

RÉGION NORD-PAS DE CALAIS



CONSEIL RÉGIONAL

DOCUMENT PUBLIC

## Gazéification souterraine profonde des charbons

Synthèse des recherches et expérimentations  
françaises et étrangères  
Perspectives d'avenir

---

JANVIER 1995  
BRGM R 38 266

numéro de référence BRGM P 05201606



Etude réalisée dans le cadre des  
actions de service public du BRGM  
93 | 202

**SERVICE GEOLOGIQUE REGIONAL**  
**NORD - PAS-DE-CALAIS**  
Fort de Lezennes 59260 LEZENNES France  
Tél.(33) 20 19 15 40 - Fax (33) 20 67 05 56

Mots clés :

En bibliographie, ce rapport sera cité de la façon suivante :

BRGM (1995) - *Gazéification souterraine profonde des charbons - Synthèse des recherches et expérimentations françaises et étrangères - Perspectives d'avenir - Rapport R 38 206 - 44 p., 1 tab., 35 ann.*

© BRGM, 1995, ce document ne peut être reproduit en totalité ou en partie sans l'autorisation expresse du BRGM.

## **RÉSUMÉ**

Par lettre en date du 8 août 1994, le **CONSEIL RÉGIONAL Nord-Pas-de-Calais**, dans le cadre du Programme Régional de Maîtrise de l'Energie, a confié au Service Géologique Régional Nord-Pas-de-Calais du BRGM la réalisation d'une étude comparative des avantages et inconvénients de la gazéification souterraine du charbon.

Le rapport établi à cette occasion présente successivement :

- des considérations générales sur les principes de la gazéification souterraine du charbon, les objectifs du projet français appliqué à la gazéification des gisements profonds, et les principaux problèmes techniques à résoudre ;
- un état des ressources charbonnières françaises susceptibles d'être valorisées par gazéification souterraine ;
- un rappel des hypothèses de travail et des paramètres retenus pour l'estimation économique du procédé, justifiant les études et expérimentations menées dans le cadre du projet français de gazéification souterraine profonde du charbon ;
- un compte rendu des expérimentations françaises sur les sites de BRUAY-en-ARTOIS et de la HAUTE-DEÛLE ;
- un compte rendu sommaire de l'expérimentation belgo-allemande sur le site de THULIN ;
- des conclusions générales sur le procédé de gazéification souterraine profonde du charbon.

## TABLE DES MATIERES

	Pages
INTRODUCTION.....	8
<b>1. GÉNÉRALITÉS.....</b>	<b>9</b>
1.1 - Principes du procédé de gazéification souterraine du charbon.....	9
1.1.1 - Gazéification du charbon - Réactions mises en jeu.....	9
1.1.2 - Gazéification souterraine du charbon .....	10
1.2 - objectifs du projet français de gazéification souterraine du charbon .....	10
1.3 - Principaux problèmes techniques.....	11
<b>2. INTÉRÊT DE LA GAZÉIFICATION SOUTERRAINE DES CHARBONS EN FRANCE.....</b>	<b>13</b>
2.1 - Age et situation des principaux gisements français.....	13
2.2 - Caractéristiques particulières des principaux gisements français.....	14
2.2.1 - Bassin du Nord et du Pas-de-Calais .....	14
2.2.2 - Bassin lorrain .....	14
2.2.3 - Bassin de Provence (ou bassin de l'Arc) .....	16
2.2.4 - Bassins intra-montagneux du Massif Central.....	16
2.3 - Estimation des ressources susceptibles de gazéification souterraine profonde.....	15
<b>3. ESTIMATION ÉCONOMIQUE DU PROCÉDÉ.....</b>	<b>17</b>
3.1 - Définitions et hypothèses de travail.....	17
3.2 - Cas envisagés et paramètres retenus.....	17
3.3 - Installations souterraines .....	18
3.4 - Installations de surface.....	18
3.5 - Prix de revient de la thermie produite .....	18
3.6 - Conclusion nde l'estimation économique.....	19
<b>4. LES EXPÉRIMENTATIONS FRANÇAISES.....</b>	<b>20</b>
4.1 - Expérimentations sur le site de BRUAY-en-ARTOIS.....	20
4.2 - Expérimentation sur le site de la Haute-Deûle.....	23
4.2.1 - Objectifs du pilote de la Haute-Deûle et des travaux d'accompagnement .....	23
4.2.2 - Installation du site et mise en oeuvre de l'équipement .....	24
4.2.3 - Opérations.....	26
4.2.4 - Résultats obtenus sur le site de la Haute-Deûle.....	28
4.2.5 - Résultats des recherches d'accompagnement.....	31
4.2.6 - Conclusion générale sur l'expérimentation Haute-Deûle .....	35

<b>5.</b>	<b>L'expérimentation belgo-allemande sur le site de THULIN.....</b>	<b>37</b>
5.1 -	Objectifs et conception du projet.....	37
5.2 -	Déroulement du projet.....	38
5.3 -	Résultats des tests de liaison par rétro-combustion.....	39
5.4 -	Conclusions à l'issue des tests de gazéification.....	39
<b>6.</b>	<b>CONCLUSION .....</b>	<b>41</b>
	<b>BIBLIOGRAPHIE SOMMAIRE.....</b>	<b>42</b>

## **LISTE DES TABLEAUX**

Tableau 1 .....	16
-----------------	----

## LISTE DES ANNEXES

(Le chiffre entre parenthèses (ex. (7)) reporte à la liste bibliographique)

- Annexe 1 Schématisation d'un gazogène de type LURGI, d'après M. POTTIER, J.F. RAFFOUX - 1980 (7)
- Annexe 2 Gazéification souterraine d'une couche de charbon - Schéma de principe (7)
- Annexe 3 Expériences et réalisations soviétiques et américaines de gazéification souterraine de charbons et lignites (7)
- Annexe 4 Représentation schématique des différentes phases d'une opération de gazéification souterraine de charbon (21)
- Annexe 5 Les différents bassins charbonniers français - in (18), d'après R. FEYS et A. AUTRAN, 1980 - A. AUTRAN et al. 1980
- Annexe 6 Bassin houiller du Nord-Pas-de-Calais - Schéma structural - d'après A. BOUROZ - 1969
- Annexe 7 Bassin houiller du Nord-Pas-de-Calais - Stratigraphie - d'après A. BOUROZ - 1969
- Annexe 8 Bassin houiller lorrain - Situation géographique et schéma structural, in (18), d'après M. DONSIMONI - 1981
- Annexe 9 Situation géographique du bassin de l'Arc (18)
- Annexe 10 Carte schématique des gisements houillers du Massif-Central (18)
- Annexe 11 Gisements de charbon français susceptibles d'être exploités par gazéification souterraine profonde - Estimations quantitatives, in (18), d'après BOIS, DELLENBACH, DONAT et VETTER - 1977
- Annexe 12 Représentation schématique des modes d'exploitation possibles pour la gazéification souterraine du charbon (2)
- Annexe 13 Schéma d'ensemble des installations nécessaires sur un site d'exploitation de charbon par gazéification souterraine (2)
- Annexe 14 Correspondances entre les différentes grandeurs (Q, E, L, S(L) et  $\tau$ ) intervenant dans les calculs de prix de revient de la thermie produite (2)
- Annexe 15 Résultats des calculs de rentabilité dans l'hypothèse  $\frac{H_2}{CO} = 1$ , avec utilisation d'électricité fournie par EdF - Courbes C(Q) et structures de coût (2)
- Annexe 16 Représentation schématique du dispositif expérimental mis en place au siège 6 de BRUAY-en-ARTOIS (9)
- Annexe 17 Dispositif expérimental de BRUAY-en-ARTOIS - Implantation des différents sondages (9)
- Annexe 18 Dispositif expérimental de BRUAY-en-ARTOIS - Equipement du sondage d'injection (7)
- Annexe 19 Site de la Haute-Deûle - Implantation des sondages de reconnaissance (21)
- Annexe 20 Site de la Haute-Deûle - Coupe stratigraphique à la fosse 24 d'ESTEVELLES (18)
- Annexe 21 Site de la Haute-Deûle - Réalisation du doublet (21)

Annexe 22	Site de la Haute-Deûle - Equipement du puits HD20 pour la mise à feu (21)
Annexe 23	Site de la Haute-Deûle - Implantation des puits et des installations de surface (21)
Annexe 24	Site de la Haute-Deûle - Tests de liaison (21)
Annexe 25	Site de la Haute-Deûle - Principes de mise à feu (21)
Annexe 26	Site de la Haute-Deûle - Rétro-combustion (novembre-décembre 1984) (21)
Annexe 27	Site de l'Echaux - Implantation du dispositif expérimental (21)
Annexe 28	Site de l'Echaux - Représentation schématique de l'installation (21)
Annexe 29	Le site de THULIN (Belgique) - Localisation du site et implantation des puits, d'après V. CHANDELLE et al. 1989 (26)
Annexe 30	Site de THULIN - Structure géologique (26)
Annexe 31	Site de THULIN - Position du sondage horizontal dévié dans la veine Léopold-Charles (26)
Annexe 32	Site de THULIN - Construction et équipement du puits 1 (26)
Annexe 33	Site de THULIN - Schéma du dispositif de gazéification (26)
Annexe 34	Site de THULIN - Principales caractéristiques des périodes de gazéification (26)
Annexe 35	Site de THULIN - Composition du gaz produit par le réacteur souterrain (26)

## **INTRODUCTION**

Dans la perspective d'une raréfaction des réserves d'hydrocarbures, les experts du monde entier s'accordent à reconnaître que les charbons représentent l'avenir en matière de ressources énergétiques. Pour des raisons de facilité d'emploi, de la possibilité de stockage de masse et d'économie de transport à longue distance, il apparaît intéressant, plutôt que de les utiliser en l'état, de transformer les charbons en gaz et liquides.

Sur le territoire français, les réserves de charbons "humainement et économiquement exploitables" sont en voie d'épuisement et la gazéification en surface devra faire appel à des charbons d'importation.

Toutefois, des réserves de charbon profondes existent encore, dont la gazéification in situ permettrait de récupérer l'énergie.

C'est vers 1978 que les études de faisabilité de ce nouveau procédé d'extraction de l'énergie du charbon par gazéification souterrain à grande profondeur ont été activées. Dans ce but, un groupement d'intérêt économique a été constitué par quatre établissements :

- le Bureau de Recherches Géologiques et Minières,
- les Charbonnages de France,
- le Gaz de France,
- et l'Institut Français du Pétrole.

Placé sous la présidence de Gaz de France, ce groupement a pris le nom de "Groupe d'Etude de la Gazéification Souterraine" (G.E.G.S.).



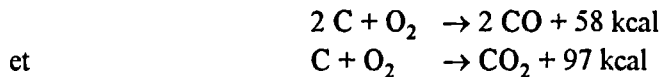
# 1. GÉNÉRALITÉS

## 1.1 - PRINCIPES DU PROCÉDÉ DE GAZÉIFICATION SOUTERRAINE DU CHARBON

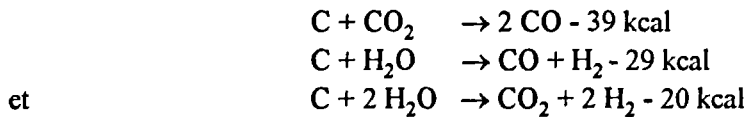
### 1.1.1 - Gazéification du charbon - Réactions mises en jeu

La gazéification du charbon consiste à extraire sous forme gazeuse, par le biais d'un réactif, l'énergie qu'il contient.

Dans un premier temps, le charbon est oxydé suivant les réactions fortement exothermiques ci-après :



L'élévation de température ainsi obtenue autorise alors le développement des réactions endothermiques de réduction de la masse carbonée qui caractérisent la gazéification proprement dite, à savoir :



Dans un gazogène de surface de type LURGI, le charbon est introduit en partie haute tandis que l'on injecte un courant d'air ou d'oxygène en partie basse (annexe 1). Le flux gazeux s'enrichit progressivement des produits libérés par les réactions ci-dessus et, avant de sortir du réacteur, sèche et préchauffe le charbon qui vient d'être introduit. Quand la température devient insuffisante, les réactions cessent par blocage cinétique. Le mélange gazeux produit à la sortie du gazogène contient une certaine proportion de CO<sub>2</sub>, lequel n'est pas utile pour la méthanation qui peut être pratiquée ultérieurement. Cette proportion est d'autant plus faible que la température atteinte en fin d'oxydation est plus élevée et que les conditions de réduction sont mieux assurées. Pour parvenir à un tel résultat, qui dépend de l'organisation des surfaces de contact charbon-comburant et du temps de contact entre eux, on peut jouer sur la granulométrie du charbon, le débit de gaz injecté et la géométrie du réacteur. Grâce aux diverses mesures effectuées dans le cadre de sa surveillance, la marche d'un "gazéifieur" de surface peut être ajustée.

### 1.1.2 - Gazéification souterraine du charbon

Pour réaliser un gazogène souterrain on utilise deux forages, entre lesquels on établit une liaison au niveau de la couche de charbon que l'on souhaite gazéifier. Dans l'un des forages (puits d'injection), on introduit le réactif gazeux, et dans l'autre (puits de production), on soutire les gaz produits (annexe 2).

En milieu souterrain, les réactions chimiques présentent la même succession que dans un gazogène de surface, mais les processus se déroulent de manière plutôt anarchique. Tout ajustement est ici impossible car les limites du réacteur varient avec le temps et l'on ne maîtrise ni le cheminement des gaz ni les surfaces offertes aux réactions. Nonobstant ces difficultés, on obtient un gaz dont le pouvoir calorifique est généralement compris entre 800 et 1 200 kcal/Nm<sup>3</sup> et dont les principaux constituants combustibles sont le méthane, l'oxyde de carbone et l'hydrogène (20 à 30 %), auxquels s'ajoute un "ballast" de gaz carbonique et d'azote (70 à 80 %).

## 1.2 - OBJECTIFS DU PROJET FRANÇAIS DE GAZÉIFICATION SOUTERRAINE DU CHARBON

Le projet français diffère sensiblement des réalisations et autres tentatives opérées dans ce domaine par certains pays étrangers comme l'URSS et les ÉTATS-UNIS (annexe 3). Dans ces pays, le procédé a été appliqué à des charbons situés à faible profondeur (inférieure à 300 mètres), avec l'air comme agent gazéifiant. En FRANCE, la gazéification souterraine des charbons a pour objectif les veines profondes, soit à plus de 800 mètres de profondeur, et d'au moins 2 mètres d'épaisseur.

A terme, le but que s'était fixé le G.E.G.S. était la mise en oeuvre, à l'échelle industrielle, d'un procédé de production d'un "substitut de gaz naturel" (G.N.S.) à haut pouvoir calorifique (10 kWh/m<sup>3</sup>). Un tel gaz peut être obtenu par méthanation en surface du gaz sortant du gazogène souterrain, à condition que ce dernier ait déjà un pouvoir calorifique de l'ordre de 3 kWh/m<sup>3</sup>. Pour parvenir à un tel résultat, il faut utiliser un agent gazéifiant autre que l'air, en l'occurrence l'oxygène, éventuellement additionné de vapeur d'eau.

### 1.3 - PRINCIPAUX PROBLÈMES TECHNIQUES

Compte tenu de l'objectif ainsi défini, un certain nombre de problèmes techniques devaient être résolus.

- **La connaissance géologique**

S'agissant de gisements profonds, la première difficulté a trait à la reconnaissance géologique : profondeur de la (ou des) veine(s), ouverture, caractéristiques structurales (pendage, existence d'accidents tectoniques), régularité, composition du charbon ... La décision d'exploiter par gazéification, de même que le choix de la méthode d'exploitation, dépend de la connaissance de ces paramètres. Or, compte tenu de l'épaisseur relativement faible des veines de charbon<sup>(1)</sup> par rapport à la profondeur d'investigation, les méthodes de reconnaissance classiques, par prospection géophysique de surface et sondages, opèrent en limite de résolution. En conséquence, les études géologiques préalables doivent être tout particulièrement soignées.

- **La liaison entre puits d'injection et de production**

A grande profondeur, les charbons sont pratiquement imperméables, si bien que l'opération de gazéification proprement dite doit être précédée par la création d'une liaison entre les puits d'injection et de production, liaison indispensable en raison de l'important débit de comburant que nécessite l'entretien des réactions de gazéification.

Pour établir cette communication entre puits, différentes solutions sont envisageables :

- ♦ réunion des puits d'injection et de recueil de produits gazeux par forage horizontal. Il s'agit là d'une technique récente, a priori limitée par la minceur des veines de charbon.
- ♦ fracturation massive par utilisation d'explosifs, ce procédé ne pouvant être employé que pour les couches très épaisses.
- ♦ électrocarbonisation. Ce procédé consiste à faire passer un courant de forte intensité entre deux électrodes placées dans la veine de charbon. Ce dernier s'échauffe, sèche et se trouve affecté de fissures de retrait qui améliorent la liaison entre puits.
- ♦ fracturation hydraulique. En technique pétrolière, on fissure la roche par accroissement rapide de la pression de fluide dans le puits, et on maintient l'ouverture de la fracture ainsi créée par introduction de matériaux granulaires. Dans le cas du charbon, le caractère permanent de la liaison est assuré ultérieurement par une combustion à contre courant. On notera qu'il est impératif d'obtenir, à partir d'un puits, une fracture qui recoupe le (ou les) puits voisin(s), autrement dit que l'on doit être capable de "diriger" cette fracturation provoquée.

---

<sup>(1)</sup> Dans les conditions habituelles.

C'est ce procédé de fracturation hydraulique que le G.E.G.S. a retenu pour ses premières expérimentations in situ (annexe 4).

- **Le bon fonctionnement du gazogène souterrain**

Pendant la phase de gazéification, il est indispensable que le gazogène souterrain fonctionne pendant un temps suffisamment long, tout en fournissant des produits intéressants dans un domaine de variation acceptable.



Le programme d'action bâti par le G.E.G.S. visait à résoudre ces principaux problèmes techniques grâce à :

- des recherches théoriques et des travaux de laboratoire portant sur les problèmes de liaison entre puits et de gazéification ;
- des expérimentations sur des sites baptisés "laboratoires de terrain", où l'on dispose de veines de charbon à faible profondeur, ce qui permet de contrôler les résultats des expériences par le moyen d'une excavation ;
- la mise en oeuvre de pilotes à grande profondeur, pour traiter ces problèmes en vraie grandeur et préparer l'exploitation industrielle du procédé.

## 2. INTÉRÊT DE LA GAZÉIFICATION SOUTERRAINE DES CHARBONS EN FRANCE

Dans la constitution du dossier technique et économique élaboré en 1977 sur les perspectives offertes en FRANCE par la gazéification souterraine profonde des charbons, une des préoccupations premières a été l'évaluation des ressources charbonnières susceptibles d'être valorisées par ce procédé. Cette évaluation des ressources a fait l'objet en 1977 d'un premier rapport établi par un groupe de travail réunissant des représentants de Charbonnages de France, de l'Institut Français du Pétrole et de Gaz de France<sup>(1)</sup>. Ce rapport a été complété en 1984 par un travail de synthèse réalisé par le département Géologie du BRGM avec la collaboration de Charbonnages de France<sup>(2)</sup>.

Les principaux résultats de ces études sont résumés dans le présent chapitre.

### 2.1 - AGE ET SITUATION DES PRINCIPAUX GISEMENTS FRANÇAIS (annexe 5)

Les gisements de charbon français se sont constitués pendant deux grandes périodes géologiques :

- le Carbonifère (houille et anthracite),
- le Crétacé-Tertiaire (lignites noir et brun).

#### • Les gisements du Carbonifère

Le Carbonifère productif, ou Houiller, s'étend sur environ 60 millions d'années, du Namurien à l'Autunien. Pendant cette période, les sédiments se sont accumulés dans deux grands types de bassins :

- des grands bassins paraliques en bordure du continent, parfois envahis par la mer (bassin du Nord-Pas-de-Calais),
- des bassins limniques à l'intérieur du continent : grands bassins de basse altitude (bassin sarro-lorrain - bassins des Alpes) et petits bassins intra-montagneux.

#### • Les gisements du Crétacé-Tertiaire

En France, le type est le gisement de Provence (bassin de l'Arc), où les couches de lignite noir se sont déposées en milieu carbonaté.

---

<sup>(2)</sup> Principales données géologiques sur les gisements de charbon et de lignite français. Recensement des ressources gazéifiables à grande et moyenne profondeur - Rapport BRGM 84 GEO-EC 02.

## **2.2 - CARACTÉRISTIQUES PARTICULIÈRES DES PRINCIPAUX GISEMENTS FRANÇAIS**

### **2.2.1 - Bassin du Nord et du Pas-de-Calais (annexes 6 et 7)**

Ce bassin n'est qu'une petite partie de la longue bande houillère qui s'étend depuis la Pologne (Silésie) à l'Est jusqu'à la Grande-Bretagne (Kent) à l'Ouest. Affleurants en Belgique, les terrains houillers sont recouverts en France par des sédiments crétacés et éocènes dont l'épaisseur est le plus souvent comprise entre 50 et 200 mètres.

Le bassin houiller du Nord-Pas-de-Calais se caractérise essentiellement par la complexité de sa structure. L'élément majeur est la Grande faille du Midi, faille chevauchante de grande ampleur (rejet horizontal de plusieurs dizaines de kilomètres) qui a ramené des terrains siluro-dévonien du Sud sur les terrains houillers du Nord. Ce chevauchement principal s'accompagne d'accidents secondaires qui ont déterminé dans le houiller une structure en écailles superposées. De nombreuses failles subverticales viennent compliquer encore cet écaillage, rendant l'exploitation du charbon très difficile.

En ce qui concerne les couches de charbon, dont le nombre avoisinerait les 400, le trait essentiel est leur faible épaisseur, laquelle n'excède guère 2 mètres. C'est dans le Westphalien supérieur (C-D), surtout présent dans le Pas-de-Calais, que se situe la richesse du bassin, avec des couches de charbon plus nombreuses, plus épaisses et plus régulières que dans le reste de la série.

Le bassin houiller du Nord-Pas-de-Calais recèle des charbons de différentes qualités, depuis les maigres à 12 % de matières volatiles jusqu'aux flambants gras à plus de 26 % de matières volatiles. Les terrains houillers les plus anciens contiennent des charbons maigres et les plus récents des charbons gras.

### **2.2.2 - Bassin lorrain (annexe 8)**

Le bassin houiller lorrain constitue le prolongement en France, sous recouvrement permomésozoïque, des terrains houillers qui affleurent en Sarre.

La série carbonifère est structurée en un vaste anticlinorium faillé allongé du Nord-Est au Sud-Ouest. Le houiller productif est pratiquement limité au Westphalien, B et surtout C et D. Le Westphalien C-D renferme jusqu'à 60 couches de charbon exploitables, épaisses de 1,3 à 5 mètres avec une moyenne autour de 2,2 mètres. Le Stéphanien, discordant sur le Westphalien, est pauvre en charbon ; sur les quatre couches qu'il contient, deux sont localement exploitables.

En matière de qualité, on notera que les charbons lorrains sont très riches en matières volatiles (39 à 42 %) ; la plupart sont des flambants gras.

### **2.2.3 - Bassin de Provence (ou bassin de l'Arc) (annexe 9)**

Ce bassin, situé dans les Bouches-du-Rhône entre AIX et MARSEILLE, s'étend sur une longueur de 50 km pour une largeur de 10 km. La série est d'âge fuvélien (Crétacé supérieur continental), le charbon s'étant déposé en milieu carbonaté. Elle contient huit couches principales, dont la plus ancienne et la plus épaisse est dénommée "Grande Mine" (ouverture 2,5 mètres).

### **2.2.4 - Bassins intra-montagneux du Massif Central (annexe 10)**

On compte une soixantaine de ces petits bassins dont la superficie varie de quelques dizaines à quelques centaines de kilomètres carrés.

Les dépôts houillers se sont accumulés dans des zones fragiles, et notamment le long des accidents majeurs de la tectonique antéstéphanienne et stéphanienne, à savoir :

- le grand sillon houiller d'orientation sensiblement nord-sud, jalonné, entre NOYANT et DECAZEVILLE, par des bassins allongés, étroits et très tectonisés (St ELOY - MESSEIX - CHAMPAGNAC) ;
- les accidents nord-ouest-sud-est de la partie occidentale (bassins d'AHUN, d'ARGENTAT) ;
- les accidents nord-est-sud-ouest de la partie orientale (bassin de BLANZY, LE CREUSOT, bassin de SAINT-ETIENNE, bassin des Cévennes).

Les couches de charbon se caractérisent souvent par leur puissance, qui peut dépasser les 25/30 mètres, mais aussi par leur extension limitée.

## **2.3 - ESTIMATION DES RESSOURCES SUSCEPTIBLES DE GAZÉIFICATION SOUTERRAINE PROFONDE (annexe 11)**

Rappelons que le seul critère à retenir pour une telle estimation, outre la profondeur du gisement supérieure à 800 mètres, porte sur l'ouverture minimale des veines : 2 mètres ou à défaut 2 couches voisines de 1 mètre.

Le tableau ci-après montre que les ressources françaises en gisements profonds susceptibles d'être exploitées par gazéification souterraine s'élèveraient aux alentours de 1,8 milliard de tonnes. On remarquera que l'essentiel de ces ressources se situent dans le bassin lorrain, le bassin du Nord-Pas-de-Calais se trouvant pénalisé du fait de ses couches minces.

Gisements	Coefficient réducteur	Tonnage total en place en Mt	Tonnage retenu en Mt
Nord - Pas-de-Calais Extension sud	0,7	400	250
Lorraine			
- périmètre H.B.L.	0,7	900 :: 100 à 600	630
- extension Pont-à-Mousson	0,3	500	150
- extension Gironville	0,3	1 500	450
Jura	0,6	370	170
Lyonnais	0,5	60 ?	30 ?
Cévennes			25
(Brassac)	0,8	(20)	(15)
Decize - La Machine	0,5	20	10
Provence	0,6	> 100	60 ?

Tableau 1 Tableau récapitulatif des estimations quantitatives (d'après BOIS, DELLENBACH, DONAT et VETTER, 1977).



### 3. ESTIMATION ÉCONOMIQUE DU PROCÉDÉ

Dès 1977, la gazéification souterraine des charbons à grande profondeur a fait l'objet d'une estimation économique par un groupe de travail constitué de représentants de G.D.F., de C.D.F. et de l'I.F.P.. Les grandes lignes de cette étude, qui se réfère avant tout aux résultats obtenus en gazéification souterraine à faible ou moyenne profondeur, sont exposées ci-après.

#### 3.1 - DÉFINITIONS ET HYPOTHÈSES DE TRAVAIL

L'étude définit deux modes d'exploitation possibles (annexe 12) :

- un mode "minier", utilisant deux puits d'injection du gaz carburant pour un puits de production,
- un mode "pétrolier", utilisant six puits d'injection pour un puits de production (dispositif en étoile).

On appelle doublet l'ensemble constitué par un puits d'injection et un puits de production.

Les calculs ont été conduits sur la base des hypothèses suivantes :

- le gaz injecté serait de l'oxygène pur, éventuellement additionné de vapeur d'eau, produit à partir de l'air par séparation cryogénique,
- les installations de traitement du gaz sont les mêmes que celles qui sont utilisées dans les procédés de gazéification en surface, à savoir : lavage, conversion, épuration, méthanation (annexe 13),
- le gaz sortant du gazogène souterrain est supposé assez riche (P.C.S. = 2,7 th/m<sup>3</sup>), dans l'optique d'une production de gaz à haut pouvoir calorifique (9 th/m<sup>3</sup>) à l'issue d'une méthanation.

#### 3.2 - CAS ENVISAGÉS ET PARAMÈTRES RETENUS

Les différents cas envisagés correspondent à trois profondeurs (800, 1 100 et 1 500 mètres), deux compositions de gaz produit, différentes par les pourcentages relatifs de CO et H<sub>2</sub>, et deux modes d'alimentation en énergie électrique (réseau E.D.F. ou auto-alimentation à partir du gaz produit).

L'unique paramètre retenu est la quantité de charbon récupérable par un double de forages (Q). Ce paramètre est relié à d'autres grandeurs<sup>(1)</sup>, et en particulier (annexe 14) :

---

<sup>(1)</sup>  $Q = S(L).p.E.$

- à l'épaisseur de la couche de charbon exploitable par un doublet (ou à l'épaisseur cumulée des couches élémentaires), soit  $E$  ;
- à la distance entre forages, soit  $L$  ;
- au taux de récupération du charbon, soit  $\tau$  ;
- à la composition du charbon.

### **3.3 - INSTALLATIONS SOUTERRAINES**

Les puits de production de gaz sont supposés tubés en 9 5/8" et les puits d'injection en 5 1/2". A noter qu'un système de refroidissement est prévu dans les puits de production.

La mise en communication des puits d'injection et de production est prévue par rétro-combustion, après fracturation hydraulique. Le coût inhérent à cette dernière opération est intégré au coût des installations souterraines.

### **3.4 - INSTALLATIONS DE SURFACE**

Ces installations sont dimensionnées pour une production nette de  $3.10^{-6}$  Nm<sup>3</sup>/j de gaz riche (PCS 9 th/m<sup>3</sup>). Un schéma d'ensemble est donné en annexe 13.

### **3.5 - PRIX DE REVIENT DE LA THERMIE PRODUITE (annexe 15)**

Le prix de revient se subdivise en deux parts :

- la première correspondant aux installations de surface. Pour une composition de gaz et une alimentation en énergie données, elle est parfaitement déterminée ;
- la seconde correspondant aux installations souterraines. Elle dépend de la profondeur et du mode d'exploitation et varie avec le paramètre  $Q$ .

### 3.6 - CONCLUSION DE L'ESTIMATION ÉCONOMIQUE

Différents graphiques, correspondant aux hypothèses prises en compte pour la composition du gaz produit et la source d'énergie utilisée, donnent le prix de revient de la thermie produite en fonction de la quantité de charbon consommée par un doublet, et ce pour trois profondeurs. On notera immédiatement que :

- les forages représentent une part importante du coût total,
- le prix de revient de la thermie produite augmente très rapidement lorsque la quantité de charbon exploitable par un doublet (Q) s'abaisse sous 10 000 tonnes.

Les résultats obtenus permettent d'évaluer les performances que devrait atteindre un gazogène souterrain pour que le prix de la thermie produite soit acceptable<sup>(1)</sup>. C'est ainsi que pour une couche de charbon épaisse de 2 mètres et située à 1 100 mètres de profondeur, exploitée en mode "minier", avec un taux de récupération de 0,7, la production de  $3 \cdot 10^{-6}$  m<sup>3</sup>/jour de gaz à 9 th/m<sup>3</sup> devrait être obtenue avec des doublets dont les puits seraient distants de 60 à 80 mètres. Deux cent cinquante de ces doublets seraient consommés en une année.

Le coût des sondages étant pris en compte dans les frais d'exploitation, car la durée d'utilisation d'un doublet serait de l'ordre du mois, l'investissement correspondant aux installations de surface a été estimé à l'époque à environ 1,5 milliard de francs pour une unité produisant 1 milliard de m<sup>3</sup> par an et consommant 30 à 40 km<sup>2</sup> de gisement en 20 ans.



En résumé, l'estimation économique faite à l'époque démontrait que le procédé de gazéification souterraine à grande profondeur n'était pas utopique, sur la base des hypothèses retenues. En revanche, elle mettait en évidence la nécessité de parvenir à une bonne liaison entre deux puits distants d'au moins 60 à 70 mètres.

---

(1) Pour fixer les idées, de l'ordre de 10 cF/th en 1977.

## 4. LES EXPÉRIMENTATIONS FRANÇAISES

### 4.1 - EXPÉRIMENTATIONS SUR LE SITE DE BRUAY-en-ARTOIS

Les premières expérimentations réalisées par le G.E.G.S. ont concerné l'établissement, à partir d'un site minier souterrain, d'une liaison entre puits par fracturation hydraulique.

A la fosse 6 de BRUAY-en-ARTOIS, mise à la disposition du Groupement par les Houillères du Nord-Pas-de-Calais, le dispositif expérimental fut mis en place depuis l'étage d'exploitation le plus profond, à 1 000 mètres par rapport à la surface du sol, la veine de charbon intéressée (n° 22) étant située à 170 mètres plus bas. Ce dispositif comprenait 2 sondages d'injection, I1 et I2, distants de 65 mètres, et 5 sondages d'observation périphériques. L'équipement du site était complété par une colonne de tubes reliant les têtes des puits I1 et I2 à la surface ainsi que par un système de télécommande des vannes à partir du jour (annexes 16 et 17).

Préalablement à l'implantation du dispositif, une étude géologique structurale avait été menée de manière à positionner I1 et I2 en fonction de l'orientation préférentielle des diaclases, soit N 120° E. Par la suite, des enregistrements diagraphiques ( $\gamma$  ray - neutron  $\gamma\gamma$ ) ont été réalisés sur tous les puits, permettant notamment de s'assurer de la continuité de la veine n° 22, épaisse d'environ 1,2 mètre) dans le champ d'expérimentation.

L'expérimentation a débuté par des injections d'eau dans la veine de charbon entre I1 et I2 grâce à des pompes capables de débiter 20 litres/minute sous 400 bars (pompes de type soutènement marchant). Ces injections, qui ont duré plusieurs mois (août 1979 à janvier 1980), ont permis de connaître la pression de fracturation de la couche et de mettre le volume de charbon en pression. Elles ont provoqué un début de fracturation de la couche (entre 250 et 300 bars) et ont établi une communication entre les deux puits mais avec un rendement très faible : sur les 1 200 litres/h injectés sous 280 bars, seuls quelques litres/h étaient restitués sous une contrepression de 200 bars.

A partir de février 1980, on a fait appel à des moyens d'injection beaucoup plus puissants, avec la mise en oeuvre au jour de pompes susceptibles de débiter 1,5 m<sup>3</sup>/minute sous 700 bars, complétées par des équipements annexes permettant la préparation d'un gel et l'introduction de sable pour maintenir la fracture ouverte. Les injections exécutées successivement sur les deux puits (1 m<sup>3</sup>/minute sous 500 bars pour I1 - 1 m<sup>3</sup>/minute sous 400 bars pour I2) ont alors permis d'introduire sur chacun d'eux 50 m<sup>3</sup> d'eau, gel et sable dans les fractures ainsi générées.

Par la suite, la liaison s'est révélée sensiblement améliorée ; pour une injection d'eau de 1 200 litres/heure sous 365 bars sur un puits (au moyen des pompes 400 bars - 20 l/minute), on recueillait en effet 200 l/h sous 120 bars sur l'autre puits. Lors d'un essai d'injection d'azote, le rendement de la liaison était encore meilleur ; pour une injection de 200 Nm<sup>3</sup>/heure de N<sub>2</sub> sous 320 bars, on recueillait plus de 60 Nm<sup>3</sup>/heure à 90 % de N<sub>2</sub> sous pression atmosphérique, ce qui correspondait à un rendement d'environ 30 %. Par ailleurs, un traçage de cette liaison à l'hélium donnait un temps de transit d'environ 8 heures.

Les caractéristiques de la liaison ainsi obtenue autorisaient à pousser l'expérimentation plus avant en engageant les premières tentatives d'allumage et de rétro-combustion à cette profondeur.

L'allumage a fait appel à un allumeur électrique conçu et mis au point par le G.E.G.S.. Le 26 juin 1980, dix heures après la mise en marche de cet appareil, les premiers gaz résultant de la combustion étaient mis en évidence sur le puits opposé. Pendant la période de combustion, soit jusqu'au 17 juillet 1980, on a pu noter les caractéristiques suivantes :

- faible injectivité : avec un débit d'injection ramené en dessous de 50 Nm<sup>3</sup>/heure, la pression d'injection restait voisine de 300 bars,
- faible débit d'exutoire ( $\cong$  5 m<sup>3</sup>/heure),
- amélioration de l'injectivité et de la communication par inversion du sens d'injection (c'est-à-dire en passant d'une combustion à contre-courant à une combustion à co-courant),
- composition des gaz relativement stable (en dehors des phases d'inversion), soit :  
CO  $\cong$  1 % - CO<sub>2</sub>  $\cong$  3 % - H<sub>2</sub>  $\cong$  1 % - CH<sub>4</sub>  $\cong$  15 % - N<sub>2</sub>  $\cong$  80 %
- bilan très déficitaire entre l'oxygène injecté et l'oxygène produit sous forme libre et combinée. L'explication réside sans doute dans une fixation de l'oxygène injecté sur le charbon et dans une adsorption du CO<sub>2</sub> par le charbon.

En fait, la propagation de la combustion à contre-courant s'est trouvée confrontée à plusieurs difficultés, à savoir :

- des pertes d'injectivité, que l'on peut expliquer par le gonflement du charbon sous l'effet d'une élévation de température, et par la condensation dans certaines zones peu perméables de produits issus de la pyrolyse du charbon,
- la réactivité de l'oxygène,
- l'adsorption de l'anhydride carbonique sur le charbon,
- et surtout le phénomène d'auto-inflammation, provoqué à la température du milieu par une pression partielle élevée d'oxygène.

Cette dernière difficulté est particulièrement importante dans la mesure où elle impose de travailler avec un air appauvri en oxygène.

Les enseignements tirés de cette première phase d'expérimentation sur le site de BRUAY, appelé "BRUAY 1", ont conduit à revoir l'équipement du site avant de passer aux expérimentations prévues dans le cadre de "BRUAY 2".

Au jour, tous les organes de télécommande, d'analyse, de contrôle, etc... ont été regroupés.

Au fond, une occupation plus rationnelle des lieux a été recherchée.

Par ailleurs, certains moyens ont été améliorés, notamment :

- possibilité d'injecter de l'azote ou de l'air jusqu'à des pressions de 450 à 500 bars et, simultanément, d'injecter des quantités d'eau déterminées sous ces mêmes pressions ;
- équipement identique des deux puits ;
- possibilité d'opérer sous contre-pressions élevées et contrôlables au niveau des exutoires, et connaissance précise des effluents ;
- perfectionnement de l'équipement en matière de canalisations de fluides, télécommandes et télécontrôles, saisie des données...



BRUAY 2 a vu se dérouler, au cours du second trimestre de l'année 1981, une nouvelle expérimentation de combustion à contre-courant. Pour cerner le problème de l'auto-inflammation, et aussi mesurer la quantité d'oxygène arrivant au puits de production, des tests préalables ont été effectués, avec injection dans le puits I1, à partir du 10 avril 1981, de mélanges gazeux oxygène-azote à teneur croissante en oxygène.

Ces tests ont montré que la combustion à contre-courant n'était possible qu'avec un mélange à faible teneur en oxygène (de l'ordre de 5 %), avec comme conséquence une très faible concentration en oxygène au front de combustion (de l'ordre de 1 %).

A partir du 30 avril 1981 et pendant presque deux mois, l'expérimentation s'est poursuivie dans ces conditions ; elle n'a toutefois pu être menée à son terme, l'état de la mine, dont l'exploitation était arrêtée depuis plus d'un an, s'étant dégradé. Lors de l'arrêt de l'expérimentation, fin juin 1981, le front de combustion à contre-courant n'avait pas encore atteint le puits d'injection. On n'a donc pas pu connaître l'évolution de ce front de combustion à contre-courant, et notamment savoir si la quantité d'oxygène y parvenant était suffisante pour assurer sa progression et créer un chenal perméable.



Les leçons à tirer de ces expérimentations de BRUAY-en-ARTOIS peuvent se résumer comme suit :

- on a pu, par fracturation hydraulique, établir une communication dans une couche de charbon peu épaisse et très peu perméable située à 200 mètres de profondeur entre deux puits distants de 65 mètres ;
- la liaison ainsi créée a montré un rendement intéressant, 25 à 50 % du débit d'azote injecté étant recueilli au puits de production. Malheureusement, le soutènement incomplet de la (ou des) fracture(s) nécessitait une pression d'injection élevée pour assurer la circulation du fluide entre les deux puits ;
- l'allumage, au moyen d'un allumeur électrique, n'a guère posé de problème ;
- la combustion à contre-courant est confrontée à plusieurs problèmes, dont celui de l'auto-inflammation, lié à la pression partielle élevée en oxygène.

A BRUAY-en-ARTOIS, il n'a pas été possible d'utiliser comme comburant de l'air ou même un gaz à 10 % d'oxygène et 90 % d'azote. En revanche, un mélange gazeux à 5 % d'oxygène et 95 % d'azote a permis de recueillir au puits de production un gaz à 1 % d'oxygène.

## **4.2 - EXPÉRIMENTATION SUR LE SITE DE LA HAUTE-DEÛLE**

### **4.2.1 - Objectifs du pilote de la Haute-Deûle et des travaux d'accompagnement**

Les expérimentations de BRUAY-en-ARTOIS, dont il faut rappeler qu'elles concernaient surtout la liaison entre puits, ont permis de mettre en évidence plusieurs problèmes techniques relatifs à la fracturation hydraulique et à la rétro-combustion. Sur le site de la Haute-Deûle, en fonction des résultats précédemment obtenus, les objectifs furent définis de la manière suivante :

- réaliser l'installation du pilote depuis la surface dans des conditions opératoires de type industriel,
- expérimenter les techniques de reconnaissance préliminaire sur site inconnu et profond,
- expérimenter les techniques de liaison initiale par fracturation hydraulique,
- contrôler la mise à feu et la rétro-combustion,
- débiter, en utilisant l'équipement adéquat, l'opération de gazéification à l'oxygène et à la vapeur d'eau.

Pour autant que les travaux d'accompagnement fussent concernés, ils avaient pour but :

- d'améliorer la connaissance des conditions du développement d'une fracturation hydraulique et d'explorer les possibilités de liaison initiale et de mise à feu autres que celles prévues sur le site,
- de modéliser et expérimenter, en laboratoire, les processus qui interviennent probablement dans le pilote, rétro-combustion et gazéification.

## **4.2.2 - Installation du site et mise en oeuvre de l'équipement**

### **4.2.2.a - Choix du site**

Ce choix devait satisfaire un certain nombre de critères définis par le G.E.G.S., à savoir :

- installation du pilote dans les conditions d'une réalisation industrielle,
- veine de charbon de plus de 1 mètre d'épaisseur située à plus de 800 mètres de profondeur,
- absence d'accident tectonique dans une zone d'au moins 100 m x 100 m.

En outre, suite aux expérimentations conduites sur le site de BRUAY-en-ARTOIS, le G.E.G.S. souhaitait mettre en oeuvre le nouveau pilote sur un charbon à faible indice de gonflement.

Le site de la Haute-Deûle, également dans le bassin houiller du Nord-Pas-de-Calais, entre LILLE et CARVIN, remplissait toutes ces conditions. Il fut définitivement retenu au cours du premier semestre de 1982, après deux sondages de reconnaissance : HD10 et HD20, implantés respectivement au Nord et au Sud de la zone prospectée (annexe 19).

Un carottage continu au HD10, un carottage discontinu et des enregistrements diagraphiques au HD20, permirent de choisir la partie sud du site et, pour la couche de charbon, la veine ANNE (annexe 20), épaisse de 2 mètres et située à 880 mètres de profondeur. Le charbon de cette veine présentait les caractéristiques suivantes :

- |                          |       |
|--------------------------|-------|
| - humidité :             | 0,3 % |
| - cendres :              | 7 %   |
| - matières volatiles :   | 8,5 % |
| - indice de gonflement : | 0     |



#### **4.2.2.b - Installation du doublet et équipement du puits**

Le site sud étant sélectionné, le second sondage, nommé HD21, fut entrepris, de telle manière que l'on se trouve au niveau de la veine ANNE à 60 mètres de cette même veine au HD20 et dans une direction N 70° E par rapport à ce premier sondage, cette direction étant l'une des deux directions de fracturation préférentielle probables d'après l'analyse structurale préalablement menée sur le site. L'exécution du sondage HD21, à la fin de l'année 1982, a été rendue délicate dans la mesure où la machine de foration ne pouvait être placée à l'aplomb de la cible. Il a fallu recourir à la technique du forage dévié dirigé : déport horizontal entre la tête du puits et le fond : 105 m - déviation maximale 0,75 degré/10 m (annexe 21).

Par la suite, la validité du choix de la direction N 70° E fut attestée, après une fracturation hydraulique limitée à la base du HD21, par le biais d'émissions acoustiques.

Pendant le premier semestre de 1983, les puits furent équipés de la même manière qu'à BRUAY-en-ARTOIS, soit :

revêtement de 13" <sup>3</sup> / <sub>8</sub>	jusqu'à 160 m
revêtement de 9" <sup>5</sup> / <sub>8</sub>	jusqu'à 670 m
revêtement de 7"	jusqu'à 1 050 m

Ces revêtements furent cimentés dans la roche.

Le revêtement de 7" fut solidarisé par le biais d'un packer, au tubage de 4" <sup>1</sup>/<sub>2</sub> équipé d'un joint glissant à l'intérieur duquel était suspendu un tubage d'injection de 2" <sup>7</sup>/<sub>8</sub>.

En surface, les puits furent munis d'une tête, équipée de manière à pouvoir opérer dans les différents tubages et espaces annulaires à des pressions supérieures à 100 MPa.

Les équipements et cimentations furent conçus pour supporter de hautes températures pendant le temps nécessaire.

#### **4.2.2.c - Equipement de surface**

Si les opérations de liaison par fracturation hydraulique et de rétro-combustion étaient couronnées de succès, une gazéification à l'oxygène et à la vapeur d'eau était prévue. Dans cette optique, l'équipement du site devait permettre :

- l'injection d'un mélange gazeux N<sub>2</sub>-O<sub>2</sub>-H<sub>2</sub>O à des débits capables d'atteindre 2 000 m<sup>3</sup>/h d'air et 300 kg/h de vapeur d'eau ;
- le contrôle des conditions de production, l'analyse et le traitement des gaz effluents avant leur combustion ;

- la mise à disposition centralisée, à tout moment, des informations relatives à l'expérimentation (débits, pressions d'injection et de production, composition des gaz injectés, ...).

Entre l'été 1983 et la fin de 1984, le site reçut progressivement les équipements ci-après :

- une unité de compression pour injecter les mélanges  $N_2, O_2, CO_2$  en phase gazeuse à moins de 21 % d' $O_2$  à des débits atteignant  $400 \text{ m}^3/\text{h}$  ;
- un dispositif de mélange des gaz ( $N_2, O_2, CO_2$ ) pour approvisionner les compresseurs ;
- une unité de compression cryogénique pour l'azote ( $2 \times 1\,000 \text{ m}^3/\text{h}$ ) et pour l'oxygène ( $2 \times 40 \text{ m}^3/\text{h}$  à 45 MPa et  $2 \times 200 \text{ m}^3/\text{h}$  à 10 MPa) ;
- une installation pour le nettoyage de la production de gaz à 5 MPa ;
- une chaudière capable de produire  $300 \text{ kg/h}$  de vapeur d'eau à 10 MPa ;
- une installation pour approvisionnement d'eau de distribution ( $100 \text{ m}^3/\text{h}$ ) et d'eau déminéralisée ( $100 \text{ m}^3/\text{h}$ ) ;
- une torchère ;
- des tuyauteries pour connecter les différentes unités fonctionnelles.

Par la suite, pour assurer le contrôle, la direction des opérations et le traitement ultérieur des résultats, une unité mobile de collecte et de traitement de données, construite en région parisienne, fut amenée sur le site. On notera que cette unité peut être utilisée sur tous les sites de gazéification nécessitant la collecte de données relatives à la composition des gaz effluents et de divers paramètres physiques (débits, pressions, températures). Elle assure automatiquement la collecte et le stockage de ces données, ainsi que leur transmission périodique par ligne téléphonique. Elle sert également de résidence pour le personnel de contrôle.

Une implantation schématique de l'équipement de surface sur le site de la Haute-Deûle est donnée en annexe 23.

### **4.2.3 - Opérations**

#### ***4.2.3.a - Préliaison pour fracturation hydraulique***

En accord avec la procédure prévisionnelle développée par le G.E.G.S., la fracturation proprement dite fut précédée par une phase d'infusion à l'eau, dont l'objectif était de réorienter le tenseur de contrainte in situ de manière à mieux diriger la fracturation.

Cette infusion, conduite pendant deux mois sur HD20 et HD21, à faible débit (0,5 l/h) et à une pression inférieure à celle de la fracturation ( $\leq 15$  MPa), a notablement modifié la perméabilité de la veine.

La fracturation hydraulique fut mise en oeuvre en juillet 1983. Maîtrisée avec une mousse d'azote et du sable pour maintenir l'ouverture, elle permit, à une pression de 16,5 MPa, en alternance sur les deux puits, de développer une préliasion. A des pressions d'injection comprises entre 10 et 17,5 MPa, le taux de récupération de l'azote variait de 30 % dans la direction HD20  $\rightarrow$  HD21 à 50 % dans la direction inverse. Des traçages à l'hélium complétèrent ces observations et permirent d'estimer à 3 ou 4 heures la durée de transit du gaz entre les deux puits (annexe 24).

#### **4.2.3.b - Tests physico-chimiques en vue de la rétro-combustion**

Ces tests servirent à déterminer la composition du mélange gazeux à injecter pendant la rétro-combustion. Ce mélange devait autoriser la propagation de la rétro-combustion tout en évitant le phénomène d'auto-inflammation qui avait été particulièrement difficile à maîtriser sur le site de BRUAY-en-ARTOIS. Rappelons que les expériences de laboratoire avaient montré que la rétro-combustion pouvant se développer avec un taux d'oxygène réduit à 5 %.

Il fut décidé d'injecter des mélanges  $N_2, O_2, CO_2$  permettant :

- de vérifier la possibilité à la sortie du puits d'avoir un gaz à 7 ou 8 % d'oxygène pour maintenir la rétro-combustion,
- de déterminer l'effet inhibiteur du gaz carbonique ajouté au mélange gazeux sur le charbon et sa combinaison avec l'oxygène.

Ces tests, développés en novembre 1983, montrèrent qu'il était possible d'obtenir un taux d'oxygène supérieur à 8 % à la sortie en injectant un mélange à 10 % d'oxygène et 15 % de gaz carbonique, tout au moins dans le cas de la veine ANNE. C'est cette composition qui fut adoptée pour démarrer la rétro-combustion.

#### **4.2.3.c - Mise à feu**

La direction préférentielle d'écoulement étant dans le sens HD21  $\rightarrow$  HD20, on procéda à la mise à feu sur le HD20, l'équipement de ce puits étant adapté à cette opération (annexe 22).

Un premier allumeur électrique de 4 kW fut construit, mais sa mise en oeuvre, en juin 1984, se termina par un échec en raison d'importants problèmes de corrosion et de l'échauffement insuffisant du charbon.

Il fut alors décidé de revenir à un système de mise à feu par convection, dans lequel l'air est chauffé sur l'allumeur avant de passer à travers la veine de charbon. Ce type de mise à feu implique d'abord une injection dans le HD20 en direction du HD21 puis, quand le charbon est suffisamment échauffé, une inversion pour déclencher la rétro-combustion. Après plusieurs échecs, la mise à feu fut réussie au début de septembre 1984 avec un allumeur de 8 kW et l'injection d'un air enrichi à 25 % d'oxygène pendant 60 heures.

#### **4.2.3.d - Rétro-combustion (annexe 26)**

Aussitôt que CO et H<sub>2</sub> apparurent au puits HD21, témoignant de la réussite de l'allumage, le sens de circulation fut inversé et un mélange à 10 % d'oxygène, 15 % de gaz carbonique et 75 % d'azote fut injecté dans le HD21, au débit de 200 Nm<sup>3</sup>/h.

Devant la diminution du taux d'oxyde de carbone à la sortie du HD20, on tenta de stimuler la source de chaleur par une nouvelle injection dans HD20, mais sans résultat. Au début d'octobre 1984, on décida alors, compte tenu du faible risque d'auto-inflammation, de limiter le taux de CO<sub>2</sub> à 5 % dans le mélange injecté et de passer le débit à 500 Nm<sup>3</sup>/h.

Opérée en deux phases successives, sans puis avec injection de 0,5 % de propane (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>), la rétro-combustion se maintint jusqu'en décembre 1984, en dépit d'une obstruction progressive observée sur le puits HD20. Cette obstruction était liée à l'étroitesse de l'espace annulaire dans lequel circulaient les gaz. De ce fait, il était impossible de savoir ce qu'il se passait à la source de chaleur de la rétro-combustion, qui était pourtant alimentée par le puits HD21 pendant que l'on tentait de déboucher le puits HD20.

Ce débouchage fut rendu très difficile par la pression sous la zone obstruée. Il réussit seulement en mars 1985, et l'on put alors constater que la source de chaleur de la rétro-combustion s'était éteinte.

Un test de circulation à l'azote montra que la liaison était trop résistante pour que l'on envisage la poursuite de l'expérimentation par la phase de gazéification.

Des problèmes financiers s'ajoutant aux contraintes techniques empêchèrent de renouveler la mise à feu et la rétro-combustion, si bien que le comité de direction du G.E.G.S. décidait, en avril 1985, d'arrêter les opérations et de démanteler le site.

#### **4.2.4 - Résultats obtenus sur le site de la Haute-Deûle**

Bien que le programme de travail n'ait pu être mené à terme, il a été possible de tirer des enseignements relatifs aux opérations d'implantation, d'équipement, de fracturation hydraulique, de mise à feu et de rétro-combustion.

#### **4.2.4.a - Choix du site et implantation de l'unité de gazéification souterraine**

Une méthodologie de reconnaissance, adaptée au choix du site et aux objectifs d'implantation de puits pour une opération de gazéification souterraine, a été développée. Elle a fait appel à :

- des sondages de reconnaissance, avec carottage discontinu,
- des enregistrements diagraphiques,
- des profils sismiques verticaux sur puits,
- des profils sismiques depuis la surface,
- des analyses mécaniques, physico-chimiques et structurales.

Une sage distribution de ces différents travaux, alliée à une interprétation sous le contrôle de géologues experts, a permis de choisir un site et de proposer une implantation précise pour les puits, en accord avec le cadre géologique local.

#### **4.2.4.c - Fracturation hydraulique**

La méthode de fracturation hydraulique utilisée sur le site de la Haute-Deûle a été une première mondiale à cette profondeur dans le charbon. Sa mise en oeuvre, avec l'aide de spécialistes extérieurs, s'est avérée très satisfaisante. La fracture créée par ce moyen a subi de nombreuses investigations. Un modèle numérique simulant la circulation d'un mélange gazeux dans une fracture a été développé et soutenu par les tests physiques et physico-chimiques réalisés sur le site. Les calculs ont montré que la géométrie de la fracture restait constante au cours des premiers tests après sa création, mais, quand les opérations démarrèrent avant la mise à feu en juin 1984, son épaisseur apparente n'était plus que de la moitié. Cette évolution ne fut que temporaire car 20 jours plus tard la fracture avait recouvré ses caractéristiques initiales.

Les tests physico-chimiques ont permis d'une autre manière de corroborer les lois de l'oxydation du charbon et ont montré que l'oxydabilité du charbon de la Haute-Deûle décroissait régulièrement avec la durée d'injection, prouvant que le charbon était saturé en oxygène. Ce résultat est très important ; il signifie que, dans les conditions de la Haute-Deûle, les risques d'auto-inflammation décroissent avec le temps.

#### **4.2.4.d - Mise à feu**

Bien que des tests utilisant d'autres procédés de mise à feu (chimiques, pyrotechnique, ...) aient par ailleurs été mis en oeuvre dans des conditions expérimentales, la méthode qui a finalement fait ses preuves sur le site de la Haute-Deûle est l'auto-inflammation (par oxydation) accélérée par un préchauffage de l'air injecté au moyen d'un dispositif de chauffage électrique.

Une telle inflammation suppose un type convectif d'échange de chaleur par l'air circulant sous pression (pour éliminer l'eau dans le puits où l'allumeur est placé) pendant un temps suffisamment long. Le G.E.G.S. a développé des allumeurs de 8 kW résistant à la pression et à la corrosion. Mais la principale leçon à tirer des tentatives infructueuses d'allumage est que l'on dispose d'une source de chaleur suffisamment forte pour que la rétro-combustion puisse commencer. L'apparition des premières traces d'oxyde de carbone à la sortie du puits n'est pas un critère suffisant, et il apparaît nécessaire d'installer, près du point de mise à feu, un dispositif permettant d'estimer les températures atteintes et l'extension de la source de chaleur.

#### **4.2.4.e - Auto-inflammation**

Les tests de combustion à contre-courant entrepris par le G.E.G.S. à BRUAY-en-ARTOIS et par l'I.D.G.S. à THULIN avaient montré les difficultés relatives à l'inflammation spontanée, au niveau du puits d'injection, du charbon, lequel consomme de l'oxygène au détriment de la source de chaleur de la rétro-combustion. Cependant, les études de laboratoire et l'emploi des modèles d'auto-inflammation développés par le G.E.G.S. indiquaient que le risque d'auto-inflammation était très faible dans les conditions de site de la Haute-Deûle. Les tests physico-chimiques directement pratiqués sur le site avaient permis de déterminer la composition du mélange (10 % d'oxygène - 15 à 20 % de gaz carbonique) qui garantissait contre ce risque d'auto-inflammation.

Les difficultés rencontrées pendant les tests de combustion ont même conduit à l'utilisation d'un mélange moins inhibiteur (5 % de gaz carbonique), et il a été possible d'injecter pendant 5 mois consécutifs dans le puits HD21 sans qu'apparaisse aucun symptôme de combustion spontanée.

On peut penser que les incidents notés à BRUAY étaient plus liés à un état divisé du charbon qu'aux conditions d'injection elles-mêmes. De fait, à BRUAY, l'auto-inflammation est survenue dans le puits là où un incident pendant la fracturation avait provoqué une brutale décompression de la veine et une dislocation du charbon. Cet état finement divisé du charbon a donné naissance à des surfaces hautement réactives qui pouvaient être le principal facteur de l'auto-inflammation. De là on peut penser que la création d'une liaison nette est un élément important pour limiter le risque d'auto-inflammation.

#### **4.2.4.f - Rétro-combustion**

Le premier régime de rétro-combustion, établi au début d'octobre 1984, montrait un taux de conversion d'oxygène de 25 % seulement, l'oxygène réapparaissant essentiellement sous forme de CO<sub>2</sub>. La haute teneur en oxygène dans le gaz effluent pouvait être due à une déviation de l'oxygène par rapport au front de combustion (un passage à travers les strates environnantes n'est pas à exclure car il n'est pas certain que les fractures hydrauliques sont limitées à la veine de charbon) ou à une réactivité insuffisante du charbon.

La faible réactivité du charbon pendant cette phase peut être liée à une "chasse" antérieure de la matière volatile (initialement en faible proportion) comme le montre la chute du taux de méthane de 3 à 0,3 % en un an. Pour remplacer la matière volatile éliminée et pour essayer d'améliorer la réactivité du charbon, le choix fut fait d'ajouter une petite quantité de propane (0,5 %) au gaz injecté.

Un second régime de rétro-combustion fut alors établi avec un taux de conversion d'oxygène de 70 %, et l'absence de propane à la sortie montra qu'il n'y avait pas de déviation par les strates environnantes. En calculant la quantité d'oxygène nécessaire à la combustion totale du propane, on put en déduire que le taux de conversion effectif de l'oxygène sur le charbon était de 50 %.

Les évaluations de combustion permettent d'estimer la quantité de charbon consommé à 1 kg/h pendant la première phase (sans propane) et à 1,5 kg/h pendant la seconde phase. Cela correspond à 1 500 kg de charbon consommé pendant l'ensemble des deux phases de rétro-combustion.

En parallèle, la quantité d'eau produite par la combustion du charbon et du propane peut être estimée à 1 m<sup>3</sup> approximativement. C'est une quantité considérable qui peut avoir joué un rôle dans la durée de transit et le taux de production.

L'obstruction du puits et les difficultés rencontrées lors du blocage ont conduit à l'extinction de la rétro-combustion avant qu'elle ne puisse être menée à terme. Si on prend en compte une vitesse de 0,5 m/jour pour la propagation de la rétro-combustion (voir les tests de laboratoire), la distance couverte pendant les 50 jours de rétro-combustion serait d'environ 25 m. Pour un volume de charbon estimé à 1,5 m<sup>3</sup>, le diamètre du chenal serait d'environ 25 centimètres.

Il est certain que des vitesses de rétro-combustion aussi faibles conduisent à se poser des questions sur l'utilisation de cette méthode dans un contexte industriel.

## **4.2.5 - Résultats des recherches d'accompagnement**

Dans les paragraphes suivants sont exposés les principaux résultats de ces recherches, ou simplement leurs thèmes et objectifs par référence à la bibliographie.

### ***4.2.5.a - Test de liaison par électrocarbonisation***

Un test de liaison par électrocarbonisation a été entrepris entre 1981 et 1983 sur le site des ECHAUX, dans la région de SAINT-ETIENNE, près de ROCHE-le-MOLLIÈRE. On y trouve une veine de charbon épaisse d'environ 4 mètres, affleurante et avec un pendage de 35°. Cette veine pas très épaisse a permis de procéder aux "tests de laboratoire sur site" et plus tard d'aller observer les résultats pendant l'ouverture ultérieure (annexes 27 et 28).

Deux tests d'électroliasion ont été mis en oeuvre entre des électrodes séparées par une distance de 10 mètres et interceptant la veine à 30 mètres de profondeur. Le premier, en mars 1982, n'a pu être mené à bien en raison d'une trop forte élévation de température qui détériora le dispositif d'électrodes. Le second, en mai 1983, utilisa un nouveau puits et de nouvelles électrodes, et fut couronné de succès pour la liaison.

Ces tests montrent que :

- la première phase d'un procédé de liaison par électrocarbonisation correspond à une transformation du charbon autour des électrodes avec une décroissance de sa résistivité macroscopique. Ceci aboutit à une décroissance de la résistance entre les deux électrodes et ainsi à une augmentation de puissance avec un voltage constant ;
- la phase de liaison par électrocarbonisation (se traduisant par un "chenal") peut seulement être atteinte quand il y a un développement suffisant et un "découpage" des zones de charbon transformé ;
- l'énergie nécessaire pour l'établissement de la liaison varie approximativement avec le cube de la distance qui sépare les électrodes (ce qui correspond à la transformation d'un "volume" de charbon) ;
- la puissance nécessaire varie approximativement avec le carré de cette même distance, ce qui correspond à l'évolution de la "surface" des zones transformées.

Au cours du test de mai 1983, la liaison fut obtenue après 10 heures d'injection de courant électrique. La puissance nécessaire s'éleva à 1,3 MW. Un chenal cokéfié, dont la résistance finale était de 0,25 ohm, fut ainsi développé. Après refroidissement, ce chenal montra une perméabilité de plusieurs Darcy.

Toutefois, il faut remarquer que l'extrapolation de ces résultats à des distances entre puits économiques valables (de l'ordre de 60 mètres) nécessiterait la mobilisation d'une puissance de l'ordre de 50 MW pendant toute l'opération.

#### ***4.2.5.b - Etude de la liaison par fracturation hydraulique***

La création d'une préliasion par fracturation hydraulique avant celle d'une liaison effective utilisant la rétro-combustion était la base du programme G.E.G.S. II. Tout au long du travail sur le site, des études d'accompagnement en laboratoire furent effectuées sur les points suivants :

- modèle numérique de développement d'une fracture verticale dans une veine de charbon encadrée par des strates rigides ;



- expérimentations de fracturation hydraulique entre deux puits sur des éprouvettes prismatiques de grès homogène (40 x 60 x 10 cm) ;
- modèle de l'effet de l'injection dans les deux puits tenant compte de l'anisotropie de perméabilité : calcul de la ligne de fracturation potentielle ;
- étude expérimentale de la fracturation hydraulique sur des éprouvettes composites (charbon et couches environnantes) ;
- étude théorique de l'effet d'un contraste de perméabilité entre la veine de charbon et les strates environnantes sur la direction de fracturation.

#### ***4.2.5.c - Tests pour éprouver une liaison par attaque acide***

Des tests en vue d'éprouver la qualité (en terme de perméabilité) d'une liaison dans le charbon en utilisant une attaque acide sur les carbonates ont été entrepris sur le site d'ECHAUX par injection de solutions acides (chlorhydrique et acétique) dans le sondage qui avait servi à la reconnaissance des dépôts constitutifs du sous-sol. La perméabilité du charbon autour du trou fut quadruplée, mais la mesure de l'extension des chenaux créés par cette acidification, qui aurait été faite après exploitation du site, n'a pas pu être menée à bien.

#### ***4.2.5.d - Tests de mise à feu***

Le site d'ECHAUX fut aussi utilisé pour des tests de mise à feu dans des puits de 10 à 30 mètres de profondeur. Les premières tentatives furent faites en employant des charges pyrotechniques, mais les conditions de transfert thermique engendré par la présence d'eau empêchèrent la mise à feu du charbon. A cause de l'importance des modifications qu'il aurait fallu apporter aux charges, les tests furent abandonnés.

Des tests de mise à feu utilisant de l'huile de lin et un catalyseur au cobalt furent aussi pratiqués en laboratoire. Ils montrèrent la nécessité d'ajouter un solvant pour obtenir une bonne imprégnation de la masse rocheuse et, dans ce cas, d'augmenter le flux d'air nécessaire à la mise à feu.

#### ***4.2.5.e - Etudes générales sur les procédés de gazéification***

Ces études visaient à définir les limites qualitatives et quantitatives du gaz qu'un gazogène souterrain était susceptible de produire.

Elles sont basées sur des modèles numériques et des tests en laboratoires axés sur :

- le comportement mécanique du chenal de non réaction (production de gaz chauds),

- le comportement mécanique de la chambre de gazéification,
- le fonctionnement de la chambre de réaction (producteur actif de gaz) et en particulier le modèle de régression de paroi.

#### **4.2.5.f - Etudes spécifiques aux différentes phases de gazéification**

- **Auto-inflammation**

L'auto-inflammation mise en évidence dans les tests de BRUAY et THULIN, apparaissait comme un phénomène capable de limiter ou d'empêcher la progression de la rétro-combustion. Une importance particulière fut donc donnée aux études relatives à la compréhension de ce mécanisme et des facteurs susceptibles de le limiter.

Les études portèrent sur :

- la détermination expérimentale de la cinétique de basse température avec oxygène sous pression,
- le perfectionnement de modèles physiques mono et bidimensionnels, simplifiés, capables d'une résolution numérique pour évaluer la possibilité d'auto-inflammation le long d'un flux de gaz oxydant, en charbon poreux ou fissuré,
- la mise en oeuvre de tests de laboratoire sur la variation de perméabilité d'une masse rocheuse poreuse reconstituée, subissant un auto-échauffement,
- la réalisation de modèle sur l'influence du refroidissement ou de l'adjonction d'un gaz inerte ( $N_2$ ,  $CO_2$ ).

- **Rétro-combustion**

La rétro-combustion étant la méthode retenue pour l'établissement de la liaison dans le programme G.E.G.S. II, une part importante des travaux d'accompagnement fut consacrée à l'étude de ces mécanismes. Ces études concernèrent :

- un modèle d'étude physique des conditions de maintenance d'une rétro-combustion avec un chenal libre,
- un modèle d'étude physique des conditions de maintenance d'une rétro-combustion avec un chenal réactif poreux ou tapissé de cendres,
- le développement d'un modèle général de régression de paroi dans le cas de basses températures,

- des tests de laboratoire en enceinte étanche sur des charbons reconstitués et sur des carottes de charbon fracturé,
  - un type de modèle de réponse d'un environnement fracturé au traçage à l'hélium.
- 
- **Gazéification**

Bien que la gazéification fut seulement un objectif partiel (seulement quelques jours de gazéification étaient planifiés dans le projet G.E.G.S. II), il apparaissait important d'avoir une meilleure compréhension des mécanismes physico-chimiques susceptibles d'intervenir au cours de cette phase et de leurs relations avec ceux des phases antérieures.

Dans cette perspective, les études suivantes furent entreprises :

- étude expérimentale paramétrique des transformations du charbon subissant la gazéification souterraine - Influence de divers paramètres sur les produits obtenus ;
- étude expérimentale en laboratoire de la gazéification sous pression sur charbon et coke - Effets de la température et de la pression.

#### **4.2.6 - Conclusion générale sur l'expérimentation Haute-Deûle**

Bien que l'objectif final de gazéification n'ait pas été atteint, l'expérimentation sur le site de la Haute-Deûle et les travaux d'accompagnement ont permis l'acquisition de nombreux résultats dans le cadre de la technologie de la gazéification souterraine.

L'implantation des puits a été réalisée avec précision.

Leur équipement, conçu pour subir de fortes variations de pression pendant les opérations de fracturation hydraulique, ainsi que de grandes variations de températures pendant la phase de combustion à contre-courant, a permis d'atteindre les objectifs d'étanchéité souhaités.

La fracturation hydraulique a abouti à la création d'une liaison entre les deux puits.

Après plusieurs tentatives, la mise à feu et le début de la rétro-combustion se sont déroulés favorablement.

L'addition d'une faible quantité de propane dans le gaz injecté s'est traduite par une amélioration de la combustion de charbon.

Pendant tout le temps des essais, aucun symptôme d'auto-inflammation n'a été observé à la base du puits d'injection, confirmant les résultats obtenus pendant les essais préliminaires sur le site et par l'utilisation de modèles numériques.

Pour le suivi des opérations et les contrôles, l'unité mobile pour la collecte des données, utilisant les techniques de traitement informatique les plus récentes pour la visualisation graphique et la télétransmission des données, fut employée à la grande satisfaction des opérateurs.

Confronté à la réalisation d'un pilote dans des conditions approchant celles de l'industrie, le G.E.G.S. a acquis un savoir-faire dans de nombreux domaines :

- choix du site (méthodologie de reconnaissance géologique d'un site en vue de la gazéification souterraine),
- fracturation hydraulique (méthode originale pour initier une liaison entre puits en utilisant la fracturation hydraulique),
- mise à feu contrôlée et prévention contre l'inflammation spontanée du charbon (perfectionnement d'allumeurs électriques, type de modèle d'auto-inflammation et contrôle de la composition des gaz à injecter),
- rétro-combustion (modèle numérique, expérimentations de laboratoire et sur site, ingénierie sur site).

Toutefois, en dépit de ces aspects positifs, l'expérimentation Haute-Deûle a buté sur le problème de la liaison entre puits, la rétro-combustion apparaissant incapable, dans une majorité de cas, de créer un véritable chenal. Sur la base de ce constat, le succès des opérations à venir semble conditionné par l'utilisation de la technique du forage horizontal dirigé, seule susceptible de créer une liaison efficace entre puits.

## 5. L'EXPÉRIMENTATION BELGO-ALLEMANDE SUR LE SITE DE THULIN (annexes 29 à 35)

L'expérimentation belgo-allemande de "gazéification in situ" a débuté le 1er avril 1979 et s'est terminée le 31 mars 1988. Le projet était "sponsorisé" par la Communauté européenne, les financements étant répartis comme suit :

- Communauté européenne :	40 %
- République fédérale allemande :	29,4 %
- Royaume de Belgique :	30,6 %

Pour garantir l'exécution de ce projet, la Belgique, pays d'accueil de l'expérimentation, a constitué "l'Institution pour le Développement de la Gazéification Souterraine" (I.D.G.S.), à laquelle fut conféré le statut de personnalité légale par décret royal du 28 octobre 1980.

### 5.1 - OBJECTIFS ET CONCEPTION DU PROJET

Définis en 1978, les objectifs comportaient :

- une démonstration de liaison, avec connexion en veine entre deux puits par utilisation de la rétro-combustion,
- une démonstration de gazéification dans une première veine de charbon, en employant alternativement un mélange d'air/vapeur et d'oxygène/vapeur à pressions constante et variable, avec détermination du volume de charbon effectivement gazéifié,
- des démonstrations de liaison et de gazéification dans une autre veine plus profonde, en utilisant les puits existants préalablement approfondis.

Le projet devait par ailleurs :

- tester et, si possible, adopter des méthodes pour contrôler le processus de gazéification de même que les paramètres mesurés tels que flux, pression, température, composition de gaz et valeur calorifique,
- tester et, si possible, adopter des méthodes physiques permettant l'évaluation correcte du volume (et de la forme) gazéifié, ainsi que l'impact de la gazéification à la surface du sol,

- examiner les problèmes environnementaux dans le cadre de la gazéification souterraine,
- démontrer la possibilité d'application de drainage du méthane aux couches affectées par la gazéification.

## **5.2 - DÉROULEMENT DU PROJET**

Tel qu'établi en 1978, le champ d'expérimentations comportait trois phases :

1. création d'un chenal par rétro-combustion dans une veine de charbon à 860 mètres de profondeur, puis gazéification du charbon en utilisant un mélange air/vapeur à hautes pressions ( $> 45$  bars) ;
2. création d'un autre chenal par rétro-combustion dans la même veine et gazéification du charbon avec un mélange oxygène/vapeur à hautes pressions ( $> 45$  bars) ;
3. approfondissement des puits existants pour atteindre une veine sous-jacente, 100 mètres plus bas que la première (profondeur 960 mètres), et tests de gazéification sur la base des résultats obtenus dans les phases 1 et 2.

Après de nombreuses tentatives de création de chenal par rétro-combustion, il devint évident qu'aucune liaison ne pourrait être obtenue de cette manière dans des conditions de grande profondeur. C'est pourquoi la conception du projet fut révisée en 1984, la nouvelle version prévoyant notamment :

- l'application de la technique du forage dévié dirigé pour établir une liaison subhorizontale en veine,
- l'utilisation d'oxygène et d'eau mousseuse comme agents gazéifiants,
- et, bien entendu, l'adaptation de l'installation de surface.

Les différents travaux nécessaires à la mise en oeuvre de cette nouvelle version du projet (travaux préparatoires, liaison entre puits par forage dévié dirigé, équipement des puits et adaptations en surface) furent menés à bien pendant les années 1984 à 1986, à la suite de quoi la phase de gazéification pu se dérouler d'octobre 1986 à avril 1987.

Au 31 mars 1988, le projet était terminé.

Dans le texte ci-après, nous ne nous attarderons pas à décrire les différentes expérimentations qui se sont succédées pendant une dizaine d'années. Nous nous bornerons à en dégager les principales conclusions.

### 5.3 - RÉSULTATS DES TESTS DE LIAISON PAR RÉTRO-COMBUSTION

Au cours du mois d'avril 1984, après une inflammation spontanée du charbon dans le voisinage du puits de production, un processus de gazéification inverse s'est développé pendant 12 jours, sous injection de 600 Nm<sup>3</sup>/h d'air à 10 % de gaz carbonique, et avec une pression de 100 bars à la sortie. Les mesures faites ont permis d'estimer à 15 tonnes environ la quantité de charbon gazéifié pendant cette période, mais aucun indice de formation d'un chenal plus perméable n'a été enregistré. C'est ce résultat négatif qui a fait renoncer à la rétro-combustion pour la création d'une liaison entre puits.

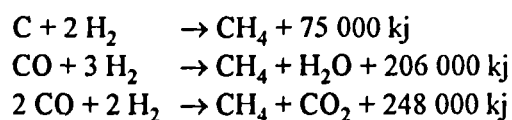
En dépit de cet aspect négatif, les tests pratiqués à THULIN en avril 1984 ont livré quelques résultats encourageants, à savoir que :

- le phénomène d'auto-inflammation du charbon peut être maîtrisé,
- une fois démarré, un feu souterrain évolue naturellement vers un générateur de gaz. La faible valeur calorifique du produit gazeux constatée à l'occasion de cette expérimentation s'explique par la nature de l'agent gazéifiant (air à 10 % de CO<sub>2</sub>). En enlevant le gaz carbonique, on obtiendrait un gaz comparable à celui produit par les gazogènes souterrains de faible profondeur fonctionnant en URSS ou aux USA.

### 5.4 - CONCLUSIONS À L'ISSUE DES TESTS DE GAZÉIFICATION

- Les expérimentations ont montré que la gazéification le long d'une surface ou d'un chenal creusé dans le charbon représentait un processus thermiquement instable. Dans les conditions de grandes profondeurs, la surface de contact charbon-agent gazéifiant est plutôt insuffisante. En outre, la stabilité d'un chenal en veine ne peut pas être garantie.
- Compte tenu de la faible perméabilité du charbon aux grandes profondeurs, et des pertes de pression considérables qui surviennent aux niveaux de l'injection et de la production dans les puits profonds, l'agent gazéifiant doit être injecté à haute pression. Par ailleurs, il ne doit pas contenir de charge inerte et dans ces conditions, l'utilisation d'oxygène se justifie. Enfin, la fourniture d'eau au réacteur doit se faire sous forme d'eau moussieuse, et non de vapeur.
- Il est pratiquement impossible aux grandes profondeurs de créer un chenal de liaison en veine par le moyen de la rétro-combustion. Cependant, la rétro-pyrolyse est susceptible d'intéresser une grande surface, et par ce moyen une proportion importante des composés volatiles d'une veine de charbon peut être libérée et récupérée, à consommation modérée d'oxygène ; un gros volume de semi-coke peut être généré, lequel peut ensuite être gazéifié.

- Dans les conditions de grandes profondeurs, les réactions de gazéification classiques ( $C + CO_2 = 2 CO$  et  $C + H_2O = CO + H_2$ ) jouent plutôt un rôle secondaire. En revanche les hautes pressions et les longs temps de séjour dans le gazogène souterrain favorisent la synthèse directe du méthane suivant les réactions :



La richesse en méthane permet d'obtenir, après séparation des composants inertes, un gaz à haut pouvoir calorifique.

- La gazéification du corps de coke restant demande un volume notable et une égale distribution de l'agent gazéifiant. En effet, il n'existe pas de cheminement préférentiel d'écoulement à travers un corps de semi-coke normalement perméable.

Pour prévenir les fortes résistances à l'écoulement près du puits de production, il faut prévoir des collecteurs de gaz à débit suffisamment élevé.



## **6. CONCLUSION**

En théorie, la gazéification souterraine apparaît comme une méthode d'exploitation idéale des gisements charbonniers ; elle permet en effet d'atteindre des ressources profondes, inaccessibles par les moyens traditionnels, sans être tributaire de certains inconvénients comme les stériles d'extraction et les résidus de l'utilisation.

Toutefois, la mise en oeuvre de cette méthode soulève d'énormes problèmes techniques, dont la résolution se traduit par un coût élevé de l'énergie récupérée.

Les expérimentations françaises ont montré que le principal problème résidait dans l'établissement d'une liaison efficace entre le puits d'injection et le puits de production. On sait maintenant que ce type de liaison ne peut pas être réalisé par fracturation hydraulique, ce qui est à l'origine de l'échec final du pilote de la Haute-Deûle. On sait aussi que seule la technique du forage dévié dirigé permet d'obtenir une telle liaison. Bénéficiant des progrès récents de cette technique d'origine pétrolière, l'expérimentation belgo-allemande a pu ainsi être menée à bien, démontrant la faisabilité de la gazéification souterraine à grande profondeur.

Ce succès technique ne doit pas faire oublier le handicap économique du procédé, grevé notamment par le coût des sondages et de leur équipement. En dépit d'hypothèses de calcul souvent favorables, le coût du gaz produit et valorisé, sur la base des résultats obtenus lors des expérimentations, apparaît nettement supérieur à celui du gaz naturel auquel il pourrait se substituer. Par ailleurs, si l'on retient l'option d'une production d'électricité à partir du gaz obtenu par gazéification souterraine, le coût du kilowattheure serait sans aucun doute plus de deux fois supérieur à celui d'une centrale nucléaire. En d'autres termes, la gazéification souterraine à grande profondeur du charbon n'est pas, à l'heure actuelle, compétitive avec les autres sources d'énergie.

En ce qui concerne le bassin houiller du Nord-Pas-de-Calais, il faut malheureusement reconnaître qu'il se prêtera très mal à une application de la gazéification souterraine à grande profondeur du charbon. Les raisons essentielles sont :

- la minceur des veines, notamment vers la base de la série charbonnière,
- la présence de nombreux accidents tectoniques,
- l'occupation du sol dans une région où la densité de population est une des plus fortes du pays, sachant par ailleurs qu'un important réseau de conduites de gaz, dont certains sont dangereux, serait nécessaire.

**J. LEPLAT**  
Ingénieur Géologue  
BRGM SGR-NPC

## BIBLIOGRAPHIE SOMMAIRE

- (1) George H. LAMB - 1977 -  
Underground Coal gasification.
- (2) CHARBONNAGES DE FRANCE - GAZ DE FRANCE - INSTITUT FRANÇAIS  
DU PETROLE - 30 juin 1977  
Gazéification souterraine profonde des charbons  
Rapport du groupe de travail I : gisements français  
Rapport du groupe de travail II : étude de la connexion initiale ou linking  
Rapport du groupe de travail III : processus de gazéification  
Rapport du groupe de travail IV : estimation économique du procédé  
Rapport de synthèse.
- (3) D. SEELEMANN  
La gazéification souterraine du charbon.  
Revue de l'Industrie Minérale - Mars 1978.
- (4) M. POTTIER, P. CHAUMET, L. LECHEVIN  
Etudes préliminaires à la gazéification souterraine profonde des charbons.  
Perspectives et problèmes.  
Revue de l'I.F.P. - Sept. Oct. 1978 - Vol. XXXIII n° 5 - 78032
- (5) CHERCHAR - Août 1980  
Objectifs et méthodes d'étude du projet français de gazéification souterraine du  
charbon
- (6) G.E.G.S. - G. DONAT  
Etudes et essais menés en FRANCE sur la gazéification souterraine du charbon  
à grande profondeur.  
Ass. Géol. Sud-Ouest - 1980.
- (7) M. POTTIER - J.F. RAFFOUX - 1980  
Gazéification souterraine du charbon - Expériences étrangères. Le projet français.
- (8) Groupe d'Etude de la Gazéification Souterraine (G.E.G.S.)  
Rapport récapitulatif et chronologique par phases des travaux du programme  
G.E.G.S. I (1979-1980).
- (9) G.E.G.S. - G. DONAT, J.F. RAFFOUX  
Perspectives de la gazéification souterraine du charbon à grande profondeur en  
FRANCE - Annales des Mines - Mai/juin 1981.

- (10) G.E.G.S. - Gazéification souterraine du charbon - Objectifs, méthodes et premiers résultats des travaux français - Travaux - Juin 1981.
- (11) C. GADELLE, J. LESSI, J.P. SARDA  
La gazéification souterraine profonde du charbon en FRANCE.  
L'expérience de BRUAY-en-ARTOIS.  
Revue de l'Institut Français du Pétrole, vol. 37 n° 2 - Mars, avril 1982.
- (12) J.F. RAFFOUX  
Underground coal gasification at great depth.  
Results of the pilot tests at BRUAY-en-ARTOIS.  
6<sup>th</sup> ICCR Conference - 4<sup>th</sup> 8<sup>th</sup> October 1982.
- (13) M. DUPONT - Fev. 1983  
Gazéification du charbon en place - Perspectives de recherches.  
Revue de l'Industrie Minérale - Fev. 1983.
- (14) J.P. SARDA - Juin 1983  
Liaison des puits par fracturation hydraulique en vue de la gazéification souterraine du charbon : le problème de la direction de fracture.  
IFP - Note n° 97 - JPS/dn
- (15) J. LESSI, J. MARRAST, P. PERREAU (I.F.P.), R. SIMAND (CHARBONNAGES DE FRANCE)  
Underground gasification of deep coal - Electrolinking experiments - Proceedings of the Ninth Annual Underground Coal gasification Symposium - August 1983.
- (16) G.E.G.S. - J.F. RAFFOUX  
Perspectives et problèmes posés par la gazéification souterraine des charbons profonds - INOVA 83.
- (17) G. DONAT  
Les recherches menées en FRANCE sur la gazéification souterraine des charbons.  
Conférence de l'Energie - Munich 1984.
- (18) G.E.G.S. - 1984 - BRGM Département Géologie avec la collaboration des CHARBONNAGES DE FRANCE  
Principales données géologiques sur les gisements de charbon et de lignite français - Recensement des ressources gazéifiables à grande et moyenne profondeur.  
Rapport BRGM 84 GEO - EC 02

- (19) G.E.G.S. - J.F. RAFFOUX  
Le 10ème symposium de gazéification souterraine du charbon à WILLIAMSBURG  
(Virginie - U.S.A.), du 12 au 15 août 1984.  
JFR/DS n° 136/84
- (20) J. PATIGNY et J.F. RAFFOUX - 1985  
Recent european results of underground coal gasification at great depth.
- (21) Groupe d'Etude de la Gazéification Souterraine (G.E.G.S.)  
GEGS II Programme  
Final report of study work undertaken between 1<sup>st</sup> January 1981 and 31<sup>st</sup>  
December 1985.
- (22) Proceedings of the Thirteenth Annual Underground Coal Gasification Symposium.  
Editors : JW MARTIN - S.P. BARONE, August 1987.
- (23) K 2 G  
The further development of Underground Coal Conversion - Results and  
conclusions from the K2G-Study - February 1988.
- (24) G.E.G.S. - C. GADELLE  
Compte rendu du symposium sur la gazéification souterraine du charbon, tenu à  
ESSEN (Allemagne) les 5 et 6 mai 1988.  
I.F.P. - Note n° 74.
- (25) European Working Group on Underground Coal Gasification.  
The future Development of Underground Coal Gasification in Europe.  
A comprehensive report to CEC - Brussels, April 1989.
- (26) V. CHANDELLE, T.K. LI, P. LEDENT, J. PATIGNY, H. HENQUET, K. KOWOL,  
G. MASSON, M. MOSTADE - Institut pour le développement de la gazéification  
souterraine (I.D.G.S.), 1989.  
Belgo-German experiment on underground gasification - Demonstration project.  
Summarized final report - EUR 12263 EN.
- (27) Assemblée Nationale - 1989  
Rapport d'information sur la politique énergétique, présenté par Mme Huguette  
BOUCHARDEAU.  
La gazéification du charbon "in situ"  
Rapporteur : M. Christian BATAILLE, Député.

**Gazéification souterraine profonde  
des charbons**

**Synthèse des recherches et expérimentations  
françaises et étrangères  
Perspectives d'avenir**

---

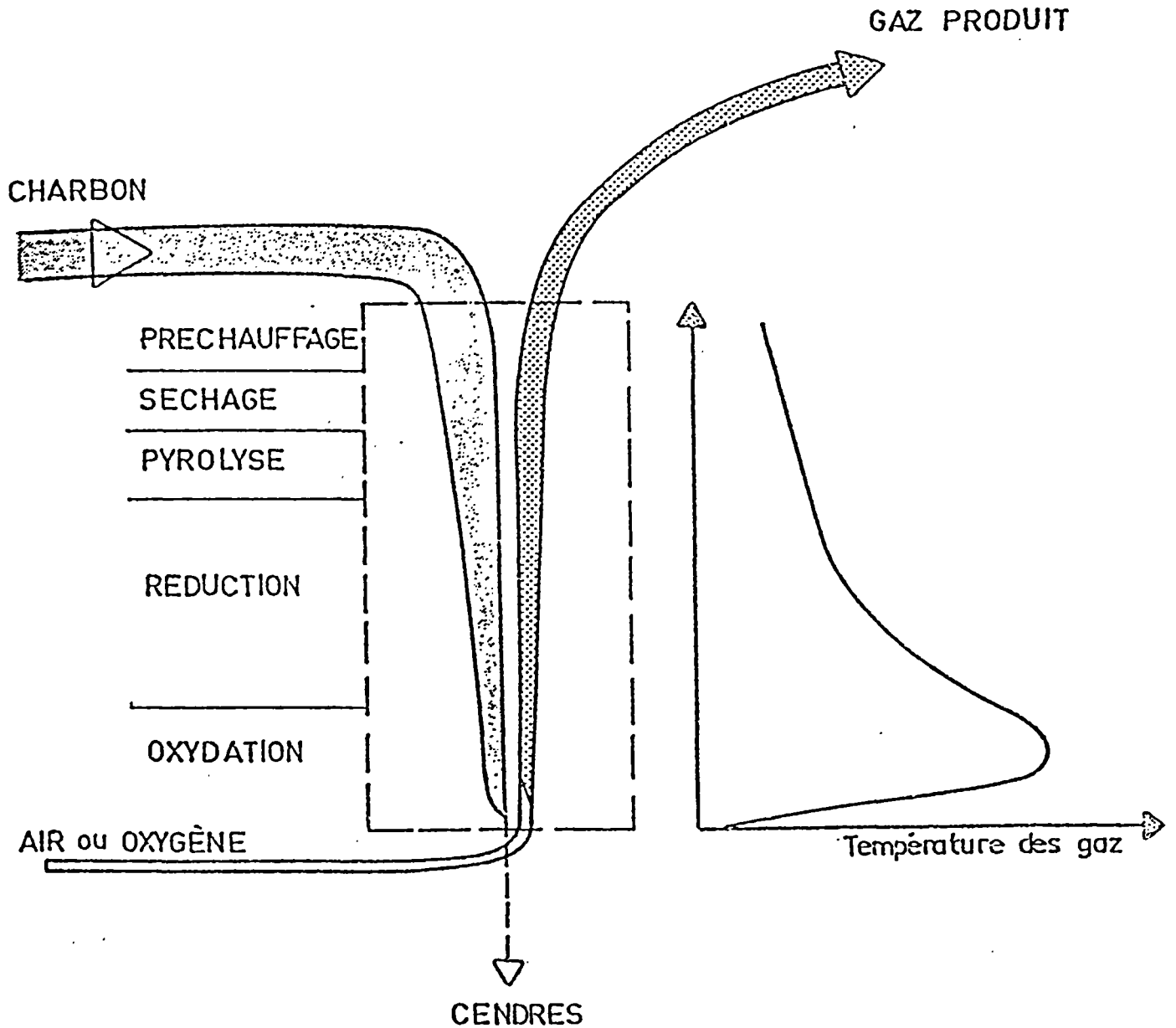
**Annexes**

**Janvier 1995  
R 38 266**

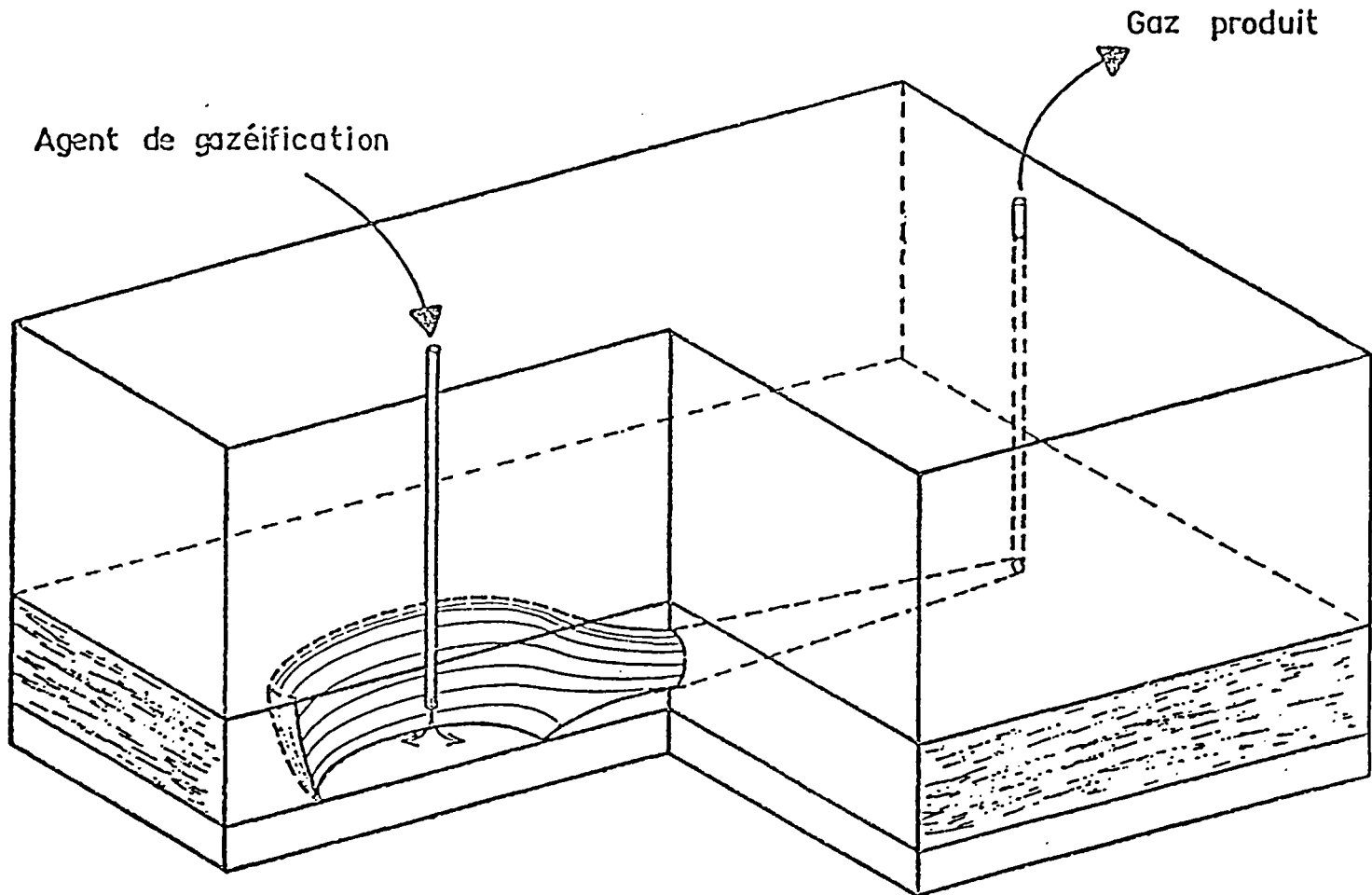
Schématisation d'un gazogène de type LURGI

Annexe 1

D'après M. POTTIER, J.F. RAFFOUX (1980) (7)



Gazéification souterraine d'une couche de charbon (7) Annexe 2



## Expériences et réalisations soviétiques et américaines de gazéification souterraine de charbons et lignites (7)

Localisation	Type de charbon Caractéristiques	Caractéristiques de la veine			Distance entre sondage	Pression de Rétrocombust.	Vitesse de Rétrocombust.	Pouvoir calorifique du gaz
		Profondeur	Ouverture	Fendage				
Lisitschank	Bitumineux (5 Kwh/kg)	60	0,6	38	14 m	H < 65m 10 b H > 150m 60b	(m/j) 0,6 à 3,2	0,8 Kwh/m <sup>3</sup>
		à 200 m	à 2,0 m	à 60°				
Abinskaia	Bitumineux (7 Kwh/kg)	130	2,0	35	15 m	23 bars	2,1	0,8 à 1 Kwh/m <sup>3</sup>
		à 300 m	à 8,5 m	à 56°				
Podmoskov	Lignite (2,8 Kwh/kg)	30			25 m	2,7 bars	0,64	0,7 Kwh/m <sup>3</sup>
		à 80 m	à 2,5 m	à 0				
Schatzk	Lignite (2,6 Kwh/kg)	30	2,6		30 m	1,6 bars	0,95	0,7 Kwh/m <sup>3</sup>
		à 60 m	à 4,0 m	à 0				
Sinelnikov	Lignite (1,9 Kwh/kg)	80 m	3,5	0				0,7 Kwh/m <sup>3</sup>
			à 6,0 m					
Angren (15 ans)	Lignite (3,6 Kwh/kg)	120	3		17 m	26 bars	0,83	0,8 Kwh/m <sup>3</sup>
		à 200 m	à 20 m	à 7°				



## Expériences et réalisations soviétiques et américaines de gazéification souterraine de charbons et lignites (7)

Nom	Année	Site	Charbon	Agent gazéifiant	Procédé de liaison	Durée jours	Résultats Pouvoir calorifique Kwh/m <sup>3</sup>	Tonnes gazéifiées
Lawrence Livermore Laboratory L L L	1976	(Wyoming) Hoc Creek 1	Sub-bitumineux	Air	Fracturation à explosif	11	0,9	110
	1977	Hoc Creek 2	Sub-bitumineux	Air-oxygène-vapeur	Rétrocombustion	58	1,9	2 090
	1979	Hoc Creek 3 (Wyoming)	Sub-bitumineux	Air-oxygène-vapeur	Forage dirigé	70	1,9	3 400
Laramie Energy Technology Center L E R C	1973	Hanna 1	Sub-bitumineux	Air	Rétrocombustion	100	1,1	3 830
	1976	Hanna 2-2	Sub-bitumineux	Air	Rétrocombustion	25	1,6	2 290
	1977	Hanna 3	Sub-bitumineux	Air	Rétrocombustion	38	1,8	2 590
	1979	Hanna 4	Sub-bitumineux	Air	Rétrocombustion	Interrompu		
Morgantown Energy Technology Center M E R C	1979	(West. Virginia) Pricetown	Bitumineux gonflant	Air	Rétrocombustion	12	1,1	320
Gulf (TRW)	1979	(Wyoming) Rawlins 1	Sub-bitumineux penté 64° w = 30	Air	Forage dirigé eu penté + allumage chimique + rétrocombustion	35	1,5	
	1979	"	"	Oxygène + Air		5	2,2	
	1980	Rawlins 2	Sub-bitumineux	Oxygène + vapeur d'eau	"	(80 à 90)	-	-
Atlantic Richfield Company A R C P O	1978	(Wyoming) Renojunction	Sub-bitumineux couche épaisse 30 m	Air	Rétrocombustion	60	1,7	3 200
Texas Utilities Services Inc (Technologie sociétique) +	1976	Big Brown	Lignite	Air	Rétrocombustion	27	0,7	200
Basic Ressources	1978	Tennessee Colony	Lignite	Oxygène + vapeur d'eau	Rétrocombustion	197	2,05	400
Texas A et M/Alcoa	1977		Lignite	Air	Rétrocombustion	1	-	-
	1979	Rockdale	Lignite	Air	Rétrocombustion	21	-	-

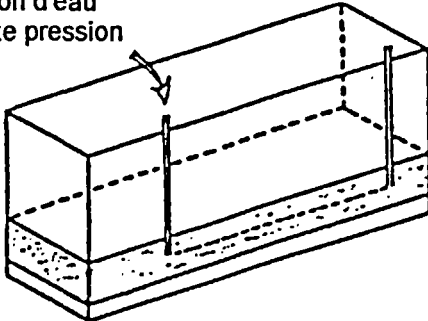
Représentation schématique des différentes phases  
d'une opération de gazéification souterraine du  
charbon (21)

Annexe 4

DESCRIPTION DES OPERATIONS

PHASE 1

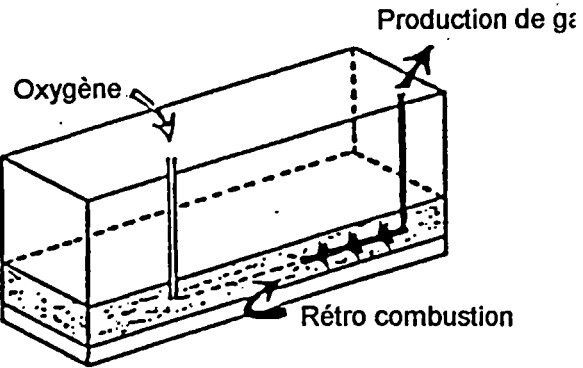
Injection d'eau  
sous forte pression



PRELIAISON

FRACTURATION HYDRAULIQUE

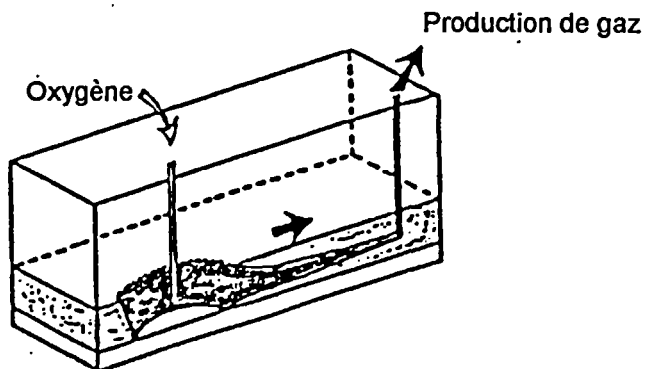
PHASE 2



MISE A FEU

LIAISON PAR RETRO COMBUSTION

PHASE 3

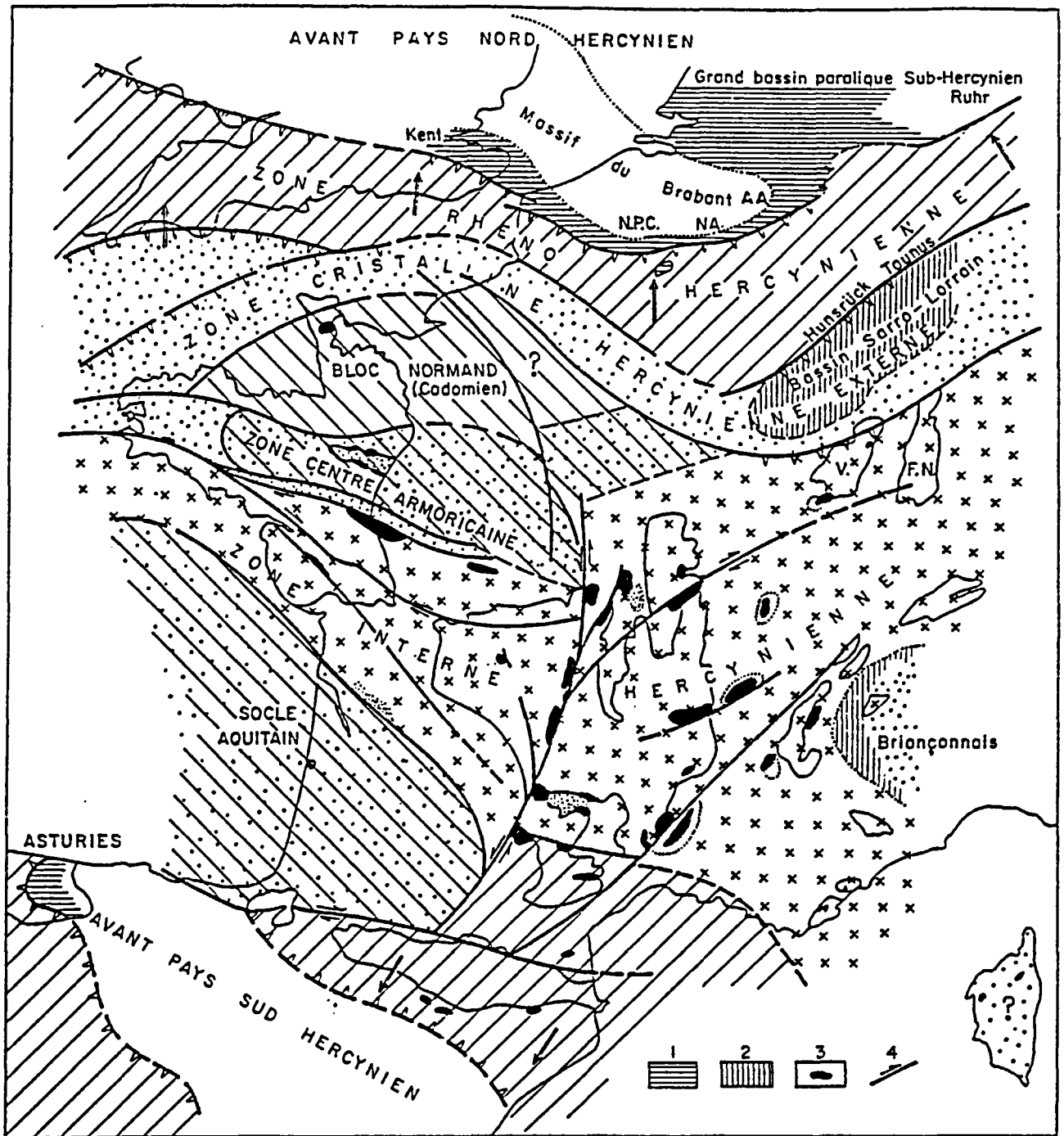


COMBUSTION

Les différents bassins charbonniers français

Annexe 5

(18), d'après R. FEYS et A. AUTRAN, 1980 - A. AUTRAN et al. 1980

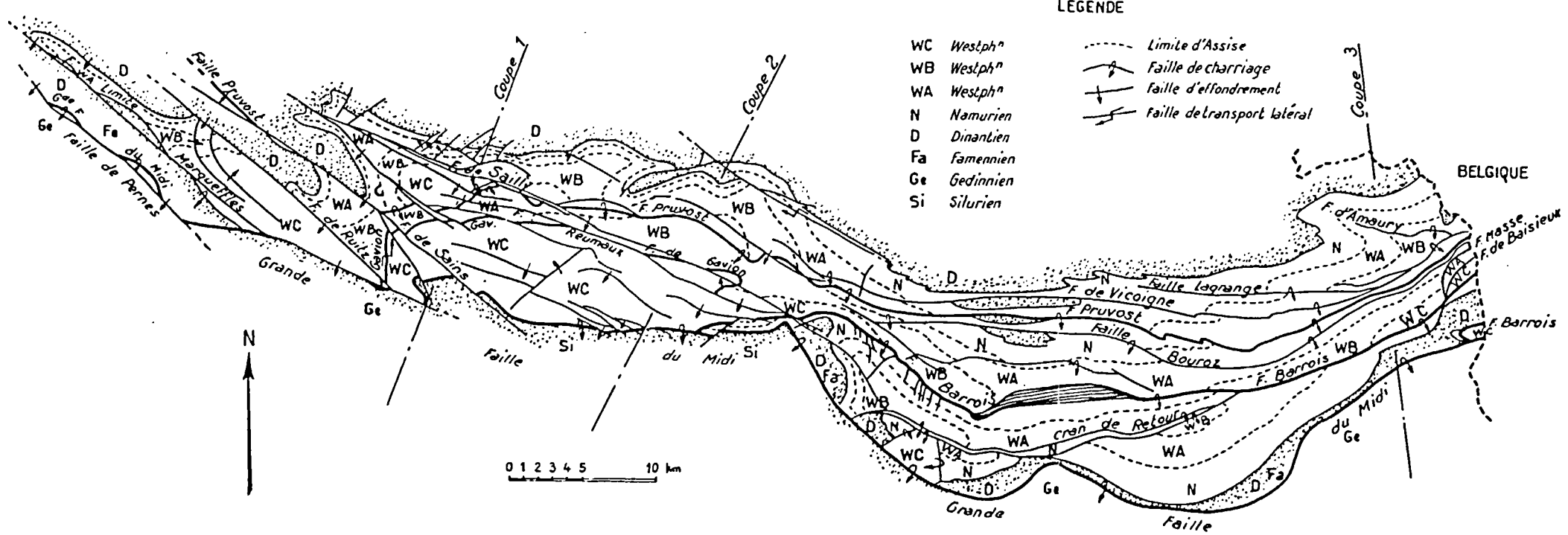


- 1- Bassins paraliques aux deux bordures (avant-pays) nord et sud de l'orogène hercynien. N.P.C. = bassin du Nord et du Pas-de-Calais ; NA = Namur ; AA = Aachen.
- 2- Bassins namuro-westphaliens de grande extension, de type limnique, disposés sur les zones hercyniennes externes à structuration sudète (Viséen)
- 3- Petits bassins limniques de fossés intramontagneux situés dans la zone interne hercynienne. Leur extension est indiquée en pointillé. Les principales failles de décrochement stéphaniennes, qui ont contrôlé la localisation de ces bassins, sont indiquées par 4. V. = Vosges ; F.N. = Forêt Noire.

Bassin houiller du Nord-Pas-de-Calais  
Schéma structural - d'après A. BOUROZ - 1969

Annexe 6

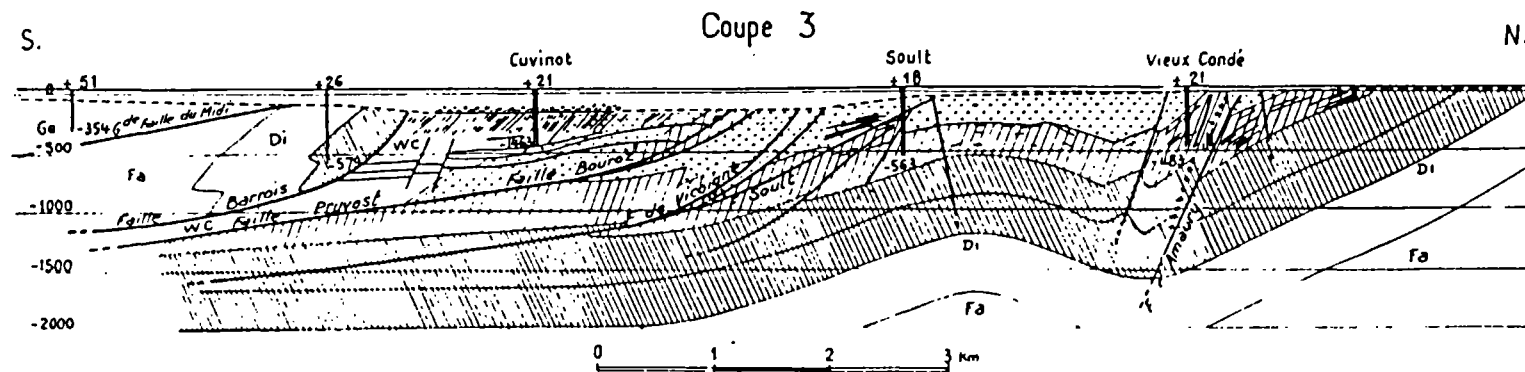
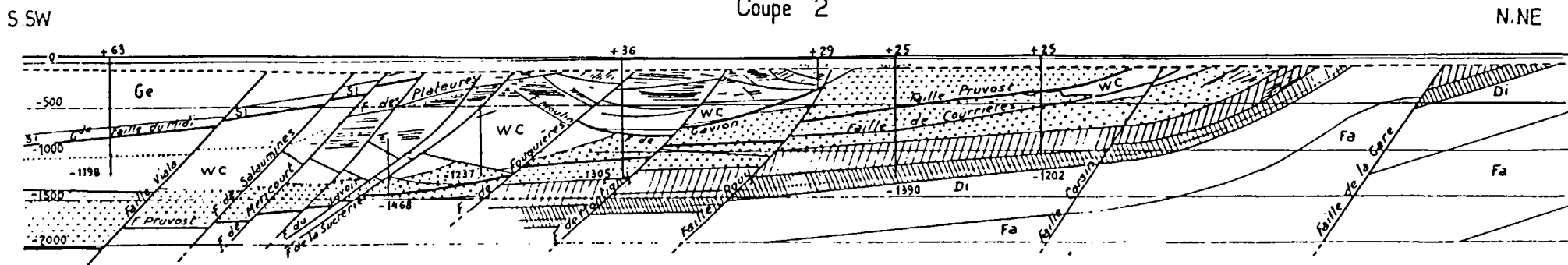
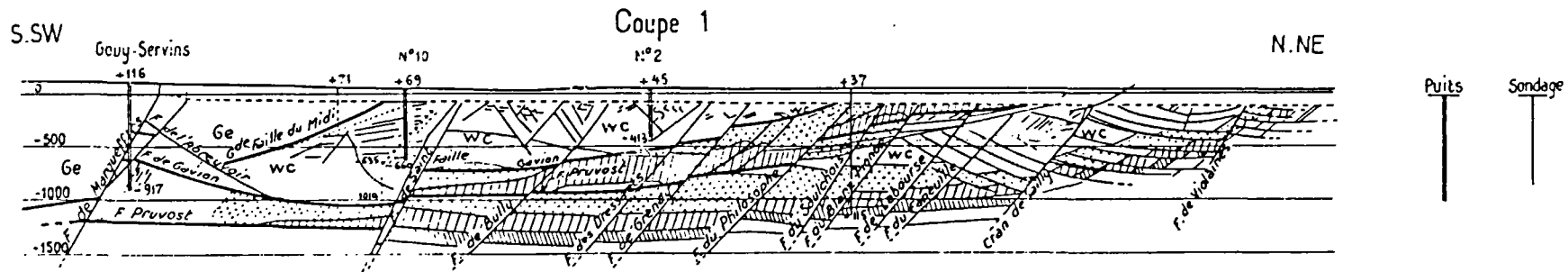
Bassin du Nord et du Pas de Calais



LEGENDE

- |                        |                               |
|------------------------|-------------------------------|
| WC Westph <sup>n</sup> | --- Limite d'Assise           |
| WB Westph <sup>n</sup> | ↗ Faille de charriage         |
| WA Westph <sup>n</sup> | ⊥ Faille d'effondrement       |
| N Namurien             | ↔ Faille de transport latéral |
| D Dinantien            |                               |
| Fa Famennien           |                               |
| Ge Gedinnien           |                               |
| Si Silurien            |                               |

- |    |                        |
|----|------------------------|
| WC | Westph. <sup>n</sup> C |
| WB | Westph. <sup>n</sup> B |
| WA | Westph. <sup>n</sup> A |
| N  | Namurien               |
| D  | Dinantien              |
| Fa | Famennien              |
| Ge | Gedinnien              |
| Si | Silurien               |



Bassin houiller du Nord-Pas-de-Calais  
Stratigraphie - d'après A. BOUROZ - 1969

Annexe 7

WESTPH<sup>N</sup> C  
Assise de Bruay  
(Hénin-Liétard)

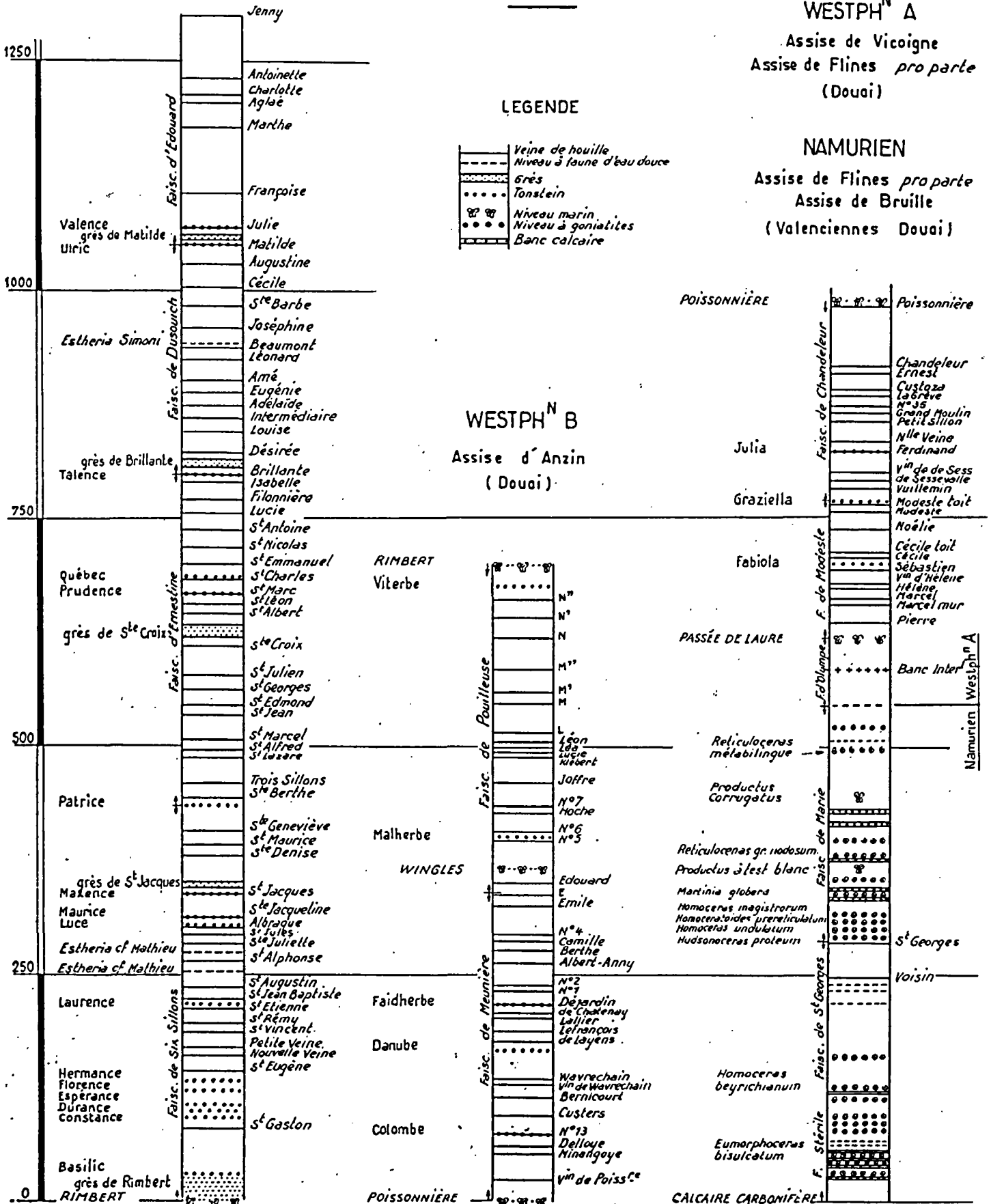
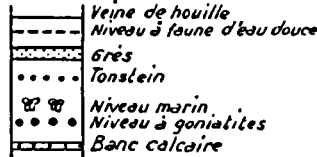
COUPE STRATIGRAPHIQUE  
NORMALE

WESTPH<sup>N</sup> A  
Assise de Vicoigne  
Assise de Flines *pro parte*  
(Douai)

NAMURIEN

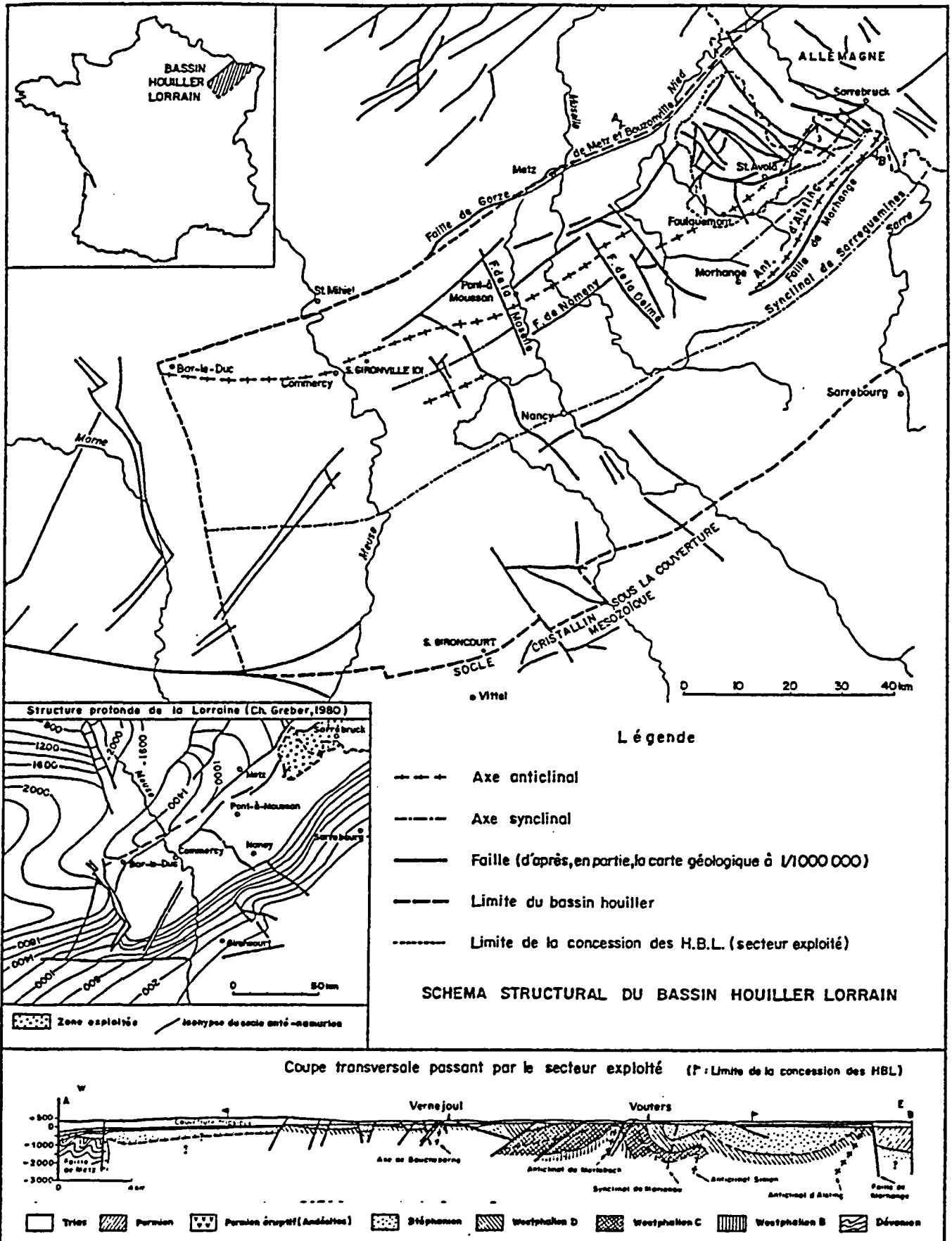
Assise de Flines *pro parte*  
Assise de Bruille  
(Valenciennes Douai)

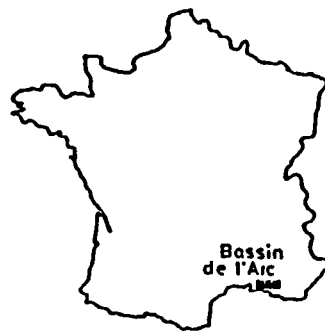
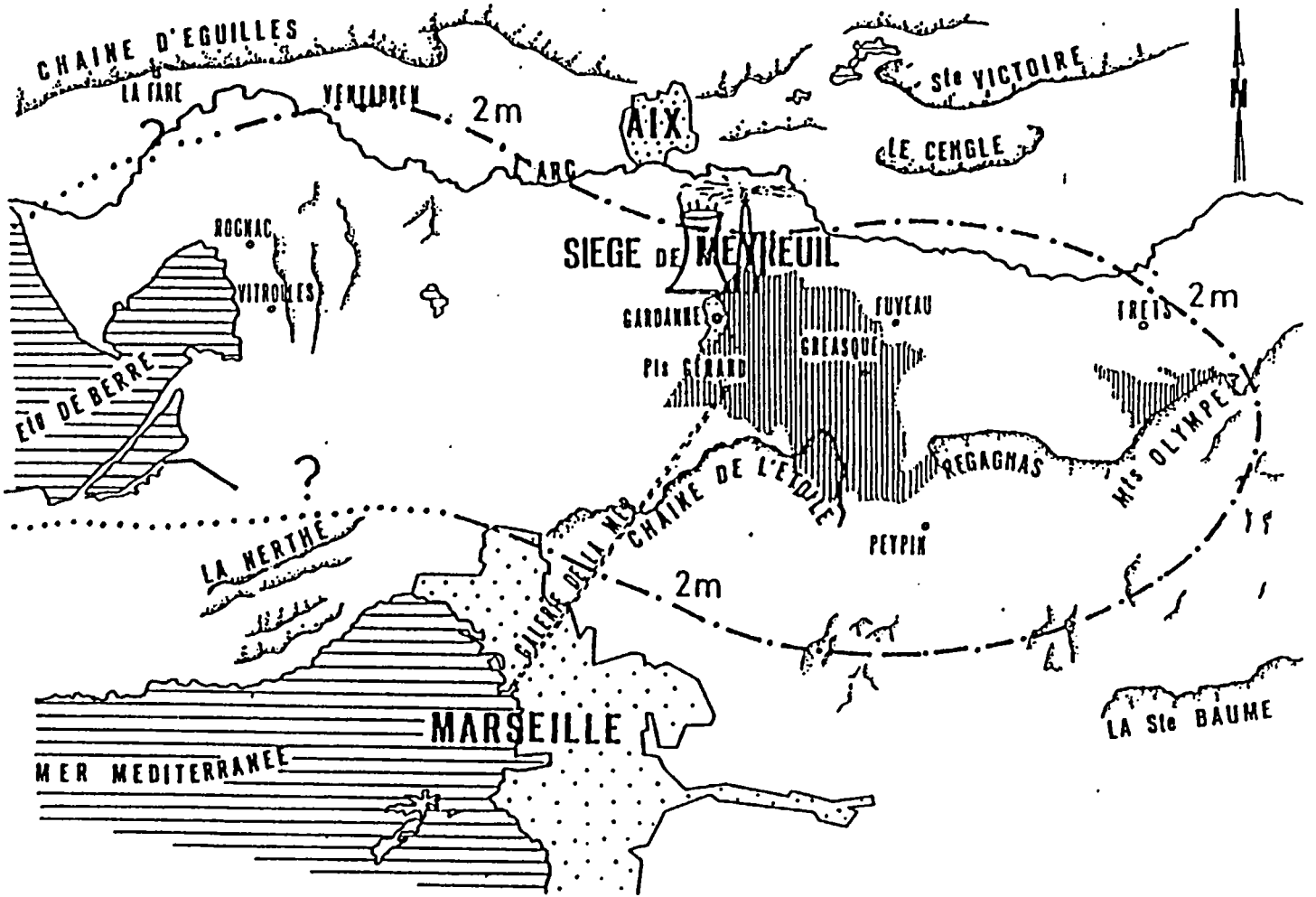
LEGENDE



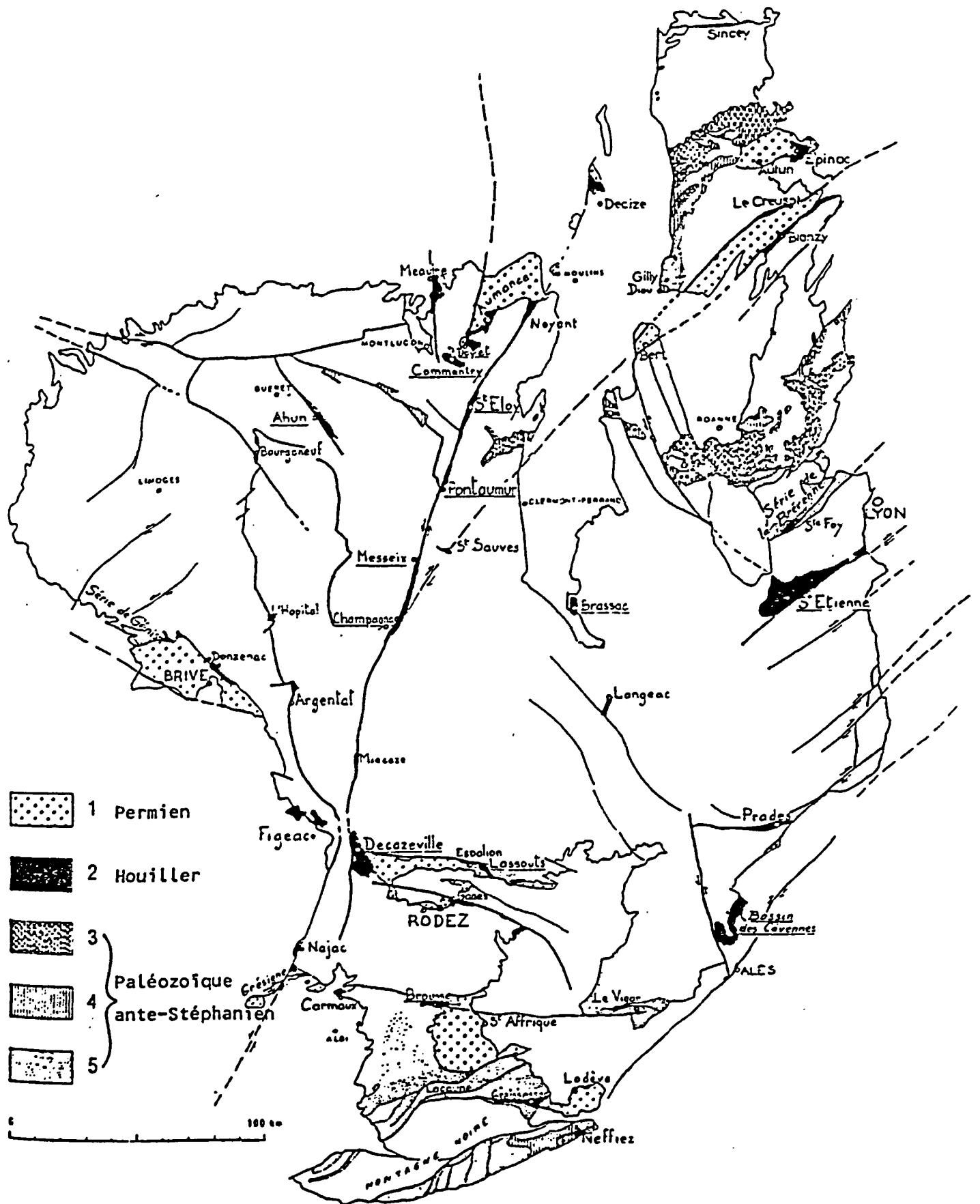
Bassin houiller lorrain - Situation géographique et schéma structural - in (18), d'après M. DONSIMONI - 1981

Annexe 8





Carte schématique des gisements houillers  
du Massif-Central (18)





Gisements de charbon français susceptibles d'être  
exploités par gazéification souterraine profonde -  
Estimations quantitatives -  
in (18), d'après BOIS, DELLENBACH, DONAT et VETTER (1977)

Gisements de houille et d'anthracite - Gisement de lignite

Gisements	Type	Coef. réducteur	Surface totale en km <sup>2</sup>	Tonnage total en place en Mt	Tonnage retenu en Mt	Nombre de couches > 1 m	Epaisseur totale du charbon > 1 m	Qualité des charbons	Profondeur	Pendage
Nord Pas-de-Calais Extension Sud	II.2	0,7	130	400	250	2 à 3	2 à 3,50	gras & maigres	1000 à 1500 m 1500 à 2000 m	plateure
Lorraine										
- périmètre H.B.L.	II 1 et 2	0,7		{ 900 100 à 600	630			{ Gras	700 à 1500 et > 1500	
- extension Pt à Mousson	IV	0,3	75	500	150		3	{ et		
- " Gironville	IV	0,3	100	1 500	450		5	{ ou flamb.		
Jura	III.1	0,6	32	370	170	3 à 6	moy. : 9 m	gras	650 à 1270 m	plateure
Lyon	III.2	0,5	48	60 ?	30 ?	2 à 4	2 à 6 m	gras	600 à 1500 m	plateure
Cévennes	II 1 et 2				25	2 à 12		anthr. & $\frac{1}{2}$ gras	500/900 m	
Brassac	I	0,8	2,5	20	16		6 m	anthr.	> 800 m	fond de cuvette
Decize	III.2	0,5		24	12	{5-10 Machine {3 Giroden	3 à 10 m	{gras {maigres	> 700 m	{plateure {penté
Provence	IV		90	?	40 ?	1	2 m env.	lignite noir	> 1000 m	plateure

Représentation schématique des modes d'exploitation possibles pour la gazéification souterraine du charbon (2)

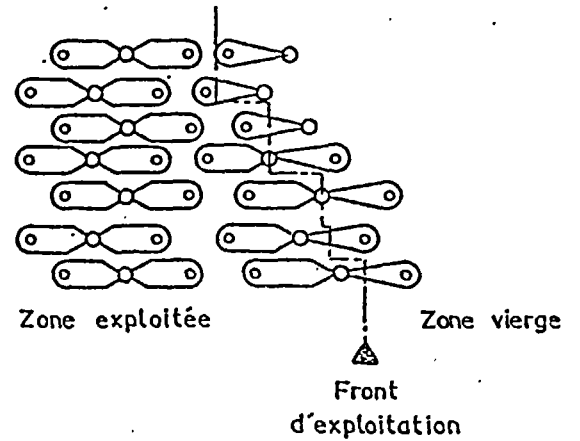
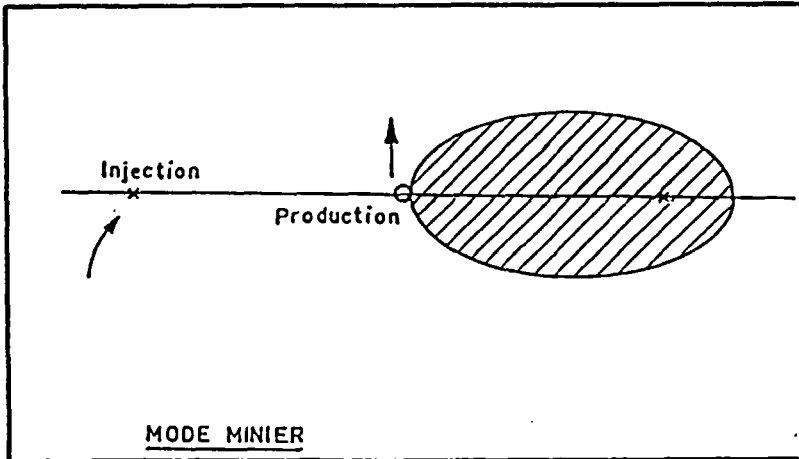


Schéma minier en ligne

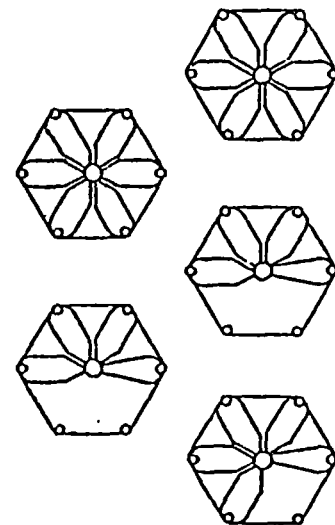
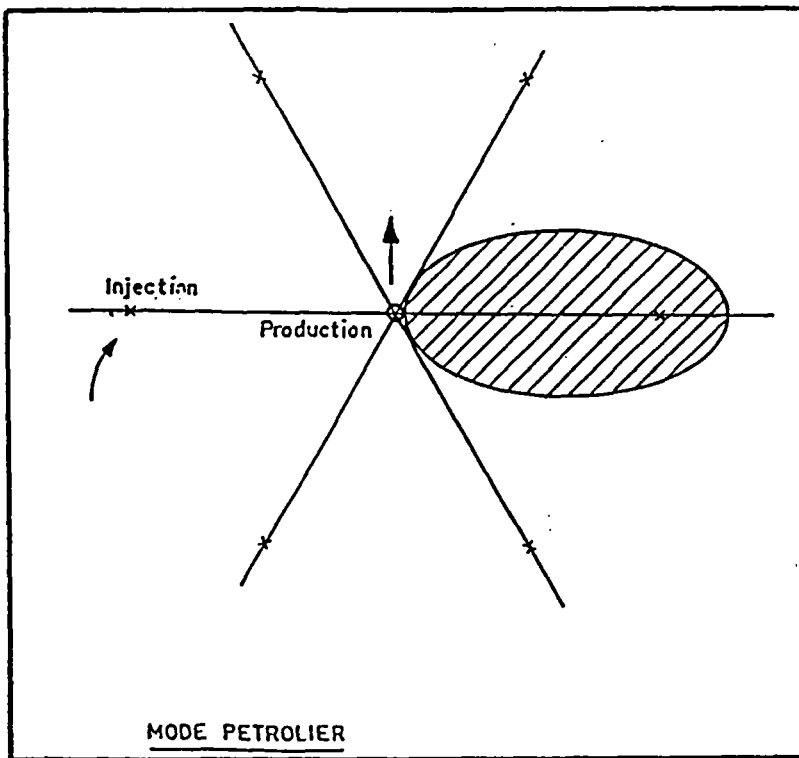
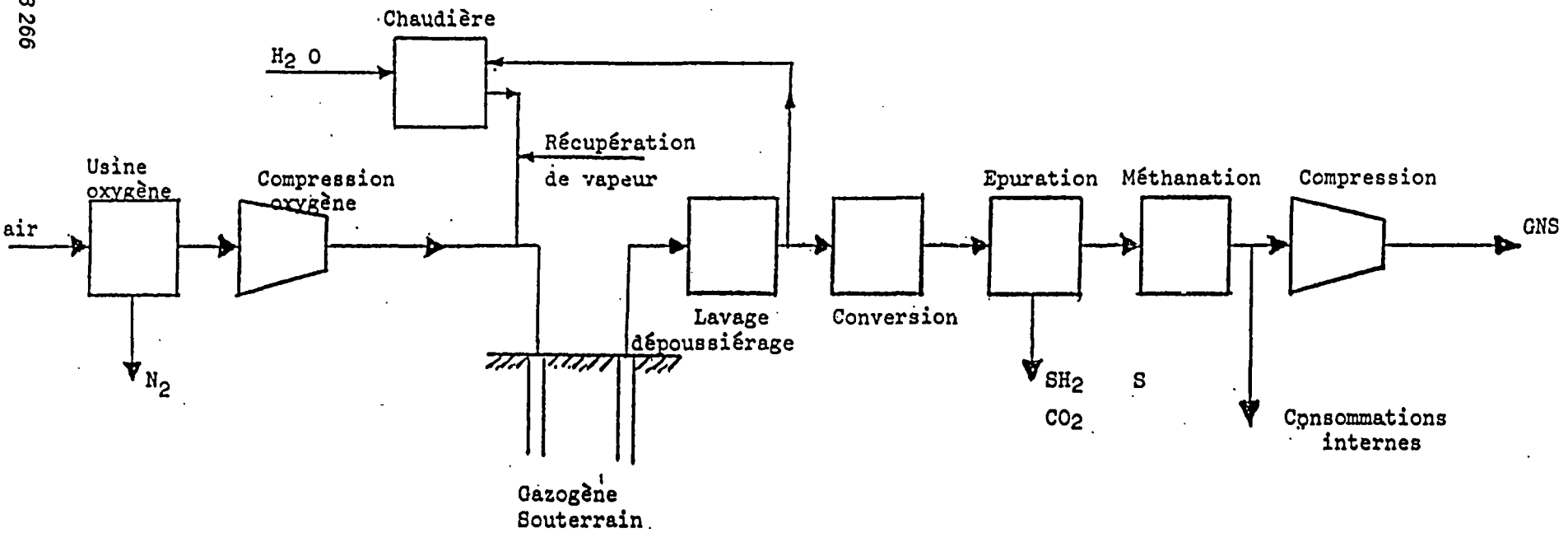


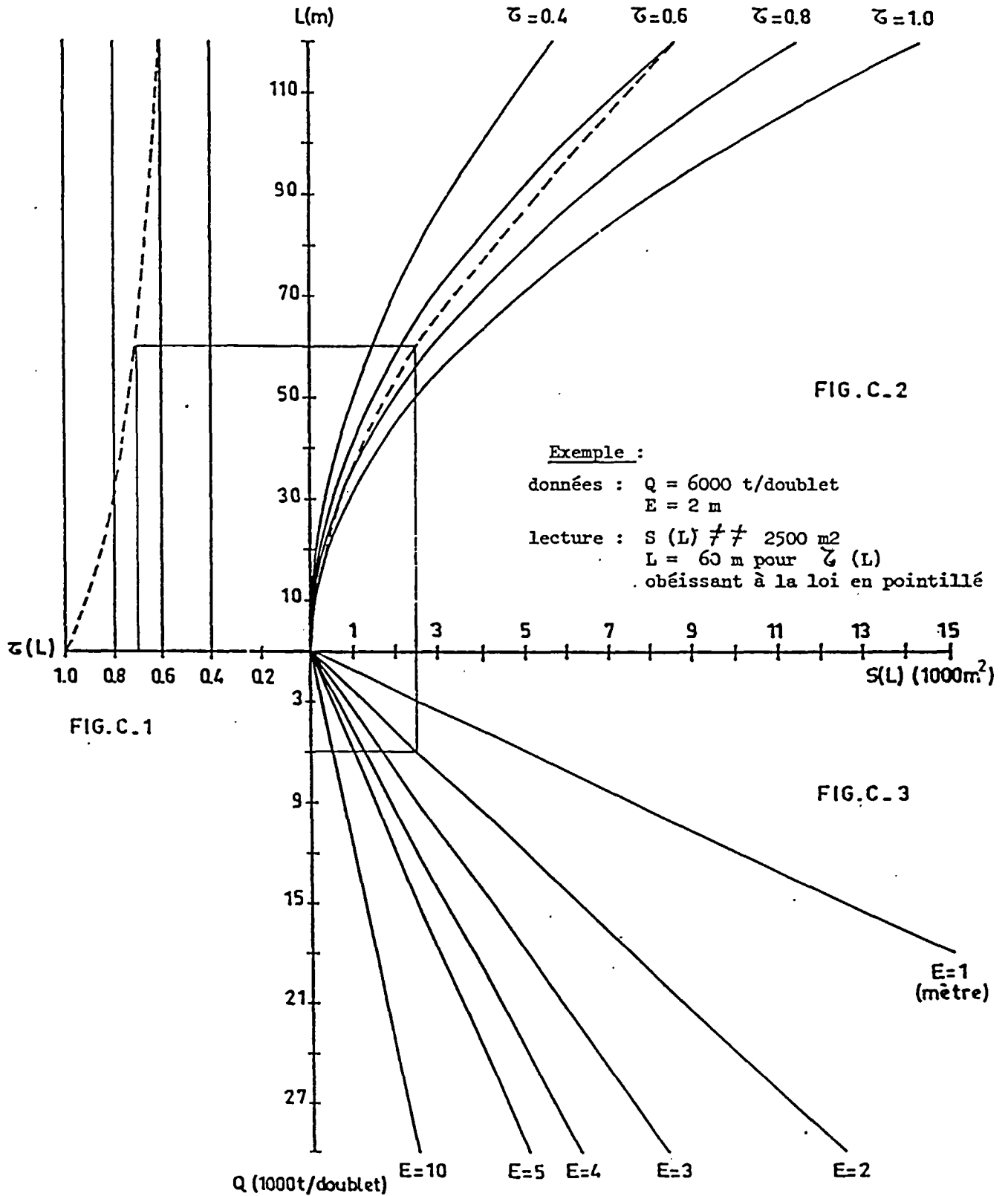
Schéma pétrolier, en étoile

Schéma d'ensemble des installations nécessaires sur un site d'exploitation de charbon par gazéification souterraine (2)



Correspondances entre les différentes grandeurs  
(Q, E, L, S(L) et  $\tau$ ) intervenant dans les calculs de  
prix de revient de la thermie produite (2)

Annexe 14



PRIX DE REVIENT DE LA THERMIE PRODUITE  
CAS H<sub>2</sub>/CO=1 - ELECTRICITE EDF

PART DU COUT DE LA THERMIE PRODUITE  
POUR LES INSTALLATIONS DE SURFACE  
CAS H<sub>2</sub>/CO=1 - ELECTRICITE EDF

Rapport BRGM - R 38 266

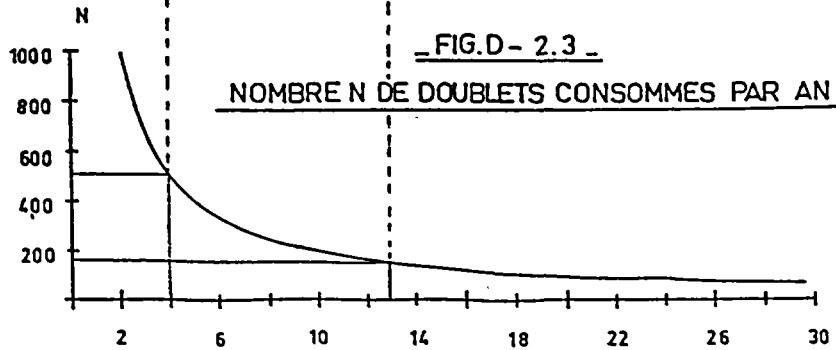
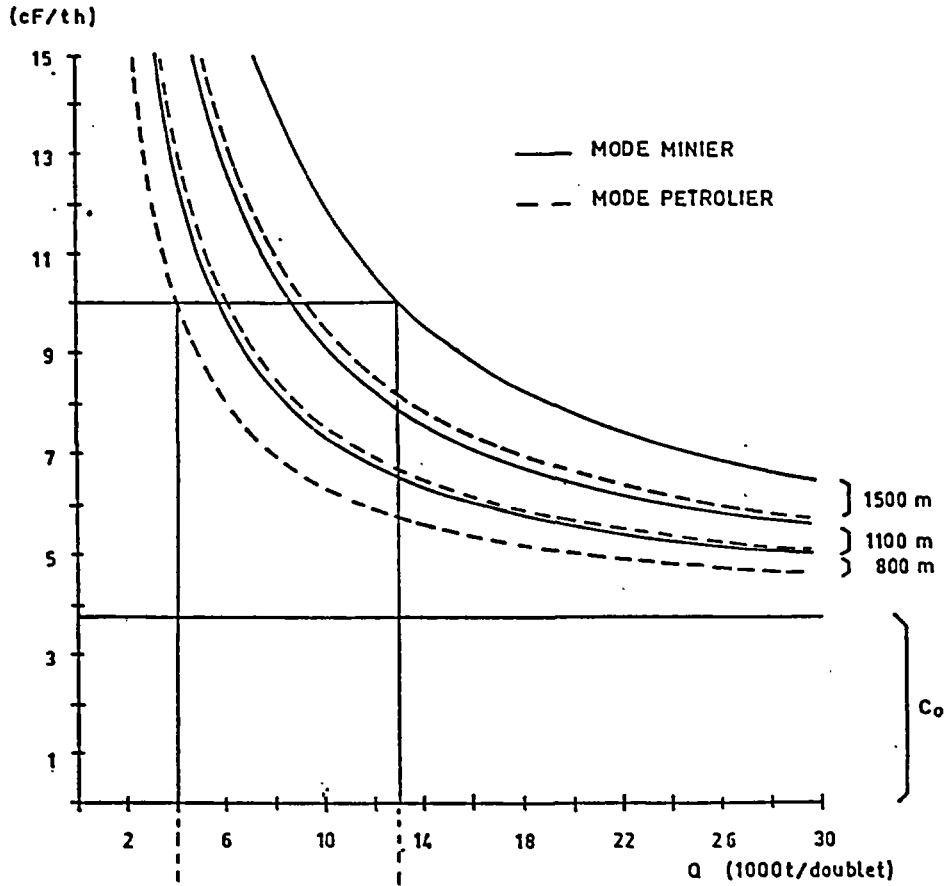
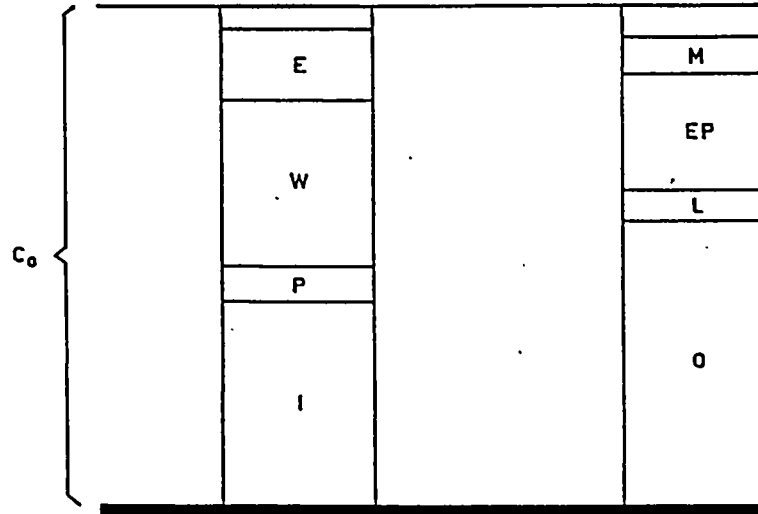


FIG.D- 2.3

HYPOTHESES:

PRODUCTION JOURNALIERE :	V = 3000000 m <sup>3</sup> (N)/Jour
PCS DU GAZ PRODUIT :	H = 9.04 th/m <sup>3</sup> (N)
TAUX D'ACTUALISATION :	0.10
DUREE D'AMORTISSEMENT :	20 ans
COEFFICIENT D'AMORTISSEMENT ANNUEL X :	0.1175
FONCTIONNEMENT ANNUEL :	T = 8000 h/an
COUT DE PERSONNEL :	90000 F/an/agent
COUT ELECTRICITE :	0.13 F/kWh



C<sub>0</sub> = 3.763 (cF/th)

DONT (cF/th) :

I (INVESTISSEMENTS) :	1.529
P (PERSONNEL) :	0.269
W (ELECTRICITE) :	1.256
E (ENTRETIEN) :	0.537

OU :

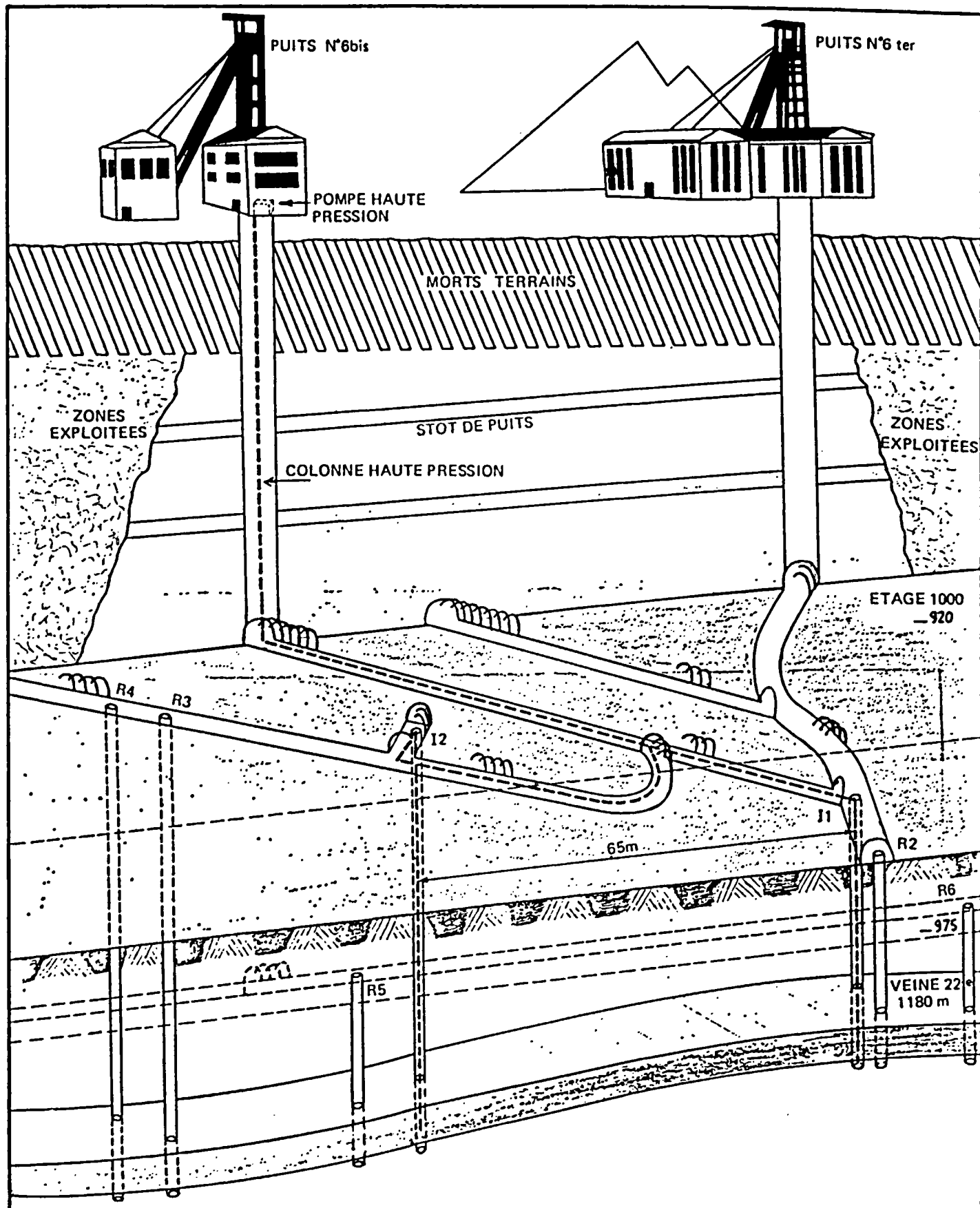
O (OXYGENE) :	2.143
COMPRESSION O <sub>2</sub> :	0.027
CHAUDIERE :	0.000
L (LAVAGE) :	0.233
CONVERSION :	0.136
EP (EPURATION) :	0.878
M (METHANATION) :	0.272
COMPRESSION :	0.073

Résultats des calculs de rentabilité dans l'hypothèse H<sub>2</sub>/CO = 1, avec utilisation d'électricité fournie par EDF - Courbes C(Q) et structures de coût (2)

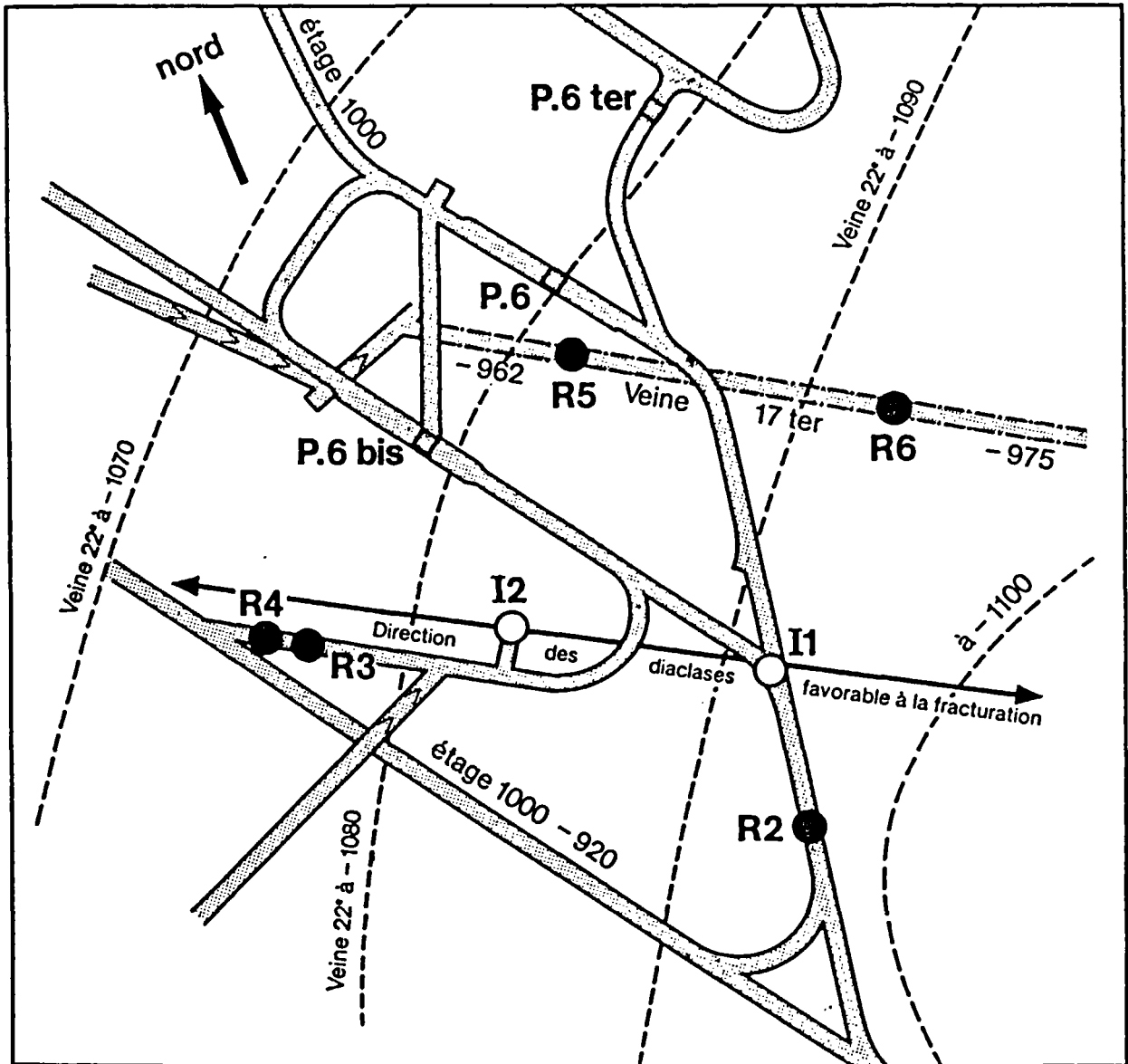
Gazéification souterraine profonde des charbons

Annexe 15

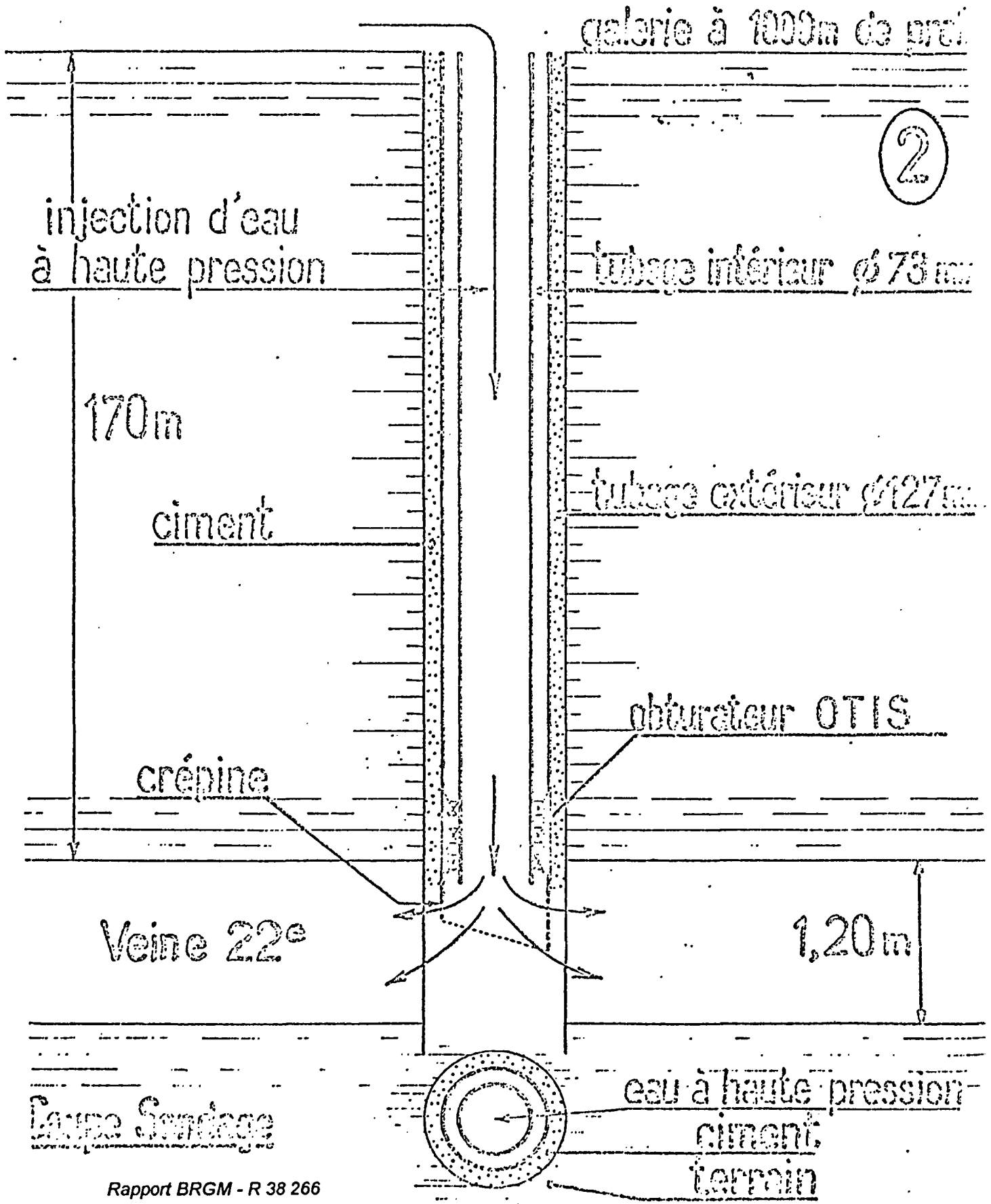
Représentation schématique du dispositif expérimental mis en place au siège 6 de BRUAY-en-ARTOIS (9)



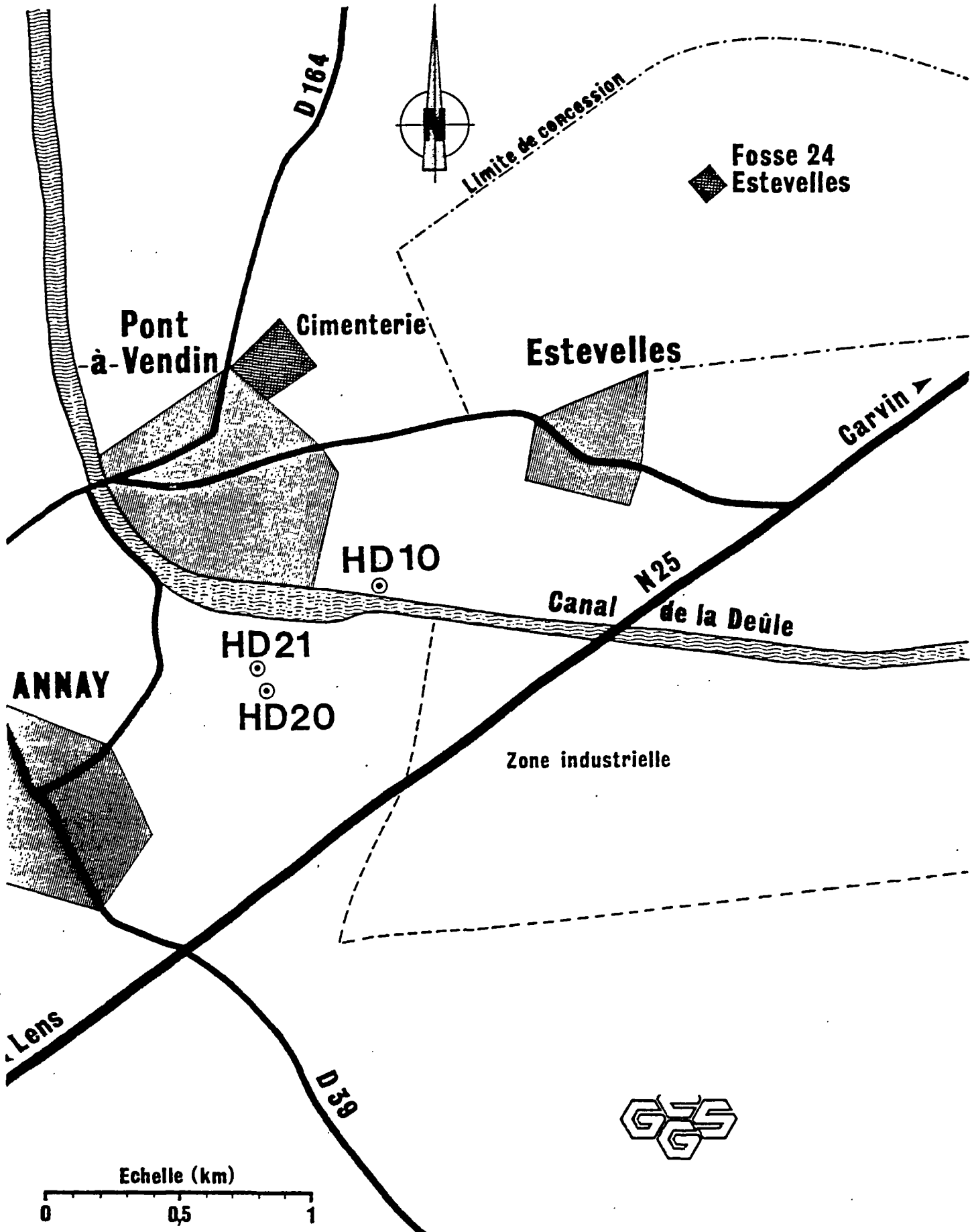
Dispositif expérimental de BRUAY-en-ARTOIS -  
Implantation des différents sondages (9)



# Sondage d'injection "I"

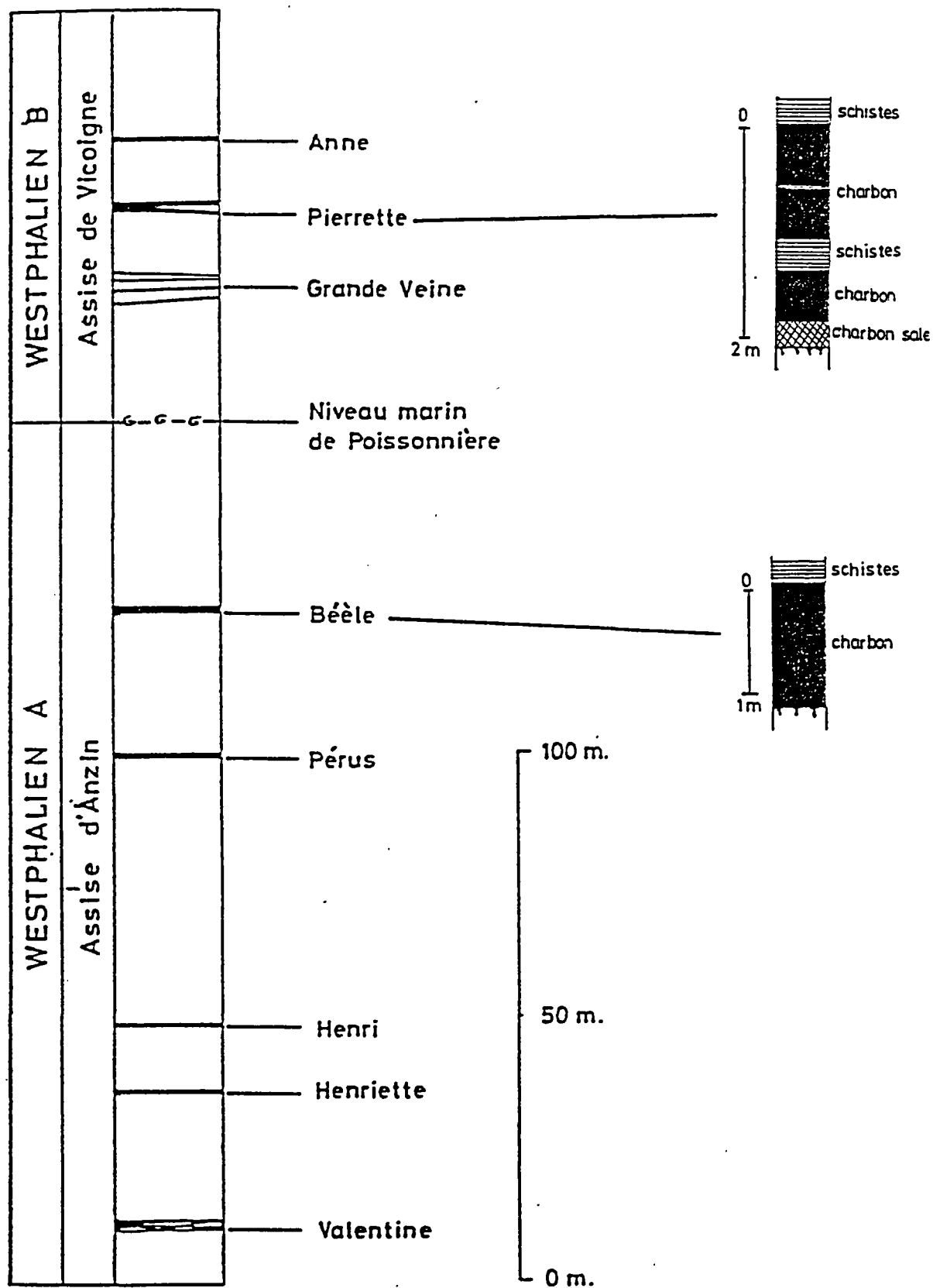






Site de la Haute-Deûle - Coupe stratigraphique à la fosse 24 d'ESTEVELLES (18)

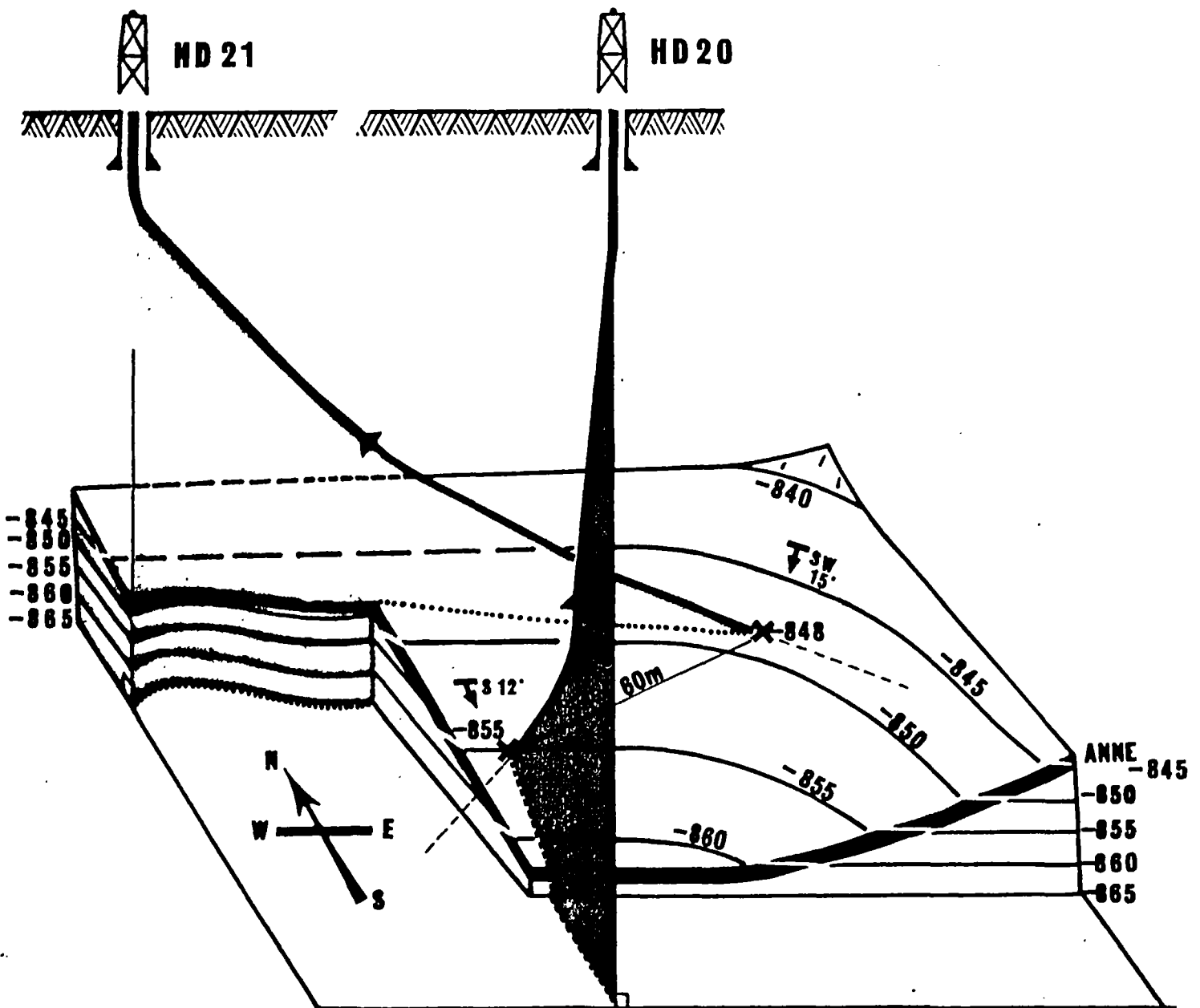
Annexe 20

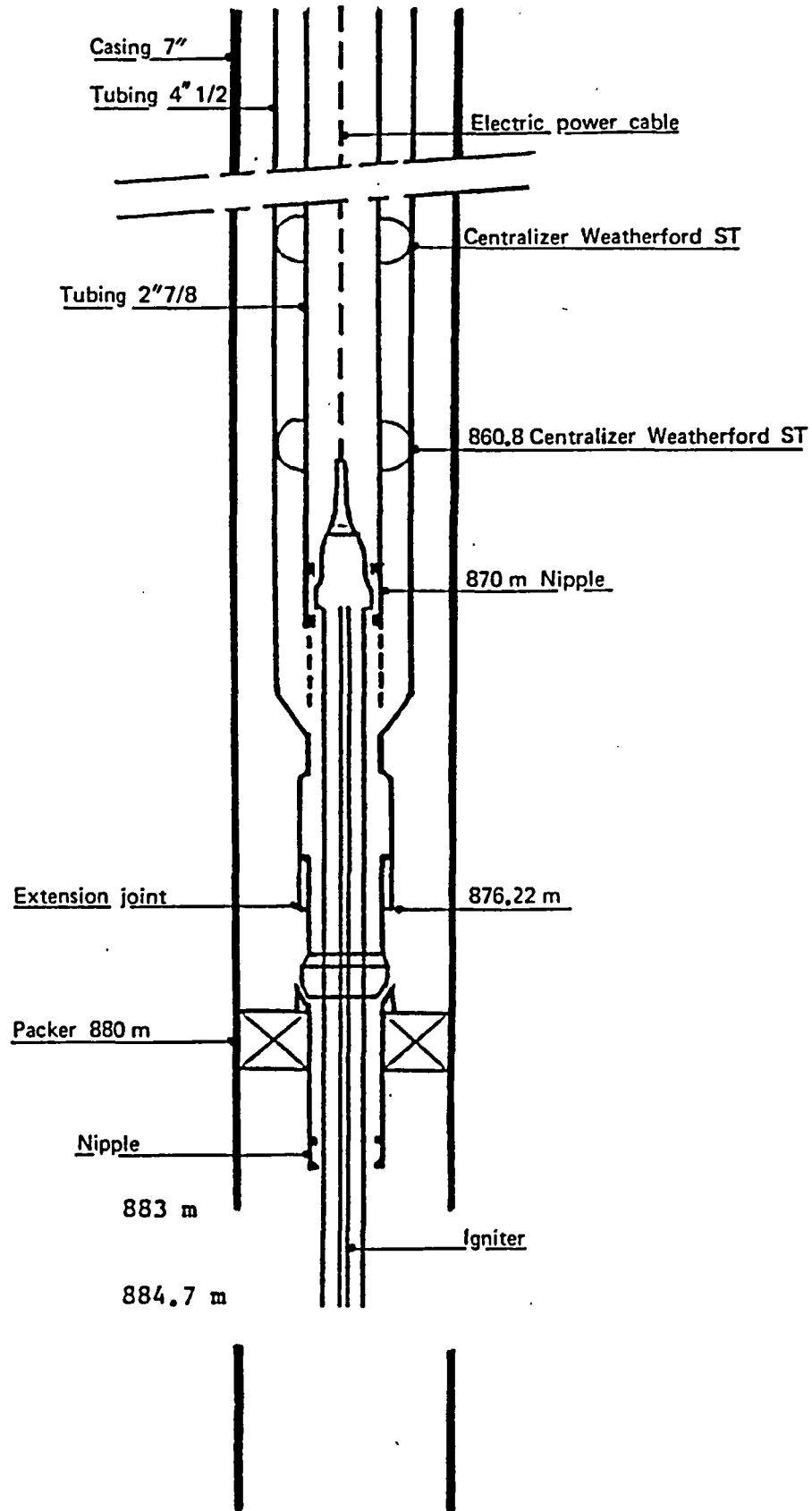


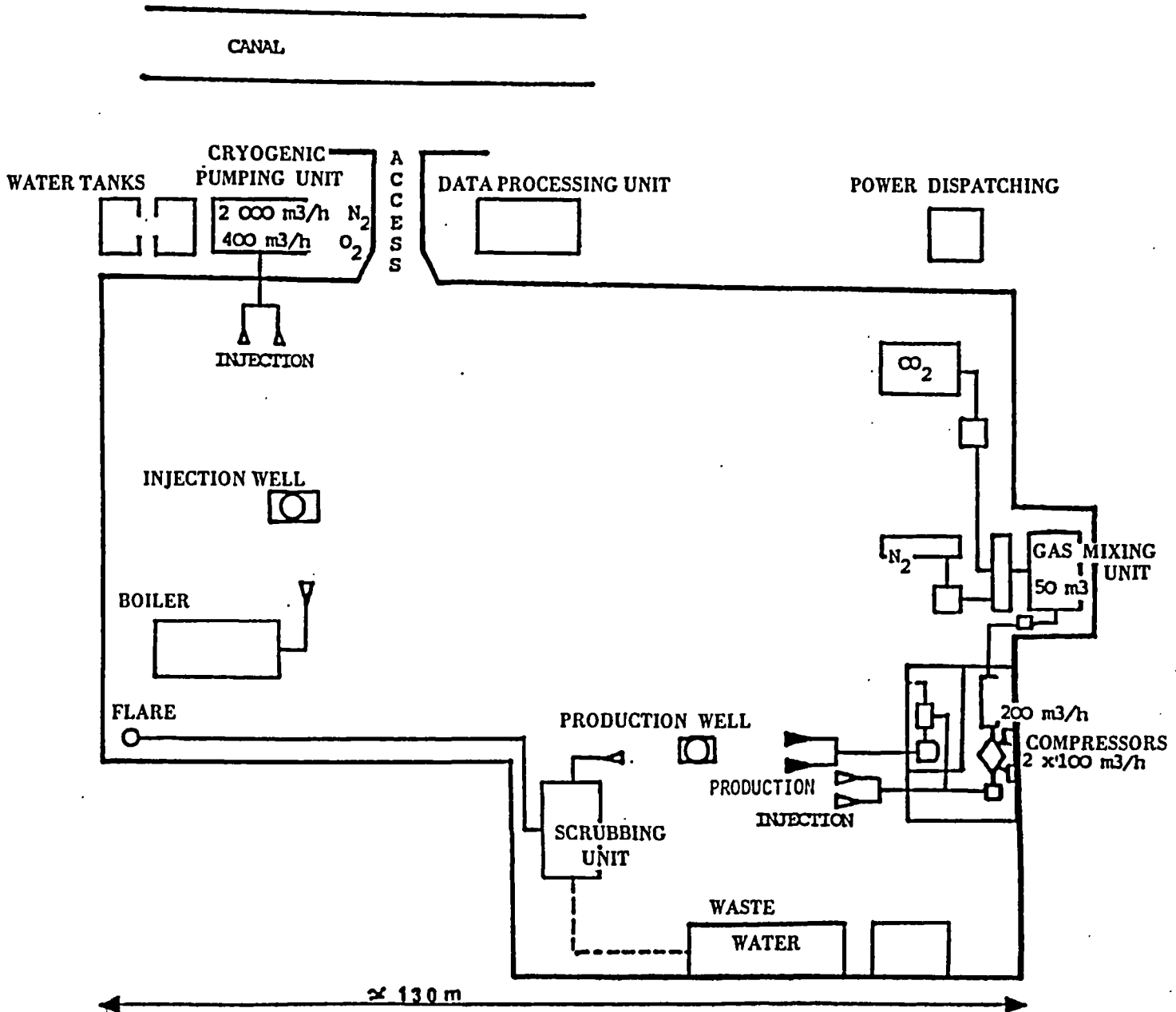
# SITES DE LA HAUTE DEULE



## DRILLINGS HD 20 and HD 21

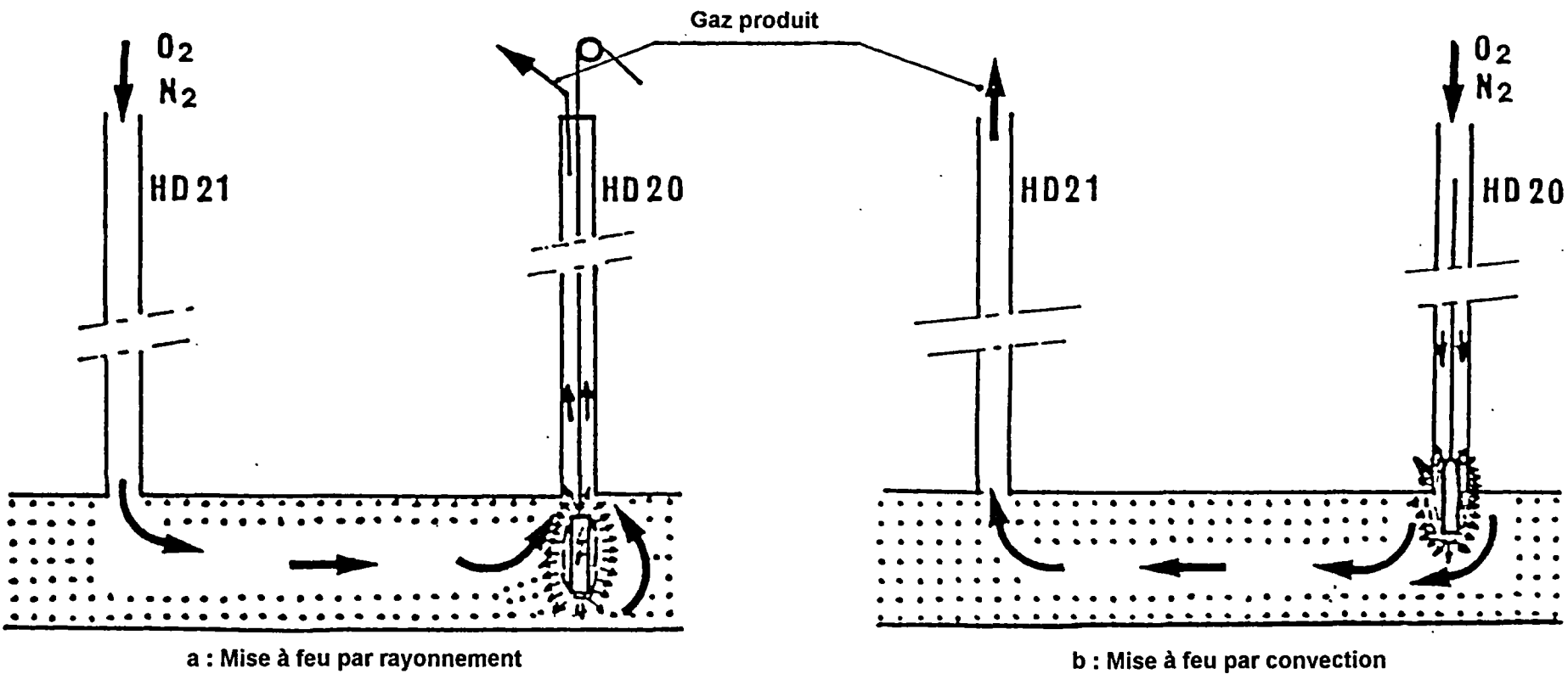






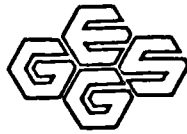


DIRECTION OF LINKAGE	INJECTION PHASE	PRODUCTION PHASE
HD 20 → HD 21	120 M <sup>3</sup> /HOUR - 150 BARS 220 M <sup>3</sup> /HOUR - 152 BARS TRACING BY HELIUM GAS	30 M <sup>3</sup> /HOUR 52 M <sup>3</sup> /HOUR } ATMOSPHERIC PRESSURE DURATION OF FLOW : 6 HOURS
HD 21 → HD 20	220 M <sup>3</sup> /HOUR - 151 BARS 220 M <sup>3</sup> /HOUR TRACING BY HELIUM GAS	62 M <sup>3</sup> /HOUR WITH COUNTER PRESSURE (132 BARS) 100 M <sup>3</sup> /HOUR WITHOUT COUNTER PRESSURE DURATION OF FLOW : 3 HOURS

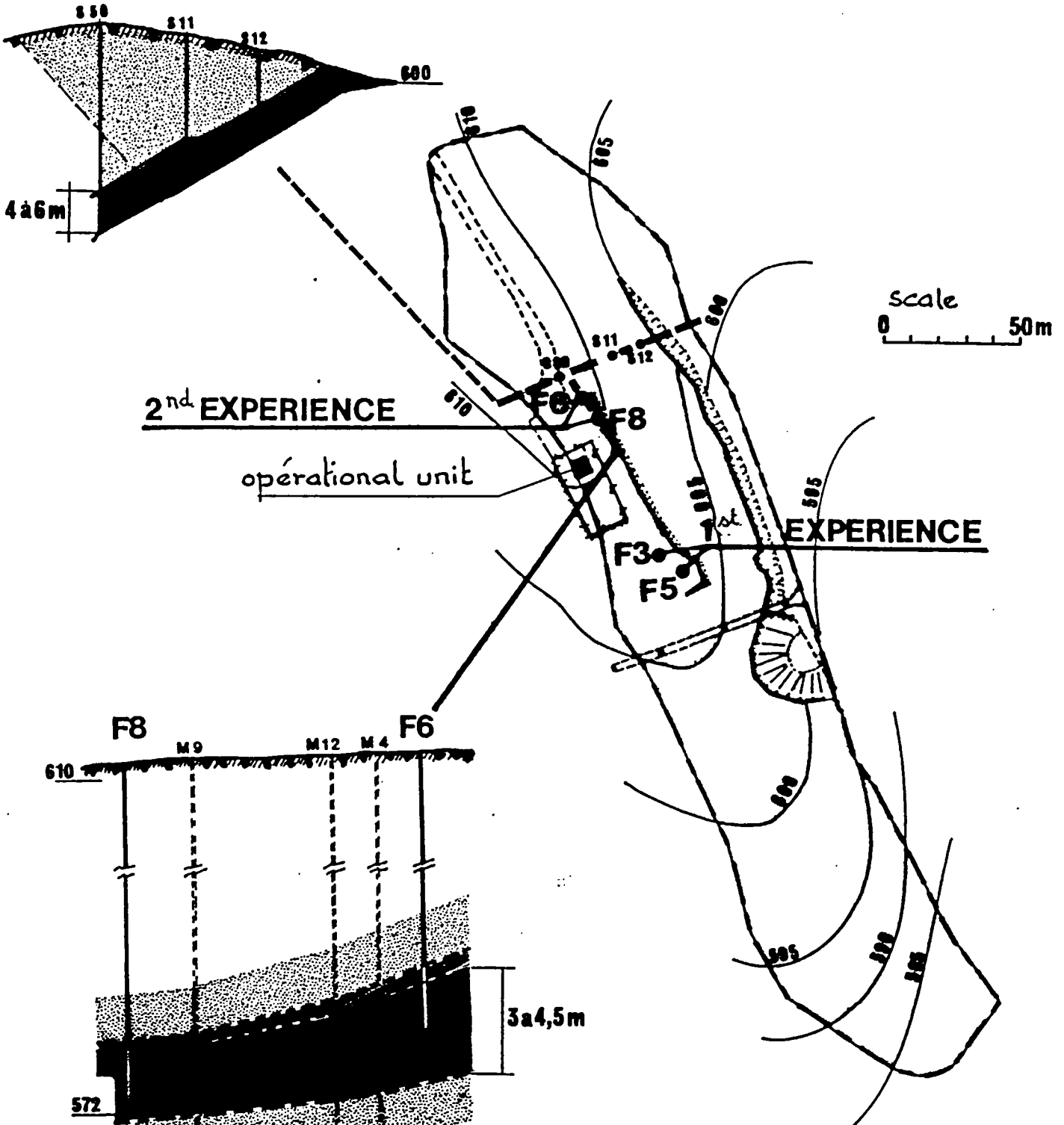


	1st PHASE	2nd PHASE
Gas injected.....	$O_2 = 20 \%$ $CO_2 = 5 \%$ + nitrogen	$O_2 = 20 \%$ $CO_2 = 5 \%$ $C_3H_8 = 0,5 \%$ +nitrogen
Produced gas.....	$O_2 = 15 \%$ $CO_2 = 10 \%$ Flowrate $40 \text{ Nm}^3/\text{h}$	$O_2 = 7,3 \%$ $CO_2 = 17,7 \%$ Flowrate $30 \text{ Nm}^3/\text{h}$
Oxygene consumption rate.	$2 \text{ Nm}^3/\text{h}$	$3,1 \text{ Nm}^3/\text{h}$
Coal consumption rate....	1 kg/h	1,5 kg/h
Duration.....	12 days	43 days
Coal consumed.....	300 kg	1 500 kg

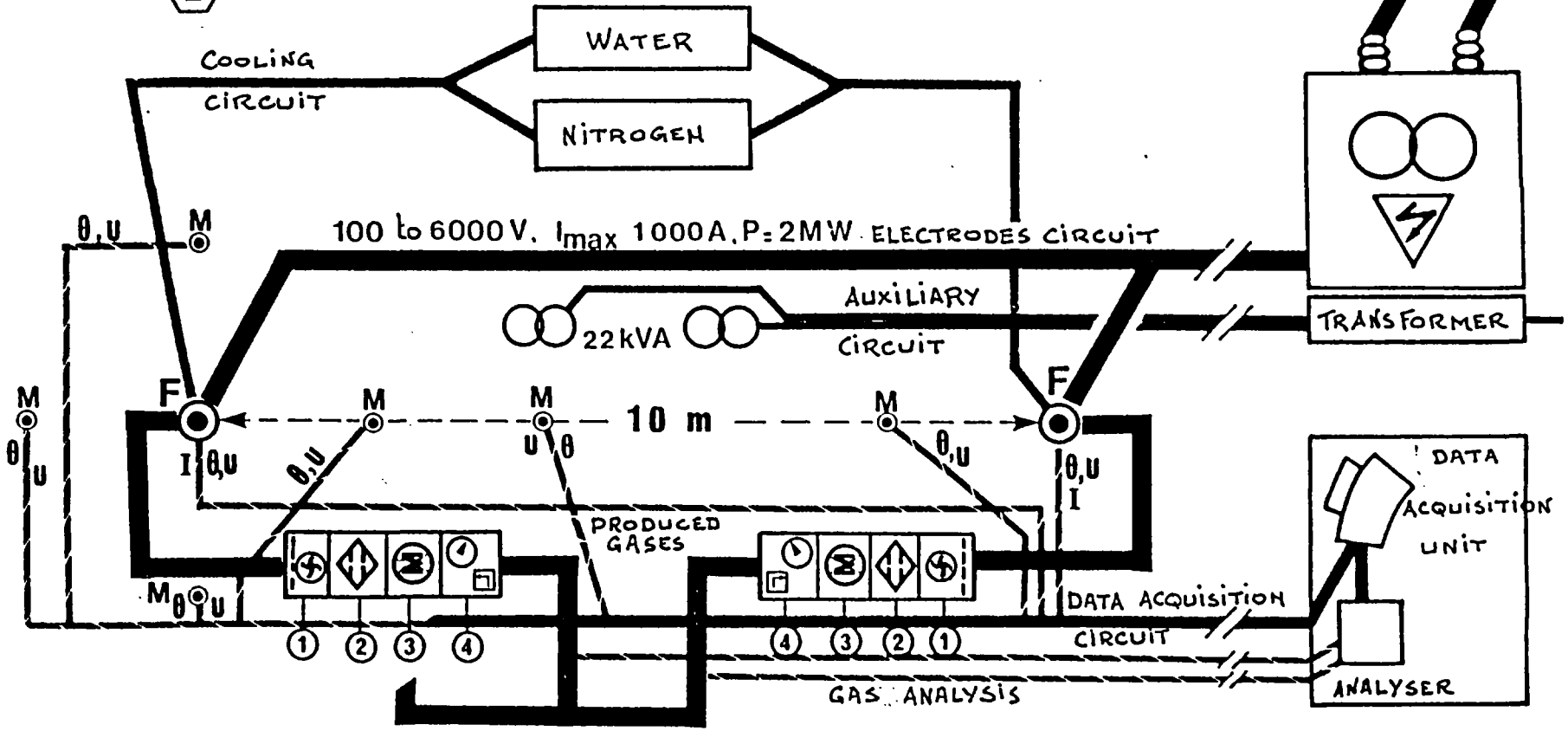
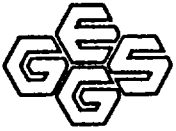




# SITE DE L'ECHAUX



# ECHAUX SITE

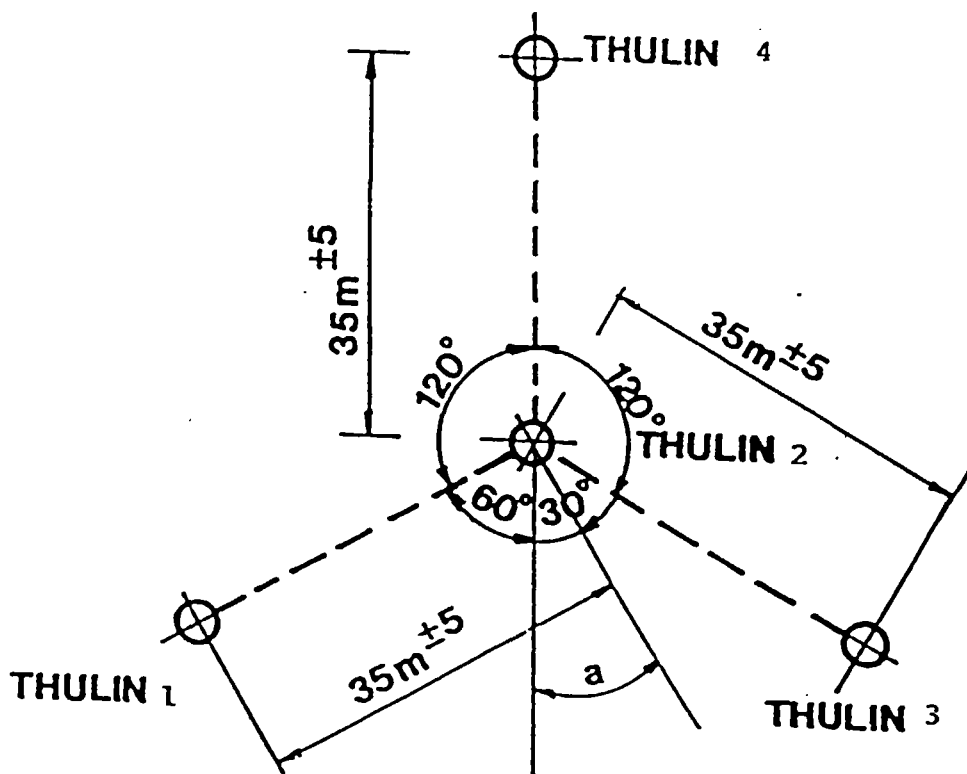
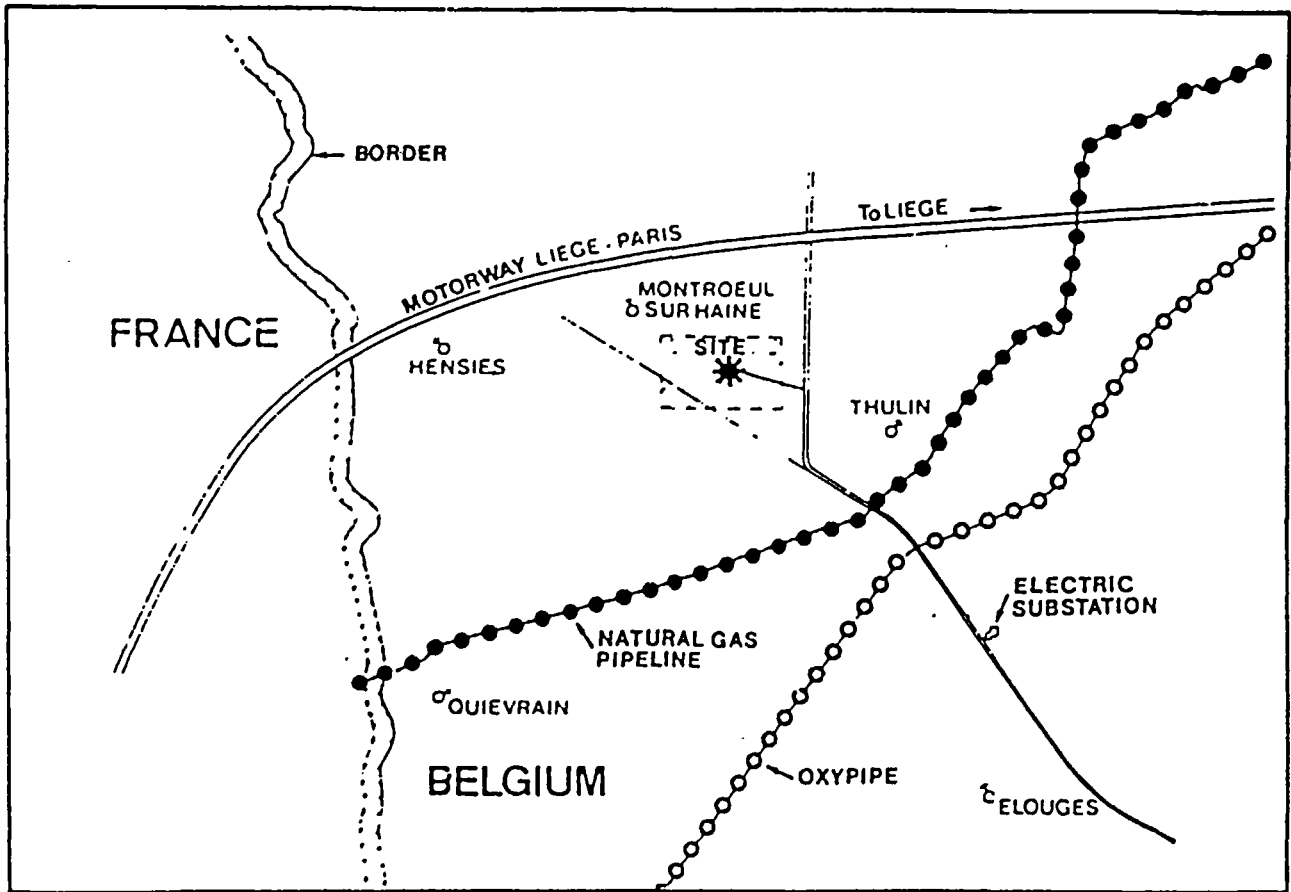


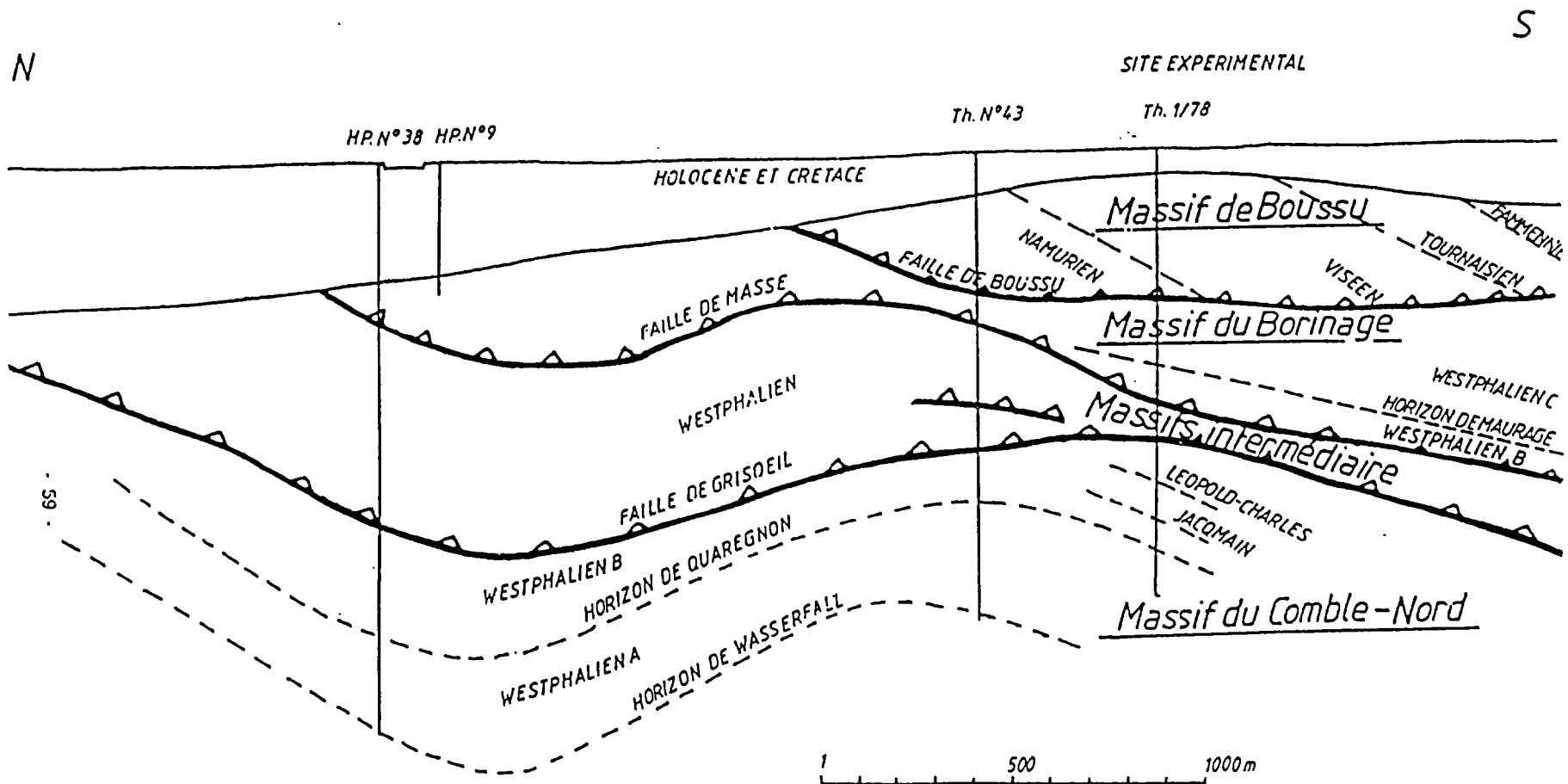
- ① AIR COOLER
- ② SEPARATOR
- ③ FLOWMETER
- ④ PRESSURE CONTROL

- M MEASURING WELL
- F "ELECTRODE" WELL

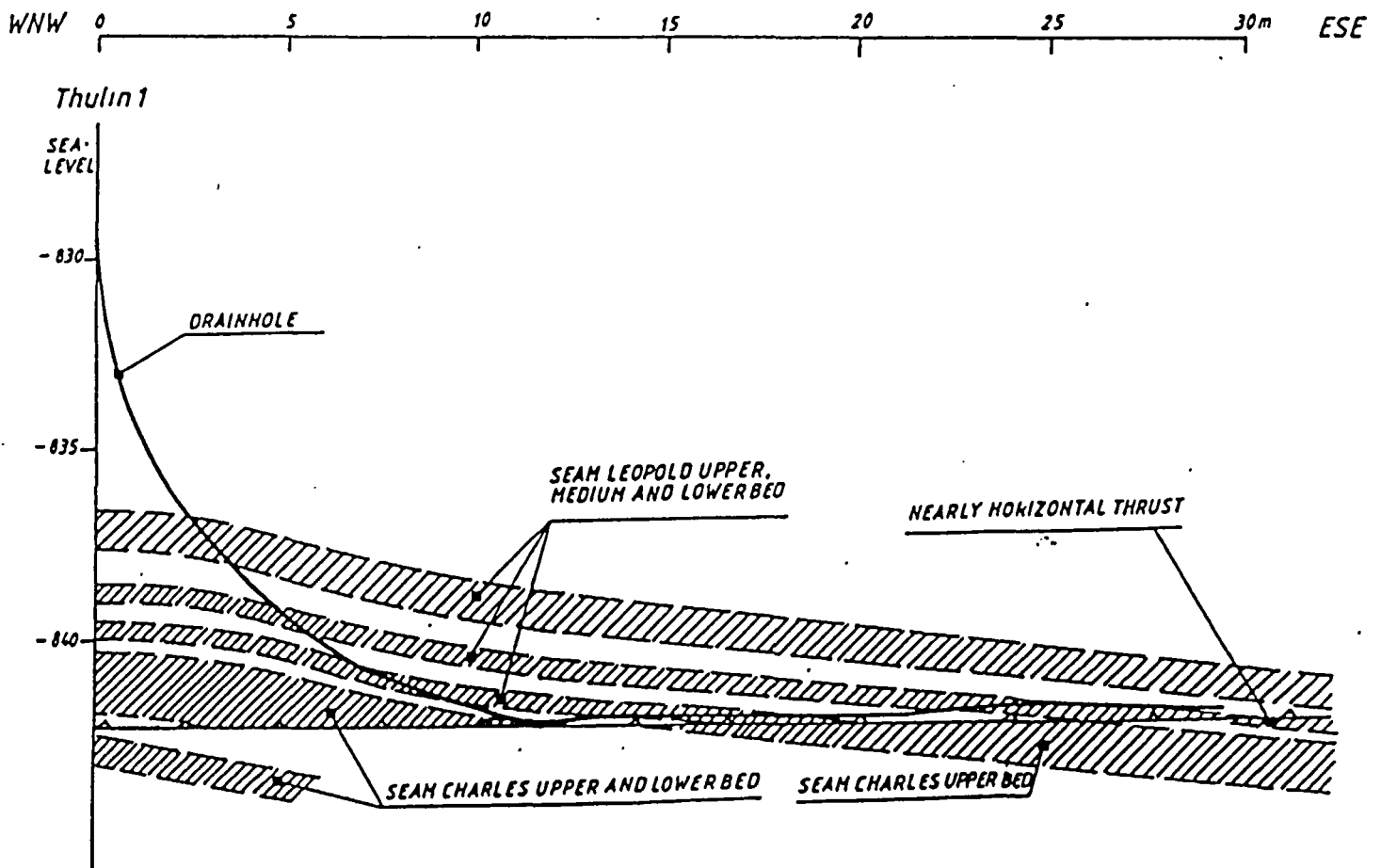
Site de THULIN (Belgique) - Localisation du site et implantation des puits -

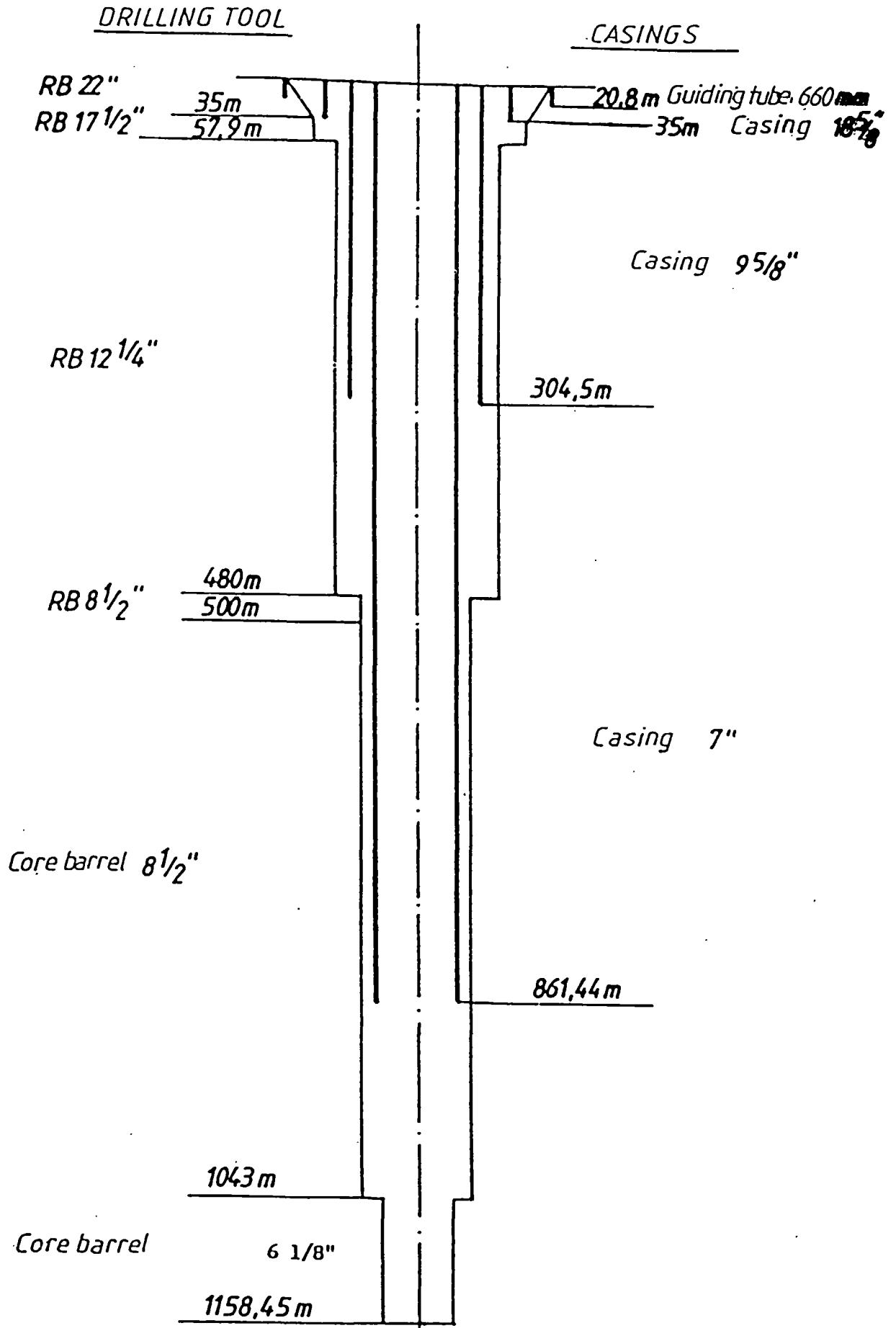
D'après V. CHANDELLE et al. 1989 (26)





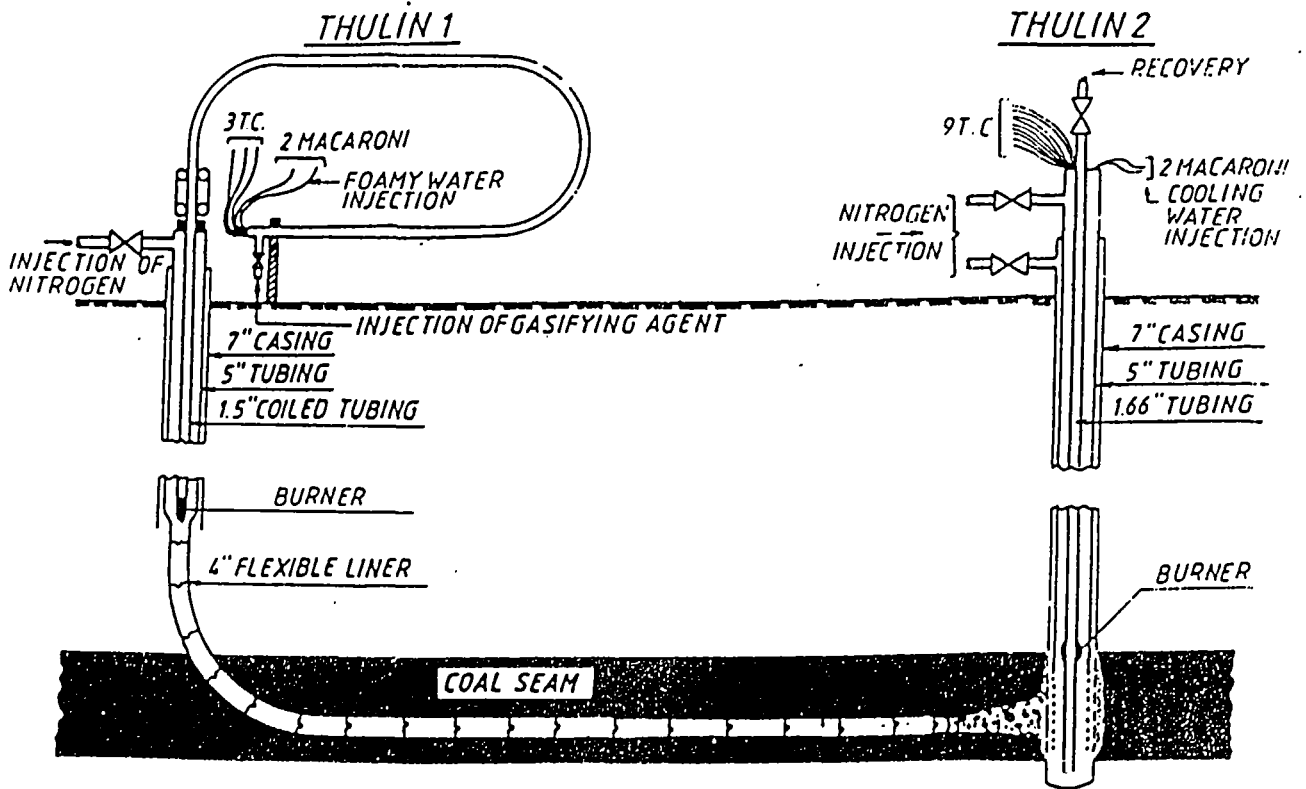
Site de THULIN - Position du sondage horizontal dévié dans la veine Léopold-Charles (26)



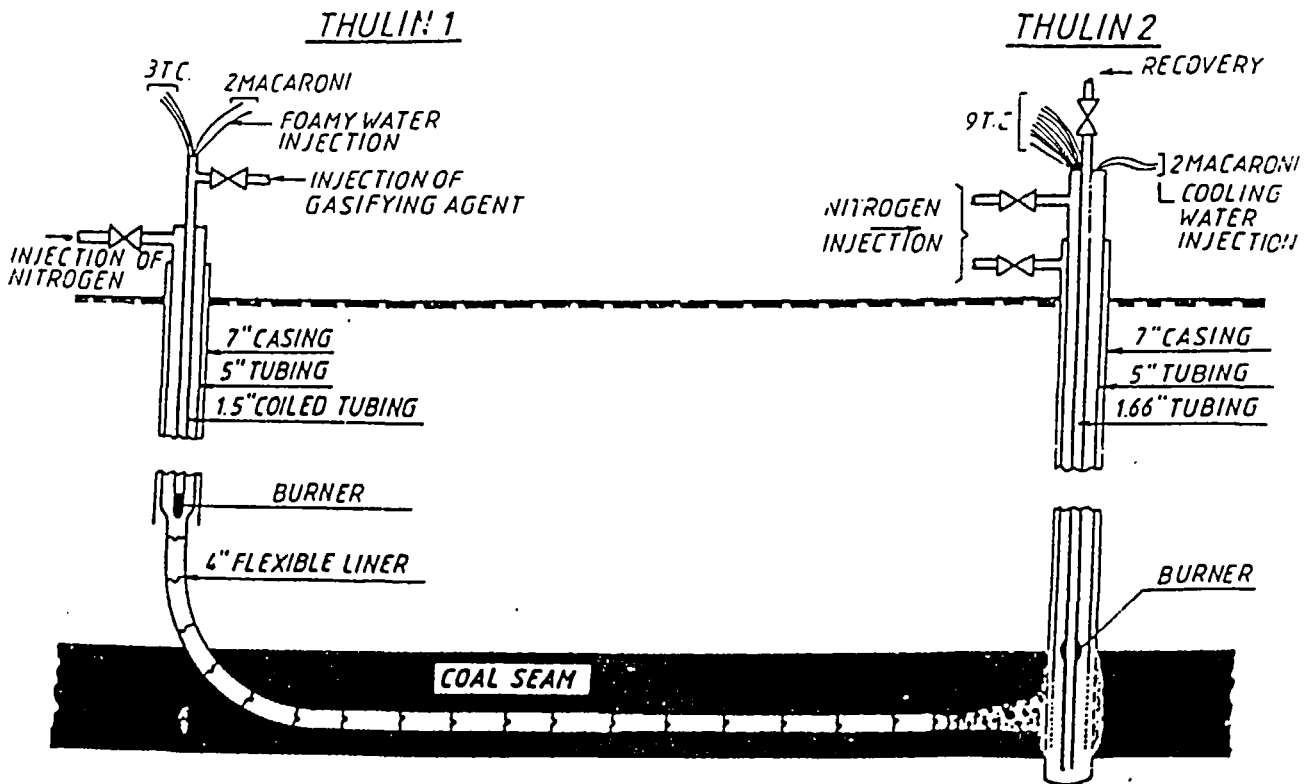


Site de THULIN - Schéma du dispositif de gazéification (26)

Annexe 33



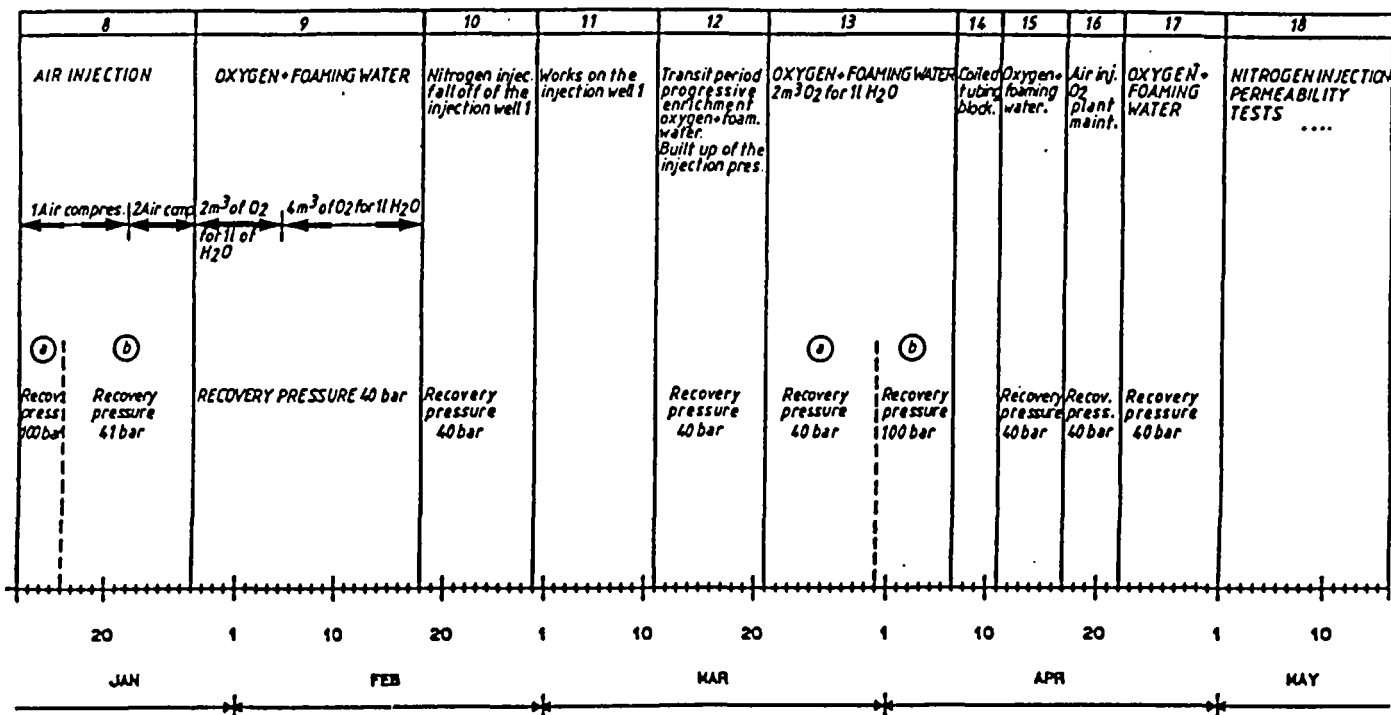
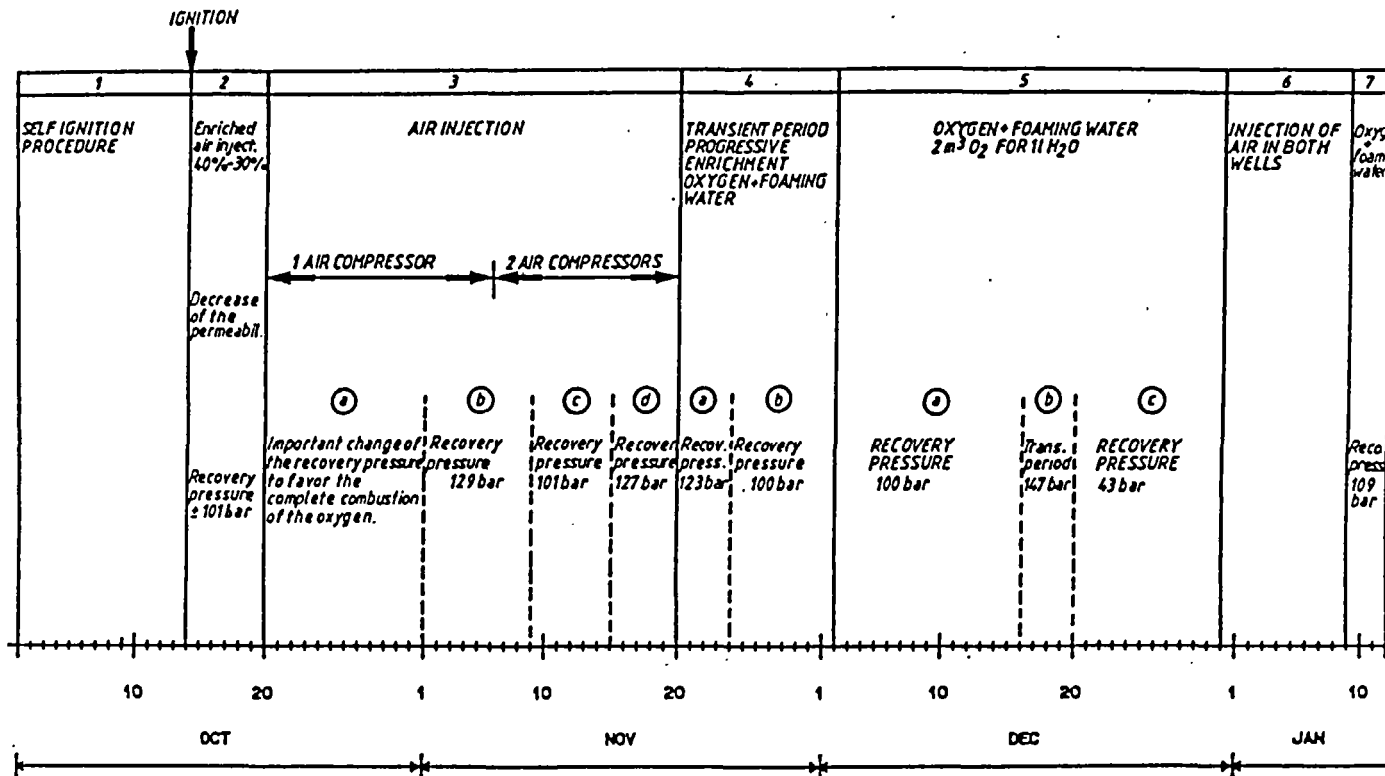
PERIODE 1-10



PERIODE 11-18

Site de THULIN - Principales caractéristiques des périodes de gazéification (26)

Annexe 34





Site de THULIN - Composition du gaz produit par le réacteur souterrain (26)

Annexe 35

