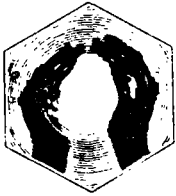




BRGM



A.F.M.E.

AGENCE FRANÇAISE
POUR LA MAÎTRISE DE L'ÉNERGIE
Délégation Régionale d'Ile-de-France

EXAMEN DES OPÉRATIONS GÉOTHERMIQUES
D'ILE-DE-FRANCE

PARTIE SOUS-SOL
RAPPORT FINAL

CRÉTEIL

Gilbert BRETTE

87 SGN 536 SIE

BUREAU DE RECHERCHES GÉOLOGIQUES ET MINIÈRES
SERVICE GÉOLOGIQUE NATIONAL
Service d'Information sur l'Énergie
B.P. 6009 - 45060 ORLÉANS CEDEX 2 - Tél.: 38.64.34.34

S O M M A I R E

Introduction

1. Situation géographique

2. Réalisation des forages

3. Importance des zones productives

4. Description des installations de la boucle géothermale

5. Observations sur le fonctionnement des installations de la boucle géothermale

5.1 Mise en service

5.2 principaux incidents de fonctionnement

5.3 Taux de marche de la boucle géothermale

5.4 Problèmes de corrosion et de dépôts

5.4.1 Corrosion des équipements de surface

5.4.2 Corrosion des casings de forage

5.4.3 Dépôts dans la boucle géothermale

5.5 Opérations de réhabilitation de forage

5.6 Essais d'inhibiteurs

6. Evolution des caractéristiques de l'aquifère

7. Evolution de la fourniture d'énergie géothermale

7.1 Evolution des températures de l'eau géothermale

7.2 Evolution des débits

7.3 Evolution des pressions d'injection

7.4 Evolution des niveaux hydrodynamiques

7.5 Production d'énergie géothermique

8. Consommation d'énergie de la boucle géothermale

8.1 Consommation mensuelles

8.2 Puissances absorbées

9. Comptes d'exploitation de la boucle géothermale

9.1 Exercices 1985 à 1987

9.2 Comptes d'exploitation prévisionnels

10. Conclusion

L I S T E D E S F I G U R E S

1. Plan de situation
2. Coupes techniques des forages
3. Répartition des couches productives
4. Schéma de principe de la boucle géothermale
5. Taux de marche de la boucle géothermale
6. Relation débit-pression d'injection-niveaux hydrodynamiques en fonction du temps
7. Puissance électrique absorbée par les pompes d'exhaure et d'injection

L I S T E D E S T A B L E A U X

1. Caractéristiques hydrogéologiques
2. Principaux incidents de fonctionnement
3. Energie géothermique fournie
4. Consommations électriques du local technique

C R E T E I L

Le présent document s'inscrit dans le cadre de l'audit sur les situations techniques et économiques des opérations géothermiques du Bassin parisien.

Il analyse le fonctionnement actuel des boucles géothermales et, après avoir fait certaines hypothèses de fonctionnement futur, définit différents coûts à intégrer dans le compte d'exploitation prévisionnel de l'opération.

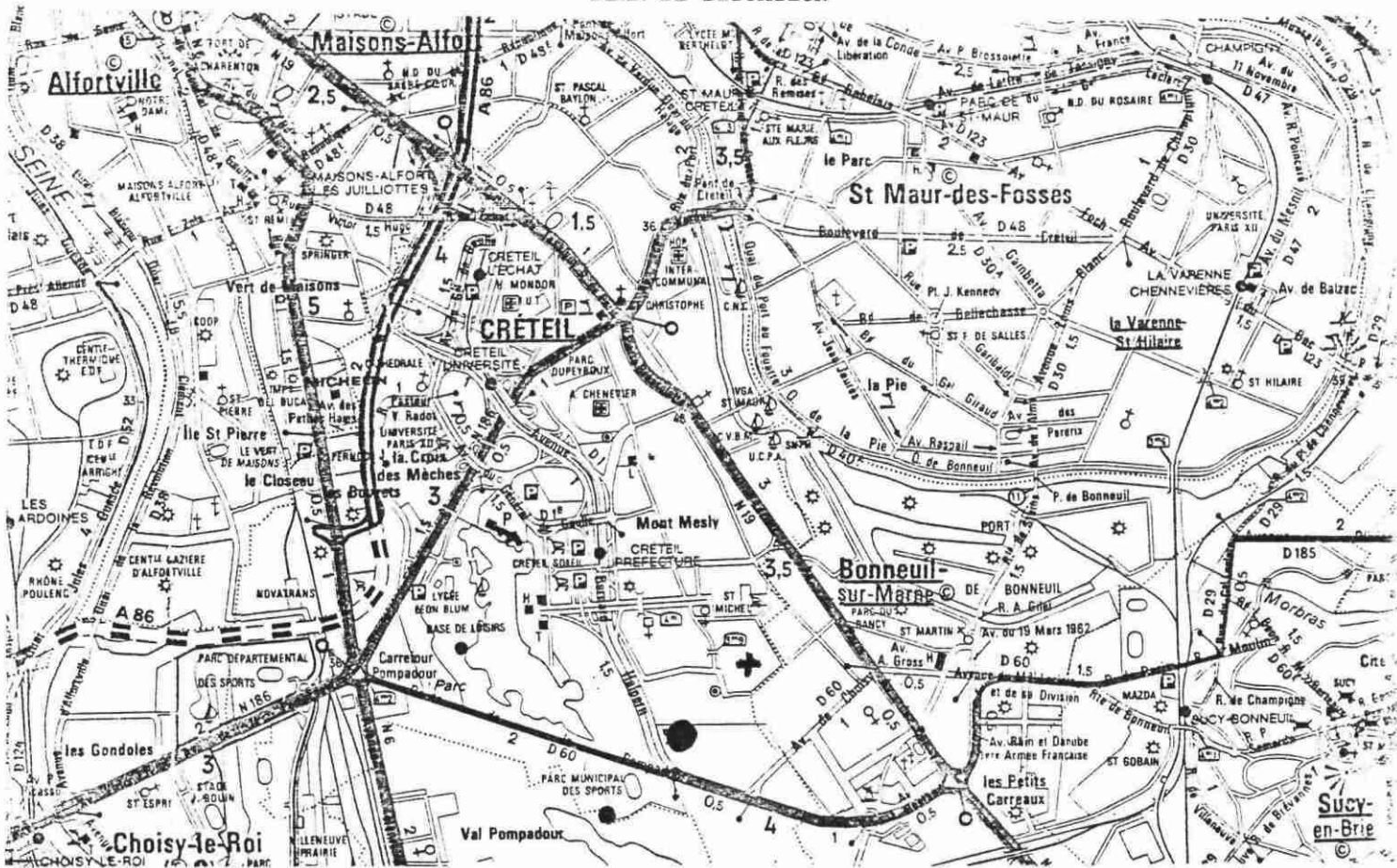
Un travail similaire est réalisé par un bureau d'études "surface" pour la boucle géothermique, tandis qu'un autre bureau examine la situation économique, financière et juridique de l'ensemble de l'opération.

L'énergie géothermale est exploitée à Créteil (94), par un doublet appartenant à la ville de Créteil, le Maître d'ouvrage délégué étant la SEMAEC (Société d'Economie Mixte d'Aménagement et d'Equipement de la ville de Creteil).

L'exploitant, pendant les 2 premières années, a été CGEC et depuis octobre 1987, Montenay.

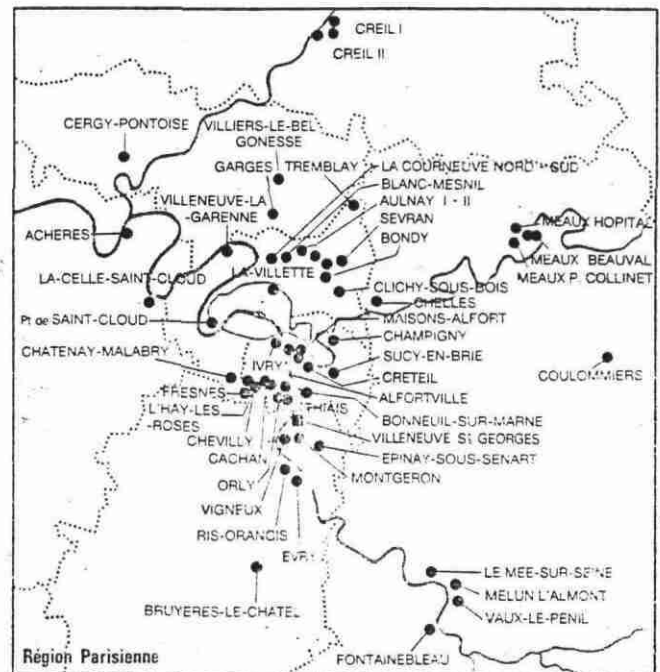
Figure 1.

PLAN DE SITUATION



LEGENDE

- têtes de puits
- impact au Dogger du puits de production
- + impact au Dogger du puits d'injection



1. Situation géographique

Le doublet géothermique se situe à l'extrémité Sud de la commune, au Sud d'une zone fortement urbanisée et au Nord d'une vaste zone en friche (cf. figure 1).

Plusieurs autres doublets géothermiques sont exploités à proximité : Maison-Alfort, Ivry, Sucy-en-Brie, Alfort-Ville, Bonneuil-sur-Marne, Thiais, Orly... (cf. cartouche en figure 1)

2. Réalisation des forages

Les travaux de forages se sont achevés en décembre 1984. Le doublet comprend 2 forages déviés (cf. figure 2). Il n'y a pas eu de problèmes particuliers pendant la foration. On note cependant l'existence de zones très perméables dans le Tertiaire, ayant créé des pertes totales de fluide de forage, ce qui a nécessité une phase supplémentaire de foration (24") et de tubages (18"5/8), au forage d'injection. On note d'autre part que :

- les 2 forages ont été réalisés en des diamètres plus importants que ceux de beaucoup d'autres opérations de la région parisienne, (cf. figure 2). L'aquifère a été foré en 8"1/2, les tubages sont en 9"5/8 (la chambre de pompage restant en 13"3/8).

Ces diamètres plus importants sont moins fortement et moins rapidement sensibles aux augmentations de pertes de charge créées par d'éventuels dépôts.

(ces pertes de charge varient en effet sensiblement en proportion inverse du diamètre à la puissance 5).

- il n'existe qu'un seul tubage, cimenté, en face des aquifères de l'Albien-Néocomien (ceci, pour chacun des 2 forages). La pose d'un double tubage 13"3/8 - 9"5/8 aurait exigé une foration en 17"1/2 jusqu'à près de 1100 m, ce qui aurait nécessité un autre type d'atelier de forage.

- tous les tubages en contact avec le fluide géothermal sont en acier ordinaire K55.
- seule la cimentation du tubage 9"5/8 a été contrôlée par diagraphie (CBL), à la fois sur le forage d'injection et sur celui de production. La cimentation du 9"5/8 serait de qualité moyenne au forage de production, bonne sur toute la partie inférieure du tubage 9"5/8 d'injection et moyenne au dessus de 600 m, sur ce même forage.
- il n'y a pas de diagraphies de contrôle des cimentations des tubages en face des aquifères supérieurs. Or on note, qu'il y a eu des pertes de laitiers lors de la cimentation de la chambre de pompage (une cimentation complémentaire de 10 % du volume initial de laitier a été nécessaire). Le CBL du tubage, 13"3/8 figurait dans le programme prévisionnel de février 1984.
- les déviations restent ici modérées, sur les 2 ouvrages (moyenne de 31°, maximum de 36°).
Rappelons que le fait, qu'un tubage soit dévié influe à la fois sur les conditions de contact eau géothermale tubage (plus grandes longueurs de tubages, donc surfaces de contact plus importantes et temps de contact plus long) et sur les conditions d'éventuelles réhabilitations mécaniques.
- les "poubelles" à sédiments, en fond de puits restent modérées : respectivement 1.7 et 1.3 m³ pour le forage de production et celui d'injection.

C R E T E I L

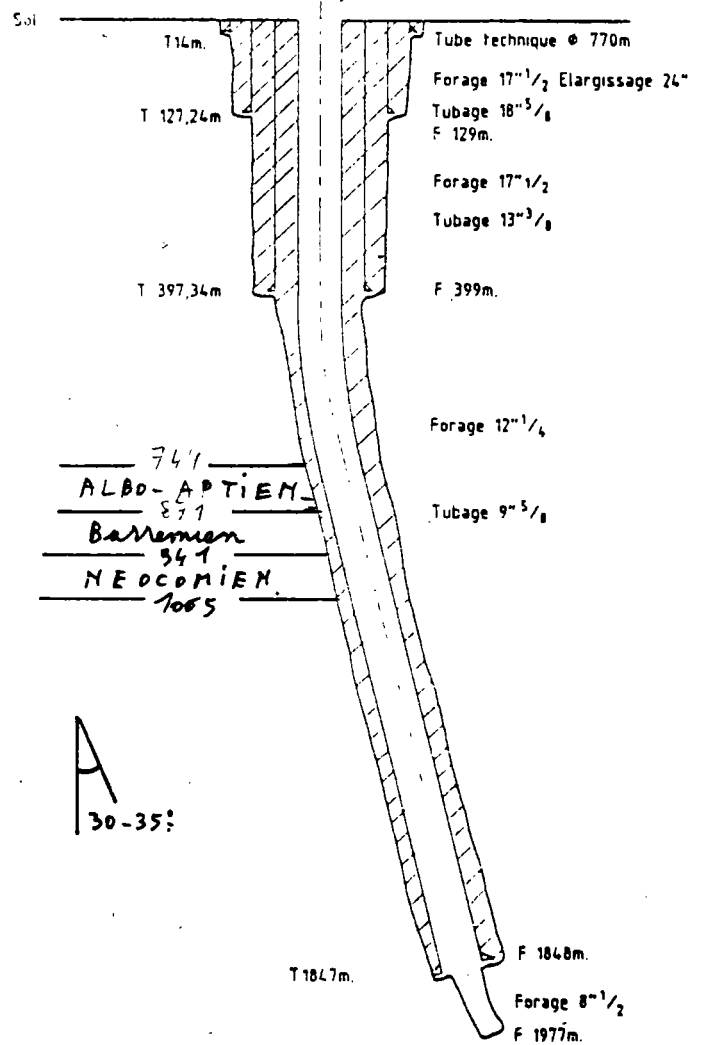
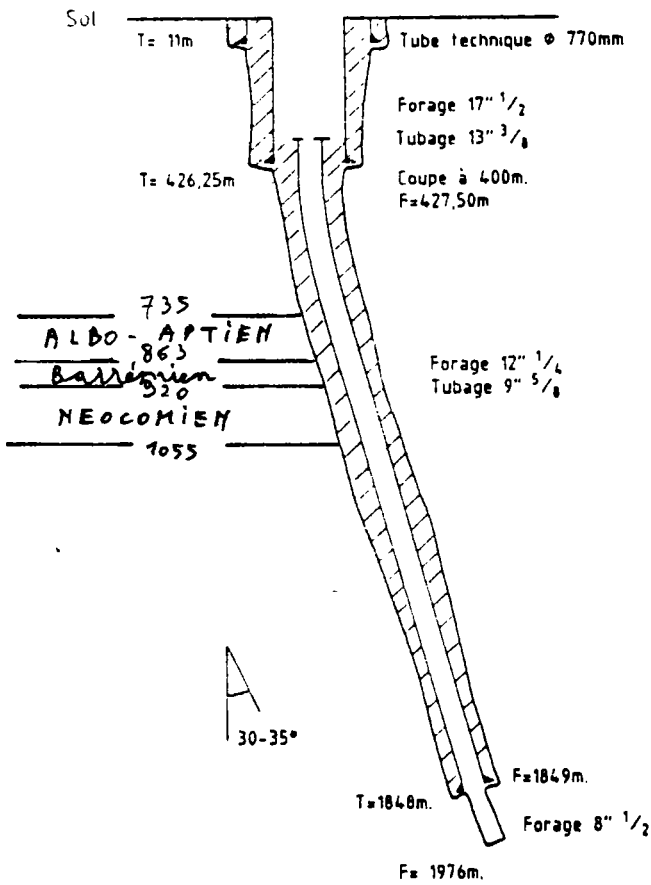
COUPES TECHNIQUES DES FORAGES

Production

Injection

COUPE TECHNIQUE DU FORAGE GCRT1

COUPE TECHNIQUE DU FORAGE GCRT 2



3. Importance des zones productives

Les caractéristiques hydrogéologiques sont résumées au tableau 1. et en figure 3.

On note que :

- la transmissivité de l'aquifère, au droit du doublet, n'est pas très élevée. Les débits artésiens maximaux relevés en fin de foration paraissent assez importants mais sont à relier au fait que les forages sont réalisés ici en grand diamètre.
- la température est, par contre, élevée. La zone correspond à une anomalie thermique positive due à un batholite granitique voisin.
- l'essentiel du débit provient de couches minces : 6 m assurent 61 % du débit, au forage de production ; 60 % du débit du forage d'injection provient d'horizons de 4 m d'épaisseur.
Les flotmétres ont été réalisés dans certaines conditions de débit (essais aux débits moyens de 125 et 145 m³/h). Il est possible que la répartition des horizons producteurs soit différente pour des valeurs plus élevées de débit.
Le fait que la plus grosse partie du débit soit concentrée en quelques mètres évoque une hétérogénéité de l'aquifère. Celle-ci peut s'avérer différente de celle adoptée initialement dans les calculs d'interférence.
- la zone la plus productive se situe dans la partie supérieure de l'aquifère. Elle correspond également à une zone de forte porosité . Il s'agit d'une calcarenite où les gravelles sont peu à non cimentées. La partie inférieure de l'aquifère est plus marneuse et moins perméable : elle ne représente qu'une faible proportion du débit total, pour des épaisseurs nettement plus importantes.
- il existe une bonne corrélation entre les niveaux producteurs des deux forages. Seuls les deux premiers horizons producteurs du forage d'injection ne se retrouvent pas sur l'ouvrage d'exhaure.

Tableau 1.

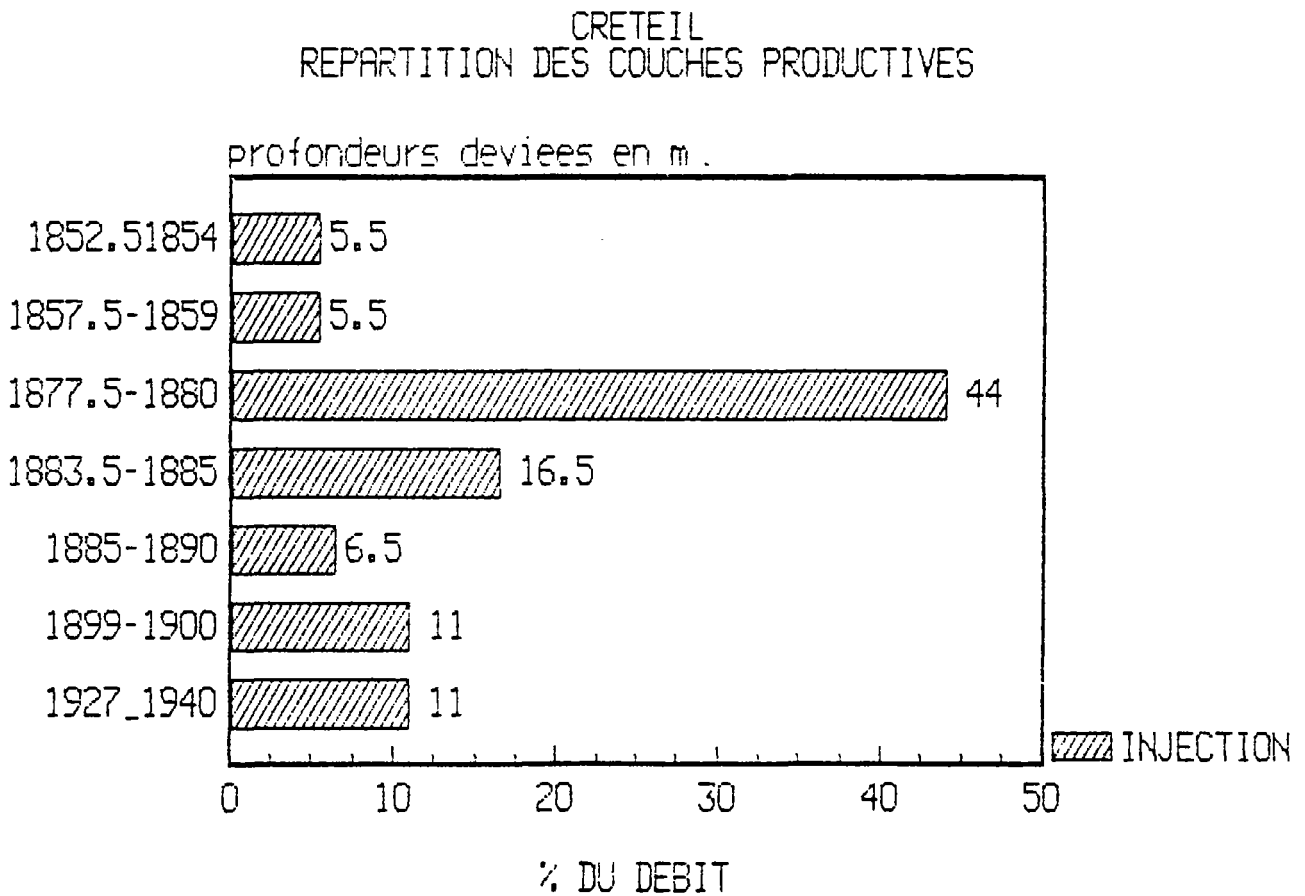
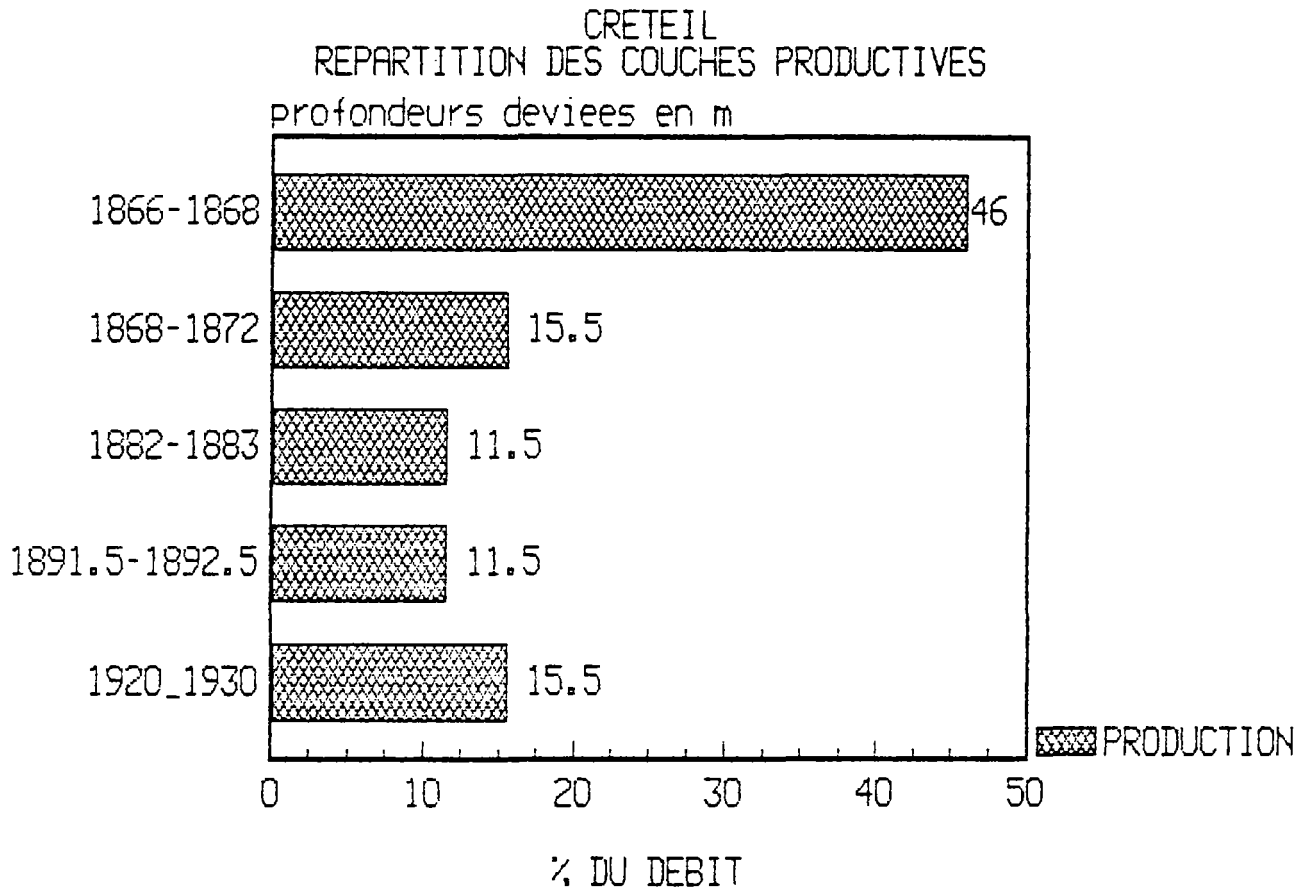
CARACTERISTIQUES HYDROGEOLOGIQUES

CRETEIL MONT-MESLY SUD

FORAGE	Profondeur du toit réservoir		Epaisseur productive en m.		Porosité %		Perméabilité en D.		Salinité g/l		T. de fond fin foration °C		Débit artésien fin de foration m3/h		Pression artésienne en bars	
	APS*	Réalité	APS	Réalité	APS	Réalité	APS	Réalité	APS	Réalité	APS	Réalité	APS	Réalité	APS	Réalité
Production	1615 +-50	1658 (vert)	20	14.75		15	30 à 50	30	18	17.6	72 +- 2	78.9 à 1844 Q = 125	120 à 180	210 (max.)	7	10
Injection	1615 +-50	1667	20	23.5		15	30 à 50	33	18	20	72 +- 2	77.9 à 1837 Q = 145	120 à 180	255 (max.)	7	9.6

* : selon APS - SPEG septembre 1983 - étude de faisabilité.

Figure 3.



4. Description des installations de la boucle géothermale

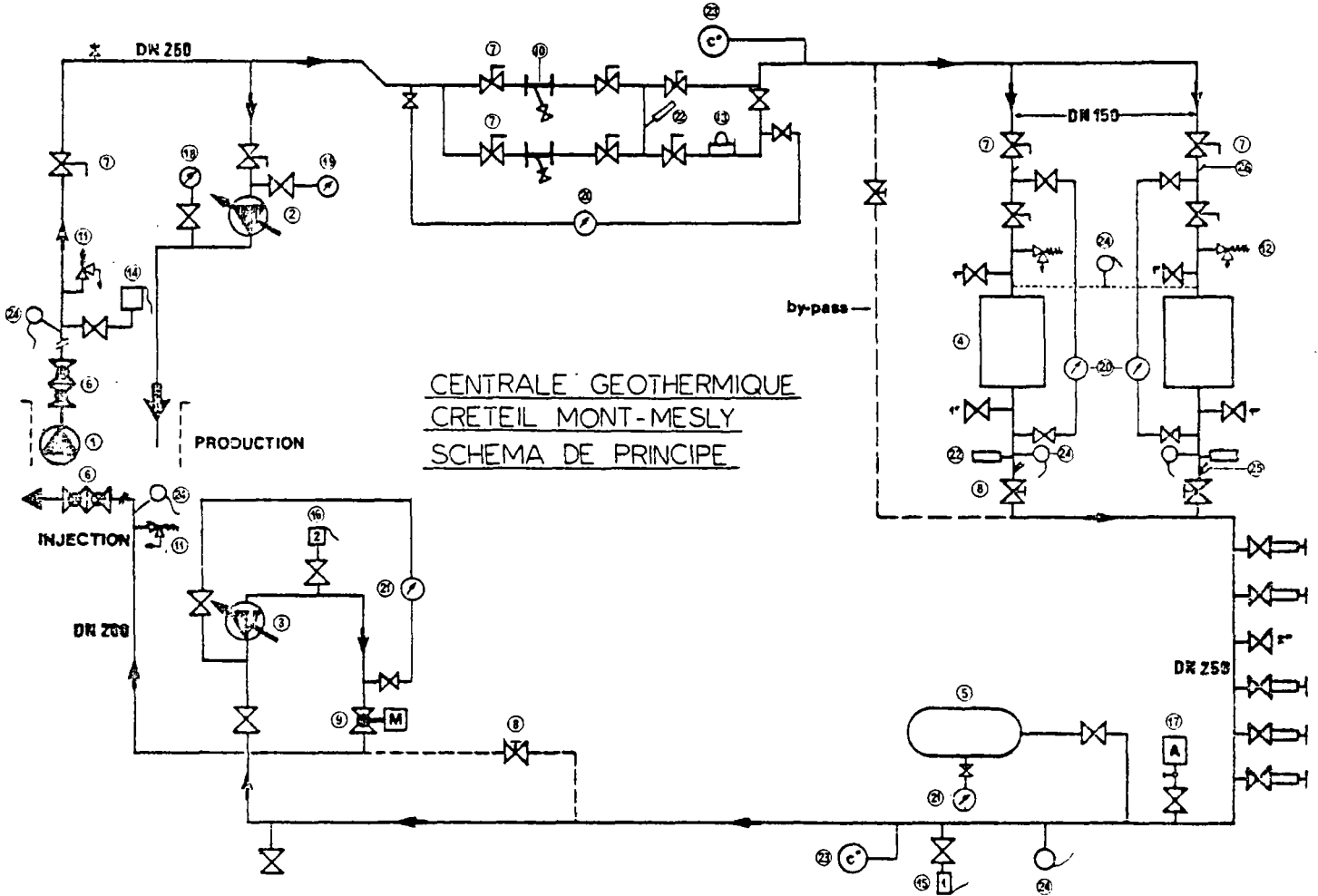
Les installations existantes sont décrites en annexe et le schéma de principe du circuit géothermal est reproduit en figure 4.

Commentaires :

- la pompe de production est une pompe très particulière (turbo-press), comprenant une turbine de fond et une pompe alimentaire en surface.
Ce dispositif ne comprend pas de moteur dans le forage, ce qui est son principal avantage théorique. Par contre, il rend plus difficile l'appréciation des niveaux d'eau dans le forage. D'autre part une partie du débit subit un contact prolongé avec les casings, étant renvoyée dans la chambre de pompage. Enfin, les consommations électriques sont importantes.
- il existe deux échangeurs Vicarb, identiques.
- deux filtres, en parallèle, permettent de protéger l'ensemble des deux échangeurs.
- il est possible de by-passer les échangeurs en cas de venues d'eaux chargées de particules.
Un rejet à l'égout est également possible, en cas de besoin (et après accord administratif).
- il n'y a pas de systèmes de filtration ou de décantation en amont du puits de réinjection.
- les canalisations de la boucle géothermale sont en acier ordinaire.
- il existe des vannes automatiques de sécurité.

Figure 4.

SCHÉMA DE PRINCIPE
DE LA BOUCLE GEOTHERMALE



NOMENCLATURE

- | | | | |
|----|--|---|--------------|
| 1 | | Turbo-presse GUINARD | } Production |
| 2 | | Pompe alimentaire | |
| 3 | | Pompe de réinjection GUINARD | |
| 4 | | Echangeur thermique | |
| 5 | | Anti-bélier Hydrochoc 500 L | |
| 6 | | Vanne boisseau sphérique | |
| 7 | | Vanne papillon | |
| 8 | | Robinet à soupape | |
| 9 | | Vanne papillon - commande par réducteur | |
| 10 | | Filtre à panier | |
| 11 | | Soupape de sécurité DN 80 - PN 40 (Prod.) | |
| 12 | | Soupape de sécurité APR 14 bars | |
| 13 | | Débitmètre électromagnétique | |
| 14 | | Pressostat Georin P 6 Q | |
| 15 | | Pressostat Georin 7 bars | |
| 16 | | Pressostat Georin PHB 6 RX 10-55 bars | |
| 17 | | Capteur pression pour automate. | |
| 18 | | Manomètre 0 - 100 b | |
| 19 | | Manomètre 0 - 25 b | |
| 20 | | Manomètre 0 - 16 b | |
| 21 | | Manomètre 0 - 40 b | |
| 22 | | Thermomètre laiton 0 - 100°C | |
| 23 | | Thermomètre à bulle 0 - 100°C | |
| 24 | | Capteur température | |
| 25 | | Doigt de gant | |
| 26 | | Piquage. | |

Tableau 2.

CRETEIL MONT-MESLY

Liste des principaux incidents de fonctionnement

4/09/1985 : Première mise en place de la turbo-pompe

08.10.1985 : Première mise en service de la boucle géothermale interrompue quasi immédiatement par la rupture d'une butée sur la pompe d'exhaure.

10.10.1985 : Remise en route après réparation. Montée en régime impossible : la turbine est bloquée. Décision de remonter pour examen.

11.10.1985 au
19/10/1985 : Plate-forme en place le 12. Remontée effectuée le 14 et le 15. Démontage de la turbine le 16 à l'usine d'Annecy : la turbine est bloquée par des cailloux, du sable, des débris métalliques. L'hypothèse d'un acte de malveillance n'est pas à écarter. Descente de la nouvelle turbine le 18 et le 19. Opération terminée le 19 en fin de matinée.

17.10.1985 : Début de la saison de chauffe.

21.10.1985 : La boucle géothermale est remise en route à 12 heures. Après une série d'essais chaotiques. L'installation est arrêtée à 18 heures.

22.10.1985 : A la remise en service, impossible de remonter en régime. La turbine est à nouveau bloquée.

23.10.1985 et

24.10.1985 : La plate-forme étant encore sur place. La turbine est remontée. Opération achevée le 24. Le jour même, la turbine est transportée à l'usine GUINARD de Courbevoie pour être expertisée. L'arbre de cette turbine est complètement bloqué. Aucun corps étranger n'ayant été retrouvé. Il semble qu'un phénomène de "balourd" se soit produit., entraînant un contact rotor-stator qui n'a pu aller qu'en s'amplifiant. Deux hypothèses sont émises pour expliquer ce phénomène :

- 1) hypothèse BRGM : mauvais équilibrage de la machine.
- 2) hypothèse GUINARD : phénomène de vortex créant un balourd hydraulique. La cause en serait une différence de densité à l'intérieur du fluide aspiré.

25.10.1985 : Redescente d'une nouvelle turbine. Il est décidé de faire dégorger le puits pendant 3 ou 4 jours avant de redémarrer le fonctionnement.

31.10.1985 : Redémarrage de la boucle géothermale. Cette dernière sera arrêté pendant le weel-end de la Toussaint.

01.11.1985 : Dans la nuit du 1 et au 2.11 l'ordinateur IBM qui commande l'automate surveillant le fonctionnement de la boucle est volé.

04.11.1985 : Redémarrage de la boucle géothermale qui est branchée sur le réseau de production de chaleur.

12.03.1986 : Rupture du flexible de dilatation en tête de puits. Non fonctionnement des vannes automatiques électriques. Intervention des pompiers. Pose d'une liaison provisoire entre tête de puits et réseau géothermal.

- 21.08.1986 : Lors d'une visite auscultation - diagnostic CFG, montée de 100 à 280 m/h. Micro-coupure-arrêt. Remise en route. Arrêt par surintensité pompe exhauve, bloquée. Démontage de la pompe.
- 28.08.1986 : Remontage de la pompe alimentaire. Pas de montée en pression. Turbopress bloquée.
- 30.08.1986 : fermeture du puits de production. Inversion du circuit turbo-press par mise en route de la pompe d'injection pendant 1 mn à 50 m³/h. Réouverture du puits production. Essai pompe exhauve. Arrêt. Nouvel essai et démarrage.
- 07.10.1986 au
08.10.1986 : Arrêt de boucle géothermale pour remplacement des manchettes à l'aspiration et au refoulement.
- 04.11.1986 : Arrêt de la production géothermique par suite du dévissage de la colonne alimentaire de la turbo-pompe. Remise en service le 19 novembre 1986. Arrêt : 15 jours + demi débit : 3 jours. Mise en place d'un bulle à bulle au niveau de l'admission de la pompe immergée.
- 18.12.1986 : Fuite géothermale sur doigts de gant échangeur n° 2. Réparation le 22 décembre. Fonctionnement à 50 % : 4 jours.
- 23.12.1986 : Fuite géothermale sur manomètre. Réparation le jour même.
- 30.12.1986 : Arrêt géothermique. Remplacement de la garniture de la pompe alimentaire.
- 07.01.1987 au
13.01.1987 : Coupures EDF aléatoires.

- 25.01.1987 : Fuite géothermale sur doigt de gant échangeur n° 2. Disjonction de pompe. Réparation le 27 janvier 1987. Arrêt 2 jours.
- 02.02.1987 : Fuite géothermale sur 2 doigts de gant échangeur n° 1. Réparation rapide. Arrêt : 1 jour (à 50 %).
- 09.02.1987 : Fuite 1987 géothermale sur coude aval du compteur. Fonctionnement en bipasse du compteur. Arrêt 1 jour.
- 15.02.1987 : Rupture des vannes de bipasse du compteur géothermal : projections importantes en centrale géothermique. Remplacement des vannes par des brides pleines. Arrêt 8 jours.
- 03.03.1987 : Fuite géothermale sur sortie échangeur n° 1. Réparation par soudure.
- 09.03.1987 : Fuite géothermale sur canalisation d'aspiration de pompe alimentaire. Réparation par soudure. Arrêt : 7 jours.
- 23.03.1987 : Nouvelle fuite géothermale sur aspiration pompe alimentaire. Arrêt : 3 jours.
- 26.04.1987 : Fuite géothermale sur canalisation retour échangeur n° 1. Remplacement de 1 m de tube. Arrêt : 1 jour.

5. Observations sur le fonctionnement des installations de la boucle géothermale

5.1 Mise en service

La boucle géothermale a été mise en service en octobre 1985, soit 10 mois après la réalisation des forages, ce qui représente un délai relativement court, pour ce type d'opérations.

Des incidents sont apparus dès le démarrage.

5.2 Principaux incidents de fonctionnement

La liste des principaux incidents connus de fonctionnement est donnée en tableau 2.

On remarque :

- des incidents sérieux avec la turbo-pompe Guinard :
 - . blocage de la partie hydraulique, nécessitant la remontée de la turbine, à 2 reprises, quelques jours seulement après la mise en service. Les blocages aussi rapides sont rares. Il a été noté la présence de graviers et surtout de ferrailles lors de la remontée de la première turbo-pompe. Ces éléments pourraient avoir été introduit involontairement (?) depuis la surface.
 - . dévissage de la colonne alimentaire, en novembre 1986 la turbo-pompe et quelques tubes Hagusta restant au fond, (ce qui a nécessité un repêchage, avec altération de l'ancrage du packer).
 - . en 2 saisons, on compte au total 3 échanges-standard de turbo-pompes.
- des fuites nombreuses sur les canalisations d'eau géothermale, particulièrement sur les piquages. Ces fuites apparaissent après à peine 1 an de fonctionnement. Les premières se produisent environ 2 mois après la marche d'été à débit réduit.

- on ne note pas d'encrassement des échangeurs.
- il semble y avoir peu d'incidents sur les appareillages électriques.
- les vannes automatiques, en tête de puits, qui sont pourtant un organe de sécurité, ont très mal fonctionné.

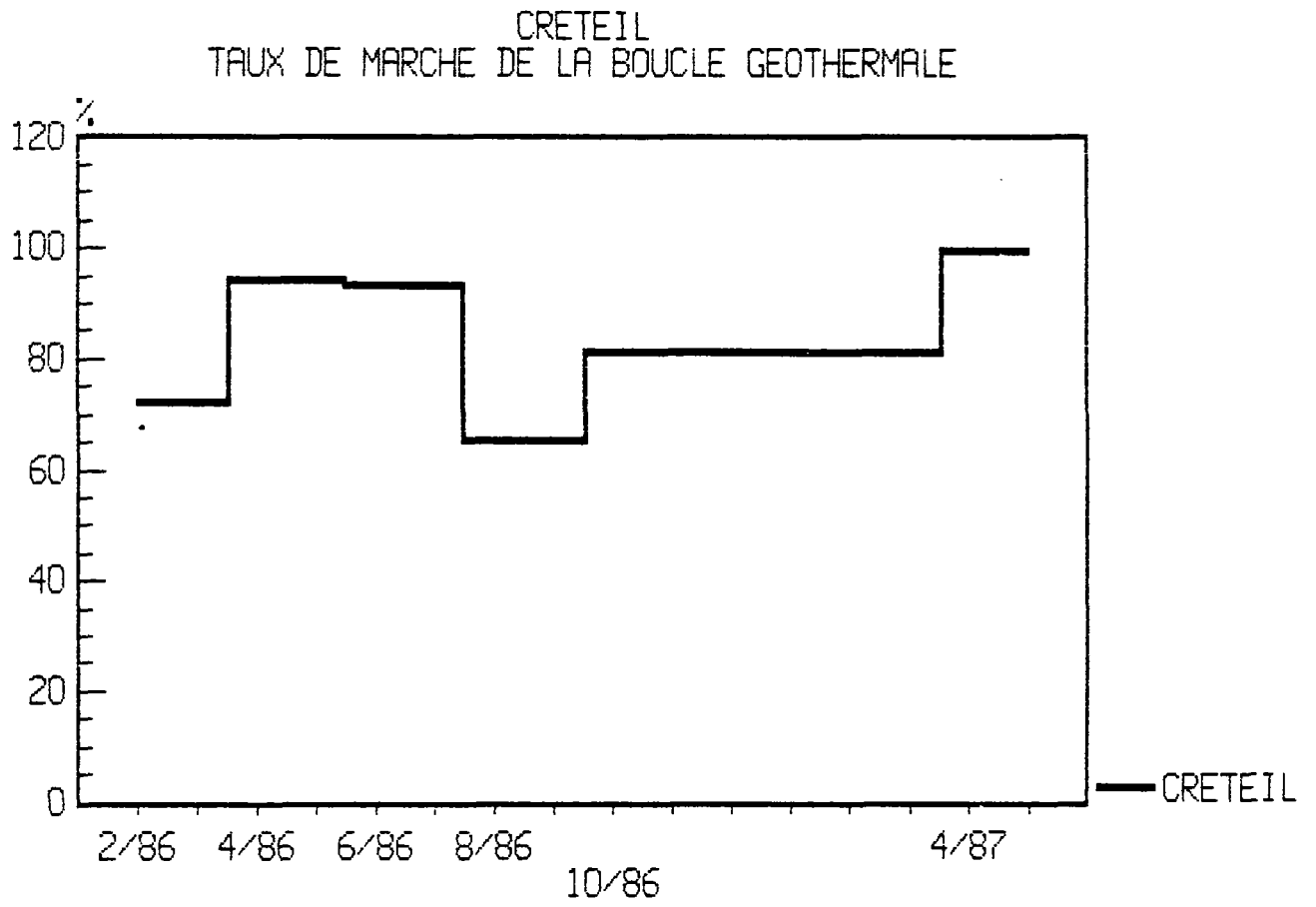
5.3 Taux de marche de la boucle géothermale

Un compteur totalise les heures de fonctionnement de chaque pompe (exhaure et injection).

Ce comptage intègre donc les arrêts prolongés et les arrêts de très courte durée, qui ne sont pas forcément signalés dans les incidents (et qui n'ont pas les mêmes conséquences sur le plan énergétique).

Les arrêts sont relativement importants (cf. figure 5). Pour une année complète (ici avril 1986 à avril 1987) le taux de marche moyen est de 83 % seulement.

Figure 5.



5.4 Problèmes de corrosion et de dépôts

L'exploitation du doublet de créteil a été très rapidement confrontée à des problèmes de corrosion. On ne note pas, pour l'instant, de perturbations liées à des dépôts.

5.4.1 Corrosion des équipements de surface

Très rapidement, en moins d'un an, des percements se sont produits sur les canalisations de surface de la boucle géothermale, générant plusieurs arrêts.

Ces canalisations ont été réalisées en plusieurs nuances d'acier ordinaire, dans le local technique. Il n'y a pas de revêtement de protection (epoxy, brai...).

Les corrosions les plus importantes se sont produites au niveau de piquages et de coudes, ainsi qu'aux bornes de l'échangeur. L'importance et la rapidité de la corrosion de ces équipements ont incité le Maître d'ouvrage à engager une action en contentieux. Par ailleurs, il existe une étude des phénomènes de corrosion :

- suivi périodique de coupons de corrosion,
- étude sidérurgique et mesures d'épaisseurs en mars 1987.

a) Le suivi de corrosion consiste à immerger dans le fluide géothermal des coupons-témoins de métal (géosondes), dont on étudie la perte de poids et d'épaisseur en fonction du temps. Ces géosondes ont été installées début 1986, groupées en aval des échangeurs (donc dans les conditions de température représentatives du puits d'injection). Après 8 mois d'immersion on constate :

- . une corrosion importante de l'acier ordinaire K55, qui compose les casings de forage et une grande partie de la boucle de surface.
- . une corrosion généralisée nettement plus faible des aciers inoxydables et du bronze d'aluminium (matériaux constitutifs des

pompes) mais l'inox 316 l a tendance à développer une corrosion localisée (piqûres).

- . très peu de dépôts sur l'acier K55 : il faut alors imaginer que les produits de corrosion sont en grande partie évacués par le fluide géothermal jusqu'au forage de réinjection. On peut aussi penser que les conditions cinétiques autour du coupon ne sont pas celles près des tubages.
- . des dépôts nettement plus importants que la perte en masse du coupon sur les aciers inoxydables, laissant supposer une origine allochtone de ces dépôts. Pour l'inox 316 l, la vitesse de corrosion décroît lorsque le dépôt croît, c'est-à-dire que celui-ci aurait un rôle protecteur. On retiendra d'autre part que les géosondes permettent de mesurer l'évolution de la corrosion pour diverses nuances de métal. Il reste à établir que les résultats trouvés restent bien valables pour d'autres conditions de température, de conditions d'écoulement, de présence éventuelle de dépôts.

b) L'étude ponctuelle de mars 1987 a porté sur :

- des mesures d'épaisseur de canalisations en de nombreux points du réseau géothermal.
- des analyses chimiques, minéralogique et métallogénique de la manchette située en aval du compteur d'énergie, (cette pièce avait été responsable, en février 1987, d'une fuite importante).
- l'examen métallogénique de doigts de gants où s'étaient produites des fuites.

Il ressort de cette étude que :

- la corrosion n'est pas généralisée, mais localisée. Ainsi les portions droites d'acier ordinaire sont peu corrodées, actuellement.

- la corrosion sur les coudes et les doigts de gants est du type galvanique, à laquelle s'ajoute un effet mécanique, pour les doigts de gants.

- c) Les coupons de corrosion indiquent qu'une corrosion généralisée, par interaction chimique, est importante pour l'acier ordinaire. De plus, pour les équipements de surface, plusieurs points singuliers subissent une corrosion galvanique et/ou mécanique, aboutissant à des percements et générant des pertes d'exploitation. Il est, actuellement, envisagé de remplacer le réseau géothermal en acier ordinaire par des canalisations en inox. Le remplacement n'interviendrait qu'à la faveur d'un arrêt prolongé de la station géothermale (pour un remplacement de pompe, par exemple).

5.4.2 Corrosion des casings de forage

Il n'y a pas eu d'observations directes (diagraphies) des phénomènes de corrosion, à l'intérieur des forages.

Seules sont disponibles des observations indirectes, concernant la chimie de l'eau (cf. annexe). (On rappelle, d'autre part, que l'étude de coupons-témoins a montré que le fluide était corrosif vis-à-vis de l'acier K55 cf. 5.4.1).

Les analyses chimiques effectuées par le bureau d'études "sous-sol" (CFG) montrent que la quantité de fer dissous augmente lorsque le débit diminue (c'est-à-dire que le temps de contact fluide-tubages augmente).

Ceci suggère qu'une partie au moins du fer vient bien des casings, par corrosion.

La quantité de fer dissous est de l'ordre de 2.6 ppm pour 280 m³/h et de 5 ppm pour la marche d'été. Ceci représente une masse totale annuelle d'environ 5 T. ce qui est très important (cela correspond à environ 7 % de la masse totale du casing 9"5/8), mais pour du fer

venant à la fois du tubage et de la formation. L'acier K55 est en effet sensible à une corrosion par interaction chimique avec le fluide géothermal (cf. coupons de corrosion). En théorie, les casings devraient être peu sensibles à une corrosion galvanique sauf si les casings, bien que répondant toujours aux normes API (qui portent essentiellement sur les propriétés mécaniques) ont des compositions métallurgiques légèrement différentes entre eux (par exemple s'il y a deux fournisseurs).

Il reste possible que la corrosion ne soit pas uniforme et que certaines portions soient plus attaquées que d'autres. Or des corrosions localisées en face des aquifères d'eau douce auraient ici de graves conséquences : l'Albien n'est protégé que par un seul tubage, sur les deux forages, et les aquifères supérieurs ne sont protégés également que par un simple tubage, au niveau de la chambre de production.

Il serait très utile de disposer d'une diagraphie de tubages (calibrage 40 bras) pour apprécier l'importance éventuelle de la corrosion.

5.4.3 Dépôts dans la boucle géothermale

Il n'a pas été observé de dépôts dans les équipements de surface. En particulier, il n'y a pas eu d'encrassement des échangeurs et on ne note pas de remplissage anormal des filtres.

La présence éventuelle de dépôts dans les échangeurs peut se manifester par une augmentation des pertes de charge. Or la différence de pression entre la tête de puits exhaure et l'admission de la pompe d'injection reste presque toujours faible, de moins de 1 bar (selon mesures CFG, en annexe). Elle est même parfois anormalement faible (valeurs nulles le 20/02/1986 et 21/10/86). On note toutefois quelques augmentations de perte de charge, à débit comparable (11/02/1986 et 21/08/1986), qui ne persistent pas.

En ce qui concerne les forages, on ne dispose d'aucune diagraphie de

calibrage. L'importance des dépôts éventuels ne peut être appréciée qu'indirectement, par l'analyse chimique ou par l'examen des pressions d'injection.

Le fluide géothermal de Créteil est pauvre en sulfures : les risques de dépôts de sulfures de fer sont donc très limités, en l'absence d'activité bactérienne. Les autres espèces minérales présentent également très peu de risques de dépôts.

Cependant, le fluide est riche en sulfates, qui peuvent être réduits en sulfures par des bactéries. Or les analyses bactériologiques ne révèlent pas de bactéries sulfato-réductrices. Mais on peut se demander si les analyses sont bien représentatives de la réalité : on peut avoir des bactéries accrochées au tubage et très peu entraînées dans le fluide, échappant ainsi à l'analyse. Le risque de dépôts n'est pas exclu. On constate d'autre part la présence de dépôts (mais en quantité infime) dont des sulfures de fer, sur les coupons de corrosion.

On ne constate pas d'augmentation nette des pressions d'injection, qui pourrait faire penser à la formation de dépôts.

5.5 Opérations de réhabilitation de forages

Comme il n'a pas été constaté de phénomènes permettant de conclure à la formation de dépôts importants sur les casings de forage ou au colmatage partiel des zones productives du Dogger, il n'a pas été jugé utile, pour l'instant, d'envisager une réhabilitation.

5.6 Essais d'inhibiteurs

Une corrosion a été mise en évidence. Un traitement par inhibiteur de corrosion a été envisagé. Une première sélection de produits a été réalisée, sur site, le 09/03/1987. L'inhibiteur de corrosion pétrolite KW 54 a été testé à diverses concentrations (2 à 50 ppm) et la vitesse de corrosion a été mesurée par résistance de polarisation. Il apparaît que ce produit a fait chuter la vitesse de corrosion.

Cependant l'essai restait très court et demande à être confirmé par un test de plus longue durée, avec observation de phénomènes secondaires éventuels. Par la suite, il est envisagé un traitement en continu, après autorisation de la DRIR.

Pour l'instant , cette phase n'est pas engagée. Rappelons que l'injection de produits est actuellement possible au niveau de la chambre de pompage : dans la conception de la turbo-pompe, une partie du débit est en effet renvoyé dans le forage. Des additifs peuvent alors circuler dans la chambre de pompage et en aval.

D'autre part , une ligne servant actuellement à des mesures de niveaux peut, éventuellement, être adaptée à une injection d'inhibiteurs. Le matériel complémentaire nécessaire se limite à une pompe doseuse, avec enregistrement des temps de marche, un bac, et du petit matériel hydraulique (vannes, filtre, clapet).

6. Evolution des caractéristiques de l'aquifère

Le débit géothermal peut varier en fonction :

- des conditions d'écoulement dans le forage lui-même et à ses abords immédiats.

- des modifications de certains paramètres de la nappe elle-même.

Pour le premier point, rien ne permet pour l'instant, de conclure à la présence de dépôts modifiant les conditions d'écoulement dans le forage, ou de dépôts colmatant partiellement l'aquifère. D'autre part, il est possible que la géométrie de la zone captée, au niveau du forage d'injection, se soit modifiée. On s'attend à ce que les abords immédiats se soient élargis (formation de caves). Seule une diagraphie permettrait de mesurer l'importance du cavage.

Pour le second point, il n'est pas exclu que certains paramètres (pression

de l'aquifère) se soient modifiés depuis la mise en exploitation des nombreux doublets de la région.

Des calculs d'interférence ont été réalisés lors de la création des doublets. Ils avaient essentiellement comme objectif l'étude des transferts thermiques dans l'aquifère (déplacement d'un front froid de l'injection vers le forage de production). Pour ces calculs, certaines hypothèses ont été adoptées :

- aquifère homogène et isotrope
- pression et température constantes le long d'une verticale
- régime hydraulique permanent.

On constate, par ailleurs, des rabattements plus importants que prévus (cf. paragraphe 7.3). On peut alors se demander si les hypothèses sont suffisamment proches de la réalité et si les interinfluences ne sont pas plus rapides que prévues. Pour cela, une étude a été réalisée à l'été 1986 par Géochaleur sur certains doublets du Val de Marne.

Elle consistait, à faire varier brusquement le débit sur un puits et à observer les variations de pression sur les autres ouvrages. Ces essais ne permettent une interprétation que si les autres ouvrages restent en conditions constantes d'exploitation.

Or cette condition ne nous paraît pas avoir été suffisamment respectée. D'autre part, la mise en équilibre thermique du forage avec son encaissant est relativement longue (plusieurs jours) pour des variations très importantes de débit. L'équilibre thermique influe sur la pression (lorsque l'eau est plus chaude, sa densité diminue et la pression en tête augmente) dans une proportion de plusieurs dixièmes de bar, c'est-à-dire l'ordre de grandeur des variations de pression observées.

Autrement dit l'étude d'interférence réalisée ne permet pas de conclure, ni dans un sens, ni dans l'autre, à l'existence d'interférences "rapides" entre doublets.

Elle ne permet pas, non plus, de recalculer les modèles mathématiques initiaux.

7. Evolution de la fourniture d'énergie géothermale

La fourniture d'énergie géothermale dépend de plusieurs facteurs :

- débit d'eau géothermale
- durée de fonctionnement de la boucle géothermale
- température de l'eau géothermale
- température de retour de l'eau géothermique
- performances propres de l'échangeur.

Les 2 derniers facteurs sont étudiés par le bureau d'études "Surface".

7.1 Evolution des températures de l'eau géothermale

Les mesures périodiques relevées par CFG (cf. annexe) ne paraissent pas suffisamment représentatives de la réalité car trop ponctuelles. Elle font apparaître une température plus faible, à débit maximal, au printemps 1987, qu'auparavant. Elles font apparaître également une température à faible débit peu différente de la température à débit élevé, alors qu'on s'attend à un écart.

Ces mesures ponctuelles risquent de représenter d'avantage des mises en équilibre thermique liées à certaines variations de débit, qu'une évolution de la température au niveau de l'aquifère.

Nous ne pensons pas qu'il y ait eu baisse notable de la température de l'aquifère. Les enregistrements de l'automate, s'ils sont fiables, pourraient lever ce doute. D'autre part, l'étude thermique "Surface" pourrait également préciser ce point (?).

7.2 Evolution des débits

L'appréciation de l'évolution des débits se heurte ici à un défaut de mesures. En effet la portion de canalisation où est installée le débit-mètre Krohne a été by-passée, suite à une fuite survenue en février 1987.

Depuis cette date, les débits ne sont plus mesurés mais calculés. Les relevés CFG sont donnés en annexe.

On retiendra que :

- le débit contractuel de 300 m³/h n'est pas atteint. Il est toutefois approché, à moins de 10 m³/h, de façon temporaire.
- la notion de débit maximal à atteindre est évolutive :
 - . protocole SAF court terme : 250 m³/h,
 - . protocole SAF définitif long terme : 300 m³/h,
 - . débit contractuel saisons 85-86 ; 86-87 : 300 m³/h,
 - . débit contractuel actuel (contrat Montenay) : 270 m³/h, avec clause de révison si le débit varie de plus de 5 %,
 - . permis d'exploitation DRIR : non encore retourné au Maître d'ouvrage, à notre connaissance.

De plus, fin de mieux rentabiliser la géothermie, le Maître d'ouvrage envisage d'augmenter le débit exploité à 350 m³/h ce qui suppose une autorisation administrative d'une part, et qui peut avoir des répercussions au niveau des interférences, d'autre part :

- il n'y a pas eu de dégradation du débit exploitable entre 1985 et 1987. Au contraire, il semble y avoir une très légère amélioration due à un rabatement moins important.
- les débits calculés, après février 1987, sont déduits de la courbe caractéristique de la pompe d'injection. Or, celle-ci fonctionne au delà du point de rendement maximal et il a fallu extrapoler (sans vérification au banc d'essai), cette courbe caractéristique vers la plage des grands débits.

D'autre part on peut se demander si le manomètre placé à l'aspiration de la pompe de réinjection est bien étalonné car on note parfois, sur les relevés CFG l'absence de pertes de charge entre le puits de production et la pompe de réinjection. Or la pression à l'admission de la pompe d'injection sert indirectement au calcul du débit.

7.3 Evolution des pressions d'injection

Les pressions d'injection sont nettement inférieures aux prévisions, d'environ 5 bars (cf. figure 6). On n'observe pas de dégradation nette du puits d'injection, entraînant des augmentations de pression, selon les relevés CFG. Il existe cependant des variations : ainsi, à débits et températures comparables, on note une augmentation de 3 bars entre octobre 1986 et février 1987. Les valeurs de pression du printemps 1987 sont comparables aux mesures antérieures alors que leur température est nettement plus élevée (la viscosité, devenue plus faible, aurait pu provoquer une légère baisse de pression).

On retiendra que le puits d'injection ne limite pas, actuellement, le débit, et que la pompe ne fonctionne pas à sa vitesse maximale.

Toutefois le NPSH, bien qu'encore suffisant, n'est pas très large (une quinzaine de mètres).

7.4 Evolution des niveaux hydrodynamiques

L'évolution des niveaux hydrodynamiques dans le forage de production est plus délicate à interpréter, pour plusieurs raisons :

- après février 1987, le débit n'est plus mesuré mais calculé, selon certaines hypothèses.
- les premières indications de niveaux (novembre 1985 à avril 1986) sont des valeurs calculées, à partir de la vitesse de la turbo-pompe, du débit, de la pression d'admission de la pompe alimentaire, et en supposant que les courbes caractéristiques des pompes n'ont pas subi d'altération depuis les tests en usine.
- à partir de février 1987, une sonde de fond permet de déduire le niveau. mais à cette époque, il n'y a plus de débit-mètre.
En outre les courbes tracées lors des visites auscultation - diagnostic CFG sont faites à partir de paliers de débit qui paraissent trop courts

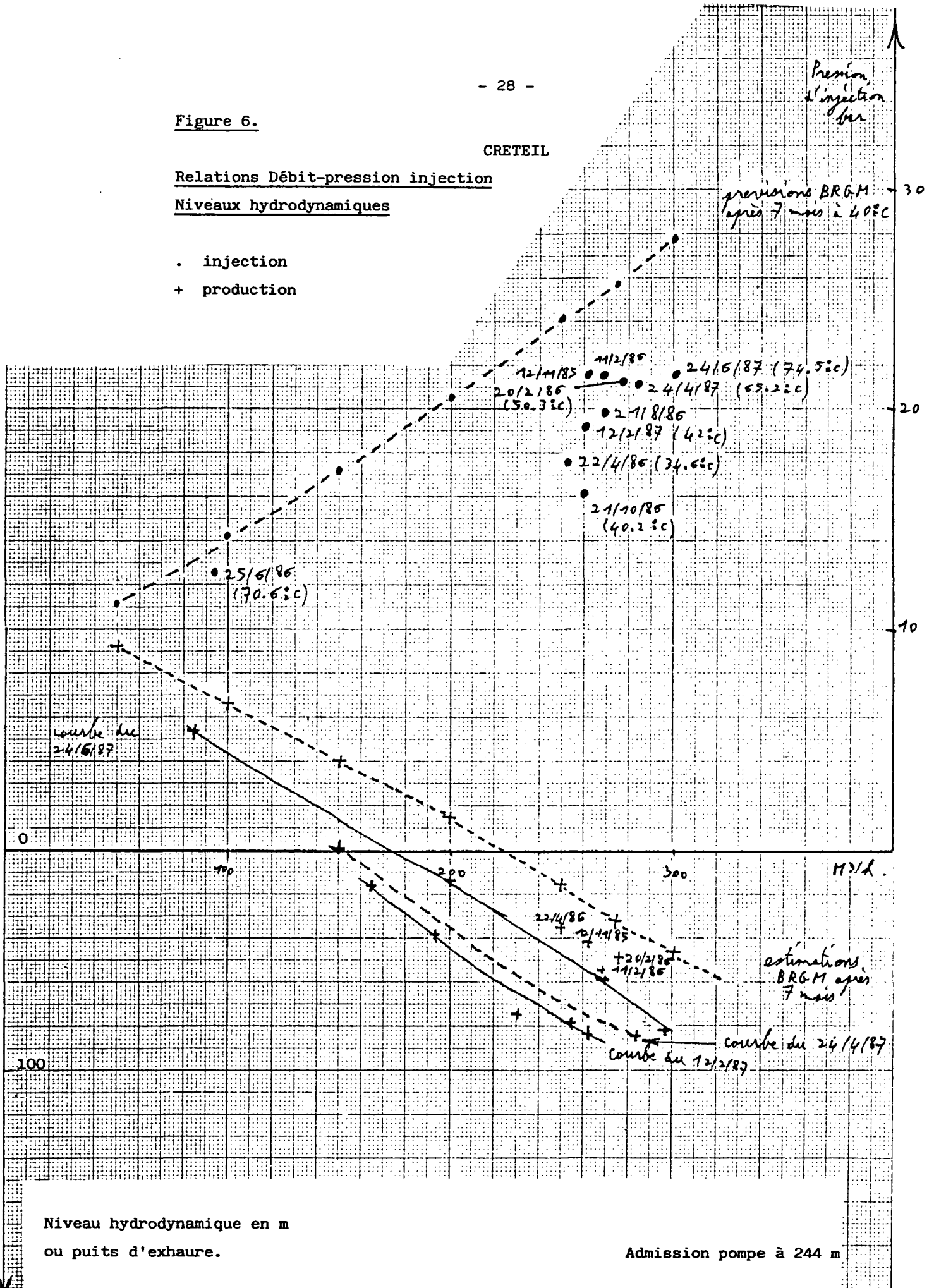
Figure 6.

CRETEIL

Relations Débit-pression injection

Niveaux hydrodynamiques

- injection
- + production



Niveau hydrodynamique en m ou puits d'exhaure.

Admission pompe à 244 m

(1 à 2 h au maximum) où les niveaux n'ont guère le temps de se stabiliser. Outre l'impact de l'équilibre thermique, il n'est pas exclu que les écoulements résultent de la super position de deux phénomènes : une porosité liée à des fissures ou des couches très productives et une porosité, plus faible, liée au reste de l'aquifère, alimentant les fissures au bout d'un certain temps de production (?). Dans ce cas, des paliers courts ne seraient représentatifs que du premier phénomène.

Les tendances générales d'évolution des rabattements sont :

- niveaux hydrodynamiques plus profonds que les prévisions. Ceci est à mettre en relation soit avec une dégradation du puits d'exhaure, ce qui suppose la formation de dépôts, soit avec une dégradation de l'aquifère lui-même, qui pourrait être due à une interférence entre ouvrages non conforme aux prévisions.

La formation de dépôts, bien que non exclue, apparaît comme peu probable d'après la composition de l'eau. Les interférences existent peut-être mais l'étude de l'été 86 ne permet malheureusement aucune conclusion, ni dans un sens, ni dans l'autre.

- diminution des rabattements entre février et juin 1987. Cette diminution pourrait, en partie, être imputable aux conditions de mesures : le 12/2/1987, les paliers duraient environ 3/4 h et étaient à débit décroissant (le premier palier durant 3.5 h).

Tandis que le 24/06/87, les paliers duraient environ 20 mn, et étaient à débit croissant. Le premier palier, à petit débit durant près d'une heure).

La première courbe aurait alors tendance à accentuer les rabattements et la seconde à les minimiser. La remontée de niveau, si elle est confirmée, reste difficile à expliquer : il faudrait admettre une variation saisonnière de nappe liée au passage au régime d'été de la plupart des doublets de la région (?).

Or, les mesures de 1986, sur Créteil, ne semble pas avoir montré une telle évolution, alors que les conditions d'exploitation du secteur paraissaient comparables.

Les rabattements plus importants que prévus limitent actuellement le débit à un peu moins de 300 m³/h. La pompe d'exhaure travaille près de son maximum.

on NPSH est plutôt faible et ne peut guère être diminué. Il faut alors envisager de placer plus bas la turbo-press (avec allongement de la colonne et désancrage et réancrage du packer).

D'autre part, des fuites entre colonne alimentaire et annulaire ont été suspectées par CFG, à partir des mesures de février 1986. Cette fuite supposait un dévissage de la colonne alimentaire, ce qui a été confirmé le 4/11/1986, le dévissage devenant complet, laissant la turbo-pompe au fond, sur son packer. La remontée de la colonne a permis de constater que les tubes n'étaient pas percés.

Selon CFG, la nouvelle turbo-pompe descendue en novembre 1986 connaîtrait également des fuites et un nouveau dévissage se serait donc produit. Les calculs font apparaître les fuites suivantes :

- le 12.02.1987 : 20 m³/h,
- le 24.04.1987 : 15 m³/h,
- le 24/06.1987 : 10 m³/h.

A chaque date, plusieurs paliers de débit étaient réalisés et le débit de fuite restait sensiblement constant.

On constate que les fuites diminuent avec le temps, ce qui est difficile à expliquer (si la colonne tend à se resserrer, il ne devrait pas y avoir de fuites). Il est plus probable que la diminution soit à attribuer à une incertitude sur les mesures (rappelons qu'il n'y a pas de débit-mètre). L'incertitude est telle que la fuite ne peut être, actuellement prouvée. La remise en service du débit-mètre, retalonné, s'avère très souhaitable.

7.5 Production d'énergie géothermique

L'opération de Créteil Mont-Mesly est récente : 2 saisons de chauffe. Les valeurs d'énergie géothermique fournie sont reproduites en tableau 3.

Tableau 3.

Energie géothermique fournie

S A I S O N	1985-1986 (1)	1986-1987 (2)	Référence contrat CGEC	Référence contrat Montenay
Energie géothermique en MWh utiles	29 290	35 774	51 530	
Taux de couverture	41.8 %	42.1 %	64.3 %	50 %
Volume annuel estimé d'eau géothermale en M m3	1.3	1.6		
Ratio MWh géothermi- que /m3	0.023	0.022		
DJU	2 654	2 420	2 456	

(1) - Mise en service géothermie 08/10/85.

(2) - Extrapolé à l'été 87.

La géothermie ne fournit pas, actuellement, l'énergie prévue. En ce qui concerne le sous-sol, les écarts importants, sont dus :

- aux arrêts de la station géothermale (plus de 15 % de temps d'arrêt, pour une année).
- à un débit légèrement inférieur au débit contractuel initial (300 m³/h). Le débit à la production est en effet limité et n'atteint, au maximum qu'entre 270 et 285 m³/h.

nota : le contrat actuel (avec Montenay) prévoit un débit nominal de 270 m³/h.

ces deux raisons ne paraissent pas suffir à expliquer entièrement l'écart d'environ 30 % entre la fourniture prévisionnel d'énergie géothermale et la réalité.

Les aspects concernant la régulation entre boucles géothermale et géothermique sont étudiés par l'audit "Surface".

8. Consommation d'énergie de la boucle géothermale

8.1 Consommations mensuelles

L'énergie nécessaire au fonctionnement de la boucle géothermale (pompes d'exhaure et d'injection) n'est pas relevée séparément. Seule l'énergie totale consommée au local technique (boucle géothermale + pompes de circulation du réseau géothermique) est lue sur compteurs EDF.

Les valeurs mensuelles sont reportées au tableau 4.

Cependant, les puissances appelées par les appareils sont notées par l'automate, qui, à partir des durées de fonctionnement, peut indiquer les consommations des divers appareils. Mais le bon fonctionnement de la télégestion ne semble pas toujours avoir été vérifié. Les valeurs cumulées sont donc données avec réserve.

Les valeurs annuelles selon compteur EDF sont :

S A I S O N	kWh électrique	MWh géothermique	Ratio kWh él/MWh géo
85-86	2 369 800	29 290	81
86-87	2 349 800 (1)	35 109	66.9

(1) - valeur estimée, en adoptant pour l'été 87 les valeurs de l'été 86.

La diminution du ratio pourrait s'expliquer par :

- des meilleures performances de la boucle géothermique (retours plus froids) ?
- la diminution ou l'absence de fuites au niveau de la colonne alimentaire de la turbo-pompe ?
- une remontée du niveau hydrodynamique.
- des arrêts plus importants, pour incidents, pendant la 2ème saison de chauffe, entre décembre et mars, c'est-à-dire pendant les mois froids où la consommation électrique des pompes est la plus forte.

Les valeurs mensuelles disponibles (cf. tableau 4) montrent la disproportion entre les mois où le débit maximal est sollicité (décembre à mars), à forte consommation électrique et à fort ratio (entre 70 et 90) et les autres mois, où le rendement électricité consommée/géothermie fournie est meilleur (ratio de 50 à 60).

Les valeurs cumulées pour les pompes d'exhaure et d'injection, au 09/09/87, sont de 3 835 785 kWh électriques, selon l'automate. Le ratio correspondant est de 59 kWh électrique - MWh/géothermique

Tableau 4.

CONSOMMATIONS ELECTRIQUES
DU LOCAL TECHNIQUE

	1	2	
MOIS	kWh électrique	MWh utiles géothermiques	RATIO ½
octo. à Décembre 85	539 800		
janvier 1986	485 000		
février	375 600		
mars	220 600		
avril	398 800		
mai	131 600		
juin	54 000		
juillet	79 000		
août	36 800		
septembre	48 600		
octobre	181 200	3 444	52.6
novembre	95 800	1 529	62.6
décembre	290 200	5 487	52.9
janvier 1987	443 200	4 978	89.0
février	296 400	4 292	69.1
mars	326 800	4 663	70.1
avril	268 200	5 318	50.4
mai	223 000	4 312	51.7
juin	102 400)	
juillet	37 200)	
août		(
septembre 1987		(1 086	
)	
)	
		(

8.2 Puissances absorbées

On dispose de quelques relevés de puissance, en fonction du débit (cf. figure 7), effectués dans le cadre "Géoconfiance".

On remarque que :

- les puissances absorbées par la pompe d'injection + la turbo-pompe sont supérieures aux prévisions. Dans le détail, il est confirmé que la pompe d'injection absorbe moins d'électricité que les prévisions (cf. pressions d'injection plus faibles) mais que la turbo-pompe consomme nettement plus.
- la surconsommation de la pompe d'exhaure par rapport aux prévisions résulte de niveaux hydrodynamiques plus profonds et surtout à la nature de la pompe (les prévisions étaient faites avec une pompe immergée, qui consomme moins de courant qu'une turbo-pompe). L'écart est supérieur à 300 kW !
- on ne note pas d'augmentation nette de puissance à la réinjection, dans le temps, et la courbe reste sensiblement parallèle à la courbe prévisionnelle.
- à débit comparable, la puissance absorbée par l'exhaure tend à croître, de novembre 1985 à février 1987. Le rapport puissance/débit tend à décroître entre février 1987 et juin 1987.
- pour passer de 253 à 296 m³/h (soit + 17 %), il faut augmenter la puissance de 40 %.

Puissance totale absorbée en kW.

Figure 7.

Puissance électrique absorbée par les pompes d'exhaure et d'injection

CRETEIL

500

400

300

200

100

- ensemble
- + exhaure
- injection

24/6/87

(74.5°C)

24/4/87 (65.2°C)

20/2/86

(50.3°C)

12/2/87

(42.5°C)

21/10/86

11/2/86

12/11/85

22/4/86 (34.6°C)

20/2/86 + 24/6/87

12/2/87 + 24/4/87

21/10/86 +

21/8/86 +

22/4/86 +

12/11/85 +

prévisions BRGM après 7 mois à 40°C

24/6/87

24/4/87

20/2/86

12/2/87

12/11/85

21/10/86

22/4/86

injection + exhaure

prévisions injection

prévisions exhaure

25/6/86 (70.5°C)

29/6/86 +

25/6/86

100

200

300

débit m3/h

9. Comptes d'exploitation de la boucle géothermale

9.1 Exercices 1985 à 1987

Pour les deux premières saisons de chauffe, les dépenses d'entretien - conduite des installations (P2) étaient forfaitisées (contrat avec CGEC) à hauteur de 1 400 kF/saison, environ, auquel s'est ajouté la 2ème année un supplément d'environ 200 kF pour tenir compte du fonctionnement particulier de la centrale charbon.

Ces prix incluent à la fois la boucle géothermale et la boucle géothermique.

En ce qui concerne le (P3), les dépenses annuelles étaient réduites, de l'ordre de 80 à 100 kF pour la boucle géothermale.

Mais ces valeurs très faibles sont liées au fait que les matériels étaient sous garantie. Ainsi les réparations multiples de la turbo-pompe ont été prises en compte par Guinard.

Le contrat actuel avec Montenay est un affermage, avec garantie totale sur l'ensemble des matériels de la boucle géothermale, à l'exception des forages eux-mêmes mais y compris la pompe d'exhaure et la colonne d'exhaure.

Les charges de P2 et de P3 sont des forfaits annuels, les dépenses d'électricité sont réglées directement par le Maître d'Ouvrage, avec une formule d'intéressement aux économies d'énergie pour l'exploitant.

En ce qui concerne le sous-sol, le Maître d'Ouvrage a souscrit un contrat SAF, en cours de signature à l'été 1987.

9.2 Comptes d'exploitation prévisionnels

L'évolution de la chimie des eaux a des répercussions sur la durée de vie de certains matériels. Les débits d'exploitation peuvent varier, en fonction d'une modification des rabattements mais aussi de l'apparition éventuelle de dépôts. Il s'ensuivra un appoint différent et diverses

répercussions sur les comptes d'exploitation. Pour l'estimation des comptes d'exploitation prévisionnels nous avons envisagé deux scénarios possibles d'évolution :

Hypothèse haute : Le débit varie peu ; il n'y a pas formation de dépôts ; la corrosion est enrayée par traitement chimique.

Hypothèse basse : Le débit décroît, suite à divers phénomènes. les puits se détériorent, obligeant à des travaux lourds de remise en état.

a) Hypothèse haute :

- Taux de marche des installations de 95 %, correspondant à un nombre très réduit d'incidents.
- débit décroissant très peu, de 300 à 280 m³/h. Il n'est pas envisagé ici de dépasser le débit de 300 m³/h, adopté dans les protocoles SAF, (une augmentation de débit suppose une autorisation administrative ; d'autre part il y a risque d'interférences accru). Par contre, il est envisagé de placer une pompe plus puissante que la pompe actuelle, et qui placée plus bas, pourrait maintenir un débit proche de 300 m³/h.
- peu d'apparition de bactérie sulfato-réductrices pouvant être à l'origine de dépôts de sulfures de fer importants.
- corrosion des casings et canalisation fortement réduite par injection de produits inhibiteurs de corrosion. Dans un premier temps cette injection est envisagée au niveau de la chambre de pompage. Dans un second temps, l'injection est envisagée en fond de puits, au moyen d'une ligne de fond en matériaux composites ou d'un coil tubing en acier. Le coût indiqué ici (800 kF) dépendra en fait, en partie, du nombre de réalisations du même type menées sur d'autres opérations.
- pas de nécessité de rechemiser les forages.

- réhabilitation au bout de 8 ans, par méthode légère (coflexip, scrapper, ...)

nota : les méthodes légères de curage restent encore à expérimenter et à mettre au point.

Ce curage est destiné à éliminer des dépôts, peu importants, pouvant commencer à se former et réduisant les effets du traitement chimique. Il n'est pas exclu, non plus, que l'additif adopté finalement n'ait pas des effets secondaires nécessitant un curage.

- évolution des températures conformes aux prévisions initiales ; baisse modérée de la pression de nappe.
- en première approximation, on admet que la consommation électrique de la boucle géothermale est sensiblement constante. Une décroissance de débit correspond ici à une augmentation de pertes de charge ou de rabattement, les moteurs conservant, les mêmes régimes. On considère que la pompe immergée choisie consommera un peu moins d'électricité que la turbo-pompe.
- diagraphies de contrôle des tubages tous les 3 ans environ. Pour le forage de production, on suppose que cette diagraphie sera faite lors d'une opération d'entretien ou réparation de la pompe d'exhaure.
- on suppose que la turbo-pompe sera remplacée à la prochaine saison par une pompe immergée, plus puissante et placée plus bas.
- on suppose que le réseau de surface en acier ordinaire sera remplacé par de l'inox, et que les coûts de cette opération est déjà inclus dans le montant du contrat Montenay.
- on suppose ici que la boucle géothermale fonctionne de façon satisfaisante ; que les coûts de P2 et P3 de l'exploitant restent conservés et qu'ils sont maintenues au delà des 10 ans du contrat Montenay.

b) Hypothèse basse :

- taux de marche de la boucle géothermale de 90 % correspondant à des arrêts pour incidents de 36 jours.
- débit décroissant plus rapidement sous l'effet conjugué de :
 - . rabatement plus importants,
 - . formation de dépôts, permis par un développement non enrayé de bactéries sulfato-réductrices et un développement de la corrosion.
- poursuite de la corrosion des équipements de surface et corrosion des casings, aboutissant à des percements.
- nécessité de rechemiser le forage dès l'imminence d'un percement. Il est difficile de prévoir l'importance de la zone à rechemiser ainsi que la date probable de cet événement. Aussi avons-nous envisagé, de façon arbitraire, un rechemisage partiel, sur chacun des deux forages, 12 ans après la mise en service. La réduction de diamètre entraînera une réduction de débit.
- nécessité de curer les puits, pour éliminer les dépôts de sulfures de fer, sur les deux forages. Ce curage sera fait, la première fois, par méthode traditionnelle (appareil d'environ 70 T au crochet, avec circulation, rotation au tricône). Par la suite, il est envisagé une méthode plus légère (coflexip ; scrapper ; etc .. méthodes restant à mettre au point). Il n'est pas envisagé plus de trois réhabilitations.
- l'apparition de dépôts perturbe le fonctionnement des pompes, échangeurs, et tend à réduire la durée de vie des matériels. De même pour la corrosion.
- il n'est pas envisagé de traitement par inhibiteurs de corrosion, soit parce que les produits efficaces sont nocifs et ne sont pas autorisés, soit parce que le traitement s'avère inefficace, ou créant des phénomènes secondaires indésirables.

- réalisation de diagraphies des tubages dans les mêmes conditions que pour l'hypothèse haute.

- les conditions étant ici défavorables, nous avons estimé un P3 à partir de durées de vie possibles des divers matériels et de leur coût de remplacement.

COMPTES D'EXPLOITATION PREVISIONNELS
C R E T E I L - HYPOTHESE : BASSE

Coût en kF - HT

ANNEE	87/88	88/89	89/90	90/91	91/92	92/93	93/94	94/95	95/96	96/97	97/98	98/99	99/ 2000	2000/ 2001	2001/ 2002	2002/ 2003	2003/ 2004	2004/ 2005	2005/ 2006	2006/ 2007	2007/ 2008	2008/ 2009	2009/ 2010	2010/ 2011	2011/ 2012
Débit géothermal m3/h	280	300	290	290	280	270	260	250	290	280	270	230	220	210	205	200	230	220	210	205	200	225	215	205	200
P1 . Electricité MWh Boucle géothermale	2000	1850	1850	1850	1850	1850	1850	1850	1850	1850	1850	1850	1850	1850	1850	1850	1850	1850	1850	1850	1850	1850	1850	1850	1850
P2 . Dépenses exploitant boucle géothermale . Contrat suivi sous-sol . Produits inhibiteurs	SELON CONTRAT ACTUEL MONTENAY CF CONTRAT CFG																								
P3 . Pompe exhaure et matériel annexe . pompe injection . Echangeurs . variateurs appareil- lages électriques . Canalisations géo- thermales + têtes de puits . Matériel d'injection d'inhibiteurs . Diagraphies . Réhabilitation avec SAF sans SAF . Réfection tubages avec SAF sans SAF . Imprévus (5% du P3)		1500		1300				1300			1300			1300			1300			1300			1300		
						800					800						800							800	
											2000														2000
		350									800									800					
		600	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	2x70			2x70			2x70			2x70			2x70			2x70		2x70			2x70			2x70	
								540								540				540					
								1100x2								2x700				2x700					
											540														
											2x2000														
. Assurances + frais de gestion	Pour mémoire																								

10. Conclusion

Les problèmes rencontrés par l'opération géothermique de Créteil sont de plusieurs ordres :

- incidents de fonctionnement de la turbo-pompe,
- rabattelements plus importants que prévus
- corrosion des équipements

Actuellement le débit est limité au puits d'exhaure par les possibilités de la pompe, à un peu moins de 300 m³/h. Les conditions d'injection ne créent pas, pour l'instant, de limitation de débit.

L'eau géothermale est pauvre en sulfures et on ne décèle pas actuellement la formation de dépôts.

La corrosion est importante et plusieurs percements se sont déjà produits dans les équipements de surface. La corrosion des casings de forage n'est connue que de manière indirecte, par suivi des caractéristiques de l'eau.

Toute corrosion pouvant aboutir à un percement serait ici plus grave : les aquifères d'eau douce, y compris l'Albien, ne sont protégés que par un seul tubage cimenté.

La fourniture géothermique est actuellement d'environ 35 000 MWh/an, assurant un taux de couverture de près de 42 %.

Pour le futur, deux scénarios possibles d'évolution des débits ont été pris en compte ici pour les comptes d'exploitation prévisionnels.

A N N E X E

mise à jour : 09/87

IDENTIFICATION

OPERATION : CRETEIL

MAITRE D'OUVRAGE : VILLE DE CRETEIL

MAITRE D'OUVRAGE DELEGUE : SEMAEC (SOCIETE D'ECONOMIE MIXTE D'AMENAGEMENT ET D'EQUIPEMENT DE LA VILLE DE CRETEIL)

CONSEIL AU MAITRE D'OUVRAGE : GEOCHALEUR

MAITRES D'OEUVRE : - Sous-sol : SPEG puis BRGM
 - Surface : SERMET - TETA, puis CFERM

NOMBRE D'EQUIVALENT-LOGEMENTS RACCORDES :

ENERGIE D'APPOINT CENTRALISE : CHARBON

NOMBRE DE DOUBLET GEOTHERMIQUE : 1

MISE EN SERVICE : 08/10/1985

FIN TRAVAUX FORAGES : 20/12/1984

DESCRIPTIF DES INSTALLATIONS SOUS-SOL

F O R A G E S

NUMEROTATION	PRODUCTION	INJECTION
	GCRT 1	GCRT 2
Chambre de pompage ou réinjection - DIAMETRE - PROFONDEUR	13"3/8 400	7" 1847
Déviation - MOYENNE - MAXIMALE - AMORCE DEVIATION	31 36 435	31 36 425
Protection Albien-Néocomien - DOUBLE-TUBAGE ? - <u>DOUBLE</u> CIMENTATION	simple tubage non	simple tubage non
DIAMETRE FORATION AQUIFERE	8"1/2	8"1/2
HAUTEUR (déviée) DE LA ZONE DE SEDIMENTATION (Fond du forage à dernier horizon producteur)	46 m (1.68 m3)	37 m (1.35 m3)
Tubages en contact avec fluide géothermal - DIAMETRE - NUANCE ACIER - EPAISSEUR EN MM	13"3/8 9"5/8 K55 K55 9.65 10.03	9"5/8 K55 10.03
ECARTEMENT DES FORAGES (toit de réservoir)	1 300	

DISPOSITIF D'EXHAURE

GENRE : - Turbo pompe -

MARQUE : GUINARD

TYPE : TURBO-PRESS DIAMETRE :

MOTEUR : JEUMONT-SCHNEIDER

PUISSANCE : 370 kW SOUS : 380 V

PROFONDEUR IMMERSION : 224 m (admission)

COLONNE D'EXHAURE :

MARQUE : HAGUSTA

DIAMETRE :

NATURE MATERIAU : Acier revêtu caoutchouc.

DESCRIPTIF DES INSTALLATIONS SURFACE

VARIATEUR POMPE EXHAURE

MARQUE : JEUMONT-SCHNEIDER TYPE : JIS 611

ECHANGEUR

NOMBRE : 2

NATURE : A PLAQUES TITANE

MARQUE : VICARB TYPE : 1) V 180083
2) V 180084

PUISSANCE :

SURFACE D'ECHANGE : 493 plaques

FILTRE - A PANIERS

MARQUE : AMRI TAMIS :

DECANTATION - NON

TUYAUTERIES SURFACE

NATURE MATERIAU : ACIER ORDINAIRE SANS REVETEMENT

POMPE INJECTION

MARQUE : GUINARD TYPE : MDH VI 4 étages

MOTEUR : JEUMONT-SCHNEIDER TYPE : FNCB 355

PUISSANCE : 290 kW - 380 V

VARIATEUR INJECTION

MARQUE : JEUMONT-SCHNEIDER TYPE : JIS 611

POMPE INJECTION MARCHE ETE

MARQUE : TYPE :

PUISSANCE :

CARACTERISTIQUES DE LA RESSOURCE

	Epaisseur Totale - m	Epaisseur productive - m	Perméabilité en D	Transmissivité en D.m	Porosité en %
PRODUCTION	109	14.75	2.03	30	15
INJECTION	115	23.5	1.4	33	15

AQUIFERE CAPTE : DOGGER

EVOLUTION DE LA FOURNITURE GEOTHERMALE

ANNEE	MWh utiles géothermiques	Taux disponibilité	Taux de couverture
10/85-09/86	29 290		41.8 %
10/86-09/87	35 109		42.1 %

EVOLUTION DU FLUIDE GEOTHERMAL

DATE	pH	Eh mv	NaCl ppm	Conduc. mS/cm	Sulfures ppm	fer ppm	Q m3/h	pt de bulle bar	GLR %	Température en tête °C	Bactéries	
											F*	S*
30/06/87	6.42	-199	18870	34.8	3.4	4.5	80	6.8	12.7	71.5	0	0
12/03/87	6.38	-229	19504	36.2	0.32	2.6	280	7.4	9.1	75.4	0	0
24/11/86	6.44	-161	19333	?	0.072	3.06	178	7.2	14.5	75.8	0	0
28/08/86	6.45	-169	19270	36.4	0.1	4.6	200	7.2	14.1	76.2	?	?
23/05/86	6.51	-178	19401	43.9 (à25°C)	0.06	7	96	7.2	16	75.3	-	0
27/02/86	6.40	-228	17875	43.2 (à25°C)	ND	2.6	273	7.2	14.3	77.1	0	0
08/01/86	6.37	-180	17990	46 (à25°C)	0.018	2.3	277	7.5	14.2	76.1	0	0
29/11/84	6.24	-75	20700	70.8	/ 3.10 5	13	125	7.6	15	79	+	0

* **F** = ferrobactéries
S = sulfatobactéries

0 = absence
+ = présence

FOURNITURE GEOTHERMALE .: EVOLUTION DU FONCTIONNEMENT

DATE	Q produc m3/h	T tête de puits	T retour puits	P en tête puits produc. bar	P en tête puits injection bar	P Aspira- tion pompe In bar	PUISSANCE EN kW ABSORBEE			Rabat en m	P Artési- enne bar
							Produc. *	Injection	Total		
12/11/85	262	77	-	11.4	21.6	10.9	282.6 *	128	410.6	42	9
11/02/86	268	78	-	10.99	21.6	9.5	458.67	-	-	55	-
20/02/86	276	77	50.3	10.1	21.2	10.1	396.0	132.44	528.44	49	-
22/04/86	253	78.5	34.6	10.1	17.6	9.8	304.66	99.01	403.67	36	7.1
25/06/86	94	77.2	70.6	9.6	12.6	8.7	46.23	18.416	64.64	-	-
21/08/86	270	-	-	9.35	19.9	7.6	317.60 *	-	-	-	8.23
21/10/86	260	79	40.2	9.2	17.1	9.2	348	124	472	-	6.9
12/02/87	261	72	42	9.3	19.25	8.95	366	129	495	88	-
24/04/87	284	75.9	65.2	9.36	21.11	8.9	377.6	162.2	539.8	85	6.96
24/06/87	296	75.1	74.5	9.32	21.52	9.04	390.4	177.2	567.6	82	8.72

* sortie variateur.

FONCTIONNEMENT DES INSTALLATIONS : LES INTERVENANTS

EXPLOITANT : d'abord groupement CGEC - SECMA, puis Montenay depuis 1/10/87

CONTRAT DE CHAUFFAGE : TYPE : conduite + entretien ; garantie totale, fourniture combustible.
DUREE : 10 ans.

CONTRAT SAF LONG TERME										
	DATE	Q m3/h	P. Exhaure		P. réinjection		T.	T.	Po	P1
			kW	sous V	kW	sous V	exhaure	réinjec.	kW	kW
PROTOCOLE DEFINITIF		300	342	380	256	380	79	35	15331	
MESURES VERITAS										

Nota : contrat SAF non encore signé en septembre 1987.

CONTRAT DE SUIVI - MAINTENANCE

SOCIETES		TYPE DE CONTRAT	CARACTERISTIQUES	DEBUT	FIN
MAINTENANCE	CLIENT				
CFG	SEMAEC	Suivi	auscultation-diagnostic + suivi fluide + corrosion		

REHABILITATIONS : Pas de réhabilitation effectué.

DATE	FORAGE	NATURE DE L'INTERVENTION	RESULTATS	
			Avant	Après

ESSAIS D'INHIBITEURS : Un test court effectué le 09/03/1987 : essai de l'inhibiteur pétrolite kW 54 à diverses concentrations. Résultat : baisse de la vitesse de corrosion mesurée à la sonde de résistance de polarisation.

