

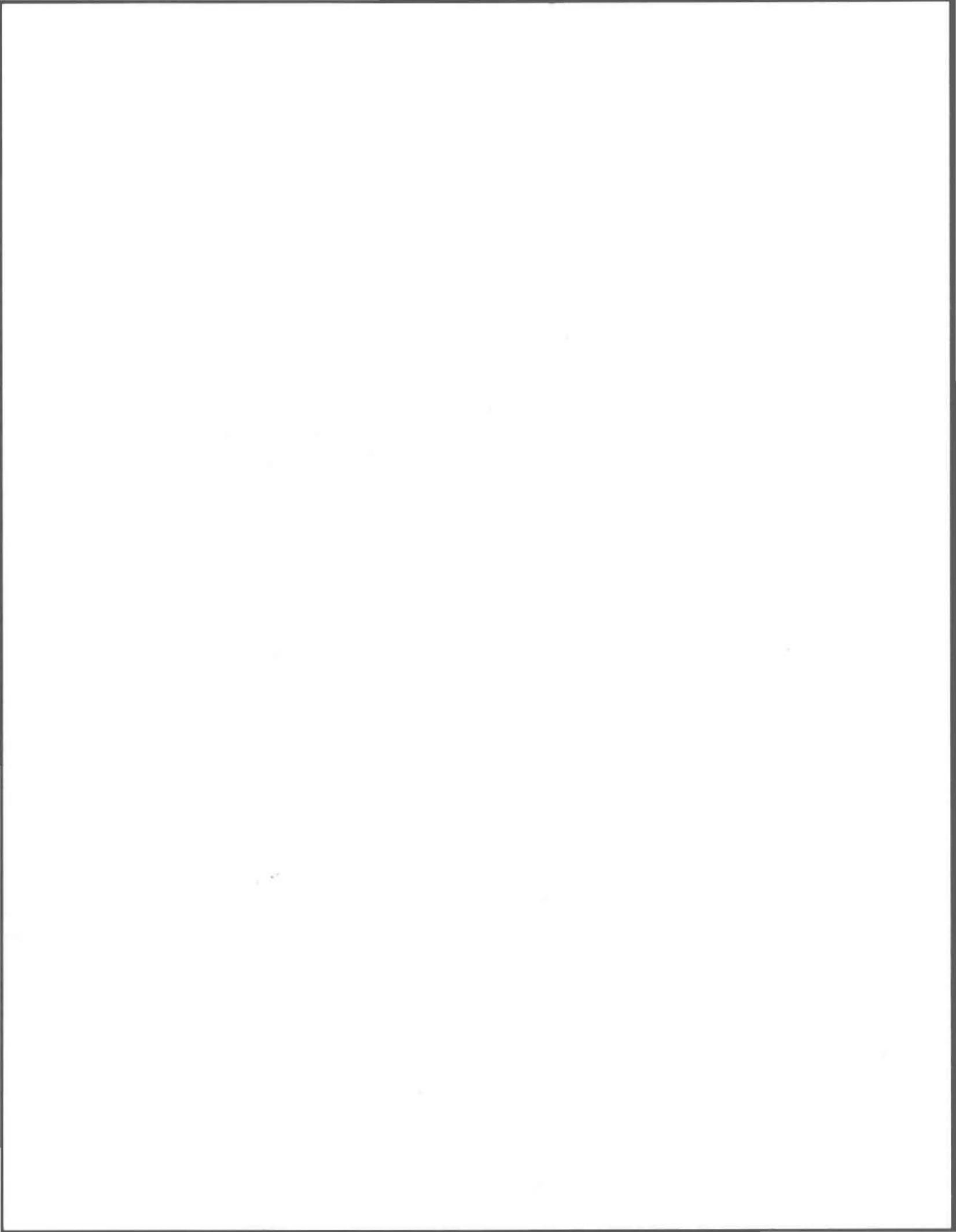
**MÉMOIRE DE MAÎTRISE
INRS-EAU**

**MODÉLISATION DU TRANSPORT DE CHALEUR EN MILIEU POREUX
APPLICATION À UN SYSTÈME DE POMPAGE GÉOTHERMIQUE AVEC
STOCKAGE D'ÉNERGIE EN AQUIFÈRE**

**PAR
JEAN GAUTHIER**

**UNIVERSITÉ DU QUÉBEC
2800, rue Einstein, Suite 205
Ste-Foy, QC
G1V 4C7**

JUIN 1993



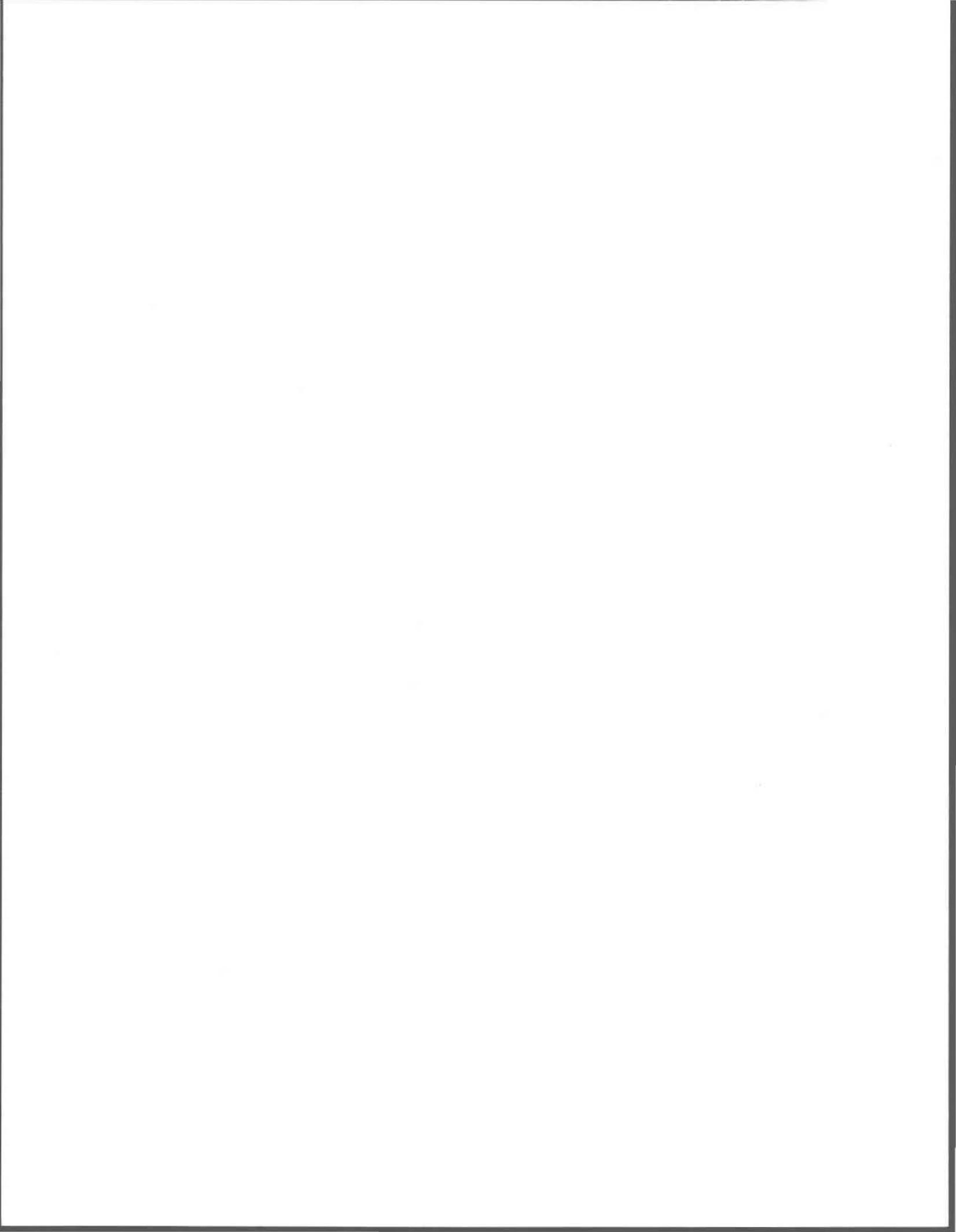
REMERCIEMENTS

Je remercie sincèrement Monsieur Olivier Banton qui a guidé mon travail et ma démarche scientifique. Sa disponibilité et ses commentaires m'ont permis de mener à bien cette recherche.

Ma reconnaissance va également à Monsieur Jean-Pierre Villeneuve pour le support qu'il m'a apporté. Les précieux conseils de Claude Blanchet et la collaboration du personnel de la documentation de l'INRS-Eau ont été particulièrement appréciés.

J'aimerais remercier également Francisco Padilla et Marie Larocque pour les commentaires et discussions qui ont su enrichir mon travail.

Finalement, je remercie ma compagne, Jocelyne, qui par son soutien moral et ses nombreux encouragements a contribué à la réussite de mon projet.



SOMMAIRE

Afin de répondre à leurs besoins énergétiques toujours grandissant, les pays industrialisés doivent innover en matière d'approvisionnement d'énergie. Les projets sont confrontés à un contexte nouveau où les objectifs environnementaux et sociaux ont une importance aussi significative que les objectifs économiques dans l'évaluation des projets. Dans ce contexte, de nombreux programmes d'économie et d'efficacité énergétique ont vu le jour ces dernières années et on observe un intérêt pour la diversification énergétique.

La présente étude s'intéresse au potentiel d'utilisation des pompes géothermiques couplées au stockage de chaleur en aquifère pour le chauffage des bâtiments. Pour maîtriser cette technologie, il est important de bien comprendre le comportement hydrogéothermique des aquifères soumis à ce genre d'exploitation. Cette étude évalue donc, par des travaux de modélisation, l'influence de certaines caractéristiques physiques des aquifères sur différents comportements hydrogéothermiques et sur l'efficacité du stockage d'énergie en aquifère. Trois phénomènes hydrogéothermiques sont étudiés, soit le temps de perçée de la chaleur entre deux puits, la convection naturelle par différence de densité des fluides, et finalement les pertes thermiques agissant sur le stock de chaleur. De plus, l'efficacité du stockage sera évaluée pour deux aquifères représentatifs du contexte hydrogéologique québécois.

Il est observé que l'épaisseur de l'aquifère est le paramètre physique qui influence le plus les différents comportements hydrogéothermiques. Les autres paramètres étudiés ayant une influence significative sur le comportement de la chaleur dans le sol sont: l'anisotropie du milieu, la stratification de l'aquifère, l'écoulement régional de la nappe, l'épaisseur et le type d'éponte, et finalement le coefficient de dispersion.

De plus, il est démontré que des travaux de stockage de chaleur pourraient être efficaces aux Québec. En effet, on observe pour une nappe sans écoulement de la région de Rougemont un taux de récupération de chaleur de 60% et pour une nappe avec écoulement de la région de Rivière-Du-Loup, un taux de récupération d'environ 25%. Ces résultats permettent d'espérer l'utilisation de cette technologie comme source de diversification énergétique là où les conditions hydrogéologiques sont favorables.

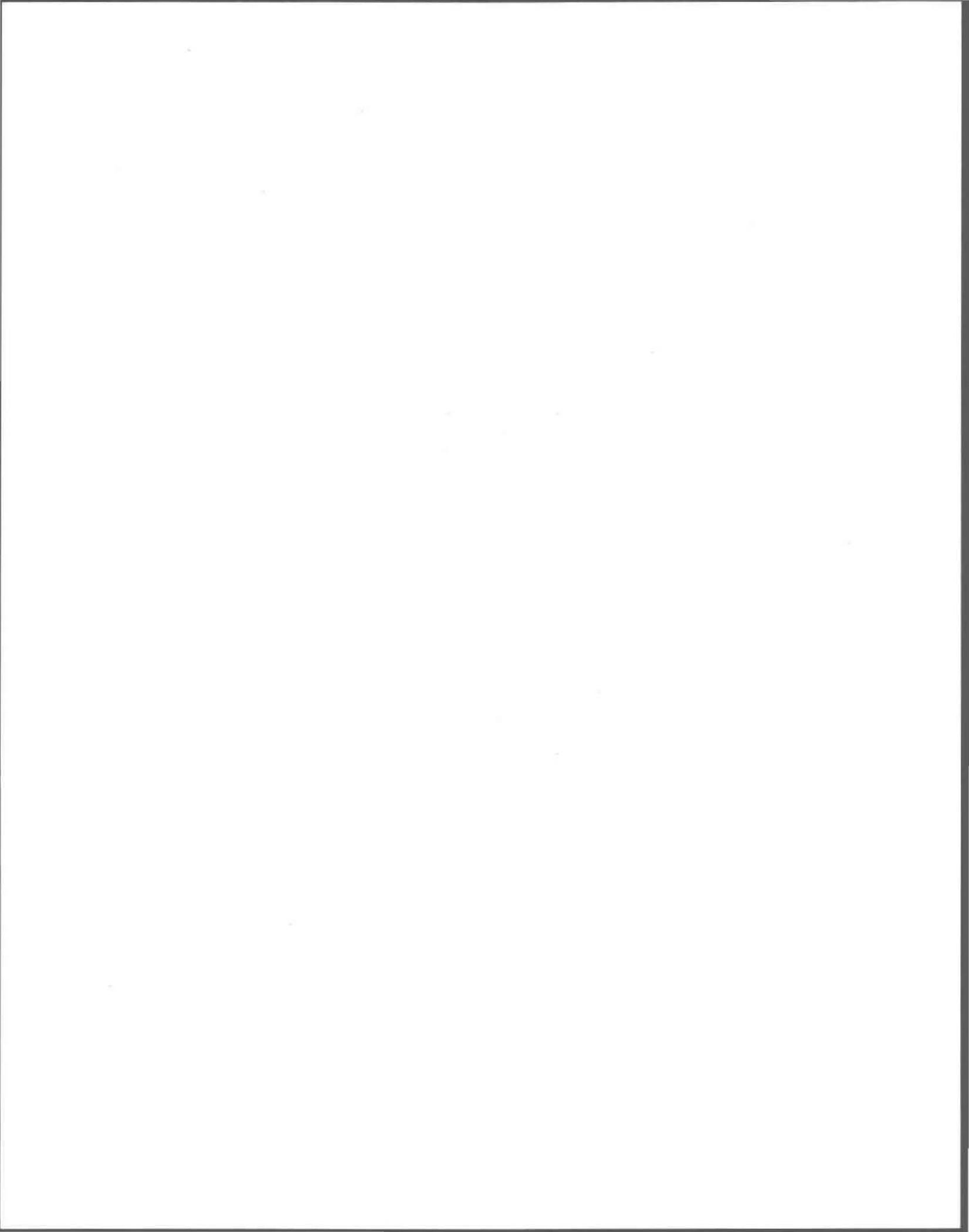


TABLE DES MATIÈRES

REMERCIEMENTS	i
SOMMAIRE	ii
TABLE DES MATIÈRES	iii
LISTE DES TABLEAUX	vii
LISTE DES FIGURES	viii
NOTATION	x
CHAPITRE 1 INTRODUCTION	1
1.1 PERSPECTIVE ÉNERGÉTIQUE	1
1.2 LA POMPE GÉOTHERMIQUE	1
1.2.1 Systèmes en circuit ouvert	3
1.2.2 Systèmes en circuit fermé	3
1.3 SITUATION DES POMPES GÉOTHERMIQUES AU CANADA	4
1.4 PROBLÉMATIQUE	5
1.5 OBJECTIF DE L'ÉTUDE	6
CHAPITRE 2 REVUE DES TRAVAUX ANTÉRIEURS	7
2.1 SHANGAÏ 1965	7
2.2 NEUCHATEL 1974	7
2.3 AUBURN 1977	7
2.4 AULNAY-SOUS-BOIS 1982	8
2.5 FALKOPING 1985	9
2.6 SHANGAÏ 1984-1985	9

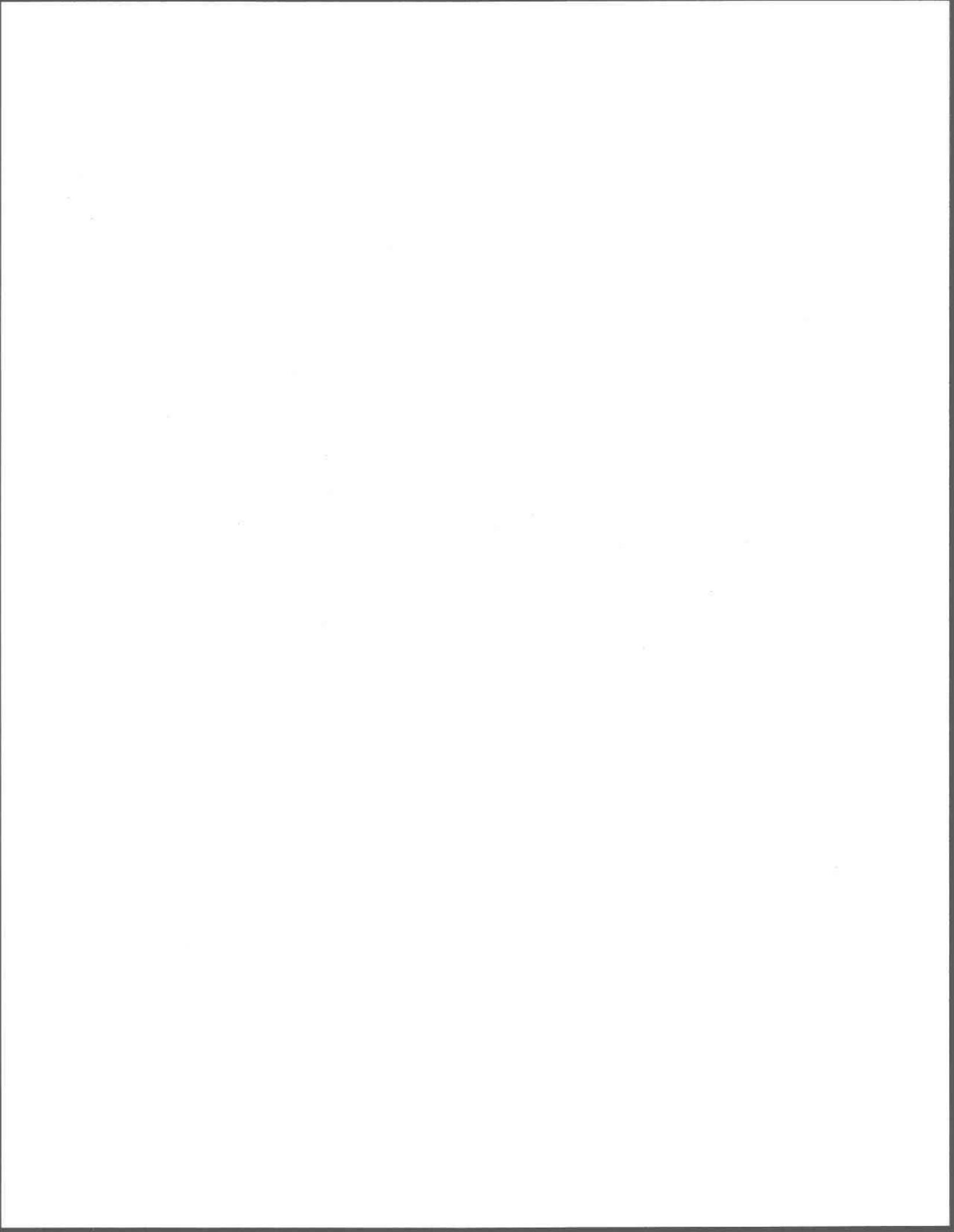
2.7	SCARBOROUGH 1985	10
2.8	FROSUNDAVIK 1987	10
2.9	TRAVAUX DU BRGM	11
2.10	TRAVAUX DU LAWRENCE BERKELEY LABORATORY (LBL)	12
CHAPITRE 3	TRANSFERT DE CHALEUR EN MILIEU POREUX	13
3.1	CONVECTION	13
3.2	CONDUCTION	14
3.3	DISPERSION	14
CHAPITRE 4	MATÉRIEL ET MÉTHODOLOGIE	17
4.1	LE MODÈLE HST3D	17
4.1.1	Équation de l'écoulement	17
4.1.2	Équation du transport de chaleur	18
4.1.3	Fonctions d'état et coefficients de transport	19
4.1.4	Présentation du système d'équation	20
4.2	CONDITIONS AUX LIMITES	21
4.2.1	Condition de Dirichlet	21
4.2.2	Condition de Neumann	21
4.2.3	Condition aux épontes	22
4.3	DISCRÉTISATION SPATIALE	22
4.4	DISCRÉTISATION TEMPORELLE	24
4.5	ANALYSE DE SENSIBILITÉ	24
4.6	AQUIFÈRES ÉTUDIÉS	24
4.7	CARACTÉRISTIQUES D'EXPLOITATION	25
4.7.1	Doublet de forages à puits chaud et puits froid	25
4.7.2	Doublet à balayage	27
4.8	TAUX DE RÉCUPÉRATION	29

CHAPITRE 5	RÉSULTATS ET DISCUSSION	31
5.1	TEMPS DE PERCÉE	31
5.1.1	Effet de l'épaisseur de l'aquifère	32
5.1.2	Effet de l'écoulement régional	35
5.1.3	Effet de la dispersivité	39
5.2	CONVECTION NATURELLE	41
5.2.1	Effet de l'épaisseur	41
5.2.2	Effet de l'anisotropie	44
5.3	PERTES THERMIQUES PAR CONDUCTION, CONVECTION ET DISPERSION	46
5.4	PERTES THERMIQUES PAR LES ÉPONTES	49
5.4.1	Effet de l'épaisseur et du type d'éponte	50
5.4.2	Effet du facteur de forme	51
A)	Influence de l'épaisseur de l'aquifère	52
B)	Influence de l'anisotropie	54
C)	Influence de la stratification	56
5.5	AQUIFÈRE DE LA RÉGION DE ROUGEMONT	58
5.5.1	Localisation et caractéristiques de l'aquifère	58
5.5.2	Caractéristiques d'exploitation	60
5.5.3	Résultats	60
A)	Taux de récupération	60
B)	Distance entre les puits	64
C)	Basculement du front thermique	64
D)	Pertes thermiques	64
E)	Analyse sur plusieurs cycles	65
5.6	AQUIFÈRE DE LA RÉGION DE RIVIERE DU LOUP	67
5.6.1	Localisation et caractéristiques de la nappe	67
5.6.2	Caractéristiques d'exploitation	67
5.6.3	Résultats	69
A)	Taux de récupération	69

B)	Distance entre les puits	73
C)	Basculement du front thermique	73
D)	Pertes thermiques	73
E)	Analyse sur plusieurs cycles	74
CHAPITRE 6 DISCUSSION GÉNÉRALE		77
6.1	UTILISATION DU MODÈLE HST3D	77
6.2	ANALYSE DE SENSIBILITÉ PAR LA MÉTHODE D'ESSAI- ERREUR	78
6.3	RÉSULTATS	78
6.3.1	Exemples des régions de Rougemont et de Rivière-Du- Loup	79
CHAPITRE 7 CONCLUSION		81
BIBLIOGRAPHIE		83
ANNEXE A Exemple d'un fichier résultat obtenu du modèle HST3D Aquifère de la région de Rougemont		93
ANNEXE B Exemple d'un fichier résultat obtenu du modèle HST3D Aquifère de la région de Rivière-du-Loup		111

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1	Évaluation du taux de perte en fonction de l'épaisseur d'une éponte supérieure d'argile.	50
Tableau 2	Évaluation du taux de perte en fonction de l'épaisseur d'une éponte supérieure de sable humide.	51
Tableau 3	Influence de l'épaisseur de l'aquifère sur le facteur de forme et le taux de perte.	52
Tableau 4	Taux de récupération de la chaleur en fonction des caractéristiques d'exploitation: nappe de la région de Rougemont.	61
Tableau 5	Taux de récupération après plusieurs cycles d'exploitation successifs.	65
Tableau 6	Taux de récupération de la chaleur en fonction des caractéristiques d'exploitation: nappe de la région de Rivière-Du-Loup.	70
Tableau 7	Taux de récupération après plusieurs cycles d'exploitation successif.	74
Tableau 8	Valeurs de conductivité thermique et de chaleur spécifique.	80



LISTE DES FIGURES

Figure 1	Principe de base d'une pompe à chaleur (tiré de EMRC 1989)	2
Figure 2	Système en circuit ouvert (Tiré de EMRC 1989).	3
Figure 3	Système en circuit fermé (Tiré de EMRC 1989).	4
Figure 4	Dispersivité en fonction de l'échelle du problème	15
Figure 5	Exemple de maillage du domaine.	23
Figure 6	Schéma d'un doublet à puits chaud et puits froid.	26
Figure 7	Schéma d'un doublet à balayage.	28
Figure 8	Temps de percée	31
Figure 9	Effet de l'épaisseur de l'aquifère sur le temps de percée.	34
Figure 10	Effet de l'écoulement régional sur le temps de percée.	36
Figure 11	Effet de l'écoulement régional sur le temps de percée.	37
Figure 12	Effet de la dispersivité sur le temps de percée.	40
Figure 13	Basculement du front thermique par effet de densité.	41
Figure 14	Effet de l'épaisseur sur le basculement du front thermique.	43
Figure 15	Stockage de chaleur avec front thermique horizontal.	44
Figure 16	Effet de l'anisotropie sur le basculement du front thermique.	45
Figure 17	Effet de la dispersivité sur le taux de perte.	48
Figure 18	Pertes par les épontes.	49
Figure 19	Effet de l'épaisseur sur le facteur de forme et sur les pertes par les épontes.	53
Figure 20	Effet de l'anisotropie sur le facteur de forme et sur les pertes par les épontes.	55
Figure 21	Effet de la stratification sur le taux de perte par les épontes.	57
Figure 22	Localisation de la région de Rougemont	58
Figure 23	Schéma de l'aquifère étudié dans la région de Rougemont.	59
Figure 24	Nappe de la région de Rougemont: isothermes de température à différentes étapes du premier cycle d'exploitation.	63
Figure 25	Nappe de la région de Rougemont. Isothermes de température à différentes étapes du cinquième cycle d'exploitation.	66

Figure 26 Localisation de la région de Rivière-du-Loup 67

Figure 27 Schéma de l'aquifère étudié dans la région de Rivière-Du-Loup. 68

Figure 28 Nappe de la région de Rivière-Du-Loup: isothermes de température
à différentes étapes du premier cycle d'exploitation. 72

Figure 29 Nappe de la région de Rivière-Du-Loup: isothermes de température
à différentes étapes du cinquième cycle d'exploitation. 75

NOTATION

- C = Capacité spécifique (j/Kg-°C)
 C_e = Capacité spécifique de l'éponte (j/Kg-°C)
 C_f = Capacité spécifique du fluide (j/Kg-°C)
 C_s = Capacité spécifique du solide (j/Kg-°C)
 D = Dispersion (m²/s)
 d = Distance entre les puits du doublet (m)
 E_i = Quantité d'énergie injectée (j)
 E_r = Quantité d'énergie récupérée (j)
 g = Accélération gravitationnelle (m²-s⁻¹)
 H = Enthalpie (j/Kg)
 h = Épaisseur de l'aquifère (m)
 K_h = Conductivité hydraulique horizontale (m/s)
 K_v = Conductivité hydraulique verticale (m/s)
 k = Perméabilité intrinsèque (m²)
 n = Porosité
 p = Pression (Pa)
 p_o = Pression à une densité de référence (Pa)
 Q_i = Débit d'injection (m³/s)
 Q_r = Débit de récupération (m³/s)
 q_c = Flux de chaleur (W/m⁰-C)
 q_f = Flux de fluide (m³/m-s)
 S = Coefficient d'emmagasinement
 T = Température (°C)
 T_o = Température à une densité de référence (°C)
 T_i = Température d'injection (°C)
 T_r = Température de récupération (°C)
 t = Temps (s)
 t_b = Temps de basculement (s)

- t_p = Temps de percée (s)
- R_a = Nombre de Raleigh
- V = Volume (m^3)
- v = Vitesse (m/s)
- z = Épaisseur (m)
- α = Compressibilité du milieu poreux (Pa^{-1})
- β = Compressibilité du fluide (Pa^{-1})
- β_t = Coefficient d'expansion thermique ($^{\circ}C^{-1}$)
- ε = Variable de pression ou de température
- ε_{sp} = Variable spécifiée
- λ = Conductivité thermique ($W/m-^{\circ}C$)
- ρ = Densité volumique (Kg/m^3)
- ρ_o = Densité volumique du fluide à pression et température de référence (Kg/m^3)
- μ = Viscosité du fluide ($Kg/m-s$)

CHAPITRE 1 INTRODUCTION

1.1 PERSPECTIVE ÉNERGÉTIQUE

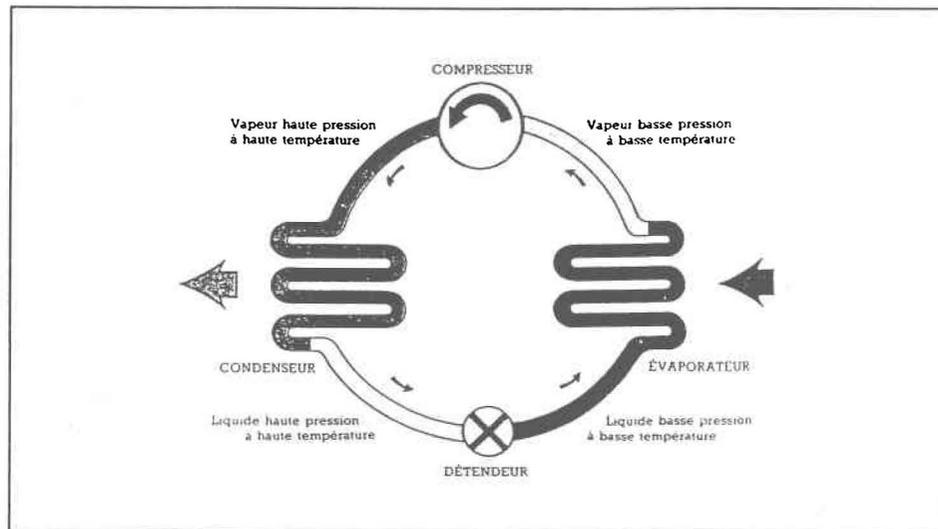
Selon le rapport annuel publié par le gouvernement canadien (1991) sur l'état de l'environnement au pays, le Canada est le pays industrialisé qui enregistre la plus forte consommation d'énergie par habitant. Pour répondre à la demande énergétique, les gouvernements favorisaient jusqu'à maintenant l'exploitation des énergies fossiles et hydro-électriques. Cependant, la récente tendance à considérer les objectifs environnementaux et sociaux sur le même plan que les objectifs économiques lors de l'évaluation des grands projets, de même que le défi d'assurer un développement énergétique compatible avec certains concepts tels que le développement durable, amènent les gouvernements à investir dans des programmes de réduction de la demande. Pour ce faire, d'importants programmes d'économie d'énergie et d'efficacité énergétique ont vu le jour ces dernières années suscitant un intérêt grandissant pour la recherche en diversification énergétique. Dans cette perspective, la présente étude s'intéresse au potentiel d'utilisation des pompes géothermiques couplées à un stockage d'énergie en aquifère pour le chauffage et la climatisation des bâtiments.

1.2 LA POMPE GÉOTHERMIQUE

La pompe géothermique est une application particulière de la technologie des pompes à chaleur (thermopompes). Cette technologie est connue depuis longtemps et largement utilisée dans les systèmes de réfrigération. Le fonctionnement de ces appareils est basé sur le principe de Carnot qui stipule qu'une diminution d'entropie, résultant du transfert de chaleur d'une source froide vers une source chaude, doit être compensée par une augmentation d'entropie au moins égale résultant de la transformation du travail en chaleur (Bauman 1966). La Figure 1 explique schématiquement comment le transfert de chaleur s'effectue d'une source froide vers une source chaude à l'aide d'une pompe à chaleur. Le liquide à basse pression et basse température capte de l'énergie de la source externe de basse enthalpie (l'eau souterraine par exemple) et passe sous forme gazeuse. Ce gaz est comprimé, ce qui augmente

sa pression et sa température. L'énergie est ensuite libérée dans le milieu à réchauffer par un condensateur.

Figure 1 Principe de base d'une pompe à chaleur (tiré de EMRC 1989).

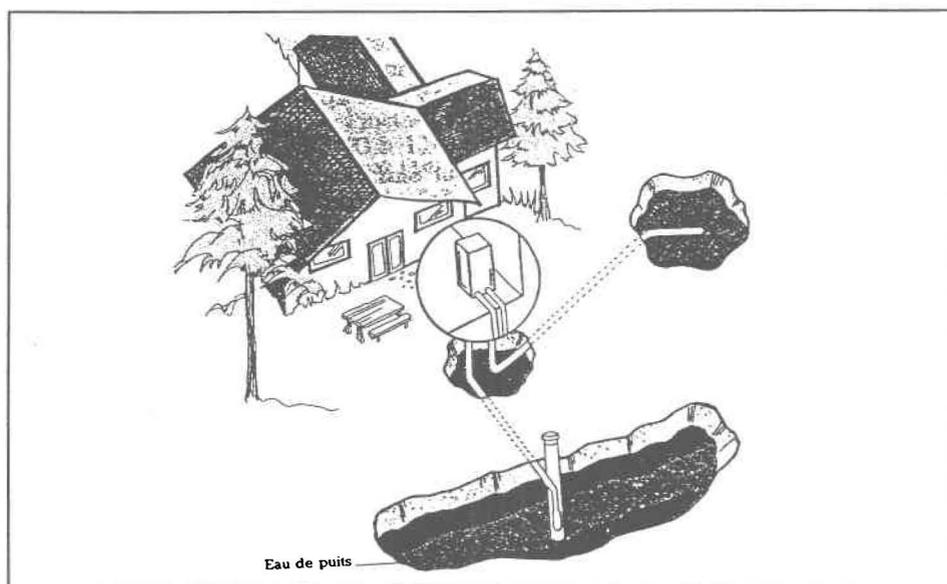


Différentes sources de chaleur de basse enthalpie, d'où la thermopompe extrait son énergie, peuvent être utilisées. Actuellement au Canada, le type d'appareil le plus fréquemment installé utilise l'air extérieur comme source d'énergie. Dans le cas des pompes géothermiques, comme leur nom l'indique, la source de chaleur est le sol lui-même (système en circuit fermé) ou l'eau souterraine qu'il contient (système en circuit ouvert). L'utilisation de ce genre de système présente l'avantage d'exploiter une source de chaleur homéotherme pendant toute l'année puisque la chaleur provient principalement du flux interne d'énergie terrestre. Au Québec, cette température varie entre 5°C et 10 °C selon les régions (Simard et Des Rosiers 1979). La présente étude s'intéresse particulièrement aux systèmes en circuit ouvert.

1.2.1 Systèmes en circuit ouvert

Les systèmes en circuit ouvert utilisent directement l'eau souterraine comme fluide caloporteur. L'eau est pompée d'un puits de production et dirigée vers la thermopompe qui en extrait la chaleur (Figure 2). L'exploitation d'un système en circuit ouvert nécessite l'exhaure d'un grand volume d'eau de bonne qualité. Le volume d'eau nécessaire sera fonction de l'efficacité de la thermopompe, des charges de chauffage et de climatisation à rencontrer et de la température de l'eau souterraine. Au Québec, pour une maison récente de grosseur moyenne, les besoins de pompage pour l'opération d'un système géothermique sont estimés à environ 0.75 l/s (Dexeimer 1985).

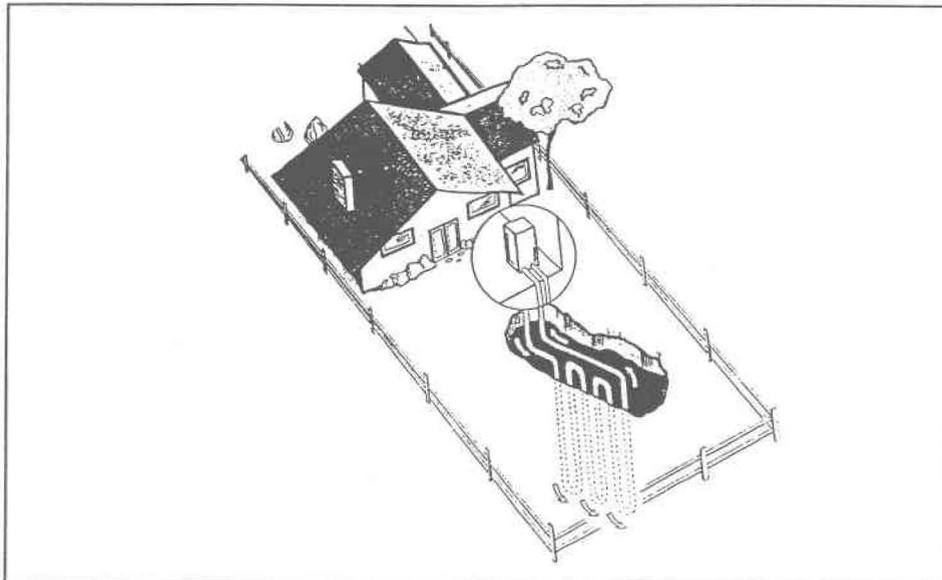
Figure 2 Systèmes en circuit ouvert (Tiré de EMRC 1989).



1.2.2 Systèmes en circuit fermé

Ce type de système puise sa chaleur directement du sol à partir d'une boucle continue formée de tubes de plastique enfouis dans le sol ou placés dans un forage (Figure 3). Une solution antigel se réchauffe en circulant dans la boucle et agit comme fluide caloporteur.

Figure 3 Systèmes en circuit fermé (Tiré de EMRC 1989).



1.3 SITUATION DES POMPES GÉOTHERMIQUES AU CANADA

Au Canada, l'utilisation des pompes géothermiques en circuit ouvert, pour le chauffage et la climatisation des bâtiments, a connu un essor considérable ces dernières années. D'environ 500 unités installées en 1985, elles sont passées à plus de 10 000 unités en 1991 (Environnement Canada 1991). La plupart des nouvelles installations sont réalisées en Ontario grâce à un programme de subvention pour leur mise en place. Parmi les plus importantes installations, on retrouve celles de l'Université Carleton près d'Ottawa et d'un édifice gouvernemental à Scarborough près de Toronto. Notons cependant que la plupart des installations sont réalisées pour répondre aux besoins des habitations unifamiliales. Au Québec, on estime qu'environ 300 unités sont installées annuellement.

Bien qu'il n'y ait aucune réglementation régissant ce secteur d'activité, il existe au pays deux normes établies par l'Association Canadienne de Normalisation (CSA) visant spécifiquement les règles de conception et d'installation des pompes géothermiques. Il s'agit des normes CAN/CSA-C445-M89 et CAN/CSA-C446-M90.

Notons que le contexte climatique canadien présente un aspect particulièrement

intéressant pour le développement des pompes à chaleur. En effet, ce climat prescrit des besoins autant en chauffage qu'en climatisation ce à quoi peut répondre un système de pompe à chaleur. Cette double utilisation du même système permet donc d'espérer une meilleure efficacité économique de cette technologie.

1.4 PROBLÉMATIQUE

L'emploi de l'eau souterraine comme vecteur d'énergie est une utilisation relativement nouvelle pour cette ressource. Cet usage ne doit cependant pas interférer avec l'utilisation traditionnelle des eaux souterraines comme source d'eau potable. Un des problèmes de conflit d'usage est lié à la quantité d'eau nécessaire pour l'opération d'une pompe géothermique en circuit ouvert. Par exemple, pour répondre aux besoins en chauffage et climatisation d'une maison québécoise moyenne, le système requiert environ 6000 m³ d'eau annuellement. Actuellement, en l'absence de réglementation, la majorité de cette eau est rejetée dans le réseau hydrographique de surface (lacs, rivières, égouts municipaux). A long terme, cette pratique risque d'entraîner une surexploitation des aquifères et de créer des conflits entre les différents utilisateurs de l'eau souterraine. Afin de pallier à ces éventualités, il est nécessaire de réinjecter l'eau pompée directement dans l'aquifère exploité à l'aide d'un deuxième puits, conservant ainsi l'équilibre du bilan hydrique de l'aquifère. Certains auteurs (Molz et al. 1978, Landel et Sauty 1978, Iris et de Marsily 1983) ont par ailleurs introduit la notion de régénération de la chaleur prélevée et de stockage d'énergie en aquifère. En effet, il est possible d'injecter des calories pendant la saison chaude à l'aide de capteur solaire, d'effectuer un stockage intersaisonnier et de récupérer cette énergie pour le chauffage des bâtiments durant la saison froide. Ce stockage d'énergie en aquifère permettrait d'augmenter l'efficacité des systèmes de pompage géothermique de basse enthalpie. De plus, une bonne maîtrise de cette technique de stockage d'énergie permet d'entrevoir une valorisation de l'énergie solaire pour le chauffage des bâtiments.

L'injection de chaleur sur doublet de forages avec stockage intersaisonnier n'est cependant pas applicable dans toutes les conditions hydrogéologiques avec la même

efficacité. Elle peut même, dans certains cas, avoir des effets négatifs sur les aquifères si la conception du système est inadéquate. Il est donc important de bien comprendre le comportement hydrogéothermique des aquifères soumis à ce genre d'exploitation si on veut définir les conditions d'opération qui minimise les impacts sur les aquifères et qui offre les meilleures performances thermiques.

1.5 OBJECTIF DE L'ÉTUDE

Le principal objectif de cette étude est d'évaluer, à l'aide d'un modèle numérique, l'influence de certains paramètres caractérisant les aquifères (épaisseur, anisotropie, écoulement, etc.) sur différents comportements hydrogéothermiques et sur l'efficacité du stockage intersaisonnier d'énergie. Trois phénomènes hydrogéothermiques seront étudiés soit le temps de percée, le mouvement de convection naturelle et les pertes thermiques.

Par la suite, l'efficacité et la faisabilité d'un système de pompe géothermique avec stockage d'énergie seront évaluées pour deux exemples d'aquifères représentant le contexte hydrogéologique québécois.

Différents travaux ayant été réalisés dans le domaine des pompes géothermiques avec stockage d'énergie en aquifère.

2.1 SHANGAÏ 1965

Selon Tien (1980, cité par Sauty 1981), les premiers travaux d'injection de chaleur en aquifère avec stockage intersaisonnier furent réalisés dans la ville de Shangaï en Chine. A l'hiver 1965, il y eut injection massive d'eau froide dans un aquifère et repompage l'été suivant essentiellement dans un but de refroidissement de procédés industriels. Parallèlement, durant l'été, une certaine quantité d'eau chaude provenant des usines était réinjectée dans l'aquifère afin d'être récupérée l'hiver suivant pour le chauffage des bâtiments. Bien que ces premières expériences furent réalisées de façon empirique, ce mode de stockage d'énergie se révéla efficace et suscita de nombreuses autres expériences.

2.2 NEUCHATEL 1974

Mathey (1977, cité par Iris 1980) a réalisé une expérience de petite taille (500 m³ à 50 °C) dans une nappe superficielle près de l'université de Neuchatel en Suisse. Après un stockage de 4 mois, la chaleur récupérée était très dégradée et le taux de récupération était relativement faible. Selon l'auteur, ce mauvais résultat est causé par un déplacement du stock de chaleur lié à l'écoulement naturel de la nappe et aux pertes thermiques par conduction. Une stratification thermique par effet de densité a également été observée par l'auteur.

2.3 AUBURN 1977

Une équipe de l'Université d'Auburn (Alabama, USA) a effectué une des premières expériences bien documentées d'injection d'une grande quantité de chaleur dans le sol (Molz et al.1978-1979-1981-1983, Papadopoulos et Larson 1978, Tsang et al.1981, Sykes et al.1982). Les principaux objectifs de cette expérience étaient de vérifier la faisabilité

technique du concept de stockage d'énergie en aquifère et de recueillir des valeurs expérimentales pour la calibration des modèles mathématiques décrivant le transport de chaleur en milieu poreux. Dans une première expérience réalisée au site expérimental de Mobile, 7 600 m³ d'eau à une température de 37° C ont été injectés dans un aquifère captif, à environ 30 mètres de profondeur. Les principales conclusions tirées de cette expérience sont les suivantes. Le site choisi doit présenter un écoulement régional relativement faible afin de limiter les pertes advectives. Il est important d'injecter une eau ne présentant pas d'incompatibilité chimique avec l'eau souterraine déjà en place. Cette eau doit également avoir une faible teneur en solides en suspension. Ce dernier facteur entraîna en effet des problèmes de colmatage au site de Mobile. Un taux de récupération de chaleur de 69% après 36 jours de stockage a été obtenu lors de cette expérience ce qui est encourageant.

A partir des observations obtenues lors de ce premier essai d'injection, Papadopoulos et Larson (1978) ont effectué des simulations numériques. Leur travail de modélisation démontre la capacité des modèles numériques à reproduire de façon satisfaisante le transport et le stockage d'énergie en milieu poreux. De plus, les auteurs observent que la chaleur spécifique de la matrice composant l'aquifère de même que l'anisotropie des perméabilités sont deux paramètres contrôlant de façon significative la migration et l'extension de la zone de chaleur.

En 1978, une deuxième expérience d'injection a été réalisée sur le même site expérimental de Mobile. Lors de cette expérience, deux cycles successifs d'injection (58010 m³ à 58 °C), stockage (60 jours), récupération (60 jours) ont été réalisés. Les problèmes de colmatage rencontrés lors de la première tentative furent réduits par un lavage régulier des puits. Les résultats de cette expérience démontrent qu'il est possible, après de multiples cycles, d'augmenter l'efficacité de récupération de l'énergie injectée. En effet, l'expérience présente un taux de récupération de 66 % pour le premier cycle d'opération et un taux de 76 % après le deuxième cycle.

2.4 AULNAY-SOUS-BOIS 1982

L'expérience d'Aulnay-sous-Bois (près de Paris) avait comme objectif de démontrer

la faisabilité technique de l'exploitation par pompe à chaleur de la nappe de l'Yprésien (Iris et de Marsily 1983, Ausseur et Al. 1984, Iris et Viennot 1986). Le chauffage collectif de 224 unités de logements était prévu. Pour éviter la surexploitation de la nappe et les coûts liés à un rejet en surface de l'eau pompée, il fut décidé de réinjecter les eaux prélevées à l'aide d'un deuxième puits (principe du doublet de forages). De plus, afin de minimiser les risques de refroidissement de la nappe à long terme, le concept de régénération du stock de chaleur par héliogéothermie a été élaboré et devait être expérimenté sur ce site. Cependant, en raison de changements dans le contexte énergétique mondial, l'installation des capteurs solaires pour les travaux de régénération de la chaleur fut reporté à plus tard.

2.5 FALKOPING 1985

Ces travaux, réalisés à Falkoping en Suède par Holm et Wilen (1985), étudient un système de pompe à chaleur sur nappe pour le chauffage d'une commune. Deux puits distants de 85 mètres et d'une capacité de 15 l/s furent exploités dans une nappe captive à une trentaine de mètres de profondeur. Pour éviter les problèmes de refroidissement de l'aquifère causés par une utilisation à long terme du système, des travaux de réinjection de chaleur à basse énergie furent entrepris à l'été 1986. La forte teneur en calcium de l'eau exploitée a entraîné des problèmes d'incrustation et a limité la température maximale d'injection. Cette expérience a également fait l'objet de travaux de modélisation à l'aide d'un modèle en différences finies développé par le Lund Institute of Technology.

2.6 SHANGAÏ 1984-1985

Durant ces années, les Chinois ont réalisé plusieurs expériences de stockage de chaleur en nappe captive dans la région de Shanghai. Ces expériences furent l'objet d'une caractérisation intensive et d'un suivi de l'évolution de la chaleur dans les aquifères. A partir des résultats de ces expérimentations in-situ, des travaux de simulation des processus de transport d'énergie en milieu poreux furent réalisés par Xue et Al.(1990). Les auteurs ont utilisé un modèle tridimensionnel considérant les phénomènes de

convection, de conduction et de dispersion de la chaleur et obtiennent une bonne corrélation entre les valeurs observées et celles simulées, confirmant ainsi la possibilité d'utiliser ce genre d'outils pour la planification d'ouvrage de stockage en nappe. Ils notent, également, l'importance du processus de dispersion dans le phénomène de transport de chaleur et concluent que les solutions obtenues à partir de modèles considérant seulement la convection et la conduction sont insuffisantes dans leur représentation du phénomène de transfert d'énergie.

2.7 SCARBOROUGH 1985

Des travaux de chauffage et de climatisation à partir d'un système de pompe géothermique avec stockage d'énergie en aquifère ont été réalisés pour subvenir aux besoins d'un bâtiment du gouvernement fédéral du Canada dans la municipalité de Scarborough en Ontario (Mirza et al. 1985, Arthurs et al. 1988, Hickling Corporation 1990). Ces travaux avaient pour objectifs de définir les problèmes techniques et les performances énergétiques de ce genre de système et d'évaluer sa viabilité économique dans le contexte canadien. L'aquifère exploité est un sable relativement hétérogène ayant de bonnes caractéristiques hydrauliques. Suite à des travaux de modélisation à l'aide du modèle développé à l'Université de Lund en Suède, il a été décidé d'opérer le système avec une configuration à quatre puits, exploité alternativement en pompage et en injection, à des débits variant entre 18 et 40 l/s. Une des principales conclusions de cette expérience est la démonstration de l'effet négligeable de l'anisotropie des conductivités sur le taux de récupération de l'énergie injectée.

2.8 FROSUNDAVIK 1987

Un essai de stockage dans une nappe superficielle a été réalisé à Frosundavik en Suède (Johansson 1989). Ces travaux furent réalisés pour le chauffage et la climatisation des bâtiments de la "Scandinavian Airlines System's" à l'aide d'un système de pompe géothermique avec stockage de calories (15 °C) et de frigories (2 °C) dans un esker d'origine fluvio-glaciaire. Une configuration à cinq puits fut utilisée dont trois pour l'injection et le pompage de l'eau froide (puits froids) et deux pour l'eau chaude (puits

chauds). D'importants travaux de caractérisation furent réalisés afin de permettre une analyse par modélisation. Cette étude fait ressortir les difficultés qu'entraîne l'hétérogénéité des paramètres de l'aquifère dans les travaux de caractérisation et de calibration du modèle. Malgré cela, l'étude démontre l'utilité de la modélisation principalement pour définir les caractéristiques optimales d'opération du système. Dans le cas précis de Frosundavik, des problèmes d'intrusion saline étaient de plus suspectés.

2.9 TRAVAUX DU BRGM

Une équipe du Bureau de Recherche Géologique et Minière (BRGM) à Orléans en France a réalisé plusieurs études théoriques et pratiques sur le fonctionnement hydrogéothermique des systèmes de pompe à chaleur avec stockage d'énergie sur nappe (Gringarten et Sauty 1975, Lendel et Sauty 1978, Ausseur et al. 1982,1984,1985). Les systèmes fonctionnant sur doublet de forages furent particulièrement étudiés et des solutions analytiques simplifiées ont été développées pour décrire le comportement des flux hydrauliques et thermiques au sein des aquifères. La résolution de ces équations est faite sur la base des hypothèses suivantes:

- Aquifère homogène, isotrope, d'épaisseur constante et d'extension infinie.
- Épontes conductrices thermiquement mais imperméables hydrauliquement.
- Pas de gradient thermique vertical dans la couche aquifère.
- Équilibre thermique instantané du milieu poreux.
- Écoulement régional de la nappe négligeable devant les vitesses induites par le fonctionnement du doublet.
- Pas de contraste de densité et de viscosité entraîné par la variation de température.

Par la suite, ces auteurs ont étudié l'influence de certains paramètres supplémentaires caractérisant l'aquifère et ayant été négligés dans les solutions simplifiées. Les résultats de cette étude sont présentés sous forme d'abaques mettant en relation une série de paramètres adimensionnels, permettant de prévoir le fonctionnement d'un doublet suivant les hypothèses restrictives retenues. Selon les auteurs, le phénomène complémentaire qui semble le plus important est le transfert diffusif dans l'aquifère, ce qui comprend les

transferts par conduction et l'étalement par dispersion cinématique. Les autres phénomènes ont une influence relativement faible sur le fonctionnement du doublet.

2.10 TRAVAUX DU LAWRENCE BERKELEY LABORATORY (LBL)

Plusieurs travaux étudiant le comportement thermohydraulique des aquifères ont été réalisés au LBL, principalement par Doughty et al.(1982), Doughty et Tsang (1985), Tsang (1983, 1987) et Tsang et al. (1981). Les principaux résultats de ces recherches sont résumés dans un document de synthèse réalisé par Tsang (1987). Selon cet auteur, l'intérêt du stockage d'énergie est principalement issu d'une disparité dans le temps entre l'offre et la demande, du développement de l'énergie solaire et du potentiel d'utilisation d'une certaine quantité d'énergie résiduelle provenant de procédé industriel. Les aquifères seraient tout désignés pour agir comme réservoir de chaleur dans des travaux de stockage d'énergie à grande échelle et sur une longue période, en raison de leurs faibles conductivités thermiques et de leurs grandes capacités volumiques. Une des conditions essentielles à ce type d'exploitation est le respect de l'équilibre des volumes de façon à conserver la capacité de l'aquifère à long terme. Les principales causes de pertes thermiques identifiées par le LBL sont les pertes par conduction entre l'eau chaude injectée et l'eau se trouvant déjà dans le milieu et les pertes par les couches de confinement de l'aquifère.

De nombreux travaux ont été réalisés sur les problèmes de basculement du front thermique. Plusieurs solutions analytiques ont été développées pour décrire ce phénomène. Notons que l'anisotropie des conductivités est un paramètre significatif dans la plupart de ces solutions. Elle a donc une grande influence sur ce phénomène.

Finalement, un code de calcul numérique simulant le transport de chaleur en milieu poreux ou fracturé fut développé à ce centre de recherche.

Pour bien comprendre le comportement hydrogéothermique des aquifères, il est essentiel de bien connaître les différents processus mis en cause. La théorie du transfert de chaleur présente plusieurs analogies avec celle du transfert de masse bien connue dans les problèmes de transport de contaminants. On y retrouve les trois grands mécanismes de transport en milieu poreux soit la convection, la conduction et la dispersion.

3.1 CONVECTION

La convection est un processus d'entraînement de l'énergie interne de l'eau par le mouvement du fluide qui se déplace d'un endroit à l'autre sous l'action de forces diverses (gravité, pression imposée, gradient de densité). Dans un aquifère présentant un gradient d'écoulement régional, la convection est le principal phénomène responsable du transfert de chaleur. Le flux convectif de chaleur s'exprime par l'équation suivante (Bear 1979):

$$q_c = (\rho C) q_f T \quad (3.1)$$

(Voir la signification des symboles en pages x et xi)

On distingue deux types de convection, soit la convection forcée issue de forces externes (gradient de charges, pompage, injection) et la convection libre ou naturelle issue d'une différence de densité du fluide causée par une variation de température dans le champ d'écoulement du fluide. Selon Borjes et Combarous (1975), le phénomène de convection libre apparaît seulement si la valeur du nombre adimensionnel de Raleigh (R_a) satisfait la condition suivante:

$$R_a = \beta \frac{C_f}{\lambda_v} K_v h \Delta T > 4\pi^2 \quad (3.2)$$

Les forces de convection libre peuvent être à l'origine du phénomène de basculement du front thermique lorsqu'un front initialement vertical sépare deux liquides de caractéristiques différentes.

3.2 CONDUCTION

Le processus de conduction est causé par la vibration intermoléculaire et produit un transfert direct de chaleur entre deux surfaces en contact dès qu'il y a présence d'un gradient de température dans le milieu. Le transport de chaleur par conduction est décrit par une loi de Fourier qui relie le flux de chaleur au gradient de température par un facteur de proportionnalité (conductivité thermique) (Bear 1979).

$$q_c = -\lambda \text{ grad } T \quad (3.3)$$

Les valeurs de conductivité thermique de la matrice et de l'eau sont souvent combinées en une seule valeur caractérisant le milieu globalement. En effet, il a été démontré par Houpeurt et al. (1965) qu'en pratique il y aura recherche d'un équilibre thermique entre ces deux phases. Cet équilibre s'effectue en moins d'une minute pour un milieu d'une granulométrie inférieure à 1 mm et en moins de 2 heures pour une granulométrie égale à 100 mm. Le milieu poreux se comporte donc comme un milieu unique à température uniformément répartie.

Dans les travaux de stockage d'énergie en aquifère, le phénomène de conduction est responsable d'une grande partie des pertes de chaleur. Deux processus sont mis en cause. Premièrement, les pertes par conduction directement dans l'aquifère dues au contraste thermique entre l'eau injectée et celle déjà en place et, deuxièmement, les pertes par conduction avec les épontes (couches de confinement de l'aquifère). Ces processus seront étudiés en détail dans ce document.

3.3 DISPERSION

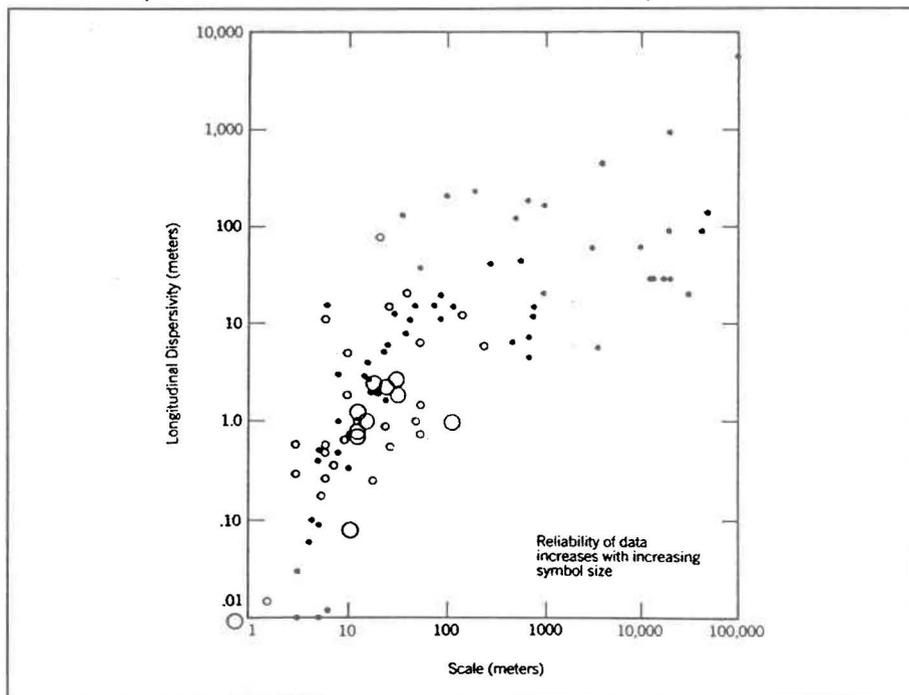
La dispersion est un phénomène de mélange causé par une hétérogénéité des vitesses dans le milieu poreux. Elle est principalement fonction de la vitesse d'écoulement du fluide. Le flux de dispersion cinématique s'exprime par l'équation suivante (Bear 1979):

$$q_{disp} = -C_r D \Delta T \quad (3.4)$$

Ce phénomène de dispersion thermique a longtemps été négligé puisque les valeurs de dispersion utilisées étaient extrapolées de résultats obtenus en laboratoire ce qui

donnait des valeurs relativement faibles. Il apparaît cependant, suite à des expériences de traçage in situ, que la dispersion à l'échelle du terrain est de plusieurs ordres de grandeur supérieure à celle mesurée en laboratoire. En effet, Dieulin (1980) démontre, à la suite d'observations in-situ, l'importance de "l'effet d'échelle" sur la dispersivité. Ces observations amènent à considérer une macrodispersivité longitudinale qui serait une fraction de la taille du problème. Gelhar et al.(1985, cités par Domenico et Schwartz 1990), ont effectué des travaux visant la détermination de la dispersivité sur un grand nombre de sites expérimentaux. La Figure 4 présente les résultats qu'ils ont obtenus. Les valeurs de dispersivité γ sont présentées en fonction de l'échelle du problème considéré. Il apparaît que la dispersivité augmente indéfiniment avec l'échelle du problème considéré.

Figure 4 Dispersivité en fonction de l'échelle du problème (tiré de Domenico et Schwartz 1990).



La dispersivité thermique est un paramètre particulièrement difficile à évaluer et sur lequel il existe une certaine incertitude. Certains auteurs, dont Sauty et al. (1982),

affirment que la dispersivité pour le transport de la chaleur correspond à celle du transport d'un soluté, alors que d'autres dont Hufschmiedt (1985 cité par Willemsen et al. 1989), concluent que la dispersivité thermique serait inférieure d'un facteur trois à celle du transport de soluté. Dans la présente étude, il est supposé que la dispersion thermique est du même ordre de grandeur que la dispersion d'un soluté tel que proposé par Sauty et al.(1982).

CHAPITRE 4 MATÉRIEL ET MÉTHODOLOGIE

L'étude des comportements hydrogéothermiques observables dans les aquifères soumis à un stockage d'énergie est réalisée à l'aide de la modélisation des phénomènes mis en cause. Le modèle utilisé doit être en mesure de considérer les phénomènes de convection, de conduction et de dispersion thermique en plus des effets causés par la différence de densité des fluides, l'action des travaux de pompage et d'injection, les échanges thermiques avec les épontes et par l'écoulement naturel. La prise en compte de tous ces phénomènes nécessite une représentation tridimensionnelle de l'espace et l'utilisation d'un modèle numérique complexe. Pour ce faire, l'analyse de sensibilité des comportements hydrogéothermiques des aquifères a été réalisée à l'aide du modèle HST3D (Heat and Solute Transport 3 Dimensions) (Kipp 1987).

4.1 LE MODÈLE HST3D

Ce modèle a été développé aux États-Unis à la fin des années soixante-dix pour le compte de la USGS (United State Geological Survey). La version actuelle de HST3D (1987) permet de simuler le réseau d'écoulement souterrain, avec variation de densité et de viscosité du fluide, de même que le transport de chaleur et de soluté qui lui est associé. C'est un modèle numérique basé sur la description mathématique des processus physiques de transfert de chaleur en milieu poreux. Il peut donc être utilisé pour étudier la problématique du stockage d'énergie sur différents types d'aquifères. Le modèle utilise la méthode des différences finies pour résoudre les équations de l'écoulement et du transport de chaleur en milieu poreux saturé.

4.1.1 Équation de l'écoulement

Dans un premier temps, le modèle doit simuler le réseau d'écoulement qui est associé au problème de transport de chaleur ou de contaminant dans le domaine considéré en tenant compte des différentes charges imposées. L'équation différentielle représentant l'écoulement de l'eau est un bilan de masse basé sur la loi de la conservation de la matière et sur la loi de Darcy. Elle prend la forme suivante:

$$\frac{\delta(n\rho)}{\delta t} = \nabla \cdot \rho \frac{k}{\mu} (\nabla p + \rho g) + q\rho \quad (4.1)$$

La résolution de cette équation est faite sur la base des hypothèses suivantes:

- Le milieu poreux est complètement saturé.
- L'écoulement de l'eau peut être décrit par la loi de Darcy.
- Le milieu poreux est compressible.
- Le fluide est compressible.
- Le système de coordonnées est tel que la direction du tenseur principal de perméabilité est parallèle à un des axes du système.
- La viscosité du fluide est variable en fonction de l'espace, du temps et de la température.
- Le flux dispersif causé par un gradient de densité du fluide est négligeable par rapport au flux advectif.

4.1.2 Équation du transport de chaleur

Dans un deuxième temps, le modèle résout les équations du transport de chaleur. L'équation différentielle qui traduit ce phénomène est basée sur la loi de conservation de l'énergie. L'équation du bilan d'énergie prend la forme suivante:

$$C \frac{\delta T}{\delta t} = \nabla \cdot [(\lambda \nabla T) + (nD \nabla T - n\rho C_f \nu T) + (q_c + q\rho C_f T)] \quad (4.2)$$

La résolution de cette équation est faite sur la base des hypothèses suivantes:

- L'énergie cinétique du fluide est négligeable.
- La conduction thermique s'effectue parallèlement dans le fluide et le solide.
- Le transfert de chaleur par radiation est négligeable.
- L'effet thermique des réactions chimiques est négligeable.
- La chaleur spécifique et la conductivité thermique ne sont pas fonction de la température.
- Il existe un équilibre thermique entre le fluide et le solide.

-Il n'existe qu'une seule phase fluide.

-Il n'existe pas d'expansion thermique du milieu poreux.

4.1.3 Fonctions d'état et coefficients de transport

Avant la résolution des équations de conservation (bilan de masse (4.1) et bilan d'énergie (4.2)), des informations sur les propriétés du fluide (densité, viscosité, capacité spécifique, conductivité thermique, enthalpie), sur le milieu poreux (porosité, compressibilité, perméabilité, capacité spécifique, conductivité thermique, enthalpie) et sur les coefficients de transport doivent être obtenues. Pour ce faire, le modèle résout chacune des équations suivantes:

Densité du fluide: La densité du fluide est fonction de la pression et de la température telle que décrite par l'équation 4.3.

$$\rho(p, T) = \rho_0 + \rho_0\beta(p-p_0) - \rho_0\beta_T(T-T_0) \quad (4.3)$$

Viscosité du fluide: La viscosité du fluide est grandement influencée par la température telle que décrite par l'équation 4.4.

$$\mu(T) = 10^{-3}\mu(T_0) \exp\left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_0}\right) \quad (4.4)$$

Enthalpie du fluide: L'enthalpie de la phase fluide est fonction de la pression et de la température. Le modèle utilise une formulation de l'enthalpie décrite pour l'eau pure par Keenan et al. (1969 cités dans Kipp 1987).

$$H(p, T) = H(p_{sat}, 0) + \int_{p_{sat}}^p \frac{1}{\rho} [1 - T\beta_T] dp + \int_0^T C_{fo} dT \quad (4.5)$$

Selon ces auteurs le terme $T\beta_T$, représentant l'expansion thermique du fluide, peut être négligé pour des températures inférieures à 100 °C et la densité du fluide peut être considérée constante pour des variations de pression inférieures à 10^8 Pascal. Ces deux conditions seront respectées dans les simulations effectuées dans la présente étude.

Enthalpie du milieu poreux: L'enthalpie du milieu poreux est fonction principalement de la température. L'équation prend la forme suivante:

$$H_s = H_s(T_0) + C_s(T-T_0) \quad (4.6)$$

Compressibilité du milieu poreux: La compressibilité du milieu poreux est définie pour un volume élémentaire en assumant un aquifère confiné subissant une consolidation verticale seulement.

$$\alpha = \frac{1}{V_b} \frac{\delta V_b}{\delta p} \quad (4.7)$$

La compressibilité du milieu poreux est en partie responsable, avec la compressibilité du fluide, de l'emmagasinement spécifique. Le modèle utilise l'équation 4.8 pour le calcul de l'emmagasinement spécifique.

$$S_o = \rho g(\alpha_b + n\beta_p) \quad (4.8)$$

Coefficient de dispersion thermique: De façon semblable à la dispersion d'un soluté, la dispersion thermique est décomposée en deux tenseurs, un tenseur thermomécanique et un autre thermoconductif. Le coefficient prendra la forme suivante:

$$D = \rho C_p D_s + [n\lambda_r + (1-n)\lambda_s] \quad (4.9)$$

Le terme de gauche représente le phénomène mécanique et le terme de droite celui conductif.

4.1.4 Présentation du système d'équation

Lorsque les valeurs des différentes fonctions d'état et des coefficients sont connues, elles sont incorporées dans les équations de bilan. Il en résulte le système d'équations suivant qui sera résolu par la méthode numérique des différences finies centrées. Le modèle HST3D utilise une méthode directe de résolution de la matrice d'équation selon

une technique d'alternance diagonale (D4) développé par Price et Coats (1974).

Équation de l'écoulement

$$n\rho\beta\frac{\delta p}{\delta t} + \rho\alpha\frac{\delta p}{\delta t} = \nabla \cdot \rho\frac{k}{\mu}(\nabla p + \rho g) + q_p \quad (4.10)$$

Équation du transport de chaleur

$$n\rho C_r T \beta \frac{\delta p}{\delta t} + \rho \alpha C_r T \frac{\delta p}{\delta t} + n\rho C_r \frac{\delta T}{\delta t} - \rho C_s T \alpha \frac{\delta p}{\delta t} + (1-n)\rho C_s \frac{\delta T}{\delta t} = \nabla \cdot [(\lambda \nabla T) + (nD \nabla T - n\rho C_r \nu T) + (q_c + q_p C_r T)] \quad (4.11)$$

4.2 CONDITIONS AUX LIMITES

4.2.1 Condition de Dirichlet

Ce type de condition consiste en une valeur spécifique imposée au modèle sur une certaine limite du domaine. Cette valeur aux limites est nécessaire pour la résolution des équations de bilan. Une condition de pression sera imposée pour le calcul du réseau d'écoulement et une condition de température pour l'équation du transport d'énergie. Ces valeurs imposées sont invariables dans le temps. Cette condition permet entre autres de simuler différents écoulements régionaux de la nappe dans le domaine considéré.

4.2.2 Condition de Neumann

Aux limites où il existe un flux hydrique ou thermique, il est possible d'imposer une condition de Neumann. Cette condition est un taux de variation imposé en un endroit du domaine. Elle est donc variable dans le temps et dans l'espace. Notons que la

condition par défaut pour le modèle HST3D est une condition de Neumann à flux nul. Les puits d'injection et de pompage sont des limites où la condition de Neumann est utilisée.

4.2.3 Condition aux épontes

Dans le modèle utilisé, il est possible d'imposer aux épontes (couches de confinement de l'aquifère) une condition purement conductrice. Cette condition permet de considérer les pertes ou les gains de chaleur qui se produisent au niveau des couches de confinement de l'aquifère. Pour évaluer les pertes thermiques aux travers des épontes, le modèle utilise une représentation unidimensionnelle de conduction pure, calculée perpendiculairement à la surface de confinement. Ce phénomène est étudié en détail dans la section 5.3.

4.3 DISCRÉTISATION SPATIALE

La discrétisation spatiale du domaine simulé est réalisée à partir d'un maillage en coordonnées cartésiennes divisant le domaine en parallélépipèdes rectangles de volume variable. La génération d'un maillage qui n'entraîne pas d'oscillation et de dispersion numérique est un art et une étape déterminante dans le processus de modélisation. Pour aider à ce travail, un optimisateur de maillage a été utilisé.

Deux grands principes furent retenus pour établir le maillage. Premièrement, éviter les écarts trop importants entre deux noeuds successifs et, deuxièmement, imposer un maillage plus serré aux endroits où l'on désire une meilleure information (à proximité des puits) et là où les conditions changent rapidement (à proximité du front thermique).

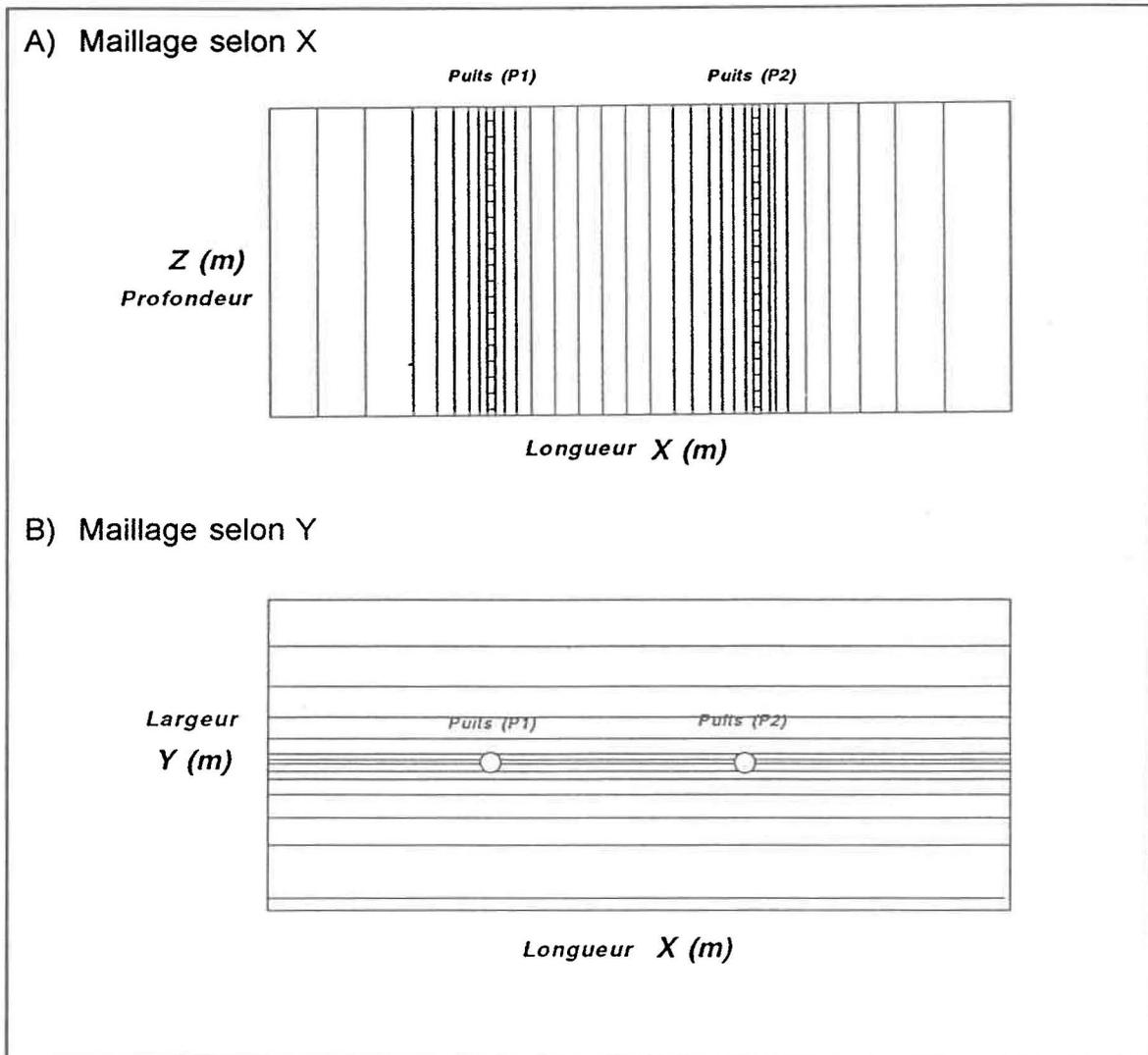
Également, il a été vérifié que le maillage choisit respectait le critère de stabilité établi par Goblet (1981) afin de limiter les problèmes d'oscillation de la solution:

$$\Delta x \leq \frac{D}{v} \quad (4.12)$$

La Figure 5 montre un exemple de maillage utilisé pour l'analyse d'un problème sur doublet de forages dans une nappe sans écoulement. En raison des outils informatiques

utilisés, un total de 7000 noeuds est disponible pour la discrétisation du domaine.

Figure 5 Exemple de maillage du domaine.



4.4 DISCRÉTISATION TEMPORELLE

Le pas de temps choisi se devait de respecter le critère de stabilité établi par Neuman (1979) afin de limiter les problèmes d'oscillation de la solution et de dispersion numérique.

$$\Delta t \leq \frac{\Delta x}{3v} \quad (4.13)$$

Afin de réduire le temps de calcul, le simulateur utilise un algorithme qui optimise automatiquement le pas de temps en fonction de certaines valeurs maximales de variation de pression et de température spécifiées par l'utilisateur:

$$\Delta \varepsilon_{\max} > \Delta \varepsilon_{\text{sp}} \rightarrow \Delta t = \frac{1}{2} \Delta t_0 \left(1 + \frac{\Delta p_s}{\Delta p_{\max}} \right) \quad (4.14)$$

Les valeurs de pas de temps minimales utilisées pour les simulations sont de 4 ou 7 heures selon le cas.

4.5 ANALYSE DE SENSIBILITÉ

L'influence de certaines caractéristiques physiques des aquifères sur les comportements hydrogéothermiques est évaluée à partir d'une analyse de sensibilité par la méthode d'essai-erreur. Les caractéristiques d'exploitation du système telles que le débit d'injection et de pompage, la température d'injection, la durée des cycles d'injection-stockage-production et la distance entre les puits étaient gardées stables pour chaque simulation alors que les paramètres caractérisant l'aquifère (épaisseur, anisotropie, type de matériaux, etc.) variaient un à un. L'analyse des résultats et la comparaison avec ceux rapportés dans la littérature amènent une évaluation qualitative de l'importance de chacun des paramètres étudiés sur le comportement hydrogéothermique de l'aquifère.

4.6 AQUIFÈRES ÉTUDIÉS

Pour atteindre le deuxième objectif de cette étude, soit l'évaluation de la faisabilité et de l'efficacité d'éventuels stockages d'énergie en aquifère au Québec, des simulations

sont réalisées sur deux aquifères représentatifs du contexte hydrogéologique québécois. Selon Hickling (1992), les Basses-Terres du Saint-Laurent présentent, en général, un bon potentiel pour les travaux de stockage en nappe. On y retrouve en effet, plusieurs dépôts glaciaires non-consolidés qui forment par endroits d'excellents aquifères. De plus, cette région du Québec est une des plus peuplées, c'est donc là que la demande énergétique est la plus grande. Le premier aquifère étudié est situé dans cette région, près de la municipalité de Rougemont. Le deuxième aquifère étudié se trouve quant à lui dans la région de Rivière-du-Loup. Une description détaillée de ces aquifères se trouve aux sections 5.5 et 5.6 de ce document.

Notons que ces aquifères sont choisis en raison de l'existence d'études hydrogéologiques complètes disponibles pour ces régions.

4.7 CARACTÉRISTIQUES D'EXPLOITATION

Pour chacun des deux aquifères étudiés, des simulations sont effectuées de façon à évaluer la faisabilité et l'efficacité d'un système de pompage géothermique avec stockage d'énergie en nappe. Les caractéristiques d'exploitation de chacun des systèmes sont fixées de façon à respecter les contraintes hydrogéologiques du site et à représenter le plus fidèlement possible les besoins en climatisation et chauffage commandés par notre climat. Deux types d'exploitation sont retenus selon l'importance de l'écoulement régional de la nappe étudiée. Premièrement, dans le cas d'un écoulement régional faible, une exploitation sur doublet de forages à puits chaud et puits froid sera utilisée. Par contre, dans le cas d'un écoulement régional non-négligeable, une exploitation sur doublet à balayage sera considérée.

4.7.1 Doublet de forages à puits chaud et puits froid

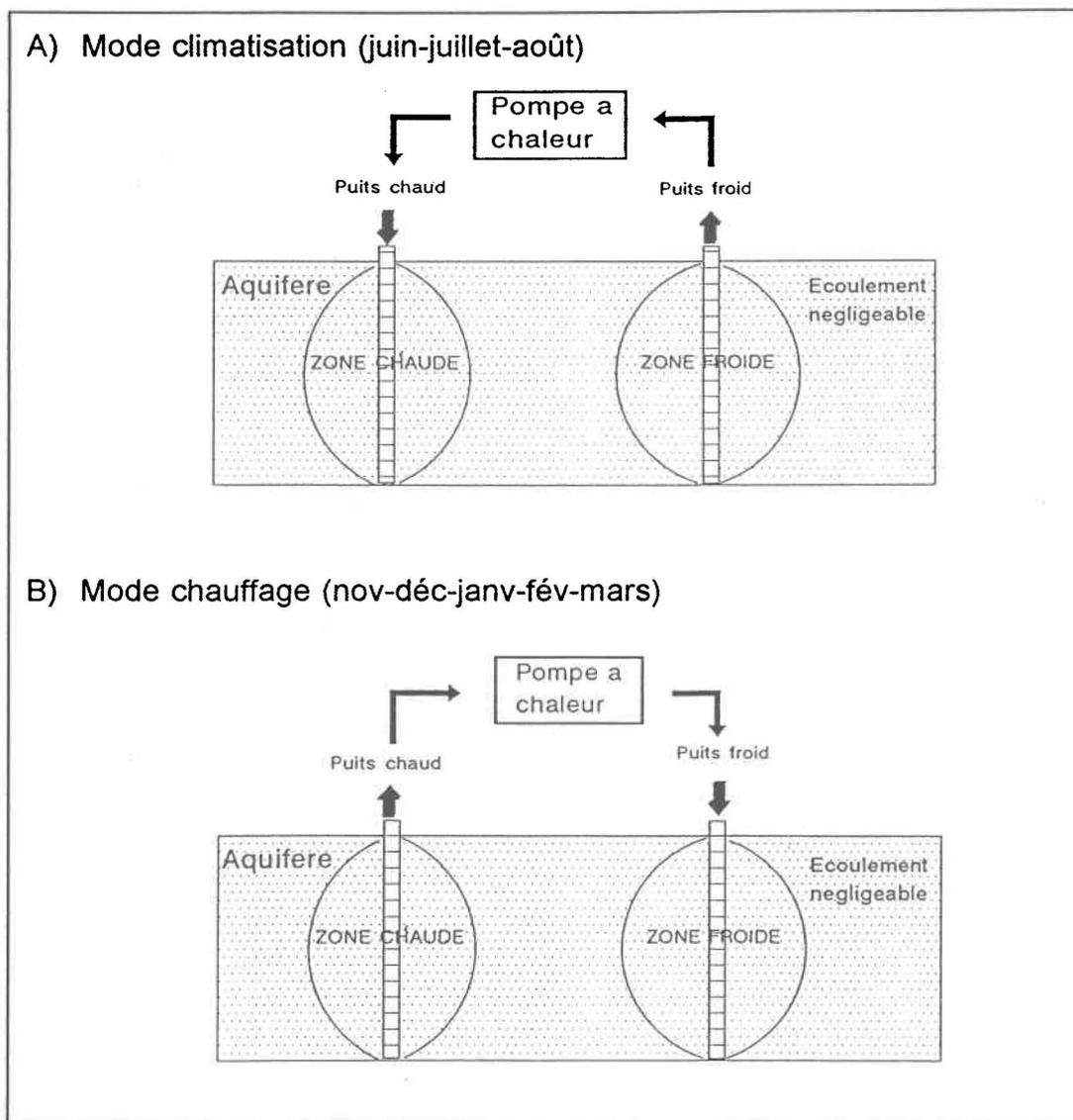
Dans ce type d'exploitation, étudié par Gringarten et Sauty (1975), chaque puits a une affectation thermique plutôt qu'hydraulique (Figure 6). Alternativement, chaque puits agit comme puits de pompage et puits d'injection.

Puits chaud: Ce puits sert à l'injection de calories durant l'été (mode climatisation) et

au pompage de ces calories en hiver (mode chauffage). Il se forme donc autour de ce puits une zone chaude de volume variable selon les saisons.

Puits froid: Symétriquement, ce puits sert à l'injection de l'eau refroidie par le fonctionnement du système en mode chauffage pendant l'hiver. L'été, en mode climatisation, ce puits servira au pompage de l'eau froide. Il se forme donc, autour de ce puits, une zone froide de volume variable selon les saisons.

Figure 6 Schéma d'un doublet à puits chaud et puits froid.



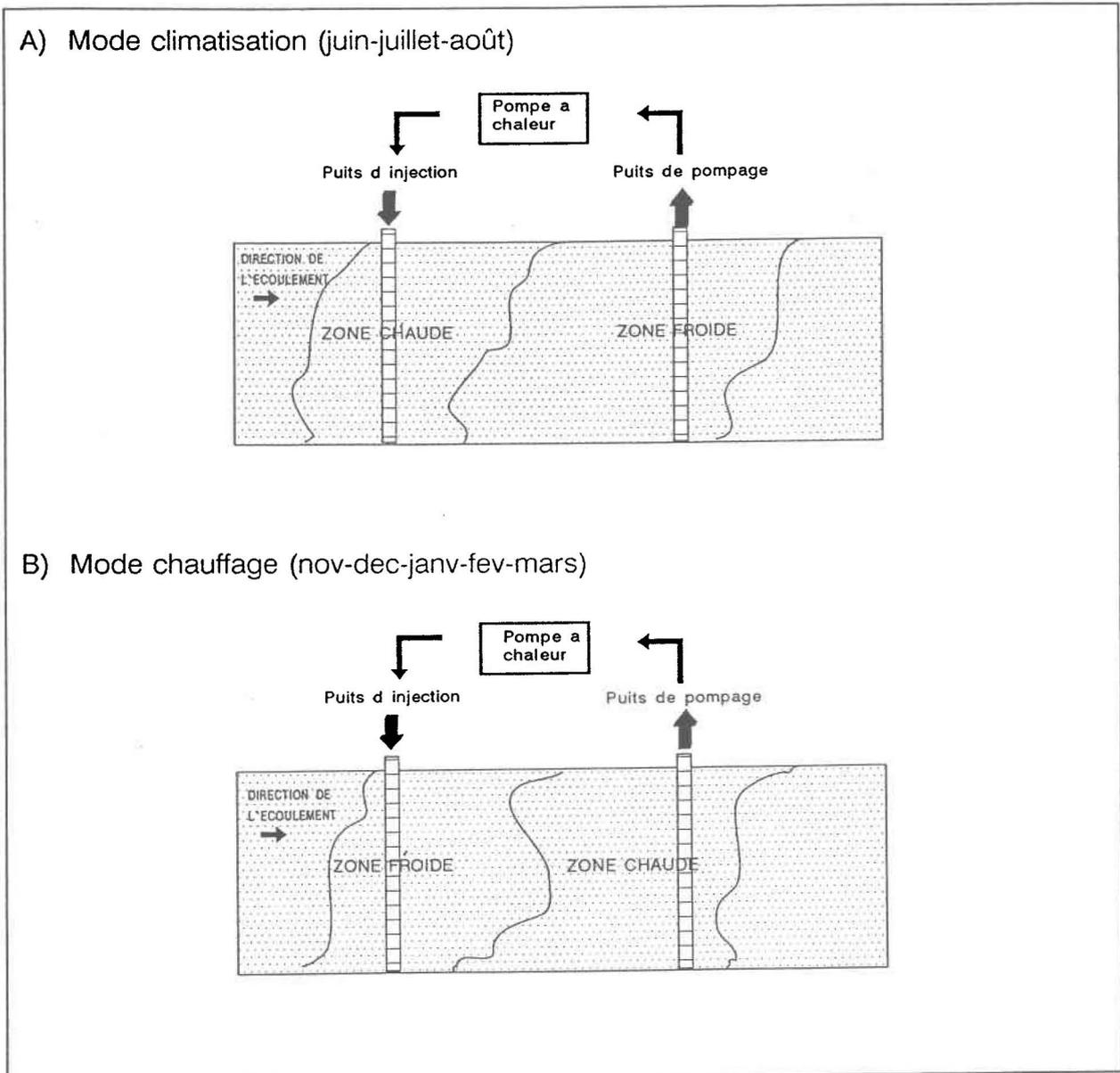
Selon Ausseur et al.(1982), ce dispositif présente un triple avantage:

- 1) Les zones chaudes et froides sont disjointes, si bien que le milieu géologique environnant chaque puits se réchauffe ou se refroidit suivant le cas et se stabilise avec les années, ce qui augmente l'efficacité du système.
- 2) Il y a diminution des pertes diffusives car le temps de stockage et la surface de contact avec les épontes sont minimisés.
- 3) L'inversion périodique des débits permet un certain décolmatage des puits.

4.7.2 Doublet à balayage

Dans ce type d'exploitation, étudié par Gringarten et al.(1979), chacun des puits a une fonction hydraulique fixe (Figure 7). L'un est utilisé comme puits de pompage et l'autre comme puits d'injection. Alternativement, selon les saisons, ce sont les caractéristiques thermiques de l'eau circulant dans chacun des puits qui changent. Par exemple l'hiver, en période de chauffage, le puits P1 injecte une eau refroidie par le système (frigories) alors que l'été, en période de climatisation, ce même puits injecte une eau réchauffée (calories). Des ondes successives chaudes et froides se déplacent donc dans l'aquifère en partant du puits d'injection vers le puits de pompage. En fonction de l'importance de l'écoulement régional, la disposition des puits peut modifier sensiblement l'efficacité du système de doublet à balayage.

Figure 7 Schéma d'un doublet à balayage.



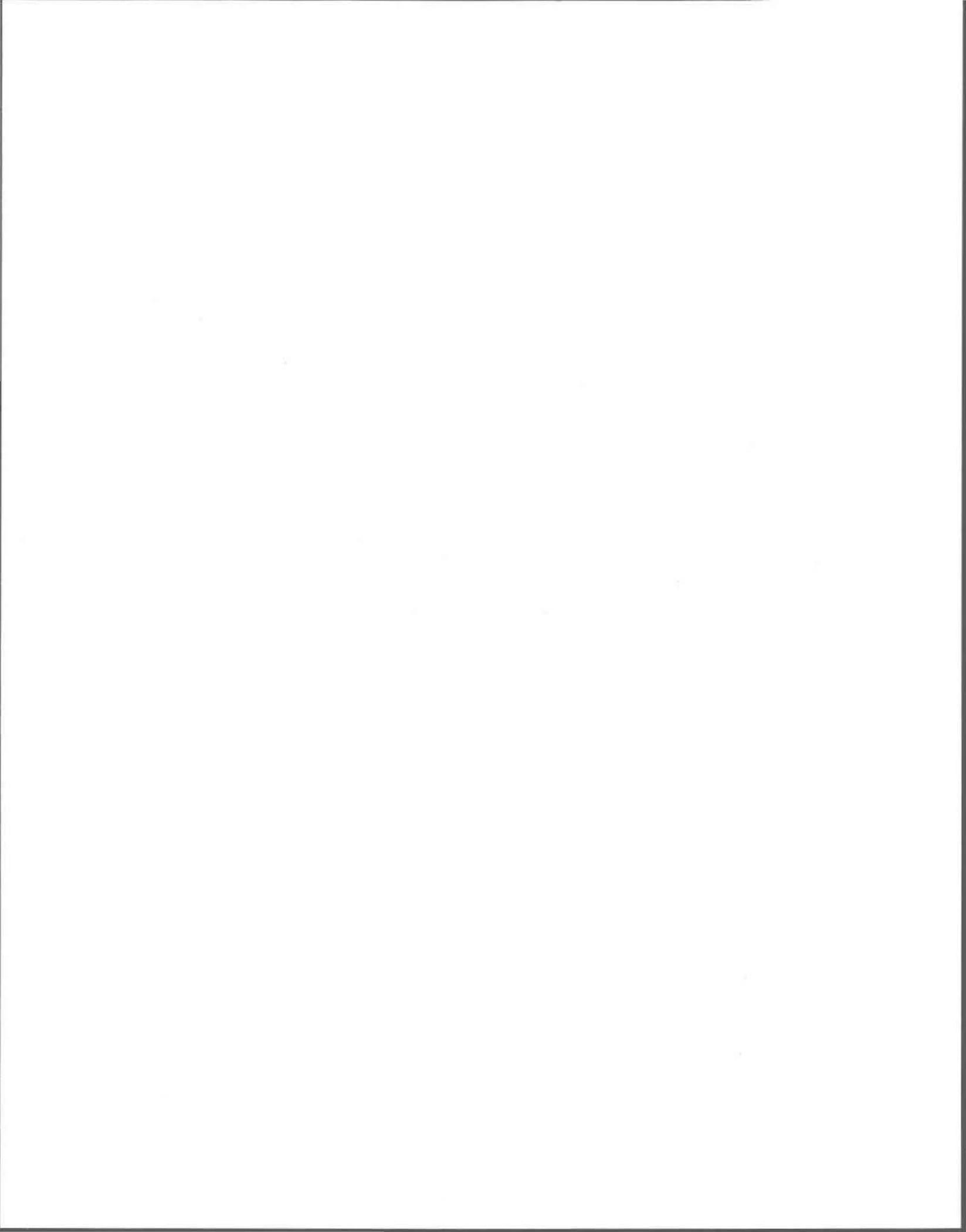
4.8 TAUX DE RÉCUPÉRATION

Une des façons d'évaluer l'efficacité du stockage d'énergie en nappe est de calculer le taux de récupération ou de restitution de l'énergie injectée. Le taux de récupération est calculé selon la méthode proposée par Molz et al. (1979). Il s'agit du rapport entre la quantité de chaleur récupérée et la quantité de chaleur injectée tel que décrit par l'équation suivante:

$$\frac{\int_{t_0}^{t_n} q \Delta T \rho C_f \delta t}{\int_{t_0}^{t_n} q \Delta T \rho C_f \delta t} = \frac{E_r}{E_i} \quad (4.15)$$

où E_i = Quantité d'énergie injectée (j) ayant une température supérieure à la température naturelle de l'aquifère.

E_r = Quantité d'énergie récupérée (j) à une température supérieure à la température naturelle de l'aquifère.



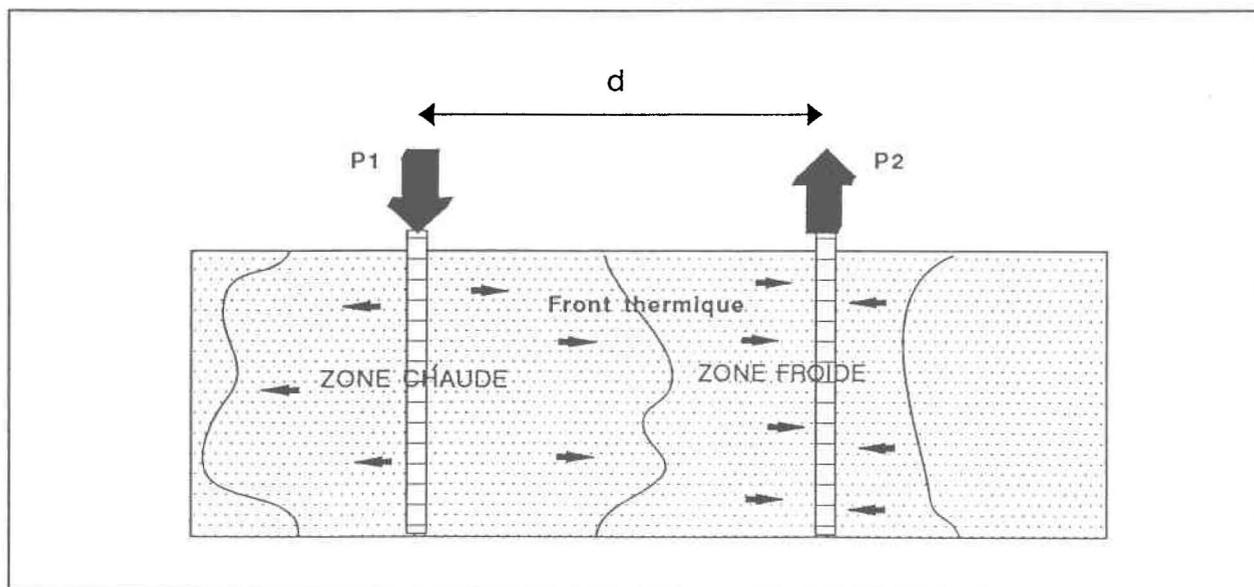
CHAPITRE 5 RÉSULTATS ET DISCUSSION

Les trois premières sections de ce chapitre présentent les résultats de l'analyse de sensibilité de différents comportements hydrogéothermiques des aquifères, soit le temps de percée, la convection naturelle et les pertes thermiques. Les deux sections suivantes présentent les résultats du stockage d'énergie réalisables sur deux aquifères représentant le contexte hydrogéologique québécois.

5.1 TEMPS DE PERCÉE

Le temps de percée est le temps que prend la chaleur pour se rendre d'un puits à l'autre (Ausseur et al. 1982). Sur la Figure 8, par exemple, c'est le temps que prend la chaleur pour se rendre du puits P1 au puits P2. Ce concept peut être associé à celui du temps de fuite des problèmes de transport de contaminants. Hutchence et al. (1986) remarquent que le temps de percée de la chaleur est supérieur à celui de l'eau injectée au même moment. Il y a donc un facteur de retard de la chaleur par rapport à l'eau en raison des échanges de chaleur entre la matrice du milieu poreux et l'eau injectée.

Figure 8 Temps de percée.



Plusieurs facteurs influencent le temps de percée de la chaleur dans un système de doublet de forages. Le plus important est probablement la distance séparant les deux puits. C'est d'ailleurs la première question qui est posée lorsque deux puits doivent être forés. Dans plusieurs cas, la surface de terrain disponible est une contrainte qui oblige à connaître la distance minimale acceptable entre les deux puits.

Dans une exploitation géothermique sur doublet de forages avec stockage d'énergie en aquifère, le temps de percée doit nécessairement être supérieur à la somme de la durée des phases d'injection et de stockage. Dans la présente analyse, les durées des phases d'injection et de stockage sont fixées à 90 jours chacune. La distance entre les forages devra donc être telle que la chaleur mettra un minimum de 180 jours pour se rendre d'un puits à l'autre. Si le temps de percée est inférieur à 180 jours, un recyclage de l'eau injectée sera observé au deuxième puits entraînant une perte d'efficacité du système. Trois paramètres caractérisant les aquifères sont étudiés de façon à évaluer leur influence respective sur le temps de percée et, par le fait même, sur la distance entre les puits. Il s'agit de l'épaisseur de l'aquifère, de l'écoulement régional et de la dispersion.

5.1.1 Effet de l'épaisseur de l'aquifère

Clyde et Madabhushi (1983) ont étudié le phénomène du temps de percée et établissent la relation suivante pour un doublet de forages dans un aquifère confiné sans écoulement régional:

$$t_p = \frac{n\pi h d^2}{3q_f} \frac{(1-n)\rho_s C_s + n\rho_f C_f}{n\rho_f C_f} \quad (5.1)$$

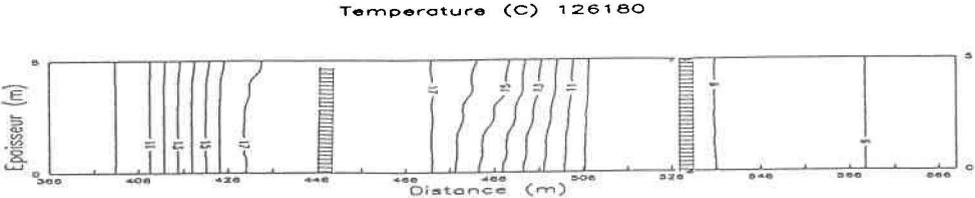
De cette équation, il ressort que l'épaisseur de l'aquifère (h) est le paramètre le plus susceptible d'influencer le temps de percée de façon significative dans un aquifère sans écoulement. En effet, les autres termes de l'équation sont soit des constantes soit relativement peu variables à l'échelle de l'aquifère. La Figure 9 présente les résultats de simulations réalisées sur des aquifères sableux de différentes épaisseurs. On y observe

l'influence de l'épaisseur de l'aquifère sur la distance minimale à respecter entre les puits de façon à avoir un temps de percée supérieur à 180 jours. Pour ces simulations, le débit d'exploitation est constant et égal à $1.0 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{s}$.

Les résultats de ces simulations montrent que pour un même temps de percée, il est possible de rapprocher les puits l'un de l'autre à mesure que l'aquifère s'épaissit. Dans le cas présent, la distance minimale à respecter entre les puits pour avoir un temps de percée de 180 jours est de 80 mètres dans un aquifère de 5 mètres d'épaisseur (Figure 9-A), de 60 mètres dans un aquifère ayant 10 mètres d'épaisseur (Figure 9-B) et de 40 mètres pour un aquifère de 20 mètres d'épaisseur (Figure 9-C). Ces résultats sont du même ordre de grandeur que ceux obtenus par Kazmann et Whitehead (1980) pour des conditions d'exploitation semblables. Il sera donc important, lorsque la surface de terrain disponible pour l'installation des puits est limitée, de s'assurer que l'aquifère présente une épaisseur suffisante en fonction du débit de pompage.

Figure 9 Effet de l'épaisseur de l'aquifère sur le temps de percée.

A) Épaisseur = 5 m.

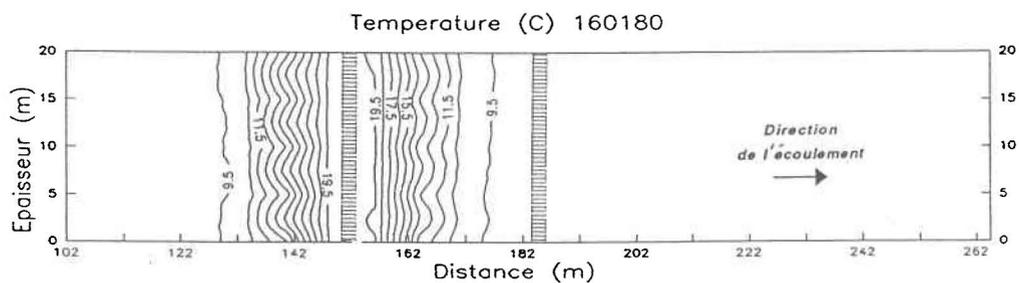


5.1.2 Effet de l'écoulement régional

Dans une nappe où l'écoulement régional est non négligeable, le transport de chaleur par convection devient le principal facteur à considérer dans le processus de transfert de chaleur, celui-ci influençant le temps de percée. La vitesse de l'écoulement et l'angle que fait l'axe du doublet avec la direction de l'écoulement détermineront la distance à maintenir entre les puits de façon à respecter le temps de percée qui minimise le recyclage de l'eau dans le deuxième puits. Les Figures 10 et 11 présentent les résultats de simulation analysant l'influence de l'écoulement régional sur le temps de percée. On y observe la position des isothermes après 90 jours d'injection suivis d'une période de 90 jours de stockage. Le temps de percée est donc de 180 jours dans cet exemple. Les simulations sont réalisées sur trois aquifères sableux de 20 mètres d'épaisseur, de perméabilité variable et soumis à différents gradients d'écoulement. L'axe du doublet est parallèle à l'écoulement et le puits amont sert à l'injection.

Figure 10 Effet de l'écoulement régional sur le temps de percée.

A) $k = 2,0 \times 10^{-11} \text{ m}^2$
 $i = 0.001$



B) $k = 2,0 \times 10^{-11} \text{ m}^2$
 $i = 0.01$

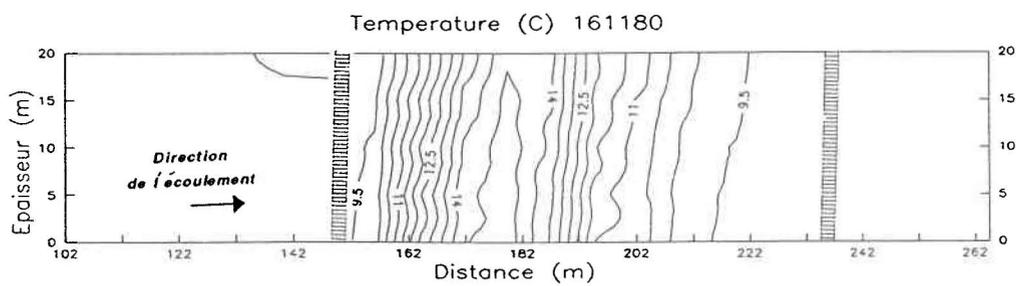
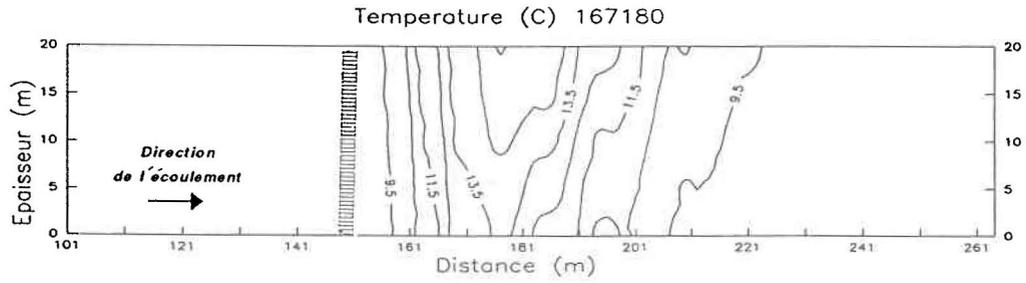


Figure 11 Effet de l'écoulement régional sur le temps de percée.

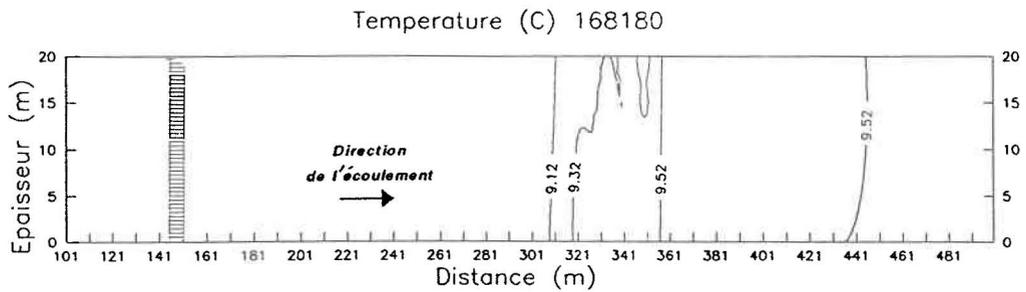
A) $k = 2,0 \times 10^{-10} \text{ m}^2$

$i = 0.001$



B) $k = 2,0 \times 10^{-10} \text{ m}^2$

$i = 0.01$



La Figure 10-A présente les résultats pour un aquifère sableux ayant une perméabilité intrinsèque (k) de $2.0 \times 10^{-11} \text{ m}^2$ ($K = 2.0 \times 10^{-4} \text{ m/s}$) et soumis à un gradient d'écoulement de 0.001. On observe que le déplacement latéral de la chaleur par rapport au puits d'injection est très faible et que l'écoulement peut être considéré comme négligeable dans cet exemple. Ce genre de cas permettrait une exploitation efficace sur doublet de forages à puits chaud et puits froid distants d'environ 30 mètres.

La Figure 10-B présente les résultats pour le même aquifère soumis à un gradient d'écoulement de 0.01. Le déplacement de la zone de chaleur est significative dans ce cas-ci. Cette figure montre que pour opérer un système à puits chaud et puits froid dans ces conditions, les puits devraient être à plus de 75 mètres l'un de l'autre. De plus, au moment de la récupération de la chaleur, on observe que la zone chaude est décentrée d'une vingtaine de mètres par rapport à son lieu d'injection (puits chaud) en raison du mouvement convectif de l'eau. Il devient donc impossible d'effectuer une récupération de chaleur par la méthode du doublet à puits chaud et puits froid. Dans ces conditions, il serait probablement plus efficace d'opérer un doublet à balayage avec une distance d'environ 40 mètres entre les puits.

La Figure 11-A présente les résultats pour un aquifère sableux ayant une perméabilité intrinsèque (k) de $2.0 \times 10^{-10} \text{ m}^2$ ($K = 2.0 \times 10^{-3} \text{ m/s}$), soit une valeur d'un ordre de grandeur supérieure à celle de l'exemple précédent. Soumis à un faible gradient d'écoulement (0.001), on observe un déplacement important de la zone chaude de façon semblable au comportement observé à la Figure 10-B. Une exploitation sur doublet de forages à balayage distants d'environ 50 mètres devrait donc être envisagée dans ce type de cas.

Finalement, la Figure 11-B démontre qu'un gradient d'écoulement de 0.01 rend impossible d'effectuer un stockage de chaleur efficacement dans cet aquifère et ce peu importe le type de système utilisé. En effet, la chaleur est complètement transportée, principalement par les phénomènes de convection et de dispersion, en dehors du domaine d'influence des puits.

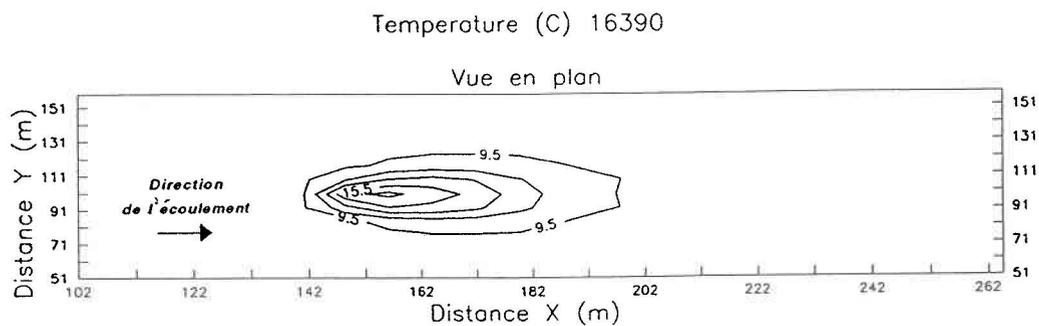
5.1.3 Effet de la dispersivité

Comme expliqué à la section 3.3, la valeur de la dispersivité est fonction de l'échelle du problème considéré. Afin d'analyser l'effet de la dispersion sur le temps de percée, des simulations sont réalisées pour le transport de chaleur à l'échelle d'une centaine de mètres. Selon l'étude de Gelhar et al. (1985), il est raisonnable d'utiliser un coefficient de dispersion variant entre 1 et 10 mètres. La Figure 12 présente les résultats des simulations réalisées pour un aquifère sableux, homogène, sans écoulement et avec différents coefficients de dispersion.

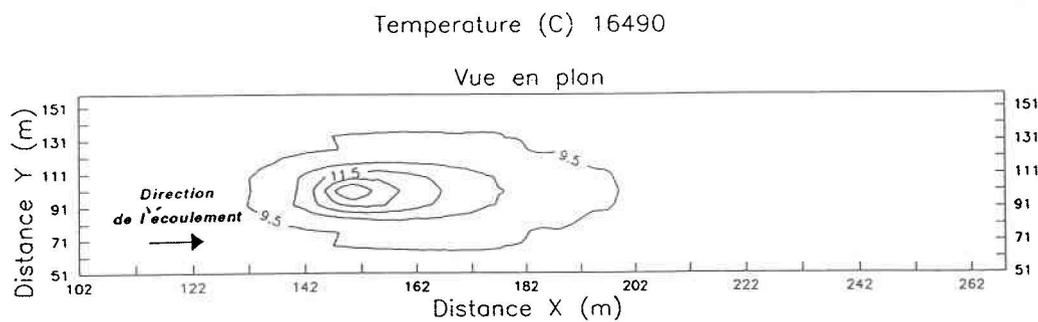
On observe que pour une dispersivité de 1 mètre (Figure 12-A), l'extension longitudinale et transversale de la zone de chaleur est moins grande que pour une dispersivité de 10 mètres (Figure 12-B). Le temps de percée ou la distance minimale à respecter entre deux puits pour éviter le recyclage, ne semblent pas affectés de façon sensible par la dispersion. Dans les deux cas simulés, les puits devraient être distants d'environ 60 mètres l'un de l'autre pour respecter un temps de percée de 180 jours. Notons par contre que la plus grande dispersion observée sur la Figure 12-B entraîne une augmentation des pertes au niveau des fronts thermiques expliquant la baisse significative des températures sur cette figure. Comme démontré par Landel et Sauty (1978), l'efficacité des travaux de récupération sera diminuée lorsque la dispersion est grande puisque les pertes sont plus importantes.

Figure 12 Effet de la dispersivité sur le temps de percée.

- A) $D/v = 1$ m.
 $i = 0.01$
 $k = 2.0 \times 10^{-11} \text{ m}^2$



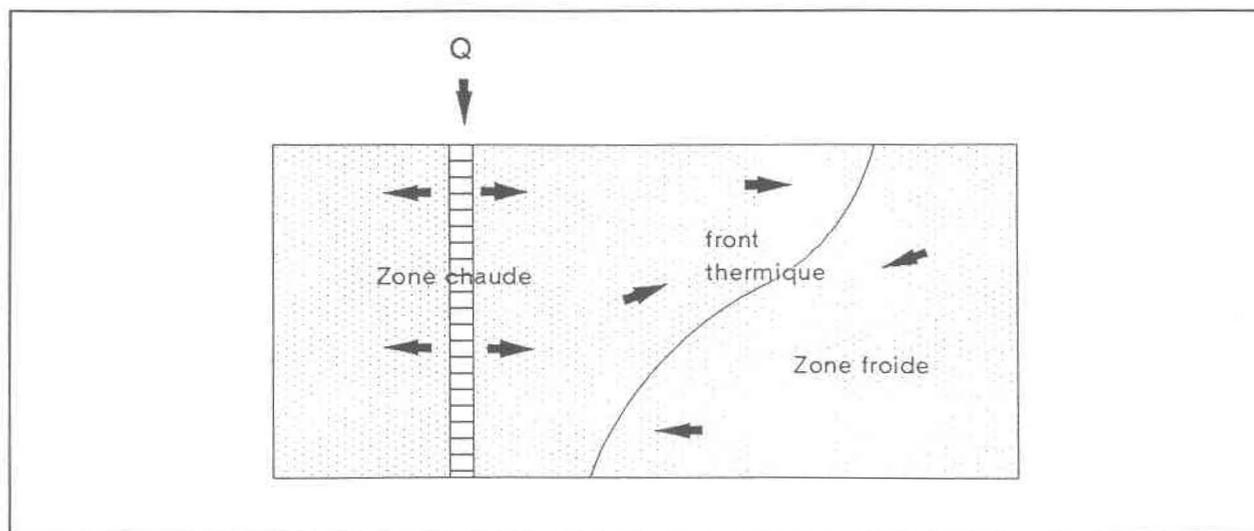
- B) $D/v = 10$ m.
 $i = 0.01$
 $k = 2.0 \times 10^{-11} \text{ m}^2$



5.2 CONVECTION NATURELLE (EFFET DE DENSITÉ)

Le phénomène de convection naturelle, ou convection libre, peut être observé dans certains travaux de stockage d'énergie en aquifère. Il peut entraîner un mouvement de basculement du front thermique déclenché par une différence de densité entre les fluides. En effet, si l'eau injectée est plus chaude, donc moins dense que celle se trouvant dans l'aquifère, elle entraînera l'instabilité du front thermique qui aura tendance à basculer (Figure 13). Il y aura donc avec le temps, inclinaison du front thermique de la verticale vers l'horizontal et stratification thermique de l'aquifère. L'eau chaude se déplacera vers la partie supérieure de l'aquifère et l'eau froide vers la partie inférieure. L'influence de l'épaisseur et de l'anisotropie de l'aquifère sur le phénomène de convection naturelle est analysée.

Figure 13 Basculement du front thermique par effet de densité.



5.2.1 Effet de l'épaisseur

Claesson et al. (1985 cités par Johansson 1989) ont étudié le phénomène de basculement par effet de densité et définissent la relation suivante pour le temps que prend le front thermique à passer de la verticale à un angle de 45° .

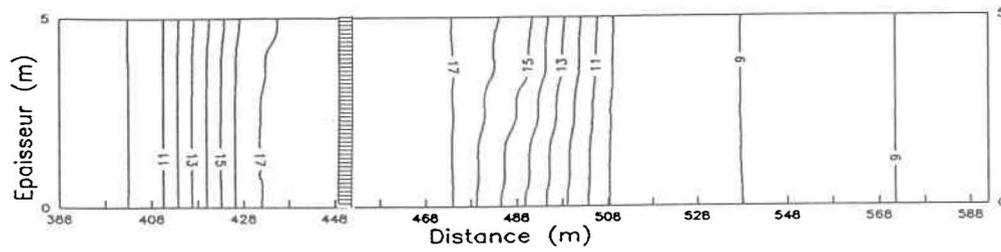
$$t_b = \frac{h}{3 \sqrt{\frac{k_v}{k_h} \frac{C_f}{C} \frac{k(\rho_0 - \rho_1)g}{\mu_0 + \mu_1}}} \quad (5.2)$$

Cette équation met en évidence l'importance de l'épaisseur de l'aquifère (h) et du ratio d'anisotropie du milieu (k_v/k_h) sur le basculement du front thermique. Les Figures 14 et 15 présentent les résultats de simulation évaluant l'influence de ces deux paramètres sur le phénomène de convection naturelle.

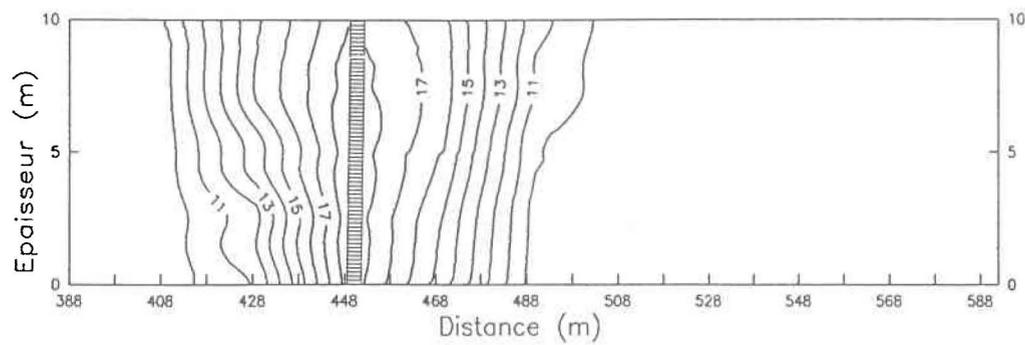
La Figure 14 montre clairement que l'épaisseur de l'aquifère influence le phénomène de basculement du front thermique. En effet, après 180 jours (90 jours d'injection et 90 jours de stockage), aucun mouvement de basculement n'est perceptible dans un aquifère de 5 mètres d'épaisseur (figure 14-A) alors qu'il est bien amorcé dans un aquifère de 20 mètres d'épaisseur soumis aux mêmes conditions (Figure 14-C). Donc, plus l'aquifère est épais, plus le phénomène de basculement du front thermique est favorisé. Il sera démontré plus loin comment ce phénomène peut influencer l'efficacité des travaux de stockage d'énergie.

Figure 14 Effet de l'épaisseur sur le basculement du front thermique.

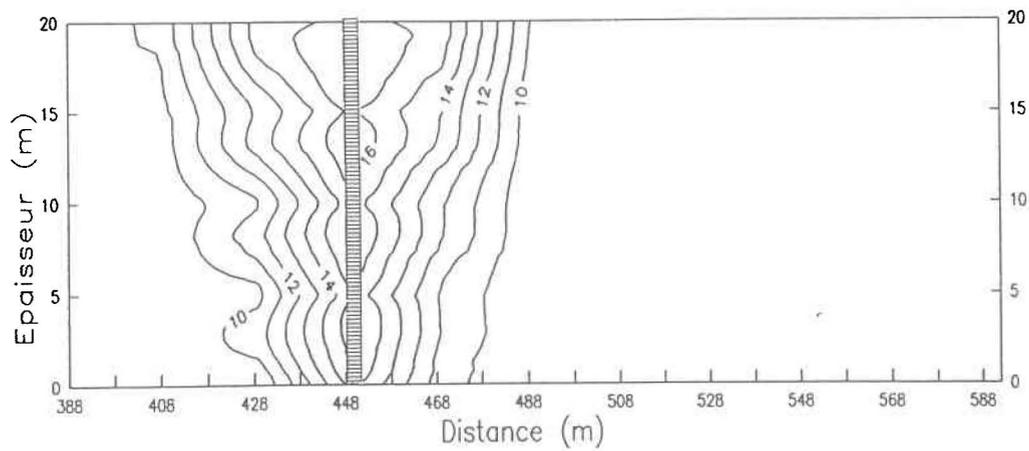
A) Épaisseur = 5 m.



B) Épaisseur = 10 m.



C) Épaisseur = 20 m.



5.2.2 Effet de l'anisotropie

Le rapport d'anisotropie des conductivités hydrauliques du milieu est un paramètre qui influence le phénomène de basculement du front thermique. La Figure 16 présente les résultats de simulations réalisées sur deux milieux ayant un rapport d'anisotropie différent.

Dans le cas d'un aquifère isotrope (Figure 16-A), le phénomène de basculement du front thermique est observable de façon très évidente après une période de 180 jours. Il y a même un début de stratification thermique de l'eau dans l'aquifère. Par contre, pour l'aquifère ayant un rapport d'anisotropie (K_v/K_h) égale à 0.01 (Figure 16-B), aucun signe de basculement du front thermique n'est observable. Cette absence d'échange verticale, qui caractérise les milieux anisotropes, semble plus favorable aux travaux de stockage d'énergie en aquifère et pourrait être mise à profit dans certaines conditions d'exploitation. Par exemple, dans le cas où la surface de terrain disponible est limitée pour installer un doublet de forage et où l'aquifère est relativement épais (> 20 mètres), il pourrait être avantageux de tirer profit de l'anisotropie et d'effectuer un stockage avec front thermique horizontal tel que proposé par Bengt (1983) (Figure 15).

Figure 15 Stockage de chaleur avec front thermique horizontal.

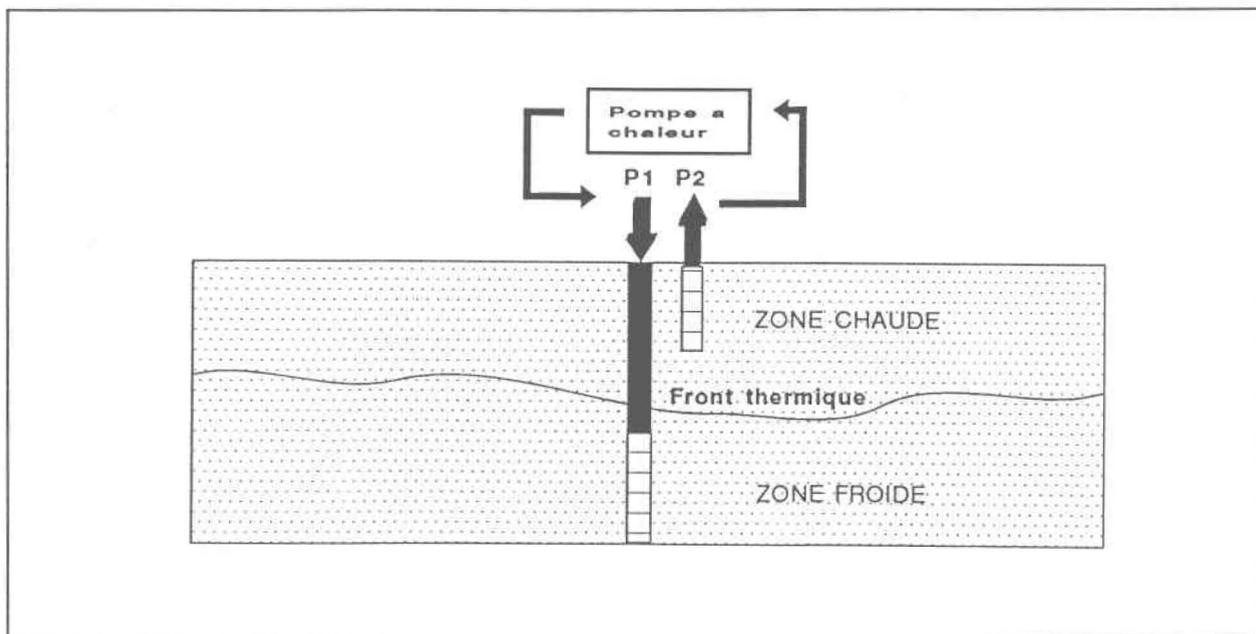
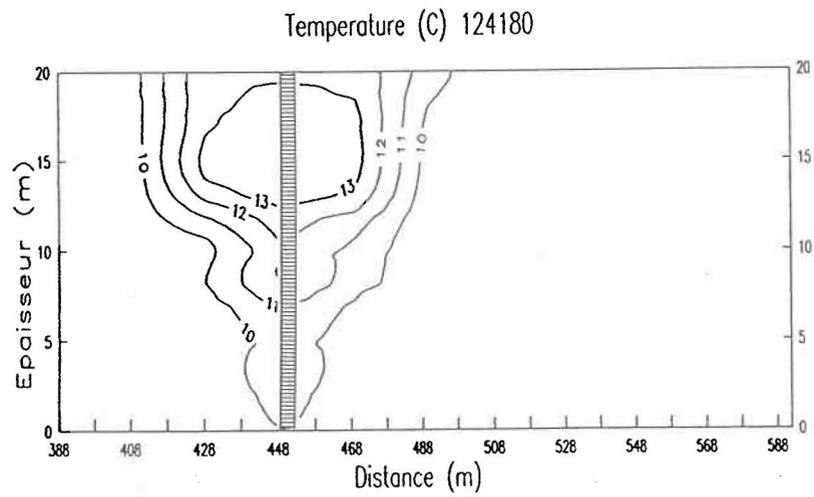
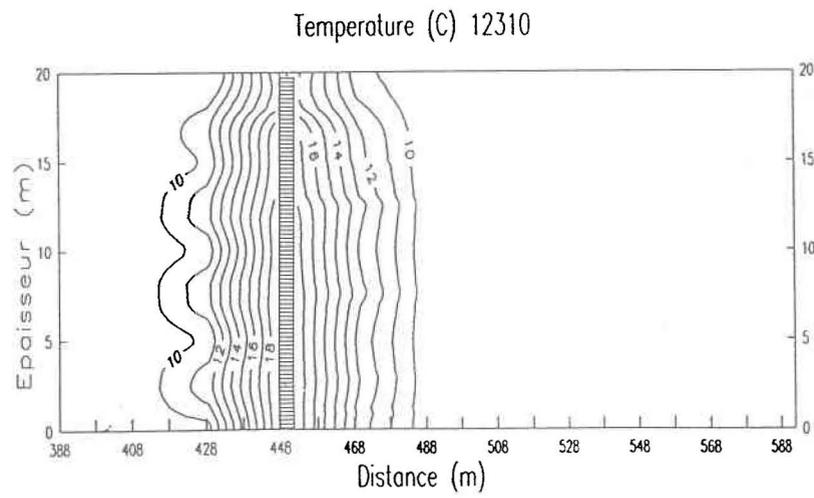


Figure 16 Effet de l'anisotropie basculement du front thermique.

A) Aquifère isotrope ($K_v = K_h$)



B) Aquifère anisotrope ($K_v \ll K_h$)



5.3 PERTES THERMIQUES PAR CONDUCTION, CONVECTION ET DISPERSION

Lors d'un stockage d'énergie en aquifère, il est important d'évaluer les pertes agissant sur la chaleur injectée. Ces pertes ont un effet direct sur l'efficacité thermique des travaux de stockage. Selon Tsang (1987), les pertes les plus importantes se produisant dans l'aquifère sont les pertes par conduction entre l'eau chaude injectée et le milieu froid. Ces pertes seront d'autant plus importantes que le gradient thermique sera grand. Bien que le modèle HST3D considère ce phénomène dans le calcul du transfert thermique, il est impossible de quantifier la proportion exacte d'énergie perdue par ce phénomène à partir des fichiers de sortie du modèle.

En présence d'un écoulement régional non négligeable, les pertes par conduction et celles provoquées par le déplacement convectif de la chaleur en dehors de la zone d'influence des puits de production sont à considérer. Ce type de pertes peut être limité par un dimensionnement adéquat du système. Cependant, il demeure que si les vitesses d'écoulement sont trop grandes, il devient impossible d'opérer efficacement un système de pompage géothermique avec stockage de chaleur. Certaines techniques peuvent être envisagées pour réduire localement la vitesse de l'écoulement. Par exemple, l'ajout de quelques puits de pompage de façon à créer un piège hydraulique autour des puits d'injection et de récupération pourrait être une solution intéressante. Selon Willemsen et Groeneveld (1989), ce type de solution, lorsque bien dimensionné en fonction des caractéristiques du site, peut éliminer les pertes causées par l'écoulement régional de la nappe. Ce type de pertes peut être évalué à l'aide de HST3D par une analyse graphique de la localisation des isothermes et par l'étude du bilan d'énergie dans le domaine simulé par le modèle.

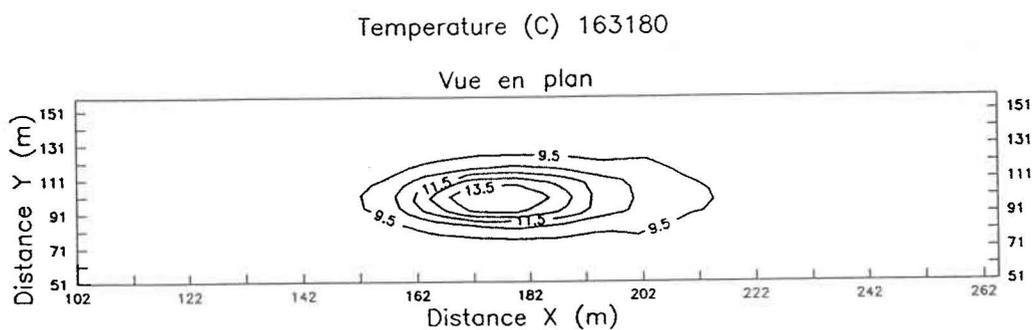
Le phénomène dispersif associé à l'écoulement de la nappe est également une cause de pertes thermiques importantes. La Figure 17 présente les résultats des simulations analysant l'influence du coefficient de dispersion sur le taux de perte dans un aquifère sableux soumis à un gradient d'écoulement de 0.01. L'injection s'effectue sur une période de 90 jours à un débit de $1.0 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{s}$ et une température de 20 °C, suivie d'une période de stockage de 90 jours. On observe que lorsque la valeur de la dispersivité passe de 1 mètre à 10 mètres, les pertes par dispersion augmentent et la

température de la zone de chaleur est beaucoup plus faible. Dans le cas B, la température de la zone de chaleur redevient même égale à la température initiale de l'aquifère, toute la chaleur injectée s'étant dispersée. Aucune récupération n'est alors possible.

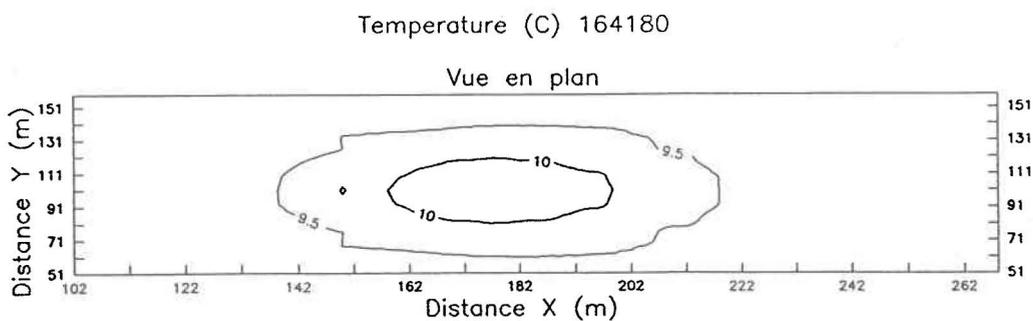
Bien que la dispersivité du milieu soit un paramètre difficile à mesurer, il est très important de bien évaluer sa grandeur car il influence l'efficacité du stockage d'énergie en aquifère. Willemsen et Groeneveld (1989) ont également observé l'importance du phénomène dispersif sur l'efficacité des travaux de stockage.

Figure 17 Effet de la dispersivité sur le taux de perte.

- A) $D/v = 1$ mètre.
 $k = 2.0 \times 10^{-11} \text{ m}^2$
 $i = 0.01$



- B) $D/v = 10$ mètres.
 $k = 2.0 \times 10^{-11} \text{ m}^2$
 $i = 0.01$

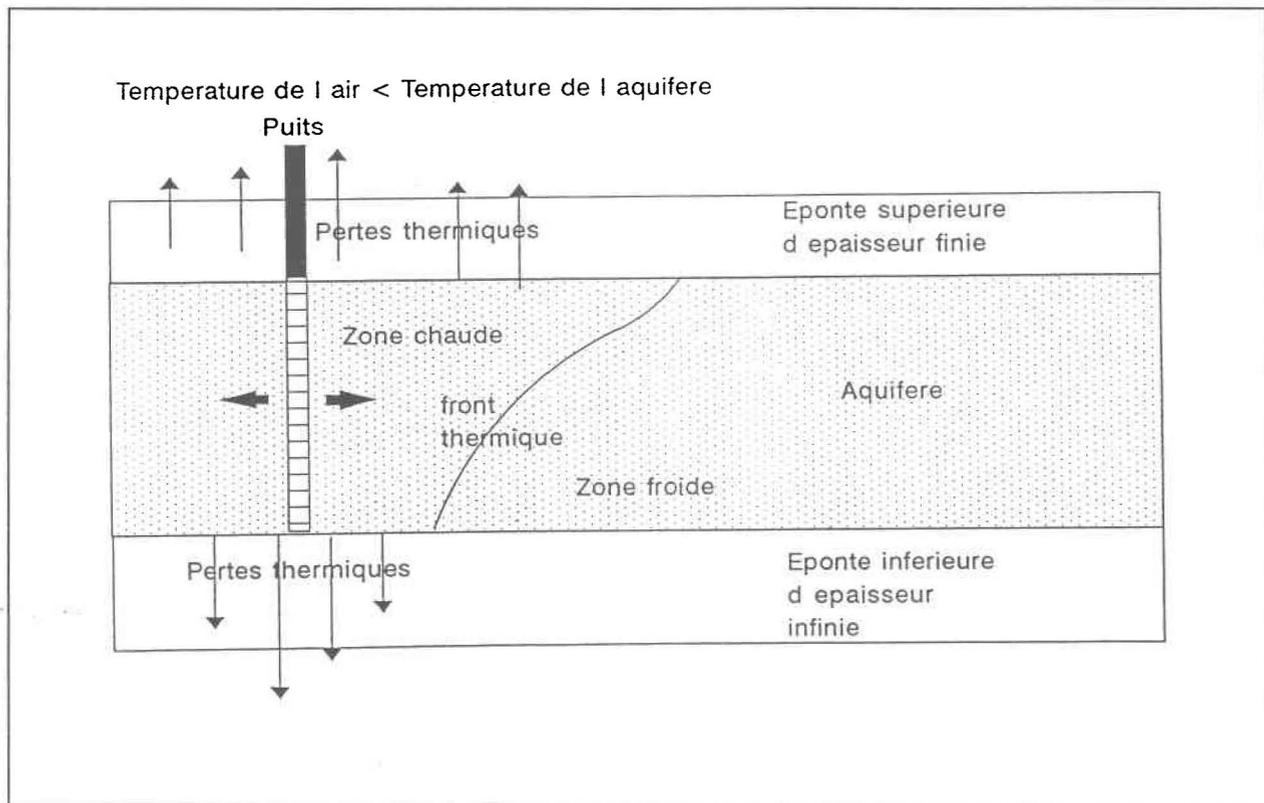


5.4 PERTES THERMIQUES PAR LES ÉPONTES

Outre les pertes provoquées par le transport conductif, convectif et dispersif de la chaleur, les pertes de chaleur les plus significatives se situent au niveau des couches de confinement (Tsang 1987). Il est donc important de considérer ces pertes particulièrement dans le cas où l'écoulement régional est négligeable. Le modèle HST3D permet une évaluation des pertes thermiques par les épontes à partir d'un modèle unidimensionnel de conduction pure qui prend en compte les caractéristiques thermiques du milieu, l'épaisseur des épontes et le gradient de température. L'équation utilisée est la suivante (Kipp 1987):

$$\rho_e C_e \frac{\delta T_e}{\delta t} = \lambda_e \frac{\delta^2 T_e}{\delta z_n^2} \quad (5.3)$$

Figure 18 Pertes par les épontes.



L'évaluation des pertes par l'éponte inférieure est réalisée en considérant une épaisseur infinie de cette couche de confinement et une température égale à la température initiale de l'aquifère (Figure 18). Dans ces conditions, pour une éponte ayant les caractéristiques thermiques de l'argile, les pertes sont évaluées à environ 3 % pour une eau injectée à 20 °C dans un aquifère initialement à 9 °C. Les pertes par l'éponte inférieure sont toujours très faibles et seront considérées comme négligeables devant les autres types de pertes.

Les pertes par l'éponte supérieure sont généralement plus importantes que celles observées au niveau de l'éponte inférieure et peuvent avoir une grande influence sur l'efficacité du stockage. L'influence de trois paramètres est étudiée, soit celle de l'épaisseur de l'éponte, du type d'éponte et du facteur de forme du stock de chaleur.

5.4.1 Effet de l'épaisseur et du type d'éponte

L'éponte supérieure est généralement d'épaisseur finie et la température moyenne annuelle enregistrée à la surface du sol est plus basse que la température initiale de l'aquifère. Cela entraîne un gradient thermique non négligeable au niveau de l'éponte supérieure. Les Tableaux 1 et 2 présentent les résultats des simulations analysant l'effet de l'épaisseur de l'éponte supérieure et de ses caractéristiques thermiques sur le taux de perte. Ces simulations sont réalisées pour un aquifère sableux, uniforme et sans écoulement. La température à la surface du sol utilisée dans les simulations est de 5°C, soit la moyenne annuelle pour le sud du Québec (Environnement Canada 1984).

Tableau 1 Évaluation du taux de perte en fonction de l'épaisseur d'une éponte supérieure d'argile.

Épaisseur(m)	Taux de récupération	T°C au puits	Taux de perte
2	44 %	10	45 %
5	47 %	12	23 %
10	49 %	14	10 %

Tableau 2 Évaluation du taux de perte en fonction de l'épaisseur d'une éponte supérieure de sable humide.

Épaisseur(m)	Taux de récupération	T°C au puits	Taux de perte
2	42 %	10	54 %
5	46 %	11	31 %
10	48 %	13	18 %

Ces résultats montrent une forte variation du taux de perte en fonction de l'épaisseur de l'éponte. La couche de confinement agissant comme un isolant, plus elle est épaisse moins les pertes sont importantes. On observe, dans le cas d'une éponte d'argile (Tableau 1), que les pertes passent de 45 % pour une couche de 2 mètres d'épaisseur à 10 % pour une couche de 10 mètres d'épaisseur. Dans le cas d'une éponte de sable humide (Tableau 2), les pertes sont légèrement supérieures en raison de la plus grande conductivité thermique de ce matériel.

Les Tableaux 1 et 2 présentent également le taux de récupération de chaleur et la température calculée au puits de production à la fin de la période de récupération. Il est intéressant de noter que le taux de récupération de chaleur, après l'exhaure d'un volume égal à celui injecté, n'augmente que très légèrement (de 42% à 48%) lorsque les pertes sont réduites de façon importante (de 54% à 18%). Par contre, toutes proportions gardées, la température calculée au puits de production augmente de façon significative lorsque les pertes sont faibles. Cela indique qu'il reste une certaine quantité de chaleur emmagasinée sous forme d'énergie sensible dans l'aquifère. On peut donc présumer qu'en continuant les travaux de récupération, il serait possible d'atteindre un meilleur taux de récupération lorsque les pertes par les épontes sont faibles.

5.4.2 Effet du facteur de forme

Les pertes au niveau des épontes sont des pertes par conduction pure agissant entre deux surfaces en contact. La forme du stock de chaleur aura donc une influence sur le

taux de perte par l'éponte supérieure. Si on désire minimiser les pertes, il s'agit d'obtenir un stock ayant le maximum de volume pour le minimum de surface, soit un ratio extension latérale versus extension verticale du stock de chaleur se rapprochant le plus possible de 0.5 (Doughty et Tsang 1985).

$$\text{Facteur de forme} = \frac{\text{Extension latérale}}{\text{Extension verticale}}$$

Différentes simulations ont été réalisées afin de déterminer l'effet de l'épaisseur de l'aquifère, de son anisotropie et de la stratification sur le facteur de forme du stock de chaleur.

A) Influence de l'épaisseur de l'aquifère

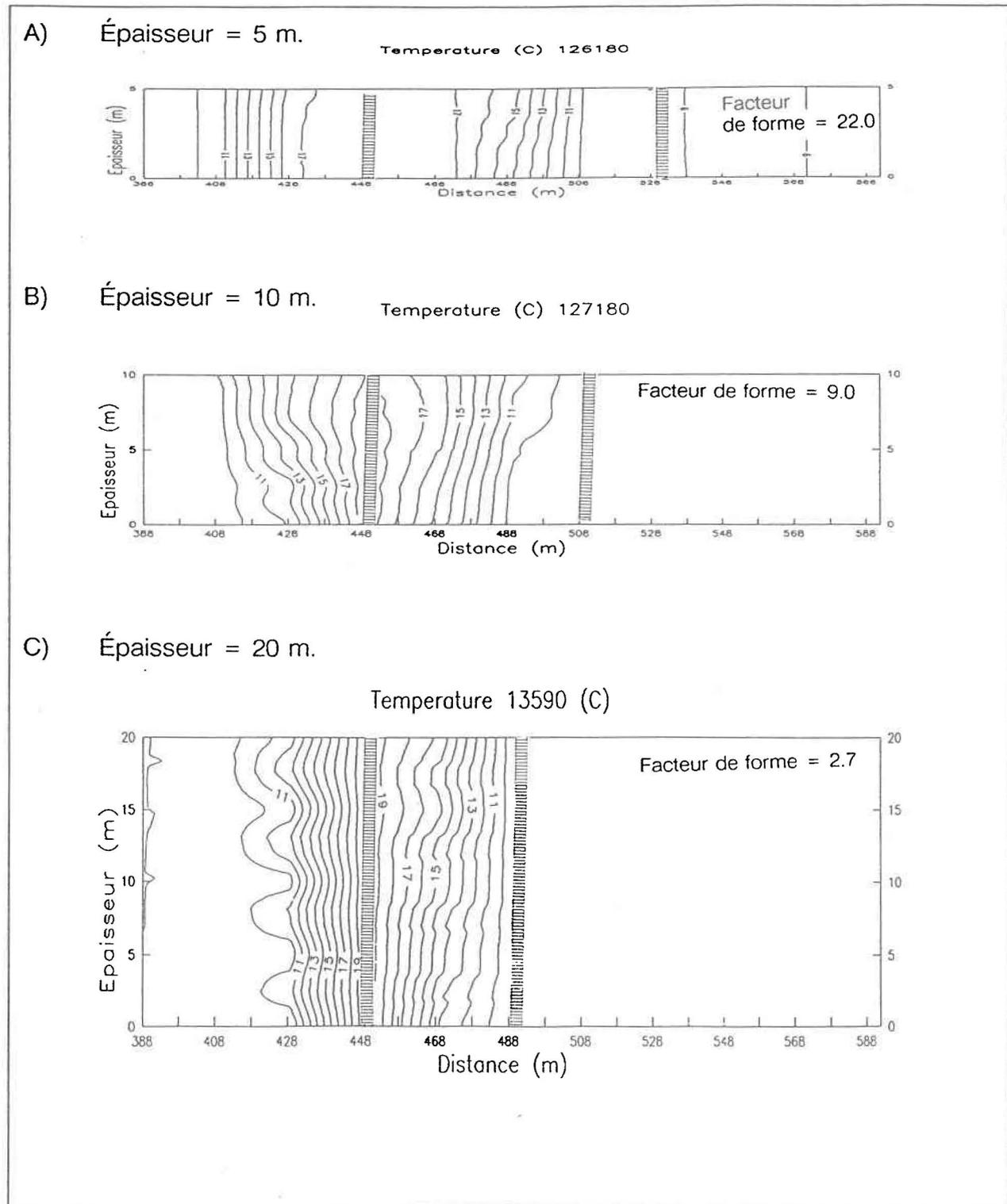
La Figure 19 présente les résultats de simulations réalisées sur un aquifère sableux, homogène et sans écoulement pour trois épaisseurs différentes. Les principales conclusions tirées de cette figure sont résumées au tableau suivant.

Tableau 3 Influence de l'épaisseur de l'aquifère sur le facteur de forme et le taux de perte.

Épaisseur (m)	Facteur de forme	Taux de pertes
5	22	32 %
10	9	26 %
20	2.7	23 %

Les résultats du Tableau 3 montrent que plus l'aquifère est épais, plus la valeur du facteur de forme se rapproche de la valeur optimale de 0.5. En effet, dans un aquifère de grande épaisseur, l'extension latérale du stock de chaleur est minimisée ce qui diminue les surfaces de contact avec les épontes et donc les pertes. Il est ainsi intéressant de rechercher un aquifère le plus épais possible pour réaliser des travaux de stockage d'énergie.

Figure 19 Effet de l'épaisseur sur le facteur de forme et sur les pertes par les épontes.



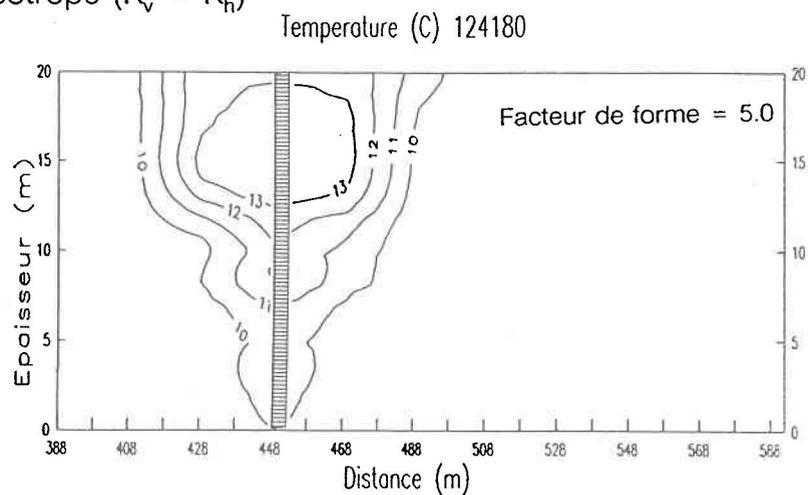
B) Influence de l'anisotropie

Comme étudié à la section 5.2.2, l'anisotropie du milieu a une influence sur le phénomène de convection naturelle (basculement du front thermique), ce qui affecte la répartition verticale de la chaleur dans l'aquifère. En milieu isotrope, le basculement du front thermique par effet de densité sera favorisé, déplaçant l'eau chaude vers le haut de l'aquifère et l'eau froide vers le bas. Tel qu'observé par Tsang (1987), ce phénomène affecte la forme du stock de chaleur, les pertes thermiques et, par le fait même, le taux de récupération de la chaleur. La Figure 20 présente les résultats des simulations évaluant l'effet de l'anisotropie sur les pertes thermiques pour un aquifère sableux de 20 mètres d'épaisseur. L'aquifère est confiné par une couche d'argile de 2 mètres d'épaisseur au sommet et d'épaisseur infinie à la base.

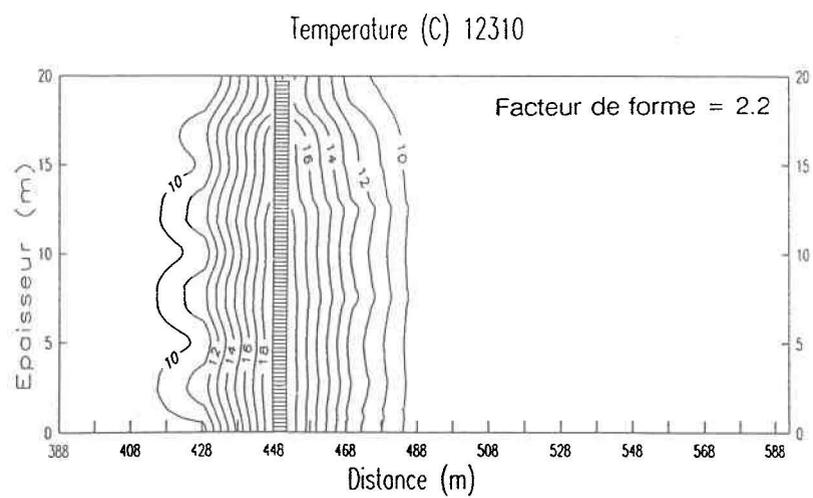
Ces résultats montrent que le rapport d'anisotropie influence le facteur de forme et le taux de pertes par les éponges. Dans un aquifère isotrope (Figure 20-A), la chaleur se déplace vers le toit de l'aquifère et les pertes sont maximales. Un facteur de forme de 5.0 et des pertes de 55 % y sont observées. Dans un aquifère anisotrope (Figure 20-B), les mouvements verticaux sont limités et la chaleur reste uniformément répartie sur toute l'épaisseur de l'aquifère. Les pertes sont alors beaucoup plus faibles. On y observe un facteur de forme de 2.2 et des pertes de 34 %. Les aquifères anisotropes seront donc préférés pour la réalisation du stockage d'énergie.

Figure 20 Effet de l'anisotropie sur le facteur de forme et sur les pertes par les épontes.

A) Aquifère isotrope ($K_v = K_h$)



B) Aquifère anisotrope ($K_v \ll K_h$)



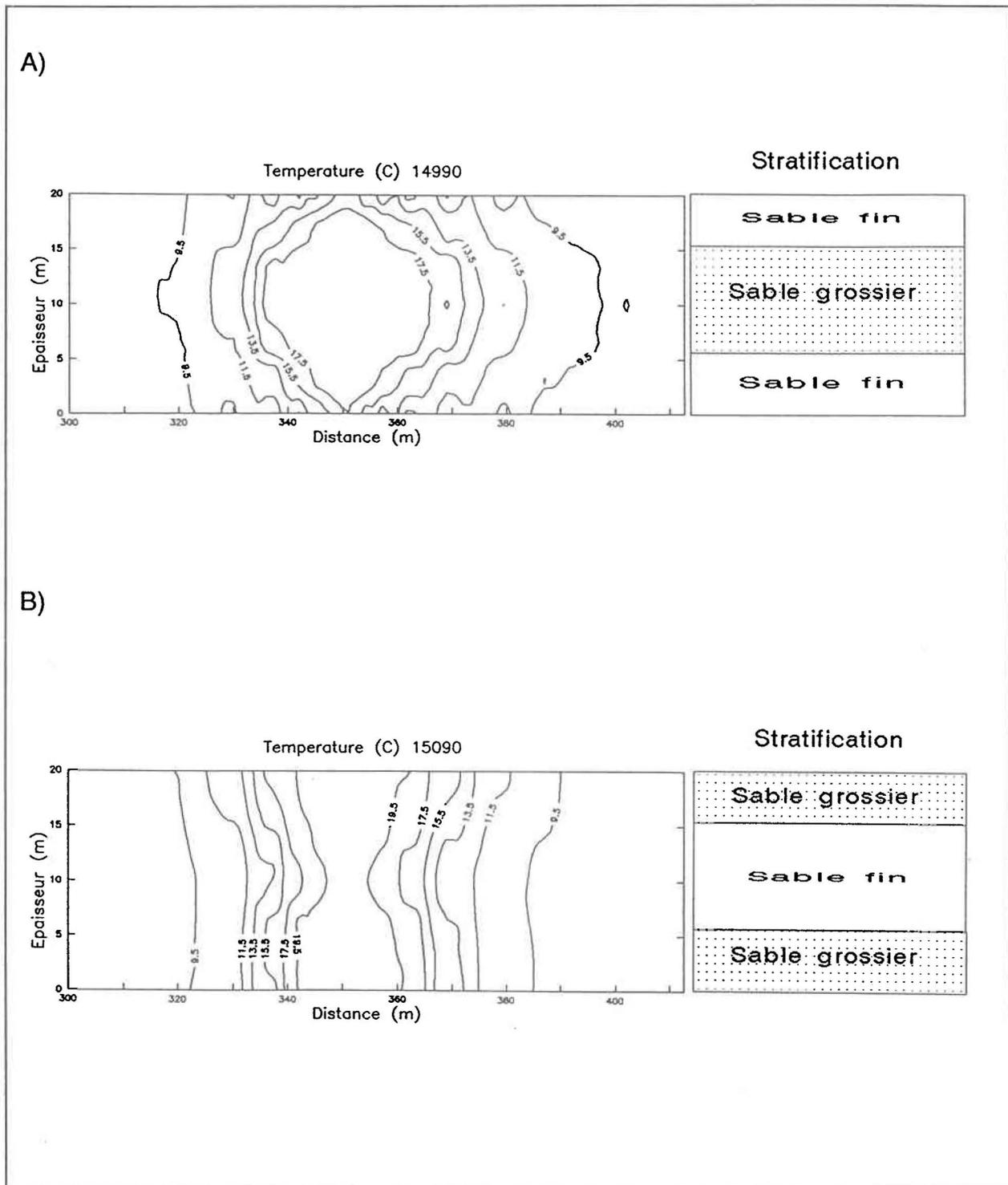
C) Influence de la stratification

La stratification c'est-à-dire l'alternance de couches de composition différente au sein de l'aquifère peut avoir une influence sur le taux de pertes par les éponges. En effet, chaque couche de matériaux constituant l'aquifère a des caractéristiques thermiques et hydrauliques propres. L'arrangement spatial de ces couches aura donc un impact sur la distribution de la chaleur dans l'aquifère et, implicitement, sur le facteur de forme et le taux de pertes de chaleur. La Figure 21 présente les résultats de simulation pour deux différents aquifères stratifiés et confinés par 10 mètres d'argile.

Le premier exemple est un aquifère à trois couches constitué d'une couche de sable grossier située entre deux couches de sable fin (Figure 21-A). La couche de sable grossier ayant une transmissivité et une conductivité thermique plus grande, elle emmagasinera une plus grande quantité d'énergie. En raison de la localisation de cette couche dans l'aquifère, les pertes par les éponges seront faibles (7 %) puisque la forme que prend la zone de chaleur est telle, que les surfaces de contact avec les éponges sont minimisées.

Le deuxième exemple est également un aquifère à trois couches constitué d'une couche de sable fin localisée entre les deux couches de sable grossier (Figure 21-B). Avec ce type de stratification, une plus grande quantité de chaleur est emmagasinée dans les couches directement en contact avec les éponges. La forme adoptée par la zone de chaleur favorise donc une augmentation du taux de perte. Les pertes seront alors de 11 %, ce qui est légèrement plus que dans le premier exemple. La stratigraphie de l'aquifère peut donc avoir un impact sur la forme du stock de chaleur et sur le taux de pertes thermiques par les éponges.

Figure 21 Effet de la stratification sur le taux de perte par les épontes.



5.5 AQUIFÈRE DE LA RÉGION DE ROUGEMONT

5.5.1 Localisation et caractéristiques de l'aquifère

L'aquifère étudié dans ce premier exemple est situé à proximité de la municipalité de Rougemont (Figure 22). Selon les travaux de Prévot (1973), on retrouve dans cette région des dépôts meubles peu profonds constitués de couches de sable et gravier d'origine glaciaire, ayant un arrangement stratigraphique relativement complexe. Ces dépôts sont recouverts par une couche d'argile plus ou moins épaisse selon les endroits. Quelques nappes d'eau souterraine de bonne importance ont été répertoriées dans cette région. La Figure 23 présente un schéma de l'aquifère considéré. Il s'agit d'un aquifère stratifié, constitué d'une couche de sable grossier relativement hétérogène d'environ 10 mètres d'épaisseur localisée entre deux couches de sable fin d'environ 5 mètres d'épaisseur chacune. C'est un aquifère captif confiné par une couche d'argile d'environ 10 mètres d'épaisseur. Les principales caractéristiques thermiques utilisées pour les simulations sont tirées de la littérature (de Marsily, 1981). Ces valeurs, de même que les caractéristiques hydrauliques de la nappe, sont présentées à la Figure 23. Soulignons que dans la région simulée l'écoulement régional est négligeable.

Figure 22 Localisation de la région de Rougemont.

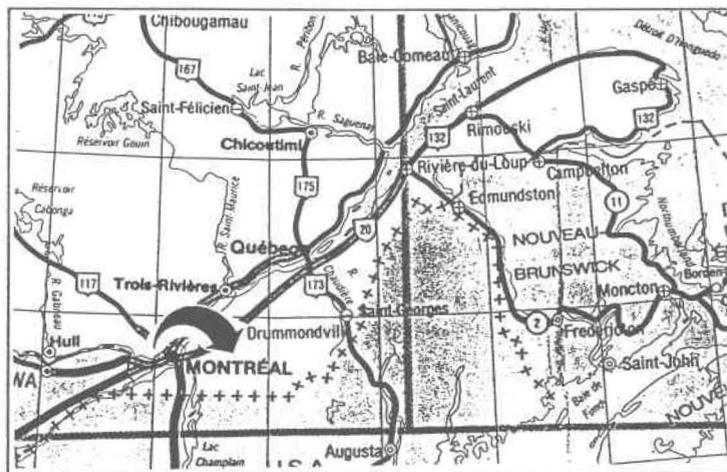
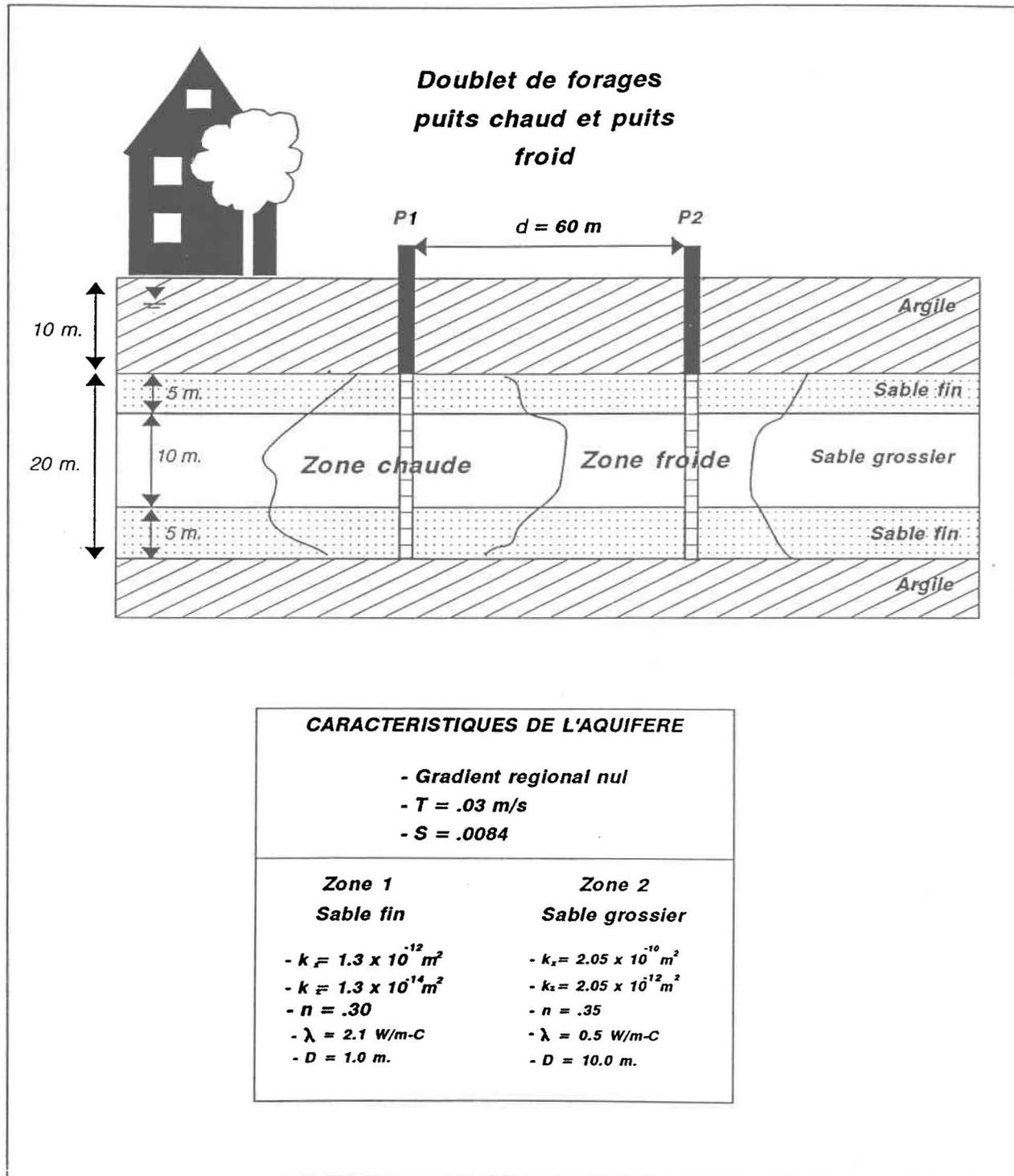


Figure 23 Schéma de l'aquifère étudié dans la région de Rougemont.



5.5.2 Caractéristiques d'exploitation

Dans cet exemple, une exploitation sur doublet de forages à puits chaud et puits froid a été retenue en raison du faible gradient d'écoulement régional. Les puits sont distants de 60 mètres l'un de l'autre ce qui représente la distance minimale acceptable pour avoir un temps de percée de la chaleur d'au moins 150 jours. Ces puits sont crépinés sur toute l'épaisseur de l'aquifère, soit 20 mètres. Les simulations sont réalisées avec un système fonctionnant selon le cycle climatisation-stockage-chauffage suivant:

- 1) Opération en mode climatisation pendant une période de 90 jours (juin-juillet-août).
- 2) Opération en mode stockage pendant 60 jours (septembre-octobre).
- 3) Opération en mode chauffage pendant une période de 150 jours (novembre-décembre-janvier-fevrier-mars).
- 4) Opération en mode stockage pour une période de 60 jours (avril-mai).

Les débits d'exploitation et les températures d'injection ont été optimisés de façon à obtenir le meilleur taux de récupération.

5.5.3 Résultats

A) Taux de récupération

Pour chaque site, l'efficacité du stockage varie en fonction des débits d'exploitation (injection et pompage) et de la température d'injection de l'eau. Pour obtenir un taux maximal de récupération de chaleur, une optimisation des caractéristiques d'exploitation a été réalisée par la méthode d'essai-d'erreur. Le choix de ces caractéristiques devait respecter les contraintes suivantes:

- a) Conserver un équilibre des volumes d'eau et de la quantité d'énergie mis en cause.
- b) Respecter le cycle climatisation-stockage-chauffage tel que décrit à la section 5.5.2.
- c) Garder l'eau injectée, pendant le mode climatisation (été), à un niveau d'enthalpie le plus bas possible ($< 35^{\circ}\text{C}$) tout en permettant un stockage énergétique le plus efficace

possible.

- d) Garder les débits d'exploitation des puits de pompage et d'injection à des niveaux satisfaisant la demande de petites installations ($< 2.0 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{s}$).

Le Tableau 4 présente les résultats des simulations réalisées pour différentes caractéristiques d'exploitation sur la nappe de la région de Rougemont. Les simulations sont réalisées pour un cycle de climatisation-stockage-chauffage complet couvrant une période de un an tel que décrit à la section 5.5.2.

Tableau 4 Taux de récupération de la chaleur en fonction des caractéristiques d'exploitation: nappe de la région de Rougemont.

Essai	d (m)	$Q_i \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{s}$	$Q_r \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{s}$	T_i (°C)	T_r (°C)	% Récupération
140	60	1.7	1.0	20	12	38
178	60	1.0	1.0	20	10.5	42
184	60	1.0	1.5	20	10	42
185	60	1.0	1.5	25	11	43
187	60	1.0	2.0	25	10	51
190	60	1.0	2.0	30	10.5	50

Les résultats du Tableau 4 montrent qu'il est possible d'effectuer un stockage d'énergie dans l'aquifère de Rougemont, avec un taux de récupération de chaleur d'environ 50 % après le premier cycle d'exploitation. Ce taux est obtenu avec l'injection d'une eau à 25 °C à un débit de $1,0 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{s}$ durant 90 jours et un débit de récupération de $2,0 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{s}$ durant 150 jours (essai187).

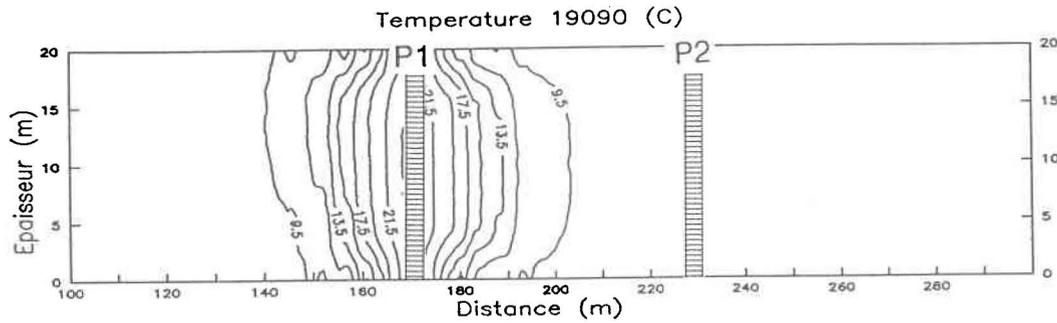
Bien que la quantité d'énergie injectée doive être assez grande pour contrer les différentes pertes qui agissent sur la zone de chaleur il semble inutile d'injecter un surplus de chaleur. En effet, à l'essai 140, une quantité d'énergie supérieure à la demande fut

injectée entraînant une certaine quantité d'énergie résiduelle dans l'aquifère à la fin de la période de récupération. Il en résulte un faible taux de récupération pour cet essai (38 %). Il semble donc préférable de travailler avec un système ayant un bilan énergétique équilibré. Le débit au puits de récupération doit donc être tel qu'il y aura un maximum d'énergie récupérée pendant l'opération du système en mode chauffage. Ce maximum est atteint quand la température de l'eau au puits de récupération redevient égale à la température initiale de l'aquifère. L'équilibre est alors atteint et tout pompage supplémentaire n'augmentera pas le taux d'efficacité du système. Les résultats des essais 178 et 184 montrent bien ce phénomène. Malgré une augmentation du débit de récupération à l'essai 184, le taux de récupération de chaleur demeure identique à celui de l'essai 178. Le cas contraire peut évidemment survenir. Par exemple, à l'essai 140 une trop grande quantité d'énergie fut injectée dans l'aquifère compte tenu du niveau de récupération de la chaleur. Il y a donc une certaine quantité de chaleur résiduelle demeurant dans l'aquifère à la fin de la période de récupération, comme en témoigne la température mesurée au puits de récupération. Ce type d'exploitation entraîne un faible taux de récupération et un réchauffement progressif de l'aquifère. Dans ce cas précis, une augmentation du débit de récupération augmenterait également le taux de récupération de chaleur.

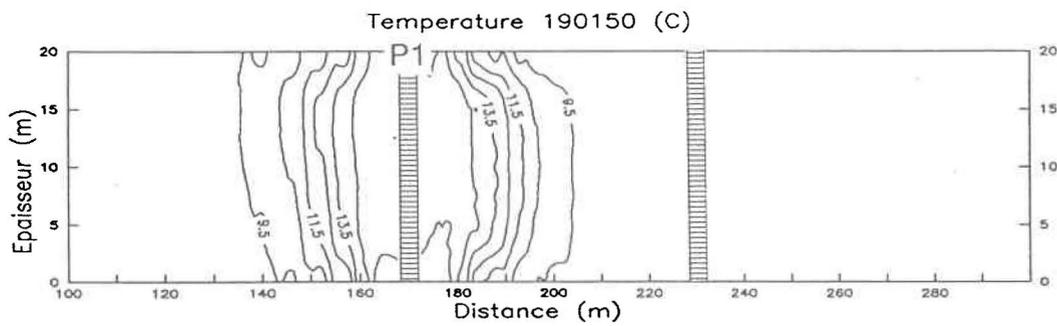
La Figure 24 présente la distribution de la température dans l'aquifère de Rougemont à différents moments du premier cycle d'exploitation. Les caractéristiques d'exploitation de l'essai 190 ont été retenues pour cette simulation.

Figure 24 Nappe de la région de Rougemont: isothermes de température à différentes étapes du premier cycle d'exploitation.

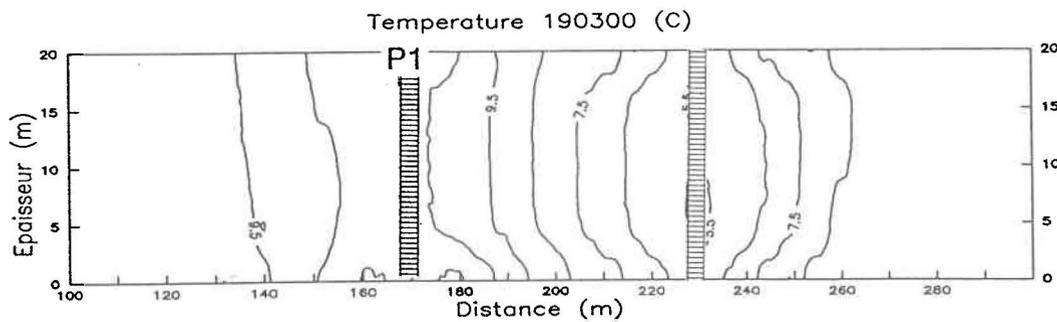
A) Après 90 jours en mode climatisation (juin-juillet-août)



B) Après 60 jours en mode stockage (sept-oct)



C) Après 150 jours en mode chauffage (nov. à mars)



B) Distance entre les puits

La Figure 24-B montre la distribution des isothermes à la fin de la période de stockage. Ce moment correspond également au temps de percée de 150 jours devant être respecté dans cet exemple. On y observe que le puits P2 situé à 60 mètres de P1 est largement en dehors de la zone de chaleur localisée autour de P1. Il n'y a donc pas d'interférence thermique entre les deux puits. Il aurait probablement été possible de situer P2 plus près de P1, soit à une distance d'environ 40 mètres sans qu'il y ait recyclage entre les puits ni perte d'efficacité du système au cours du premier cycle d'opération. Cependant, il est possible que cette distance ne soit pas suffisante pour une exploitation sur plusieurs cycles, c'est pourquoi une distance de 60 mètres entre les puits a été choisie.

C) Basculement du front thermique

Le phénomène de convection naturelle (basculement du front thermique) n'est pas observable dans l'aquifère de Rougemont. En effet, la stratification de l'aquifère et le ratio d'anisotropie des conductivités hydrauliques du milieu ne favorisent pas le basculement du front thermique.

D) Pertes thermiques

Les pertes thermiques calculées au niveau des épontes sont relativement faibles, soit environ 2 % tant pour l'éponte inférieure que pour l'éponte supérieure. Ces faibles valeurs sont expliquées par la grande épaisseur de la couche d'argile confinant l'aquifère et par la forme que prend la zone de chaleur. En effet, la stratification de l'aquifère limite les surfaces de contact entre le stock de chaleur et les épontes.

Les pertes thermiques par convection et par diffusion sont également faibles puisqu'il n'y a pas d'écoulement régional de la nappe dans le secteur étudié. La majorité des pertes sont donc le résultat du phénomène de conduction au sein de l'aquifère causé par un contraste de température entre l'eau injectée et le milieu.

Ces faibles pertes thermiques observées expliquent en partie le bon taux de récupération qu'il est possible d'atteindre dans cet exemple.

E) Analyse sur plusieurs cycles

Afin d'étudier l'évolution du comportement hydrogéothermique de l'aquifère dans le temps, des simulations ont été réalisées sur cinq cycles successifs à partir des caractéristiques d'exploitation de l'essai 190 (voir Tableau 4). Le Tableau 5 résume les valeurs obtenues pour ces simulations.

Tableau 5 Taux de récupération après plusieurs cycles d'exploitation successifs.

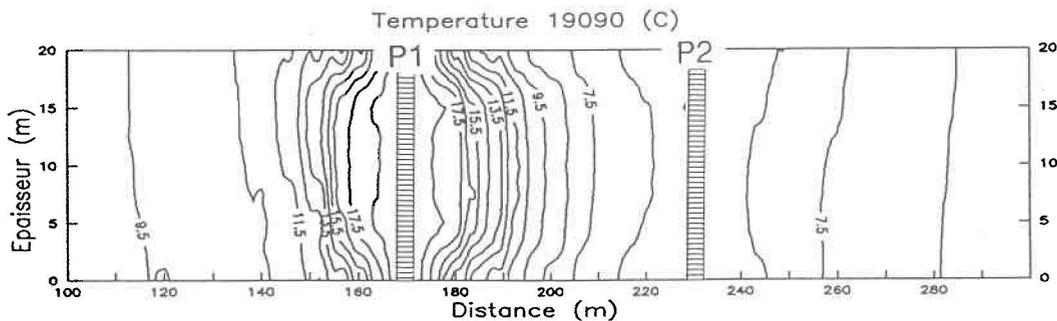
Cycle	Énergie injectée (x 10 ¹¹ J)	Énergie récupérée (x 10 ¹¹ J)	T (°C) au puits de récupération	% de récupération
1	6.76	3.35	10.5	49
2	6.76	4.05	11	60
3	6.76	4.05	11	60
4	6.76	4.15	11	61
5	6.76	4.05	10.5	60

Les résultats du Tableau 5 montrent que dès le deuxième cycle, le taux de récupération de chaleur passe de 49 % à environ 60 % et qu'il se maintient à ce niveau pour les cycles subséquents. Cette augmentation d'efficacité est probablement le résultat d'un léger réchauffement de l'aquifère ce qui diminue les pertes diffusives et conductives.

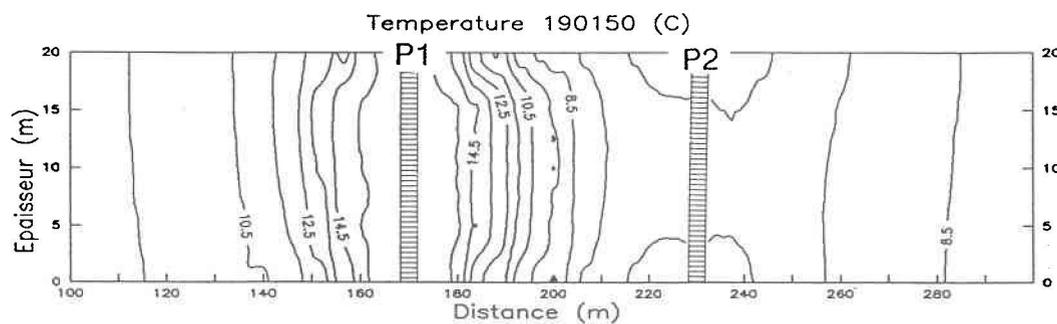
La Figure 25 présente les isothermes calculés à différentes étapes du cinquième cycle de climatisation-stockage-chauffage. La principale différence avec la Figure 24, présentant les isothermes après le premier cycle, est le volume occupé par la bulle de chaleur autour du puits chaud. En effet, après le cinquième cycle, la bulle de chaleur occupe un volume sensiblement plus grand qu'après un seul cycle.

Figure 25 Nappe de la région de Rougemont. Isothermes de température à différentes étapes du cinquième cycle d'exploitation.

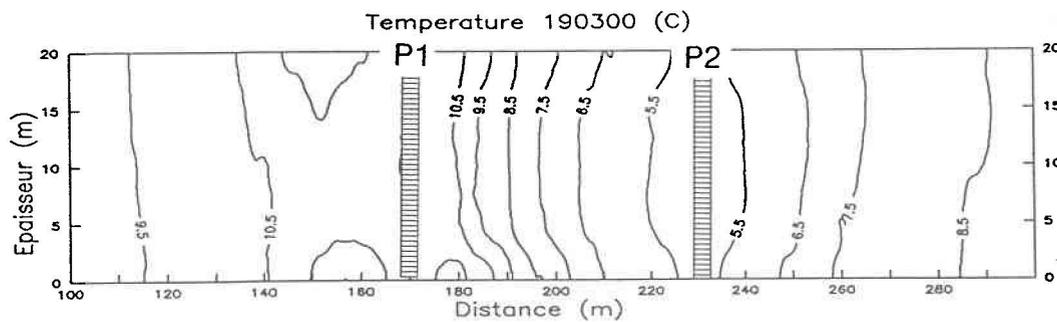
A) Après 90 jours en mode climatisation (juin-juillet-août)



B) Après 60 jours en mode stockage (sept-oct)



C) Après 150 jours en mode chauffage (nov. à mars)



5.6 AQUIFÈRE DE LA RÉGION DE RIVIÈRE DU LOUP

5.6.1 Localisation et caractéristiques de la nappe

L'aquifère étudié dans ce deuxième exemple est situé dans la région de Rivière-du-Loup (Figure 26) près de la municipalité de Saint-Modeste. Selon les travaux de McCormack (1978), cet aquifère est formé de dépôts meubles d'origine fluvio-glaciaire et pro-glaciaire. Les caractéristiques hydrogéologique de cette formation offrent la possibilité d'exploiter de grande quantité d'eau. La Figure 27 présente un schéma de cet aquifère. Il s'agit d'un aquifère à surface libre constitué de sable et gravier d'environ 24 mètres d'épaisseur. La surface piézométrique est située à 4 mètres sous la surface du sol et le gradient régional d'écoulement est de 0.02.

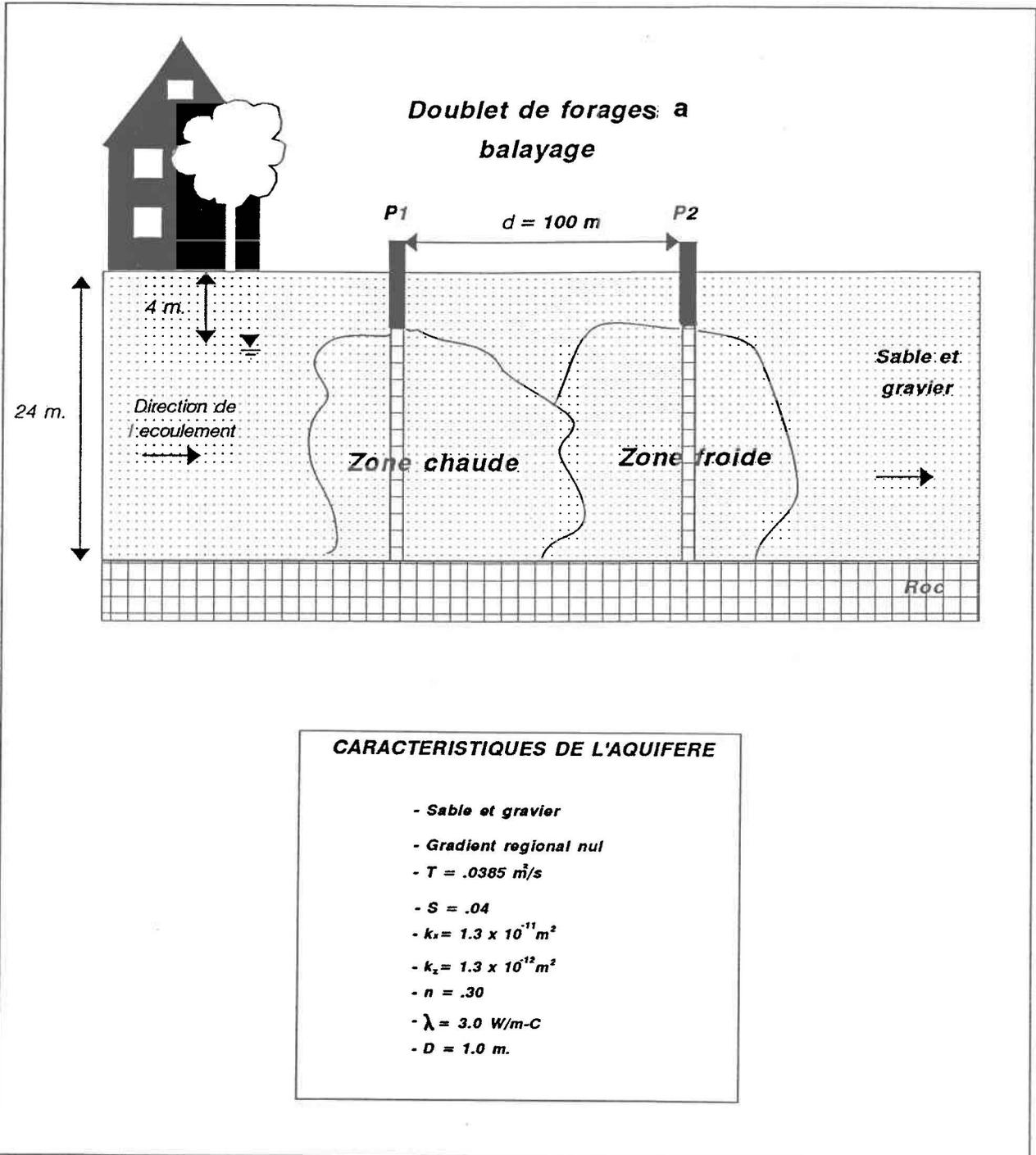
Figure 26 Localisation de la région de Rivière-du-Loup.



5.6.2 Caractéristiques d'exploitation

Dans cet exemple, une exploitation sur doublet à balayage est retenue en raison du gradient d'écoulement de l'eau qui n'est pas négligeable (Figure 27). Les deux puits du doublet sont distants de 100 mètres, le puits P1 agissant comme puits d'injection et le puits P2 comme puits de récupération. Les puits sont crépinés sur une épaisseur de 20 mètres. Les simulations sont réalisées avec un système fonctionnant selon le cycle climatisation-stockage-chauffage suivant:

Figure 27 Schéma de l'aquifère étudié dans la région de Rivière-Du-Loup.



- 1) Opération en mode climatisation pendant une période de 90 jours (juin-juillet-août).
- 2) Opération en mode stockage pendant 60 jours (septembre-octobre).
- 3) Opération en mode chauffage pendant une période de 150 jours (novembre-décembre-janvier-février-mars).
- 4) Opération en mode stockage pour une période 90 jours (avril-mai).

5.6.3 Résultats

A) Taux de récupération

Afin d'obtenir le taux maximal de récupération de chaleur, une optimisation des caractéristiques d'exploitation a été réalisée par la méthode d'essai-erreur. Plusieurs simulations ont donc été réalisées avec différentes caractéristiques d'exploitation afin de comparer les taux de récupération. Le choix de ces caractéristiques devait respecter les contraintes suivantes:

- a) Conserver un équilibre des volumes d'eau et de la quantité d'énergie mis en cause.
- b) Respecter le cycle climatisation-stockage-chauffage tel que décrit à la section 5.5.2.
- c) Garder l'eau injectée, pendant le mode climatisation (été), à un niveau d'enthalpie le plus bas possible ($< 35^{\circ}\text{C}$) tout en permettant un stockage énergétique le plus efficace possible.
- d) Garder les débits d'exploitation des puits de pompage et d'injection à des niveaux satisfaisant la demande de petites installations ($< 2.0 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{s}$).

Le Tableau 6 présente les résultats des simulations réalisées pour différentes caractéristiques d'exploitation sur la nappe de la région de Rivière-Du-Loup. Les simulations sont réalisées pour un cycle de climatisation-stockage-chauffage complet couvrant une période de un an tel que décrit à la section 5.6.2.

Tableau 6 Taux de récupération de la chaleur en fonction des caractéristiques d'exploitation: nappe de la région de Rivière-Du-Loup.

Essai	d (m)	$Q_i \times 10^{-3}$ m ³ /s	$Q_r \times 10^{-3}$ m ³ /s	T _i (°C)	T _r (°C)	% Pertes	% Récupération
173	100	1.0	1.0	20	9	64	0
174	60	1.0	1.0	20	9	64	0
175	60	1.0	1.0	25	9	47	18
176	100	1.0	1.0	25	11	47	20
177	100	1.0	1.0	30	13	47	19
179	100	1.0	1.5	30	12	48	27
181	100	1.0	2.0	30	10	47	35
188	100	1.0	2.0	35	10.5	40	36
186	100	1.0	1.5	25	10.5	50	27
193	60	1.0	2.0	30	7.5	47	25
194	140	1.0	2.0	30	9.0	59	10

* Pertes thermiques par l'éponte supérieure.

Les résultats de ce tableau montrent qu'il est possible d'effectuer un stockage d'énergie dans l'aquifère de Rivière-Du-Loup avec un taux maximal de récupération de chaleur d'environ 35 % après un cycle d'exploitation (essai 181 et 188). Ce maximum est atteint quand il y a équilibre du bilan thermique, c'est-à-dire quand la quantité d'énergie récupérée durant la période de chauffage, plus les pertes thermiques, égale la quantité d'énergie injectée. Cet équilibre s'observe quand la température au puits de récupération redevient à peu près égale à la température initiale de l'aquifère. Les résultats des essais 177, 179 et 181 montrent bien ce phénomène, l'essai 181 représentant l'état d'équilibre thermique.

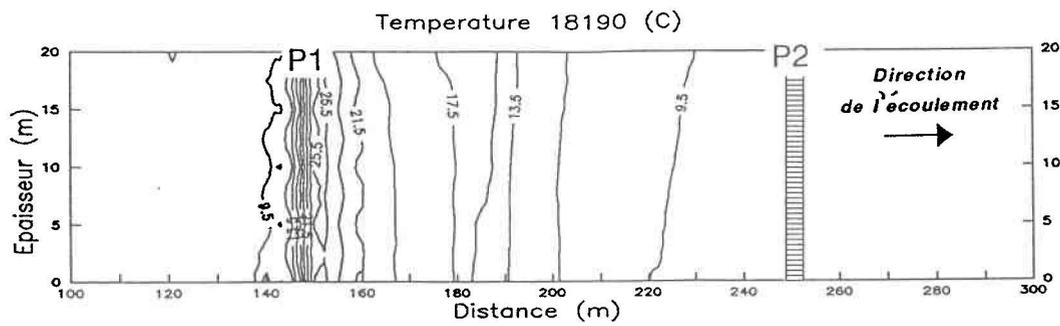
La quantité d'énergie injectée doit être assez grande pour permettre de contrer les différentes pertes qui agissent sur la zone de chaleur. Par exemple, dans les essais 173

et 174, la quantité d'énergie injectée au puits P1 n'est pas assez grande par rapport aux pertes subies pendant le déplacement de la zone de chaleur vers le puits de récupération P2. Toute l'énergie injectée s'étant dissipée, le taux de récupération est donc nul.

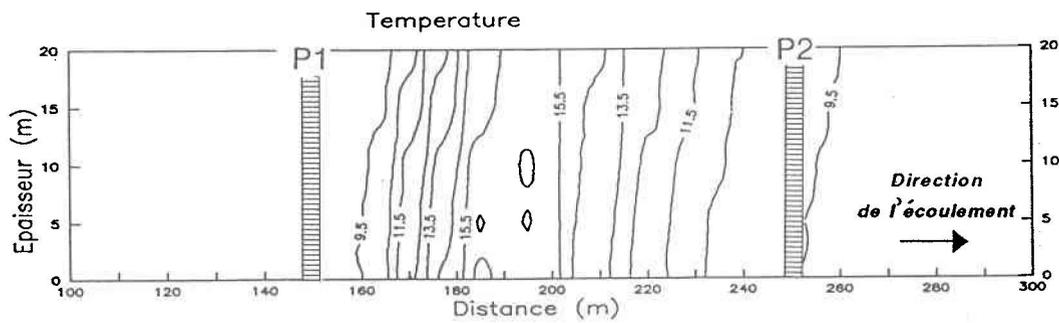
La Figure 28 présente la distribution de la chaleur dans l'aquifère de Rivière-Du-Loup à différents moments du premier cycle d'exploitation. Les caractéristiques d'exploitation de l'essai 181 ont été retenues pour cette simulation.

Figure 28 Nappe de la région de Rivière-Du-Loup: isothermes de température à différentes étapes du premier cycle d'exploitation.

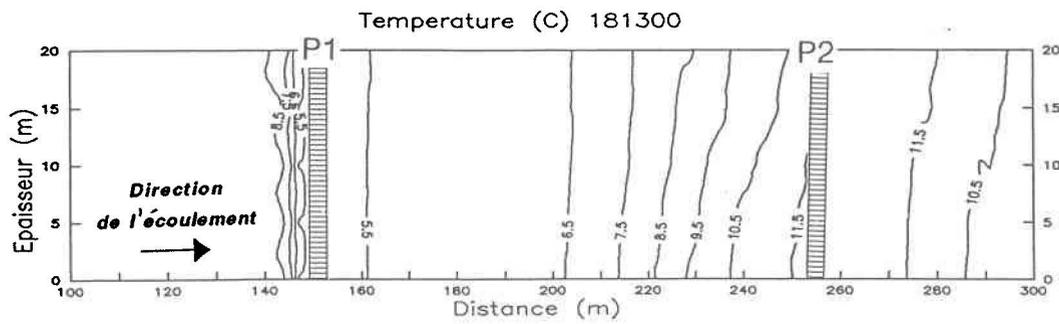
A) Après 90 jours en mode climatisation (juin-juillet-août).



B) Après 60 jours en mode stockage (sept-oct).



C) Après 150 jours en mode chauffage (nov. à mars).



B) Distance entre les puits

Dans un système de doublet à balayage, la distance entre le puits d'injection et le puits de pompage prend une importance particulière. En effet, au moment de l'exploitation du système en mode chauffage, la zone de chaleur doit être rendue au niveau du puits de pompage, alors qu'en mode climatisation c'est la zone froide qui doit être rendue à ce niveau. Il faut donc s'assurer que chaque cycle du système soit synchronisé avec la demande énergétique du bâtiment. Dans l'exemple de Rivière-Du-Loup, la chaleur injectée par le puits P1 doit donc se retrouver au puits P2 environ 150 jours (temps de percée) après son injection. La Figure 28-B montre que pour ce faire, les puits doivent être distants d'environ 100 mètres. Une distance plus faible ou plus grande entre les puits entraîne une perte d'efficacité du système comme le démontrent les résultats des essais 181, 193 et 194 présentés au Tableau 6. Le taux de récupération passe de 43 % pour une distance entre les puits de 100 mètres, à des taux de 25 % et de 10 % pour des distances inter-puits de 60 mètres et de 140 mètres respectivement.

C) Basculement du front thermique

La Figure 28 des isothermes de la nappe de Rivière-Du-Loup montre une légère tendance au basculement du front thermique. Le phénomène n'a cependant pas assez d'ampleur pour influencer l'efficacité du système ou les caractéristiques d'exploitation.

D) Pertes thermiques

Le Tableau 6 donne les résultats de l'estimation des pertes thermiques par l'éponte supérieure tels que calculées par le modèle HST3D. On observe que les pertes varient entre 40 % et 64 %, ce qui est relativement élevé. Cela s'explique par la faible épaisseur de la couche de confinement, d'environ 4 mètres de sable, qui favorise les pertes thermiques. De plus, en raison d'un gradient d'écoulement régional non négligeable, les pertes convective et dispersive doivent également être considérées. L'ensemble de ces pertes entraînent un faible taux de récupération lors du stockage dans la nappe de Rivière-Du-Loup.

E) Analyse sur plusieurs cycles

Afin d'étudier l'évolution du comportement hydrogéothermique de l'aquifère dans le temps, des simulations ont été réalisées sur cinq cycles successifs à partir des caractéristiques d'exploitation de l'essai 181 telles que décrites au Tableau 6. Le Tableau 7 résume les valeurs obtenues.

Tableau 7 Taux de récupération après plusieurs cycles d'exploitation successif.

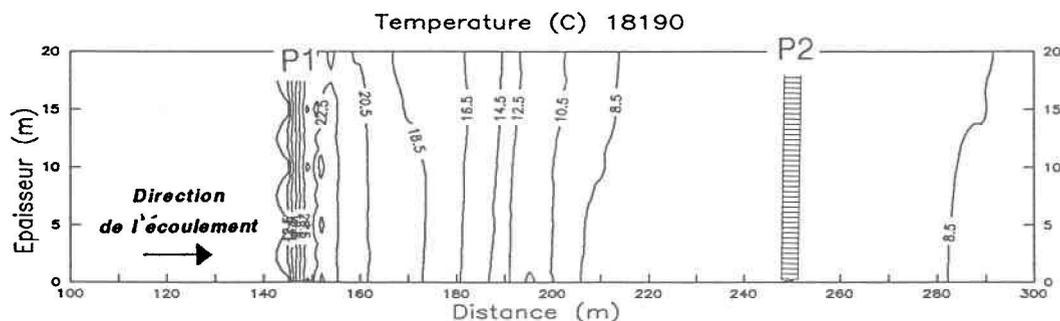
Cycle	Énergie injectée ($\times 10^{11}$ J)	Énergie récupérée ($\times 10^{11}$ J)	T (°C) au puits de récupération	% de récupération
1	6.74	2.39	10	35
2	6.84	1.75	10	25
3	6.74	1.55	10	23
4	6.74	1.55	10	23
5	6.74	1.65	10	24

Le meilleur taux de récupération (35 %) est obtenu après le premier cycle d'opération possiblement en raison des pertes conductives directes au niveau du front thermique qui seraient moins élevées. En effet, le gradient au niveau du front thermique est moins grand pendant le premier cycle que pour les cycles subséquents. Ce phénomène est particulièrement visible en comparant le schéma B des Figures 28 et 29. Le taux de récupération semble se stabiliser pour les cycles suivants à près de 25% de récupération de chaleur.

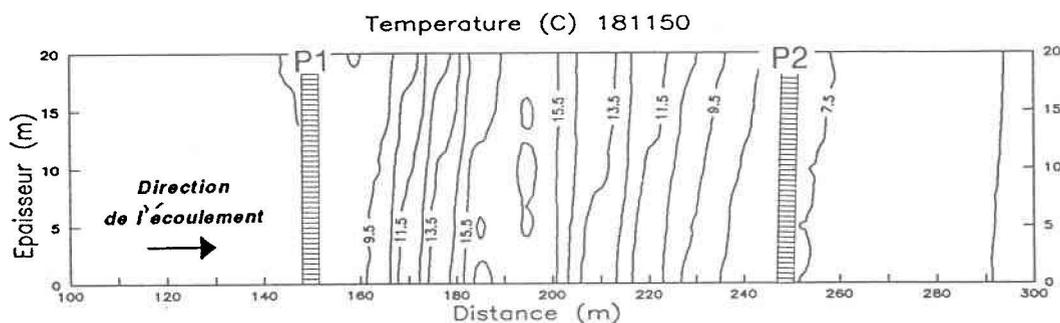
La Figure 29 présente la distribution des isothermes à la fin du cinquième cycle. Peu de différences sont observables entre la distribution des isothermes à la fin du premier cycle et celle à la fin du cinquième cycle.

Figure 29 Nappe de la région de Rivière-Du-Loup: isothermes de température à différentes étapes du cinquième cycle d'exploitation.

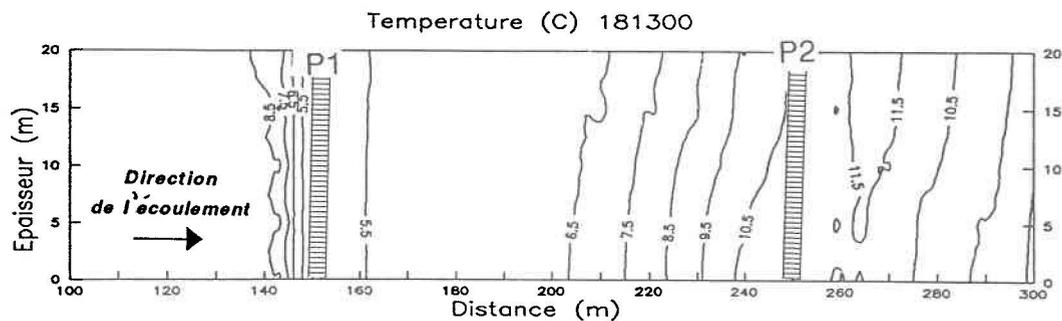
A) Après 90 jours en mode climatisation (juin-juillet-août).

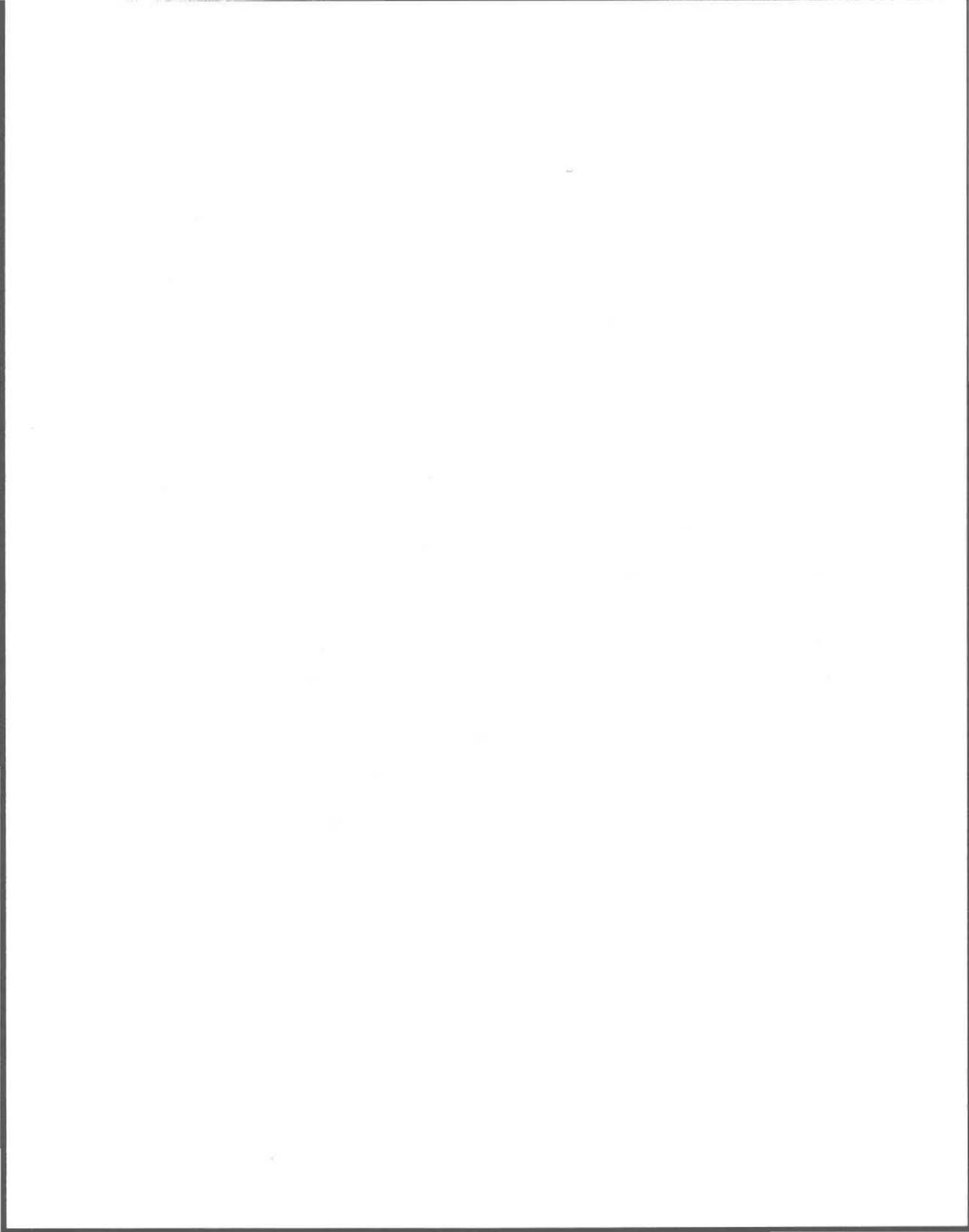


B) Après 60 jours en mode stockage (sept-oct).



C) Après 150 jours en mode chauffage (nov. à mars).





CHAPITRE 6 DISCUSSION GÉNÉRALE

6.1 UTILISATION DU MODÈLE HST3D

Le modèle HST3D est basé sur la représentation mathématique des différents processus de transfert d'énergie en milieu poreux. Ce modèle considère la différence de densité des fluides pour le calcul de l'écoulement. Il permet donc d'étudier adéquatement le phénomène de stockage d'énergie en aquifère associé à l'exploitation d'un pompage géothermique. La grande flexibilité offerte dans le choix des différentes valeurs caractérisant l'aquifère à modéliser et la possibilité d'imposer plusieurs types de conditions aux limites, en font un modèle de recherche tout désigné pour réaliser une analyse de sensibilité et pour étudier le comportement hydrogéothermique sur différents types d'aquifères. Également, l'aspect tridimensionnel de ce modèle donne la possibilité de modéliser un système complexe avec plusieurs puits d'exploitation et de considérer l'influence de chacun de ces puits. Ce modèle pourrait donc être utilisé efficacement lors d'études d'avant projet ou pour la conception finale d'un projet et la détermination des caractéristiques optimales d'exploitation d'un système géothermique. Il est évidemment très important de s'assurer que les valeurs utilisées dans le modèle sont réalistes et qu'elles représentent bien le milieu à modéliser. L'effort de caractérisation du milieu est considérable si on veut une bonne représentativité des résultats en raison du grand nombre de paramètres nécessaires au fonctionnement du modèle. Comme dans tous travaux de modélisation, il s'agit de bien jauger l'effort de caractérisation en fonction des besoins du projet.

Le modèle s'est montré très sensible aux problèmes de dispersion numérique et d'oscillation de la solution en raison de l'utilisation d'une méthode numérique en différences finies. Cela a nécessité un travail rigoureux au niveau de la discrétisation spatiale et temporelle et une vérification des critères de convergence (Anderson et Woessner, 1991). Également, le modèle présente une certaine limitation au niveau du nombre de données transitoires qu'il accepte (transient data set), ce qui restreint les possibilités de simulation sur plusieurs années. Dans le type de système étudié, il y a un changement du régime quatre fois par année limitant ainsi la durée maximale des

simulations à cinq ans.

Finalement, ce modèle permet une bonne évaluation quantitative du taux d'injection et de récupération de chaleur de même que des pertes thermiques par les épontes. Cependant, il ne calcule pas directement les autres types de pertes (conductive et dispersive) ni la quantité d'énergie résiduelle qui demeure dans l'aquifère.

6.2 ANALYSE DE SENSIBILITÉ PAR LA MÉTHODE D'ESSAI-ERREUR

C'est une méthode éprouvée qui donne généralement de très bons résultats. Cependant, dans le cas présent et en raison du grand nombre de paramètres mis en cause et de leur interdépendance, c'est une méthode qui s'avère lourde et ne donnant pas nécessairement des résultats à chaque essai. Cela a demandé beaucoup de temps d'ordinateur en raison du grand nombre de simulations et de la durée de chacune d'elles. Dans le présent travail, cela ne fut cependant pas une contrainte majeure en raison de la disponibilité d'outils informatiques puissants.

6.3 RÉSULTATS

On observe qu'une bonne connaissance des caractéristiques physiques de l'aquifère exploité est essentielle à la compréhension du comportement hydrogéothermique des nappes. La simple observation de la distribution des isothermes dans l'aquifère renseigne peu sur les mécanismes mis en cause et sur la façon d'intervenir dans le mode d'exploitation de façon à enrayer les phénomènes affectant l'efficacité du système. Par exemple, l'observation d'une plus grande quantité de chaleur au sommet de l'aquifère peut être le résultat d'un phénomène de basculement du front thermique par effet de densité ou le fait de la présence d'un horizon plus perméable à ce niveau et emmagasinant une plus grande quantité de chaleur.

Tel que noté par plusieurs auteurs (Iris 1980, Sauty 1981, Ausseur et al. 1982), l'épaisseur utile de l'aquifère est une des caractéristiques influençant le plus significativement le comportement hydrogéothermique des aquifères. Les simulations réalisées dans le présent travail démontrent en effet que l'épaisseur de l'aquifère a une influence, tant sur le temps de percée de la chaleur, que sur le phénomène de convection

naturel et sur le taux de perte. Ausseur et al. (1982) mentionnent que pour un stockage intersaisonnier, l'épaisseur de l'aquifère devrait être d'au moins 12 mètres. Cependant, les simulations que nous avons réalisées montrent qu'il est possible d'effectuer un stockage d'énergie dans un aquifère moins épais mais avec des taux de récupération relativement faibles.

L'écoulement régional affecte grandement le comportement de la zone de chaleur dans l'aquifère et influence la conception du stockage. En effet, l'absence d'écoulement régional permet une exploitation sur doublet de forages à puits froid et puits chaud alors que dans le cas où un écoulement régional existe, une exploitation sur doublet à balayage est nécessaire.

Les caractéristiques physiques de l'aquifères ne sont pas les seuls facteurs influençant le comportement hydrogéothermique et l'efficacité du stockage en aquifère. Il a été démontré que les caractéristiques d'exploitation du système influençaient grandement l'efficacité du stockage. Par exemple, dans le cas de la nappe de la région de Rougemont, les différentes simulations réalisées présentent un taux de récupération de chaleur qui varie entre 38 % et 60 % pour différents types d'exploitation. Il est donc possible d'observer des mauvais résultats dans un aquifère présentant un bon potentiel si les conditions d'exploitation ne sont pas adéquates. En général, le taux maximal de récupération est obtenu lorsqu'il y a équilibre énergétique du système, c'est-à-dire que la quantité d'énergie injectée égale la quantité d'énergie récupérée pour le chauffage plus les pertes thermiques subies dans l'aquifère. Cela implique, tel que mentionné par Dietrich et Wolfram (1977), qu'il existe un volume minimal de chaleur injectée en deçà duquel il n'est pas rentable d'effectuer des travaux de stockage.

6.3.1 Exemples des régions de Rougemont et de Rivière-Du-Loup

Tel qu'attendu, on observe un meilleur taux de récupération dans l'exemple de la nappe de Rougemont (60 %) que dans celui de Rivière-Du-Loup (30 %) en raison, principalement, de l'absence d'écoulement régional dans la région de Rougemont. La nappe de Rougemont constituant un cas presque idéal pour la réalisation de travaux de stockage, on peut supposer que le taux maximal de récupération de chaleur envisageable

est de 60 %. Molz et al. (1978) ont enregistré des taux de récupération de 75 % mais pour une eau injectée à près de 60 °C.

L'exemple de Rivière-Du-Loup représente un cas relativement peu favorable à la réalisation d'un stockage d'énergie, d'autant plus que dans les simulations, une dispersivité égale à 1 m a été utilisée ce qui représente un cas optimiste. Tout en demeurant réaliste, une dispersivité égale à 10 m aurait pu être utilisée ce qui aurait eu pour effet de diminuer grandement le taux de récupération.

Dans ces deux exemples, les caractéristiques thermiques des aquifères (conductivité, chaleur spécifique) utilisées dans les simulations proviennent de valeurs tirées de la littérature car aucune donnée particulière à ces sites n'était disponible. Pour plus d'exactitude, il aurait été nécessaire d'obtenir les valeurs réelles des caractéristiques thermiques de ces aquifères. Cependant, on observe au Tableau 8 que les valeurs sont relativement peu variables pour différents milieux. De plus, le modèle se montre peu sensible à une variation des caractéristiques thermiques de l'aquifère. Les valeurs tirées de la littérature constituent donc une bonne approximation.

Tableau 8 Valeurs de conductivité thermique et de chaleur spécifique.

Matériaux	Conductivité Kcal/sec m°C	Chal.spéc. Kcal/m ³ °C
Sable sec	0.1 à 0.2	450
Sable humide	0.6 à 0.8	450
Argile sèche	0.2 à 0.5	500
Argile humide	0.3 à 0.4	500
Granite	0.6 à 0.9	550
Grès	0.35 à 1.02	500
Calcaire	0.5 à 0.8	550
Eau	0.1429	1000
Sel	1.4	475

L'utilisation des pompes géothermiques pour le chauffage et la climatisation de bâtiments présente une source de diversification énergétique intéressante. De plus, ces systèmes peuvent être associés à du stockage intersaisonnier d'énergie dans les aquifères de façon à augmenter l'efficacité énergétique des pompes géothermiques. Cependant, la réalisation de ce type de travaux nécessite une bonne compréhension du comportement hydrogéothermique des aquifères de manière à limiter les impacts sur le milieu tout en opérant un système le plus efficace possible. Pour ce faire, le but de cette étude était d'analyser la sensibilité du comportement hydrogéothermique aux différentes caractéristiques des aquifères et d'étudier la faisabilité et l'efficacité du stockage d'énergie en nappe à partir de deux exemples d'aquifères représentant le contexte hydrogéologique québécois. Trois phénomènes hydrogéothermiques furent retenus, soit le temps de percée de la chaleur, le phénomène de convection naturelle et l'analyse des pertes thermiques.

Il a été observé que les caractéristiques physiques et hydrogéologiques du milieu influencent grandement le comportement hydrogéothermique. Le paramètre qui affecte le plus la répartition de la chaleur dans l'aquifère semble être l'épaisseur de celui-ci. On note également l'influence de l'écoulement régional sur la conception du système (doublet à puits chaud et puits froid ou doublet à balayage) et sur son efficacité. Le maximum d'efficacité est observé pour un doublet de forages à puits chaud et puits froid dans des nappes sans écoulement. Les autres principaux facteurs influençant la répartition de la chaleur dans la nappe sont l'anisotropie du milieu, la stratification de l'aquifère, l'épaisseur et le type d'éponte ainsi que la dispersivité. Cette étude démontre donc l'importance d'une bonne caractérisation du milieu. Mentionnons cependant que les caractéristiques thermiques du milieu ont une influence mineure sur le comportement hydrogéothermique et qu'elles sont relativement peu variables d'un milieu à l'autre.

En plus des caractéristiques de l'aquifère, le design du mode d'exploitation influence grandement le taux d'efficacité du système. En effet, si la conception du système est mauvaise, le taux de récupération de chaleur sera faible, même si l'aquifère présente un

bon potentiel pour le stockage d'énergie. Le modèle utilisé (HST3D) s'est montré très performant pour l'étude du design optimal en fonction des conditions hydrogéologiques en place. La modélisation pourrait être utilisée avantageusement dans les études d'avant projet ou lors de la conception finale du stockage d'énergie.

Dans les deux exemples d'aquifères étudiés, le taux maximal de récupération de chaleur calculé est de 60 %. Il fut observé sur la nappe de la région de Rougemont. La nappe de la région de Rivière-Du-Loup donne des taux de récupération d'environ 25 % en raison d'un écoulement significatif dans la nappe. Ces résultats démontrent qu'il est possible d'envisager des travaux de stockage d'énergie en aquifère au Québec et d'espérer un niveau de récupération de chaleur intéressant, surtout dans le cas des nappes à faible écoulement.

En terminant, il serait important de réaliser des essais in-situ de stockage d'énergie en nappe avec exploitation par pompe géothermique pour chacun des deux sites étudiés. Ces essais permettraient de vérifier l'exactitude des simulations réalisées en effectuant un suivi du stock de chaleur à partir de puits d'observation et en mesurant le taux de récupération de chaleur. De plus, cela permettrait d'évaluer les difficultés techniques de ce genre de projet. Finalement, une analyse des coûts pourrait fournir des informations sur la viabilité économique de ces projets.

BIBLIOGRAPHIE

- ACNOR. Association Canadienne de Normalisation. 1991. Norme CSA-C445-M89, Conception et installation des systèmes à thermopompe sol-eau et eau-eau , 34 p.
- ANDERSON, M.P. ET W.W. WOESSNER. 1991. Applied groundwater modeling. Simulation of flow and advective transport. Academic Press, Inc. U.S.A. 381 p.
- ANDREWS, C.B. 1978. The impact of the use of heat pumps on ground water temperatures. Ground Water, vol.16, no.6, nov.-dec., pp.437-443.
- ARTHURS, D., CHANT, V. ET E. MOROFSKY. 1988. Status of the field trial of aquifer thermal energy storage at the Scarborough Canada Centre Building. Fourth international conference on energy storage building heating and cooling, Jigastock'88, Agence française pour la maîtrise de l'énergie, PP.495-500.
- AUSSEUR, J.Y., MENJOZ, A. ET J.P. SAUTY. 1982. Stockage couplé de calories et de frigorifiques en aquifère par doublet de forages. Journal of Hydrology, vol.56, pp.175-200.
- AUSSEUR, J.Y., IRIS, P., DE MARSILY, G. ET J.P. SAUTY. 1984. Pompe à chaleur sur doublet de forages. Maintien du potentiel thermique des nappes et stockage d'eau chaude. Hydrogéologie - Géologie de l'ingénieur, no.2, pp.133-143.
- AUSSEUR, J.Y. ET J.P. SAUTY. 1985. L'exploitation des nappes françaises par pompe à chaleur. Aspect hydrogéologique, thermique et législatif. Hydrogeology in the service of man, Memoires of the 18th congress of the International Association of

Hydrogeologists, Cambridge, pp. 42-58.

BABOT, Y. 1982. Utilisation thermique de la nappe phréatique d'Alsace. Colloque national en hommage à G.Castany à l'occasion de son jubilé scientifique, B.R.G.M., Orléans, France, pp. 53-62.

BACON, D. 1981. Environmental implications of widespread use of the ground water geothermal heat pump. Ground Water Heat Pump Journal, vol 2, no.1, pp.16-19.

BAUMAN, R.P. 1966. An introduction to equilibrium thermodynamics, Parry, E.W and H.Taube Editors, Prentice-Hall Inc., New-Jersey, 120 p.

BEAR, J. 1979. Dynamics of fluid in porous media. Amer. Elsevier, N.Y., 764 p.

BENGT, A. 1983. Thermal front stability in very permeable aquifers. Subsurface heat storage in theory and practice; Proceedings of the international conference, Stockholm, Sweden, pp.793-799.

BORIES, S., COMBARNOUS, M. ET J.Y.JAFFRENOU. 1975. Observation des différentes formes d'écoulement thermoconvectif dans une couche inclinée poreuse. C.R.Acad.Sci., Paris, 275 p.

BOWLES, J.P. 1991. Exploration of the potential for the use of the ground source heat pump in the province of Quebec. Bodeven Inc. Montréal, 15 p.

CLYDE, G.C. ET G.V.MADABHUSHI. 1983. Spacing of wells for heat pump. Journal of Water Resources Planning and Management, Vol.109, No. 3, July.

DE MARSILY, G. 1978. Peut-on stocker de l'énergie dans le sol? Annales des mines, Avril, pp.11-24.

DE MARSILY,G. 1981. Hydrogéologie quantitative. Masson editeur, coll. sciences de la terre, Paris, 215 p.

DEXHEIMER,R.D. 1985. Water source heat pump handbook, National Water Well Association, Ohio, U.S.A, 241 p.

DIEULIN,A. 1980. Propagation de pollution dans un aquifère alluvial - L'effet de parcours. Thèse de Docteur-Ingénieur, Université P.et M. Curie, Paris 6.

DIETRICH,W. ET W.KLEY. 1977. Problem of heat storage in aquifer. Journal of hydrology vol.34, pp.35-43.

DOMENICO,P.A. ET F.W.SCHARTZ. 1990. Physical and chemical hydrogeology. Ed. John Wiley and Sons, New York, 824 p.

DOUGHTY,C., HELLSTROM,G., TSANG,C.F. ET J.CLAESSON. 1982. A dimensionless-parameter approach to the thermal behavior of an aquifer thermal energy storage system. Water Resources Research, vol.18, no.3, pp.571-587.

DOUGHTY,C. ET C.F.TSANG. 1985. Investigation of the vertical-flow aquifer thermal energy storage concept and numerical simulation of the Dorigny field experiment. Proceedings ENERSTOCK 85 Toronto, Canada, section A10, pp.58-64.

DROST,M.K. 1990. Result from a workshop on research needs for modeling aquifer thermal energy storage systems. Prepared for the U.S. Department of Energy. Pacific Northwest Laboratory, Washington, 13 p.

ENVIRONNEMENT CANADA. 1991. WATER PLANNING AND MANAGEMENT BRANCH Groundwater source heating and cooling (earth energy) project. Water management methodologies and technology transfer, No net consumption. pp. 1-9.

ENVIRONNEMENT CANADA. 1984. Normales climatiques au Canada (Température).
Volume #2, pp.90-148.

E.M.R.C. Énergie Mines et Ressources Canada. 1989 révisé en 1990. Le chauffage et
le refroidissement à l'aide d'une thermopompe, 40 p.

GASS,T.E. 1982. The thermal impact of heat pump operation. Water Well Journal, vol.36,
no.3, March, pp.42-43.

GELHAR,L., MANTOGLU,A., WELTY,C. ET K.R.REHFELDT. 1985. A review of a field-
scale physical solute transport process in saturated and insaturated porous media: Electric
Power Research Institute, EPRI EA-4190, Project 2485-5, 116 p.

GOBLET.P. 1981. Modélisation des transferts de masse et d'énergie en aquifère. Thèse
de Docteur-Ingénieur, Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, Université
Pierre et Marie Curie, Paris, 226 p.

GOVERNEMENT DU CANADA. 1991. L'état de l'environnement au Canada. pp.12-
1,12- 37.

GRINGARTEN,A.C. ET J.P.SAUTY. 1975. A theoretical study of heat extraction from
aquifers with uniform regional flow. Journal of Geophysical Research, vol.80, no.35,
pp.4956-4962.

GRINGARTEN,A.C., LANDEL,P.A., MENJOZ,A. ET J.P.SAUTY. 1979. Stockage longue
durée en nappe phréatique de calories à basse température pour l'habitat. BRGM
département d'hydrogéologie, France, 151 p.

HICKLING CORPORATION. 1991. Canada centre building, Scarborough - Five year
energy systems performance study, prepared for IEA ECES annex 7 working group,

30 p.

HICKLING, J.F. 1992. Market potential for aquifer thermal energy system in Canada.

Revised mars 1992, 19 p.

HOLM, T. ET P. WILEN. 1985. Low thermal aquifer storage - A full scale experiment with the purpose of avoiding long term cooling of the subsurface environment.

ENERSTOCK 85, Troisième conférence internationale sur le stockage de l'énergie pour le chauffage et le refroidissement des bâtiments. Toronto, Canada. pp. A12,1-3.

HOUPEURT, A., DELOUVRIER, J. ET R. IFFLY. 1965. Fonctionnement d'un doublet hydraulique de refroidissement. La Houille Blanche, no.3, pp.239-246.

HUTCHENCE, K., WESTON, J.H., LAW, A.G., VIGRASS, V.W. ET F.W. JONES. 1986.

Modeling of a geothermal doublet system at Regina, Saskatchewan, Canada. Water Resources Research, vol.22, no.10, pp.1469-1479.

IRIS, P. 1980. Contribution à l'étude de la valorisation énergétique des aquifères peu profonds. Expérience de stockage thermique en nappe phréatique. Thèse présentée pour l'obtention du diplôme de Docteur-Ing., Université P. et M. Curie et École Nat. Sup. des Mines de Paris, France. 122 p.

IRIS, P. ET G. DE MARSILY. 1983. Stockage thermique en nappe. Bilan et perspectives.

Ecole des mines de Paris, Centre d'informatique géologique, Annales des mines Mai-Juin, pp.1-12.

IRIS, P. ET P. VIENNOT. 1986. Opération de pompe à chaleur sur la nappe de l'Yprésien à Aulnay-sous-Bois: bilan de trois années de fonctionnement. Géothermie

Actualités, vol.3, no.4, pp.30-35.

JOHANSSON,S. 1989. Design of aquifer thermal energy storage, A case study. Swedish council for building research, Stockholm, pp.1-71.

KAZEMANN,R.G. ET W.R.WHITEHEAD. 1980. The spacing of heat pump supply and discharge wells. Ground Water Heat Pump Journal, Summer, pp. 28-31.

KIPP,K.L. 1987. HST3D a computer code for simulation of heat and solute transport in three-dimensional ground water flow system. Rapport no.86-4095 USGS, Denver USA, 517 p.

LANDEL,P.A. ET J.P.SAUTY. 1978. Étude de l'influence des caractéristiques physiques de l'aquifère et des roches encaissantes sur la température de l'eau au puits de production d'un doublet géothermique. Bureau de Recherches Géologiques et Minières, Orléans, France, Document 78 SGN 405 GTH, 116 p.

MATHEY,B. 1977. Development and resorption of a thermal disturbance in a phreatic aquifer with natural convection. Journal of Hydrology (74), pp. 315-333.

McCORMACK,R. 1978. Hydrogéologie de Rivière-Du-Loup et Trois-Pistoles. Ministère des richesses naturelles, Direction générale des eaux, Service des eaux souterraines, Rapport no. H.G.-10, 49 p.

MIRZA,C., LAU,K.C., MOROFSKY,E. ET A.M.CRAWFORD. 1985. ATES experience with the Scarborough field trial. Third International Conference on Energy Storage for Building Heating and Cooling, Enerstock '85, paper A21, pp.110-114.

MOLZ,F.J., JAMES,C.W. ET E.T.JONES. 1978. Aquifer storage of heated water: Part 1- A field experiment. Ground Water, vol.16, pp.234-241.

MOLZ,F.J., PARR,A.D., ANDERSON,P.F. ET V.D.LUCIDO. 1979. Thermal energy

storage in a confined aquifer: Experimental results. *Water Resources Research*, vol.15, no.6, pp.1509-1514.

MOLZ,F.J., PARR,A.D. ET P.F. ANDERSEN. 1981. Thermal energy storage in a confined aquifer: Second cycle. *Water Resources Research*, vol.17, no.3, pp.641-645.

MOLZ,F.J., MELVILLE,J.G., PARR,A.D., KING,D.A. ET M.T.HOPF. 1983. Aquifer thermal energy storage: A well doublet experiment at increased temperatures. *Water Resources Research*, vol.19, no.1, pp.149-160.

N.W.W.A, National Water Well Association. 1983. Understanding heat pump, ground water and wells. Editor Kevin B.McCray, Ohio, U.S.A. 39 p.

NEUMAN,P. 1979. A summary of computer methods for solving the dispersion-convection equation. In: Progress and problems in the analysis and prediction of subsurface mass transport. Report of the department of hydrology and water resources for the N.R.C., University of Arizona, Tucson, Arizona.

PAPADOPULOS,S.S. ET S.P. LARSON. 1978. Aquifer storage of heated water: Part II Numerical simulation of field results. *Ground Water*, vol 16, no 4, pp.242-248.

PRÉVOT,J.M. 1973. Inventaire des eaux souterraines. Comptés de Saint-Hyacinthe et de Rouville. Ministère des richesses naturelles, Direction générale des eaux, Service des eaux souterraines, Rapport no. H.G.-4, 71 p.

PRICE,H.S. ET K.H.COATS. 1974. Direct method in reservoir simulation. *Soc.Petrol. Eng.Jour.*, vol.14, no.3, pp.295-308.

SAUTY,J.P. 1981. Du comportement thermique des réservoirs aquifères exploités pour le stockage d'eau chaude ou la géothermie basse enthalpie. Thèse présentée à

l'Université Scientifique et Médicale et à l'Institut National Polytechnique de Grenoble pour l'obtention du grade de docteur. 221 p.

SAUTY, J.P., GRINGARTEN, A.C., MENJOZ A. ET P.A. LENDEL. 1982. Sensible energy in aquifer. 1. Theoretical study. *Water Resources Research*, vol.18, no.2, pp.245-252.

SAUTY, J.P. ET J.Y. AUSSEUR. 1985. Présentation d'un progiciel pour l'évaluation automatisée des projets de stockage de chaleur dans le sol. ENERTOCK 85, 3^e conférence internationale sur le stockage de l'énergie pour le chauffage et le refroidissement des bâtiments. Toronto, Canada, pp.499-503.

SIMARD, G. ET R. DES ROSIERS. 1979. Qualité des eaux souterraines du Québec. Ministère de l'Environnement du Québec, Service des eaux souterraines. Document numéro H.G.-13, Québec, 161 p.

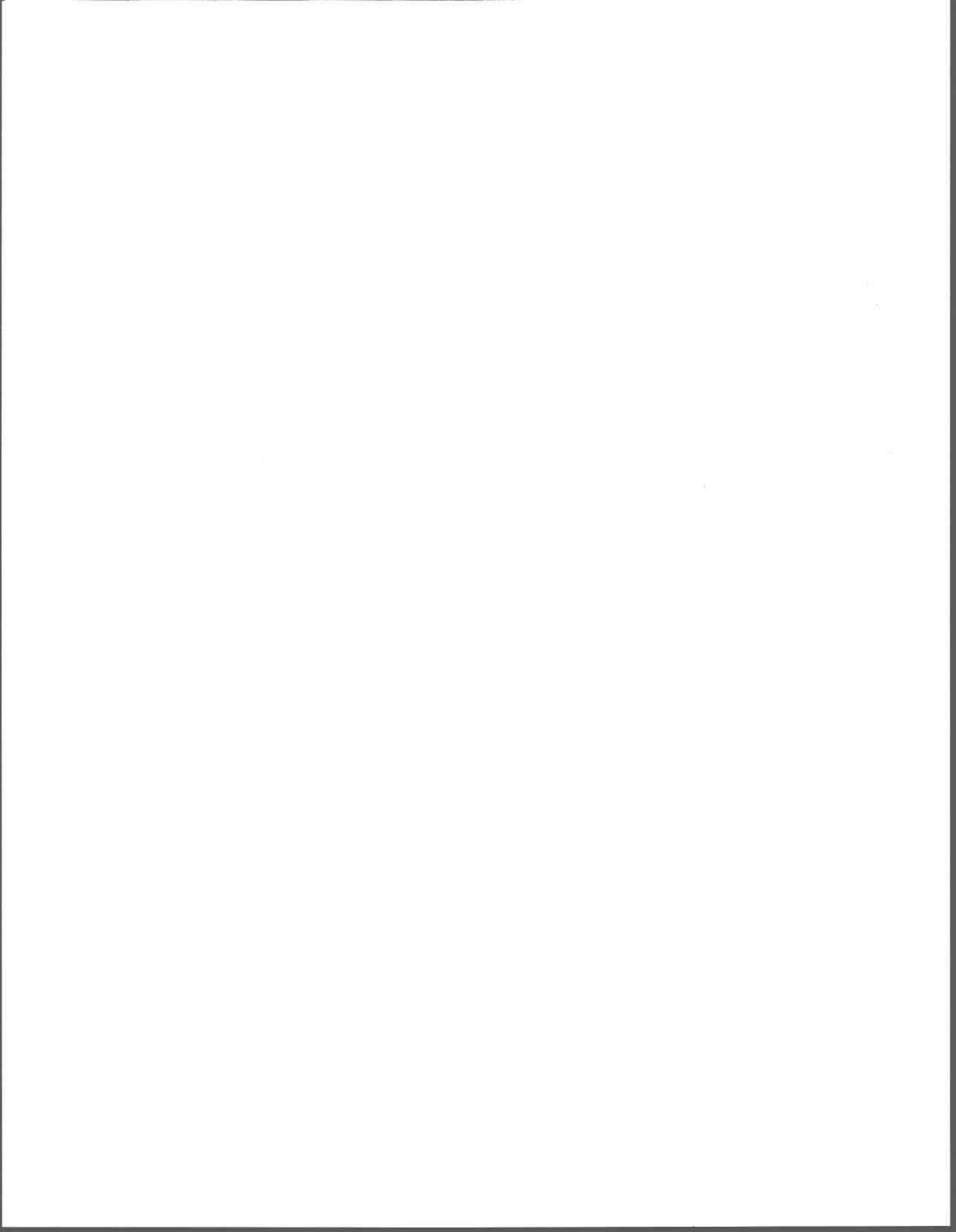
SVENSSON, T. ET COLLABORATEURS. 1991. Environmental consequences of new energy technology. Swedish council for building research, Stockholm, Sweden, 197 p.

SYKES, F., LANTZ, R.B., PAHWA, S.B. ET D.S. WARD. 1982. Numerical simulation of thermal energy storage, Experiment conducted by Auburn University. *Ground Water*, vol. 20, no.5, pp.569-576.

TIEN, S. 1980. Underground water storage introduced in chinese cities. *ATES Newsl.*, 2(3), pp.1-2.

TSANG, C.F., BUCHECK, T. ET C. DOUGHTY. 1981. Aquifer thermal energy storage: A numerical simulation of Auburn University field experiment. *Water Resources Research*, vol.17, no.3, pp.647-658.

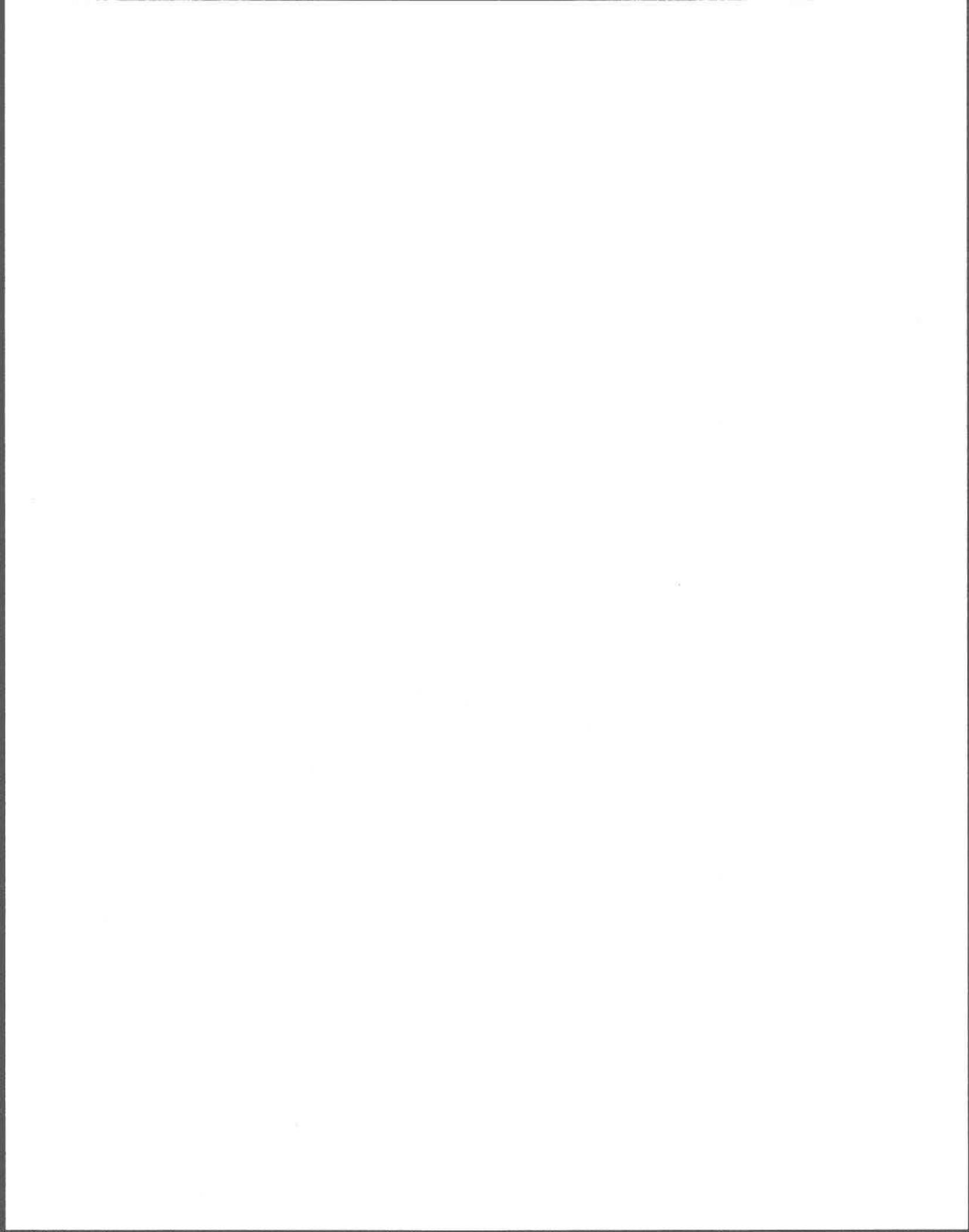
- TSANG,C.F. 1983. Aquifer storage simulation - In theory and practice. Proceedings part 1, International conference on subsurface heat storage in theory and practice, Swedish Council for Building research. Stockholm, pp.117-125.
- TSANG,C.F. 1987. Thermohydraulics of an aquifer thermal energy storage system. Advances in transport phenomena in porous media, pp.187-237.
- WALSUM,N.V., WOELLER,R., MICHEL,F. ET H.WILSON. 1989. Carleton University groundwater project hydrogeological aspect. ASHREA earth energy seminar, Carleton University, Ottawa, pp.17.20.
- WILLEMSSEN,A. ET G.J.GROENEVELD. 1989. Environmental impact of aquifer thermal energy storage (ATES): Modeling of transport of energy and contaminants from the store. Ground water contamination: Use of models in descision-making, pp.337-351.
- XUE,Y., XIE,C. ET Q.LI. 1990. Aquifer thermal energy storage: A numerical simulation of field experiments in China. Water Resources Research, vol.26, no.10, pp.2365-2375.



ANNEXE A

Exemple d'un fichier résultat obtenu du modèle HST3D

Aquifère de la région de Rougemont



```

*****
*
*   THREE DIMENSIONAL FLOW, HEAT AND SOLUTE   *
*   TRANSPORT SIMULATOR - (HST3D):RELEASE - 1.4 *
*
*****

```

essai140
nappe sud de rougemont

*** FUNDAMENTAL INFORMATION ***

CARTESIAN COORDINATES
HEAT TRANSPORT SIMULATION
NO SOLUTE TRANSPORT SIMULATOR
WELLBORE MODEL MAY INCLUDE : FLUID PRESSURE DROP
HEAT BALANCE UP THE RISER PIPE
INPUT DATA IS EXPECTED IN METRIC UNITS

*** PROBLEM DIMENSIONING INFORMATION ***

NUMBER OF NODES IN X-DIRECTION	NX ...	53
NUMBER OF NODES IN Y-DIRECTION	NY ...	12
NUMBER OF NODES IN Z-DIRECTION	NZ ...	7
NUMBER OF POROUS MEDIA ZONES	NPMZ .	3
NUMBER OF SPECIFIED PRESSURE, TEMPERATURE OR MASS FRACTION B.C.	NPTCBC	168
NUMBER OF SPECIFIED FLUX B.C. CELLS (FLOW, HEAT OR SOLUTE).....	NFBC .	0
NUMBER OF HEAT CONDUCTION B.C. CELLS	NHCBC	108
NUMBER OF NODES OUTSIDE REGION FOR EACH HEAT CONDUCTION B.C. CELL	NHCN	2
NUMBER OF AQUIFER INFLUENCE FUNCTION CELLS	NAIFC	0
NUMBER OF LEAKAGE CELLS	NLBC .	0
NUMBER OF WELLS	NWEL .	2

DIRECT D4 SOLVER IS SELECTED

ABBREVIATED DIAGONAL CROSS-DISPERSIVITY COEFFICIENT STORAGE ALLOCATED

THE A4 ARRAY IN D4DES IS DIMENSIONED	346038	ELEMENTS
THE TOTAL STORAGE REQUIRED BY THE DIRECT METHOD IS	368298	ELEMENTS
THE TOTAL STORAGE REQUIRED BY THE ITERATIVE METHOD IS	31164	ELEMENTS
TOTAL LENGTH OF LABELED COMMON BLOCKS	6681	BYTES
	REQUIRED	COMPILED
LENGTH OF VARIABLE LENGTH REAL ARRAY (VPA ARRAY)	528566	ELEMENTS 600000 ELEMENTS
LENGTH OF VARIABLE LENGTH INTEGER ARRAY (IVPA ARRAY)	31519	ELEMENTS 60000 ELEMENTS

*** TIME INVARIANT OR STATIC DATA ***

X-DIRECTION NODE COORDINATES (M)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.00	50.00	80.00	100.00	116.00	129.00	139.00	147.00	152.00	157.00

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
161.00	163.00	166.00	168.00	169.00	170.00	171.00	172.00	174.00	176.00
21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
178.00	180.00	184.00	186.00	188.00	193.00	197.00	200.00	207.00	212.00
31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
217.00	221.00	223.00	225.00	227.00	229.00	230.00	231.00	233.00	235.00
41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
237.00	238.00	240.00	246.00	251.00	258.00	267.00	278.00	292.00	310.00
51	52	53							
333.00	363.00	400.00							

Y-DIRECTION NODE COORDINATES (M)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.00	2.00	5.74	9.10	14.10	21.50	32.70	49.40	74.20	111.40
11	12								
167.00	250.00								

Z-DIRECTION NODE COORDINATES (M)

1	2	3	4	5	6	7
0.00	3.33	6.67	10.00	13.33	16.67	20.00

Z-AXIS IS POSITIVE VERTICALLY UPWARD

** AQUIFER PROPERTIES ** (READ ECHO)
 REGION POROUS MEDIUM M.C.=MODIFICATION CODE

I1 I2 J1 J2 K1 K2 ZONE INDEX

1	53	1	12	1	3	1
1	53	1	12	3	5	2
1	53	1	12	5	7	3

*** POROUS MEDIA PROPERTIES ***

X-DIRECTION PERMEABILITIES (M**2)

1	2	3
1.3000E-12	2.0500E-10	1.3000E-12

Y-DIRECTION PERMEABILITIES (M**2)

1	2	3
1.3000E-12	2.0500E-10	1.3000E-12

Z-DIRECTION PERMEABILITIES (M**2)

1	2	3
1.3000E-14	2.0500E-12	1.3000E-14

POROSITY (-)

1	2	3
0.3000	0.3500	0.3000

*** PROPERTIES BY POROUS MEDIUM ZONE ***

POROUS MEDIUM VERTICAL COMPRESSIBILITY (1/ PA)

1	2	3
8.5000E-08	8.5000E-07	8.5000E-08

DENSITY-HEAT CAPACITY PRODUCT (J/ M**3-DEG.C)

1	2	3
---	---	---

1.8810E+06 1.8810E+06 1.8810E+06

THERMAL CONDUCTIVITY IN X-DIRECTION (W/ M-DEG.C)

1	2	3
2.100	0.5000	2.000

THERMAL CONDUCTIVITY IN Y-DIRECTION (W/ M-DEG.C)

1	2	3
2.100	0.5000	2.000

THERMAL CONDUCTIVITY IN Z-DIRECTION (W/ M-DEG.C)

1	2	3
2.100	0.5000	2.000

*** HEAT CONDUCTION B.C. DATA ***

NUMBER OF NODES ORTHOGONAL TO OR OUTSIDE THE REGION .. NHCN . 2

THERMAL CONDUCTION B.C. CELL NODE COORDINATES.. K=1,NHCH (M)

0.00 10.00

INDEX NUMBERS FOR HEAT CONDUCTION B.C. NODES

VERTICAL SLICES

J = 1

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7										
6										
5										
4										
3										
2										
1										
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
7	1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.
6										
5										
4										
3										

2
1

21 22 23 24 25 26 27 28 29 30
11. 12. 13. 14. 15. 16. 17. 18.

7
6
5
4
3
2
1

31 32 33 34 35 36 37 38 39 40

7
6
5
4
3
2
1

41 42 43 44 45 46 47 48 49 50

7
6
5
4
3
2
1

51 52 53

7
6
5
4
3
2
1

THERMAL DIFFUSIVITY (M**2/S)

VERTICAL SLICES

J = 1

7
6
5
4
3
2
1

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10

7
6
5
4
3
2
1

11 12 13 14 15 16 17 18 19 20

7 7.0000E-07 7.0000E-07 7.0000E-07 7.0000E-07 7.0000E-07 7.0000E-07 7.0000E-07 7.0000E-07 7.0000E-07

7
6
5
4
3
2
1

21 22 23 24 25 26 27 28 29 30

7 7.0000E-07 7.0000E-07 7.0000E-07 7.0000E-07 7.0000E-07 7.0000E-07 7.0000E-07

7
6
5
4
3
2
1

31 32 33 34 35 36 37 38 39 40

7
6
5
4
3
2
1

41 42 43 44 45 46 47 48 49 50

4
3
2
1

41 42 43 44 45 46 47 48 49 50

7
6
5
4
3
2
1

51 52 53

7
6
5
4
3
2
1

THERMAL CONDUCTIVITY (W/ M-DEG.C)

VERTICAL SLICES

J = 1

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10

7
6
5
4
3
2
1

11 12 13 14 15 16 17 18 19 20
1.460 1.460 1.460 1.460 1.460 1.460 1.460 1.460 1.460 1.460

7
6
5
4
3
2

1

	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
7	1.460	1.460	1.460	1.460	1.460	1.460	1.460	1.460		
6										
5										
4										
3										
2										
1										

	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
7										
6										
5										
4										
3										
2										
1										

	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
7										
6										
5										
4										
3										
2										
1										

	51	52	53
7			
6			
5			
4			
3			
2			
1			

LONGITUDINAL DISPERSIVITY (M)

1	2	3
1.000	10.00	1.000

TRANSVERSE DISPERSIVITY (M)

1 2 3
 1.000 10.00 1.000

ATMOSPHERIC PRESSURE (ABSOLUTE) PAATM 101325.0 (PA)
 REFERENCE PRESSURE FOR ENTHALPY POH .. 98072.0 (PA)
 REFERENCE TEMPERATURE FOR ENTHALPY TOH .. 10.0 (DEG.C)

*** WELL DATA ***

WELL NO.	I	J	PERFORATIONS		CALCULATION TYPE	WELL DIAMETER (M)
			K1	K2		
1	16	1	1	7	11	1.000E-01
2	37	1	1	7	11	1.000E-01

WELL NO. 1 SPECIFIED FLOW RATE ALLOCATION BY MOBILITY
 WELL NO. 2 SPECIFIED FLOW RATE ALLOCATION BY MOBILITY

ELEMENT NO.	LEVEL NO.	EFFECTIVE AMBIENT PERMEABILITY (M**2)	LAYER NO.	WELL FLOW FACTOR (M**3)
-------------	-----------	--	-----------	--------------------------

WELL NO. 1

			7	8.456E-12
6		1.300E-12	6	1.691E-11
5		1.300E-12	5	1.342E-09
4		2.050E-10	4	2.667E-09
3		2.050E-10	3	1.342E-09
2		1.300E-12	2	1.691E-11
1		1.300E-12	1	8.456E-12

WELL NO. 2

			7	8.456E-12
6		1.300E-12	6	1.691E-11
5		1.300E-12	5	1.342E-09
4		2.050E-10	4	2.667E-09
3		2.050E-10	3	1.342E-09
2		1.300E-12	2	1.691E-11
1		1.300E-12	1	8.456E-12

*** TRANSIENT DATA ***

SPECIFIED BOUNDARY PRESSURES (PA)

VERTICAL SLICES

J = 1

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7	6.8663E+04									
6	1.0137E+05									
5	1.3400E+05									
4	1.6677E+05									
3	1.9948E+05									
2	2.3219E+05									
1	2.6489E+05									
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
7										
6										
5										
4										
3										
2										
1										
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
7										
6										
5										
4										
3										
2										
1										
	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
7										
6										
5										
4										
3										
2										
1										
	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50

7
6
5
4
3
2
1

51	52	53
		6.8663E+04
		1.0137E+05
		1.3400E+05
		1.6677E+05
		1.9948E+05
		2.3219E+05
		2.6489E+05

ASSOCIATED BOUNDARY TEMPERATURES FOR INFLOW (DEG.C)

VERTICAL SLICES

J = 1

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7	9.0									
6	9.0									
5	9.0									
4	9.0									
3	9.0									
2	9.0									
1	9.0									

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
7										
6										
5										
4										
3										
2										
1										

	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
7										
6										
5										
4										

3
2
1

31 32 33 34 35 36 37 38 39 40

7
6
5
4
3
2
1

41 42 43 44 45 46 47 48 49 50

7
6
5
4
3
2
1

51	52	53
		9.0
		9.0
		9.0
		9.0
		9.0
		9.0
		9.0

7
6
5
4
3
2
1

*** TRANSIENT WELL DATA ***

WELL NO.	FLOW RATE (M**3/S)	SURFACE PRESSURE (PA)	WELL DATUM PRESSURE (PA)	PRESSURE LIMITED?	INJECTION TEMPERATURE (DEG.C)	INJECTION MASS FRACTION (-)
1	1.0000E-03			NO	20.00	
2	-1.0000E-03			NO		

*** CALCULATION INFORMATION ***

AUTOMATIC TIME STEP CONTROL PARAMETERS
 MAXIMUM PRESSURE CHANGE ALLOWED PER TIME STEP..... DPTAS 5.00E+04 (PA)

MAXIMUM TEMPERATURE CHANGE ALLOWED PER TIME STEP DTTAS 5.0 (DEG.C)
 MAXIMUM MASS FRACTION CHANGE ALLOWED PER TIME STEP .. DCTAS 0.00 (-)
 MINIMUM TIME STEP REQUIRED DTIMMN 2.52E+04 (S)
 MAXIMUM TIME STEP ALLOWED DTIMMX 4.32E+05 (S)
 TIME AT WHICH NEXT SET OF TIME VARYING
 PARAMETERS WILL BE READ TIMCHG 7.776E+06 (S); 90.0 (D)

*** OUTPUT AT END OF TIME STEP NO. 63 ***

TIME 7.776E+06 (S); 90.0 (D)

CURRENT TIME STEP LENGTH 1.886E+05 (S); 2.18 (D)

PRESSURE (PA)

VERTICAL SLICES

J = 1

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7	68663.	68695.	68729.	68763.	68801.	68845.	68891.	68941.	68984.	69043.
6	1.01370E+05	1.01396E+05	1.01430E+05	1.01464E+05	1.01503E+05	1.01548E+05	1.01597E+05	1.01650E+05	1.01691E+05	1.01737E+05
5	1.34000E+05	1.34087E+05	1.34127E+05	1.34162E+05	1.34200E+05	1.34243E+05	1.34287E+05	1.34333E+05	1.34371E+05	1.34427E+05
4	1.66770E+05	1.66800E+05	1.66834E+05	1.66865E+05	1.66900E+05	1.66939E+05	1.66978E+05	1.67020E+05	1.67057E+05	1.67114E+05
3	1.99480E+05	1.99508E+05	1.99539E+05	1.99568E+05	1.99599E+05	1.99632E+05	1.99661E+05	1.99691E+05	1.99719E+05	1.99767E+05
2	2.32190E+05	2.32218E+05	2.32247E+05	2.32275E+05	2.32306E+05	2.32342E+05	2.32382E+05	2.32426E+05	2.32462E+05	2.32502E+05
1	2.64890E+05	2.64924E+05	2.64953E+05	2.64981E+05	2.65012E+05	2.65048E+05	2.65086E+05	2.65128E+05	2.65167E+05	2.65220E+05
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
7	69108.	69158.	69309.	69701.	70387.	72356.	70382.	69691.	69294.	69151.
6	1.01773E+05	1.01799E+05	1.01898E+05	1.02254E+05	1.02922E+05	1.04894E+05	1.02915E+05	1.02242E+05	1.01886E+05	1.01783E+05
5	1.34504E+05	1.34571E+05	1.34755E+05	1.35066E+05	1.35552E+05	1.37365E+05	1.35545E+05	1.35045E+05	1.34716E+05	1.34568E+05
4	1.67192E+05	1.67256E+05	1.67483E+05	1.67920E+05	1.68713E+05	1.70593E+05	1.68709E+05	1.67907E+05	1.67428E+05	1.67242E+05
3	1.99844E+05	1.99915E+05	2.00116E+05	2.00429E+05	2.00906E+05	2.02717E+05	2.00899E+05	2.00408E+05	2.00076E+05	1.99913E+05
2	2.32533E+05	2.32557E+05	2.32660E+05	2.33019E+05	2.33688E+05	2.35662E+05	2.33681E+05	2.33006E+05	2.32645E+05	2.32540E+05
1	2.65281E+05	2.65330E+05	2.65481E+05	2.65875E+05	2.66566E+05	2.68540E+05	2.66560E+05	2.65865E+05	2.65464E+05	2.65321E+05
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
7	69076.	69022.	68933.	68893.	68856.	68771.	68708.	68662.	68555.	68476.
6	1.01737E+05	1.01704E+05	1.01638E+05	1.01604E+05	1.01571E+05	1.01490E+05	1.01427E+05	1.01381E+05	1.01271E+05	1.01190E+05
5	1.34480E+05	1.34414E+05	1.34324E+05	1.34288E+05	1.34256E+05	1.34187E+05	1.34137E+05	1.34101E+05	1.34025E+05	1.33976E+05
4	1.67154E+05	1.67090E+05	1.66996E+05	1.66956E+05	1.66920E+05	1.66840E+05	1.66777E+05	1.66729E+05	1.66606E+05	1.66491E+05
3	1.99818E+05	1.99750E+05	1.99662E+05	1.99628E+05	1.99598E+05	1.99538E+05	1.99495E+05	1.99466E+05	1.99402E+05	1.99360E+05
2	2.32495E+05	2.32463E+05	2.32402E+05	2.32370E+05	2.32338E+05	2.32262E+05	2.32203E+05	2.32159E+05	2.32056E+05	2.31980E+05
1	2.65246E+05	2.65194E+05	2.65108E+05	2.65070E+05	2.65035E+05	2.64956E+05	2.64897E+05	2.64854E+05	2.64752E+05	2.64676E+05

	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
7	68396.	68341.	68325.	68323.	68335.	68329.	68213.	68321.	68312.	68285.
6	1.01109E+05	1.01053E+05	1.01037E+05	1.01035E+05	1.01046E+05	1.01040E+05	1.00923E+05	1.01032E+05	1.01022E+05	1.00994E+05
5	1.33928E+05	1.33884E+05	1.33855E+05	1.33814E+05	1.33751E+05	1.33619E+05	1.33434E+05	1.33612E+05	1.33727E+05	1.33774E+05
4	1.66328E+05	1.66119E+05	1.65955E+05	1.65725E+05	1.65378E+05	1.64672E+05	1.63377E+05	1.64654E+05	1.65355E+05	1.65687E+05
3	1.99321E+05	1.99283E+05	1.99257E+05	1.99221E+05	1.99165E+05	1.99044E+05	1.98869E+05	1.99038E+05	1.99144E+05	1.99187E+05
2	2.31902E+05	2.31849E+05	2.31835E+05	2.31834E+05	2.31846E+05	2.31841E+05	2.31725E+05	2.31834E+05	2.31825E+05	2.31798E+05
1	2.64599E+05	2.64546E+05	2.64532E+05	2.64531E+05	2.64544E+05	2.64538E+05	2.64423E+05	2.64532E+05	2.64523E+05	2.64497E+05

	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
7	68271.	68269.	68273.	68318.	68355.	68400.	68444.	68483.	68519.	68551.
6	1.00980E+05	1.00978E+05	1.00981E+05	1.01024E+05	1.01060E+05	1.01104E+05	1.01147E+05	1.01186E+05	1.01221E+05	1.01253E+05
5	1.33798E+05	1.33806E+05	1.33817E+05	1.33827E+05	1.33833E+05	1.33844E+05	1.33865E+05	1.33892E+05	1.33924E+05	1.33955E+05
4	1.65903E+05	1.65985E+05	1.66112E+05	1.66311E+05	1.66403E+05	1.66478E+05	1.66537E+05	1.66584E+05	1.66624E+05	1.66659E+05
3	1.99209E+05	1.99217E+05	1.99226E+05	1.99235E+05	1.99240E+05	1.99252E+05	1.99274E+05	1.99302E+05	1.99334E+05	1.99366E+05
2	2.31785E+05	2.31783E+05	2.31787E+05	2.31832E+05	2.31870E+05	2.31916E+05	2.31961E+05	2.32002E+05	2.32039E+05	2.32073E+05
1	2.64484E+05	2.64483E+05	2.64487E+05	2.64534E+05	2.64573E+05	2.64620E+05	2.64666E+05	2.64708E+05	2.64745E+05	2.64780E+05

	51	52	53
7	68583.	68618.	68663.
6	1.01285E+05	1.01319E+05	1.01370E+05
5	1.33983E+05	1.34007E+05	1.34000E+05
4	1.66691E+05	1.66724E+05	1.66770E+05
3	1.99398E+05	1.99433E+05	1.99480E+05
2	2.32107E+05	2.32144E+05	2.32190E+05
1	2.64814E+05	2.64850E+05	2.64890E+05

TEMPERATURE (DEG.C)

VERTICAL SLICES

J = 1

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.04	9.21	9.52	10.03
6	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.03	9.22	9.95	10.99	12.56
5	9.00	9.00	9.00	9.00	9.01	9.19	10.18	12.44	14.39	16.20
4	9.00	9.00	9.00	9.00	9.02	9.21	10.27	12.56	14.49	16.28
3	9.00	9.00	9.00	9.00	9.01	9.16	10.10	12.36	14.35	16.19
2	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.02	9.19	9.83	10.82	12.37
1	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.03	9.18	9.48	10.05

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
7	10.28	11.02	13.11	15.40	16.28	16.85	16.30	15.45	13.23	11.69

6	14.25	15.35	17.24	18.15	18.43	18.66	18.43	18.17	17.29	16.23
5	17.40	17.86	18.59	18.97	18.92	18.66	18.91	18.98	18.71	18.06
4	17.48	18.01	19.35	19.29	19.10	18.28	19.07	19.47	20.31	18.13
3	17.41	17.91	18.57	18.92	18.94	18.69	18.94	18.93	18.69	18.09
2	14.18	15.32	17.31	18.18	18.45	18.68	18.46	18.20	17.37	16.25
1	10.93	11.79	14.03	16.18	16.93	17.39	16.94	16.22	14.15	12.54

	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
7	10.80	10.24	9.58	9.33	9.14	8.81	8.64	8.57	9.05	9.05
6	15.27	14.39	12.96	12.35	11.82	10.80	10.20	9.85	9.47	9.29
5	17.69	17.20	16.13	15.56	14.98	13.55	12.49	11.77	10.56	9.97
4	17.66	17.27	16.20	15.63	15.05	13.64	12.58	11.86	10.63	10.03
3	17.69	17.20	16.12	15.55	14.96	13.53	12.47	11.75	10.54	9.96
2	15.25	14.35	12.90	12.29	11.77	10.78	10.21	9.88	9.45	9.27
1	11.57	10.95	10.25	9.99	9.78	9.44	9.27	9.18	9.08	9.05

	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
7	9.03	9.02	9.02	9.02	9.02	9.03	9.03	9.02	9.01	9.01
6	9.18	9.13	9.11	9.10	9.10	9.12	9.11	9.11	9.07	9.04
5	9.58	9.36	9.29	9.23	9.21	9.13	9.00	9.12	9.14	9.09
4	9.64	9.37	9.18	9.50	8.34	10.99	6.04	10.93	8.44	9.29
3	9.57	9.36	9.29	9.22	9.21	9.12	9.03	9.11	9.14	9.09
2	9.17	9.12	9.11	9.10	9.10	9.12	9.11	9.11	9.06	9.04
1	9.03	9.02	9.02	9.02	9.02	9.03	9.02	9.02	9.01	9.01

	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
7	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00
6	9.03	9.02	9.01	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00
5	9.07	9.06	9.05	9.01	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00
4	9.04	9.08	9.05	9.01	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00
3	9.07	9.06	9.05	9.01	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00
2	9.03	9.02	9.01	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00
1	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00

	51	52	53
7	9.00	9.00	9.00
6	9.00	9.00	9.00
5	9.00	9.00	9.00
4	9.00	9.00	9.00
3	9.00	9.00	9.00
2	9.00	9.00	9.00
1	9.00	9.00	9.00

*** GLOBAL FLOW BALANCE SUMMARY ***

CURRENT TIME STEP	RATES	AMOUNTS
FLUID INFLOW	1.594894E+00 (KG/S)	3.007481E+05 (KG)
FLUID OUTFLOW	1.597005E+00 (KG/S)	3.011461E+05 (KG)
CHANGE IN FLUID IN REGION	-1.855710E-03 (KG/S)	-3.499300E+02 (KG)
RESIDUAL IMBALANCE	2.552267E-04 (KG/S)	4.812793E+01 (KG)
FRACTIONAL IMBALANCE		0.0002
HEAT INFLOW	1.060994E+05 (J/S)	2.000709E+10 (J)
HEAT OUTFLOW	6.179899E+04 (J/S)	1.165339E+10 (J)
CHANGE IN HEAT IN REGION	4.469241E+04 (J/S)	8.427617E+09 (J)
RESIDUAL IMBALANCE	3.920120E+02 (J/S)	7.392143E+07 (J)
FRACTIONAL IMBALANCE		0.0037

CUMULATIVE SUMMARY

	AMOUNTS
FLUID INFLOW	1.238686E+07 (KG)
FLUID OUTFLOW	1.241695E+07 (KG)
CHANGE IN FLUID IN REGION	-3.050104E+04 (KG)
FLUID IN REGION	7.421979E+08 (KG)
RESIDUAL IMBALANCE	-4.164212E+02 (KG)
FRACTIONAL IMBALANCE	0.0000
HEAT INFLOW	8.244620E+11 (J)
HEAT OUTFLOW	4.769613E+11 (J)
CHANGE IN HEAT IN REGION	3.496054E+11 (J)
HEAT IN REGION	5.324488E+13 (J)
RESIDUAL IMBALANCE	2.104707E+09 (J)
FRACTIONAL IMBALANCE	0.0026
CUMULATIVE SPECIFIED P CELL FLUID NET INFLOW	2.259224E+03 (KG)
CUMULATIVE FLUX B.C. FLUID NET INFLOW	0.000000E+00 (KG)
CUMULATIVE LEAKAGE B.C. FLUID NET INFLOW	0.000000E+00 (KG)
CUMULATIVE AQUIFER INFLUENCE FLUID NET INFLOW	0.000000E+00 (KG)
CUMULATIVE SPECIFIED T CELL OR ASSOCIATED WITH SPECIFIED P CELL HEAT NET INFLOW.....	8.769023E+07 (J)
CUMULATIVE FLUX B.C. HEAT NET INFLOW	0.000000E+00 (J)
CUMULATIVE LEAKAGE B.C. HEAT NET INFLOW	0.000000E+00 (J)
CUMULATIVE AQUIFER INFLUENCE HEAT NET INFLOW	0.000000E+00 (J)
CUMULATIVE HEAT CONDUCTION B.C. HEAT NET INFLOW	-5.208446E+09 (J)

*** WELL SUMMARY ***

WELL LOCATION NO. I J K	FLOW RATES (POSITIVE IS INJECTION)			CUMULATIVE PRODUCTION			CUMULATIVE INJECTION		
	FLUID (KG/S)	HEAT (J/S)	SOLUTE (KG/S)	FLUID (KG)	HEAT (J)	SOLUTE (KG)	FLUID (KG)	HEAT (J)	SOLUTE (KG)
1 16 1 1- 7	0.996	8.352E+04		0.00	0.00		7.75E+06	6.49E+11	

2 37 1 1- 7	-1.00	-3.150E+04	7.78E+06	2.94E+11	0.00	0.00

TOTAL - PRODUCTION	1.00	3.822E+04	7.78E+06	2.94E+11		
- INJECTION	0.996	8.352E+04			7.75E+06	6.49E+11

THE FOLLOWING PARAMETERS WERE IN EFFECT DURING THE TIME STEP JUST COMPLETED

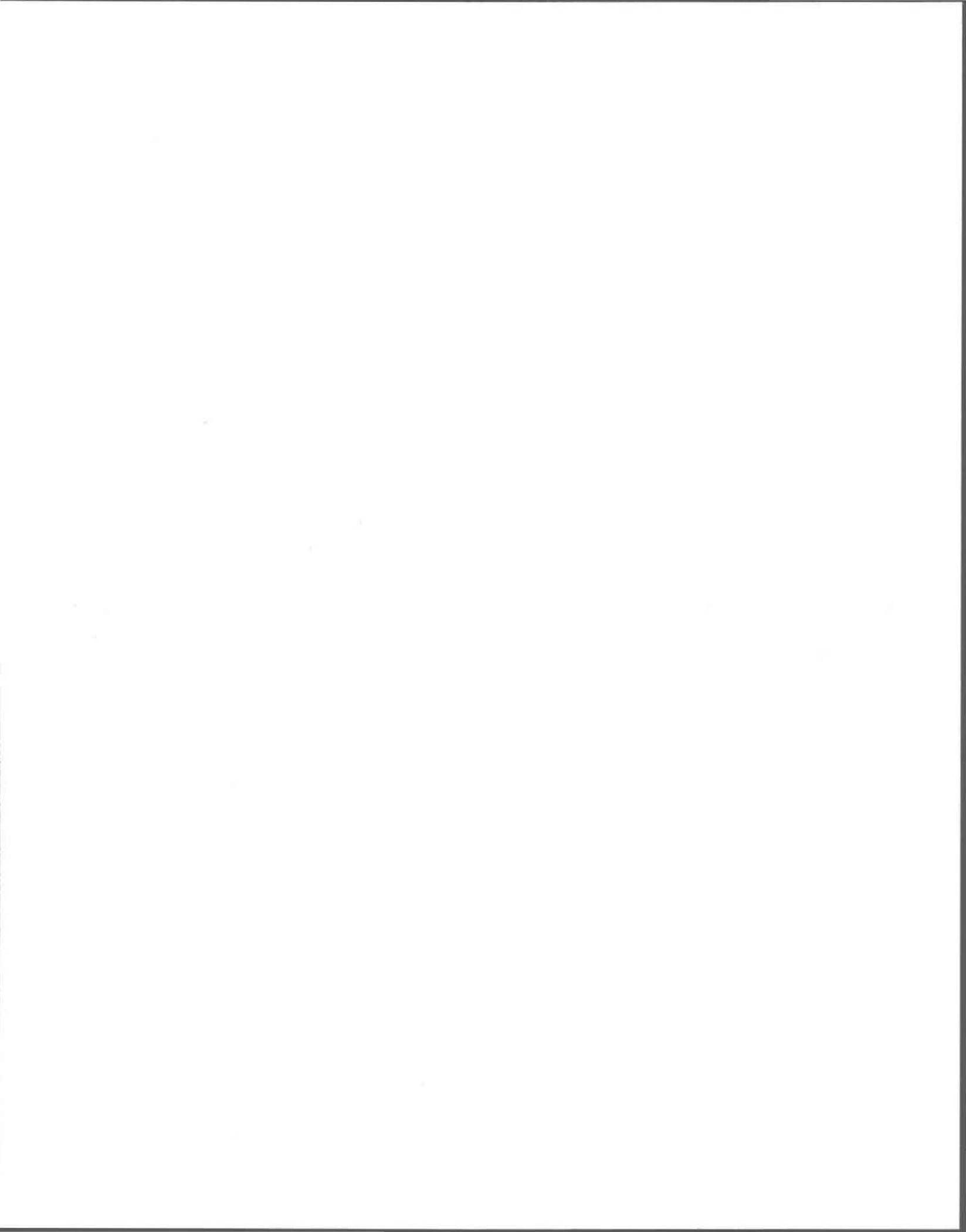
WELL NO.	TOP COMPLETION LAYER CELL PRESSURE (PA)	WELL DATUM PRESSURE (PA)	WELL HEAD PRESSURE (PA)	WELL DATUM TEMPERATURE (DEG.C)	WELL HEAD TEMPERATURE (DEG.C)	MASS FRACTION (-)
1	6.9826E+04	6.7866E+04		20.0	0.0	
2	6.7418E+04	6.8024E+04		10.7	0.0	

PER LAYER FLUID PRODUCTION/INJECTION RATES- (KG/S) (INJECTION IS POSITIVE)

LAYER NO.	WELL NUMBER	
	1	2
7	1.508E-03	-1.519E-03
6	3.120E-03	-3.042E-03
5	0.247	-0.242
4	0.493	-0.507
3	0.247	-0.242
2	3.121E-03	-3.042E-03
1	1.524E-03	-1.519E-03

PER LAYER HEAT PRODUCTION/INJECTION RATES- (J/S) (INJECTION IS POSITIVE)

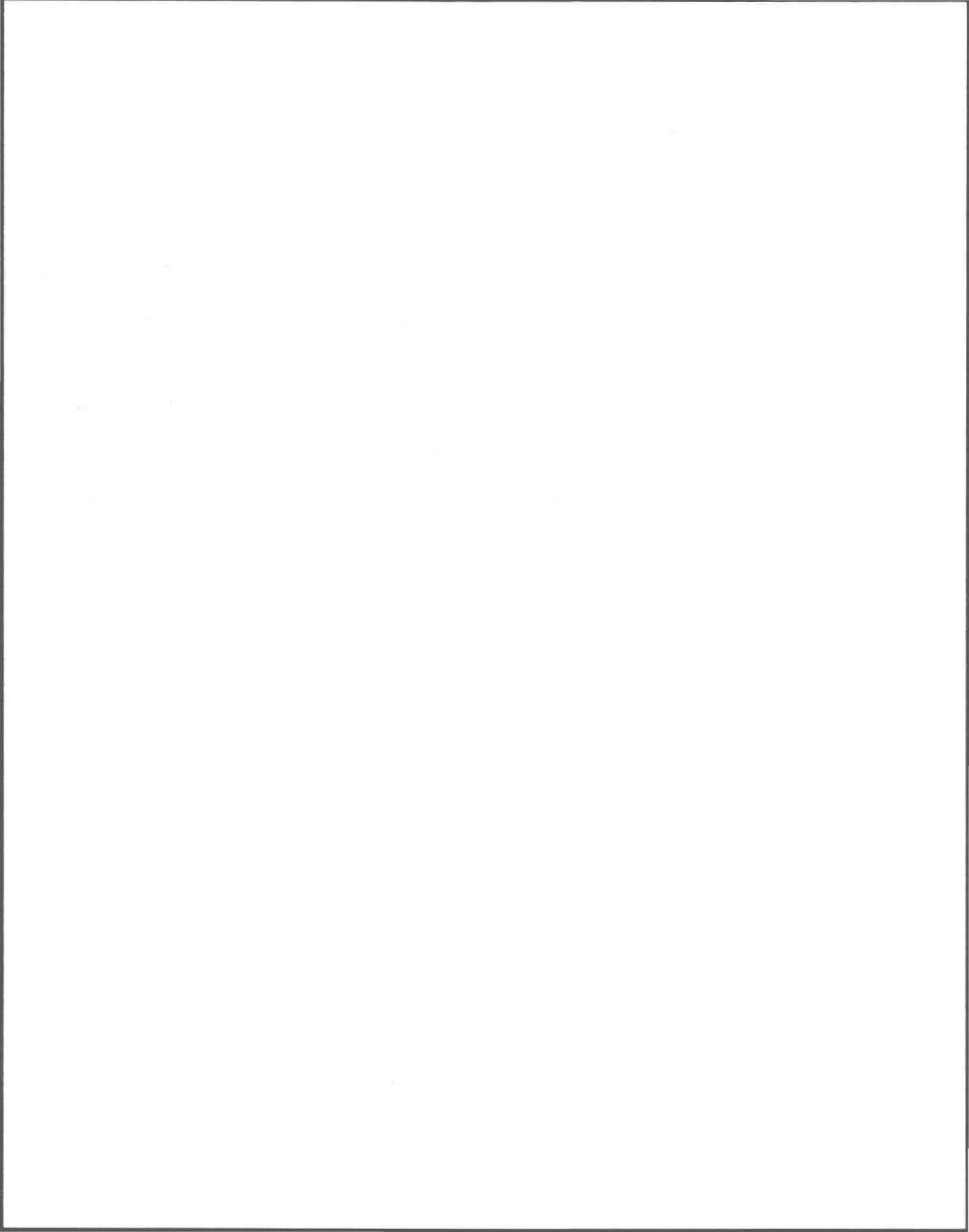
LAYER NO.	WELL NUMBER	
	1	2
7	126.	-57.5
6	262.	-116.
5	2.071E+04	-9.143E+03
4	4.134E+04	-1.285E+04
3	2.069E+04	-9.165E+03
2	262.	-116.
1	128.	-57.5



ANNEXE B

Exemple d'un fichier résultat obtenu du modèle HST3D

Aquifère de la région de Rivière-du-Loup



```

*****
*                                     *
*   THREE DIMENSIONAL FLOW, HEAT AND SOLUTE   *
*   TRANSPORT SIMULATOR - (HST3D):RELEASE - 1.4 *
*                                     *
*****

```

essai193
nappe de Riviere Du Loup

*** FUNDAMENTAL INFORMATION ***

CARTESIAN COORDINATES
HEAT TRANSPORT SIMULATION
NO SOLUTE TRANSPORT SIMULATON
WELLBORE MODEL MAY INCLUDE : FLUID PRESSURE DROP
HEAT BALANCE UP THE RISER PIPE
INPUT DATA IS EXPECTED IN METRIC UNITS

*** PROBLEM DIMENSIONING INFORMATION ***

NUMBER OF NODES IN X-DIRECTION	NX ...	50
NUMBER OF NODES IN Y-DIRECTION	NY ...	15
NUMBER OF NODES IN Z-DIRECTION	NZ ...	5
NUMBER OF POROUS MEDIA ZONES	NPMZ .	1
NUMBER OF SPECIFIED PRESSURE, TEMPERATURE OR MASS FRACTION B.C.	NPTCBC	150
NUMBER OF SPECIFIED FLUX B.C. CELLS (FLOW, HEAT OR SOLUTE).....	NFBC .	0
NUMBER OF HEAT CONDUCTION B.C. CELLS	NHCBC	231
NUMBER OF NODES OUTSIDE REGION FOR EACH HEAT CONDUCTION B.C. CELL	NHCN	2
NUMBER OF AQUIFER INFLUENCE FUNCTION CELLS	NAIFC	0
NUMBER OF LEAKAGE CELLS	NLBC .	0
NUMBER OF WELLS	NWEL .	2

DIRECT D4 SOLVER IS SELECTED

ABBREVIATED DIAGONAL CROSS-DISPERSIVITY COEFFICIENT STORAGE ALLOCATED

THE A4 ARRAY IN D4DES IS DIMENSIONED	255029	ELEMENTS
THE TOTAL STORAGE REQUIRED BY THE DIRECT METHOD IS	273779	ELEMENTS
THE TOTAL STORAGE REQUIRED BY THE ITERATIVE METHOD IS	26250	ELEMENTS
TOTAL LENGTH OF LABELED COMMON BLOCKS	6681	BYTES
	REQUIRED	COMPILED
LENGTH OF VARIABLE LENGTH REAL ARRAY (VPA ARRAY)	410061	ELEMENTS 600000 ELEMENTS
LENGTH OF VARIABLE LENGTH INTEGER ARRAY (IVPA ARRAY)	26686	ELEMENTS 60000 ELEMENTS

*** TIME INVARIANT OR STATIC DATA ***

X-DIRECTION NODE COORDINATES (M)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.00	30.00	56.00	79.00	97.00	110.00	121.00	129.00	135.00	140.00

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
143.00	145.00	147.00	149.00	150.00	151.00	152.00	154.00	156.00	159.00
21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
164.00	170.00	175.00	180.00	185.00	190.00	195.00	198.00	201.00	204.00
31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
206.00	207.00	208.00	209.00	210.00	211.00	212.00	214.00	218.00	222.00
41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
228.00	233.00	240.00	250.00	280.00	300.00	330.00	373.00	435.00	500.00

Y-DIRECTION NODE COORDINATES (M)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.00	25.00	50.00	75.00	85.00	95.00	98.00	100.00	102.00	105.00
11	12	13	14	15					
115.00	125.00	150.00	175.00	200.00					

Z-DIRECTION NODE COORDINATES (M)

1	2	3	4	5
0.00	5.00	10.00	15.00	20.00

Z-AXIS IS POSITIVE VERTICALLY UPWARD

*** WELL DATA ***

WELL NO.	PERFORATIONS				CALCULATION TYPE	WELL DIAMETER (M)
	I	J	K1	K2		
1	15	8	1	5	11	2.000E-01

2 35 8 1 5 11 2.000E-01
 WELL NO. 1 SPECIFIED FLOW RATE ALLOCATION BY MOBILITY
 WELL NO. 2 SPECIFIED FLOW RATE ALLOCATION BY MOBILITY

ELEMENT LEVEL EFFECTIVE AMBIENT LAYER WELL FLOW FACTOR
 NO. PERMEABILITY NO. (M**3)
 (M**2)

WELL NO. 1

5			1.951E-10
4	2.000E-11	4	3.903E-10
3	2.000E-11	3	3.903E-10
2	2.000E-11	2	3.903E-10
1	2.000E-11	1	1.951E-10

WELL NO. 2

5			1.951E-10
4	2.000E-11	4	3.903E-10
3	2.000E-11	3	3.903E-10
2	2.000E-11	2	3.903E-10
1	2.000E-11	1	1.951E-10

*** CALCULATION INFORMATION ***

TOLERANCE FOR P,T,C ITERATION (FRACTIONAL DENSITY CHANGE) ... TOLDEN 0.0100
 MAXIMUM NUMBER OF ITERATIONS ALLOWED ON P,T,C EQUATIONS MAXITN 5
 CENTERED-IN-TIME (CRANK-NICHOLSON) DIFFERENCING FOR TEMPORAL DERIVATIVE
 CENTERED-IN-SPACE DIFFERENCING FOR CONVECTIVE TERMS
 THE CROSS-DERIVATIVE HEAT AND SOLUTE FLUX TERMS WILL BE APPROXIMATED
 BY AMPLIFYING THE DIAGONAL COEFFICIENTS OF THE DISPERSION TENSOR

*** TRANSIENT DATA ***

SPECIFIED BOUNDARY PRESSURES (PA)

VERTICAL SLICES

J = 1

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	1.0000E+05									
4	1.4905E+05									
3	1.9811E+05									
2	2.4717E+05									
1	2.9622E+05									

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
5										
4										
3										
2										
1										
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
5										
4										
3										
2										
1										
	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
5										
4										
3										
2										
1										
	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
5										0.0000
4										4.9054E+04
3										9.8109E+04
2										1.4717E+05
1										1.9622E+05

ASSOCIATED BOUNDARY TEMPERATURES FOR INFLOW (DEG.C)

VERTICAL SLICES

J = 1

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	9.0									
4	9.0									
3	9.0									
2	9.0									
1	9.0									

*** TRANSIENT WELL DATA ***

WELL NO.	FLOW RATE (M**3/S)	SURFACE PRESSURE (PA)	WELL DATUM PRESSURE (PA)	PRESSURE LIMITED?	INJECTION TEMPERATURE (DEG.C)	INJECTION MASS FRACTION (-)
1	1.0000E-03			NO	30.00	
2	-1.0000E-03			NO		

*** CALCULATION INFORMATION ***

AUTOMATIC TIME STEP CONTROL PARAMETERS

MAXIMUM PRESSURE CHANGE ALLOWED PER TIME STEP.....	DPTAS	5.00E+04	(PA)
MAXIMUM TEMPERATURE CHANGE ALLOWED PER TIME STEP	DTTAS	5.0	(DEG.C)
MAXIMUM MASS FRACTION CHANGE ALLOWED PER TIME STEP ..	DCTAS	0.00	(-)
MINIMUM TIME STEP REQUIRED	DTIMMN	4.32E+04	(S)
MAXIMUM TIME STEP ALLOWED	DTIMMX	4.32E+05	(S)
TIME AT WHICH NEXT SET OF TIME VARYING PARAMETERS WILL BE READ	TIMCHG	8.640E+06	(S); 100. (D)

*** OUTPUT AT END OF TIME STEP NO. 70 ***

TIME	8.640E+06 (S);	100. (D)
CURRENT TIME STEP LENGTH	1.680E+05 (S);	1.94 (D)
PRESSURE (PA)		

VERTICAL SLICES

J = 1

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	1.00000E+05	94189.	89001.	84417.	80825.	78225.	76020.	74412.	73204.	72196.
4	1.49054E+05	1.43243E+05	1.38052E+05	1.33466E+05	1.29873E+05	1.27273E+05	1.25067E+05	1.23460E+05	1.22252E+05	1.21244E+05
3	1.98109E+05	1.92298E+05	1.87104E+05	1.82517E+05	1.78923E+05	1.76322E+05	1.74116E+05	1.72509E+05	1.71301E+05	1.70293E+05
2	2.47170E+05	2.41353E+05	2.36157E+05	2.31569E+05	2.27974E+05	2.25373E+05	2.23167E+05	2.21559E+05	2.20351E+05	2.19343E+05
1	2.96220E+05	2.90409E+05	2.85211E+05	2.80621E+05	2.77026E+05	2.74425E+05	2.72219E+05	2.70611E+05	2.69403E+05	2.68395E+05
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
5	71591.	71187.	70783.	70378.	70176.	69974.	69772.	69367.	68962.	68354.
4	1.20639E+05	1.20235E+05	1.19831E+05	1.19426E+05	1.19224E+05	1.19022E+05	1.18820E+05	1.18415E+05	1.18010E+05	1.17402E+05
3	1.69687E+05	1.69283E+05	1.68879E+05	1.68475E+05	1.68273E+05	1.68071E+05	1.67868E+05	1.67464E+05	1.67059E+05	1.66451E+05
2	2.18738E+05	2.18334E+05	2.17930E+05	2.17525E+05	2.17323E+05	2.17121E+05	2.16919E+05	2.16514E+05	2.16109E+05	2.15501E+05
1	2.67789E+05	2.67385E+05	2.66981E+05	2.66577E+05	2.66375E+05	2.66173E+05	2.65970E+05	2.65566E+05	2.65161E+05	2.64553E+05

	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
5	67341.	66123.	65108.	64092.	63076.	62060.	61045.	60435.	59827.	59218.
4	1.16389E+05	1.15171E+05	1.14156E+05	1.13140E+05	1.12125E+05	1.11109E+05	1.10093E+05	1.09484E+05	1.08875E+05	1.08267E+05
3	1.65438E+05	1.64220E+05	1.63205E+05	1.62189E+05	1.61174E+05	1.60158E+05	1.59143E+05	1.58534E+05	1.57925E+05	1.57316E+05
2	2.14488E+05	2.13270E+05	2.12255E+05	2.11240E+05	2.10224E+05	2.09209E+05	2.08193E+05	2.07584E+05	2.06976E+05	2.06367E+05
1	2.63540E+05	2.62322E+05	2.61307E+05	2.60292E+05	2.59277E+05	2.58261E+05	2.57246E+05	2.56637E+05	2.56028E+05	2.55420E+05

	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
5	58812.	58609.	58407.	58204.	58001.	57799.	57596.	57191.	56381.	55572.
4	1.07861E+05	1.07658E+05	1.07455E+05	1.07253E+05	1.07050E+05	1.06848E+05	1.06645E+05	1.06240E+05	1.05430E+05	1.04621E+05
3	1.56911E+05	1.56708E+05	1.56505E+05	1.56303E+05	1.56100E+05	1.55897E+05	1.55695E+05	1.55290E+05	1.54480E+05	1.53672E+05
2	2.05962E+05	2.05759E+05	2.05556E+05	2.05354E+05	2.05151E+05	2.04948E+05	2.04746E+05	2.04341E+05	2.03532E+05	2.02723E+05
1	2.55014E+05	2.54812E+05	2.54609E+05	2.54406E+05	2.54204E+05	2.54001E+05	2.53799E+05	2.53394E+05	2.52585E+05	2.51776E+05

	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
5	54360.	53351.	51941.	49929.	43918.	39920.	33932.	25354.	12983.	0.00000
4	1.03409E+05	1.02401E+05	1.00990E+05	98979.	92968.	88971.	82983.	74406.	62035.	49054.
3	1.52460E+05	1.51451E+05	1.50041E+05	1.48030E+05	1.42019E+05	1.38022E+05	1.32035E+05	1.23458E+05	1.11089E+05	98109.
2	2.01511E+05	2.00503E+05	1.99093E+05	1.97082E+05	1.91072E+05	1.87075E+05	1.81088E+05	1.72512E+05	1.60144E+05	1.47170E+05
1	2.50564E+05	2.49556E+05	2.48146E+05	2.46135E+05	2.40126E+05	2.36130E+05	2.30143E+05	2.21567E+05	2.09199E+05	1.96220E+05

TEMPERATURE (DEG.C)

VERTICAL SLICES

J = 1

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	8.88	9.07	9.30	9.40	9.43	9.44	9.43	9.42	9.42	9.41
4	8.88	9.08	9.30	9.40	9.43	9.43	9.42	9.42	9.41	9.40
3	8.88	9.09	9.31	9.40	9.42	9.42	9.41	9.40	9.39	9.39
2	8.89	9.11	9.32	9.40	9.41	9.40	9.39	9.39	9.38	9.37
1	8.89	9.12	9.32	9.39	9.40	9.40	9.39	9.38	9.37	9.37

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
5	9.41	9.40	9.40	9.40	9.40	9.40	9.39	9.39	9.39	9.39
4	9.40	9.40	9.39	9.39	9.39	9.39	9.39	9.39	9.38	9.38
3	9.39	9.38	9.38	9.38	9.38	9.38	9.37	9.37	9.37	9.37
2	9.37	9.37	9.37	9.36	9.36	9.36	9.36	9.36	9.36	9.35
1	9.36	9.36	9.36	9.36	9.36	9.35	9.35	9.35	9.35	9.35

	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
5	9.38	9.37	9.37	9.36	9.36	9.35	9.35	9.34	9.34	9.34

4	9.37	9.37	9.36	9.36	9.35	9.35	9.34	9.34	9.33	9.33
3	9.36	9.35	9.35	9.34	9.34	9.33	9.33	9.32	9.32	9.32
2	9.35	9.34	9.33	9.33	9.32	9.32	9.31	9.31	9.31	9.30
1	9.34	9.33	9.33	9.32	9.32	9.31	9.31	9.30	9.30	9.30

	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
5	9.33	9.33	9.33	9.33	9.33	9.33	9.33	9.32	9.32	9.32
4	9.33	9.33	9.33	9.32	9.32	9.32	9.32	9.32	9.31	9.31
3	9.31	9.31	9.31	9.31	9.31	9.31	9.31	9.31	9.30	9.30
2	9.30	9.30	9.30	9.30	9.30	9.30	9.30	9.29	9.29	9.29
1	9.30	9.29	9.29	9.29	9.29	9.29	9.29	9.29	9.28	9.28

	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
5	9.31	9.30	9.30	9.29	9.25	9.23	9.20	9.16	9.10	9.04
4	9.30	9.30	9.29	9.28	9.25	9.23	9.20	9.16	9.10	9.04
3	9.29	9.29	9.28	9.27	9.24	9.22	9.19	9.15	9.09	9.03
2	9.28	9.27	9.27	9.26	9.23	9.21	9.18	9.14	9.09	9.03
1	9.27	9.27	9.26	9.25	9.22	9.20	9.18	9.14	9.08	9.03

*** GLOBAL FLOW BALANCE SUMMARY ***

CURRENT TIME STEP	RATES	AMOUNTS
FLUID INFLOW	1.664831E+01 (KG/S)	2.797135E+06 (KG)
FLUID OUTFLOW	1.662715E+01 (KG/S)	2.793580E+06 (KG)
CHANGE IN FLUID IN REGION	2.120304E-02 (KG/S)	3.562389E+03 (KG)
RESIDUAL IMBALANCE	4.122496E-05 (KG/S)	6.926334E+00 (KG)
FRACTIONAL IMBALANCE		0.0000
HEAT INFLOW	7.154374E+05 (J/S)	1.202029E+11 (J)
HEAT OUTFLOW	6.567340E+05 (J/S)	1.103399E+11 (J)
CHANGE IN HEAT IN REGION	6.603786E+04 (J/S)	1.109523E+10 (J)
RESIDUAL IMBALANCE	7.334479E+03 (J/S)	1.232289E+09 (J)
FRACTIONAL IMBALANCE		0.0103

CUMULATIVE SUMMARY

	AMOUNTS
FLUID INFLOW	1.996120E+08 (KG)
FLUID OUTFLOW	1.153534E+08 (KG)
CHANGE IN FLUID IN REGION	8.425717E+07 (KG)
FLUID IN REGION	8.460058E+08 (KG)
RESIDUAL IMBALANCE	-1.407135E+03 (KG)
FRACTIONAL IMBALANCE	0.0000
HEAT INFLOW	8.277861E+12 (J)
HEAT OUTFLOW	4.514825E+12 (J)
CHANGE IN HEAT IN REGION	6.739182E+12 (J)
HEAT IN REGION	6.181606E+13 (J)

RESIDUAL IMBALANCE 2.976146E+12 (J)
 FRACTIONAL IMBALANCE 0.3595

CUMULATIVE SPECIFIED P CELL FLUID NET INFLOW 8.432493E+07 (KG)
 CUMULATIVE FLUX B.C. FLUID NET INFLOW 0.000000E+00 (KG)
 CUMULATIVE LEAKAGE B.C. FLUID NET INFLOW 0.000000E+00 (KG)
 CUMULATIVE AQUIFER INFLUENCE FLUID NET INFLOW 0.000000E+00 (KG)

CUMULATIVE SPECIFIED T CELL OR ASSOCIATED WITH
 SPECIFIED P CELL HEAT NET INFLOW..... 3.174455E+12 (J)
 CUMULATIVE FLUX B.C. HEAT NET INFLOW 0.000000E+00 (J)
 CUMULATIVE LEAKAGE B.C. HEAT NET INFLOW 0.000000E+00 (J)
 CUMULATIVE AQUIFER INFLUENCE HEAT NET INFLOW 0.000000E+00 (J)
 CUMULATIVE HEAT CONDUCTION B.C. HEAT NET INFLOW -9.433622E+10 (J)

*** WELL SUMMARY ***

WELL NO.	WELL LOCATION			FLOW RATES (POSITIVE IS INJECTION)			CUMULATIVE PRODUCTION			CUMULATIVE INJECTION		
	I	J	K	FLUID (KG/S)	HEAT (J/S)	SOLUTE (KG/S)	FLUID (KG)	HEAT (J)	SOLUTE (KG)	FLUID (KG)	HEAT (J)	SOLUTE (KG)
1	15	8	1- 5	0.993	1.248E+05		0.00	0.00		8.49E+06	1.07E+12	
2	35	8	1- 5	-1.00	-4.463E+04		8.56E+06	3.38E+11		0.00	0.00	
TOTAL - PRODUCTION				1.00	4.549E+04		8.56E+06	3.38E+11				
- INJECTION				0.993	1.248E+05					8.49E+06	1.07E+12	

THE FOLLOWING PARAMETERS WERE IN EFFECT DURING THE TIME STEP JUST COMPLETED

WELL NO.	TOP COMPLETION LAYER CELL PRESSURE (PA)	WELL DATUM PRESSURE (PA)	WELL HEAD PRESSURE (PA)	WELL DATUM TEMPERATURE (DEG.C)	WELL HEAD TEMPERATURE (DEG.C)	MASS FRACTION (-)
1	7.1706E+04	7.4975E+04		30.0	0.0	
2	5.6282E+04	5.4851E+04		11.1	0.0	

PER LAYER FLUID PRODUCTION/INJECTION RATES- (KG/S) (INJECTION IS POSITIVE)

LAYER NO.	WELL NUMBER	
	1	2
5	0.124	-0.125
4	0.248	-0.251
3	0.248	-0.250
2	0.248	-0.249
1	0.124	-0.124

PER LAYER HEAT PRODUCTION/INJECTION RATES- (J/S) (INJECTION IS POSITIVE)

LAYER NO.	WELL NUMBER	
	1	2
5	1.554E+04	-5.519E+03

4	3.120E+04	-1.141E+04
3	3.123E+04	-1.130E+04
2	3.123E+04	-1.100E+04
1	1.560E+04	-5.409E+03

SPECIFIED PRESSURE, TEMPERATURE, OR MASS FRACTION B.C. FLOW RATES
POSITIVE IS INTO THE REGION

FLUID (KG/S)

VERTICAL SLICES

J = 1

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	0.1183									
4	0.2361									
3	0.2358									
2	0.2372									
1	0.1173									
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
5										
4										
3										
2										
1										
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
5										
4										
3										
2										
1										
	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
5										
4										
3										
2										
1										
	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50

1 4426.

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
5										
4										
3										
2										
1										

	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
5										
4										
3										
2										
1										

	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
5										
4										
3										
2										
1										

	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
5										-4470.
4										-8925.
3										-8948.
2										-8841.
1										-4495.

HEAT CONDUCTION B.C. HEAT FLOW RATES
 POSITIVE IS INTO THE REGION

HEAT (J/S)

VERTICAL SLICES

J = 5

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5								-153.4	-116.1	-82.42
4										
3										
2										
1										

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
5	-50.88	-40.44	-40.44	-30.93	-20.91	-21.28	-32.53	-45.21	-58.87	-99.76
4										
3										
2										
1										

	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
5	-148.1	-157.1	-147.9	-150.8	-150.8	-147.1	-111.7	-80.63	-77.14	-61.33
4										
3										
2										
1										

	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
5	-35.64	-23.38	-23.01	-22.65	-22.31	-21.97	-32.48	-63.11	-81.08	-96.89
4										
3										
2										
1										

	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
5										
4										
3										
2										
1										