cadre, on a successivement eu recours à l'hélium, au Xenon 133 radioactif et à l'eau lourde.

Tous les paramètres mesurés sont stockés, enregistrés et transformés en continu sur ordinateur de façon à y apporter les corrections nécessaires "on line" et à disposer en permanence d'un état du bilan matières.

4.8. TUYAUTERIES

Compte tenu des conditions opératoires changeantes et difficilement prévisibles, on s'est ménagé la possibilité d'utiliser tous les puits aussi bien comme puits d'injection que comme puits de production : ceci implique l'amenée de tous les fluides aux différentes têtes de puits.

Par la force des choses, cette exigence conduit à un réseau de tuyauteries assez complexe. Pour faciliter les permutations, on a fait un large usage des tuyauteries flexibles. Seules les conduites principales (6" et 1,66" pour les puits d'injection, 8" et 1,66" pour le gaz produit) sont assemblées de façon rigide. La figure 11 schématise le flow sheet final d'alimentation des puits I et II.

Mentionnons encore quelques points particuliers :

- l'épaisseur de toutes les tuyauteries en acier destinées au transport du gaz produit est systématiquement augmentée de 1 mm par rapport aux prescriptions DIN habituelles;
- la même démarche est suivie pour les tuyaux flexibles : on a systématiquement porté son choix sur une qualité supérieure à celle préconisée par le constructeur, compte tenu des températures et pressions d'utilisation. En outre, ces flexibles sont remplacés plus tôt que prévu;
- la vitesse d'écoulement de l'oxygène est limitée à 9 m/sec. et les conduites destinées au transport de ce fluide sont uniquement en inox ou en cuivre;
- les conduites dans lesquelles la pression des gaz dépasse 15 bar sont systématiquement pourvues de soupapes de sécurité et de disques de rupture. Les conduites principales d'alimentation ou de départ (vers où à partir des puits) sont équipées de vannes d'arrêt télécommandées. Ces différentes mesures permettent de respecter les prescriptions existantes;
- les conduites qui véhiculent des gaz chauds et humides sont systématiquement calorifugées; dans de nombreux cas, elles sont réchauffées par un traçage vapeur de façon à prévenir les condensations;
- aux alentours des puits et des brides de connexion, on définit des zones de sécurité où le matériel électrique est soit antidéflagrant, soit de sécurité intrinsèque. Par ailleurs, on y effectue des contrôles périodiques de la teneur en CO.

5. ETUDE DE LA PERMEABILITE

5.1. DONNEES GEOLOGIQUES

Les indications de la géologie régionale et l'analyse des sondages confirment que l'ensemble de la zone a été soumis à des poussées dirigées du sud vers le nord. Si le site de Thulin lui-même n'est pas traversé par d'importants dérangements tectoniques, on y observe cependant un grand nombre de petites surfaces de charriage qui recoupent le massif sous un angle de pente légèrement inférieur à celui de la stratification et qui suivent, de préférence, les bancs schisteux tendres ainsi que les couches de charbon. Ces couches de charbon peuvent localement subir de fortes déformations ou encore être entièrement laminées. De ce fait, la composition des couches n'est pas constante et la corrélation entre laies de charbon est difficile à établir. C'est ainsi que dans le puits IV, la couche est pratiquement disparue (figure 12).

En vue de prédéterminer la direction préférentielle de la perméabilité, on a étudié sur les carottes de forage la géométrie des clivages et de la structure tectonique du charbon.

On peut déduire de cette étude les conclusions suivantes :

- du fait de déformations tectoniques, le charbon a été désagrégé par processus de cisaillement en lamelles minces dont l'épaisseur est de l'ordre du millimètre;
- le charbon dans les lamelles est souvent écrasé sous forme de mylonite (poudre) de charbon;
- les surfaces de cisaillement sont extrêmement lisses et étanches : elles sont très peu rugueuses si on les compare aux surfaces des clivages;
- la direction et la pente de la majorité des surfaces de cisaillement sont similaires à la direction et à la pente de la stratification (ESE-ONO, ou sud);
- quelques surfaces de cisaillement à direction identique ont un pendage nord;
- dans le puits IV, on observe des situations complexes en matière de direction et de pendage des surfaces de cisaillement; en outre, on ne relève aucun indice de failles à fort pendage (appartenant à une tectonique plus récente).

En conclusion, on peut constater que :

- en cas de désagrégation, les surfaces de cisaillement constituent les voies de migration préférées pour les fluides injectés;
- compte tenu de la pression lithostatique, la ligne d'intersection est-ouest des surfaces de cisaillement à pendage sud et nord représente la direction préférentielle de la perméabilité;
- le charbon se détache facilement du front sous forme de petits morceaux (de l'ordre de quelques cm).

Ces conclusions se confirment au cours de l'expérience de gazéification : les carottes sont cependant trop friables que pour permettre une mesure directe de la perméabilité, mais, dans des gisements analogues, on a mesuré des valeurs de 0,003 à 1,37 md. La perméabilité des roches encaissantes et des intercalaires est nettement plus faible et oscille entre 0,00006 et 0,008 md.

5.2. PRESSION PREEXISTANT DANS LE GISEMENT

Au cours de la période qui s'étend de l'achèvement des travaux de forage (juin 80) jusqu'au 16 février 81, on a observé l'évolution du niveau de l'eau dans les quatre puits initialement noyés.

Dans le puits III, le niveau d'eau décline rapidement pour se stabiliser à - 69,6 m. Dans les autres puits, l'évolution est beaucoup plus lente et la pression d'équilibre ne peut être évaluée que par extrapolation logarithmique des mesures. La pression absolue dans les quatre puits (ramenée au niveau de la couche) s'établit entre 79,2 et 81,6 bar, ce qui correspond à 95 % de la pression hydrostatique maximale à la même profondeur.

5.3. INJECTION ET COMMUNICATION A L'EAU

On a évalué la perméabilité initiale de la couche de charbon en réalisant pendant une période de 7 jours une injection d'eau par les 4 puits. La pression d'injection s'est stabilisée entre 36 et 38 bar en surface (Water Acceptance Test). Après 3,5 jours d'injection, le débit d'injection s'est stabilisé à une valeur de 84 l/heure. Ensuite, on ferme les puits pendant 14 jours et on observe la courbe de décroissance de la pression en tête de puits (Fall Off Test).

Ces mesures permettent de déterminer pour les puits I, II et IV une perméabilité apparente comprise entre 0,006 et 0,09 md. Pour le puits III, la valeur de la perméabilité est environ 50 fois plus élevée et ceci peut être attribué à la présence d'une formation particulièrement perméable sise plus bas que la couche et recoupée par le puits. Après cimentation de la partie inférieure de ce puits (jusqu'à 882 m) on obtient des chiffres de perméabilité comparables à ceux des autres puits.

5.4. VARIATION DE LA PERMEABILITE EN FONCTION DE LA PRESSION

Entre le 10 mars et le 18 mai 1981, on a injecté de l'eau sous pression via le puits central (II) en direction des puits périphériques. La diminution de la pression de récupération (obtenue en faisant descendre le niveau de l'eau dans les puits périphériques exutoires) n'exerce qu'une faible influence sur le débit. Par contre, l'accroissement de la pression d'injection augmente spectaculairement, non seulement le débit mais aussi la perméabilité.

Quand la pression d'injection (ramenée au niveau de la couche) augmente de 124 à 221 bar, la valeur de la perméabilité triple et, entre 221 et 260 bar, cette valeur devient 40 à 50 fois plus importante. Il semble qu'il existe une pression "seuil" ou encore pression de fracking dont la valeur est voisine de la pression lithostatique dans le gisement (pression de fracking minimale) (figure 14).

En deça de cette pression seuil, la perméabilité est une fonction linéaire de la pression d'injection et, au delà, une fonction à la 3ème puissance. Dans les puits exutoires, l'effet d'un accroissement de la pression d'injection devient perceptible après une période variant entre 3 et 28 heures.

Au total, on récupère environ 10 % du débit injecté : le solde se disperse probablement dans la couche et dans toutes les directions. On observe une direction privilégiée d'écoulement du puits II vers le puits III en conformité avec la structure géologique (temps de réponse).

Les essais d'écoulement d'eau et les variations de pression inhérentes ont provoqué dans les puits I et II un effritement des parois à hauteur de la couche (fluage de charbon) et la formation de bouchons de fines particules dans la partie inférieure des puits. Il a fallu procéder au curage de ces puits et à la pose de crépines (liners) à hauteur de la couche (21/9 au 10/10/81).

5.5. INJECTIONS D'AZOTE

Entre le 21 novembre et le 1er décembre 82, on mène des essais similaires (Gas Acceptance Test + Fall Off Test) avec de l'azote et de l'air sous pression élevée (215 à 230 bar) (figure 15).

Il existe une assez bonne corrélation entre les résultats déduits des deux méthodes (0,2 à 1,2 md); cependant, les résultats obtenus avec les gaz sont moins dépendants de la pression qu'avec les liquides, pour la même gamme de pressions. Des considérations théoriques permettent d'expliquer cette différence de comportement.

Des tests de communication d'un puits vers l'autre, impliquant des injections de 250 à 320 Nm³/h à une pression de l'ordre de 200 bar ont fourni des taux de récupération de 1 à 10 %. On n'observe pas de symétrie d'écoulement entre puits voisins mais, selon la position des puits, une partie plus ou moins importante du débit peut se disperser dans le gisement vierge.

La direction I-II ou II-I semble plus avantageuse que les autres.

En règle générale, au début de chaque essai, on observe une période transitoire de quelques heures au cours de laquelle le gaz remplit les pores de charbon.

Entre le 4 et le 6 janvier 82, on procède à un essai de communication à l'air (débit injecté 260 Nm³/h) du puits I vers le puits II sous une pression moyenne de 208 bar; les injections d'air du puits I sont interrompues toutes les 8 heures pour injecter 300 l d'eau en vue de limiter les risques d'auto-inflammation de charbon. Le débit récupéré a oscillé entre 25 et 65 Nm³/h (taux de récupération : 12 à 24 %). On peut supposer que l'amélioration du taux de récupération est due aux injections d'eau qui colmatent progressivement les fissures du charbon dans les directions dépourvues d'exutoire.

5.6. ESSAIS ULTERIEURS

Pendant toute la durée de l'expérience, l'évolution de la perméabilité est restée un souci majeur pour les chercheurs.

A l'issue de la première série d'essais de rétrocombustion, on procède de nouveau à des tests en utilisant un mélange spécial d'azote et d'air appauvri en O₂ (novembre 82).

On injecte dans le puits I des débits compris entre 230 et 415 Nm³/h sous une pression de 250 bar et on récupère au puits II de 13 à 69 Nm³/h (soit 6 à 17 % du taux de récupération). Ces chiffres restent comparables à ceux obtenus au début de l'année 1982.

A l'issue de l'expérience de gazéification, au mois de mai 87, on effectue des tests de communication à l'azote. Des débits de l'ordre de 310 Nm³/h sont injectés par le puits I sous une pression de 250 bar. Le débit de gaz récupéré (à savoir 100 Nm³/h d'azote et 30 Nm³/h de CO₂) correspond à un taux de récupération de 32 %. Il faut cependant reconnaître qu'entretemps les circonstances ont fondamentalement changé (forage d'un chenal de liaison qui s'est colmaté ultérieurement, cokéfaction d'une partie de la couche ...).

5.7. CONCLUSIONS

- Sur base des mesures réalisées sur le site, on peut déterminer la pression des fluides préexistant dans la couche à Thulin (eau + méthane); celle-ci est d'environ 82 bar et représente 95 % de la pression hydrostatique maximale. Par contre, la contrainte minimale de fracking (provoquant l'ouverture des fissures par l'eau) se situe aux alentours de 200 bar, ce qui est équivalent, en ordre de grandeur, à la pression lithostatique.
- Dans le cas de pressions d'injection faibles, la perméabilité à l'eau est plus réduite que la perméabilité au gaz. Cependant, lorsqu'on atteint, avec l'eau, la pression dite de "fracking", la perméabilité augmente alors beaucoup plus rapidement (sa croissance est fonction de la 3ème puissance de la surpression).
- La perméabilité varie en fonction de la direction mais la direction optimale n'est pas identique pour l'air (OSO-ENE, perpendiculaire en plans de charriage) et pour l'eau après fracking (NNO-SSE).
- Le taux de récupération dépend de l'orientation et du sens d'écoulement. Il peut être affecté par la présence d'eau colmatant les fissures du charbon dans les directions où il n'existe pas d'exutoire.

6. ESSAIS DE RETROCOMBUSTION

6.1. OBJECTIFS

Le but de cette opération consiste à créer, entre deux puits, par combustion dans la couche, un chenal perméable à partir duquel la gazéification proprement dite pourra se développer.

A cet effet, le charbon est mis à feu dans le puits de récupération (puits II) par l'intermédiaire d'une résistance électrique ou d'un brûleur. Simultanément, on injecte de l'air sous pression élevée dans le puits d'injection (puits I). L'air filtrant en direction du puits II doit alimenter le processus de combustion. Par suite de la perméabilité réduite, la vitesse d'écoulement du fluide est faible; de ce fait, on escompte que la combustion va se déplacer vers l'amont et, qu'une fois le chenal amorcé, le débit de gaz suivra la voie la moins résistante et allongera dès lors le chenal en question. C'est à tout le moins ce que l'on constate lors d'essais effectués en laboratoire ou à faible profondeur sous une pression de quelques bars.

6.2. EQUIPEMENT DES PUITES

Le casing 7" est évidemment interrompu à hauteur de la couche de charbon. Cette zone est protégée par un tube perforé de 5 1/2" (appelé liner). Des liners de ce type sont par essence soumis à de fortes actions corrosives et doivent faire l'objet, au fil du temps, de fréquents remplacements (figure 16).

En outre, les puits I, II et III sont équipés sur toute leur longueur d'un train de tubings de 45 mm de diamètre extérieur : le placement de dispositifs de centrage sur ce train permet d'assurer un bon positionnement de cette ligne dans le puits. Un des principaux rôles de ce train de tubings est d'assurer l'évacuation des venues d'eau par air lifting à partir du fonds des puits.

Les lignes de tubings subissent de fortes corrosions. C'est ainsi que, en avril 83, dans le puits I, on a remplacé cette ligne par un nouveau train en inox (pour le tronçon inférieur) et en acier au carbone (ADBG et ADB) (pour la partie supérieure). Dans le puits II, en février 82 déjà, les tubings atteints par la corrosion sont remplacés par une ligne en acier de 2" de diamètre et, en septembre 83, par une colonne 1,66" API qui elle-même doit être renouvelée à quatre reprises (novembre 83, janvier 84, avril et mai 84) en raison de ruptures dues à des phénomènes de corrosion fissurante sous tension.

Pour pouvoir amorcer la rétrocombustion, la ligne de tubings du puits II est pourvue à sa partie inférieure d'un allumeur électrique de 35 kW (figure 17) mis hors service à deux reprises : la première fois, en raison d'un court-circuit (février 82) et la seconde fois, par suite d'un défaut d'isolement (mai 82). En septembre 83, on substitue à ce dispositif une "torche" (figure 18) composée d'anneaux en céramique poreuse disposés autour du tubing; un tube macaroni alimente cette torche en combustible et le répartit sur toute la périphérie annulaire. Le tubing proprement dit se prolonge vers le bas, au delà du brûleur, de façon à exhaurer l'eau à un niveau inférieur. Le combustible (fuel, méthane ou propane) est mis à feu par injection de TEB (triéthylborane liquide qui s'inflamme spontanément en présence d'air) fourni par un autre tube macaroni.

En plus des tubes macaroni, le tubing porte également trois thermocouples destinés à mesurer la température au-dessus et en dessous de la torche.

6.3. PREMIERE SERIE D'ESSAIS

La première tentative de mise à feu (comportant une vidange de l'eau et un allumage au puits II sous une pression de 189 bar) est interrompue par un court-circuit, vraisemblablement au niveau d'une connexion entre câbles d'alimentation de l'allumeur (février 82).

Le 1er avril 82, on a procédé à une nouvelle tentative. L'air réchauffé à 115°C par l'allumeur électrique disposé 28 m au-dessus de la couche est injecté sous une pression de 200 bar dans la couche (débit injecté 260 Nm³/h). L'allumage est caractérisé par une forte diminution de la perméabilité. On ne peut maintenir la combustion en raison du faible débit d'air qui filtre à partir du puits I. Néanmoins, à l'issue de trois essais, le feu peut être réactivé par injection d'air dans le puits II.

Le premier essai de rétrocombustion démarre le 11 mai 1982 : la pression dans le puits I s'établit à ce moment à 220 bar et celle du puits II est ramenée à 55 bar : le débit injecté est de 483 Nm³/h et le débit récupéré de 100 Nm³/h. Cependant, la teneur en CO₂ du gaz sortant diminue régulièrement (de 14 % à 3 %). L'essai se termine le 15 mai par une auto-inflammation du charbon au puits I.

L'auto-inflammation du charbon au voisinage du puits d'injection présente deux inconvénients majeurs : elle réduit considérablement l'injectabilité de la veine et consomme l'oxygène de l'air, ce qui le rend impropre à alimenter un foyer de rétrocombustion aux alentours du puits II.

On tente de pallier ces difficultés par divers moyens :

- on met sous eau le pied du puits I : cette opération a été répétée plusieurs fois
- on inverse à plusieurs reprises le sens d'écoulement de l'air entre puits
- on procède à de brusques alternances de mise en pression et de décompression en vue de disloquer la zone de charbon affectée.

Après 6 semaines (le 2 juillet), la perméabilité s'est suffisamment améliorée pour permettre une reprise des essais dans des conditions normales (du puits I vers le puits II : 300 Nm³/h injectés sous une pression qui régresse progressivement de 260 à 230 bar).

Au cours des trois mois suivants (juillet-septembre 82), les résultats s'améliorent temporairement (réactivation peu stable des foyers de combustion au voisinage du puits II; débit sortant jusqu'à 60 Nm³/h d'un gaz tenant 14 % d'O₂ et 8 % de CO₂) pour se dégrader ultérieurement : les foyers autour du puits II ne s'étendent pas.

Pendant une période de deux semaines (jusqu'au 14/10), on inverse à nouveau le sens d'écoulement (cette fois, du puits II vers le puits I) mais sans succès (le débit se réduit encore) et l'essai est interrompu.

6.4. TRAVAUX DE REMISE EN ETAT

Le réacteur souterrain est tout d'abord mis sous eau en vue de le refroidir et d'en améliorer la perméabilité. On exécute ensuite de nouveaux tests de communication (5.5).

Le train de tubings du puits II, affecté par la corrosion, est remplacé par une nouvelle ligne en acier inoxydable, de plus petit diamètre, destinée à permettre l'évacuation de l'eau même dans le cas d'un faible débit de gaz. Pour maintenir le niveau d'eau le plus bas possible, on descend cette nouvelle ligne à une profondeur maximale. L'allumeur électrique est remplacé par une torche d'allumage à fuel (6.1).

En vue de réduire les risques d'auto-inflammation au puits I, on décide d'abaisser la teneur en oxygène de l'air injecté et de refroidir le pied du puits par un apport de CO_2 liquide (120 kg de CO_2 et 500 Nm³/h d'air).

On procède également au remplacement des liners et à l'élimination d'un important volume d'éboulis qui envahissent le pied du puits II. Ces mesures améliorent la liaison entre puits (processus de filtration via la couche Léopold et le sillon supérieur de la couche Charles).

6.5. DEUXIEME SERIE D'ESSAIS

De juillet à novembre 83, on procède à l'assèchement et au refroidissement de la couche par des opérations d'air-lifting dans les puits et par des injections de CO_2 et de N_2 dans la couche.

Une première tentative de mise à feu de la torche (9 septembre) est interrompue par une auto-inflammation dans le puits I et par une rupture de tubing dans le puits II.

Au cours des premiers jours du mois de décembre, tout en maintenant un apport de N_2 et de CO_2 , on injecte également un peu de propane en vue de favoriser la propagation de la combustion.

La nouvelle mise à feu de la torche au puits II s'effectue au TEB le 5 décembre 83 et 270 Nm³/h d'air sont injectés dans le puits I. 34 h plus tard, on enregistre une nouvelle auto-inflammation dans le puits I. On arrête alors l'injection de propane. Après quelques jours, les foyers s'éteignent spontanément aux 2 puits.

Le 20 décembre 83, on procède à une troisième opération d'allumage au puits II : celle-ci s'effectue en injectant l'air sous une pression variant de 130 à 220 bar, dans l'espace annulaire compris entre la ligne de tubings et le casing. On réussit cette fois à fournir au charbon présent au pied du puits II des quantités de chaleur suffisantes pour y maintenir une combustion stable. On récupère des volumes de gaz avec des teneurs en CO_2 de 15 à 19 % et des teneurs en O_2 de 4 à 12 %.

Mais, une fois de plus, la ligne de tubings est mise hors service sous les effets de la corrosion (26/12/83) et le 16 janvier 84, l'expérience est de nouveau interrompue. Au cours de cette période, on doit éliminer des volumes d'eau relativement importants (30 l/h).

Le puits II est dégagé jusqu'au niveau de la couche et on y met en place une nouvelle ligne de tubings (sans brûleur).

A partir du 3/2/84, on reprend l'injection au puits I (250 Nm³/h d'air avec 10 % de CO₂ sous une pression de 250 bar et à partir du 15/2/84, 600 Nm³/h d'air sous une pression de 270 bar). On récupère dans ces conditions à peu près 140 Nm³/h d'un gaz tenant 11 % O₂ et 17 % de CO₂. Cette composition paraît résulter de l'existence de foyers de combustion à co-courant dispersés dans des fissures autour du puits d'injection.

Pour favoriser la naissance de nouveaux foyers autour du puits II, on décide d'y relever la pression partielle d'oxygène en y portant la contrepression à 100 bar. On procède également à des adjonctions de propane à l'air d'injection tout en réduisant la teneur de CO₂ mais l'effet de ces mesures est peu sensible.

Le 19 mars 83, on constate un accroissement de la teneur en CO₂ (20 %) et une diminution de la teneur en O₂ (5 %) dans le gaz produit : ces conditions caractérisent la naissance d'un foyer de combustion aux alentours du puits II. Mais, le 22 mars, l'expérience est à nouveau interrompue par une rupture de tubing. Lors des opérations de nettoyage, on constate que le puits ne peut être dégagé que jusqu'à 862,3 m de profondeur, c'est-à-dire 2 m au-dessus de la couche.

Le 14 avril, on reprend l'injection dans des conditions analogues (600 Nm³/h d'air avec 10 % de CO₂ dans le puits I, contrepression de 100 bar au puits II avec taux de récupération de 25 %).

Du 19 au 30 avril, on enregistre un accroissement de la température mesurée au pied du puits II (400-500°C), la disparition de l'oxygène dans le gaz et l'apparition d'un gaz combustible : 2...4 % CH₄, 6...8 % CO, 4...5 % H₂, d'un pouvoir calorifique compris entre 2000 et 2500 kJ/Nm³. Ces conditions témoignent clairement d'une inflammation spontanée et du développement d'un gazogène aux alentours du puits II. Ce gazogène est vraisemblablement alimenté par une filtration d'air dans le sillon supérieur ou un by-pass dans le toit de la couche. Aucune indication ne permet cependant de penser qu'il y a création d'un chenal.

Une réduction de la contrepression (de 100 à 50 bar) donne de mauvais résultats. Le colmatage du train de tubings suscite également des difficultés.

Au cours de la nuit du 30 avril au 1er mai, on enregistre de nouveau une rupture du tubing, et le 7 mai, l'essai est définitivement arrêté. Toutes les tentatives de repêchage ou d'élimination totale par fraisage des tubings restés au fond du puits se soldent par des échecs. Le puits n'est désormais accessible que jusqu'à 851 m de profondeur, soit 15 m au-dessus de la couche.

6.6. CONCLUSIONS

Un processus d'exhaure efficace est indispensable pour assurer l'évacuation de l'eau qui s'accumule au fond du puits. Dans cette optique, l'extrémité du train de tubings doit se trouver à un niveau suffisant sous la couche. Ceci n'a pas toujours été possible au cours des essais, en raison de la présence d'éboulis et de débris de tubings qu'on n'est pas parvenu à éliminer intégralement. Dans ces conditions, l'eau excédentaire éteint évidemment les foyers. En outre, la présence d'eau liquide favorise les phénomènes de corrosion rapide et les ruptures de tubings.

Le charbon vierge in situ est peu réactif : les réactions d'oxydation ne peuvent se développer que dans les zones détendues autour des puits (zones de fluage du charbon).

L'auto-inflammation de charbon plus ou moins désagrégé aux alentours du puits d'injection réduit sensiblement la perméabilité et la concentration en oxygène de l'agent gazéifiant est trop faible lorsqu'il atteint le puits de production. Cependant, en accroissant la pression d'injection, on refoule le feu dans les fissures ce qui empêche le développement d'un foyer de combustion régulier et provoque finalement une extinction "spontanée" du feu.

L'allumage du charbon au puits de production par conductibilité thermique à travers le liner est un procédé peu efficace. Cependant, en faisant fonctionner la torche sous une pression élevée, on parvient à injecter des fumées chaudes dans le charbon et, dès lors, à y développer un foyer actif.

L'objectif initialement visé, à savoir la création d'un chenal à contre-courant qui permet d'obtenir une "connexion" entre puits à faible profondeur, apparaît irréalisable à grande profondeur. L'existence d'une pression lithostatique élevée a pour conséquence de refermer les fissures, ce qui entraîne une diffusion du gaz dans un grand nombre de très petits pores (de quelques microns). Ces conditions s'opposent à l'amorçage de toute voie préférentielle à partir de laquelle un chenal pourrait se créer.

Toutes ces raisons nous poussent donc à envisager une méthode de liaison tout à fait différente.

7. SONDAGES DIRIGES

7.1. CONCEPT

Compte tenu de la difficulté, voire de l'impossibilité d'établir une liaison entre puits par rétrocombustion, on s'est tourné vers la technique des sondages déviés qui a connu au cours des dernières années un développement important dans l'industrie pétrolière. Pour des raisons économiques, on décide de réaliser une déviation en partant d'un des deux puits existants. Par ailleurs, les dimensions limitées du site ne permettent pas de recourir à la technique des puits déviés à grand rayon de courbure (150 m).

On a donc choisi l'option suivante : réaliser une déviation à faible rayon (12 m) au départ du puits I et la poursuivre par un drainhole horizontal dans la couche en direction du puits II.

Ce choix présente, entre autres, les avantages suivants :

- les puits conservent des fonctions identiques à celles remplies au cours des expériences précédentes
- si, au départ du puits I, on manque l'objectif (puits II), on peut encore se tirer d'affaire en poursuivant le drainhole en direction du puits III.

Dans des conditions très favorables, on pourrait même réaliser une liaison directe puits I -> puits III (60 m).

Compte tenu des limites de précision ($\pm 20^\circ$) concernant l'azimut de la déviation horizontale (drainhole), on ne peut guère tabler sur une recoupe possible du puits II, ni même de la zone affectée par la combustion autour de ce puits. C'est pourquoi on prévoit qu'après achèvement du drainhole et détermination précise de sa localisation par rapport au puits I, on effectuera au départ du puits II une déviation subverticale (sidetrack) qui devra aboutir - grâce à l'utilisation d'un moteur fond de trou - dans le voisinage immédiat du drainhole.

Le linking final peut se réaliser soit par combustion soit en recourant à une pression hydraulique.

7.2. PUIITS D'INJECTION I - DRAINHOLE

7.2.1. Travaux préparatoires

Pour être en mesure de préparer le point de départ (KOP) de la déviation latérale, 10 m au-dessus de la couche (c'est-à-dire à 854 m de profondeur), il faut tout d'abord nettoyer et reconditionner le puits I jusqu'à la cote 870 m et éliminer par fraisage le tronçon inférieur du casing (entre 854 m et 862 m). Ensuite, il est nécessaire d'aléser à 11" de diamètre la zone comprise entre 854 m et 870 m et de la cimenter sous pression de façon à pratiquer finalement dans ce "pilier" de ciment de 280 mm de diamètre, un cylindre "sain" de 6 1/8" (155 mm). L'ensemble de ces opérations débute en juin 85 : leur réalisation ne va pas sans peine. La présence de débris métalliques ne permet pas l'effacement complet des bras de l'outil d'alésage (utilisé pour augmenter le diamètre en dessous du casing 7") qui dès lors ne peut être remonté qu'aux prix de grosses difficultés.

Par ailleurs, les travaux de cimentation doivent être répétés à 5 reprises avant d'aboutir à un "pilier" de ciment de qualité satisfaisante. Les travaux préparatoires s'achèvent le 27 août 85.

On procède alors, une nouvelle fois, à la mesure de la trajectoire du puits I; il s'agit d'une mesure très précise effectuée au gyroscope (13/9/85). On trouve une différence de 9 m au niveau de 854 m, point de départ prévu de la déviation par rapport aux mesures antérieures de 1978.

7.2.2. Travaux de forage proprement dits

On est dès lors en mesure de s'attaquer au forage du drainhole proprement dit.

A la cote 854 m, dans la nouvelle section de 6 1/8", il faut d'abord procéder à la pose et à l'orientation d'un whipstock à l'aplomb d'un dispositif d'étanchéité (packer) bloqué par dilatation. Pour des raisons diverses (profil irrégulier de la nouvelle section, erreur de mesure, imperfections dans la rectilinéarité du whipstock, mauvais fonctionnement du packer), on ne peut correctement poser l'ensemble qu'à la cinquième tentative (figure 19).

L'amorçage de la déviation (sur quelques décimètres) s'effectue avec des outils de coupe conventionnels qui entament latéralement le pilier de ciment, par l'effet de guidage du sifflet.

Pour le fonçage du tronçon courbe du drainhole (rayon 12,5 m), on recourt à des tiges de forage articulées ("drive pipe" flexibles dans toutes les directions) qui tournent à l'intérieur d'une tige de guidage fixe, flexible dans une seule direction laquelle progresse suivant l'orientation déterminée dans le forage (curved drill guide). Entre le tube de guidage et le taillant de forage, on dispose un raccord coudé (bent-sub) qui maintient le rayon de courbure imposé (figure 20).

On fore lentement (2 à 3 h par mètre) avec un taillant de 6" (poussée sur l'outil : 1 tonne - vitesse de rotation 50 tours/min.). Après 30 cm d'avancement (ultérieurement, tous les mètres), on procède à des opérations répétées de retrait et de réinsertion de la garniture sur quelques mètres de façon à adapter la tige de guidage à la trajectoire imposée.

Après 10 mètres, le forage recoupe la couche de charbon (figure 21). L'ensemble de la garniture de forage est remonté après forage de 12 m, de 16,5 m et de 19,9 m (c'est-à-dire au terme du tronçon en courbe). Ce retrait est imposé par la nécessité de contrôler azimuth et pente de la trajectoire au moyen d'un dispositif magnétique "multishot" et de tiges flexibles en aluminium. Ces mesures ont montré que si le rayon de courbure est correct, l'azimut, par contre, dévie de 20° vers le sud. Les tentatives de correction (modification du bent-sub derrière le taillant) restent infructueuses. Par contre, on doit faire face à des difficultés : éboulements dans la partie forée (on doit forer à nouveau certains tronçons), venues de gaz (azote provenant d'injections antérieures) qui entraînent une dégradation de la qualité de la boue (la densité doit être relevée de 1,07 à 1,3).

Pour la réalisation du tronçon horizontal du drainhole, on intercale derrière l'outil de coupe un "stabilisateur" fixe d'un diamètre légèrement inférieur à celui du taillant (maintien de l'azimut). On rencontre de nouveau des difficultés dues aux éboulements de charbon et au blocage du stabilisateur.

On augmente la densité de la boue jusqu'à une valeur de 1,7, le taillant à molettes est remplacé par un dragbit (trépan à lames) et on fore certains tronçons sans stabilisateur. On procède encore à quatre reprises à des mesures d'orientation.

Après avoir foré une longueur totale de 40 m (dont 31 m dans le charbon), on observe dans les cuttings la présence de particules de calcite et de schistes au voisinage d'un dérangement tectonique probable. Les travaux de forage sont donc arrêtés (le 6 octobre 85).

A cet endroit, le drainhole se situe à peu près à 16 m du puits II (c'est-à-dire à environ 11 m de la cible, ce qui correspond aux prévisions) (figure 22).

7.2.3. Liner flexible

Le 7 octobre, immédiatement après achèvement du forage, on procède à la mise en place d'un liner flexible dans le drainhole. Compte tenu du caractère friable du charbon, cette mesure est jugée à priori indispensable et les expériences acquises lors des travaux confirment amplement ce point de vue.

Avant sa réalisation définitive, le liner flexible fait l'objet d'études fondamentales et est soumis à des tests spéciaux. Les conditions suivantes doivent être remplies :

- le tube doit être suffisamment résistant et les découpes suffisamment étanches pour être en mesure de résister aux pressions de terrains et prévenir toute intrusion de fines ou d'eau à l'intérieur;
- il doit être suffisamment flexible pour être inséré dans une courbe dotée d'un rayon de 12,5 m;
- il doit pouvoir transmettre des couples de torsions (introduction avec rotation);
- le tube doit pouvoir être détruit par combustion sous pression élevée (éventuellement à l'oxygène) de façon à permettre une rétraction du point d'injection de l'agent gazéifiant en fonction de l'avancement du processus de gazéification souterraine.

On a procédé à des expériences fondamentales sur trois types de liners. On a construit sur le site un banc d'essai (chenal en courbe bétonné) représentant le drainhole et on y a simulé les procédures d'insertion du liner dans le sondage ainsi que l'introduction d'un faisceau de thermocouples et de tubes de faible diamètre dans le liner lui-même.

La composition définitive du liner flexible se présente comme suit (figure 23) :

- un patin de guidage conique (avec orifices longitudinaux en vue de faciliter la circulation de la boue);
- 10 éléments de 4 m de longueur de liners flexibles à découpes : ces éléments sont composés de tronçons de ± 50 cm de longueur avec découpes articulées en "puzzle". Ils sont munis d'une garniture interne en caoutchouc. Extérieurement, on les dote de "protecteurs" métalliques qui visent à éviter l'intrusion de charbon dans les découpes (figure 24);

- le liner flexible est prolongé vers l'amont par un tronçon de 62,50 m de tubings rigides de 5" (dans la partie verticale du puits);
- ce tubing est fixé dans le casing 7", 65 m au-dessus de la couche, à l'aide d'un "liner hanger" qui solidarise donc le liner flexible et son extension au casing 7". La partie supérieure du liner hanger est dotée d'un P.B.R. (polished bore receptacle) : son rôle principal est d'assurer une liaison étanche entre le receptacle et le train de tubing de 5" qui le prolonge jusqu'à la tête de puits (figure 25).

Grâce à ces précautions, le placement du liner flexible (à l'aide des tiges de forage) et son ancrage dans le casing via le liner hanger se déroulent sans incidents (7/10/85) en l'espace de 2 heures. Le jour suivant, on raccorde le train de tubings de 5" qui assure la jonction entre la tête de puits et le P.B.R.

7.3. PUITS DE PRODUCTION ET SIDETRACK

7.3.1. Travaux préparatoires

Comme les rayons de courbure dans le puits II sont importants, on peut donc y utiliser des outils conventionnels pour réaliser la déviation. On souhaite ici recouper la couche à un endroit déterminé, soit à environ 16 m au sud de la recoupe originelle du puits II et aussi près que possible du drainhole foré à partir du puits I. Pour ces raisons, on utilise un moteur "fond de trou" type Navidrill Mach 4 (diamètre extérieur 4 1/2") avec tricônes de 6" ou 6 1/8" (figure 26).

On a calculé à l'ordinateur la trajectoire idéale du sondage dévié de manière à atteindre la cible avec un rayon de courbure minimal (et donc de forer en se rapprochant davantage de la verticale et en poussant plus au sud que la trajectoire initiale). La trajectoire réelle est mesurée au cours des opérations de forage et pendant les interruptions grâce à des systèmes magnétiques et gyroscopiques.

Le travail commence le 11/12/85 par la cimentation complète de la partie inférieure du puits II, le fraisage du casing 7" entre 654 et 686 m, l'alésage à 8" ou 8 1/2" de la section ainsi libérée et sa nouvelle cimentation (niveau supérieur du ciment à 656 m).

7.3.2. Opérations de forage

Pour imprimer une déviation de trajectoire à partir du bouchon de ciment, le Navidrill est équipé d'un raccord coudé (bent-sub) de 1,5°. Après 12 m d'avancement, on enregistre des blocages répétés, ce qui nous conduit à recourir à une garniture de forage classique (tricône et système rotary) de façon à éliminer d'éventuels copeaux métalliques subsistant du casing 7". Hélas, cette "garniture" suit la trace cimentée de l'ancien puits, ce qui nous oblige à réaliser une nouvelle opération de cimentation.

Au cours de la seconde tentative, on fore lentement avec le moteur "fond de trou" et après 14 m, on réussit à quitter la zone cimentée voisine du puits initial. Cependant, à la cote 791 m, on réalise que la dérive vers le nord est trop importante. On décide donc de recimenter les 120 derniers mètres de trajectoire et de reprendre le forage à 672 m, d'abord lentement, plus rapidement ensuite, afin de s'éloigner suffisamment des trajectoires précédentes (on refore ainsi 215 m en 14 jours).

On enregistre une usure importante sur les outils (due à la présence de grès ainsi qu'à une vitesse de rotation trop importante pour les tricônes). Les 33 derniers mètres sont forés de façon conventionnelle (système rotary) (figure 27).

On recoupe la couche Léopold Charles entre 866 m et 871 m (le 1/2/86).

7.3.3. Réalisation de la liaison finale

La mesure d'anomalies magnétiques dans le sidetrack jointe à d'autres observations nous permet d'estimer que la recoupe de la couche s'est effectuée à 2 ou 3 m du drainhole (soit à environ 4 à 8 m du sabot de guidage du liner flexible).

Au cours du forage du sidetrack, on maintient une pression de 50 à 60 bar en surface (soit 140 bar avant recoupe de la couche) et le débit de "fuite" est de 0,5 l/heure. Ce débit atteint 1,5 l/heure au moment de la recoupe de la couche. En portant la pression d'eau du puits I à 175 bar (soit 259 bar au fond), on établit la communication qui se matérialise par une éruption de boues de forage au puits II. Par la suite, on maintient une circulation d'eau (117 l/h) à partir du puits I, avec une perte de charge qui devient rapidement négligeable.

A l'issue de ce "percement", on récupère en surface, par l'action d'un taillant de 6" descendu au puits II, environ 50 kg de fines de charbon entre les niveaux 860 et 862 m. Les parois de cette communication paraissent cependant conserver une certaine stabilité.

7.3.4. Finition et équipement

A partir du 15 février 86, on procède à l'élargissement de la partie déviée du puits II (sidetrack) en utilisant un outil aléreur qui porte le diamètre de ce tronçon de 6" à 8 1/2". On y installe ensuite un casing de 5 1/2". Pour la cimentation de ce casing, on recourt à des techniques classiques mais dont la mise en oeuvre est assez complexe; en effet, d'une part, on ne veut pas cimenter la couche recoupée et, d'autre part, on souhaite réaliser entre les cotes 610 m et 654 m une cimentation étanche entre le casing 7" et le casing 5 1/2".

Il faut donc injecter un volume bien déterminé de ciment entre une ombrelle de cimentation (cement basket) à 861 m et le niveau de 610 m. En raison du diamètre irrégulier de la zone alésee, cet objectif n'est pas atteint et on bloque par excès de cimentation l'extrémité inférieure des tiges de forage auxquelles le casing de 5 1/2" est toujours suspendu. Cependant, diverses opérations de "back off" et de surforage permettent de remédier à cette situation.

A la base du casing 5 1/2", un liner perforé avec joint d'expansion télescopique isole la couche de charbon par rapport au forage (figure 28).

Le puits est définitivement prêt le 5 mars 86.

7.4. CONCLUSIONS

Le fonçage des puits verticaux et du sidetrack directionnel a été réalisé sur base des techniques conventionnelles de forage. Cependant, le coût de ces travaux a atteint un niveau élevé, principalement pour les raisons suivantes :

- exigences importantes concernant la précision de la cible à atteindre
- pendages très variables des formations recoupées
- présence de nombreux dérangements pratiquement parallèles à la stratification.

Des travaux de nettoyage et de remise en état des puits, d'une ampleur et d'une fréquence exceptionnelle, ont perturbé le déroulement normal du projet. Il a fallu procéder à de nombreuses reprises à des opérations de mise en place et de retrait d'équipements de puits en raison du grand nombre d'expériences successives, de la destruction des équipements et des écoulements fréquents de charbon et de stériles dans le fond des puits, consécutifs à ces destructions.

Dans la perspective de futures expériences de gazéification souterraine, même si l'on limite le nombre d'essais successifs et si l'on utilise des équipements dont la durée de vie est améliorée, on ne pourra malgré tout éviter des travaux de mise en place et de retrait d'équipements ainsi que des opérations de nettoyage et de reconditionnement dont la fréquence et l'ampleur dépassent nettement celle d'autres procédés de forage (pétrole, gaz naturel, géothermie).

Il faudrait donc pouvoir disposer constamment sur place d'une unité d'intervention assez puissante, équipée de tiges de forage, d'outils de coupe et de repêchage appropriés ainsi que d'autres accessoires, ce qui permettrait de limiter à des cas exceptionnels le recours à des firmes extérieures de service. Dans cette optique, il est avantageux de prévoir une normalisation de l'équipement des puits, en limitant par exemple les types et les dimensions des tubages.

Pour les prochaines expériences in situ, il y a lieu de réfléchir sérieusement aux possibilités de mise en place et de retrait des équipements de puits sans devoir réduire la pression de service dans ces puits (par exemple, en utilisant des sas).

Le recours à la technique de forage horizontal dévié en couche à Thulin peut être considéré comme une réussite et marque un progrès important, tant dans le développement de ce type de procédé que dans son application au domaine de la gazéification souterraine.

Il faut également mentionner un développement intéressant de cette technique, intervenu tout récemment aux U.S.A. Un sondage dévié suivant un rayon de courbure moyen (environ 150 m) permet de combiner les avantages des faibles et des grands rayons de courbure. Dans le cas des expériences de gazéification à faible profondeur, on recourt également avec succès à la technique des sondages déviés horizontaux en couche.

8. ESSAIS DE GAZEIFICATION

8.1. TENTATIVE D'APPLIQUER LA METHODE CRIP

8.1.1. Conception de l'essai

Sur base d'expériences antérieures et de modèles théoriques, on peut prévoir qu'un gazogène souterrain situé entre deux puits fixes (un d'injection et un de récupération) dégénère assez rapidement. En effet, les conditions cinématiques de contact entre l'agent gazéifiant et le charbon évoluent dans un sens défavorable. Pour remédier à cet inconvénient, on a imaginé une méthode dite "méthode CRIP" (rétraction contrôlée du point d'injection) : avec ce système, le volume de charbon en contact avec l'agent gazéifiant est périodiquement "rafraîchi" grâce à un déplacement (plus exactement une rétraction) du point d'injection. C'est pour cette raison que le revêtement flexible du drainhole est conçu de façon à permettre une destruction locale volontaire à l'aide d'un brûleur qui peut se déplacer à l'intérieur du liner.

Le brûleur est disposé à l'extrémité d'un faisceau de contrôle qui comporte les 3 tubes d'alimentation nécessaires (6/8 mm diamètre) et 24 thermocouples. Ce brûleur est mis à feu par l'injection de silane; celui-ci, tout comme le T.E.B., s'enflamme spontanément au contact de l'air (et déjà, en présence de 7 % d'oxygène sous une pression de 14 bar). Vis-à-vis du T.E.B., il présente cependant l'avantage d'être gazeux (le T.E.B. est utilisé quant à lui sous forme liquide). Pour cette raison, le silane atteint le pied du puits plus rapidement et son échauffement éventuel ne donne lieu à aucune incrustation dans la torche d'alimentation; on peut donc se dispenser du rinçage de la tuyauterie et l'opération d'allumage dure 3 minutes au lieu d'une demi-heure.

8.1.2. Insertion du faisceau de contrôle

Dans la partie verticale du puits, les thermocouples et les tubes sont solidarisés à la ligne de tubings 1,66" (42 mm) par l'intermédiaire de colliers de serrage. Dans le tronçon en courbe de la partie déviée, le faisceau (qui ne dispose plus par définition de tubings de support) doit présenter une rigidité suffisante (40 mm de diamètre) pour permettre son avancement par poussée. L'opération est facilitée par la présence de dispositifs de centrage à roulettes.

Lors de la première insertion, on intègre un "détecteur d'obstacles" à l'extrémité du faisceau (il s'agit d'une soupape qui peut interrompre l'écoulement d'un circuit d'eau).

La descente du faisceau dans la partie verticale du puits I (tubing 5") se déroule sans difficultés mais on enregistre un blocage au point de raccordement entre le tubing de 5" et le liner flexible (4"). Différents essais effectués avec des gabarits de mesure et des prises d'empreintes indiquent que le blocage est provoqué par une déformation du tuyau en caoutchouc se trouvant à l'intérieur du premier élément du liner flexible. L'ouverture résiduelle de ce flexible n'est plus que de 18 à 25 mm à ce niveau.

La déformation du tuyau en caoutchouc peut s'expliquer par l'introduction temporaire ou permanente de fluides et de charbon en provenance du gisement qui pénètrent dans l'espace compris entre le tube métallique et le tuyau en caoutchouc par les manchettes de protection et les découpes en puzzle.

Le temps qui s'est écoulé depuis la mise en place du liner flexible (début octobre 85) et la chute brutale de pression (de 259 à 97 bar) qui s'est produite au moment où la communication s'est établie entre les deux puits peuvent se trouver à l'origine de cet écrasement. On peut donc supposer que le tuyau interne en caoutchouc est déformé plus ou moins sur toute la longueur du drainhole.

8.1.3. Coiled tubing

L'analyse des différentes options susceptibles de résoudre le problème de l'obstruction ainsi que l'étude de solutions alternatives ont permis de dégager un nouveau concept, basé sur l'utilisation d'un tubage métallique flexible encore appelé "coiled tubing" (figure 29).

Ce tubage (diam. ext. : 38,1 mm - diam. int. : 33,3 mm) existe en acier légèrement allié HSR 80 à limite élastique élevée. Il est fabriqué d'un seul tenant (sans connexion) sur des milliers de mètres. Le coiled tubing peut être enroulé sur tambour, utilisé dans des puits sous pression de 300 bar et déroulé dans un puits profond (charge de rupture : 14,6 tonnes, poids au mètre : 2 kg/m).

Entre le tambour d'enroulement et la tête de puits, le coiled tubing conserve un rayon de courbure convenable (via un col de cygne) et, au-dessus de la tête de puits, il est entraîné par deux chaînes sans fin dont la rotation provoque le déplacement du coiled tubing.

Le brûleur (42 mm de diamètre) est fixé à l'extrémité du tubing. Le faisceau de contrôle (comportant deux lignes d'alimentation et trois thermocouples) est disposé dans le tubing; pour pouvoir insérer le faisceau grâce à son poids propre, on suspend préalablement le coiled tubing dans un puits profond (en Allemagne, dans notre cas).

L'objectif visé peut se résumer en trois points :

- utiliser d'abord le brûleur disposé à l'extrémité du coiled tubing pour éliminer l'obstruction par combustion
- faire avancer ensuite le coiled tubing jusqu'à l'extrémité du liner flexible
- procéder enfin à l'allumage du charbon en un certain nombre de points, par des rétractions successives du tubing et des destructions progressives du liner flexible.

8.1.4. Tentative d'élimination de l'obstruction

A la fin du mois d'août 86, le brûleur solidaire du tubing est descendu 2 m au-dessus de l'obstruction et mis en fonctionnement. Les fumées (débit de 100 à 150 Nm³/h diluées à l'azote) sont récupérées au puits I via l'espace annulaire compris entre le tubing de 5" et le coiled tubing.

A plusieurs reprises, le brûleur est déplacé (vers le haut, vers le bas) mais après 6 h de fonctionnement, on enregistre sa destruction ainsi que celle des 3 derniers mètres de tubing : cette destruction est due à des phénomènes de corrosion.

Le tronçon résiduel de coiled tubing est remonté en surface. En "auscultant" le fond du puits I, entre autres par la prise d'empreintes, on constate une nouvelle obstruction à 846,6 m de profondeur, soit 5 m au-dessus du "kick off point". Tout indique que le tubing de 5" s'est déformé vers l'intérieur, vraisemblablement en raison d'un phénomène de surchauffe. L'ouverture résiduelle du tubing 5" n'atteint que 27 mm et est insuffisante pour laisser passer le coiled tubing.

Il faut donc renoncer au concept CRIP. Le coiled tubing muni à son extrémité d'un nouveau brûleur télescopique en acier inoxydable est descendu au-dessus du point d'obstruction (figure 30).

8.2. EXPERIENCE DE GAZEIFICATION

8.2.1. Equipement des puits

L'équipement du puits d'injection (I) est dorénavant le suivant :

- un casing de 7" en acier au carbone P110 jusqu'à 854 m de profondeur
- un tubing de 5" en acier au carbone L80 jusqu'à 852 m de profondeur; ce tubing est déformé au niveau de 848 m (voir plus haut) et il est prolongé vers le bas par un liner flexible de 4", lui-même obstrué dans sa partie initiale par suite d'une déformation du tuyau en caoutchouc interne
- un coiled tubing jusqu'au niveau de 847 m à l'intérieur duquel on trouve deux tubes macaroni de 8 mm de diamètre (en acier inoxydable type 316) et trois thermocouples de 4,5 mm de diamètre (en Inconel 625). L'extrémité du coiled tubing est munie d'un brûleur à gaz.

Dans le puits de production, on trouve (figure 31) :

- un casing de 7" en acier P110 jusqu'à 655 m de profondeur
- un casing de 5 1/2" dans le sidetrack
 - en acier L80 de 610 à 673,5 m
 - en Incoloy 800 H de 673,5 m à 854,9 m
 - en Inconel 625 de 854,9 m à 877 m

A l'intérieur de ces casings, on suspend :

- une ligne de tubings 5"
 - en acier L80 jusqu'à 444,4 m
 - en acier L80-MWCR (acier au chrome) jusqu'à 591,5 m
 - en acier L80 VC 13 (acier au chrome) jusqu'à 700,6 m
- un second train de tubings de 1,66" (en acier au carbone N80 jusqu'à 566,5 m et en Inconel jusqu'à 870,5 m), muni d'un brûleur, de 2 tubes macaroni de 8 mm de diamètre (Inconel 625) et de 9 thermocouples type K (Inconel 625).

On prend certaines précautions pour s'opposer aux effets de la corrosion (manchons d'accouplement filetés étanches type VAM et pose d'une couche de revêtement protectrice).

Pour assurer l'injection des agents gazéifiants dans le puits I, on utilise le coiled tubing, les tubes macaronis et, au delà, le liner flexible dans la partie déviée. Pour être en mesure de refroidir la partie inférieure du puits, on dispose de la possibilité d'injecter de l'eau ou de l'azote via les tubes macaroni. En fait, le brûleur est utilisé pour émulsionner l'eau et l'agent moussant et, dès lors, amener l'eau mousseuse à proximité de la zone de réaction.

Le coiled tubing qui n'a donc pu être inséré dans le puits jusqu'à la profondeur initialement prévue comporte à l'origine en surface une "boucle" de 40 m de longueur, disposée au voisinage de la tête de puits. Cette boucle a été éliminée ultérieurement (mars 87).

Le gaz produit est récupéré via le tubing de 1,66" du puits II. Pour des raisons de sécurité et pour prévenir la corrosion, on injecte constamment un petit débit d'azote dans tous les espaces annulaires du puits ainsi que dans les tubes macaroni non utilisés.

8.2.2. Allumage

C'est le 2 octobre 86 que débutent les opérations d'auto-inflammation. Les brûleurs des deux puits sont donc tenus en réserve au cas où l'auto-inflammation ne se produirait pas assez rapidement.

On injecte donc dans le puits I, sous une pression variant entre 100 et 150 bar, un mélange d' O_2 et d'azote (30 à 50 % O_2). Le débit injecté varie entre 30 et 100 Nm³/h. Le 14 octobre, on enregistre les premiers signes d'auto-inflammation (montée de température au puits I, composition du gaz récupéré au puits II).

Au début du mois de novembre, la réaction se propage jusqu'aux alentours du puits II.

8.2.3. Calendrier des essais de gazéification

Le déroulement de l'expérience est résumé par le tableau et les diagrammes ci-joints. Elle peut se diviser en 18 périodes qui sont commentées ci-dessous (figures 32, 33 et 34) (tableau II) :

a) Périodes 1 - 2 - 3a (2/10 au 5/11/86) (air + O_2)

.....
Après avoir réalisé l'auto-inflammation autour du puits I, on s'efforce de propager la zone de réaction vers le puits II. La pression d'injection est graduellement relevée jusqu'à 200 bar, le débit atteint 330 Nm³/h tandis que la teneur en oxygène du mélange est ramenée à 21 % (teneur de l'air). La perméabilité diminue parce que les voies d'écoulement se colmatent par suite des échauffements et de la production de goudrons. Le débit récupéré n'est que de 56 Nm³/h (avec une contrepression de 144 bar) et le taux de récupération n'atteint que 23 %. Dans le gaz récupéré, la teneur en oxygène diminue au bénéfice de la concentration en CO_2 tandis que le CH_4 apparaît (jusqu'à 9 %) : la pyrolyse se développe aux alentours du puits II.

b) Périodes 3b - 4 (5/11 au 2/12/86) (air + O₂) (figure 35)

.....
Dans le but d'étendre la zone de réaction et d'améliorer la perméabilité, on continue à injecter de l'air sous 200 bar de pression. L'oxygène disparaît du gaz. On atteint des teneurs en CH₄ de 10 à 14 %. Le débit récupéré s'élève à 170 Nm³/h (100-120 bar) et la puissance thermique à 210-230 kW. Au terme de cette période, le débit injecté est réduit mais on procède à des enrichissements en oxygène et en eau.

c) Périodes 5 à 11 (2/12/86 au 11/3/87) (O₂ + H₂O)

.....
Dans le but de gazéifier le semi-coke qui s'est formé au cours des périodes précédentes et d'améliorer la qualité du gaz, on passe à l'injection d'un mélange d'oxygène (70 à 100 Nm³/h sous 200 bar) et d'eau : grâce au brûleur, cette eau est conditionnée sous forme de mousse au pied du puits I de façon à minimiser les pertes par condensation ou vaporisation incontrôlée.

Côté gaz produit (débit de 50 à 125 Nm³/h sous une contrepression entre 40 et 147 bar), on note une disparition progressive de l'azote. Les concentrations en CO₂ varient entre 30 et 45 %, en méthane, entre 11 et 25 % et on voit apparaître les constituants typiques de gazéification (H₂ + CO) (jusqu'à 8 %). La puissance thermique varie entre 160 et 330 kW et le pouvoir calorifique inférieur du gaz entre 6.000 et 11.000 kJ/Nm³ (dû principalement à la teneur en méthane) (figures 36 a + b, 37 a + b, 38 a + b, 38 a + b).

Ce régime a cependant été interrompu une première fois (31/12 au 9/1) en injectant simultanément, dans les deux puits, de l'air sous pression élevée (220 bar) en vue de créer par combustion des cavités dans la couche de charbon.

Une seconde fois (12/1 au 28/1), on injecte de l'air (au rythme de 300 à 350 Nm³/h) à l'occasion d'une réparation effectuée sur l'installation cryogénique d'oxygène et en raison de problèmes climatiques (fortes gelées).

Enfin, au cours d'une troisième interruption (18/2 au 11/3), on injecte un volume important d'azote pour pouvoir procéder à une transformation de l'installation d'oxygène : on vise à augmenter sa pression de service pour la porter à 300 bar de façon à être en mesure d'accroître le débit injecté en dépit de la faible perméabilité du système. Simultanément, on en profite pour éliminer la "boucle" de 40 m de coiled tubing présente près de la tête de puits (figure 40).

d) Périodes 12 et 13 (11/3 au 7/4/87) (O₂ + H₂O)

.....
Le régime antérieur est rétabli en injectant de l'air progressivement enrichi en oxygène et de l'eau. Grâce aux modifications apportées à l'installation, on assure un débit d'oxygène de 270 Nm³/h (à 273 bar). Dans ces conditions, le gaz produit comporte 38 à 55 % de CO₂, 16 à 18 % de CH₄, 8,5 % de CO et 8,7 % de H₂. La puissance thermique atteint 420 kW en moyenne et on observe même une pointe à 808 kW. Le pouvoir calorifique du gaz oscille entre 6000 et 9000 kJ/Wm³.

Il est vraisemblable que l'oxygène by-passant par le toit de la couche a allumé un second gazogène dans le voisinage du puits de récupération : le fonctionnement de ce second réacteur dépend de la contrepression dans le puits II. On n'est pas parvenu à mettre en lumière l'effet de la quantité d'eau mousseuse injectée ni celui de la contrepression.

Il est intéressant de noter que l'amélioration de la qualité du gaz produit et l'accroissement de son débit (figure 41) observés entre le 25 mars et le 27 mars (8 heures) sont la conséquence directe d'un phénomène naturel qui s'est produit pour un débit injecté parfaitement constant. Par contre, la diminution de débit produit constatée après 8 heures le 27 mars est une conséquence de la fermeture des vannes en tête de puits, pour des raisons de sécurité. Le régime stable est rétabli en fin de journée du 27 mars.

e) Périodes 14 à 18 (7/4 au 8/5/87)

.....
L'expérience est interrompue par un blocage du coiled tubing. On peut rétablir un passage suffisant en procédant à des injections d'air et d'eau. Néanmoins, on ne retrouve pas les conditions de fonctionnement antérieures : comme dans beaucoup d'autres essais, on observe une dégénérescence progressive du gazogène souterrain et l'oxygène réapparaît en quantité croissante au puits de récupération. L'installation de distribution d'oxygène amène quelques nouvelles interruptions. On parvient cependant à effectuer encore un essai de traceur en injectant avec l'oxygène une certaine quantité d'eau lourde. Les variations de la teneur en deutérium dans l'hydrogène et le méthane du gaz produit permettent de penser que l'eau injectée participe effectivement aux réactions et que le méthane n'est pas uniquement un produit de la pyrolyse mais également un produit de synthèse.

A partir du 30 avril, on enregistre des mélanges de gaz au fond du puits II qui sont potentiellement explosifs et on décide d'injecter dans le réacteur de forts débits d'azote afin d'assurer son extinction.

8.2.4. Résultats

a) Bilans matières

.....
Pour établir le bilan d'un processus de gazéification souterraine, on se base normalement sur l'équivalence des masses d'oxygène, d'azote, de carbone et d'hydrogène qui, d'une part, sont introduites dans le système via le charbon utilisé et les agents gazéifiants et, d'autre part, qui sont récupérées via les gaz produits ou subsistant dans le coke résiduel. Mais, lorsqu'on utilise l'oxygène comme agent gazéifiant, l'équation qui exprime la conservation de l'azote manque.

En outre, sur base du bilan hydrogène, on ne peut pas déterminer isolément les quantités d'eau entrantes et sortantes mais uniquement le bilan entre l'eau consommée par la réaction du gaz à l'air et l'eau produite par la combustion de l'hydrogène. Dans le cas de Thulin, on a levé cette incertitude en supposant que l'eau réactionnelle est nulle. Le bilan global est donné à la figure 42.

b) Consommation de charbon

.....
Sur ces bases, on calcule que 344 tonnes de charbon sont affectées par la gazéification : 160 tonnes sont complètement gazéifiées et 184 tonnes subsistant à l'état de coke résiduel.

On ne peut que faire des conjectures sur la géométrie et le volume de la zone gazéifiée. Si l'on suppose que cette zone est symétrique et que l'ouverture de charbon ayant réagi atteint 1,5 m à 2 m, on peut alors, de part et d'autre du drainhole, dessiner une ellipse dont les axes ont respectivement 20 m et 10 m (figure 43).

c) Taux de récupération

.....

En se basant sur le bilan de l'oxygène (avec un bilan de l'eau nul), on s'aperçoit que le taux de récupération, depuis le début de l'essai jusqu'en février 87 (terme de la première série d'essais à l'oxygène) passe lentement de 40 à 80 % pour retomber ensuite à 60 %. On constate également que la récupération est meilleure lorsqu'on travaille avec de l'oxygène pur (plus petits débits volumétriques) qu'avec de l'air normal ou enrichi (grand ballast d'azote).

d) Perméabilité

.....

Pouvoir injecter des débits importants à une pression acceptable : tel est l'obstacle majeur auquel les chercheurs se sont heurtés. La perméabilité apparente (exprimée en unités arbitraires) est passée de 3 avant le début de l'expérience (en dépit d'une obstruction du tuyau en caoutchouc) à 0,5 après l'allumage. Elle remonte ensuite à 1,5 (10/11/86) après la période d'extension du gazogène (injection d'air) pour diminuer progressivement jusqu'au terme de l'essai (0,3) (figure 44 a + b).

L'auto-inflammation au voisinage du puits I provoque un accroissement de la résistance à l'écoulement (gonflement du charbon et dépôt de goudrons dans les fissures). Cette résistance diminue au moment du développement d'une zone de réaction et de la formation de semi-coke autour du puits II.

Lorsqu'on accroît la différence entre la pression d'injection et la pression de récupération, on enregistre alors une perte de charge importante aux alentours du puits de production et - en conséquence - une réduction de la perméabilité apparente. Cet effet est dû à la convergence des lignes d'écoulement dans le charbon et au gradient de pression qui en résulte. Le fait de porter la pression d'injection à un niveau supérieur à la pression de fracking (soit ± 200 bar) entraîne une ouverture des fissures du charbon au voisinage du puits d'injection et une brusque augmentation du débit de dispersion dans le gisement environnant.

L'I.D.G.S. a consacré des études fondamentales à ces problèmes d'écoulement. Elles conduisent à définir un indice d'injectabilité (ou encore perméabilité apparente du réacteur) de la forme :

$$I.P. = \frac{100 Q}{P_I^2 - P_{II}^2} = A e^{-0,0072 (P_I - P_{II})}$$

(Q en Nm³/u)

(P en bar)

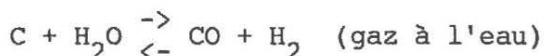
où A est fonction du type de fluide (agent gazéifiant avec ou sans eau, gaz récupéré, débit de dispersion dans la couche environnante).

On a en outre étudié les conditions d'écoulement grâce à des tests de traçage : il en ressort que les conditions régnant au moment de l'essai de gazéification ne diffèrent guère de la situation au cours des essais de linking en 1984, exception faite de la période comprise entre le "linking final" (perçement) (4/2/86) et l'auto-inflammation du 14/10/86 (figure 45) (tableau III).

e) Réactions chimiques

Le bilan matières ne permet pas de déterminer la séquence exacte et l'importance relative des différentes réactions possibles : comme il n'est pas possible d'exécuter des observations instantanées dans les différents points du réacteur on ne dispose donc que des résultats globaux.

1. Les réactions classiques de gazéification :



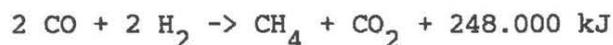
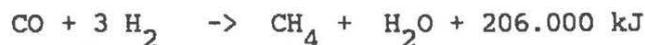
ne jouent qu'un rôle secondaire. En effet, du fait des pressions élevées, les équilibres se déplacent vers la gauche. A deux reprises cependant, on a enregistré un fonctionnement réel en gazogène :

- la première fois, au terme des essais de rétrocombustion (18/4 au 25/4/84) : l'expérience n'a pu se poursuivre en raison d'un bris de tubing et de la mise sous eau du fond du puits;
- une seconde fois, vers la fin de l'expérience de gazéification (21 au 31/3/87), avec fort accroissement des températures au puits de récupération.

2. La rétropyrolyse (ou crackage oxydant) joue un rôle essentiel. C'est vraisemblablement par son action qu'un volume important de semi-coke s'est formé au voisinage du puits II. Lorsque l'agent gazéifiant oxydant filtre (avec des débits qui, exprimés en Nm³/m², restent faibles) à travers le charbon vierge et atteint la limite du coke, l'oxygène sert alors à brûler une partie des matières volatiles ou encore à saturer une partie des radicaux libres de la structure du charbon et à porter la température d'ensemble au voisinage de 550°C. Cette température suffit à provoquer l'élimination des matières volatiles restantes qui s'écoulent vers le puits de production à travers le gâteau de coke. La chaleur dégagée à cette occasion est relativement constante (rapportée au Nm³ d'oxygène) et la progression à contre-courant du front de conversion dépend de la quantité d'oxygène. Cette interprétation cadre avec la grande quantité de coke du bilan matières et permet d'expliquer l'évolution des phénomènes d'écoulement (figure 46).

3. La grande quantité de CH₄ contenue dans le gaz produit constitue un résultat remarquable. La pyrolyse seule ne peut expliquer cette présence.

Les réactions de méthanation, telles , par exemple :

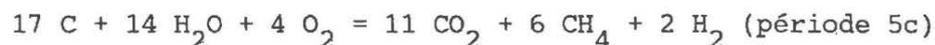


sont exothermiques et favorisées par l'existence des hautes pressions.

Dans les réacteurs classiques, elle ne jouent pratiquement aucun rôle parce que la pression est peu élevée et le temps de séjour très faible. Par contre, dans le gazogène souterrain, les pressions sont voisines de 200 bar, les températures comprises entre 600 et 800°C et les temps de séjour sont très importants. Ces circonstances sont toutes favorables à la synthèse du méthane. Les variations de la composition isotopique du méthane produit, après injection d'eau lourde (28-30/4/87) semblent confirmer la réalité de cette synthèse (figure 47).

4. Nous l'avons dit plus haut : le bilan matières ne permet pas de distinguer clairement l'apport de chaque réaction. D'ailleurs, en pratique, il n'est pas très important de savoir si les hydrocarbures sont d'abord séparés du charbon puis partiellement craqués ou bien si le méthane provient d'une synthèse qui serait postérieure à une gazéification complète du combustible.

Globalement, les équations suivantes rendent compte en première approximation des résultats acquis à Thulin :

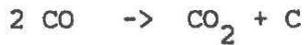


ou encore



Si l'on suppose que, compte tenu des temps de séjour importants et des faibles vitesses d'écoulement, on atteint à peu près les équilibres chimiques, on peut alors en déduire les températures de réaction correspondant aux réactions du gaz à l'air, du gaz à l'eau et de méthanation, en partant des concentrations des constituants CO₂, CO, H₂ et CH₄ dans le gaz. On aboutit à des valeurs relativement modérées (550-750°C). Les températures pour les différentes réactions ne diffèrent pas trop fortement mais on obtient une meilleure concordance si l'on admet que, la pyrolyse d'une part, et les réactions de gazéification, de l'autre, se produisent à des températures différentes et donc à des endroits différents.

Ceci permet de conclure que la zone de pyrolyse est localisée à la périphérie du gâteau de coke et que les réactions ultérieures se réalisent dans ce gâteau et au voisinage du puits II. Compte tenu de la pression élevée, on ne peut exclure la possibilité que les réactions de gazéification rétrogradent :



avec dépôt de "carbon black" dans les fissures et diminution de la perméabilité. Cette rétrogradation est favorisée par le refroidissement lent du gaz.

8.2.5. Conclusions

- a) Les expériences effectuées dans le passé et l'étude des modèles théoriques indiquent que la gazéification le long d'un front de taille ou d'un chenal est une opération thermiquement instable dans laquelle la surface de contact affectée est insuffisante. En outre, à grande profondeur, la stabilité du chenal ne peut pas être assurée. Les procédés par filtration restent les seuls praticables.
- b) Compte tenu de la faible perméabilité, des pertes de charge dans les puits profonds et des problèmes de filtration d'eau, l'agent gazéifiant doit être injecté sous pression élevée et être débarassé de tout "ballast" inerte. Ceci justifie le choix de l'oxygène. Si l'on veut introduire efficacement de l'eau dans le réacteur, il faut adjoindre à l'oxygène, non pas de la vapeur, mais bien de l'eau mousseuse.
- c) A grande profondeur, il est très difficile de réaliser un chenal de linking par rétrocombustion. Par contre, la rétropyrolyse peut prendre spontanément une extension importante. Dès lors, moyennant une consommation d'oxygène modérée, on peut récupérer dans les charbons gras ou flambants une partie importante du contenu calorifique des matières volatiles et, pour tous les types de charbon, préparer une grande quantité de semi-coke en vue d'une gazéification ultérieure.
- d) Les hautes pressions et les temps de séjour importants qui caractérisent un gazogène souterrain rendent possible la synthèse directe du méthane. Cette opération présente les avantages suivants :
 - elle se produit à température relativement basse et donc, avec des pertes calorifiques moins élevées vers les terrains encaissants;
 - elle est moins dépendante de la cinématique chimique, des conditions d'écoulement et de la géométrie du réacteur que les réactions de gaz à l'air et de gaz à l'eau;
 - elle fournit, après séparation des constituants inertes, un gaz à pouvoir calorifique élevé.

e) La gazéification du coke résiduel suppose la circulation de débits importants et une répartition uniforme de l'agent gazéifiant. Le semi-coke doit donc être suffisamment perméable et il ne peut exister de voie d'écoulement préférentiel dans le gâteau. Pour éviter les pertes de charge importantes autour des chenaux de récupération, il faut mettre au point des dispositifs de récolte de gaz (puits de production et chenaux collecteurs) dont la transmissivité soit suffisamment importante pour qu'ils ne constituent pas un élément limitatif du débit.

8.3. ULTIMES ESSAIS DE COMMUNICATION

8.3.1. Communication à l'azote

Au cours du mois de mai 87, on procède au "rinçage" du réacteur avec de l'azote, alternativement du puits I vers le puits II et vice versa pour l'éteindre et le refroidir.

Les résistances à l'écoulement restent de même ordre de grandeur qu'auparavant mais elles sont manifestement assymétriques.

8.3.2. Enlèvement des équipements et tests de "blow off"

Les mois de juin et juillet 87 sont consacrés d'abord au retrait des équipements légers des puits I et II (le coiled tubing du puits I, le tubing 1,66" du puits II). On récupère ensuite les équipements lourds (particulièrement les tubings 5").

Avant de procéder au démantèlement complet des puits, on effectue quelques opérations de soufflage (blow off) pour tenter de récupérer des particules solides provenant du gazogène.

En effet, au cours de l'expérience de gazéification proprement dite, l'installation de captage spécialement prévue n'a pas été en mesure de jouer son rôle en raison des débits de gaz trop faibles.

Pour obtenir quelques échantillons, on utilise dès lors deux méthodes :

- soit faire circuler un débit d'air de 350 Nm³/h sous une pression de 45 bar entre le tubing et l'espace annulaire et décompresser brutalement à l'exutoire : en procédant de la sorte, on parvient à récupérer quelque 10 kg de particules du puits II;
- soit porter la pression du tubing et de l'annulaire à 100 bar et décompresser brutalement : ce faisant, dans le puits I, on recueille environ 300 g de solides via l'annulaire compris entre un train de tubing 1,66" et le casing 7".

En outre, en octobre 87, lors d'essais de communication à l'eau, on a récupéré par filtrage des particules d'une granulométrie pouvant atteindre 5 mm.

Ces échantillons contiennent du charbon, du coke, des stériles ainsi que des scories vitrifiées. L'analyse minéralogique permet de définir une large gamme de températures à laquelle ils ont été soumis (500 à 1600°C).

8.3.3. Tests de communication à l'eau

Entre le 25/8 et le 20/10/87 (après déséquipement des puits), on effectue plusieurs essais de communication à l'eau entre les puits I et II (en alternant le sens d'écoulement). Cet essai est complété par quelques mesures de "fall off" dans le puits III.

9. CORROSION DES EQUIPEMENTS DE PUITTS

9.1. CORROSION AU COURS DES ESSAIS DE RETROCOMBUSTION

Le tubing initial du puits I en acier au carbone, d'un diamètre de 45/55 mm, qui a servi à l'injection d'air, d'azote, d'eau et également à l'exhaure de l'eau, est corrodé (en mars 83, les 15 mètres inférieurs ont disparus). Il est remplacé par un nouveau train dont les 90 m inférieurs sont en acier inoxydable 14401.

Cette nouvelle ligne reste en service jusqu'au terme des essais de rétrocombustion mais lorsqu'en septembre 84 on procède à son extraction, on constate que les tubes en acier inoxydable sont également détruits. En fait, les 13 mètres inférieurs (y compris le liner perforé) ne peuvent être remontés.

Dans le puits II, les conditions sont encore beaucoup plus rigoureuses : température : moins de 400°C à 1200°C, mélange de CO₂, H₂S et SO₂, alternativement en conditions sèches ou humides. En 1982 déjà, la ligne de tubings de 2" qui supporte le brûleur doit être ramenée en surface. En effet, les 15 mètres inférieurs sont fortement corrodés. Comme les parties en inox du brûleur n'ont subi que peu de dégâts, on équipe la section inférieure du train (une centaine de mètres) avec des tubings en acier inoxydable (successivement type 316 L, 14541 et Incoloy 800 H). Cette disposition ne permet cependant pas d'éviter entre septembre 83 et avril 84 quatre ruptures de tubing - certaines après quelques jours de fonctionnement - qui viennent interrompre les essais. Il semble que, si l'acier inoxydable résiste bien à l'oxydation, il est par contre très sensible à la corrosion sous tension particulièrement en présence d'ions Cl⁻.

Dans le puits III, par contre, qui n'a jamais servi à récupérer un débit gazeux, la ligne de tubings en acier au carbone est restée en bon état entre 1981 et 1984.

Ces circonstances nous ont amenés à effectuer une étude fondamentale sur plus de 40 types d'acier. En voici les principales conclusions :

Pour être en mesure de résister à la corrosion humide, l'acier inoxydable doit contenir plus de 6 % de Mo et 40 % de Ni : en outre, la somme (Cr + 3 Mo) doit être supérieure à 36 % et l'acier doit être insensible à l'action du H₂S.

Pour pouvoir résister à la corrosion à haute température (max. 540°C) la teneur en Cr doit dépasser 20 % et le métal ne peut être fragilisé par précipitation de phases intermétalliques.

Sur ces bases, on recommande d'utiliser l'Inconel 625 en milieu humide et à très hautes températures (conditions de la partie inférieure du puits II) et l'Incoloy 800 H pour les équipements soumis uniquement à des gaz corrosifs secs ou à de l'eau pure.

En outre, les connexions filetées (type VAM ou TDS) doivent assurer une étanchéité par contact métal sur métal : de plus, il faut créer une barrière isolante aux courants galvaniques entre les tubes fabriqués en différents aciers.

Malheureusement, ces tubings spéciaux ne sont pas souvent de stock et la réalisation du filetage de ce type de matériau nécessite des précautions particulières.

9.2. CORROSION AU COURS DE LA PHASE DE GAZEIFICATION

Les conditions de service dans les deux puits sont plus rigoureuses qu'à l'occasion des essais de rétrocombustion.

Le coiled tubing du puits I (en acier au carbone HSR 80) est détruit par corrosion, à 3 m de son extrémité, après quelques heures de fonctionnement du brûleur destiné à éliminer le tuyau en caoutchouc par combustion. Cependant, en tant que tube d'injection pour l'oxygène ou l'air, il a bien résisté d'octobre 86 à juin 87 et la perte d'épaisseur de la paroi n'a atteint que 0,4 mm à 750 m et 1,2 mm à 830 m de profondeur. Le brûleur en acier austénitique (1.4541) ne présente aucune perte d'épaisseur sensible.

Lors de son extraction du puits, on constate que le coiled tubing est complètement aplati, vraisemblablement à la suite d'une explosion dans l'espace annulaire entre le coiled tubing et le tubing 5".

Le tubing de 5" en acier, également récupéré en juin 87, a perdu de 0,3 mm d'épaisseur (à 780 m) à 5 mm (à 843 m) et son extrémité est fortement déformée. Les 3 mètres inférieurs (juste avant le liner flexible) ont disparu (par corrosion).

Dans le puits II, en dépit des conditions très sévères (température de 850°C au fond, eau agressive, composition de gaz variable, alternances de pression), l'équipement a résisté jusqu'à la fin de l'expérience.

Les parties inférieures des tubings de 1,66" (depuis 568 m), de 4" (depuis 700 m) et du casing 5 1/2" (depuis 673 m) sont réalisés en acier inoxydable (Inconel 625 ou Incoloy 800 H). Les tronçons supérieurs sont en acier au carbone ou en acier au chrome et protégés par une couche d'éthylsilicate de zinc ou de résine epoxy.

Au cours de la remontée de cet équipement (puits II), le tubing de 1,66" s'est cassé au niveau 568 m (raccord entre l'acier au carbone et l'inoxidable). Ultérieurement, on réussit à récupérer les deux tubings (1,66" et 4") à l'exception des derniers 40 mètres.

La couche protectrice a disparu en beaucoup d'endroits, ce qui permet le développement de points de rouille.

La partie en acier du tubing 1,66" est généralement corrodée et a perdu à 566 m 50 % de son épaisseur. Le tronçon en Inconel 625 est légèrement corrodé sur sa paroi interne et - dans la partie la plus basse - également sur sa paroi externe.

Les tubings de 4" et 5" présentent également des traces de corrosion, principalement sur leur paroi interne.

Les tubes en acier au carbone ou en acier au chrome (jusque 700 m) ont perdu 0,5 mm de leur épaisseur initiale. Les tubes en Incoloy 800 H n'ont pratiquement pas perdu d'épaisseur, mais à 832 m, ils présentent un début de fissuration inter cristalline.

Lors du retrait des tubings, on a prélevé tous les 100 mètres un échantillon d'acier de 50 cm de long qui sera soumis à des examens métallurgiques.

9.3. CONCLUSIONS

Il est clair que la gazéification souterraine à grande profondeur soulève des problèmes importants de corrosion. L'utilisation d'Inconel 625 qui est un alliage cher, apporte une solution provisoire mais elle peut présenter certains inconvénients en raison de l'affinité du nickel pour le soufre présent dans le gaz. Il faudrait peut-être étudier les possibilités d'utilisation des alliages au cobalt ou des matériaux composites.

10. EVALUATION GLOBALE ET PERSPECTIVES

Les conclusions propres aux différents chapitres du rapport sont regroupées ci-dessous sous forme d'un certain nombre de constatations et de recommandations qui constituent une évaluation globale du projet.

1. Si le caractère perturbé du gisement de Thulin a incontestablement entraîné des pertes de temps et des augmentations de coût pour le projet, il ne s'oppose pas en principe à la transposition des résultats expérimentaux à d'autres sites.

La faible teneur en matières volatiles du charbon et les contraintes supplémentaires d'origine tectonique imposées au gisement de Thulin du fait de sa position dans le bassin houiller du sud de la Belgique sont en fait des caractéristiques que l'on peut retrouver dans beaucoup de gisements houillers surtout lorsqu'ils se situent à grande profondeur.

2. La perméabilité "in situ" et la transmissivité des couches de charbon peuvent être mesurées par des essais dénommés conventionnellement "Acceptance tests", "Pressure fall off tests" et tests de communication. A Thulin, tous ces essais ont été menés avec de l'eau et avec de l'azote. Compte tenu du fait que l'eau semble en mesure de colmater certaines voies d'écoulement, on recommande qu'à l'avenir des essais de ce type soient effectués uniquement au moyen de gaz inertes.
3. Le procédé de rétrocombustion ne semble pas approprié à la réalisation de chenaux de liaison entre puits à grande profondeur. Néanmoins, les processus de combustion du charbon peuvent se révéler intéressants pour assurer la réalisation des derniers mètres d'une communication.
4. Toutes les expériences de rétrocombustion effectuées à Thulin ont apporté un supplément de connaissances et d'informations en ce qui concerne la méthode d'allumage, les phénomènes d'auto-inflammation du charbon, de dispersion des foyers de combustion, etc.
5. La technique des forages déviés directionnels a été appliquée avec succès à Thulin en dépit de conditions locales peu favorables. Mais il n'est pas douteux que le rapide développement actuel de cette technique et en particulier de celle du forage dévié à rayon moyen est éminemment favorable à la gazéification souterraine.
6. Les forages de grande longueur assurent l'accès aux gisements profonds; du fait de leur polyvalence (moyens de découpe du gisement, transport de l'agent gazéifiant et du gaz produit, élimination de l'eau, logement des dispositifs d'allumage et de mesure) ce sont les "composants" qui restent les plus exposés aux pannes. Cette remarque est tout particulièrement valable pour la partie des sondages située au voisinage des couches à gazéifier et les principaux risques sont connexes aux problèmes de corrosion du matériel. Notre projet nous a amenés à développer et à tester des équipements de puits tout à fait spécifiques dans le cadre de la gazéification souterraine (il s'agit par exemple, des allumeurs, des conduites d'alimentation et des dispositifs de mesure (faisceau de contrôle), du liner flexible, du choix des différents alliages spéciaux, de la mise en oeuvre du coiled tubing, etc.).

Par comparaison avec le degré de perfectionnement atteint par les équipements de puits pétroliers ou de puits à gaz, on peut dire que nos développements en sont encore à leurs débuts.

A notre avis, la possibilité technique d'introduire ou d'extraire sous pression du matériel dans les puits (c'est-à-dire sans devoir ni ouvrir ni décompresser le puits) constitue un facteur décisif pour les développements ultérieurs de la gazéification souterraine.

En effet, cette technique doit permettre - sans interruption du processus de gazéification - l'introduction successive d'équipements de puits relativement simples, adaptés à un but particulier (par ex. allumage, mesure, évacuation de l'eau, injection, production); similairement, on pourra contrôler l'état des équipements utilisés après une certaine durée d'utilisation et ces équipements pourront, le cas échéant, être remplacés en cours d'expérience.

7. Les fortes pressions de terrain rencontrées à grande profondeur exercent une influence décisive sur le déroulement et l'extension du processus de gazéification. L'évolution de la géométrie du réacteur est, dans une large mesure, tributaire des effets directs et indirects des pressions de terrain. Le rétrécissement des chemins d'écoulement tend à faire évoluer le processus de gazéification souterraine vers un procédé par filtration.

A l'avenir, il faudra tenir compte de ce fait dans le dimensionnement du canevas des puits. Au stade actuel, il paraît avantageux de prévoir des injections ponctuelles (par des puits de faible diamètre) d'agents gazéifiants tandis que la récupération du gaz produit devrait s'effectuer par des "drains" de grand diamètre et de grande longueur, disposés en couche.

8. L'expérience de gazéification réalisée à Thulin est caractérisée par l'application de hautes pressions, par l'utilisation d'agents gazéifiants constitués d'oxygène et d'eau sous forme de mousse et par la production d'un gaz à haute teneur en méthane.

La qualité de gaz produit est remarquable et peut avantageusement se comparer à celle enregistrée dans le cas des meilleurs résultats de gazogènes Lurgi en surface. Il reste bien sûr à démontrer qu'à l'avenir un tel gaz peut être produit aussi en débits importants.

9. Pour la gazéification souterraine à grande profondeur, les possibilités d'observer le procédé autrement qu'à travers les puits d'injection et de production sont très limitées. Nous recommandons, pour cette raison, l'exécution de sondages d'"autopsie" du réacteur après achèvement de la gazéification. On pourra ainsi rassembler un maximum d'informations sur l'extension du gazogène, le degré de gazéification de la couche, l'influence de l'opération sur les épontes, etc.

10. Au total, l'expérience de Thulin a mis en évidence un nouveau principe suivant lequel la gazéification souterraine à grande profondeur apparaît possible.

Tableau I

Aperçu des formations stratigraphiques
recoupées par les sondages à Thulin

Etage stratigraphique	Profondeur en m			
	Thulin 1/78	Thulin 2/79	Thulin 3/80	Thulin 4/80
<u>Couverture cénozoïque</u> <u>et Mésozoïque</u>	63	65	66,5	58,8
<u>Massif de Boussu</u>				
Calcaires du Viséen	302	301	334	278
Marnes du Namurien	375	373	380	324
<u>Massif du Borinage</u>	655	632	629 - 655	620
<u>Massifs intermédiaires</u>	735	740	760	740
<u>Massif du Comble Nord</u>	1.158,45 (profondeur finale)	893 (profondeur finale)	915 (profondeur finale)	900,4 (profondeur finale)

Tableau III

N°	1	2	3	4	5	6
Date	1.10.86	3.11.86	7.11.86	18.11.86	26.11.86	11.12.86
Injection	10 h 10	17 h 40	13 h 04	11 h 43	12 h 25	11 h 30
Q_{reactor} (m ³ /h)	2.250	0.873	1.283	0.960	1.050	0.662
τ_{reactor}	2 min 10 s	5 h 41 min	6 h 55 min	15 h 11 min	21 h 49 min	26 h 45 min
σ (dispersion)	0.0946	0.76	0.79	0.76	0.92	0.92
V_{reactor} (m ³)	0.081	4.962	8.874	14.579	22.908	17.709

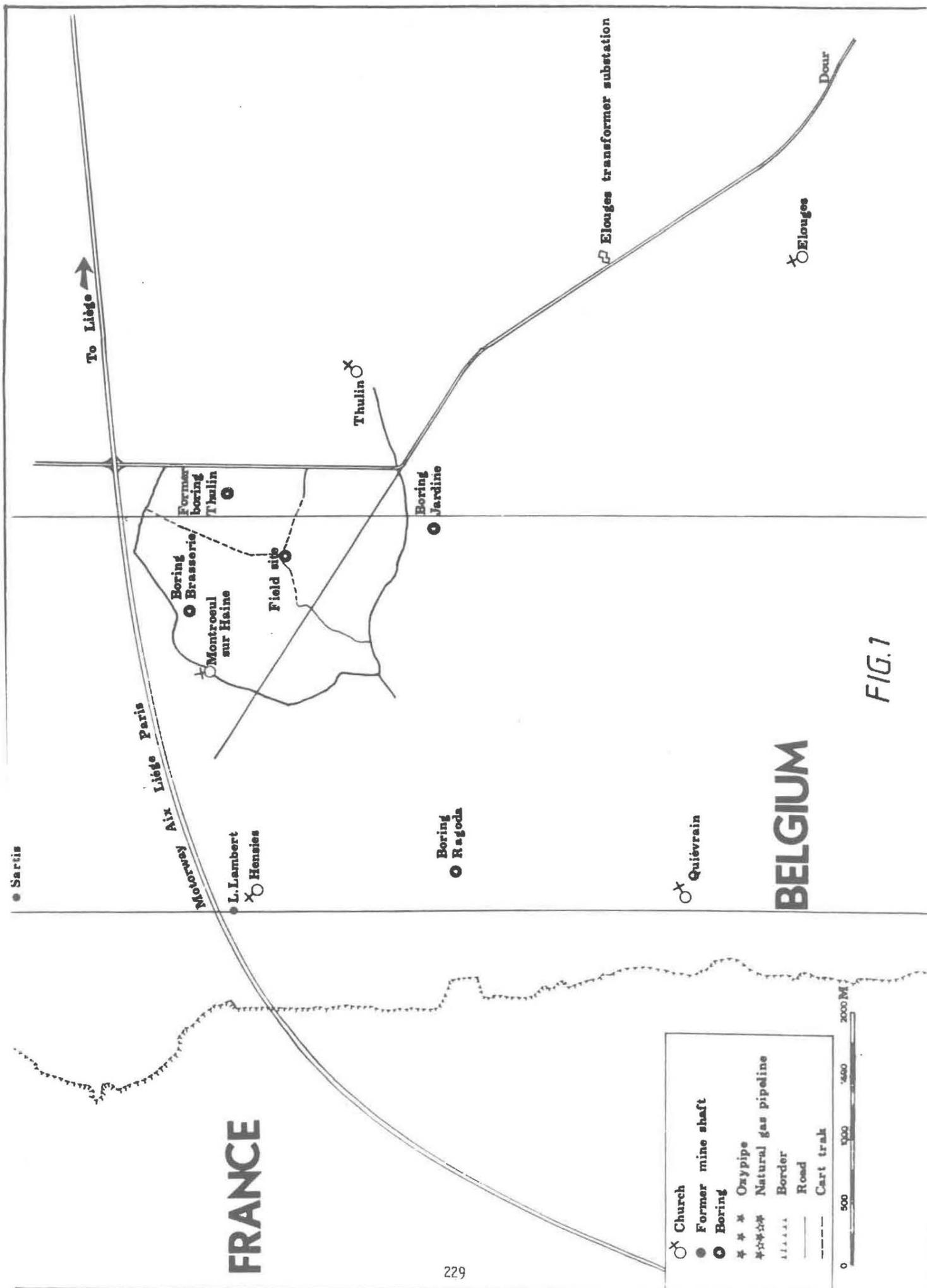


FIG. 1

FRANCE

BELGIUM

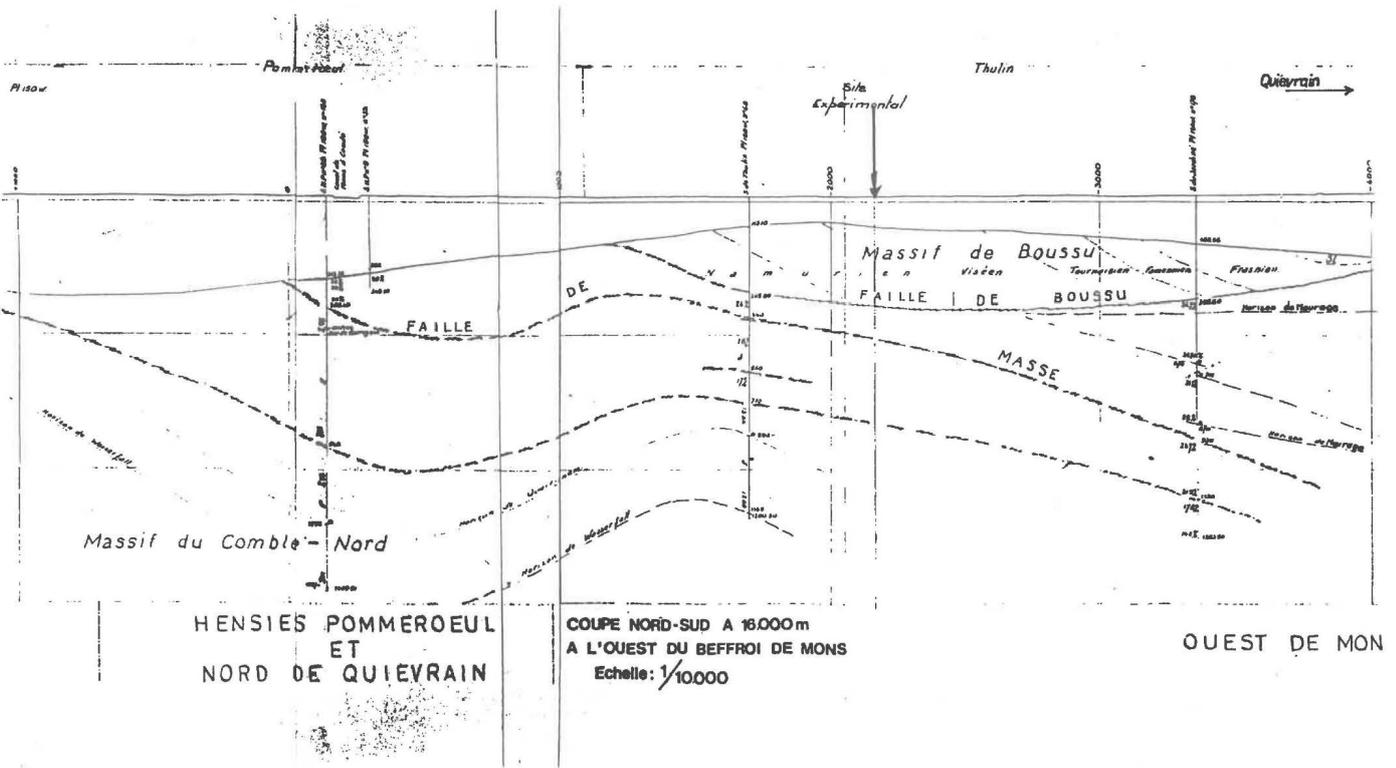


Figure 2

Boreholes marking out the section + 16,000 m

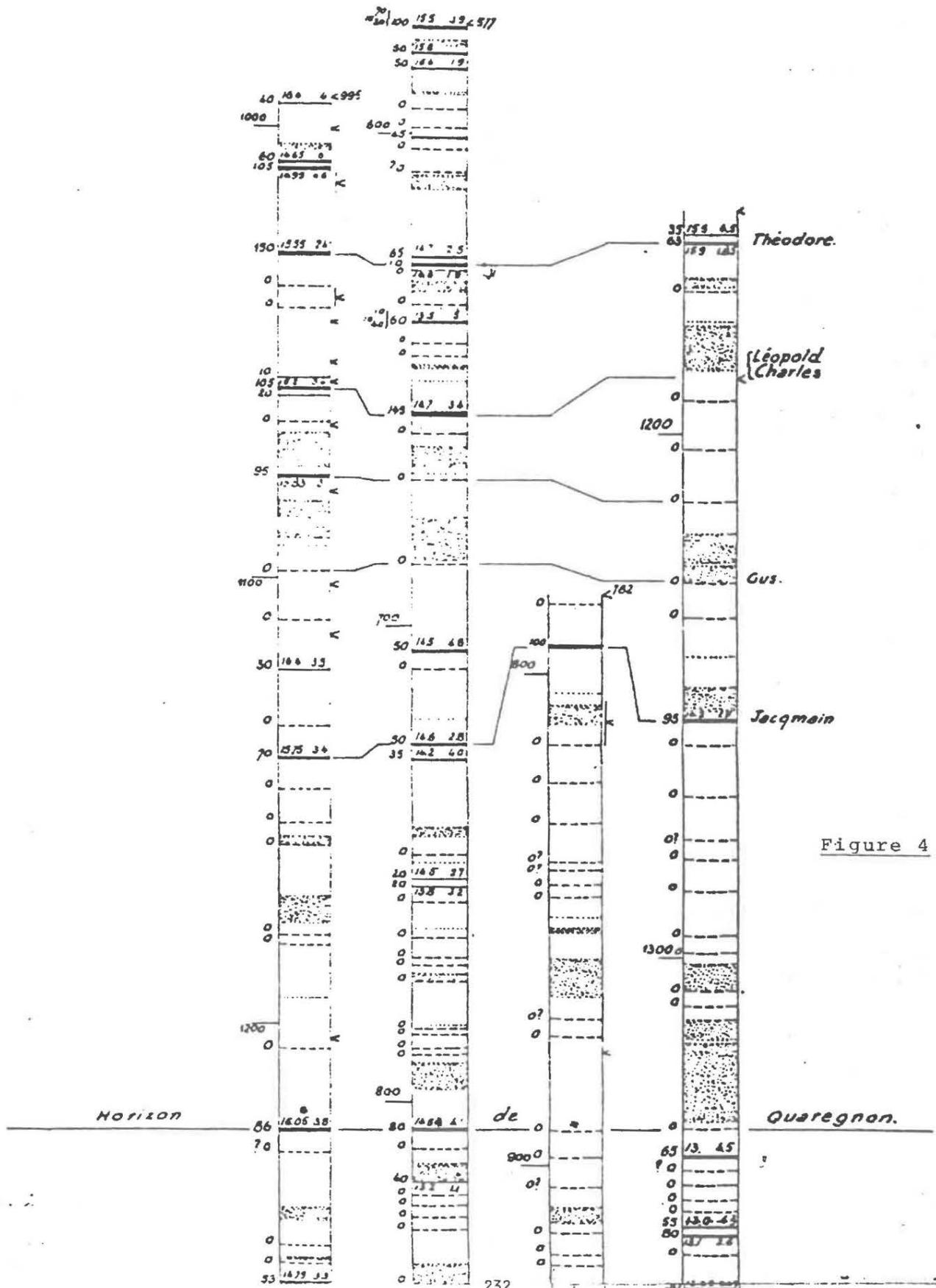


Figure 4

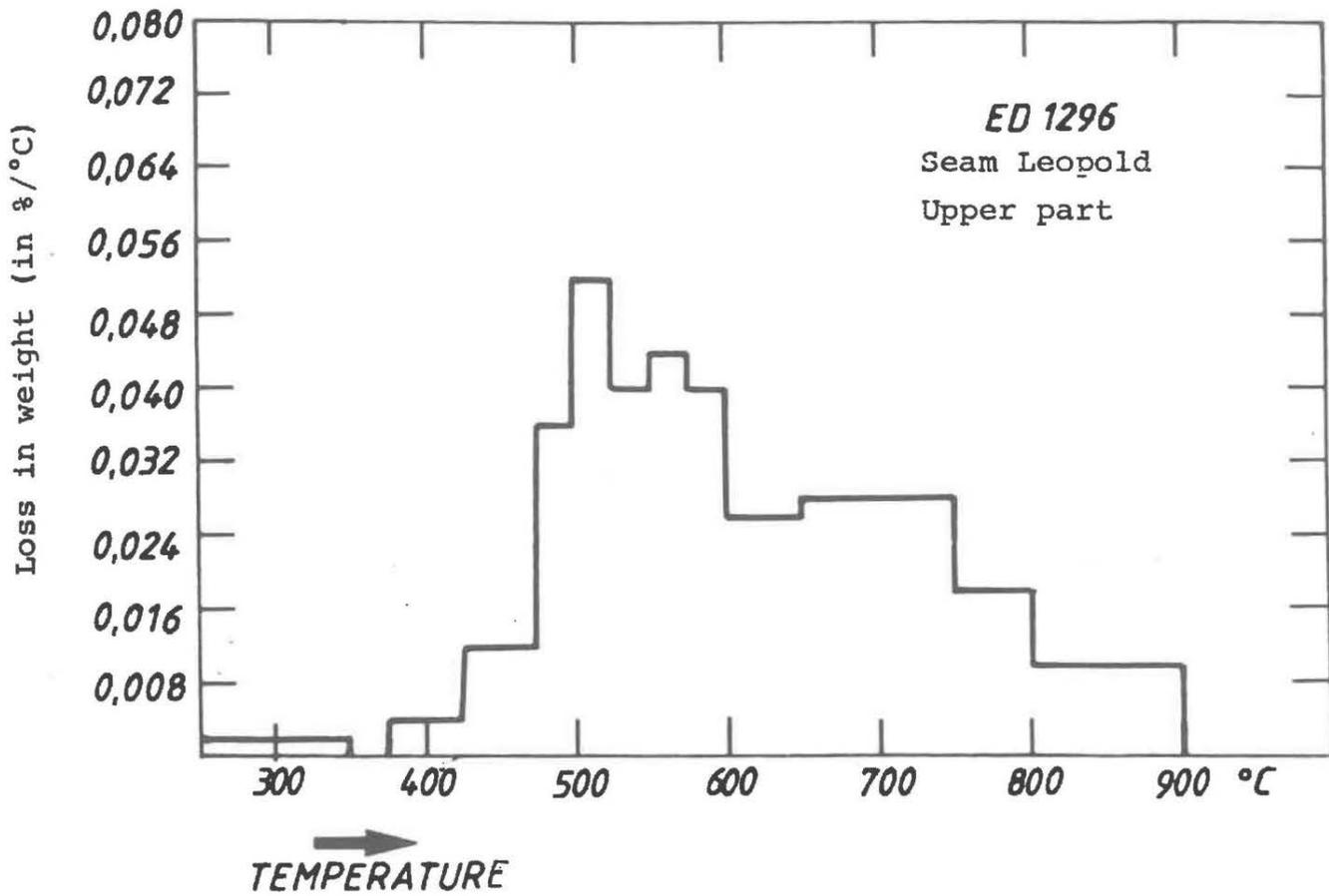


Figure 5 DEGASSING COURSE

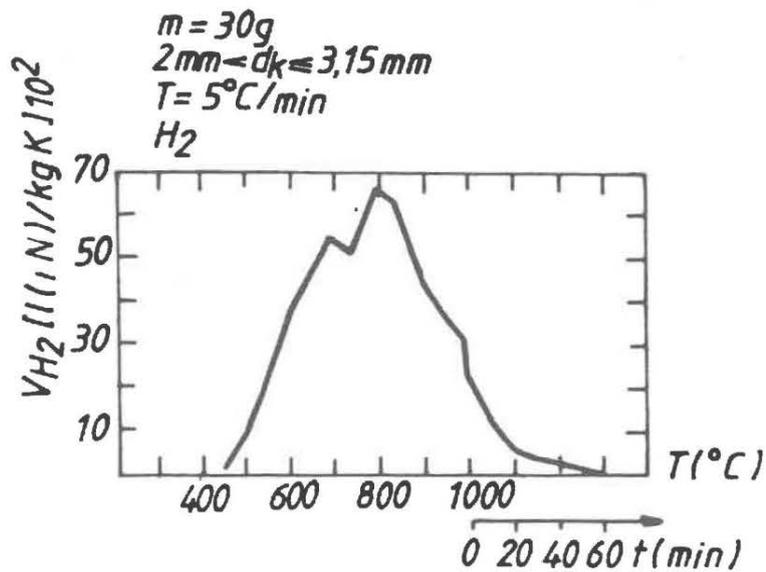


Figure 6 HYDROGEN DEGASSING CURVE

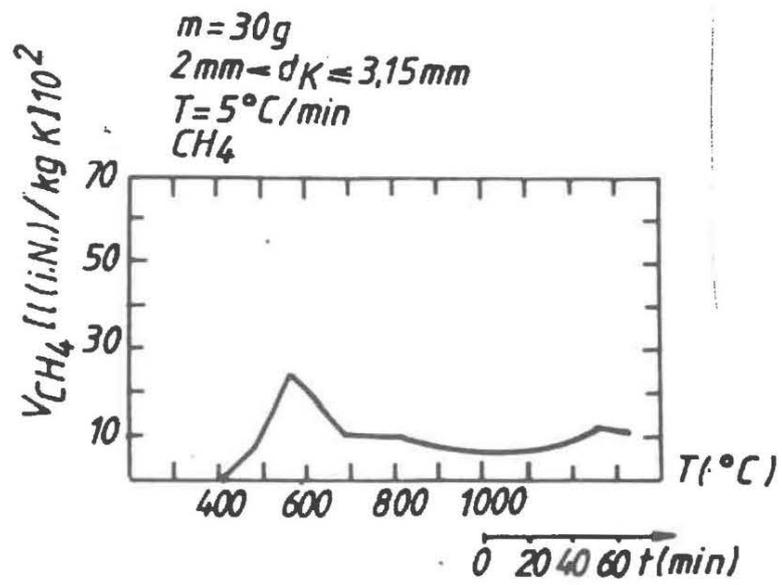
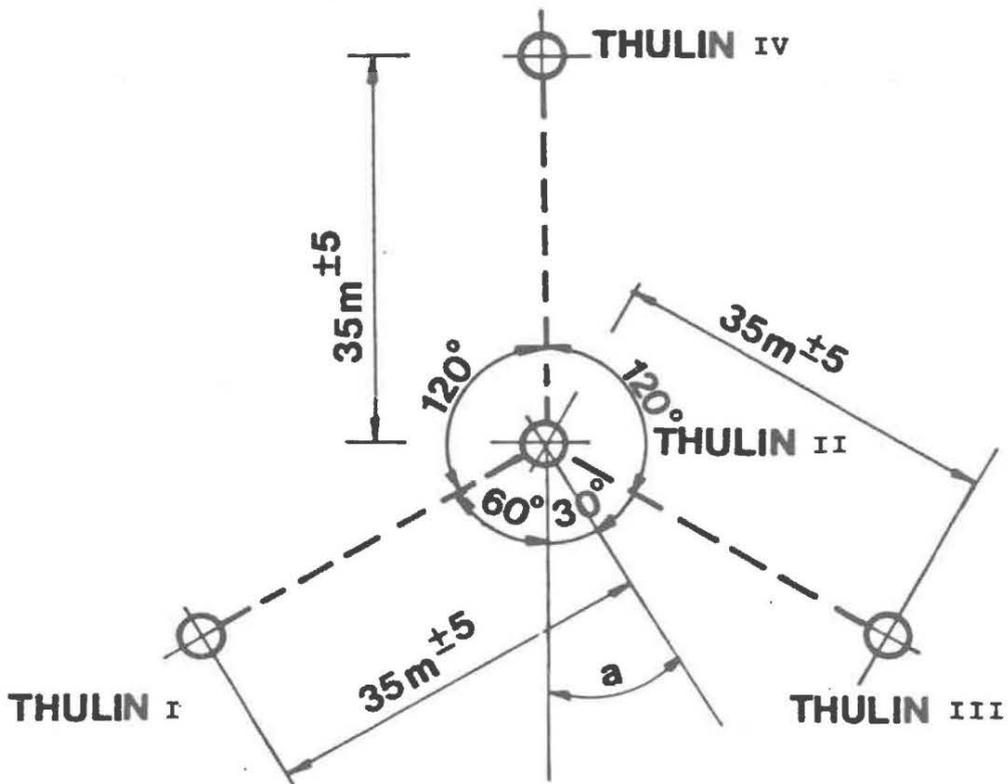


Figure 7 METHANE DEGASSING CURVE



	<p>Figure 8</p> <p>WELL PATTERN FOR THE FIRST STAGE OF THE IN-SITU EXPERIMENTS IN THULIN</p>	<p>Date</p>

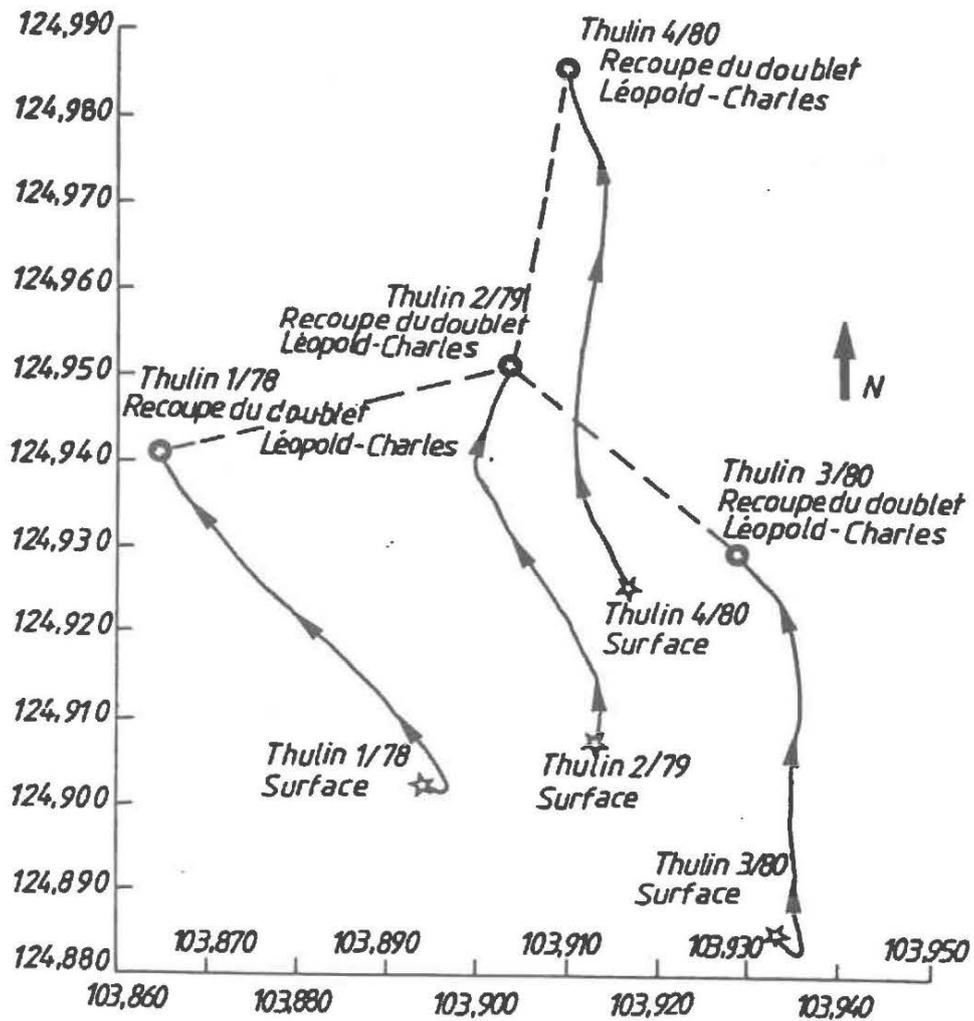


Figure 9

DEVIATION DES SONDAGES DE THULIN

Date

Name

237

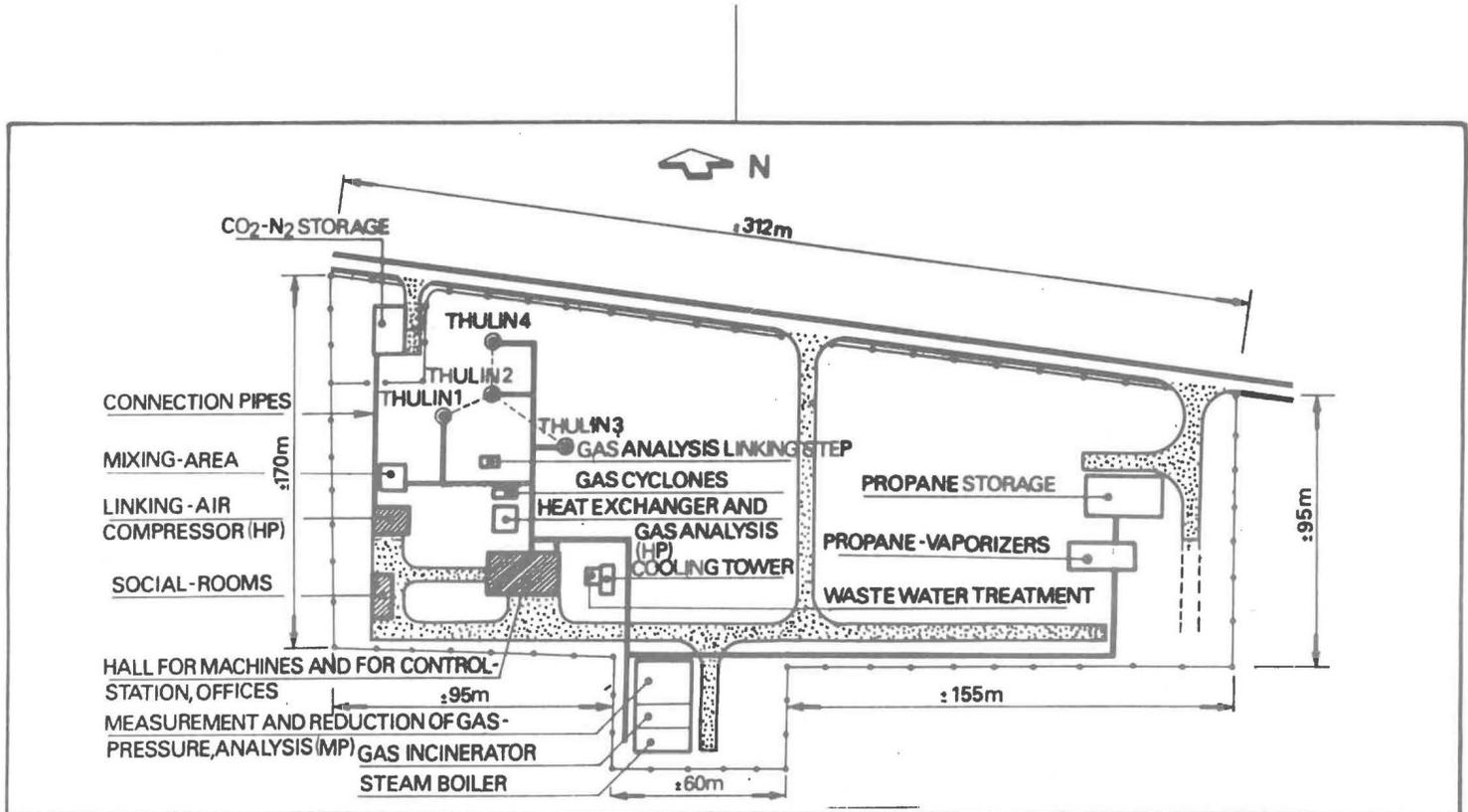
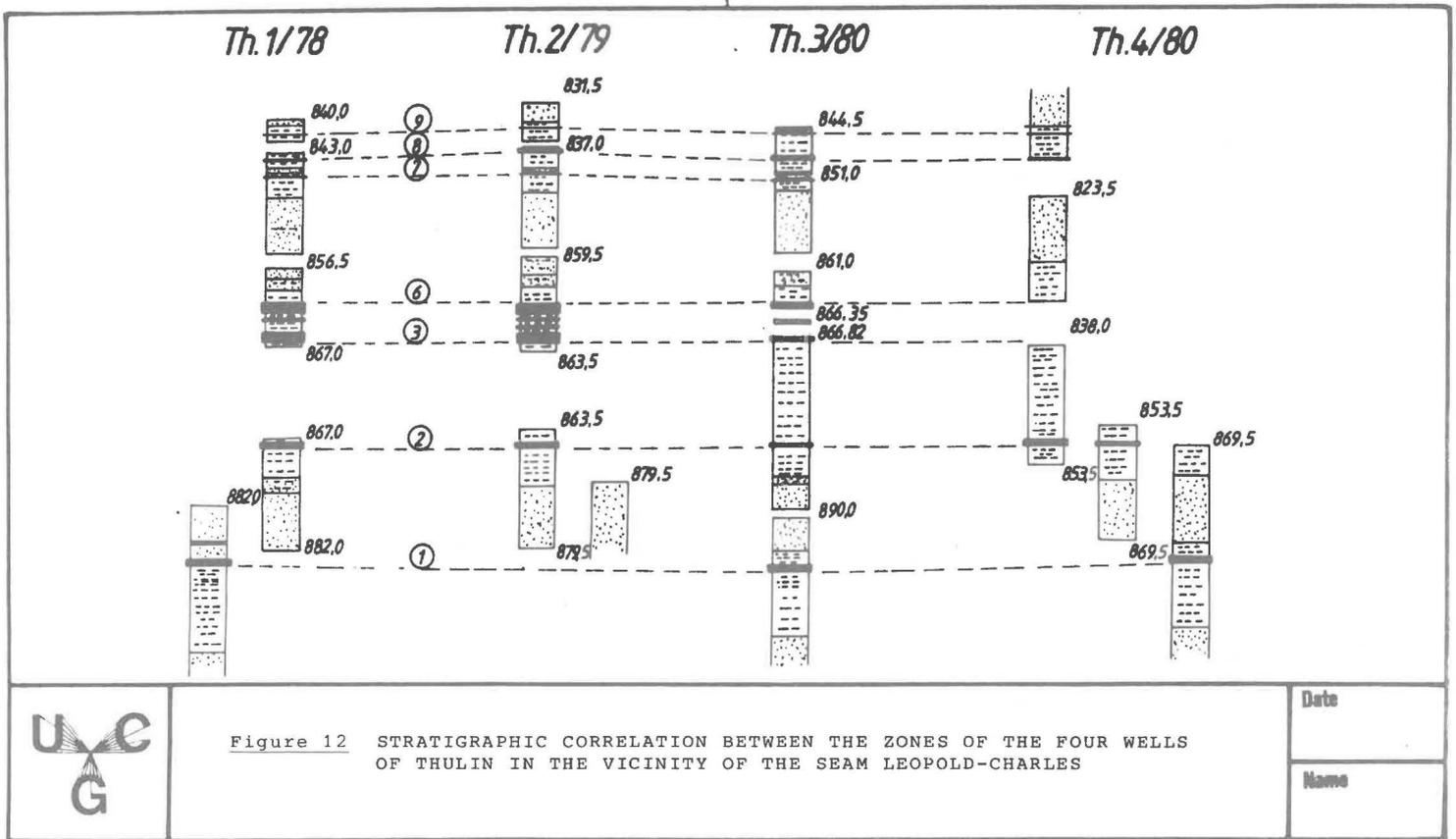


Fig. 10

PLAN D'IMPLANTATION SIMPLIFIE DE L'ENSEMBLE DE L'INSTALLATION



Date
Name



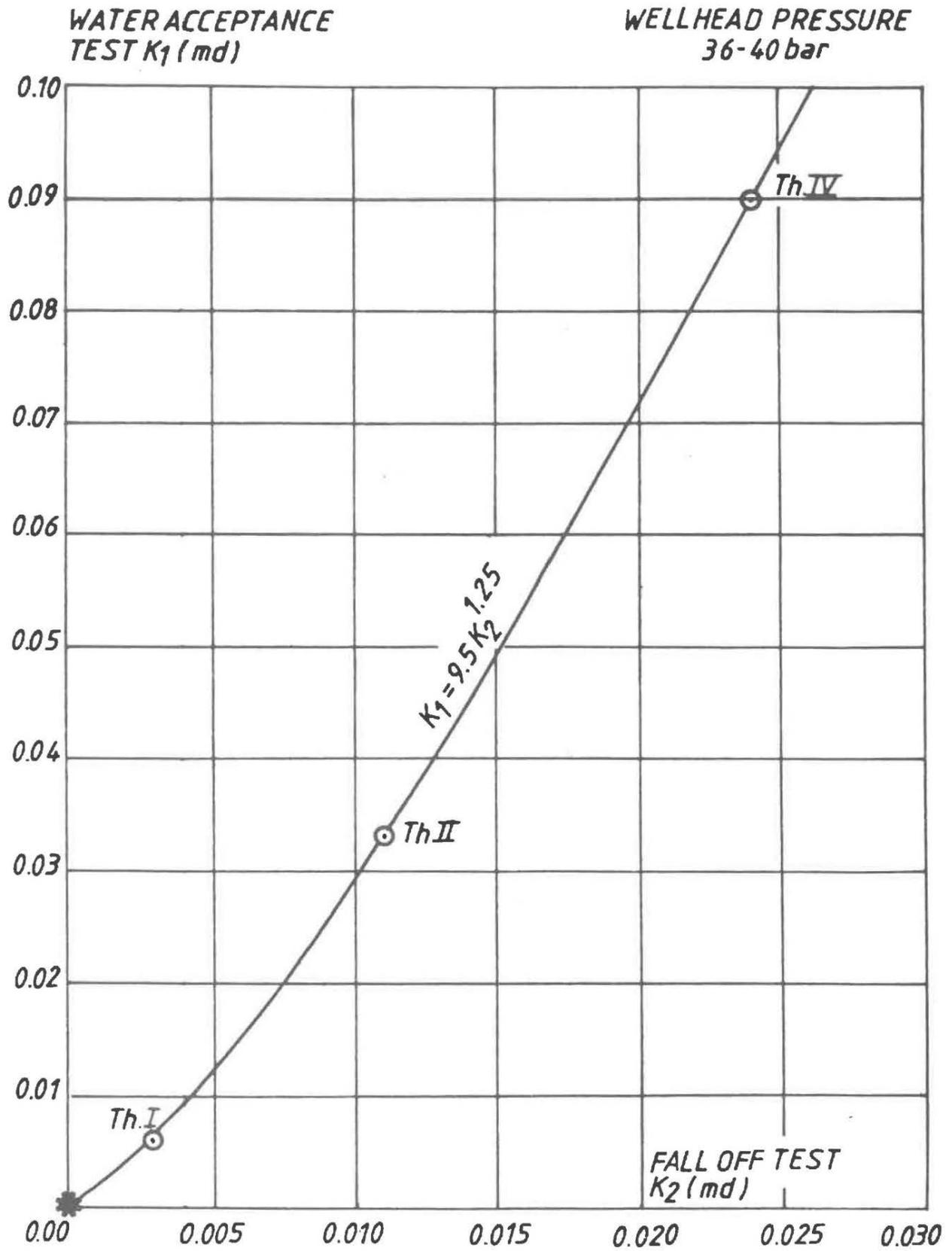
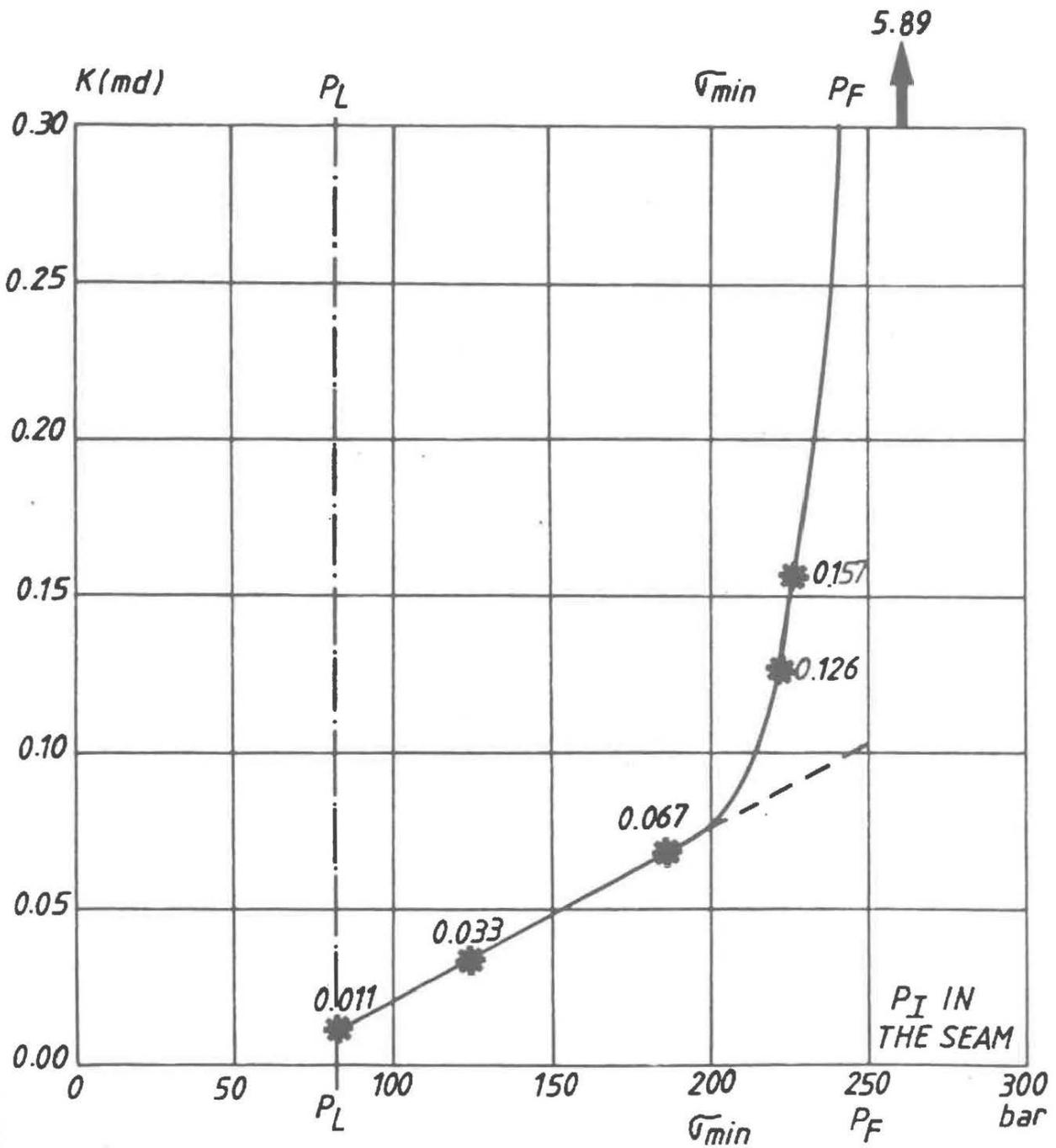


Figure 13

CORRELATION ENTRE LES VALEURS DE PERMEABILITE D'EDUITES DU "WATER ACCEPTANCE TEST" ET DU "FALL OFF TEST"



U
C
G

Figure 14

VARIATION DE LA PERMEABILITE APPARENTE EN FONCTION DE LA
PRESSION D'INJECTION AU NIVEAU DE LA VEINE

GAS ACCEPTANCE TEST
 $K_1(md)$

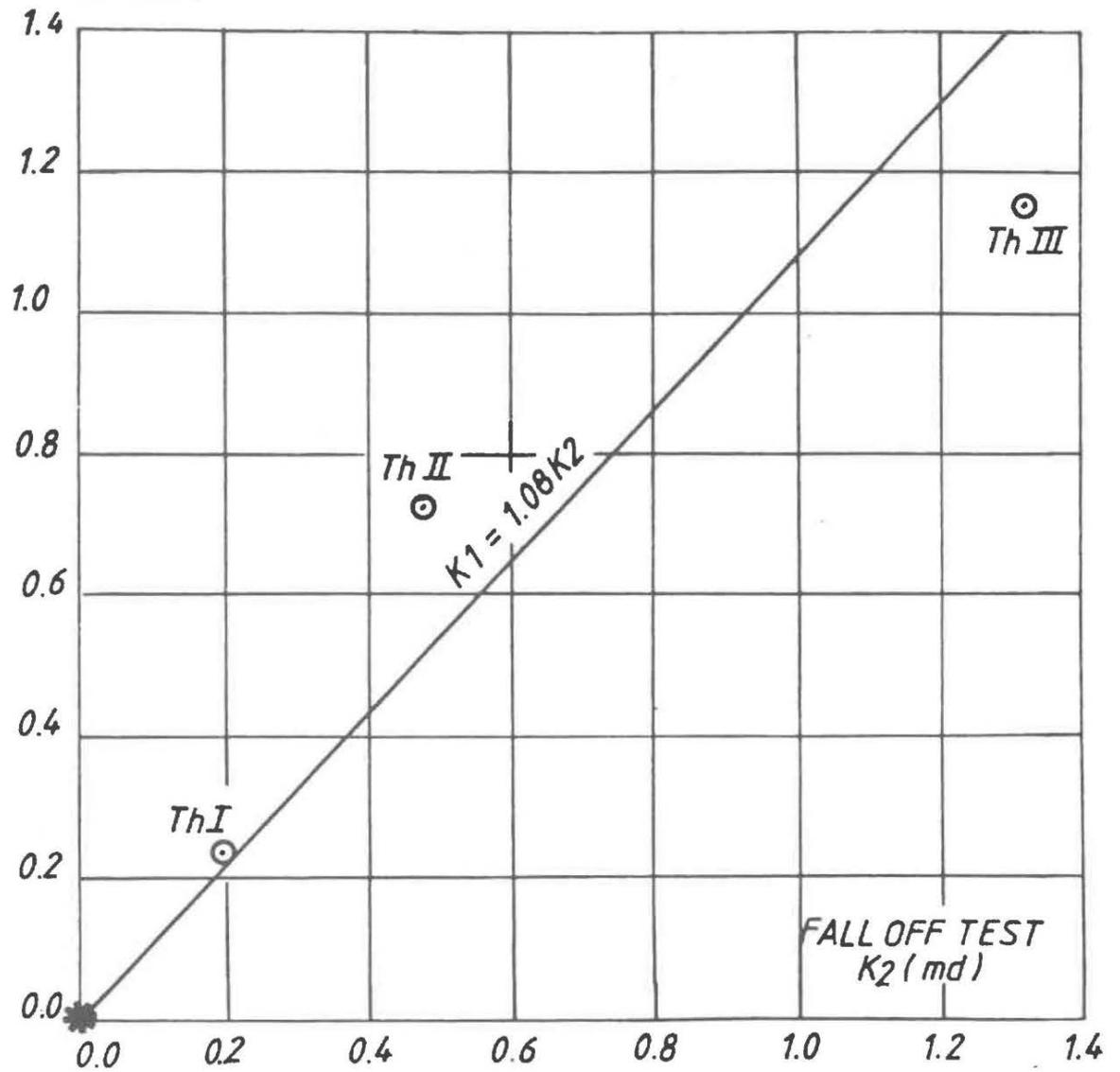


Figure 15

CORRELATION ENTRE LES VALEURS DE PERMEABILITE DEDUITES
DU "GAS ACCEPTANCE TEST" ET DU "FALL OFF TEST"

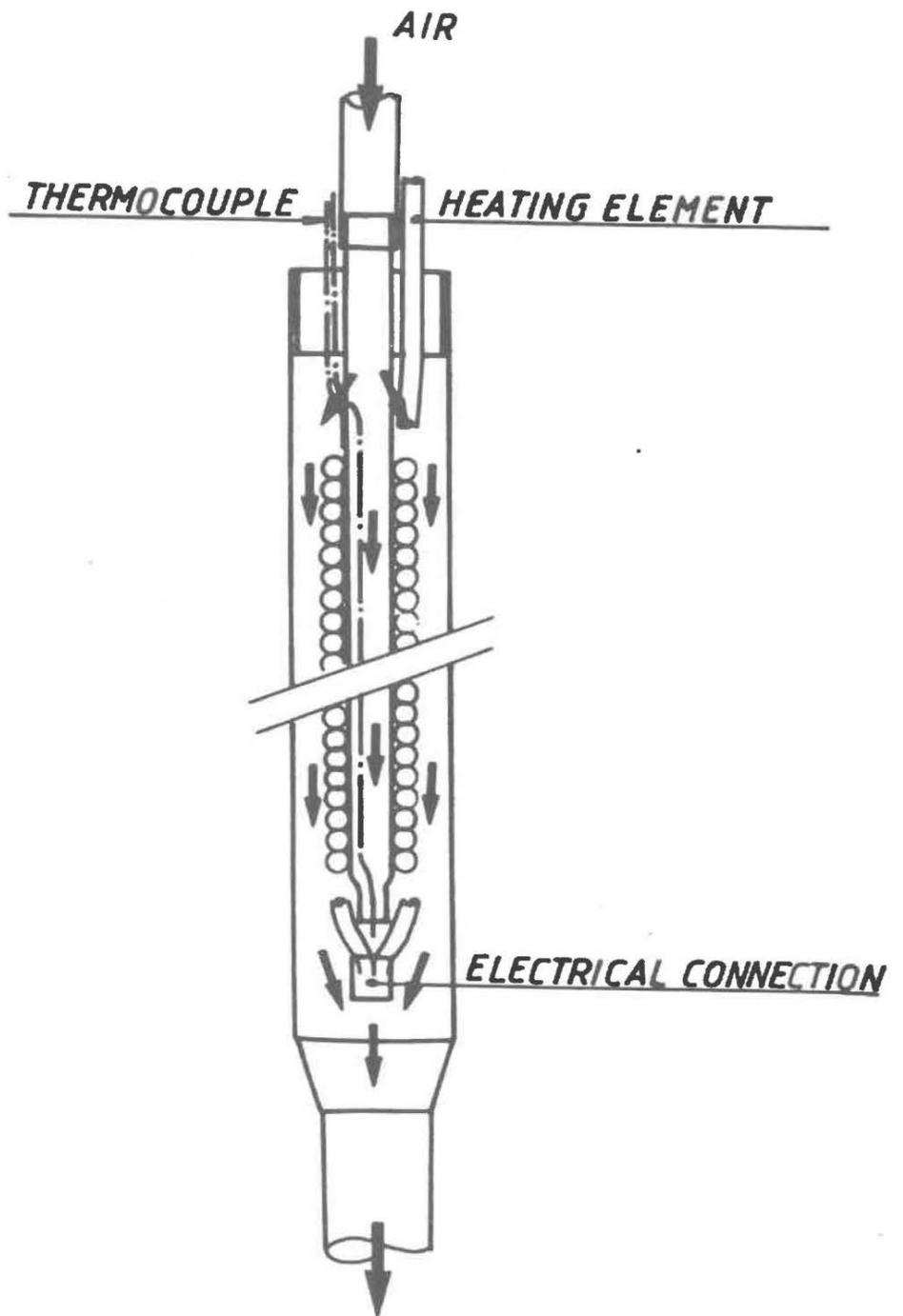


Figure 17

SKETCH OF THE ELECTRICAL IGNITER

Date

Name

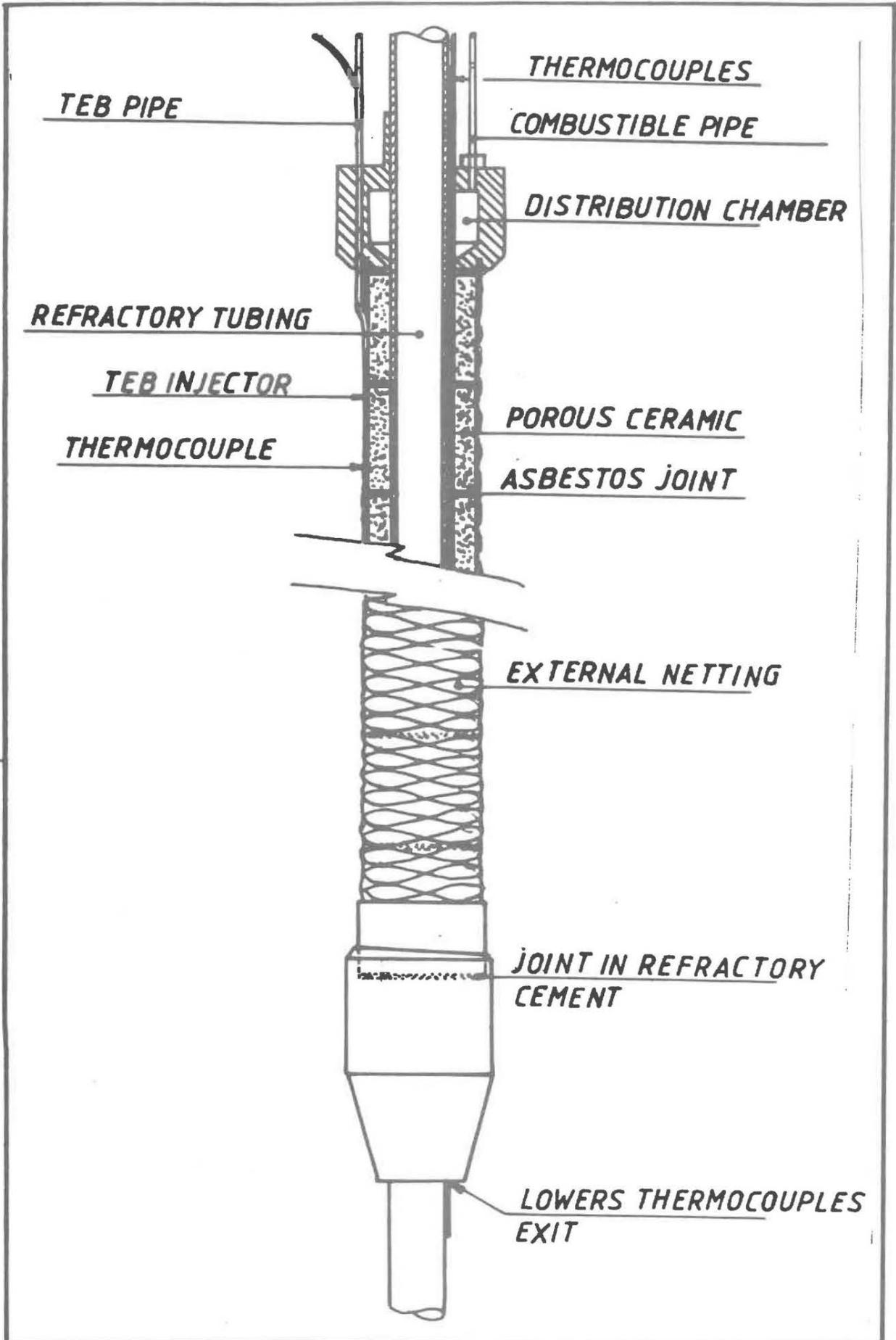


Figure 18
TORCHE D'ALLUMAGE

Date

Name

WELL I

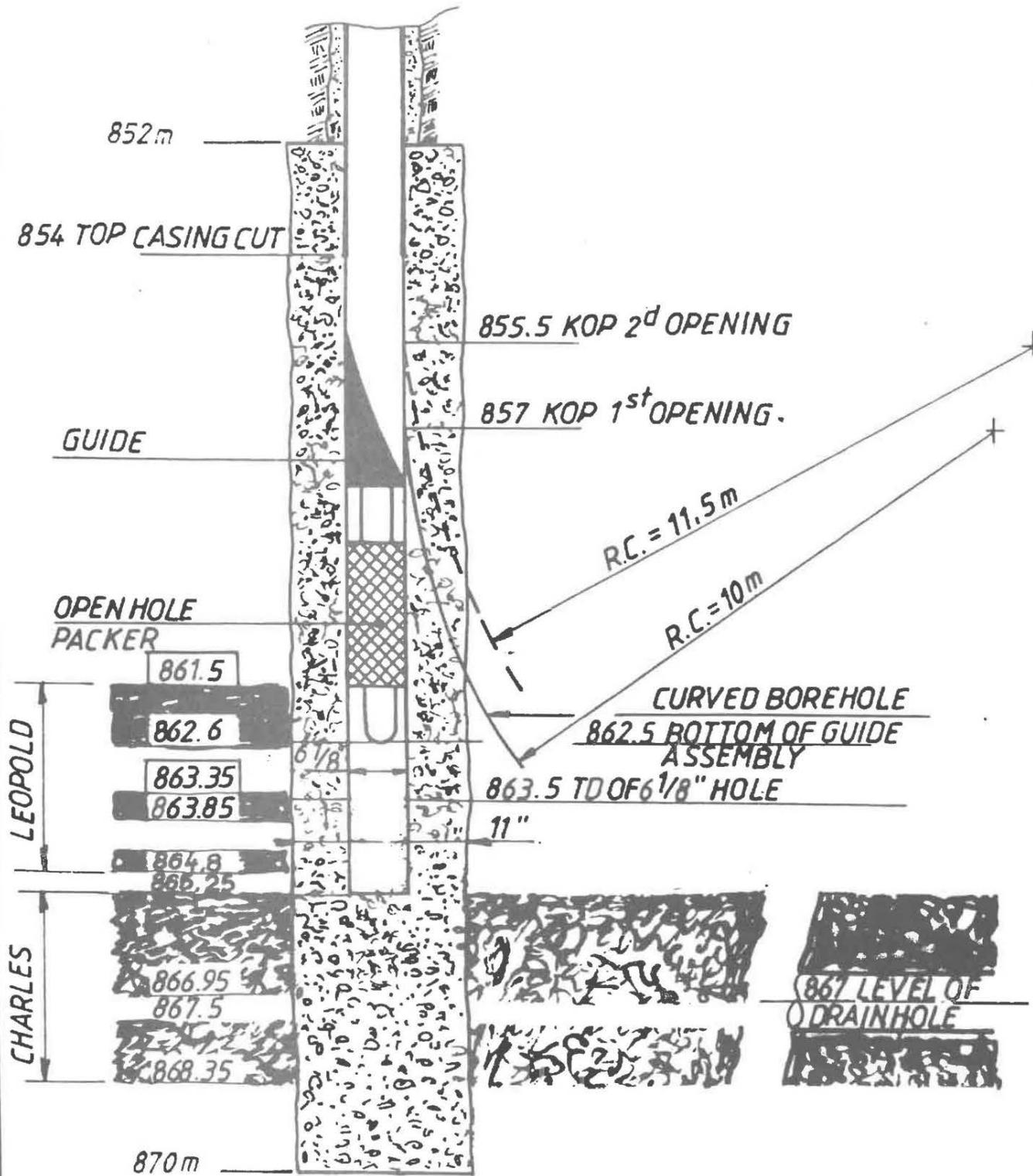
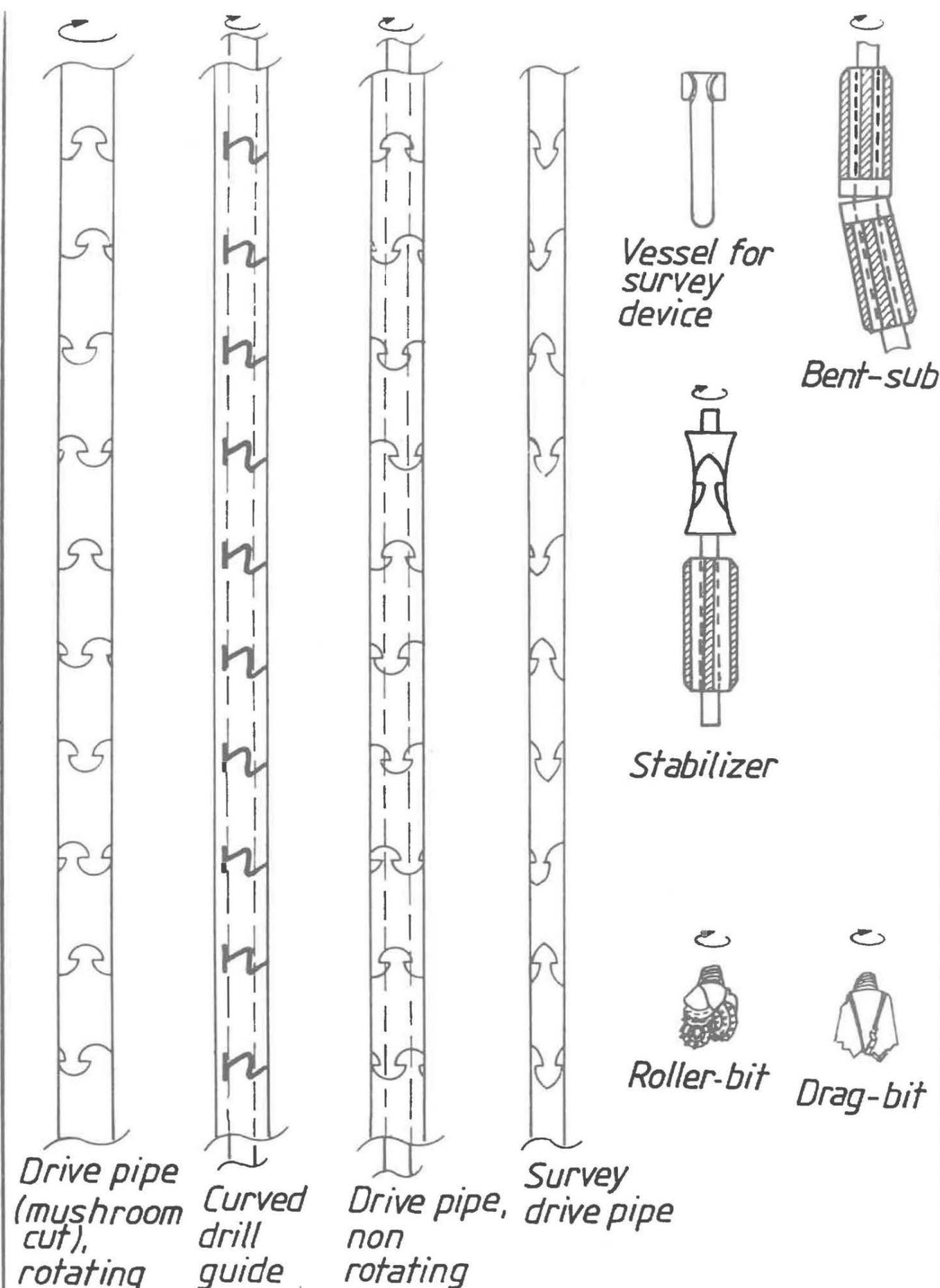


Figure 19

WELL I REWORKED PLAN



*Drive pipe
(mushroom
cut),
rotating*

*Curved
drill
guide*

*Drive pipe,
non
rotating*

*Survey
drive pipe*

*Vessel for
survey
device*

Bent-sub

Stabilizer

Roller-bit

Drag-bit



Figure 20

PRINCIPAL BOTTOM HOLE ASSEMBLY CONSTITUANTS.

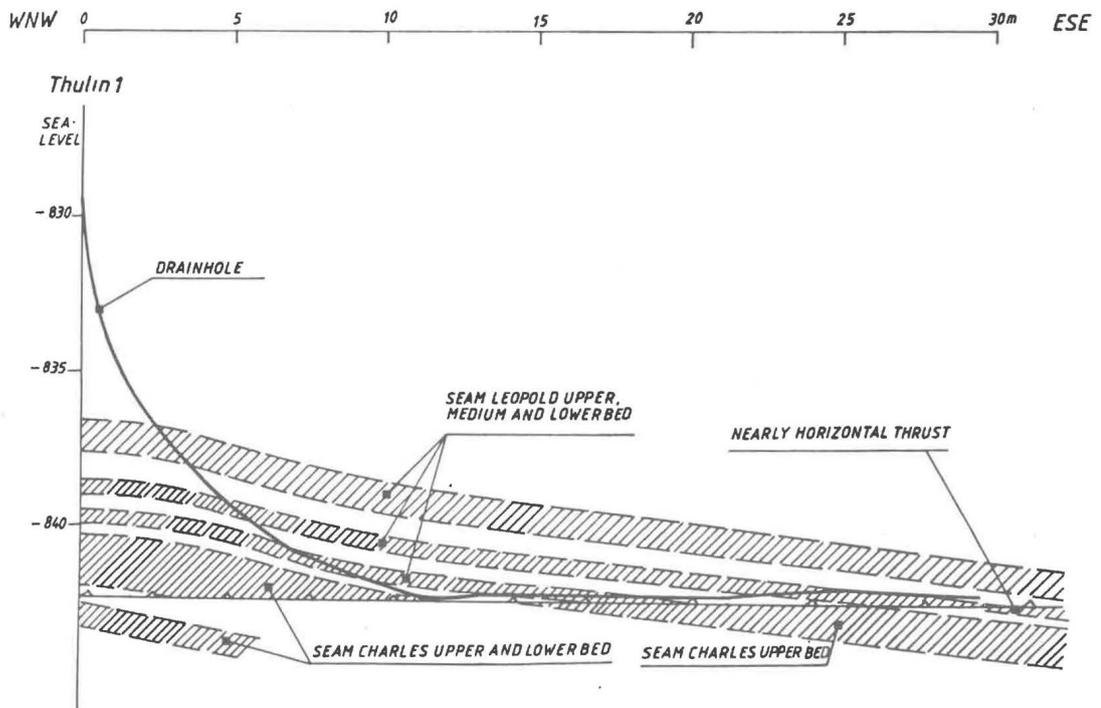


Figure 21

ASSUMED DRAINHOLE POSITION INSIDE LEOPOLD-CHARLES SEAM



Date

Name

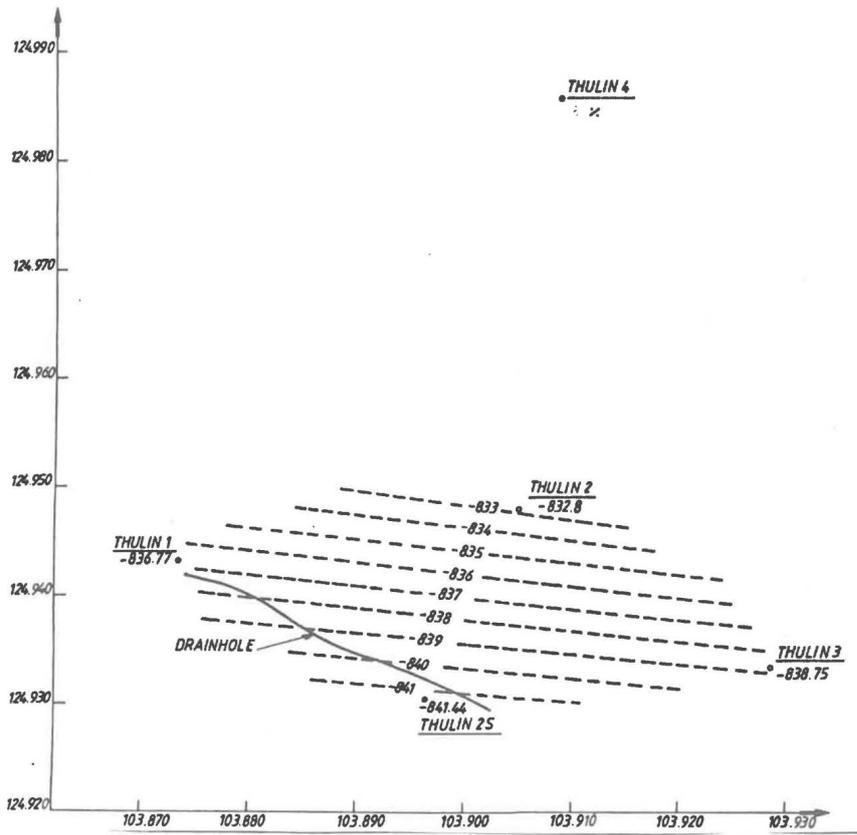
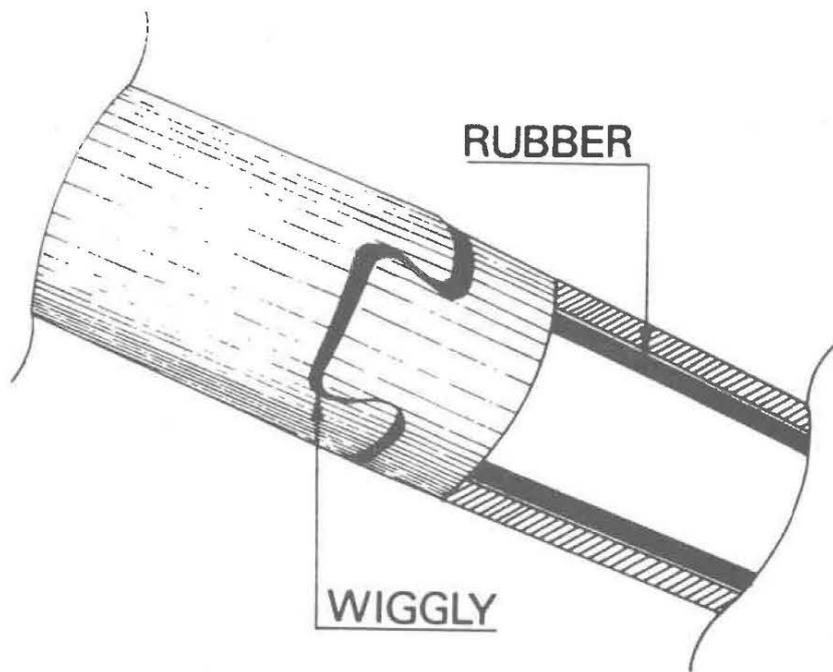


Figure 22 LEVEL OF TOP OF SEAM LEOPOLD
well positions corrected (figure in m related to sea level)



Date

Name



WIGGLY tube: outside diameter: 108 mm
: inside diameter: 88 mm
RUBBER hose: outside diameter: 85 mm
: inside diameter: 70 mm



Figure 23

FLEXIBLE LINER BASED ON FLAME CUTS.

Date

Name

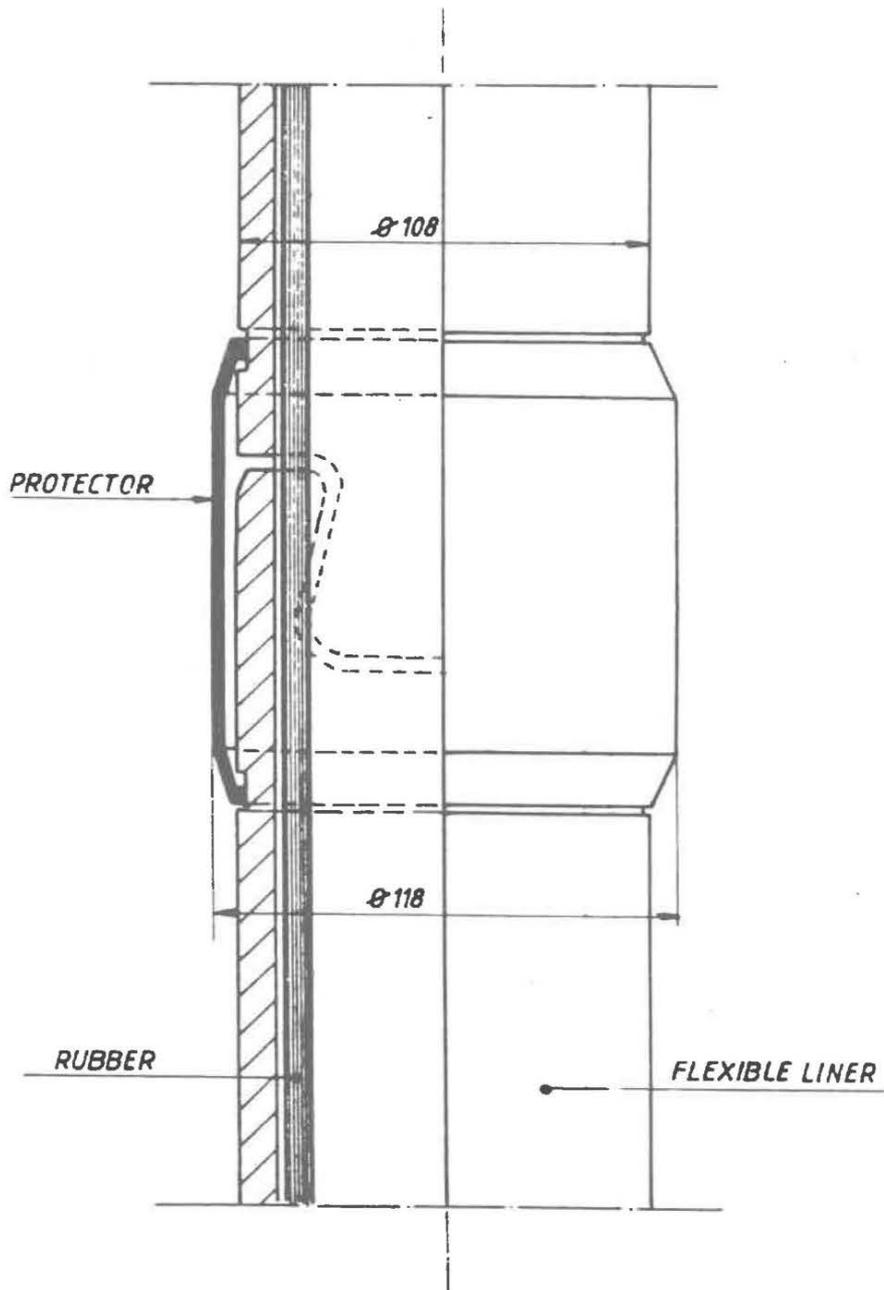


Figure 24

FLEXIBLE FLAME CUTS LINER WITH PROTECTORS.

Date

Name

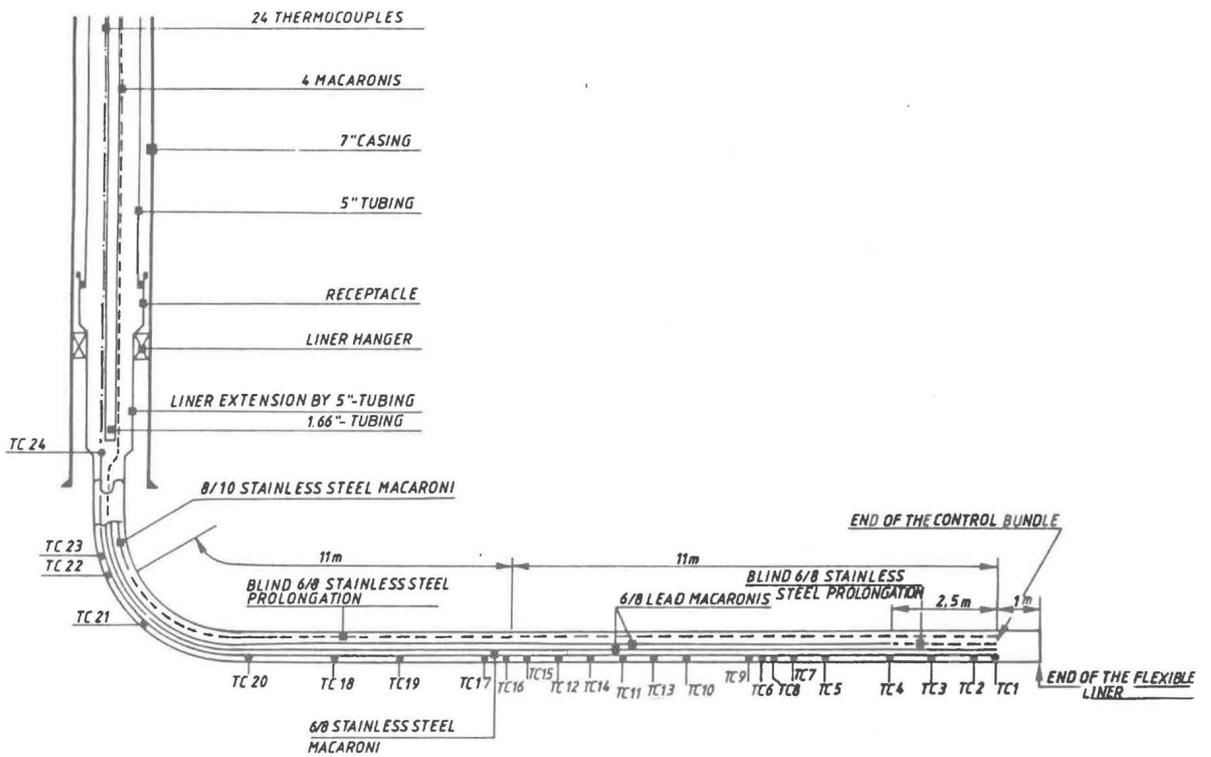


Figure 25 SCHEMATIC OF THE COMPLETION OF THE INJECTION WELL THULIN I

Date

Name



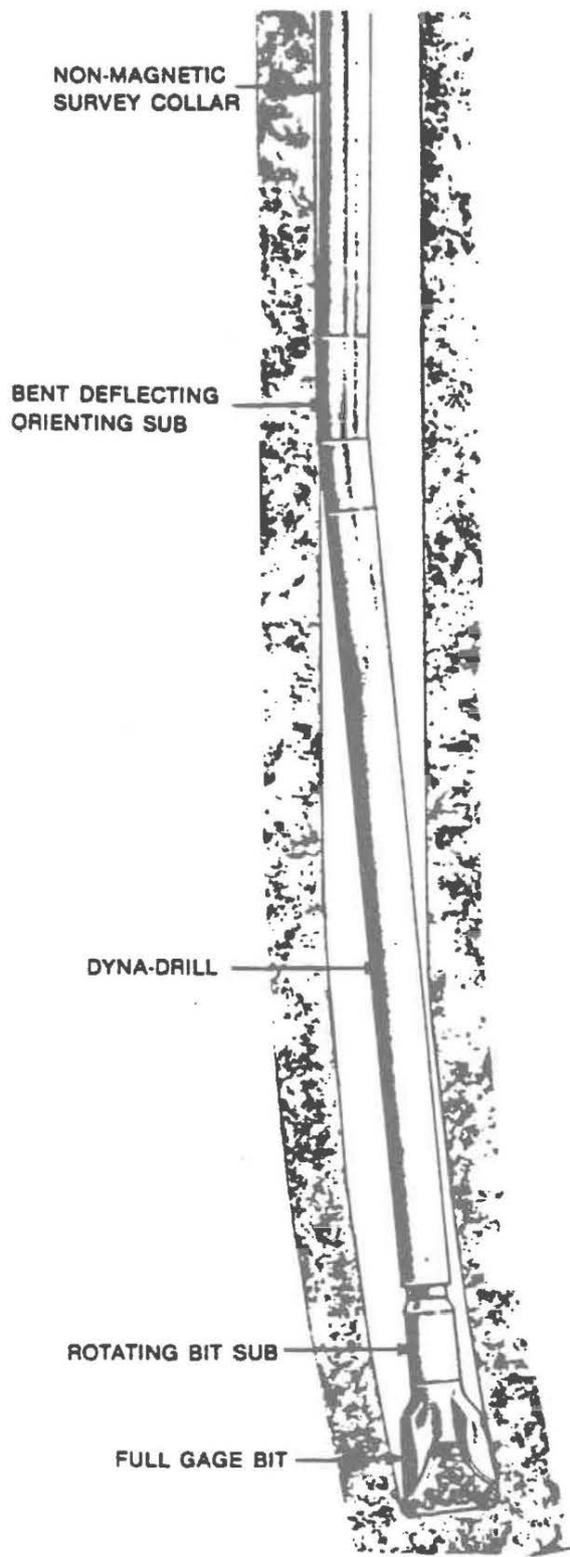


Figure 26
DOWNHOLE MOTOR ASSEMBLY



Date
Name

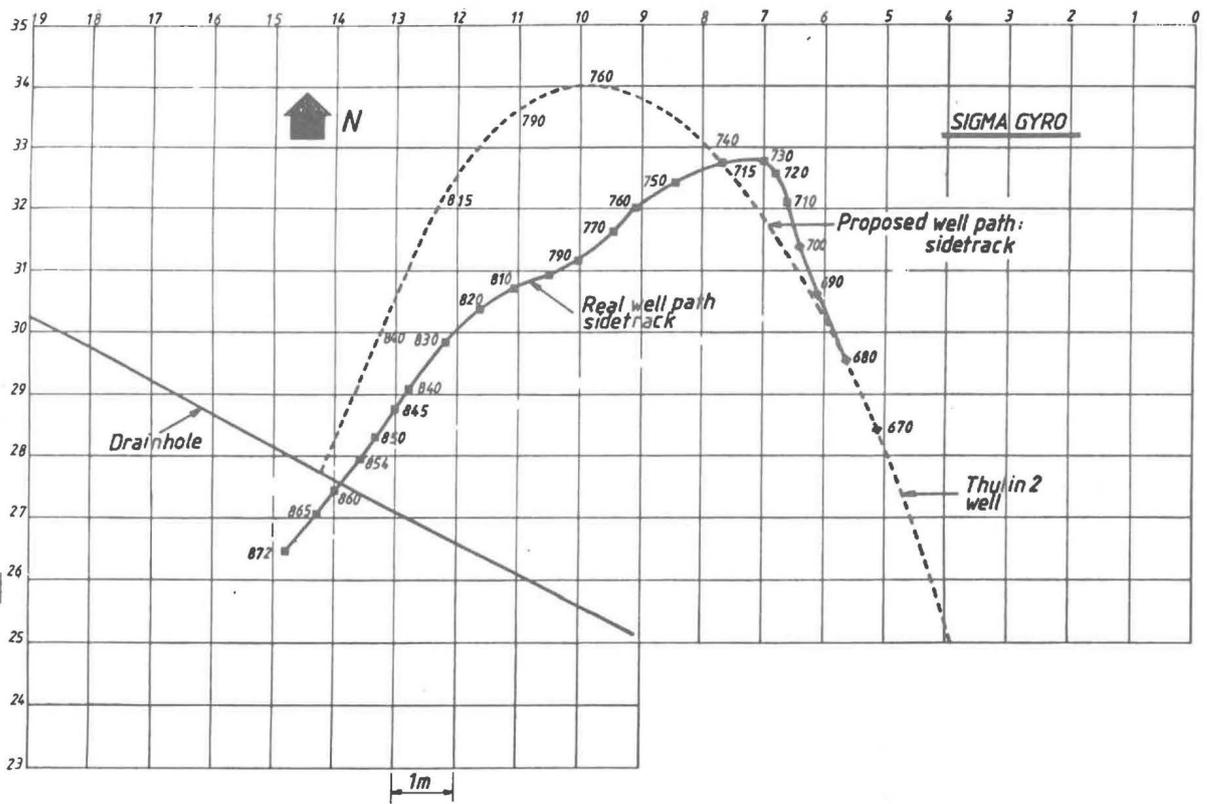
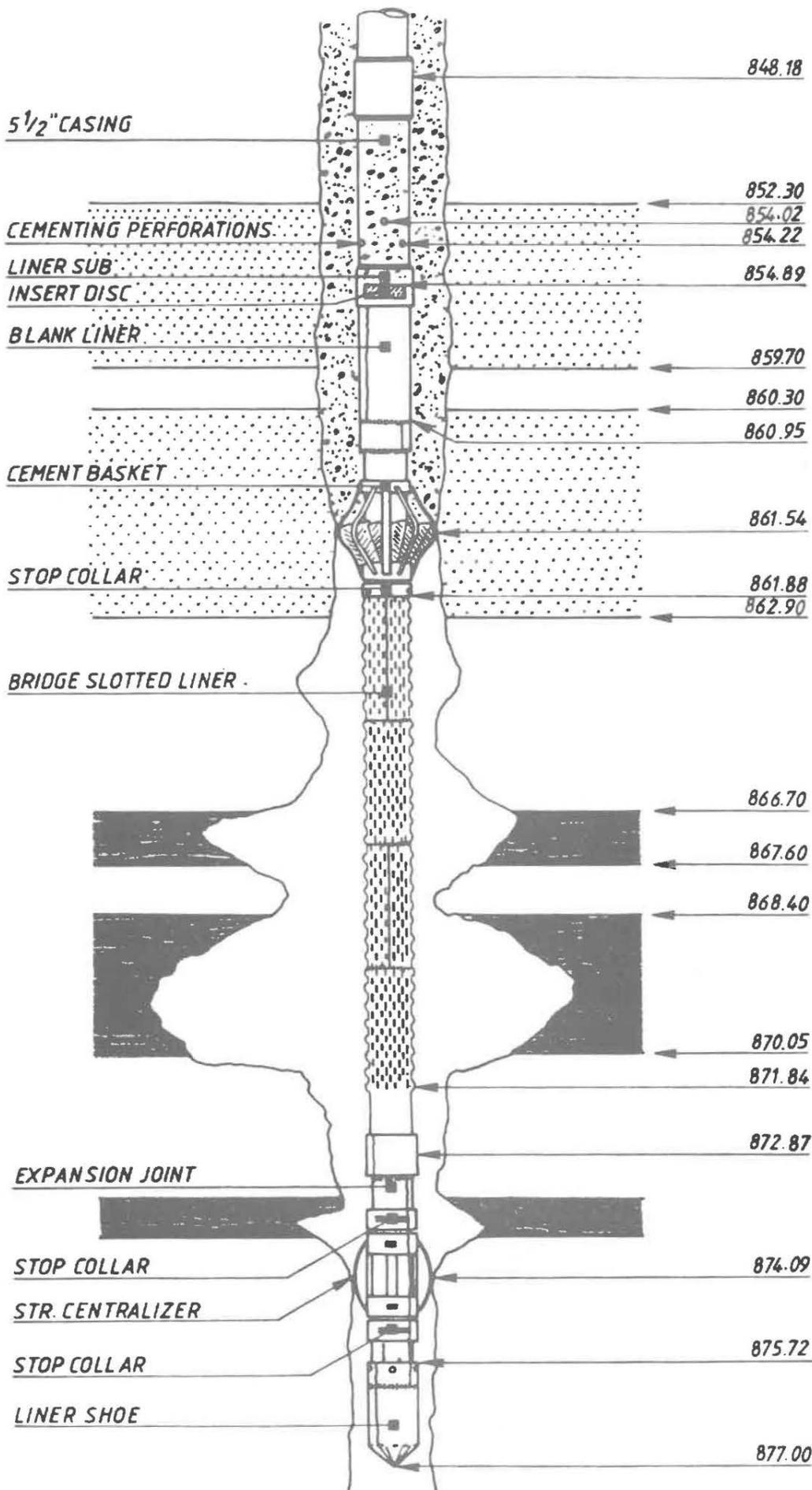


Figure 27 SURFACE PLAN VIEW



Date

Name



REMARK: THE STRING LENGTH HAS NOT BEEN CORRECTED NEITHER FOR THE ELASTIC ELONGATION NOR FOR THE THERMAL EXPANSION

Figure 28

THULIN II DOWNHOLE ASSEMBLY

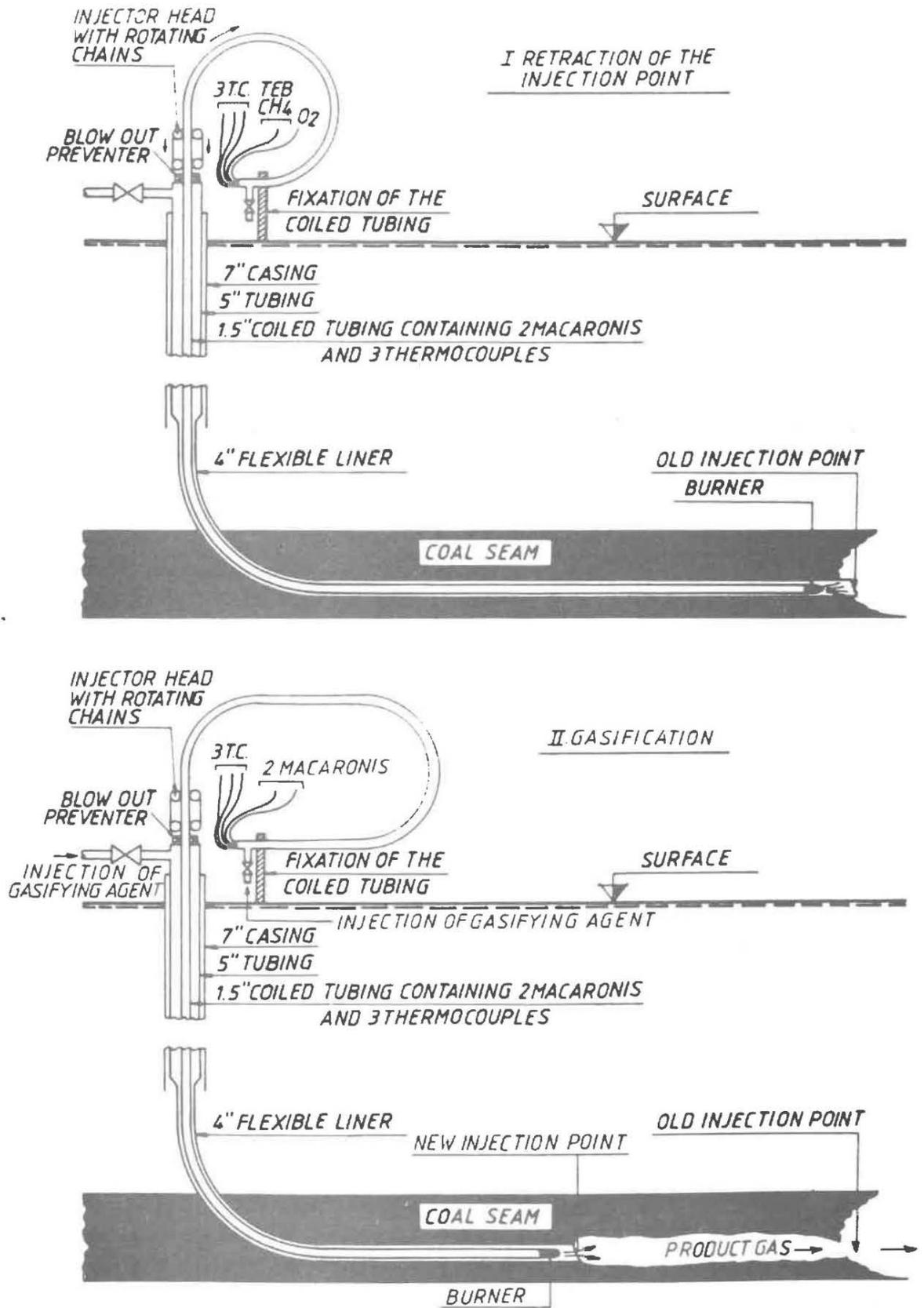


Figure 29

MANOEUVRE WITH THE COILED TUBING INCLUDING THE INTERNAL BUNDLE.

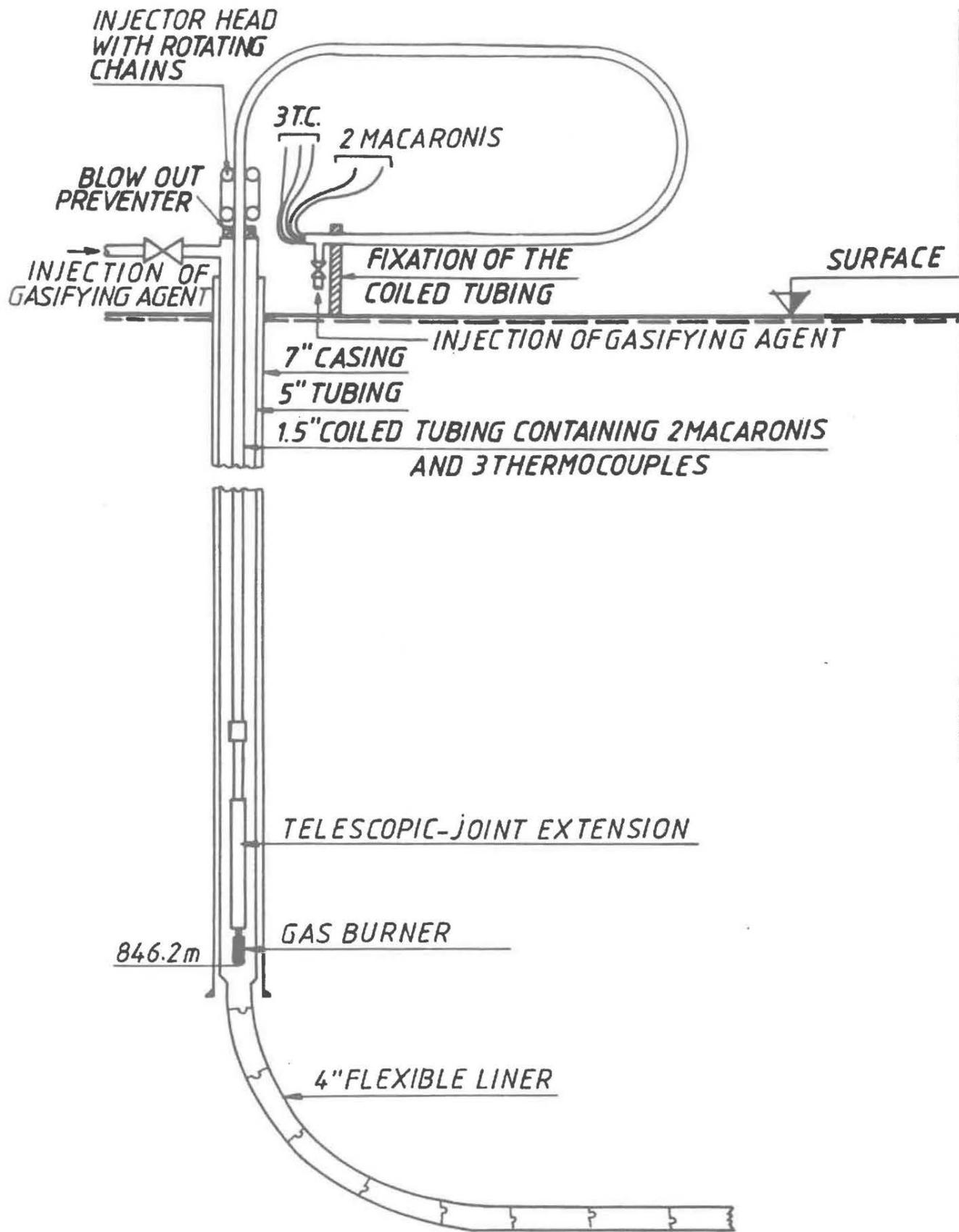


Figure 30 INJECTION WELL COMPLETION

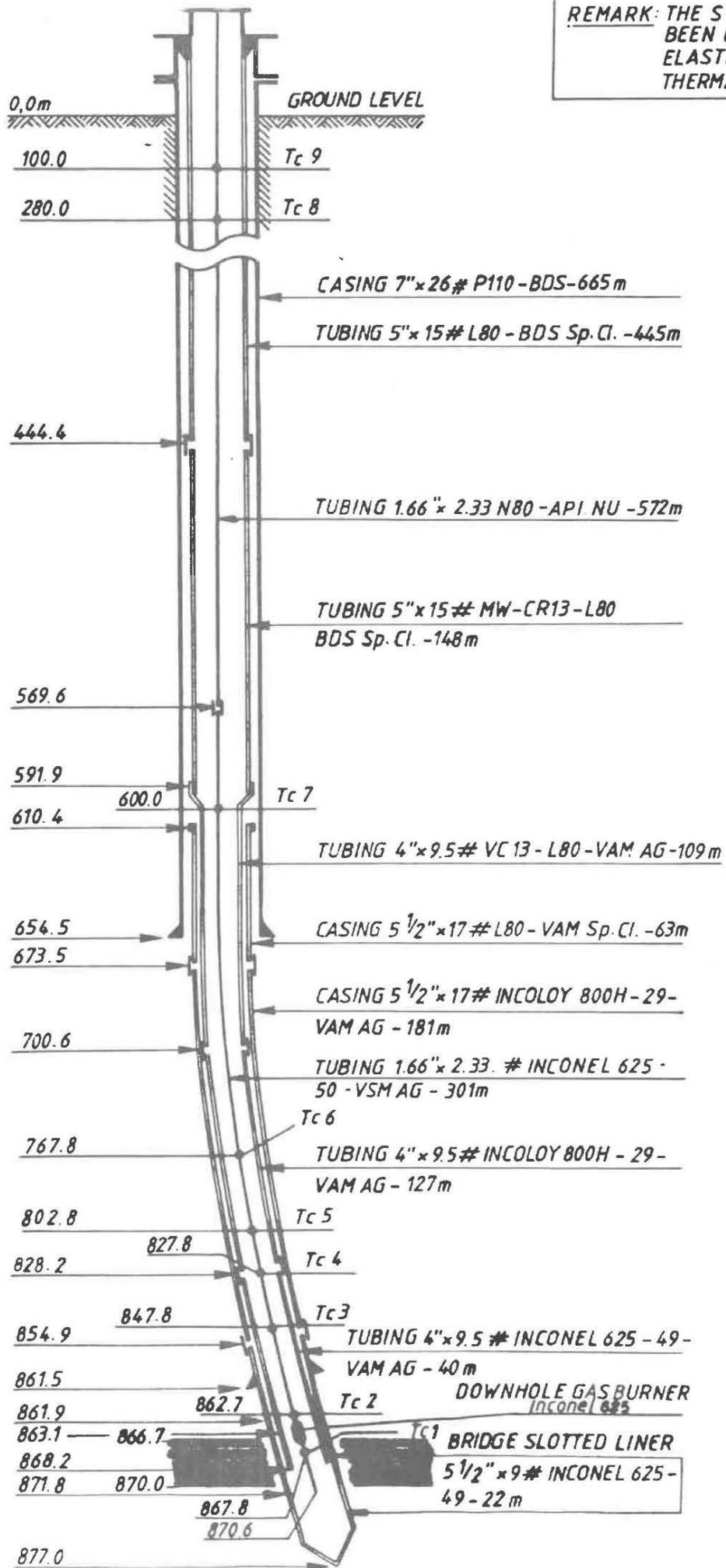


Figure 31

THULIN II WELL
COMPLETION

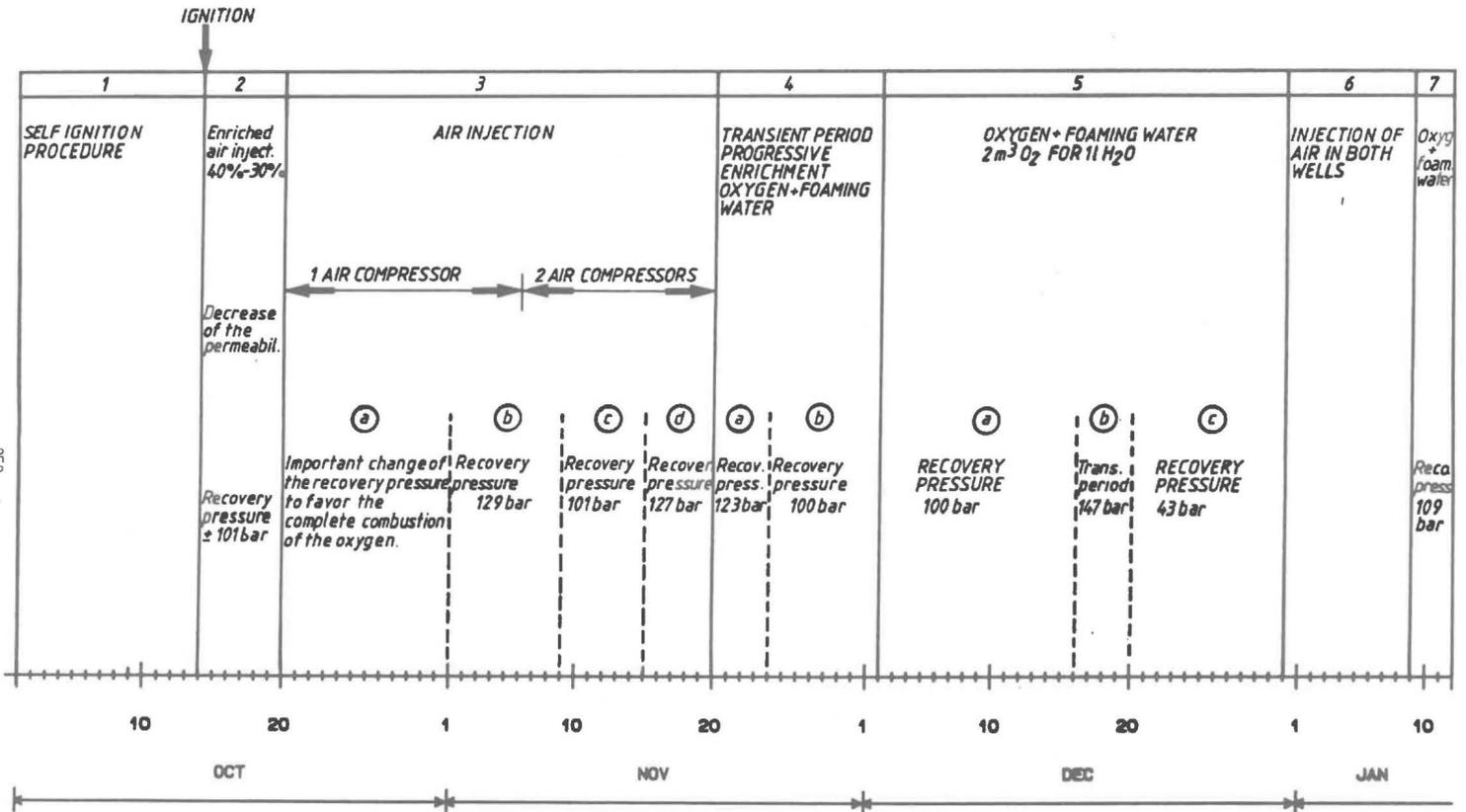


Figure 32

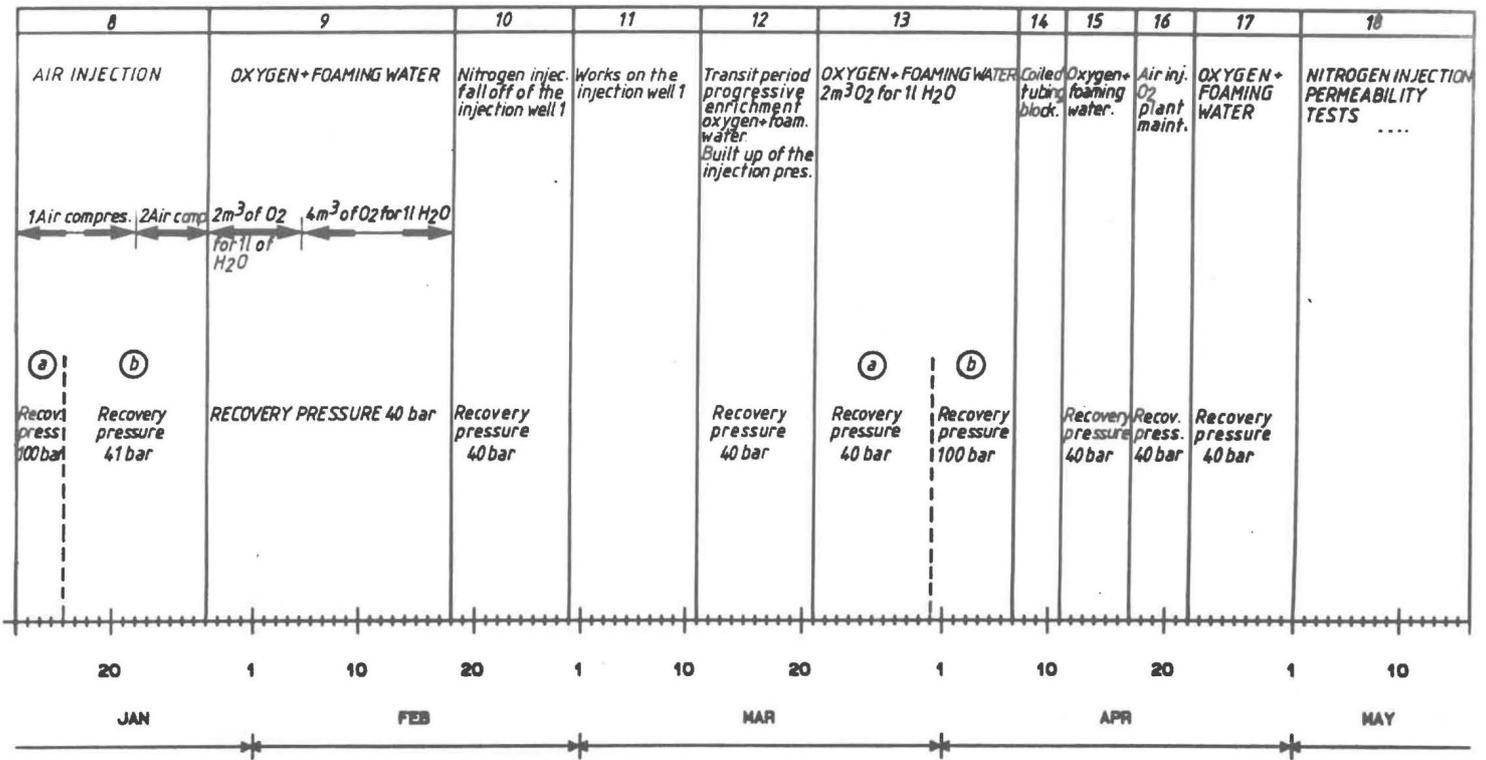


Figure 33

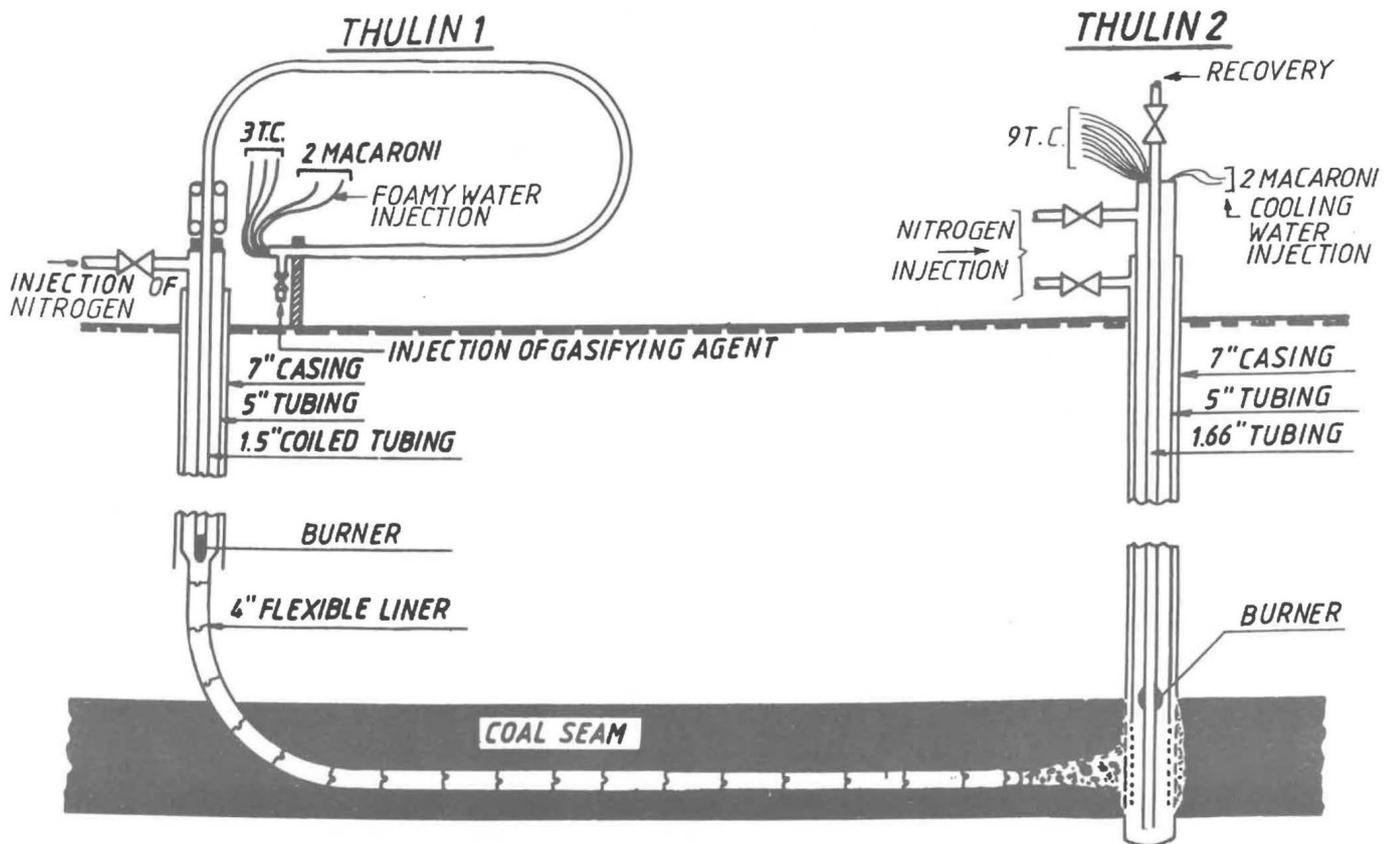


Figure 34

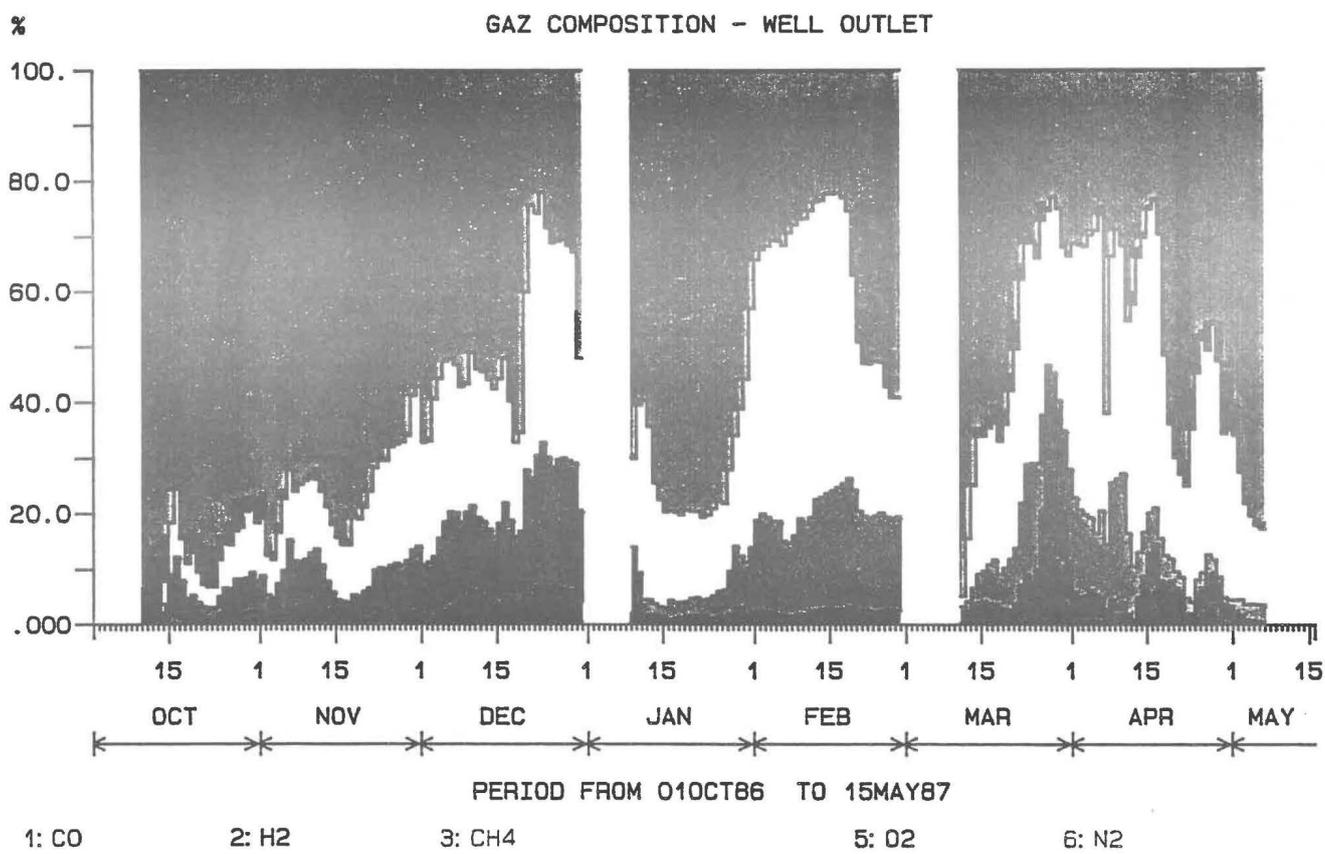


Figure 35

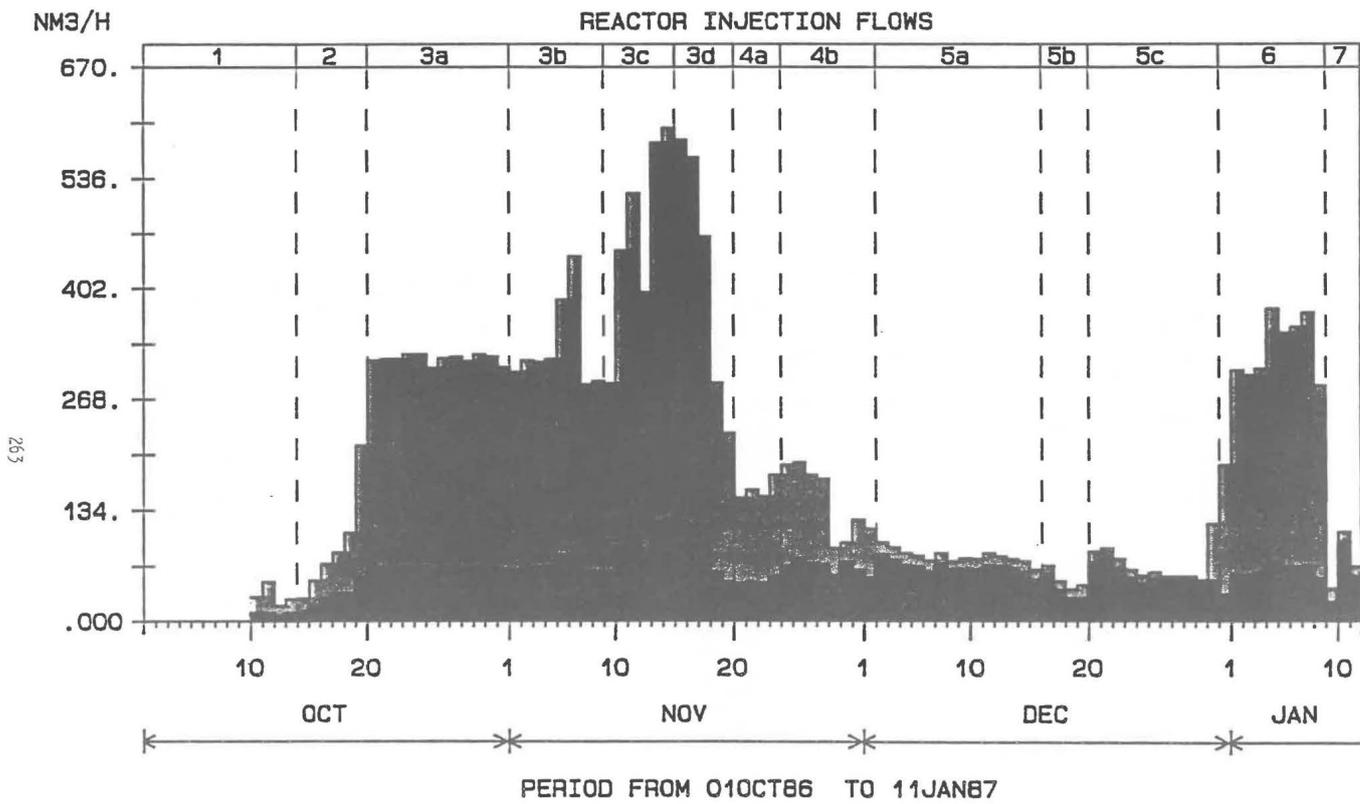
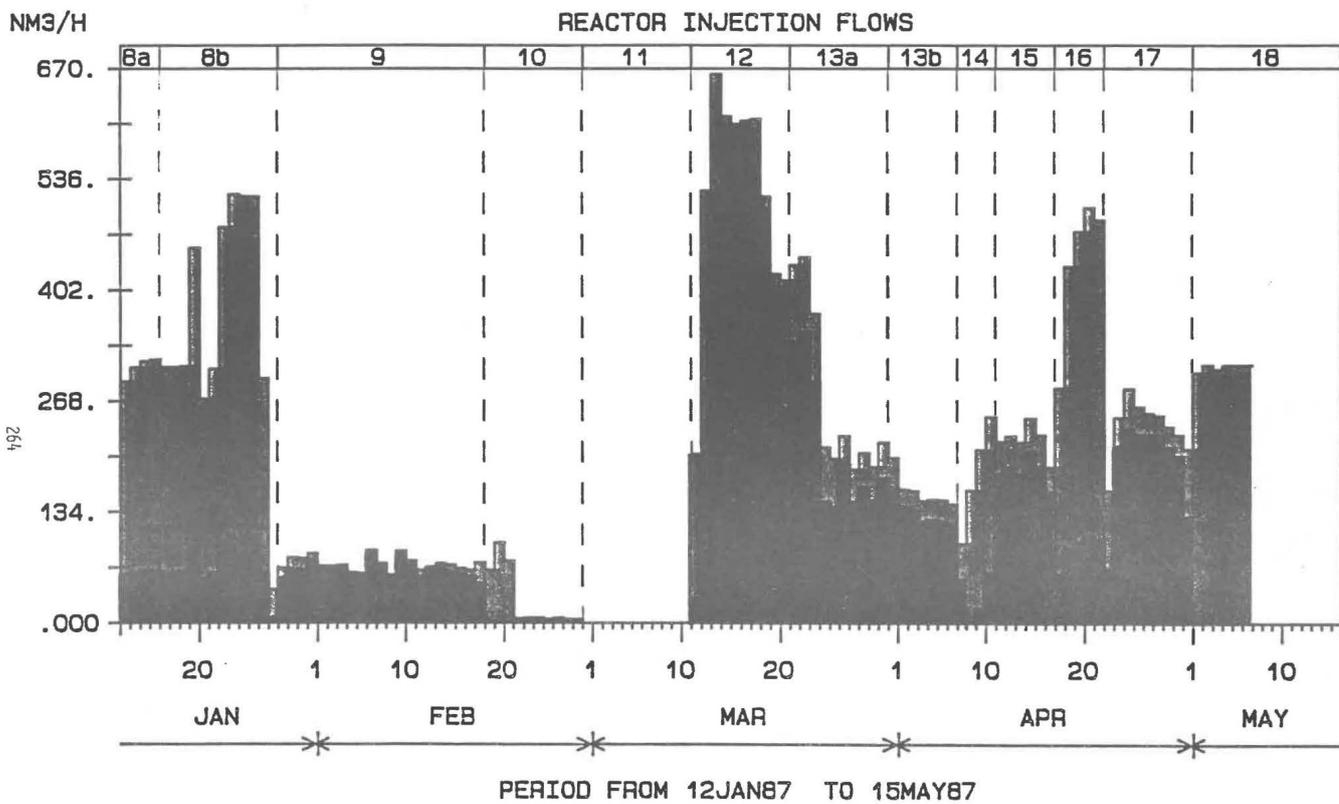


Figure 36a



1: 02

2: N2

Figure 36b

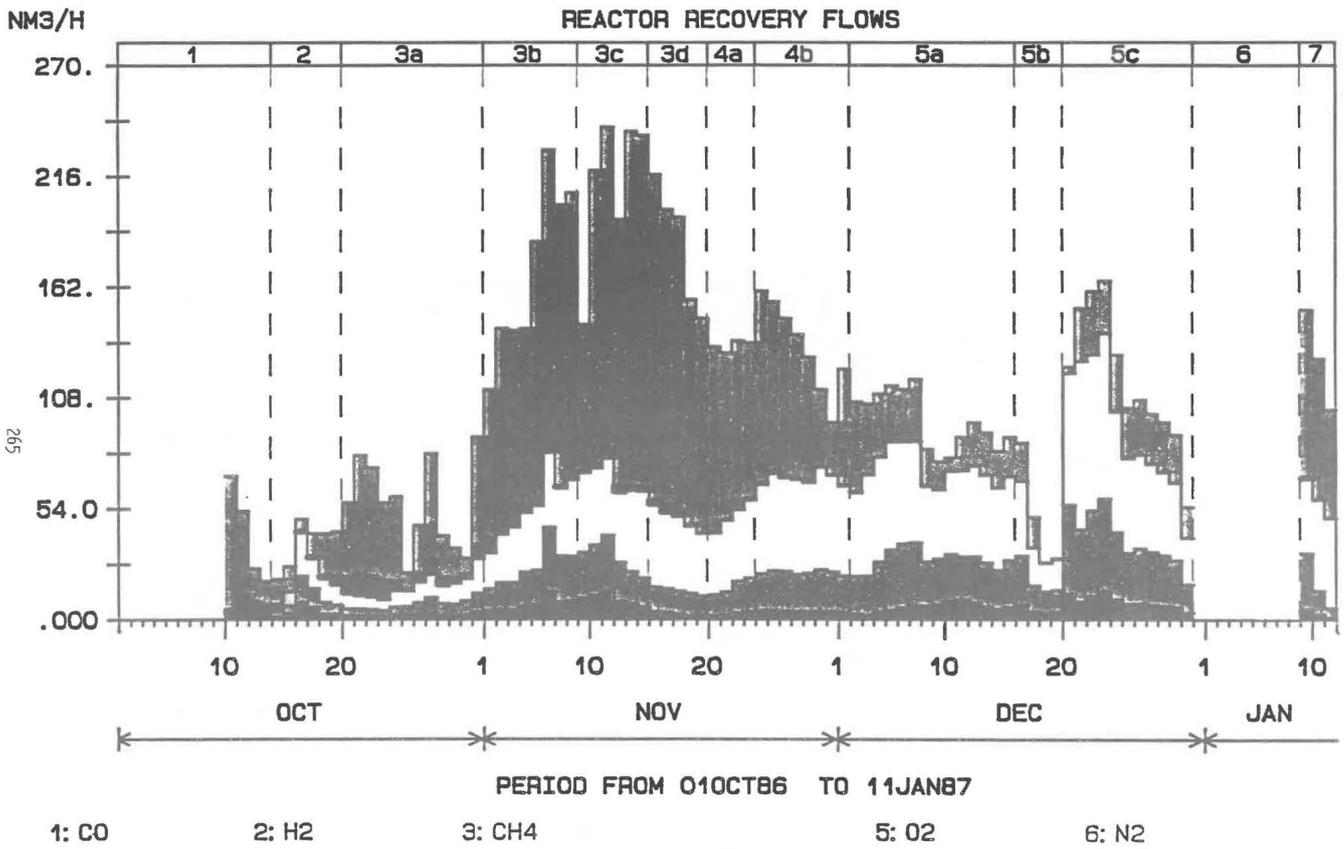


Figure 37a

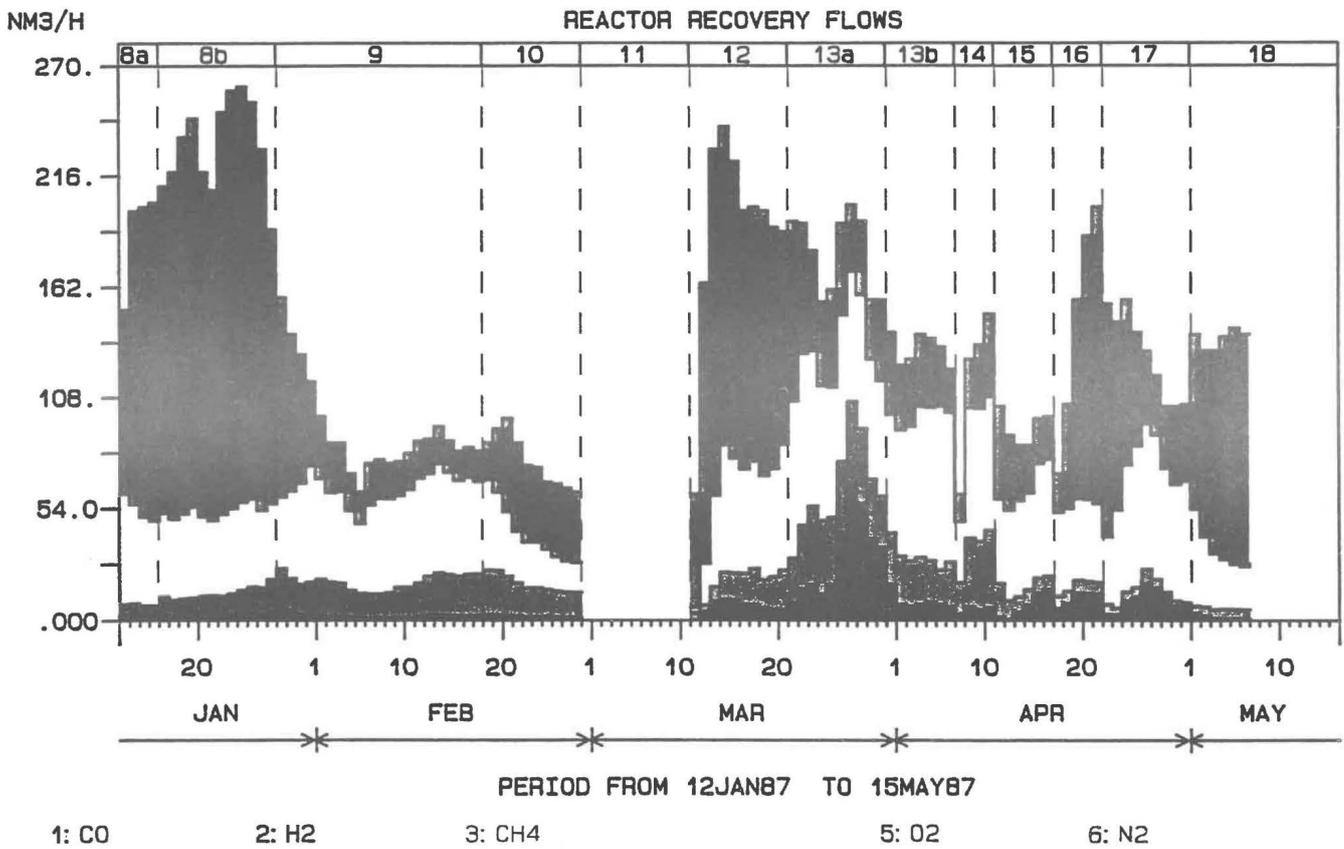


Figure 37b

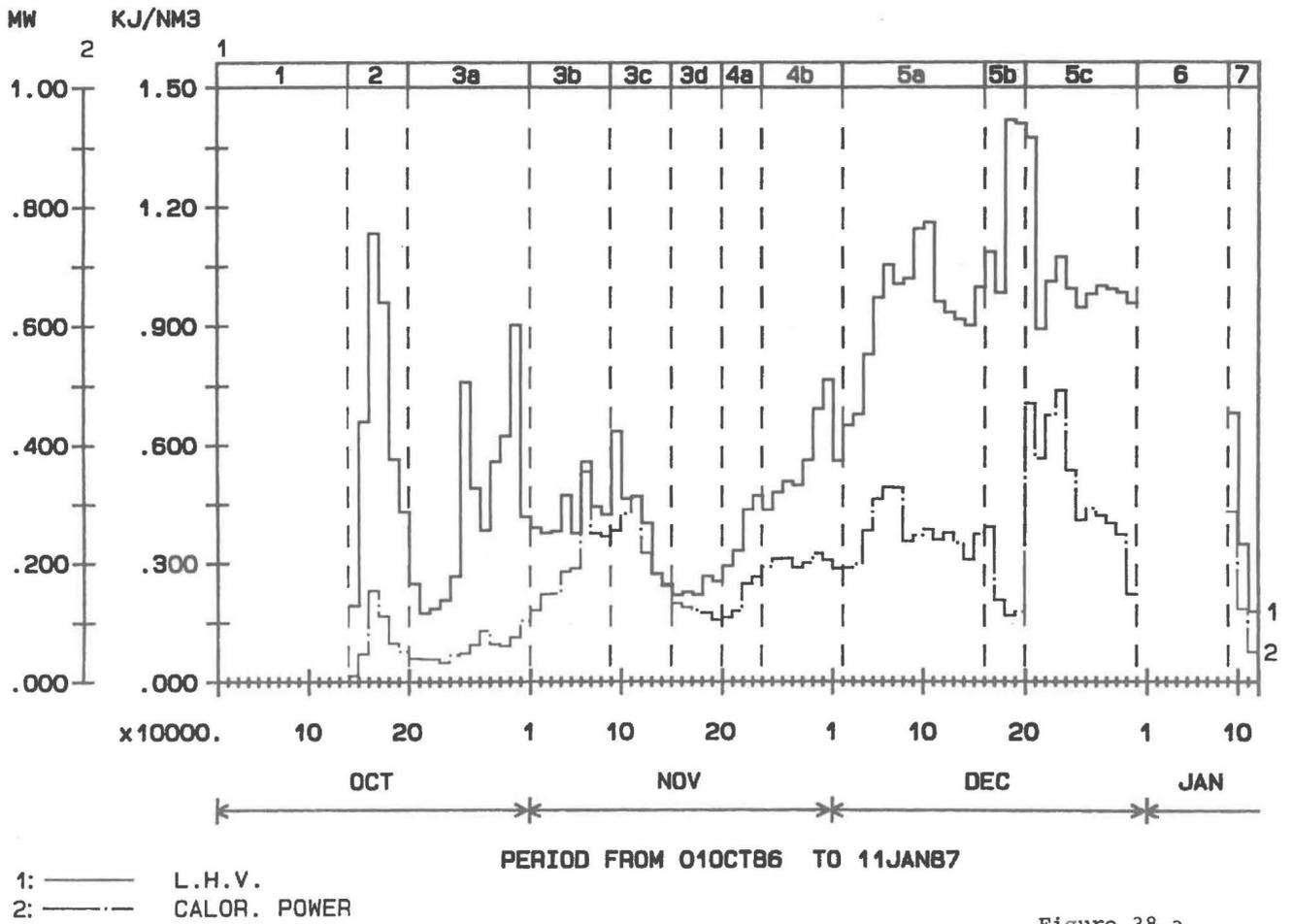


Figure 38 a

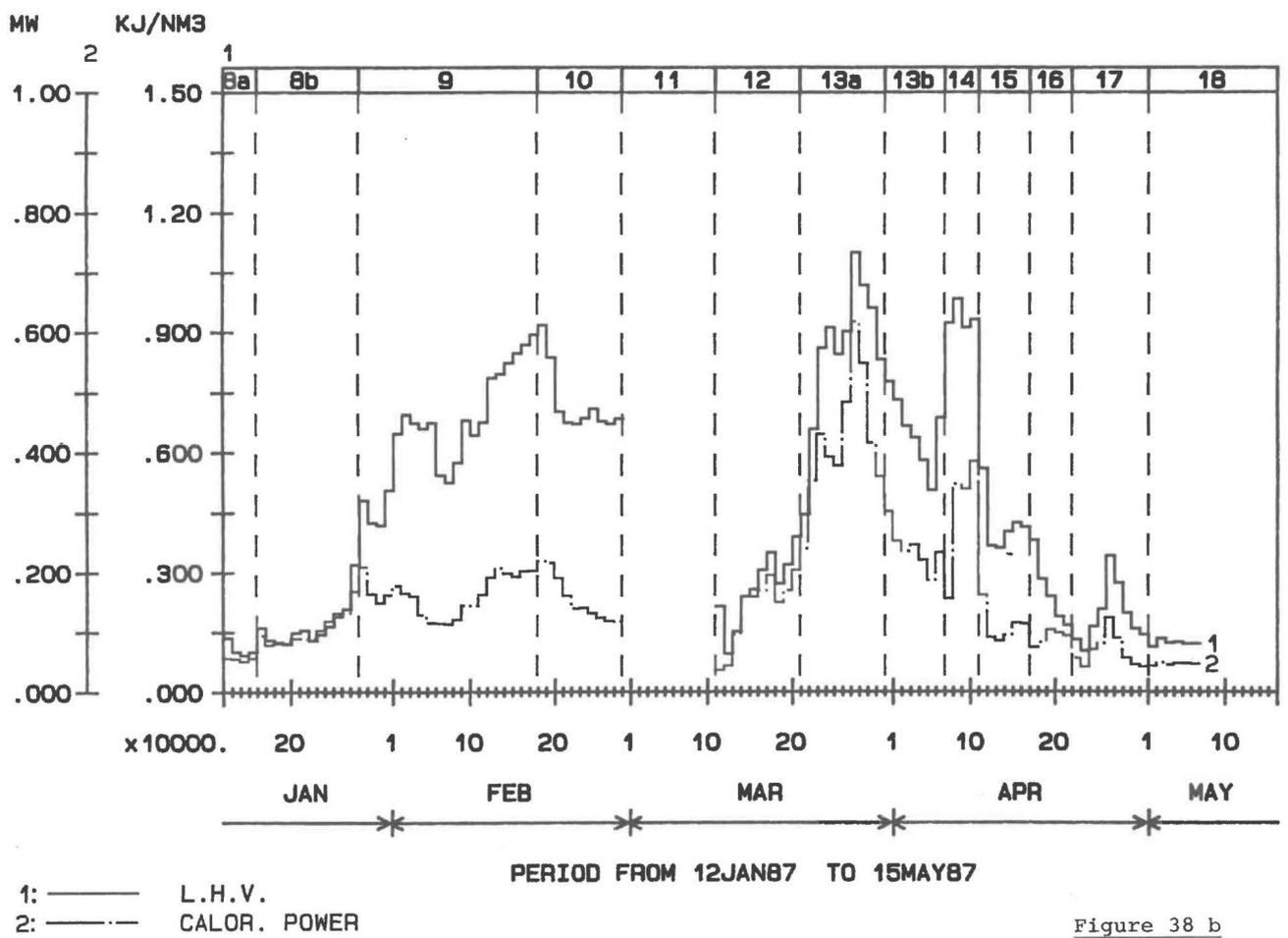


Figure 38 b

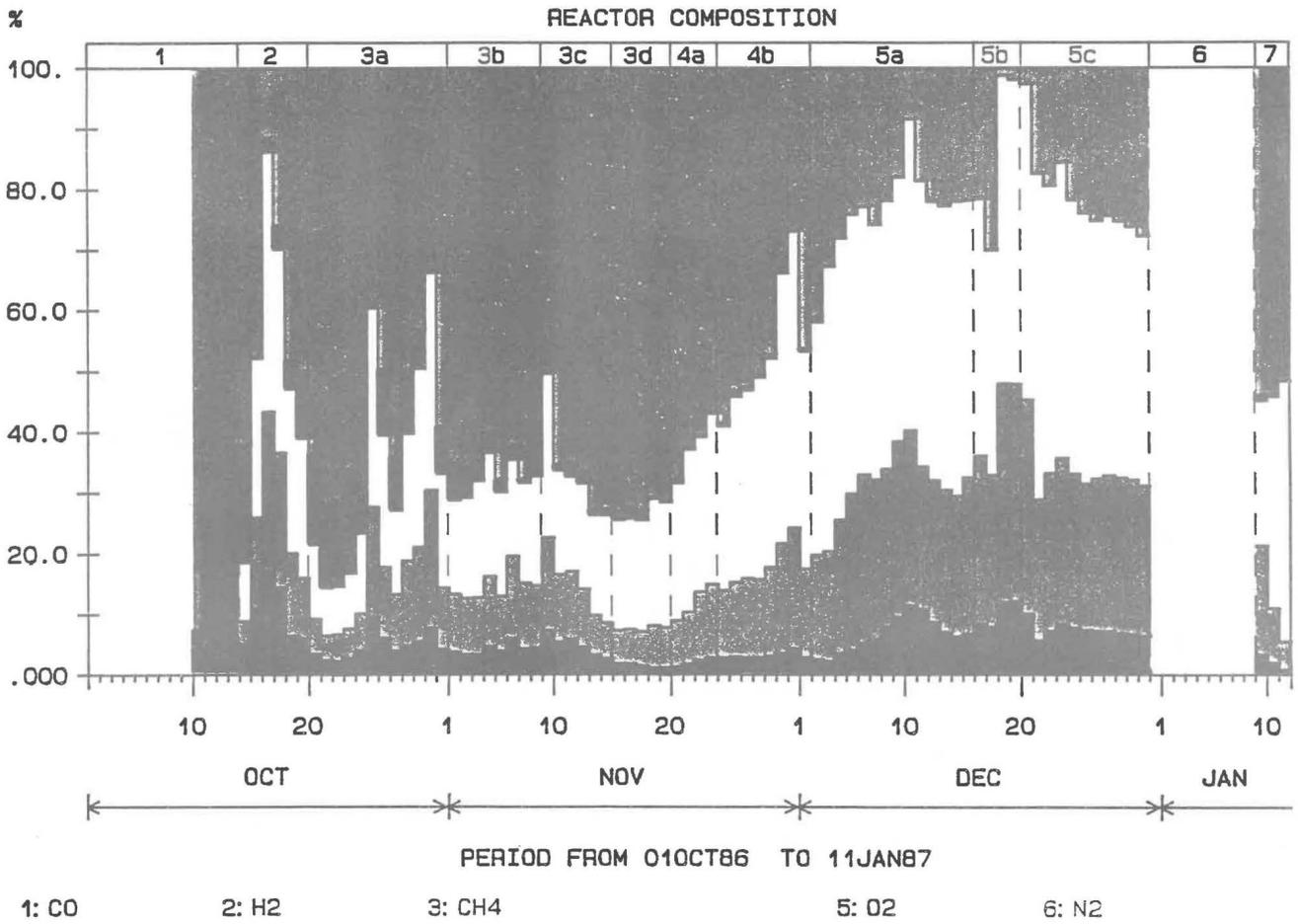
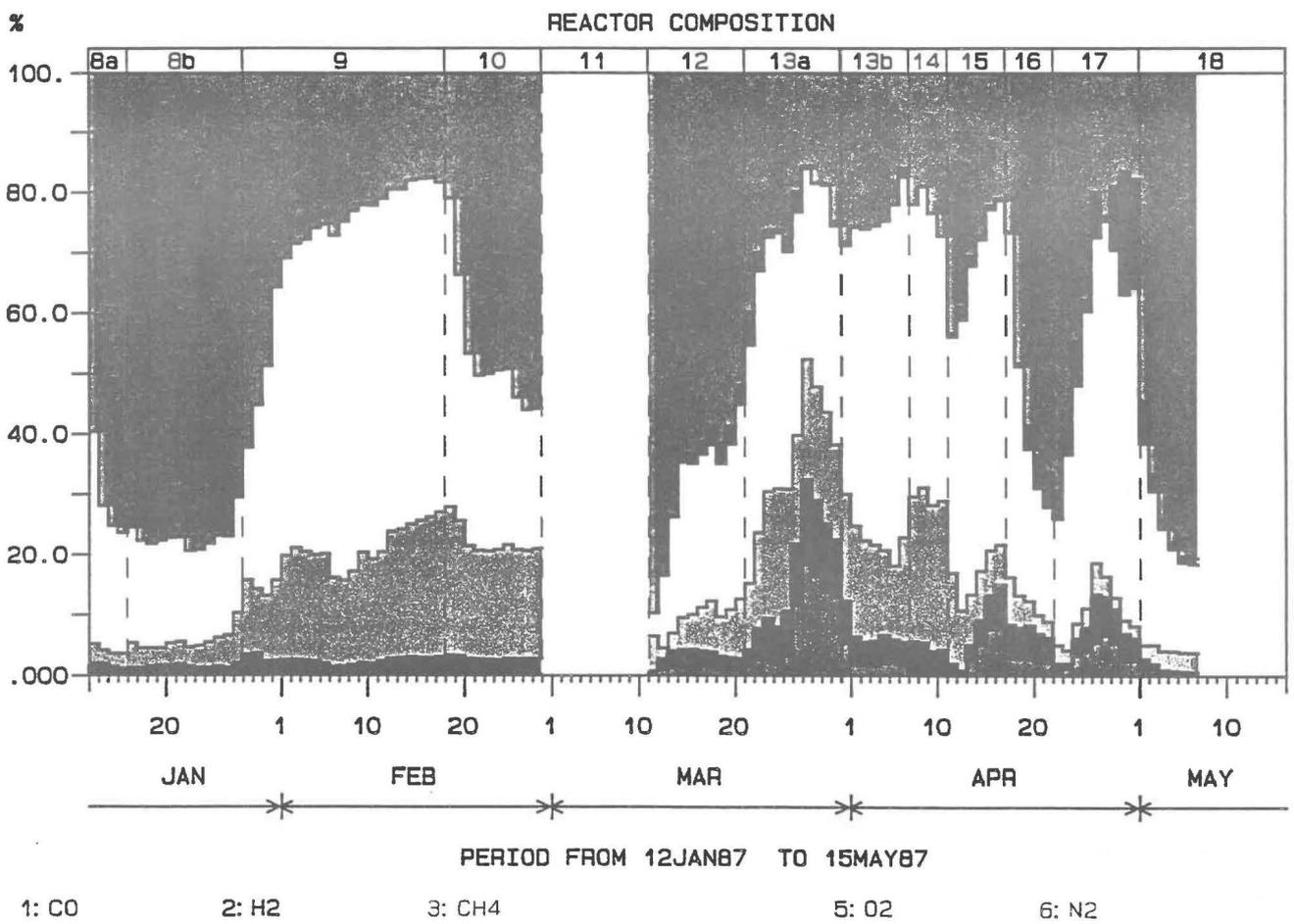


Figure 39a

270



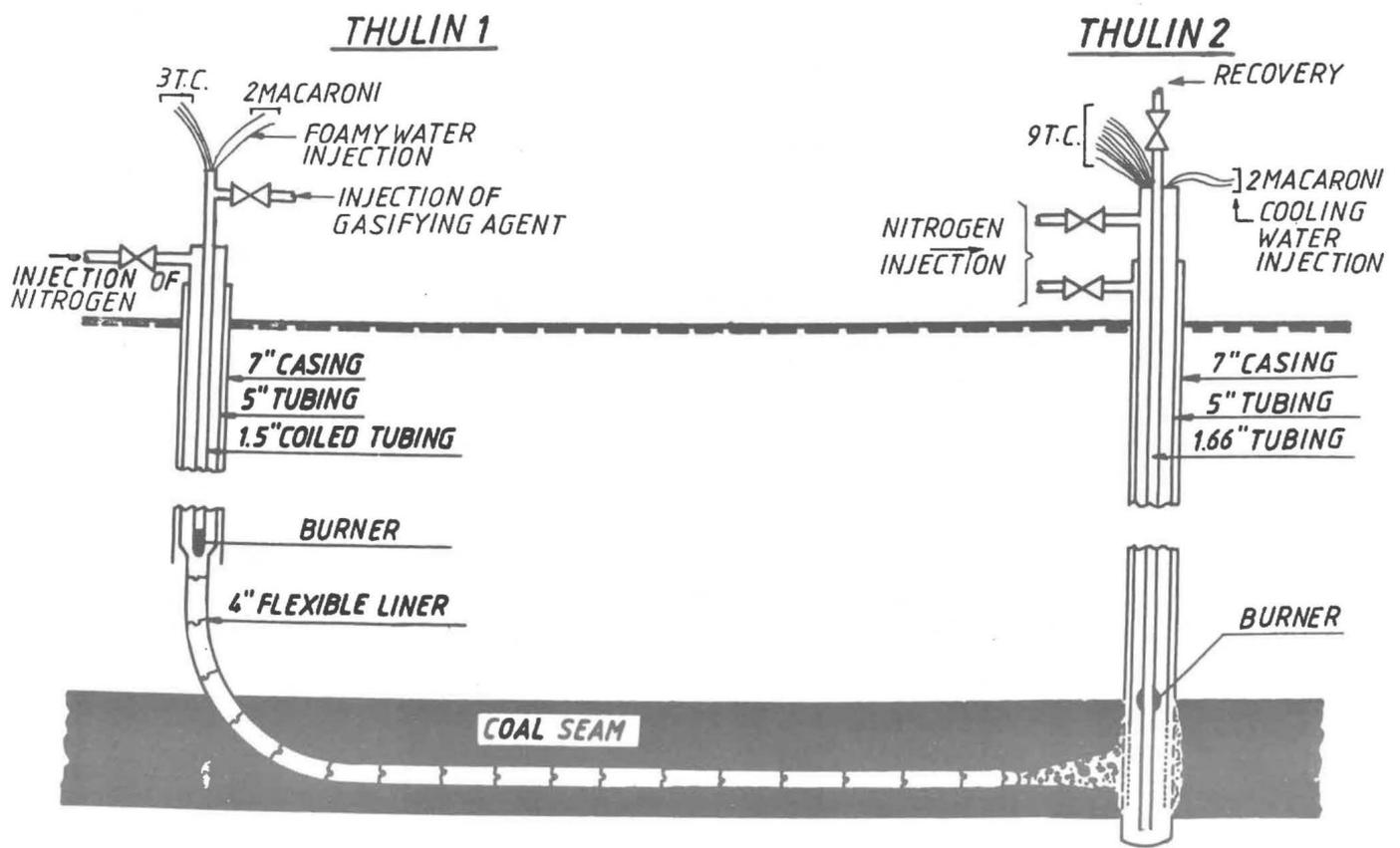


Figure 40

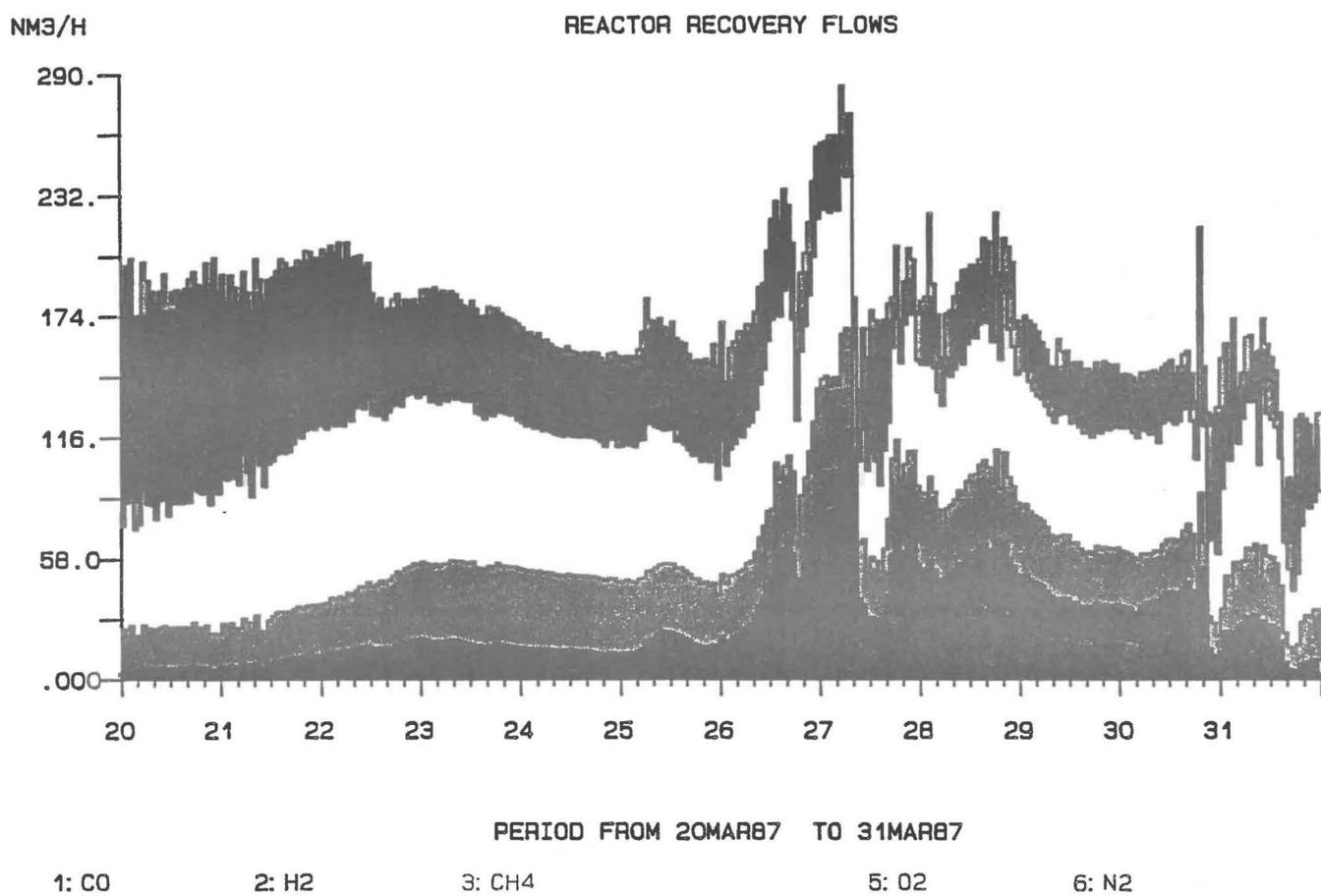


Figure 41

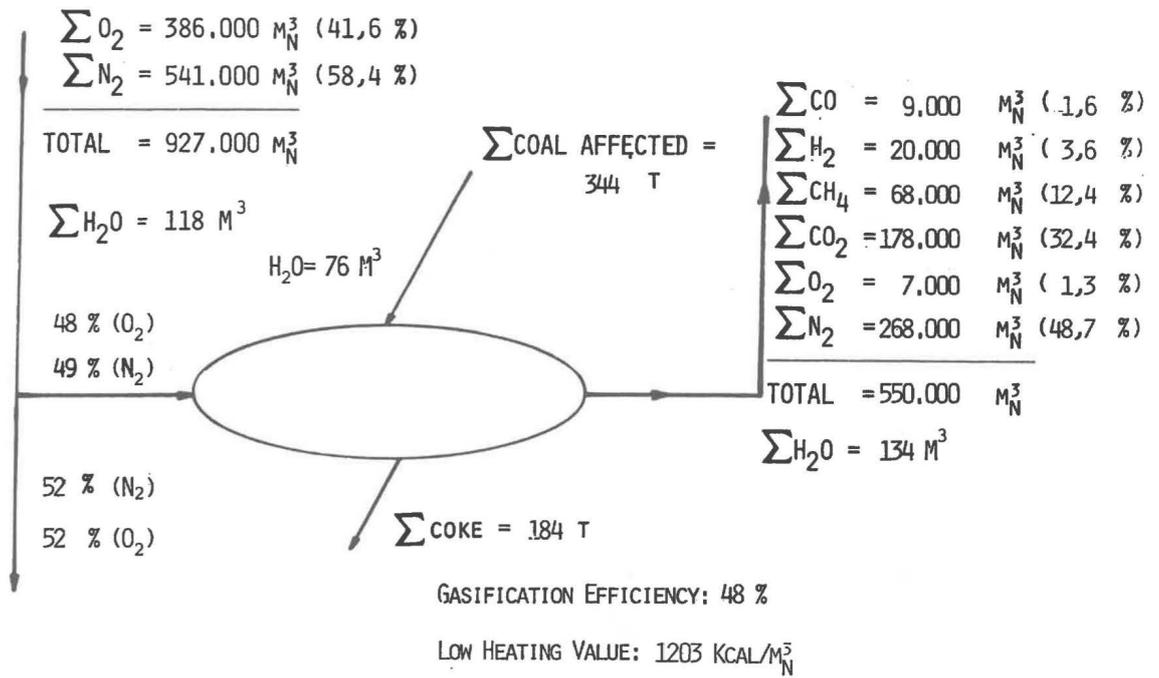


Figure 42 CUMULATED VALUES FROM 14/10/86 TO 01/04/87

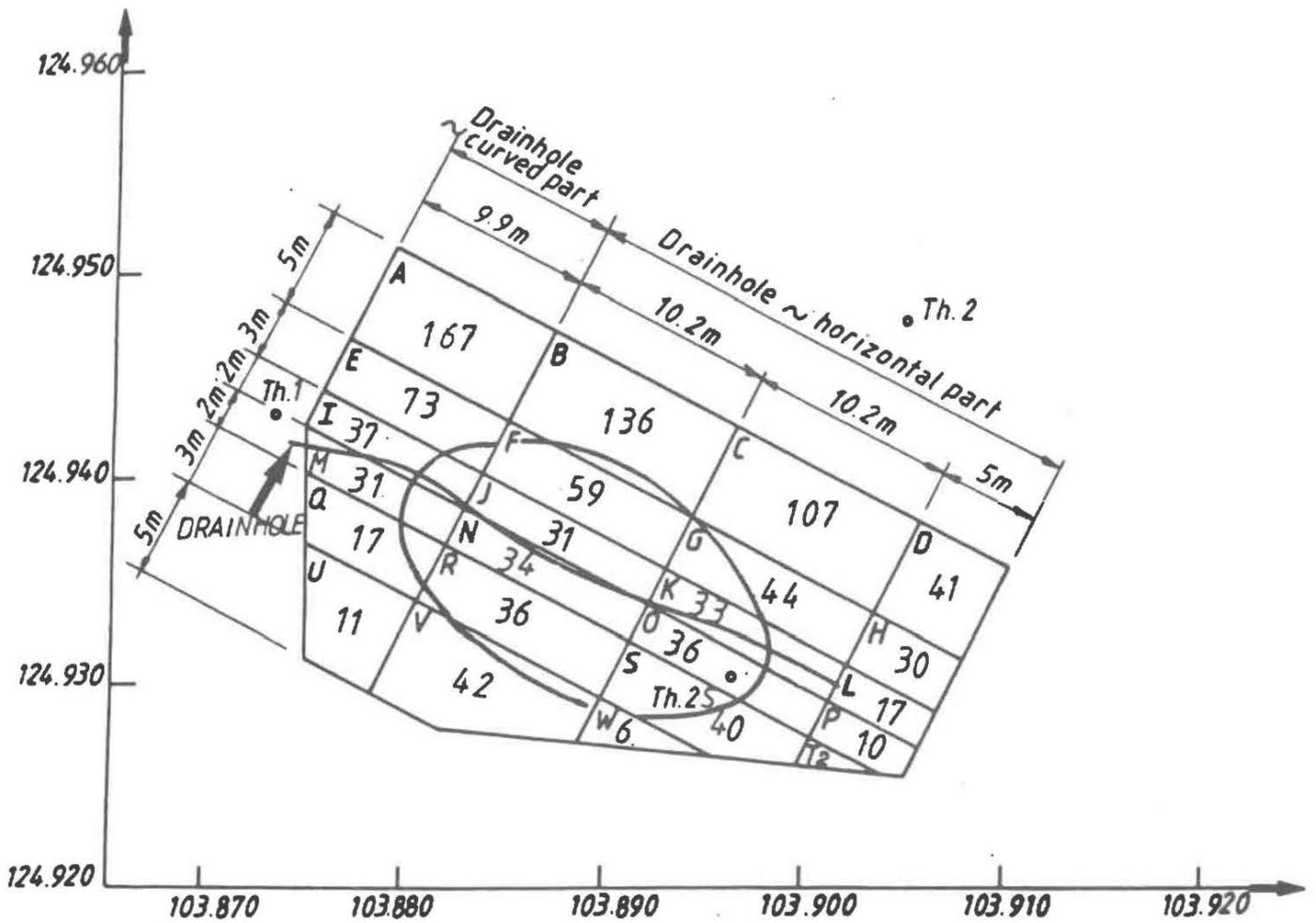


Figure 43

COAL RESERVE IN M³ OF THE BLOCKS (CORRECTED VALUES)
 POSSIBLE SHAPE OF GASIFIER (VARIANT 6)

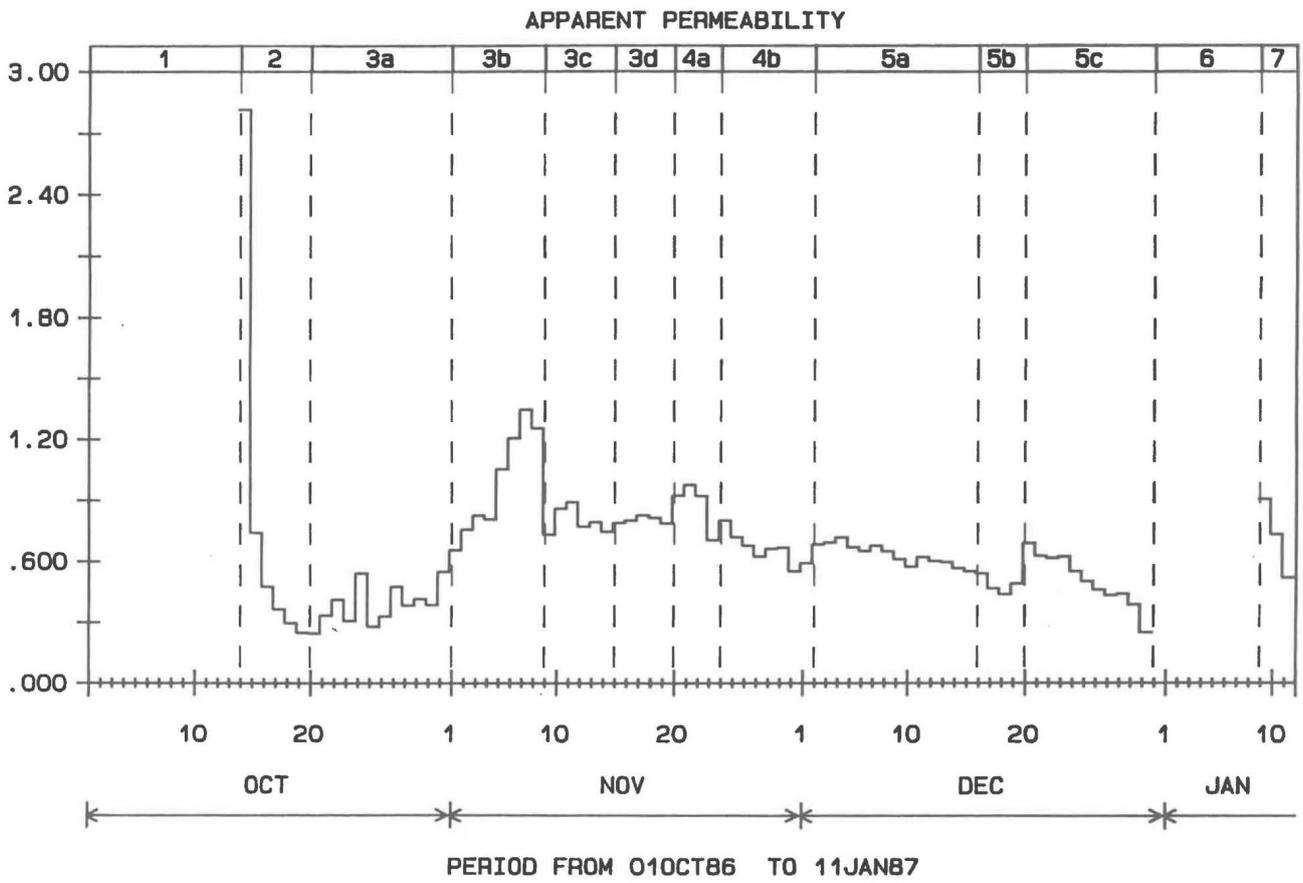


Figure 44 a

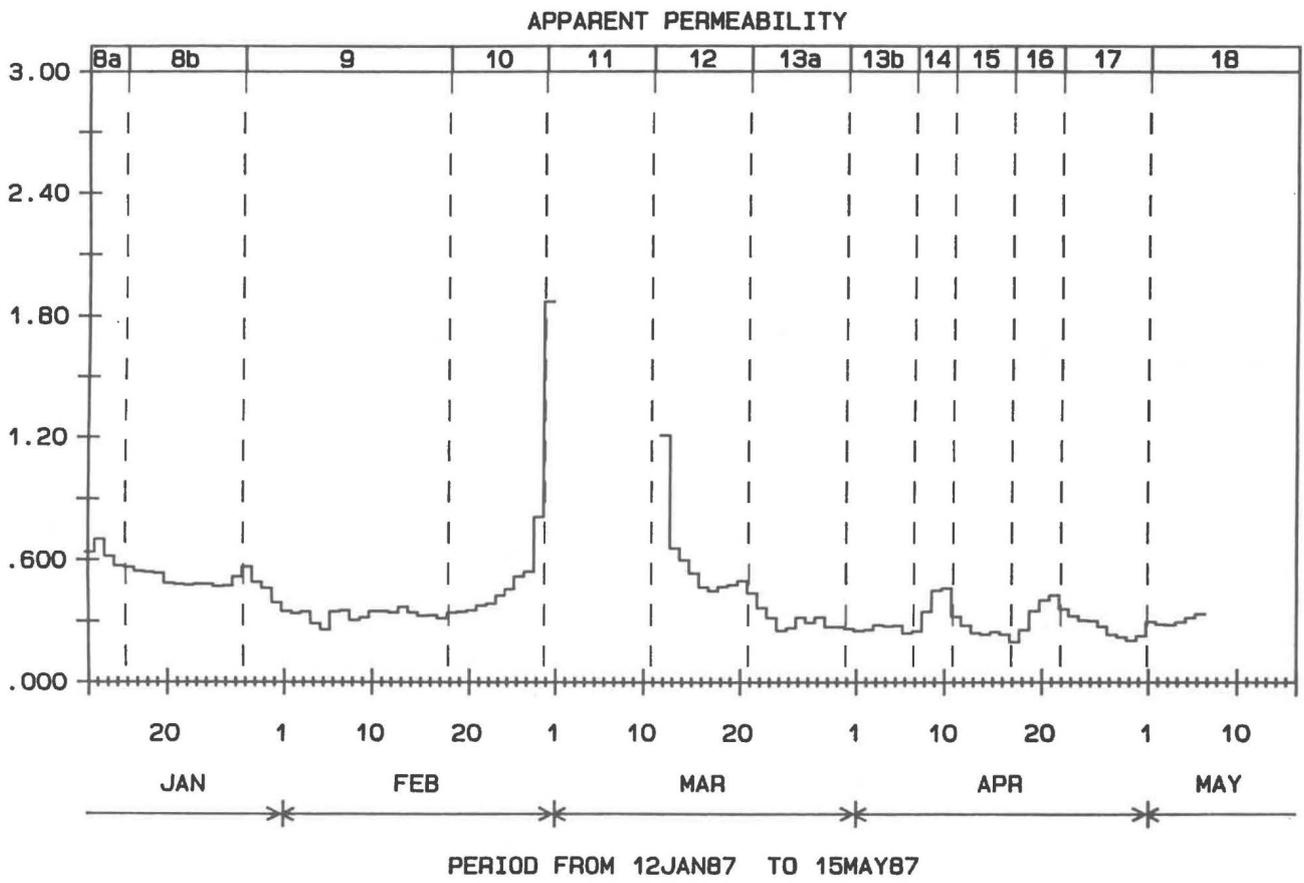


Figure 44 b

RESIDENCE TIME
DISTRIBUTION

TRACER TEST 6 (11DEC86)

277

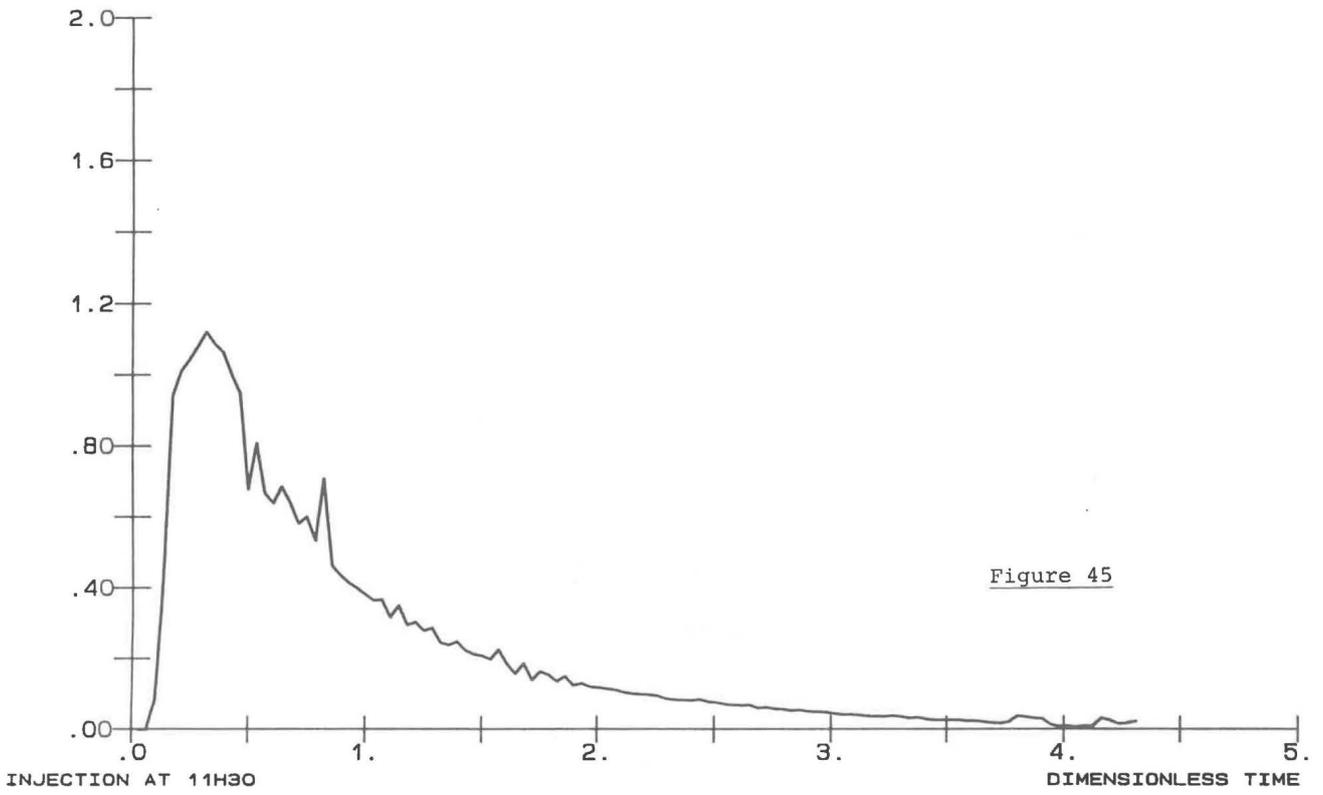


Figure 45

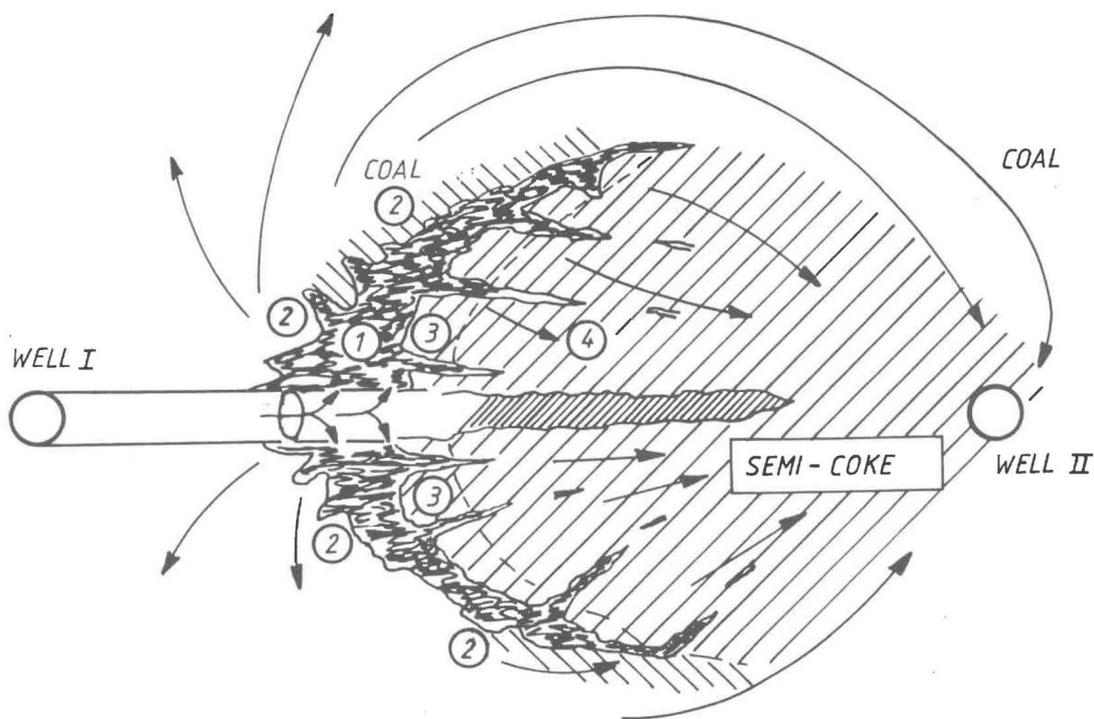


Figure 46 SKETCH OF THE UNDERGROUND GASIFIER (PLAN VIEW)

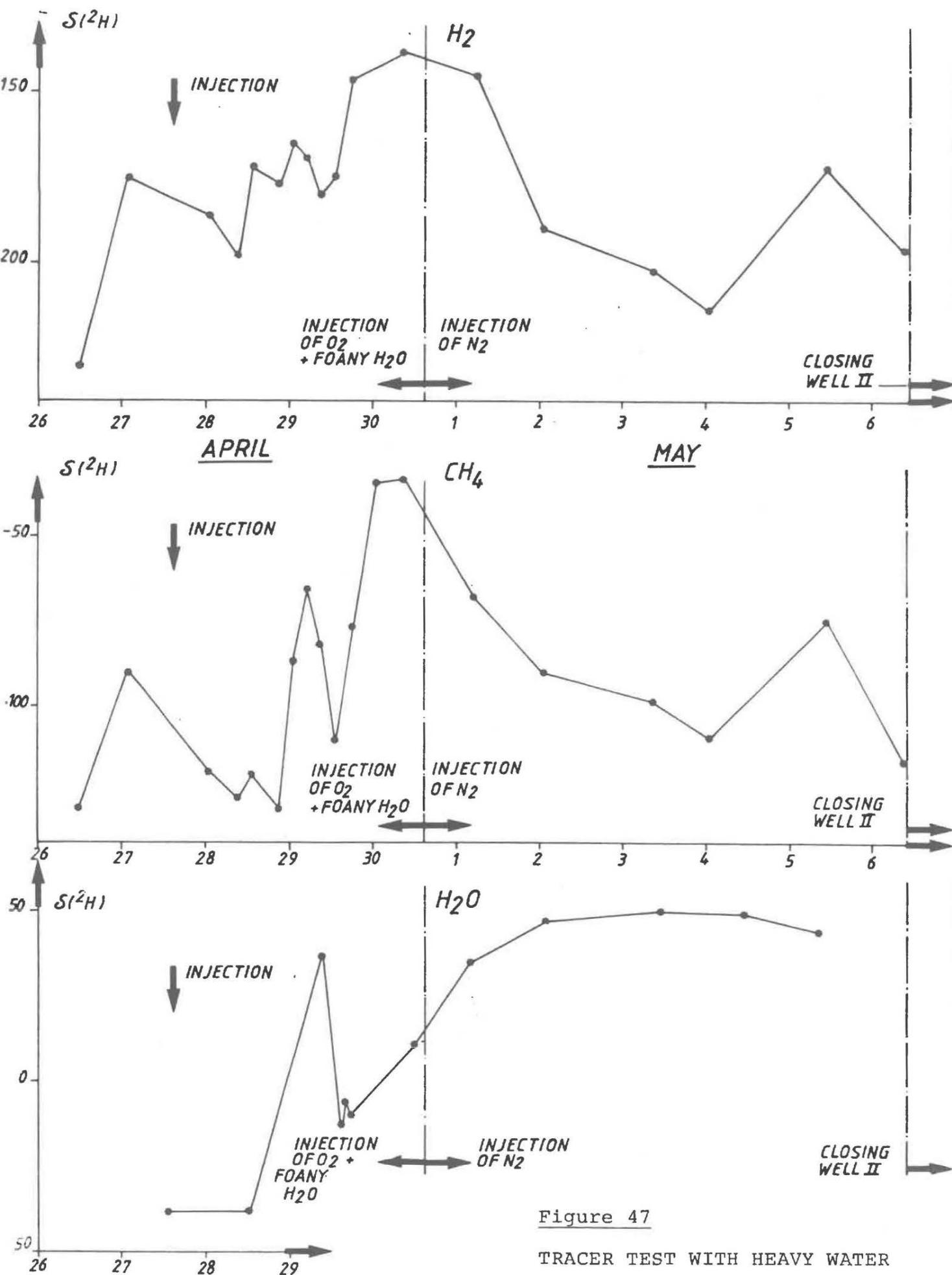


Figure 47

TRACER TEST WITH HEAVY WATER