POLYPUBLIE
Polytechnique Montréal

POLYTECHNIQUE MONTRÉAL
UNIVERSITÉ D'INGÉNIERIE

Titre: Title:	Convolution non stationnaire de fonctions de transfert pour la simulation efficace des systèmes géothermiques de puits à colonne permanente
Auteur: Author:	Gabrielle Beaudry
Date:	2021
Type:	Mémoire ou thèse / Dissertation or Thesis
Référence: Citation:	Beaudry, G. (2021). Convolution non stationnaire de fonctions de transfert pour la simulation efficace des systèmes géothermiques de puits à colonne permanente [Thèse de doctorat, Polytechnique Montréal]. PolyPublie. https://publications.polymtl.ca/9962/

Document en libre accès dans PolyPublie
Open Access document in PolyPublie

URL de PolyPublie: PolyPublie URL:	https://publications.polymtl.ca/9962/
Directeurs de recherche: Advisors:	Philippe Pasquier, & Denis Marcotte
Programme: Program:	Génie minéral

Ce fichier a été téléchargé à partir de PolyPublie, le dépôt institutionnel de Polytechnique Montréal
This file has been downloaded from PolyPublie, the institutional repository of Polytechnique Montréal

https://publications.polymtl.ca

POLYTECHNIQUE MONTRÉAL
affiliée à l'Université de Montréal

Convolution non stationnaire de fonctions de transfert pour la simulation efficace des systèmes géothermiques de puits à colonne permanente

GABRIELLE BEAUDRY
Département des génies civil, géologique et des mines

Thèse présentée en vue de l'obtention du diplôme de *Philosophiæ Doctor*
Génie minéral

Décembre 2021

© Gabrielle Beaudry, 2021.

POLYTECHNIQUE MONTRÉAL
affiliée à l'Université de Montréal

Cette thèse intitulée :

Convolution non stationnaire de fonctions de transfert pour la simulation efficace des systèmes géothermiques de puits à colonne permanente

présentée par **Gabrielle BEAUDRY**
en vue de l'obtention du diplôme de *Philosophiæ Doctor*
a été dûment acceptée par le jury d'examen constitué de :

Benoît COURCELLES, président
Philippe PASQUIER, membre et directeur de recherche
Denis MARCOTTE, membre et codirecteur de recherche
Louis LAMARCHE, membre
Alain DASSARGUES, membre externe

REMERCIEMENTS

Avant tout, je tiens à remercier mon directeur de recherche, Philippe Pasquier, pour la qualité de l'encadrement que j'ai pu recevoir de sa part ces cinq dernières années. Au-delà de sa grande disponibilité, de sa vision et de son expertise technique, je lui suis reconnaissante d'avoir pu être intégrée à un groupe de recherche dynamique, professionnel et humain.

Je remercie également mon co-directeur, Denis Marcotte, pour ses conseils et son oeil aiguisé qui ont certainement contribué à la qualité de la recherche accomplie.

J'adresse mes remerciements aux membres du jury, Benoît Courcelles, Louis Lamarche et Alain Dassargues, pour leur temps consacré à cette thèse.

Merci à Angelo Zarrella, pour sa collaboration généreuse et le partage de son expertise. J'en profite aussi pour remercier Étienne Bélanger, Pierre Beaudry et Léo Cerclet pour leur aide précieuse au laboratoire de Varennes. Je me souviendrai particulièrement de l'accident de tondeuse et de la famille de marmottes.

Enfin, je salue avec affection les amis et collègues du groupe de recherche. La pandémie a quelque peu interrompu nos sessions Thèsez-vous, les soirées G2H et nos pauses-café, mais ce n'est que partie remise.

Ce projet a été réalisé avec le soutien de CanmetÉNERGIE, le Conseil de recherche en sciences naturelles et en génie du Canada, la Fondation canadienne pour l'innovation, Forage FTE, Hydro-Québec, l'Institut de l'énergie Trottier et Richelieu Hydrogéologie. Qu'ils en soient remerciés.

RÉSUMÉ

Les puits à colonne permanente sont des systèmes géothermiques hautement efficaces dont le fonctionnement repose sur la recirculation de l'eau souterraine dans un puits profond et ouvert au roc. Le contact direct entre l'eau et la paroi du forage contribue à favoriser le transfert thermique, qui peut aussi être considérablement amélioré en déviant ou "saignant" une partie de l'eau pompée pour stimuler les influx advectifs et le renouvellement de l'eau à l'intérieur du puits. Ces pratiques sont associées à des réductions significatives de la longueur de l'échangeur de chaleur souterrain, des coûts d'installation et de l'espace au sol requis par rapport aux systèmes conventionnels en boucle fermée. En contribuant ainsi à accroître l'attrait économique et pratique des solutions géothermiques, les puits à colonne permanente offrent un potentiel intéressant de valorisation de cette option pour améliorer l'efficacité énergétique et réduire les émissions de gaz à effet de serre associées au chauffage et à la climatisation des bâtiments.

Lors de la conception des systèmes géothermiques, l'un des principaux enjeux consiste à déterminer la longueur optimale de l'échangeur de chaleur souterrain qui puisse satisfaire les besoins thermiques du bâtiment tout en minimisant les coûts entraînés par les opérations de forage et l'aménagement des puits. À cet effet, il convient généralement de conduire une étude de conception détaillée, ce qui implique d'une part la caractérisation du site d'installation et d'autre part la modélisation de la réponse thermique du système au profil de charge envisagé. Dans le cas des puits à colonne permanente, cette dernière tâche est associée à une complexité particulière découlant entre autres du couplage important entre le transfert de chaleur et l'écoulement de l'eau souterraine. Si de nombreuses stratégies de modélisation numérique ont été proposées pour répondre à cette problématique, des limitations importantes subsistent néanmoins quant à leur fiabilité et à la lourdeur informatique associée à leur résolution.

Le présent ouvrage s'attaque directement à ces enjeux en visant le développement et la validation d'outils de simulation des puits à colonne permanente qui soient flexibles, précis et suffisamment rapides pour permettre leur potentielle utilisation à des fins de conception et d'amélioration des stratégies de contrôles. Dans un premier temps, un modèle numérique d'éléments finis est donc développé et validé en utilisant les données issues de la caractérisation détaillée du site d'installation d'un puits à colonne permanente expérimental, une avancée importante en regard de la quantité et de la qualité des données mobilisées. Le modèle développé utilise comme valeurs d'entrée la charge thermique et les débits de pompage et de saignée imposés au puits, définit la présence d'un gradient géothermique et des variations

saisonnières de température, et utilise une distribution hétérogène des propriétés physiques dans le milieu géologique. Il est démontré que ces derniers facteurs exercent une influence significative sur la performance des opérations de saignée en raison de leur impact sur la température des influx advectifs à la paroi des forages. Les résultats de l'exercice de validation suggèrent enfin que la stratégie de modélisation retenue permet de reproduire l'évolution du rabattement pendant un essai de pompage et la température du fluide pendant un essai de réponse thermique et 25 jours d'opération dynamique en chauffage avec des erreurs moyennes absolues respectives de 7.3 cm, 0.15 ℃ et 0.32 ℃.

L'enjeu relié au temps de calcul élevé des simulations numériques est ensuite abordé en transférant aux puits à colonne permanente une méthode reposant sur le principe de superposition et le théorème de convolution. Celle-ci implique que la fonction de transfert représentant la réponse impulsionnelle du système – soit la température de l'eau souterraine à la sortie du puits en réponse à une impulsion thermique unitaire et constante – soit d'abord évaluée numériquement, puis convoluée afin d'obtenir une évaluation presque instantanée de la réponse thermique à un profil de charge dynamique. Pour tenir compte de la variation des débits de pompage et de saignée dans les puits à colonne permanente, une méthode originale est ensuite développée qui repose sur la convolution non stationnaire de fonctions de transfert. Flexible, la méthode proposée permet de considérer la présence de plusieurs puits, la distribution hétérogène des propriétés du milieu géologique, et s'applique aussi à des simulations faisant intervenir la variation des débits de circulation et des vitesses d'écoulement souterrain dans les systèmes en boucle fermée. La précision des estimations fournies est vérifiée numériquement et établie à quelques centièmes de degrés Celsius. Enfin, les gains d'efficacité sont mis en évidence par le temps requis pour compléter une simulation annuelle ayant un pas de temps d'une heure, qui est de seulement quelques minutes comparativement à plus de 11 jours pour un modèle numérique de référence.

Afin de mettre en valeur l'efficacité des outils de simulation développés dans la thèse, un algorithme de simulation itératif est finalement implémenté, qui repose sur l'utilisation de fonctions de transfert numériques et la convolution non stationnaire pour représenter les composantes souterraines d'un système de puits à colonne permanente et la méthode utilisée dans le logiciel EnergyPlus pour évaluer l'efficacité des thermopompes en fonction de la charge thermique et des débits d'opération imposés. Cet algorithme est appliqué à l'évaluation de la performance de différentes stratégies de contrôle des débits de pompage et de saignée. À cet effet, 34 simulations annuelles sont conduites, dont les résultats suggèrent l'adoption de débits élevés en périodes d'opération soutenue pour modérer l'amplitude de l'évolution thermique de l'eau souterraine. Il s'agit d'une pratique qui permet de minimiser la sollicitation du système auxiliaire, ce qui se manifeste dans les scénarios étudiés par un

important potentiel de réduction de la puissance électrique appelée et des coûts associés. Enfin, le contrôle complémentaire des débits, visant à maintenir une différence de température de 2 ℃ à l'échangeur de chaleur intermédiaire, est identifié comme une mesure efficace pour réduire la consommation énergétique du système tout en minimisant le volume d'eau extrait des puits par les opérations de saignée.

En somme, l'ensemble des travaux conduits dans le cadre de la thèse mène à une meilleure compréhension des phénomènes qui favorisent une opération efficace des puits à colonne permanente, via le développement d'outils de simulation qui ont démontré être flexibles, fiables et efficaces. Des recherches futures, traitant notamment de l'intégration d'interférences thermiques indépendantes et de l'accélération de l'évaluation des fonctions de transfert, sont prévues afin d'élargir encore davantage le champ d'application et l'efficacité des techniques proposées. Il est attendu que ces avancées se traduisent par une amélioration des pratiques de conception et d'opération des puits à colonne permanente, menant par le fait même à des performances accrues et à une éventuelle adoption plus large de la géothermie comme mesure d'économie d'énergie et de gestion de la demande en puissance du secteur du bâtiment.

ABSTRACT

Standing column wells are highly efficient ground heat exchangers that rely on the recirculation of groundwater in a deep and uncased borehole. The performance of these systems can be enhanced by discharging or "bleeding" part of the pumped water, an action that promotes advective heat transfer and renewal of the well's water content. These elements are associated with higher heat exchange rates than the conventional closed-loop configuration, which allows to reduce the size and cost of the underground components. With an enhanced perspective regarding the practical and economic aspects of ground-source heat pumps installation, standing column wells may thus represent an important asset on the road towards a more sustainable and low-carbon built environment.

To ensure an appropriate sizing of the ground heat exchanger that minimizes the costs while maintaining indoor thermal comfort at acceptable levels, it is common practice to perform a careful design analysis. This process usually involves proceeding to the detailed characterization of the experimental site and forecasting the system's energy performance through the computation of the fluid's temperature as a function of a thermal load signal. Advanced numerical modelling can serve this purpose as it allows the definition of complex geometries and coupling the thermal and hydraulic processes involved in the operation of standing column wells. However, the lack of comprehensive experimental validation studies and the heavy computational load associated with these methods still act as disincentives that prevent them from being routinely used.

The present thesis intends to facilitate the conception of standing column wells and the development of innovative control strategies by working towards flexible, reliable and efficient simulation tools of these systems. Hence, a finite element numerical model is first developed and validated following the extensive characterization of an experimental standing column well, which constitutes an important step with regard to the quality and the comprehensive nature of the collected data. The model's inputs are the thermal load imposed by the mechanical equipment and the pumping and bleeding flow rates. Advanced features, such as the geothermal gradient, the seasonal temperature fluctuations and the heterogeneous distribution of the ground's physical properties, are also explicitly described. It is shown that these elements exert significant influence on the efficiency of the bleed operations, owing to their impact on the temperature of the advective influxes coming through the borehole wall. Simulations reproducing the drawdown at the well during a pumping test, and the operating temperatures during a thermal response test and 25 days of dynamic winter operation, show

that the model allows evaluating these parameters with mean absolute errors of 7.3 cm, 0.15 ℃, and 0.32 ℃, respectively.

The direct solution of differential equations involved in numerical modelling is associated with a heavy computational load that can be simplified by superposition and convolution schemes. For the first time, these techniques are applied to the simulation of standing column wells. A transfer function representing the normalized response of the numerical model to a constant heat load is first evaluated and convolved for a near-instant estimation of the system's temperature evolution in response to a dynamic heat load pattern. To be able to represent the influence of dynamic pumping and bleeding flow rates, an original method is then developed that relies on non-stationary convolutions. Flexible, this method allows considering multi-borehole systems, a heterogeneous distribution of the ground's physical properties, and also applies to the simulation of time-variant circulation flow rates and groundwater velocities in closed-loop systems. The accuracy of the proposed technique is evaluated following a numerical validation, and estimated to be around a few hundredths of a degree. On a last note, the few minutes required to achieve an annual simulation having hourly time steps stress the efficiency of the developed method, and compare very favourably to the 11 days required by the reference numerical model.

At last, a powerful simulation algorithm is implemented to illustrate the potential application of the tools developed in this work to the performance assessment of various constant and dynamic flow rate control strategies. The iterative algorithm relies on numerical transfer functions and the non-stationary convolution technique to simulate the underground components of a standing column well system, and the EnergyPlus approach to represent the heat pump's efficiency at full and part loads. The findings of 34 annual simulations suggest that using higher flow rates in peak conditions is a key element that minimizes auxiliary assistance, thus allowing the mitigation of peak power demand and the associated costs in the scenarios considered. It is also shown that complementary variable flow rate control aiming to maintain a 2 ℃ temperature difference across the plate heat exchanger provides significant energy savings while alleviating groundwater usage related to the bleeding operations.

The body of work achieved throughout the thesis sheds light on various elements contributing to the efficiency of standing column wells, and lays down new modelling tools that are fit for the adequate and efficient simulation of their thermal behaviour. Future research activities, aiming towards the integration of independent thermal interferences and the acceleration of the transfer functions' evaluation, should help further expand the scope of application of the proposed techniques as well as their efficiency. It is expected that these elements may foster improved design and operating practices, thus leading to enhanced performance and broader

adoption of this energy-efficient and low-carbon technology.

TABLE DES MATIÈRES

REMERCIEMENTS iii

RÉSUMÉ iv

ABSTRACT vii

TABLE DES MATIÈRES x

LISTE DES TABLEAUX xiv

LISTE DES FIGURES xv

LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS xx

CHAPITRE 1 INTRODUCTION 1

CHAPITRE 2 REVUE DE LITTÉRATURE 6
2.1 État de la technologie 6
2.1.1 Inventaire des pratiques d'installation et d'opération 7
2.1.2 Contributions scientifiques expérimentales 8
2.2 Stratégies de modélisation 11
2.2.1 Modèles analytiques 11
2.2.2 Modèles numériques de différences finies 13
2.2.3 Modèles numériques de volumes et d'éléments finis 14
2.3 Stratégies d'accélération du calcul 16
2.3.1 Superposition temporelle et spatiale 17
2.3.2 g-functions 18
2.3.3 Agrégation des charges 19
2.3.4 Théorème de convolution 20
2.3.5 Convolution non stationnaire 21
2.4 Synthèse 22

CHAPITRE 3 OBJECTIFS ET DÉMARCHE DE LA RECHERCHE 24
3.1 Premier objectif : développement et validation expérimentale d'un modèle de simulation des PCP 24

3.2 Deuxième objectif : proposition de la convolution non stationnaire pour accélérer la simulation des PCP 25
3.3 Troisième objectif : application des outils développés pour l'analyse des stratégies de contrôles d'un système de PCP 26

CHAPITRE 4 ARTICLE 1 : THE IMPACT OF ROCK FRACTURING AND PUMP INTAKE LOCATION ON THE THERMAL RECOVERY OF A STANDING COLUMN WELL : MODEL DEVELOPMENT, EXPERIMENTAL VALIDATION, AND NUMERICAL ANALYSIS 27
4.1 Abstract 27
4.2 Introduction 27
4.3 Experimental data acquisition 29
4.3.1 Large-scale laboratory and experimental standing column well 29
4.3.2 Experimental program 31
4.4 Model development 36
4.4.1 Modeling strategy 36
4.4.2 Model additional features 41
4.5 Experimental validation 42
4.5.1 Simulation strategy 43
4.5.2 Simulation results 43
4.5.3 Sensitivity analysis 46
4.6 Numerical analysis 49
4.6.1 Effect of the depth of a fractured zone 49
4.6.2 Effect of the pumping arrangement 51
4.7 Conclusion 52
4.8 Acknowledgments 53
4.9 Nomenclature 54

CHAPITRE 5 ARTICLE 2 : A FAST CONVOLUTION-BASED METHOD TO SIMULATE TIME-VARYING FLOW RATES IN CLOSED-LOOP AND STANDING COLUMN WELL GROUND HEAT EXCHANGERS 56
5.1 Abstract 56
5.2 Introduction 56
5.3 Theoretical background 59
5.3.1 Temporal superposition 60
5.3.2 Fast simulation of non-stationary GHE operations 61
5.4 Verification scenarios 70

5.4.1 Reference finite element models 71
5.4.2 Case studies 71
5.5 Results and discussion 75
5.5.1 General analysis 75
5.5.2 Accuracy and reliability 85
5.5.3 Performance and computing times 85
5.5.4 Practical considerations 87
5.6 Conclusion 88
5.7 Acknowledgments 89
5.8 Appendix A. Numerical example 89
5.9 Nomenclature 94

CHAPITRE 6 ARTICLE 3 : FLOW RATE CONTROL IN STANDING COLUMN WELLS : A FLEXIBLE SOLUTION FOR REDUCING THE ENERGY USE AND PEAK POWER DEMAND OF THE BUILT ENVIRONMENT 96
6.1 Abstract 96
6.2 Introduction 97
6.3 Description of the case study 100
6.3.1 Multilayered geological environment 100
6.3.2 Ground-source heat pump system 101
6.3.3 Ground heat exchanger 102
6.3.4 Flow control strategies 102
6.4 Modeling strategy 105
6.4.1 Ground heat exchanger 105
6.4.2 Mechanical equipment 108
6.4.3 Iterative solution 110
6.4.4 System's overall performance 110
6.5 Results and discussion 113
6.5.1 Comparative analysis of the systems' overall performance 113
6.5.2 Detailed analysis of *Case 4b* with 5 SCWs 118
6.5.3 Computing efficiency of the simulation algorithm 120
6.6 Conclusions 121
6.7 Acknowledgments 122
6.8 Appendix A. 122
6.9 Nomenclature 124

CHAPITRE 7 DISCUSSION GÉNÉRALE 126

7.1 Importance des conditions hydrogéologiques locales 126
7.1.1 Résultats numériques 126
7.1.2 Comparaison de deux sites expérimentaux 127
7.2 Validation expérimentale d'un modèle numérique d'éléments finis 129
7.3 Accélération des simulations stationnaires et non stationnaires 130
7.4 Efficacité du contrôle variable des débits d'opération 132

CHAPITRE 8 CONCLUSION ET PERSPECTIVES 134
8.1 Synthèse des travaux 134
8.2 Contributions originales 135
8.3 Recommandations 136

RÉFÉRENCES 138

LISTE DES TABLEAUX

4.1 Experimental apparatus installed and their specifications. 30
4.2 Summary of the experimental program conducted at the Varennes site and associated results. 32
4.3 Geometry of the finite-element model used to represent the experimental SCW. 39
4.4 Equivalent properties of model materials. 39
4.5 Errors of scenarios 1, 2, and 3 for the 24-day thermal response test and 25-day winter operation test. 47
5.1 Material properties used for the development of the reference numerical models representing a closed-loop and a standing column well GHE. . 71
5.2 Identification of the verification scenarios involving instantaneous and gradual non-stationary transitions in the operation of a closed-loop and a standing column well GHEs. 73
5.3 Circulation rates used in the verification scenarios representing the non-stationary operation of a closed-loop and a standing column well GHEs and the corresponding fluid residence time. 73
5.4 Computing times and residuals for the reference numerical models and IC-combination method used for the simulation of eight scenarios representing the time-variant operation of a closed-loop and a standing column well GHEs. 75
6.1 Characteristics of the water-to-water heat pump. 101
6.2 Total flow rates used for the evaluation of the transfer functions (see their illustration in Fig. 6.6). 106
6.3 Computing time (s) of the proposed algorithm for the simulation of the hourly annual operation of a 4-SCWs and a 5-SCWs systems located in a multilayered geological setting and operating with constant and variable flow rate control. 121
6.4 Vertical distribution of the physical properties on the study site . . . 123
6.5 Material properties used for the development of the reference numerical models representing a 4-SCWs and a 5-SCWs GHEs. 123
6.6 Coefficients for the water-to-water energy performance calculations. . 123

LISTE DES FIGURES

1.1 Schéma d'une pompe à chaleur. 2
1.2 Schéma d'un PCP. 4
2.1 Évolution du nombre de termes de la superposition temporelle en fonction du nombre de pas de temps. 20
4.1 Large-scale mobile geothermal laboratory in a maritime container (upper left), water heater used for thermal response tests (upper right), heat pumps used to generate a heating or a cooling load (lower left) and water treatment unit (lower right). 30
4.2 Illustration of the experimental installation at the Varennes site. . . . 31
4.3 Undisturbed ground temperature (left), stratigraphy (center), and detail of the well layout (right). 33
4.4 Interpretation of the pumping test (top) and thermal response test (bottom). 35
4.5 Monitored inlet and outlet temperatures (top), flow rates (center), and thermal loads (bottom) during a 25-day winter operation test. 37
4.6 Geometry and boundary conditions of the hydraulic (blue) and heat transfer unspecified (not to scale). 40
4.7 Simulated hydraulic head (top), Darcy velocity (center), and temperature (bottom) for t=16.5 days during the 25-day winter operation test. 44
4.8 Experimental and simulated drawdowns at the SCW during the 6-day pumping test (top), and experimental and simulated inlet and outlet temperatures during the 24-day thermal response test (center) and during the 25-day winter operation test (bottom). 45
4.9 Experimental and simulated temperatures inside the reinjection pipes (downward) and annular space (upward) during the 24-day thermal response test (top) and 25-day winter operation experiment (bottom). 46
4.10 Comparison of experimental and simulated inlet and outlet temperatures for Scenario 1 (reference), Scenario 2 ($Q_{g,sub} = 0$), and Scenario 3 ($\phi = 1$) during the 24-day thermal response test (upper line) and 25-day winter operation experiment (lower line). 47

4.11 Simulated temperature at the well outlet during a 120-day constant heat extraction involving a 30% bleed for a top-pumped (red) and down-pumped (blue) configuration. 50
4.12 Total simulated heat flux at the end of a 120-day constant heat extraction involving a 30% bleed for a top-pumped configuration, with a homogeneous bedrock (top), surficial (center), and deep (bottom) fractured zones. 51
4.13 Simulated temperature inside the homogeneous bedrock, surficial, and deep fractured zones during a 120-day constant heat extraction involving a 30% bleed. 52
5.1 Definition of bidimensional transfer function $g(t, \tau)$ for the stationary convolution (left), non-stationary convolution depending on input time τ (center), and non-stationary combination depending on output time t (right). 61
5.2 Definition of a non-stationary problem divided into $m = 9$ time steps and $n = 3$ segments s, each being represented by a different transfer function $g_{s=1,2,3}$ that accounts for an individual set of constant operating conditions. 63
5.3 IC-combination method for the fast evaluation of a non-stationary GHE operation involving time-variant operating parameters : a) Non-stationary combination, b) Instantaneous transition and interpolation of signals over fluid transit time, c) Gradual transition and corrected non-stationary combination, d) Scaled correction function used in c), e) Evaluation of the first intermediate scaled correction function, f) Evaluation of the second intermediate scaled correction function. The shaded areas illustrate the role of the scaled correction function. . . . 65
5.4 Flowchart for the fast evaluation of the outlet fluid temperature of a GHE using the IC-combination method. 69
5.5 3D closed-loop (left) and 2D axisymmetrical standing column well (right) reference numerical models geometry and boundary conditions (not to scale). 72
5.6 Scenario 1 involving time-variant circulation rates in a closed-loop GHE. Description (top) and results provided by the non-stationary combination (lower left), IC-combination (lower center), and associated residuals (lower right). 77

5.7 Scenario 2 involving time-variant pumping rates in a standing column well GHE. Description (top) and results provided by the non-stationary combination (lower left), IC-combination (lower center), and associated residuals (lower right). 78
5.8 Scenario 3 involving time-variant groundwater velocities in a closed-loop GHE. Description (top) and results provided by the non-stationary combination (lower left), IC-combination (lower center), and associated residuals (lower right). The shaded areas intend to demonstrate the correspondence between the difference, $\Delta T_{NSC} - \Delta T_{REF}$ (NSC graph), and the correction function, λ (ICC graph). 79
5.9 Scenario 4 involving a time-variant discharge rate in a standing column well GHE. Description (top) and results provided by the non-stationary combination (lower left), IC-combination (lower center), and associated residuals (lower right). The shaded areas intend to demonstrate the correspondence between the difference, $\Delta T_{NSC} - \Delta T_{REF}$ (NSC graph), and the correction function, λ (ICC graph). 80
5.10 Scenario 5 involving time-variant circulation rates and groundwater velocities in a closed-loop GHE. Description (top) and results provided by the non-stationary combination (lower left), IC-combination (lower center), and associated residuals (lower right). The shaded areas intend to demonstrate the correspondence between the difference, $\Delta T_{NSC} - \Delta T_{REF}$ (NSC graph), and the correction function, λ (ICC graph). . . 81
5.11 Scenario 6 involving time-variant pumping and discharge rates in a standing column well GHE. Description (top) and results provided by the non-stationary combination (lower left), IC-combination (lower center), and associated residuals (lower right). The shaded areas intend to demonstrate the correspondence between the difference, $\Delta T_{NSC} - \Delta T_{REF}$ (NSC graph), and the correction function, λ (ICC graph). . . 82
5.12 Scenario 7 involving the application of the IC-combination method to the long-term simulation of the temperature evolution of a closed-loop GHE with time-variant circulation rates and groundwater velocities. Note that the MAE is 0.037 ℃ and the maximum absolute error is 0.333 ℃. 83

5.13 Scenario 8 involving the application of the IC-combination method to the long-term simulation of the temperature evolution of a standing column well GHE with time-variant pumping and discharge rates. Note that the MAE is 0.027 ℃ and the maximum absolute error is 0.097 ℃. 84
5.14 Absolute errors compared with the number of time steps since the last transition in operating parameters (left), and absolute errors compared with the output temperature derivative (right) for Scenarios 1 to 8. . 86
5.15 Detail of the IC-combination computing time allocation during the evaluation of each scenario. 87
6.1 Illustration of the multilayered geological environment on the study site. 101
6.2 Estimated annual hourly heating and cooling loads of the study building. 102
6.3 Geometry of the two standing column well borehole fields considered in the study (not to scale). 103
6.4 Constant (*Case 1*) and dynamic (*Cases 2, 3, 4*) flow rate control strategies considered for the operation of a SCW system. The pumping and circulation flow rates $\dot{V}$ (top row) and discharge flow rate $\dot{B}$ (bottom row) are the control variables considered. 104
6.5 Inputs considered for the evaluation of the SCW systems' overall performance. 111
6.6 Transfer functions representing the 4-SCWs (left) and 5-SCWs (right) borehole fields' response to a constant 1 kW power input while operating with constant flow rates (see Table 6.2 for detailed values). . . . 114
6.7 Details of the annual energy use of the 4-SCWs (top row) and 5-SCWs (bottom row) systems operating with constant (*Case 1)* and variable (*Cases 2, 3, 4*, where *a*, *b* and *c* represent temperature differences of 1, 2 and 3 ℃ across the plate heat exchanger) flow rate control. . . . 115
6.8 Details of the maximal annual peak power demand of the 4-SCWs (top row) and 5-SCWs (bottom row) systems operating with constant (*Case 1)* and variable (*Cases 2, 3, 4*, where *a*, *b* and *c* represent temperature differences of 1, 2 and 3 ℃ across the plate heat exchanger) flow rate control. 116
6.9 Details of the annual operating costs of the 4-SCWs (top row) and 5-SCWs (bottom row) systems operating with constant (*Case 1)* and variable (*Cases 2, 3, 4*, where *a*, *b* and *c* represent temperature differences of 1, 2 and 3 ℃ across the plate heat exchanger) flow rate control. The costs are specified in Canadian currency. 117

6.10 Total volume of groundwater discharged from the wells annually in the 4-SCWs and 5-SCWs systems operating with constant (*Case 1)* and variable (*Cases 2, 3, 4*, where *a*, *b* and *c* represent temperature differences of 1, 2 and 3 ℃ across the plate heat exchanger) flow rate control. 117

6.11 Pumping and circulation flow rates (top row), discharge flow rate (middle row), and average draw- down in the wells (bottom row) during the simulation of Case 4b representing the operation of a 5-SCWs system with variable flow rate control. 119

6.12 Operating temperatures and numerical validation (top row), heat pump COP (middle row), and detailed energy use (bottom row) during the simulation of *Case 4b* representing the operation of a 5-SCWs system with dynamic flow rate control. 120

LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS

ERT	Essai de réponse thermique
GES	Gaz à effet de serre
PCP	Puits à colonne permanente
PEHD	Polyéthylène haute densité
PVC	Polychlorure de vinyl

CHAPITRE 1 INTRODUCTION

Lors de l'adoption de l'accord de Paris en décembre 2015, l'ensemble de la communauté internationale s'est engagé collectivement à limiter le réchauffement planétaire à 2 ℃ par rapport au niveau préindustriel. Selon le GIEC (2014), l'atteinte de cet objectif implique que, d'ici 2050, les pays industrialisés devront impérativement avoir réduit leurs émissions de gaz à effet de serre (GES) de 40 à 70% en deçà du niveau de 2010. Le secteur du bâtiment fait partie des principaux secteurs économiques visés par ces resserrements en raison de l'empreinte carbone associée aux activités de chauffage et de climatisation (GlobalABC, 2019). À titre d'exemple, en 2018 ces dernières étaient à l'origine d'environ 15% des émissions canadiennes et 10% des émissions québécoises de GES (RNCan, 2018; MELCC, 2018).

En lien avec ces recommandations, le *Plan pour une économie verte 2030* du gouvernement du Québec (MELCC, 2020) prévoit des engagements pour la décarbonation rapide du chauffage des bâtiments au profit de sources d'énergies renouvelables. Il est attendu que ce virage se produise dans le contexte d'une augmentation importante de la demande en électricité, menant à la nécessité de sécuriser de nouvelles sources d'approvisionnements de longue durée dès 2026 et à la création de besoins additionnels se chiffrant à plus de 65% de la capacité de production actuelle à l'horizon 2050 (Hydro-Québec, 2020; MELCC, 2019). Considérant la nature de la demande en chauffage, qui exerce déjà une pression importante sur le réseau électrique lors des pointes de consommation hivernale, il est donc essentiel que des actions vigoureuses soient posées au niveau de la gestion de la demande en puissance et du déploiement d'initiatives en efficacité énergétique afin de minimiser les coûts et inconvénients reliés à l'expansion prévisible des infrastructures électriques.

La géothermie de très basse température pourrait être appelée à jouer un rôle important dans la transformation énergétique du secteur du bâtiment grâce à son potentiel de réduction des besoins d'énergie et de puissance associés au chauffage et à la climatisation (HRAI, 2020). En allant puiser (ou rejeter) la majeure partie de l'énergie thermique requise (ou excédentaire) sous terre, cette technologie propose en effet d'employer une source locale et renouvelable, tout en permettant d'atteindre une efficacité énergétique de trois à cinq fois supérieure aux systèmes conventionnels de chauffage électrique grâce à l'utilisation d'une pompe à chaleur (Rees, 2016). Ces systèmes mécaniques permettent de transférer l'énergie thermique d'un réservoir à basse température vers un déversoir à haute température, soit dans le sens inverse de l'écoulement naturel de la chaleur (voir Fig. 1.1). Tout dépendant du mode d'opération en chauffage ou en climatisation, le bâtiment peut donc jouer le rôle du déversoir

à haute température ou du réservoir à basse température, et la contrepartie est assurée par un milieu extérieur quelconque (l'air ambiant, l'eau de surface, l'eau souterraine, les sols, le massif rocheux). Suivant le cycle thermodynamique de Carnot, l'efficacité théorique maximale des pompes à chaleur se produit néanmoins lorsque les températures des deux réservoirs sont rapprochées, ce qui favorise les milieux caractérisés par des capacités thermiques plus élevées comme le massif rocheux et l'eau. En effet, ceux-ci ont la capacité d'accumuler une grande quantité d'énergie thermique avant de connaître une variation de température et ont donc tendance à maintenir une température plus stable et proche de la zone de confort annuellement.

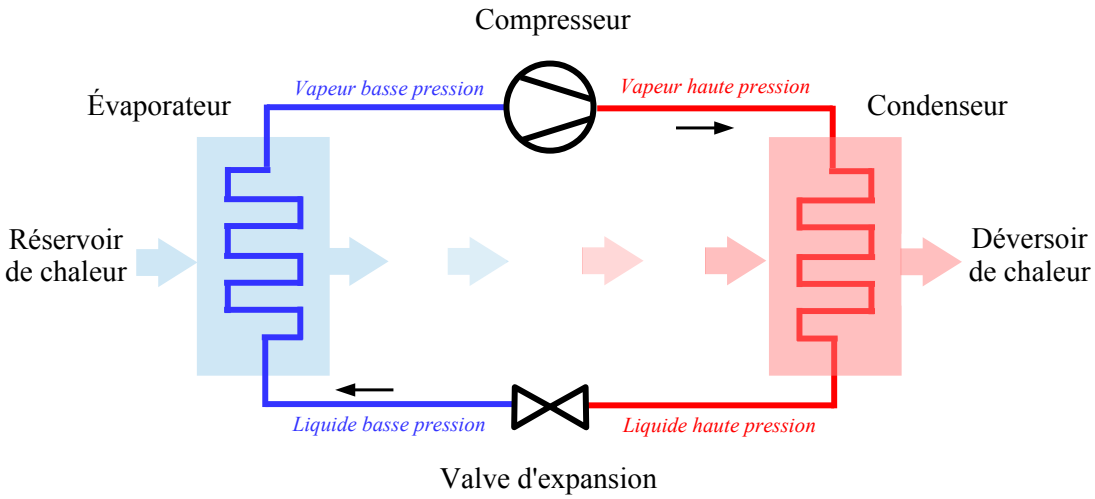

FIGURE 1.1 Schéma d'une pompe à chaleur.

Ce principe justifie l'approche adoptée par les systèmes géothermiques de très basse température, qui exploitent à l'aide d'un échangeur de chaleur souterrain le potentiel énergétique des milieux souterrains où sont retrouvées des températures stables allant de 10 à 30 °C. Le plus souvent, l'échangeur prend la forme d'une boucle fermée verticale, dont le fonctionnement repose sur la circulation d'un fluide caloporteur à l'intérieur de conduites insérées dans des forages verticaux pouvant atteindre 100 à 200 m de profondeur et comblés d'un matériau granulaire inerte (Rees, 2016). Cette configuration induit un transfert de chaleur par conduction entre le fluide caloporteur et le massif rocheux, mais la présence de matériaux peu conductifs à l'intérieur du puits peut contribuer à augmenter de manière significative la résistance thermique du système, la longueur de forage requise ainsi que les coûts de construction. À titre d'exemple, au Québec en 2010 le coût unitaire moyen d'un tel système s'élevait à près de 2 300 $/kW, considérant une demande moyenne d'environ 10 kW pour une résidence (CCEG, 2012).

Dans le but de réduire les coûts initiaux, il est possible d'adopter un échangeur qui prend la forme d'une boucle ouverte. Dans cette situation, l'échange thermique est plutôt réalisé avec l'eau souterraine, qui est pompée dans un puits peu profond (quelques dizaines de mètres) et ouvert au roc, puis rejetée en aval hydraulique dans un puits d'injection. En sollicitant un mode de transfert de chaleur principalement advectif, ces systèmes peuvent démontrer une performance thermique beaucoup plus intéressante qui permet de diminuer la profondeur et le nombre des forages et résulte de manière générale en des coûts initiaux deux fois moins élevés (CCEG, 2012). Les systèmes en boucle ouverte nécessitent toutefois la présence d'un aquifère productif et d'un champ capteur assez large. De plus, les études hydrogéologiques requises pour la recherche et l'évaluation de la ressource en eaux souterraines et la conception des puits, ainsi que les exigences de certains cadres réglementaires, peuvent engendrer des coûts supplémentaires et des délais importants dans la réalisation des travaux.

À mi-chemin entre les systèmes fermés et ouverts, les puits à colonne permanente (PCP) représentent une solution hybride qui tire parti des avantages reliés aux deux configurations classiques. Ces systèmes pompent l'eau souterraine dans un puits vertical ouvert profond (75 à 450 m) puis la réinjectent au sein du même puits, ce qui élimine les enjeux liés à la productivité de l'aquifère. D'autre part, l'utilisation d'un puits ouvert permet d'éviter l'utilisation de matériaux résistants thermiquement. Ainsi, le contact direct entre l'eau souterraine et le massif rocheux favorise l'échange de chaleur par conduction, en plus d'entraîner un certain apport advectif provenant des échanges hydrauliques entre le puits et le massif fracturé. La simple recirculation de l'eau souterraine dans les PCP serait associée à des réductions de la longueur de l'échangeur souterrain d'environ 40% par rapport aux systèmes conventionnels en boucle fermée (Yuill et Mikler, 1995; Yavuzturk et Chiasson, 2002; Deng O'Neill *et al.*, 2006). Le facteur déterminant de la performance des PCP réside toutefois dans l'action de purge ou de "saignée" d'une partie de l'eau pompée hors du puits, une opération qui favorise le transfert de chaleur advectif et stimule ainsi le renouvellement de l'eau contenue dans le système. Cette stratégie serait associée à des réductions de la longueur de l'échangeur de chaleur souterrain de l'ordre de 60% par rapport aux systèmes en boucle fermée, et à des puissances linéaires observées allant de 180 à 240 W/m (Orio, 1999; Deng O'Neill *et al.*, 2006; Nguyen *et al.*, 2020). La Fig. 1.2 illustre la configuration typique d'un PCP.

La grande efficacité thermique des PCP leur permet d'offrir un potentiel intéressant de réduction des coûts associés à l'installation des systèmes géothermiques, et leur configuration compacte en fait des candidats idéaux pour une installation en milieu urbain dense ou en ajout à des bâtiments existants. Quoique ces systèmes semblent bien implantés dans certains endroits du globe, notamment aux États-Unis (Orio *et al.*, 2005) et en Corée du Sud (Choi *et al.*, 2012), des obstacles s'opposent toujours à leur adoption à plus grande échelle.

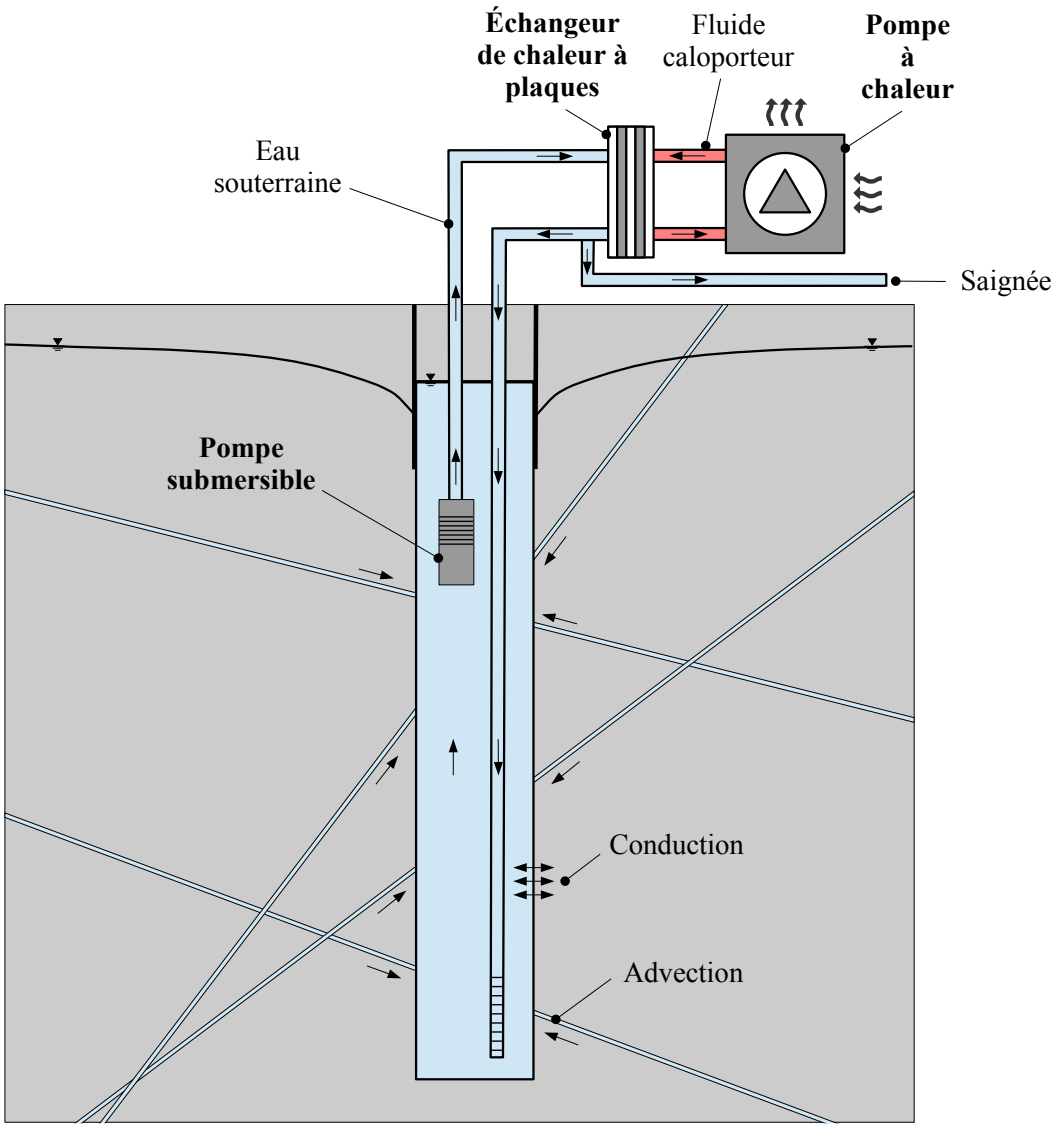

FIGURE 1.2 Schéma d'un PCP.

À ce titre, différentes explications peuvent être avancées, notamment les incertitudes reliées à l'utilisation directe de l'eau souterraine. En effet, des risques de colmatage des puits et des équipements sont encourus dans les milieux carbonatés ou en présence de fer et de manganèse (Houben, 2003). On note aussi des risques de développement de biomasse dans le massif poreux ou de biofilms sur les parois des équipements (Würdemann *et al.*, 2014). S'il s'agit de phénomènes qui ont fait l'objet de très peu d'études appliquées aux PCP, des travaux récents ont mis en lumière des stratégies qui permettent d'en limiter la portée (Eppner *et*

al., 2015, 2017a,b; Cerclet *et al.*, 2020). Par ailleurs, l'installation d'un échangeur de chaleur intermédiaire entre la boucle d'eau souterraine et la boucle secondaire de liquide caloporteur circulant dans les pompes à chaleur représente une solution efficace qui minimise les risques géochimiques et microbiologiques associés à l'utilisation de l'eau souterraine (Pasquier *et al.*, 2016).

Des raisons législatives sont aussi soulevées comme limitant la pénétration des PCP dans le marché de la géothermie. À titre d'exemple, la réglementation québécoise exige que l'eau souterraine pompée soit réintroduite dans son aquifère d'origine (RLRQ, 2021). Le forage d'un second puits d'injection peut à ce moment être envisagé, ce qui engendre néanmoins des coûts supplémentaires et limite les débits de saignée à la capacité de réinjection de celui-ci.

L'absence d'outils fiables et performants pour le dimensionnement des PCP rend finalement le processus de conception hasardeux en l'absence d'expertise qualifiée, ce qui pose un frein substantiel à l'essor de ces systèmes (Pasquier *et al.*, 2016). En effet, si des règles du pouce reliant la longueur de forage requise à la puissance demandée par le bâtiment sont disponibles, il est reconnu que le recours à ces méthodes comporte des risques importants de sous ou de surdimensionnement de l'échangeur de chaleur souterrain (Spitler et Cullin, 2008). Afin d'en évaluer la longueur optimale qui satisfasse aux besoins thermiques tout en minimisant le coût des forages, il convient généralement de conduire une étude de conception détaillée qui implique d'une part la caractérisation du site d'installation, et d'autre part la modélisation de la réponse thermique du système au profil de charge envisagé. Dans le cas des PCP, cette dernière tâche est associée à une complexité particulière découlant de l'importante composante advective du transfert de chaleur reliée à l'écoulement d'un grand volume d'eau dans le puits et à l'apport d'eau souterraine stimulé par l'activation de la saignée.

Différentes stratégies de simulation visant la prédiction des températures d'opération des PCP ont été développées au cours des dernières décennies, dont la revue détaillée est présentée au Chapitre 2 du présent ouvrage. Néanmoins, ces initiatives n'ont à ce jour été à la source d'aucun transfert vers l'industrie, notamment en raison de la rareté des jeux de données expérimentales disponibles pour leur validation, ainsi que de la complexité et de la lourdeur numérique de la plupart des méthodes suggérées.

Les travaux présentés dans cette thèse s'articulent autour de ce dernier point et visent le développement et la validation d'outils de simulation des PCP qui soient flexibles, fiables et efficaces. Il est attendu que les résultats obtenus contribuent à favoriser de meilleures pratiques de conception, à faciliter la conduite d'études portant sur l'amélioration des stratégies de contrôles, et ainsi à paver la voie vers l'adoption de ces systèmes par l'industrie et leur déploiement à plus large échelle.

CHAPITRE 2 REVUE DE LITTÉRATURE

Il est possible de retracer au milieu des années 1980 une première étude portant sur un système géothermique utilisant la recirculation de l'eau souterraine dans un puits ouvert au roc (Tan et Kush, 1986). C'est néanmoins une dizaine d'années plus tard que le concept de PCP s'installe réellement dans la littérature scientifique, avec l'introduction du principe de la saignée dont l'idée est attribuée à des foreurs et hydrogéologues Mainois (Orio, 1994). Cette stratégie d'opération est alors présentée comme un moyen de rétablir rapidement la température de l'eau entrant à la thermopompe lors de périodes de pointe et d'augmenter de manière significative la capacité des systèmes, ce qui les positionne en tant qu'alternative efficace et peu coûteuse aux systèmes conventionnels en boucle fermée.

Au début des années 2000, environ un millier de systèmes de PCP auraient été recensés en Amérique du Nord. Ceux-ci seraient concentrés dans une zone couvrant les États du Nord-Est américain jusqu'aux Appalaches canadiennes et principalement utilisés pour des applications résidentielles et commerciales de chauffage (Deng O'Neill *et al.*, 2006). Différents exemples de succès opérationnels sont rapportés au courant de cette période, notamment le cas d'un système de 700 kW installé dans une école primaire au Massachusetts et ayant offert des économies d'énergie de l'ordre de 687 GWh/an sur une dizaine d'années grâce à un échangeur souterrain constitué de six PCP de 455 m (Orio *et al.*, 2006).

Depuis, la mise en lumière de la relative simplicité d'installation et de l'efficacité des systèmes de PCP a contribué à stimuler l'intérêt pour cette technologie à l'extérieur de son lieu d'émergence. La présente revue de littérature propose un survol en trois temps des différentes initiatives de recherche ayant émergé de ce mouvement. En premier lieu, une synthèse de l'état des pratiques d'installation et d'opération est présentée dans le but d'identifier les éléments primordiaux contribuant à la performance thermique des PCP. En second lieu, une revue critique des différentes stratégies de modélisation de ces systèmes est présentée en fonction de leur capacité à représenter adéquatement les phénomènes hydrogéologiques et thermiques d'intérêt ayant été identifiés. Finalement, les stratégies utilisées pour réduire le temps de calcul associé à la simulation des systèmes géothermiques sont explorées.

2.1 État de la technologie

Les pratiques d'installation et d'opération des systèmes de PCP auraient été principalement développées et mises au point en fonction des conditions géologiques, de la réglementation

et de l'expertise locale de leur lieu d'émergence. Un certain nombre de travaux présentant la compilation et l'analyse de données recueillies de systèmes de PCP opérés avec succès au Nord-Est des États-Unis se retrouve tout de même dans la littérature. Ceux-ci, en plus d'une poignée de projets de recherche expérimentaux, permettent d'identifier les facteurs qui favorisent le fonctionnement efficace de ces systèmes. Une synthèse de ces informations est présentée ci-dessous.

2.1.1 Inventaire des pratiques d'installation et d'opération

Les zones favorables à l'installation des systèmes de PCP sont typiquement caractérisées par un socle rocheux peu profond et compétent permettant de minimiser les coûts associés à l'installation d'un tubage d'acier et les risques d'effondrement du puits. La présence de la nappe phréatique à proximité de la surface est aussi un facteur favorable qui permet de limiter les coûts associés au pompage (Spitler *et al.*, 2002; Orio *et al.*, 2005). Les paramètres locaux ayant le plus d'influence sur la performance de ces systèmes ont toutefois été identifiés comme étant des valeurs élevées de conductivité thermique et, dans une moindre mesure, de conductivité hydraulique du milieu géologique (Spitler *et al.*, 2002).

Les PCP sont généralement aménagés dans un forage dans le roc ayant un diamètre de 15 cm (6 po), avec une section légèrement plus large équipée d'un cuvelage d'acier au sommet de manière à contenir les dépôts meubles. La profondeur du puits est évaluée comme étant le paramètre de conception le plus important pour la performance du système et varie typiquement entre 75 m et 300 m pour une application résidentielle ou plutôt entre 180 m et 450 m dans le cas d'une application commerciale (Spitler *et al.*, 2002). Ce paramètre est le plus souvent déterminé en fonction de la demande thermique du bâtiment, selon une règle du pouce évaluée entre 187 et 233 W/m pour les régions caractérisées par des conditions géologiques favorables (Orio, 1999; Spitler *et al.*, 2002). Par ailleurs, il est suggéré qu'une distance d'environ 10 m entre les puits permette généralement d'éviter toute interaction thermique néfaste (Orio *et al.*, 2005).

L'eau souterraine est habituellement prélevée du puits au moyen d'une pompe submersible, puis réinjectée à l'extrémité opposée par des conduites de polyéthylène haute densité (PEHD). Les débits de pompage totaux recommandés sont de l'ordre de 2.2 L/min par kW de capacité des thermopompes (2 GPM/ton) (Yuill et Mikler, 1995). Le placement de la pompe submersible dans une chambre de pompage à proximité de la surface est noté comme étant un facteur qui permet de faciliter l'installation et l'entretien du système, et cette disposition est le plus souvent employée dans le cas de puits profonds (plus de 150 m) (Orio *et al.*, 2005). Une pratique courante consiste néanmoins à utiliser une conduite de refoulement de polychlorure

de vinyle (PVC) afin de situer la zone de pompage à la base du puits, où la température du sol est naturellement plus élevée (Orio, 1999).

La purge d'une partie de l'eau pompée hors du puits lors des périodes de pointe, communément appelée la "saignée", est largement reconnue comme étant un paramètre clé de l'efficacité des PCP (Spitler *et al.*, 2002). Cette opération vise à rabattre la nappe à proximité du puits, afin de stimuler le renouvellement de l'eau souterraine à l'intérieur de celui-ci et ainsi modérer la variation de la température à l'entrée des thermopompes lors de périodes d'opération soutenue. Il s'agit d'une pratique qui permet de 1) diminuer la profondeur des puits et les coûts qui y sont associés, 2) limiter la consommation énergétique en améliorant l'efficacité des thermopompes et 3) réduire le risque de gel dans les conduites (Rees *et al.*, 2004). Le ratio souhaitable du débit d'eau souterraine évacué du PCP par rapport au débit de pompage est généralement évalué entre 2 et 30%. Un optimum d'efficacité serait toutefois atteint entre 10 et 15%, après quoi les gains potentiels ne seraient considérables qu'en présence d'un risque de gel (Spitler *et al.*, 2002; Rees *et al.*, 2004).

Quoique la saignée soit un facteur significatif de la performance des PCP, sa mise en application comporte plusieurs défis techniques. La gestion de l'eau évacuée constitue l'un d'entre eux (Rees *et al.*, 2004). Son utilisation comme source d'eau domestique ou la simple évacuation dans un égout à proximité sont rapportées comme étant répandues (Spitler *et al.*, 2002). Néanmoins, l'obligation selon certaines législatures de retourner l'eau pompée à l'aquifère peut requérir le forage d'un second puits d'injection à proximité du PCP. La planification d'une stratégie de saignée pose aussi des défis techniques au point de vue de l'aménagement du puits puisque la position de la pompe et de la conduite de réinjection doit demeurer sous le niveau dynamique de l'eau souterraine en tout temps, ce qui implique de procéder à une étude hydrogéologique du site. Finalement, le rabattement du niveau d'eau dans le puits provoque aussi une augmentation des coûts associés au pompage qui pourrait nuire à la rentabilité du système lorsque le niveau d'eau est profond (>30 m) (Spitler *et al.*, 2002).

2.1.2 Contributions scientifiques expérimentales

Un nombre limité d'études expérimentales portant sur les PCP se retrouve dans la littérature scientifique. Néanmoins, un certain nombre d'initiatives en ce sens ont été entreprises au cours de la dernière décennie, dont la plupart portent sur la réalisation de courts essais de réponse thermique (ERT). Ce type d'essai consiste à chauffer un fluide –en l'occurrence l'eau souterraine– en utilisant une charge thermique constante, à le faire circuler en boucle dans l'échangeur de chaleur souterrain, puis à mesurer l'évolution de sa température (Gehlin, 2002). Dans la mesure où celle-ci est fonction des propriétés thermiques du puits et du

milieu géologique, une simple approximation de premier ordre permet par la suite d'évaluer la performance du système en termes de conductivité thermique effective (Mogensen, 1983). Parmi les essais recensés, ce paramètre est fréquemment utlisé pour quantifier et comparer l'effet de différents facteurs sur la performance des PCP.

L'influence du débit de pompage sur les propriétés thermiques d'un PCP a été investiguée à l'aide d'ERT conduits dans le cadre d'une étude de Chang *et al.* (2019). L'injection de 84 kW a été imposée à deux PCP de 410 et 415 m de profondeur sur une période de 24 h, en utilisant des débits de circulation de 183 et 265 L/min. L'interprétation des essais permet aux auteurs de constater qu'une valeur de résistance effective de forage 26 % plus faible est associée au débit de circulation plus élevé. Ils attribuent cette observation à une amélioration du transfert de chaleur convectif à la paroi du puits en raison de la plus grande turbulence du régime d'écoulement.

Des ERT ont aussi été réalisés pour évaluer l'influence de l'emplacement dans le puits de la zone de pompage et de la conduite de réinjection. Lee *et al.* (2016) ont à cet effet injecté 42 kW pendant 12 h sur un puits d'une longueur de 195 m en pompant au sommet et en réinjectant à la base, puis en adoptant la configuration inverse. Les valeurs de conductivité thermique effective obtenues indiquent une majoration de 6% de ce paramètre lorsque l'eau est pompée au sommet et réinjectée à la base du puits. Dans le cadre d'une analyse paramétrique basée sur l'injection continue de 80 kW dans deux PCP d'une longueur identique de 385 m, Chang *et al.* (2017) ont quant à eux observé une conductivité thermique 12% plus élevée dans le cas de la localisation du pompage au sommet du puits.

L'influence de la saignée sur les propriétés thermiques effectives d'un PCP a aussi été le sujet d'études. Choi *et al.* (2012) ont réalisé deux ERT d'une durée de 12 h en injectant 42 kW dans un puits de 195 m et en adoptant des débits de purge nuls et représentant 10% du débit total pompé lors du premier et du second essai, respectivement. Une conductivité thermique effective environ 1.5 fois plus élevée observée lors du second essai a permis aux auteurs de constater l'utilité de la saignée comme moyen d'améliorer la performance thermique d'un PCP. Ces observations sont appuyées par les résultats d'une étude similaire conduite par Lee (2019), qui démontre qu'une saignée constante de 25% du débit total pompé permet d'améliorer la conductivité thermique effective de 400% par rapport à un débit nul, et ce malgré la réinjection de l'eau purgée dans un puits d'injection situé à proximité.

L'effet de l'écoulement souterrain sur les propriétés thermiques des PCP a été constaté par Koenig et Goodhall (2010) lors d'un ERT conduit dans le cadre d'une analyse préliminaire pour l'installation d'un système. Pendant l'essai, 59 kW ont été injectés à un puits de 163 m sur une durée de 12 h. Une valeur de conductivité thermique nettement supérieure à la plage

prévue pour la formation géologique considérée a été évaluée par les auteurs, ce qu'ils attribuent à la présence de nombreuses fractures et d'abondantes venues d'eau au long du forage. Lee *et al.* (2018) arrivent à des conclusions similaires après avoir cherché à évaluer l'influence de différents paramètres (lithologie, profondeur du puits, taux d'injection de chaleur) sur la conductivité thermique effective de PCP de 300 à 400 m de profondeur. Les auteurs notent en effet une grande variabilité des résultats, qu'ils attribuent à l'écoulement de l'eau souterraine.

Kastrinos *et al.* (2019) ont plutôt utilisé un traceur chimique pour évaluer l'influence de l'écoulement souterrain et quantifier la composante advective du transfert de chaleur dans les PCP qui opèrent sans saignée. Dans cette étude, une solution de bromure a été injectée et recirculée dans un puits de 457 m, et l'évolution de sa concentration suivie sur une période de cinq jours. Il est d'abord noté que des venues d'eau importantes (>1000 L/min) ont été observées lors des opération de forage. Les résultats de la dilution du traceur permettent néanmoins d'estimer l'apport d'eau souterraine fraîche via le réseau de fractures à une infime fraction du débit de circulation total (0.56%), et de déduire des vitesses de Darcy plutôt modestes de l'ordre de 7 m/an. Selon les auteurs, ces résultats indiquent une contribution plutôt négligeable des apports advectifs sur le transfert de chaleur dans le système investigué comparativement à la conduction thermique. Il en est conclu que les débits observés lors des opérations de forage sont de mauvais indicateurs de la qualité de l'échange d'eau souterraine entre le puits et l'aquifère se produisant lors de l'opération d'un PCP sans saignée.

La faisabilité des systèmes de PCP en climat froid a finalement été le sujet de deux études expérimentales conduites au Québec. Dans le premier cas, le potentiel d'installation de ces systèmes pour des applications résidentielles est investigué (Minea, 2013). Pour ce faire, une extraction continue et intermittente de chaleur est imposée à deux PCP courts, respectivement d'une longueur de 61 et 122 m, en l'absence de saignée. Les conditions des essais ne permettent toutefois pas de maintenir la température à l'intérieur d'une plage acceptable pour la thermopompe. De plus, un dysfonctionnement du compresseur de la thermopompe est observé après une période de neuf mois d'opération, que l'auteur attribue à un colmatage de l'évaporateur relié à une mauvaise qualité de l'eau souterraine. Des solutions à ces problèmes d'opération sont apportées dans la seconde étude conduite par Nguyen *et al.* (2020). Les auteurs présentent le compte-rendu de l'opération dynamique en chauffage d'un PCP de 215 m sur une période de 26 jours, et intègrent une stratégie de saignée par paliers visant à garantir l'efficacité thermique tout en minimisant le volume d'eau extrait du puits. Les auteurs insistent aussi sur l'importance d'inclure un échangeur de chaleur intermédiaire entre la boucle d'eau souterraine et les thermopompes, afin d'éviter tout risque d'interruption des opérations et de faciliter l'entretien du système. Les résultats suggèrent que les stratégies adoptées permettent d'éviter les problèmes rencontrés dans l'étude de Minea (2013), dé-

montrent un potentiel d'extraction de chaleur de 120 à 160 W/m pour le système investigué et confirment l'intérêt d'utiliser les PCP pour réaliser des économies d'énergie reliées aux activités de chauffage en climat froid.

2.2 Stratégies de modélisation

Les modèles mathématiques prédictifs sont des outils puissants qui permettent d'anticiper l'évolution de la température d'un échangeur de chaleur souterrain à court et long terme, en fonction des besoins thermiques prévus pour le bâtiment. Il est primordial que de tels modèles soient disponibles à la fois dans le processus de conception, afin d'assurer un dimensionnement qui soit adéquat en termes de coûts et d'efficacité, et de manière générale pour favoriser le développement et l'optimisation des stratégies d'opération.

Dans le cas des systèmes géothermiques de PCP, l'objectif principal associé à leur modélisation consiste à prédire l'évolution de la température de l'eau souterraine à la sortie de l'échangeur de chaleur souterrain en réponse à la charge thermique imposée par le bâtiment. Afin d'obtenir une évaluation précise de ce paramètre, il est primordial d'intégrer différents facteurs d'influence dans le modèle de simulation. Comme il a été vu dans les sections précédentes, le contexte géothermique et hydrogéologique local, les caractéristiques géométriques du puits, le débit de circulation de la boucle d'eau souterraine et le débit de saignée sont identifiés comme étant des contributeurs majeurs du transfert thermique dans les systèmes de PCP. À cet effet, différentes approches de modélisation sont proposées dans la littérature et couvrent des stratégies variées allant :

- d'une approche analytique simple considérant uniquement le transfert de chaleur par conduction en réponse à une source unique et une impulsion thermique constante ;
- à une approche numérique complexe permettant de considérer des sources multiples et des impulsions thermiques variables dans le temps, couplant le transfert de chaleur à l'écoulement de l'eau souterraine afin de tenir compte du transport advectif relié au volume d'eau en recirculation dans le puits et à l'opération de la saignée.

Une revue de ces travaux est présentée dans la section suivante, en considérant l'évolution historique ainsi que la complexité des solutions proposées.

2.2.1 Modèles analytiques

Les premiers modèles de prédiction appliqués aux systèmes géothermiques ont été développés en assimilant l'échangeur souterrain à une source linéique de diffusion radiale, constante et uniforme de chaleur dans un milieu homogène et infini (Ingersoll *et al.*, 1954). Différentes

variations de ce modèle ont été développées afin de considérer une source cylindrique (Carslaw et Jaeger, 1959), un milieu bidimensionnel incorporant les effets axiaux (Zeng *et al.*, 2002), un gradient hydraulique (Sutton *et al.*, 2003), des forages inclinés (Cui *et al.*, 2006), l'effet de la résistance de forage sur la réponse thermique à court terme (Javed et Claesson, 2011), le débit de circulation (Cimmino, 2015), le court-circuit thermique et le temps de circulation du fluide à l'intérieur du puits (Beier et Spitler, 2016).

Cherchant à adapter ces techniques aux systèmes de PCP, Koenig et Goodhall (2010) ont proposé un modèle analytique simple permettant de représenter la température moyenne de l'eau souterraine dans le puits. Ce dernier considère une diffusion radiale en régime quasi-permanent et intègre les contributions de l'écoulement dans le puits et des apports advectifs au moyen d'un coefficient de transfert de chaleur. Une validation expérimentale est présentée, quoique celle-ci ne représente que 9 h d'un essai de réponse thermique avec une puissance de chauffage constante et laisse de côté la phase de restitution. Woods et Ortega (2011) ont quant à eux proposé d'évaluer analytiquement l'interférence thermique entre plusieurs PCP en divisant la réponse du champ thermique en trois régimes temporels distincts permettant de représenter 1) la capacité thermique de l'eau dans le puits, 2) la propagation radiale du front de chaleur par conduction et finalement 3) l'interférence thermique entre les puits. La vérification des résultats à l'aide d'un modèle numérique plus précis suggère toutefois des erreurs de l'ordre de 2-3 ℃.

Les modèles analytiques offrent une résolution simple et rapide du problème posé par le transfert de chaleur dans les systèmes géothermiques lorsque celui-ci peut être assimilé à un phénomène purement conductif et à un régime permanent. Ces modèles sont largement utilisés pour l'identification des paramètres thermiques et le dimensionnement des systèmes en boucle fermée (Spitler et Bernier, 2016). L'approximation de premier ordre de la source linéique infinie a aussi été appliquée à l'évaluation des propriétés thermiques des systèmes de PCP, tel que vu à la section 2.1.2. Néanmoins, la nature purement conductive du transfert de chaleur considéré par ces solutions limite leur applicabilité pour représenter des processus indissociables de l'opération de ces systèmes, notamment la présence de milieux géologiques hétérogènes, une géométrie complexe, les phénomènes transitoires reliés à des paramètres d'opération dynamiques et le transfert de chaleur advectif. Conséquemment et de manière plus importante, aucune méthode analytique ne permet à ce jour de considérer l'influence de la saignée sur la réponse thermique d'un PCP.

2.2.2 Modèles numériques de différences finies

Afin de mieux représenter la géométrie particulière aux systèmes de PCP, il est possible de discrétiser le domaine de calcul sur un maillage régulier en utilisant la méthode des différences finies. Cette méthode permet d'approcher la solution d'équations aux dérivées partielles, notamment l'équation de conservation de la chaleur, et rend donc possible une meilleure définition du problème tout en limitant la puissance informatique requise. Différents modèles utilisant cette stratégie ont été proposés pour intégrer l'écoulement de l'eau souterraine, l'interférence thermique entre plusieurs puits et le transfert de chaleur advectif relié aux opérations de saignée dans la modélisation des PCP.

Yuill et Mikler (1995) sont les premiers à intégrer l'écoulement de l'eau souterraine dans la modélisation du transfert de chaleur dans les systèmes de PCP. Pour ce faire, ils évaluent d'abord un "facteur d'eau souterraine". Celui-ci est obtenu analytiquement et considère la distribution des flux hydrauliques au droit du forage en régime permanent sous l'influence de la recirculation de l'eau souterraine dans le puits. Ce facteur est ensuite intégré à l'équation unidimensionnelle de conservation de la chaleur, qui est résolue numériquement en utilisant une approximation par différences finies. Le modèle développé ne permet toutefois pas de représenter les opérations de saignée.

Woods et Ortega (2011) cherchent quant à eux à analyser le transfert de chaleur d'un champ de PCP placés sur une ligne infinie et opérant simultanément à l'aide d'un modèle de différences finies. L'équation de conservation de la chaleur est discrétisée suivant une grille cartésienne en trois dimensions, et la géométrie du puits est assimilée à un carré. Le modèle considère directement le transfert de chaleur advectif dans la conduite de pompage et l'espace annulaire du puits. Toutefois, le transfert de chaleur dans le massif rocheux est assimilé à un phénomène de conduction pure via l'utilisation d'une conductivité thermique "améliorée", ce qui ne permet pas de représenter l'effet de la saignée. Les données d'un essai de réponse thermique d'une durée de 7 h sont utilisées pour la validation du modèle.

Lee (2011) utilise à son tour une définition en trois dimensions d'un modèle numérique de différences finies pour étudier le cas particulier d'un gradient hydraulique régional et son influence sur la performance des systèmes de PCP. Le modèle présenté propose de coupler l'écoulement de l'eau souterraine, représenté par l'équation de continuité et la loi de Darcy, avec l'équation de conservation de la chaleur. Des simulations bisannuelles permettent à l'auteur de conclure que la présence d'un gradient hydraulique régional a une influence bénéfique sur la performance d'un PCP situé dans un aquifère perméable, mais il n'est pas fait mention de la saignée.

Une première évaluation directe des apports advectifs entraînés par la saignée est proposée par Deng *et al.* (2005). Une résolution par différences finies de l'équation unidimensionnelle de conservation de la chaleur est d'abord utilisée pour représenter le transfert de chaleur dans le milieu géologique, et les échanges advectifs entre le massif rocheux et le puits sont simplement représentés par une conductivité thermique "améliorée" en l'absence de saignée. Lors de l'activation de ce paramètre, une description explicite des apports advectifs est toutefois intégrée à l'aide d'un terme représentant les flux hydrauliques en régime permanent. L'évaluation de la température à la paroi du forage permet par la suite d'évaluer la température moyenne de l'eau souterraine dans le puits au moyen d'un bilan d'énergie sur un noeud unique. Un compte-rendu de conférence des travaux de Ramesh et Spitler (2012) présente un modèle similaire, qui considère le court-circuit entre l'eau pompée et réinjectée via une représentation du puits quasi bidimensionnelle, ainsi qu'une distribution hétérogène des influx advectifs à travers le profil du puits reliée à la fracturation du massif rocheux.

Finalement, Nguyen *et al.* (2013, 2015a) proposent une représentation bidimensionnelle axisymétrique du domaine de simulation, où le puits et le massif rocheux sont représentés par un réseau de résistances et de capacités thermiques. La vitesse d'écoulement dans le milieu géologique est évaluée en régime transitoire suivant la loi de Darcy, ce qui permet de considérer l'évolution temporelle de l'influence des opérations de saignée sur la température du système. Les thermopompes sont intégrées au modèle via des fonctions d'interpolation décrivant leur capacité et leur coefficient de performance en fonction de la température d'entrée de l'eau souterraine. Ce paramètre est aussi utilisé pour déclencher l'activation de la saignée selon trois paliers, jusqu'à ce que l'atteinte d'une température critique provoque un arrêt séquentiel des thermopompes. Le système d'équations différentielles ordinaires résultant est enfin résolu au moyen d'un solveur commercial. Les résultats de simulations annuelles suggèrent qu'une activation séquentielle permet d'approcher l'efficacité d'une saignée constante tout en limitant le volume d'eau prélevé du puits. Dans un ouvrage subséquent, les auteurs utilisent le même modèle pour démontrer l'influence positive d'une zone de fracture sur l'efficacité d'un PCP en présence d'une saignée active ou d'un gradient hydraulique régional (Nguyen *et al.*, 2015b). Une méthode de résolution utilisant les ondelettes de Haar est finalement présentée par Nguyen et Pasquier (2015) comme permettant d'accélérer le temps de calcul de 3 à 17 fois par rapport aux solveurs commerciaux.

2.2.3 Modèles numériques de volumes et d'éléments finis

Les modèles utilisant les méthodes des volumes et des éléments finis représentent de manière plus rigoureuse la nature hautement dynamique des paramètres d'opération des systèmes de

PCP. Ces méthodes numériques permettent en effet de discrétiser l'équation de conservation de la chaleur, l'équation de continuité ou encore les équations de Navier-Stokes selon des maillages irréguliers représentant des géométries complexes et de les résoudre avec une grande précision. Les différentes initiatives associées aux PCP présentes dans la littérature sont énumérées ci-dessous.

Une première approche de modélisation utilisant la méthode des volumes finis a été présentée par Deng *et al.* (2005). Le domaine de calcul est divisé en deux parties représentant le puits par un réseau élaboré de résistances thermiques et la réponse de l'aquifère au moyen de l'équation de conservation de la chaleur et de la loi de Darcy. La stratégie ainsi adoptée permet de coupler en régime transitoire les phénomènes hydrauliques et thermiques se produisant entre un PCP opérant avec saignée et le milieu environnant. La validité de la méthode est démontrée en utilisant deux jeux de données expérimentales représentant plusieurs mois d'opération en chauffage et en climatisation. Dans les deux cas, les propriétés thermiques et hydrauliques de l'aquifère sont toutefois inconnues et doivent être estimées et ajustées sur le modèle. Dans un compte-rendu de conférence, Liu *et al.* (2009) mentionnent avoir développé un modèle de PCP en utilisant une stratégie similaire. Toutefois, celui-ci représente l'écoulement souterrain en régime permanent, ce qui explique les écarts importants observés lors de la vérification avec des données expérimentales. Par ailleurs, les auteurs ne font aucune mention de la saignée.

Ng *et al.* (2011) utilisent les mêmes équations de base pour représenter en trois dimensions un champ de PCP opérant avec saignée. Leur modèle réalise d'abord le calcul de l'évolution thermique du puits selon des pas de temps rapprochés. La réponse thermique de l'aquifère est ensuite évaluée selon des intervalles plus longs, en introduisant le nombre de puits voulu via des termes sources. La validation expérimentale des composantes hydrauliques et thermiques du modèle est présentée en utilisant les données d'un essai de réponse thermique et d'un essai de pompage. Le modèle est aussi testé en utilisant des données d'opération en chauffage. Il s'agit toutefois du même jeu de données utilisé par Deng *et al.* (2005) et les paramètres thermiques et hydrauliques sont inconnus et doivent être estimés et ajustés sur le modèle.

Abu-Nada *et al.* (2008) utilisent finalement la méthode des volumes finis pour discrétiser les équations de Navier-Stokes et l'équation de conservation de la chaleur sur un domaine en trois dimensions unifiant un PCP et le milieu géologique environnant. Ces équations permettent la représentation directe de l'écoulement de fluides newtoniens soumis à des contraintes de cisaillement reliées à l'effet de la viscosité. Dans un compte-rendu de conférence, Park *et al.* (2010) utilisent une stratégie similaire et vérifient leurs résultats avec des données expérimentales représentant environ 10 h d'opération en climatisation et 10 h d'opération en chauffage. La conductivité hydraulique de l'aquifère est évaluée au moyen d'un essai de pompage, mais

les paramètres thermiques sont estimés sur la base de la géologie locale.

Une première utilisation de la méthode des éléments finis pour la simulation des PCP est rapportée par Croteau (2011). L'auteur propose une discrétisation bidimensionnelle axisymétrique du domaine de calcul qui est divisé en différents milieux poreux équivalents représentant l'eau dans le puits, les tuyaux et l'aquifère. L'équation de conservation de la chaleur gouverne l'aspect thermique du modèle, et incorpore un terme advectif lui-même fonction de la vitesse d'écoulement de l'eau dans le sol. Cette dernière est calculée pour chacun des noeuds et des pas de temps à l'aide de l'équation de continuité et de la loi de Darcy, ce qui permet une représentation en régime transitoire des opérations de saignée. Le modèle inclut par ailleurs des conditions aux frontières qui permettent de tenir compte des variations saisonnières de température, du gradient géothermique, du flux géothermique et de paramètres d'opération variables (charge thermique, débits de pompage et de saignée). Finalement, une couche poreuse conductrice est incorporée au modèle de sorte à simuler la présence d'une zone fracturée. L'auteur observe que celle-ci a un effet bénéfique sur l'efficacité de l'échange de chaleur souterrain lors de l'activation de la saignée. Ce modèle est repris et adapté par Nguyen *et al.* (2012), à des fins de validation du modèle de résistances et de capacités thermiques présenté à la section 2.2.2.

Eppner *et al.* (2015, 2017a,b) ont finalement développé, sur les bases des modèles d'éléments finis présentés précédemment, un modèle permettant de coupler l'écoulement souterrain et le transfert de chaleur aux réactions géochimiques afin d'évaluer les taux de précipitation et de dissolution de la calcite lors de l'opération d'un PCP. Les auteurs observent que la température du fluide a une influence majeure sur la précipitation de ce minéral, qui se produit principalement à l'entrée du puits pendant l'été. Le dégazage du CO_2, relié à une augmentation de la température ou à une diminution de la pression, est aussi noté en tant que facteur favorisant la précipitation de la calcite. Finalement, les simulations conduites illustrent que l'opération d'une saignée constante de 10% permet de limiter la quantité de précipité à l'intérieur du puits.

2.3 Stratégies d'accélération du calcul

Les modèles numériques permettent une représentation détaillée en régimes permanent et transitoire de la géométrie, des matériaux, des phénomènes physiques couplés et des paramètres dynamiques faisant partie de l'opération des systèmes géothermiques de PCP. Toutefois, le mode de résolution séquentiel de ces modèles requiert une puissance informatique importante et un temps de calcul élevé qui compromettent leur utilisation pour des applications en ingénierie. Afin de contourner cette problématique, diverses stratégies d'accélération

du calcul sont proposées dans la littérature scientifique et communément appliquées à la simulation des systèmes géothermiques en boucle fermée. Une revue de ces méthodes est présentée dans la section suivante.

2.3.1 Superposition temporelle et spatiale

La plupart des méthodes utilisées pour simplifier et accélérer la simulation des systèmes géothermiques reposent sur le principe de superposition (Spitler et Bernier, 2016). Celui-ci implique qu'un système, soit la représentation d'un processus physique à l'aide d'un modèle mathématique, peut être exprimé par une superposition de différents processus élémentaires linéaires satisfaisant aux propriétés d'additivité et d'homogénéité. Ces conditions supposent que la superposition de réponses individuelles à différents stimuli équivaut à la réponse globale à leur somme, et que la réponse à un stimulus est directement proportionnelle à ce dernier (Shmaliy, 2007) :

$$F(x_1 + x_2) = F(x_1) + F(x_2) \tag{2.1}$$

$$F(ax) = aF(x) \tag{2.2}$$

Cette théorie a d'abord été appliquée au transfert de chaleur dans les systèmes géothermiques par Claesson et Dunand (1983), avec l'objectif de minimiser la complexité et la sollicitation des modèles de simulation. La stratégie retenue permet en effet de limiter leur emploi à l'évaluation d'une solution élémentaire représentant, sous la forme d'une fonction de transfert, la réponse thermique du système en présence de sources thermiques temporelles et spatiales unitaires. En soumettant cette solution élémentaire à une série d'opérations mathématiques simples, il est ensuite possible d'évaluer rapidement la réponse à un problème plus complexe faisant intervenir des sources multiples. Comme de nombreux allers-retours peuvent être requis entre l'évaluation de la température des puits et des paramètres d'opération des thermopompes avant l'obtention d'une solution stable, cette stratégie peut générer de précieux gains de temps au courant d'un processus de conception.

La superposition peut d'une part être appliquée dans le domaine temporel, de manière à considérer l'imposition d'une charge thermique dynamique. Dans cette situation, la réponse globale du système $\Delta T(t)$ à une série d'impulsions thermiques subséquentes $f(t)$ est considérée comme étant la somme des réponses individuelles provoquées par l'application de chacune de ces impulsions. L'Éq. 2.3 illustre cette superposition d'impulsions temporelles, où la fonction de transfert $g(t)$ représente la réponse élémentaire du système à une impulsion constante

et unitaire :

$$\Delta T(t) = \sum_{j=1}^{t} f(t_j) \cdot g(t - t_{j-1}) \tag{2.3}$$

La superposition peut d'autre part être appliquée dans le domaine spatial, ce qui permet de tenir compte de l'interférence thermique entre plusieurs puits. Dans ce cas, l'influence combinée d'un nombre n de sources thermiques sur la température en un point donné est considérée comme étant équivalente à la somme des perturbations thermiques individuelles induites par chacune de ces sources, tel que représenté par l'Éq. 2.4 :

$$\Delta T(t) = \sum_{j=1}^{n} \Delta T_j(t) \tag{2.4}$$

2.3.2 g-functions

Les travaux d'Eskilson (1987) représentent une application notable du principe de superposition pour la simulation des systèmes géothermiques en boucle fermée. L'auteur a déterminé à l'aide d'un modèle numérique et répertorié sous l'appellation de g-function un catalogue de fonctions de transfert adimensionnelles représentant la réponse thermique de champs de puits ayant différentes configurations. Plus spécifiquement, les g-functions illustrent l'évolution de la température à la paroi des forages d'un échangeur de chaleur souterrain en boucle fermée, en fonction d'un taux d'extraction de chaleur unitaire et constant imposé sur ces mêmes parois et d'une série de paramètres reliés à la géométrie et aux propriétés thermiques du système investigué. L'évaluation de ces fonctions est rapportée comme s'être déroulée en deux temps. D'abord, un modèle bidimensionnel de différences finies a été utilisé pour déterminer l'évolution de la température à la paroi d'un unique puits géothermique en fonction d'une impulsion représentant une charge thermique unitaire et constante. Ensuite, le principe de superposition spatiale a été utilisé pour calculer et additionner à cette réponse l'influence combinée de plusieurs puits placés selon une configuration prédéterminée. Finalement, la fonction adimensionnelle obtenue peut être soumise à un processus de superposition temporelle de sorte à évaluer rapidement l'influence d'un patron de charge thermique arbitraire sur l'évolution de la température du système considéré.

Les g-functions originelles développées par Eskilson (1987) comportent une série d'hypothèses visant à simplifier la représentation des phénomènes physiques dans le modèle numérique de différences finies utilisé et à assurer la linéarité du système. Notamment, le milieu géologique est considéré comme étant homogène, et les conditions initiales et aux frontières supérieure et

latérale du modèle sont définies comme étant égales à la température moyenne non perturbée sur la longueur du forage. Par ailleurs, le modèle utilisé néglige la géométrie et la résistance des matériaux présents dans le forage, ce qui fait en sorte que la solution proposée n'est valide que pour une évaluation à long terme de la réponse thermique du système.

Les travaux de Yazuzturk et Spitler (1999) ont permis d'étendre le champ d'application des fonctions d'Eskilson en améliorant la représentation des effets à court terme. Pour y parvenir, les auteurs proposent de définir la résistance thermique des différentes composantes des puits géothermiques. Plus spécifiquement, la résistance conductive reliée à la présence des tuyaux et du matériau de comblement, ainsi que la résistance convective reliée à l'écoulement du fluide caloporteur dans les tuyaux, sont considérées. Cette approche est d'ailleurs utilisée par Yavuzturk et Chiasson (2002) dans une étude subséquente pour simuler l'évolution de la température dans un système de PCP. Les auteurs insistent néanmoins sur le fait que le modèle utilisé n'est valide pour les PCP qu'en l'absence d'activation de la saignée, soit lorsque les phénomènes conductifs dominent la faible influence des apports advectifs reliés à l'écoulement libre de l'eau souterraine dans le sol.

2.3.3 Agrégation des charges

L'utilisation de fonctions de transfert et des g-functions permet de représenter sous la forme d'une fonction simple le comportement thermique d'un échangeur de chaleur souterrain en réponse à une impulsion thermique unitaire et constante. Sous réserve que le système représenté demeure linéaire, cette fonction peut ensuite être soumise à un processus de superposition temporelle afin d'évaluer la réponse à un patron d'impulsions thermiques arbitraire. Il est possible d'exprimer ce processus par une simple sommation dans le domaine temporel, tel que décrit par l'Éq. 2.3. Cette opération implique toutefois un calcul itératif et non récurrent qui peut mener à une lourdeur de la résolution dans le cas de longues simulations. En effet, le nombre de termes inclus dans l'opération de superposition évolue avec le carré du nombre de pas de temps, tel qu'illustré à la Fig. 2.1.

Afin de diminuer le temps requis pour une simulation, des auteurs ont proposé différentes stratégies d'agrégation des charges. Notamment, Yazuzturk et Spitler (1999) ont soulevé le fait que l'importance d'une impulsion sur l'évolution thermique d'un système diminue au fil du temps. Conséquemment, ils suggèrent de diviser le problème en intervalles de temps grossiers pour les pas de temps considérés anciens, et en intervalles plus fins pour les temps considérés immédiats. La moyenne des charges thermiques est ensuite établie suivant les intervalles prédéfinis. Dans un exemple utilisant des blocs de 730 h et une période immédiate de 192 h, les auteurs affirment avoir diminué de 90% la durée d'une simulation annuelle, et

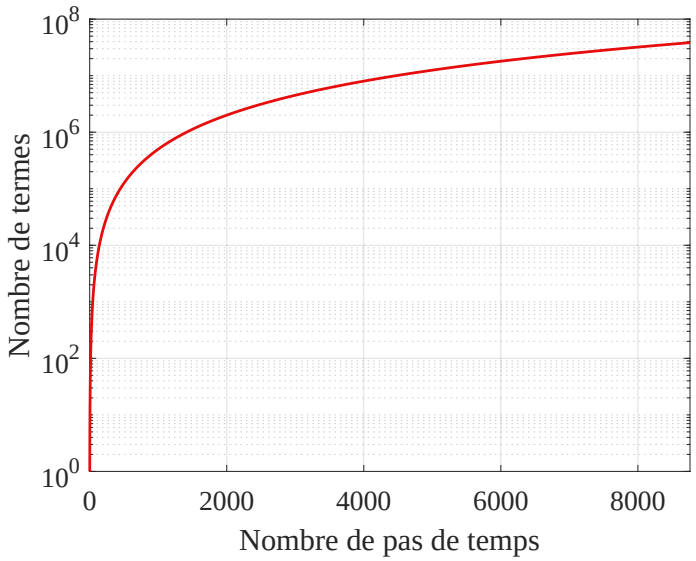

FIGURE 2.1 Évolution du nombre de termes de la superposition temporelle en fonction du nombre de pas de temps.

de plus de 99% celle d'une simulation de 20 ans.

Bernier *et al.* (2004) utilisent une stratégie similaire pour évaluer la performance énergétique d'un système géothermique sur la base de simulations multiannuelles. Les auteurs suggèrent d'abord de diviser le problème en intervalles considérés anciens et immédiats. Les intervalles anciens sont considérés sur une base annuelle, mensuelle, hebdomadaire et quotidienne, et les intervalles immédiats sont définis sur une base horaire. Les résultats suggèrent une diminution considérable du temps de calcul pour des simulations d'une durée de un et dix ans. Des différences allant jusqu'à 2 °C sont toutefois observées comparativement à une solution de référence.

2.3.4 Théorème de convolution

Il est intéressant de noter que l'opération de superposition temporelle constitue en fait un produit de convolution entre une fonction d'impulsion $f(t)$ et la fonction de transfert $g(t)$ et peut être représentée par l'opérateur $*$. Il a été proposé de résoudre ce dernier dans le domaine de Laplace afin d'en accélérer le calcul (Lamarche, 2009). De manière plus directe, le théorème de convolution suggère néanmoins que, si la fonction de transfert est évaluée selon un pas de temps constant, celle-ci peut être simplement multipliée avec la fonction incrémentale de charge dans le domaine spectral, en considérant $\mathcal{F}$ et $\mathcal{F}^{-1}$ comme la transformée de Fourier

et la transformée de Fourier inverse :

$$\Delta T(t) = (f * g)(t) = \mathcal{F}^{-1}(\mathcal{F}(f(t)) \cdot \mathcal{F}(g(t)) \tag{2.5}$$

Cette stratégie est adoptée pour la première fois par Marcotte et Pasquier (2008) pour la simulation annuelle de l'opération d'un système en boucle fermée. Les auteurs suggèrent d'abord d'évaluer les fonctions de transfert selon des pas de temps définis par une séquence géométrique, puis d'interpoler les résultats à l'aide d'une spline cubique pour obtenir un pas de temps constant. Cette stratégie, combinée à l'utilisation des transformées de Fourier rapides pour la convolution, permettrait de réduire le temps associé au calcul de plusieurs milliers de fois sans compromettre la précision de la solution. Les auteurs mentionnent en effet avoir pu conduire une simulation d'une durée de 30 ans avec un pas de temps d'une heure en moins d'une seconde sur un ordinateur standard.

2.3.5 Convolution non stationnaire

Il a été mentionné précédemment que le principe de superposition permet de simplifier la simulation de l'évolution temporelle de la température d'un puits géothermique lorsque ce dernier s'assimile à un système linéaire. L'applicabilité des techniques mentionnées aux sections 2.3.1-2.3.4 implique néanmoins une condition supplémentaire de stationnarité, voulant qu'une unique fonction de transfert gouverne l'état du système pendant la durée de la simulation. Dans le cas de l'opération des systèmes géothermiques, cette condition est satisfaite pour peu que les paramètres d'opération ayant une influence sur l'efficacité du transfert de chaleur (débit de circulation, débit de saignée, vitesse d'écoulement de l'eau souterraine, etc.) demeurent constants.

Un nombre croissant d'études pointe toutefois vers l'adoption de stratégies de contrôles qui impliquent la variation temporelle des paramètres d'opération pour maximiser l'efficacité des systèmes géothermiques. Dans une rare étude consacrée aux séquences d'opération pour les PCP, Beurcq *et al.* (2018) et Beurcq (2019) ont notamment démontré les bénéfices associés à l'utilisation d'une pompe à vitesse variable pour contrôler les débits de pompage et de saignée suivant une fonction linéaire associée à la charge thermique imposée par le bâtiment. À l'aide d'un modèle numérique, les auteurs ont en effet pu associer cette stratégie à des économies d'énergie allant jusqu'à 20% comparativement aux schémas d'opération suggérés dans la littérature.

Si l'utilisation de modèles numériques permet de simuler directement l'évolution de la température des systèmes géothermiques qui opèrent avec des paramètres variables, la lourdeur

informatique et le temps de calcul associés à ces simulations agit comme un frein important à l'exploration et l'adoption de nouvelles stratégies d'opération. En effet, les techniques susmentionnées reposant sur le principe de superposition ne sont pas applicables dans leur état actuel à l'accélération du calcul de ces simulations, en raison de la non-stationnarité du problème posé par la variation des paramètres d'opération.

Des techniques visant a reconcilier l'application du principe de superposition et du théorème de convolution avec la résolution de systèmes non stationnaires sont rassemblées dans la littérature sous l'appellation de «convolution non stationnaire», notamment dans les domaines du traitement de signal (Margrave, 1998) et du mixage audio (Brandtsegg et Saue, 2017). Celles-ci n'ont toutefois pas à ce jour été transférées à la simulation des systèmes géothermiques.

2.4 Synthèse

Les PCP sont des échangeurs de chaleur souterrains qui utilisent un mode de fonctionnement hautement performant basé sur le pompage et la recirculation de l'eau souterraine dans un puits ouvert. Le contact direct entre l'eau et la paroi du forage contribue à l'efficacité du transfert thermique, qui peut aussi être considérablement amélioré en purgeant une partie de l'eau pompée. Cette opération, communément appelée la "saignée", stimule l'apport d'eau souterraine vers le puits et favorise ainsi le transfert de chaleur advectif. Ces pratiques sont associées à des réductions de la longueur de l'échangeur de chaleur souterrain de l'ordre de 40 à 60% par rapport aux systèmes en boucle fermée. Les systèmes de PCP présentent donc un potentiel important de diminution des coûts associés à l'installation des systèmes géothermiques. De plus, le faible espace requis pour leur installation fait de ces systèmes des candidats idéaux pour les milieux urbains denses.

La revue de l'ensemble des pratiques d'installation et des études scientifiques expérimentales a permis d'apprécier la contribution de différents paramètres à l'efficacité thermique des PCP. Notamment, des conductivités thermique et hydraulique favorables du milieu géologique, ainsi que la longueur de l'échangeur de chaleur souterrain ont été identifiées en tant que principaux contributeurs de la performance du système. Parallèlement, l'importance de situer l'emplacement de la zone de pompage en profondeur a été remise en question par certaines études suggérant que des paramètres thermiques légèrement supérieurs seraient associés à la configuration inverse. Du côté des pratiques d'opération, la nature primordiale de la saignée pour favoriser la performance thermique des PCP a été fortement soulignée, ainsi qu'une contribution modeste de l'augmentation du débit de pompage. Finalement, des études ont permis de constater la variabilité de l'influence exercée par l'écoulement souterrain

sur l'évolution thermique des PCP en l'absence de saignée, qui est tributaire des conditions hydrogéologiques sur le site.

Lors de la conception des systèmes géothermiques, l'un des principaux enjeux consiste à déterminer la longueur optimale de l'échangeur de chaleur souterrain en termes de performance énergétique et de coûts de forage. L'évaluation de ce paramètre survient généralement à la suite d'une étude de conception détaillée qui implique d'une part la caractérisation du site d'installation, et d'autre part la simulation de la réponse thermique du système au profil de charge envisagé. En ce qui concerne le deuxième aspect, la revue des stratégies de modélisation utilisées pour simuler l'évolution de la température des PCP a permis de constater le large éventail des techniques disponibles. Dans un premier temps, il a été vu que les modèles analytiques qui expriment l'évolution de la température sous la forme d'une fonction mathématique représentent une alternative simple et efficace lorsque le transfert de chaleur peut être assimilé à un phénomène purement conductif se produisant en régime permanent. Néanmoins, les hypothèses associées à ces modèles limitent la possibilité de représenter les processus complexes à la base de l'opération des PCP, notamment la composante advective du transfert de chaleur reliée aux opérations de saignée.

La modélisation numérique est considérée comme étant mieux adaptée pour la représentation des phénomènes thermiques et hydrauliques complexes découlant de l'opération des PCP avec une saignée dynamique. En effet, cette stratégie offre la possibilité de discrétiser le domaine de calcul selon une géométrie détaillée et de coupler le transfert de chaleur à l'écoulement de l'eau souterraine en régimes permanent et transitoire. Un certain nombre d'initiatives en ce sens ont été répertoriées à la section 2.2. Néanmoins, des limitations importantes subsistent quant à l'état actuel des modèles développés.

D'une part, très peu de modèles ont été validés expérimentalement à l'aide de données d'opération détaillées. Dans les quelques exemples disponibles, les paramètres thermiques et hydrauliques de l'aquifère sont inconnus et doivent être estimés et ajustés sur le modèle. Ensuite, les modèles numériques existants, qui offrent le meilleur degré de définition du problème posé par l'opération des PCP, requièrent une puissance informatique et un temps de calcul très élevés pour la résolution de simulations annuelles qui compromet leur utilisation pour une application courante. Finalement, quoique des stratégies d'accélération du temps de calcul comme la convolution stationnaire soient fréquemment utilisées pour la simulation des systèmes géothermiques en boucle fermée, celles-ci n'ont jamais été appliquées aux PCP. De plus, ces techniques ne sont pas applicables dans leur état actuel à la simulation de phénomènes non stationnaires découlant d'une opération dynamique faisant intervenir la variation temporelle de paramètres comme les débits de pompage et de saignée.

CHAPITRE 3 OBJECTIFS ET DÉMARCHE DE LA RECHERCHE

Les éléments présentés au Chapitre 2 ont permis de mettre en évidence les lacunes concernant la modélisation des systèmes géothermiques de PCP. Plus particulièrement, des approches numériques prometteuses ont été identifiées comme permettant de représenter en détail les différents phénomènes qui influencent le comportement thermique de ces systèmes. Néanmoins, la validation du degré de précision ainsi que le développement de stratégies visant la réduction du temps de calcul associé à ces modèles demeurent des étapes essentielles à leur éventuelle adoption pour des applications courantes. Ces étapes impliquent des défis importants reliés à la disponibilité d'infrastructures permettant l'acquisition de données expérimentales de qualité et à la recherche de solutions novatrices pouvant être appliquées à la simulation efficace des phénomènes non stationnaires qui exercent une influence importante sur la performance thermique des PCP.

Conséquemment, et tel qu'introduit au Chapitre 1, la présente thèse de doctorat vise le développement et la validation d'outils de simulation des PCP qui puissent considérer l'influence de la saignée et de conditions d'opération variables sur la performance du système, et qui soient suffisamment efficaces pour une potentielle utilisation à des fins de conception et d'amélioration des stratégies de contrôles. Cet objectif général s'articule autour de trois objectifs spécifiques, dont les développements et les résultats sont présentés sous la forme d'articles de journal scientifique aux Chapitres 4–6 du présent ouvrage. Ces objectifs et les stratégies retenues pour leur achèvement sont d'abord brièvement décrits et mis en relation ci-dessous.

3.1 Premier objectif : développement et validation expérimentale d'un modèle de simulation des PCP

Le premier objectif est traité dans l'article *The impact of rock fracturing and pump intake location on the thermal recovery of a standing column well : model development, experimental validation, and numerical analysis* de Beaudry, Pasquier et Marcotte (2019) et présenté au Chapitre 4. Celui-ci vise le développement d'un modèle de simulation qui permette de prédire les températures d'un PCP situé dans un milieu géologique hétérogène et opérant avec saignée, ainsi que la validation de l'approche de simulation sélectionnée à l'aide de jeux de données expérimentales de haute qualité. Dans un premier temps, il est proposé d'exploiter un laboratoire de géothermie relié à un PCP pour la caractérisation exhaustive d'un site expérimental. Ce programme implique la description d'échantillons issus des déblais du

forage, la réalisation de profils de température, d'un essai de pompage et d'un essai de réponse thermique. Les données de l'opération dynamique du système en chauffage sur une période d'environ un mois et faisant intervenir la stratégie de saignée par paliers décrite dans Nguyen *et al.* (2013) sont aussi recueillies afin de compléter la banque de données expérimentales disponibles.

Dans un second temps, la stratégie de modélisation présentée dans les travaux de Croteau (2011), Nguyen *et al.* (2012), Eppner *et al.* (2017a) et Beaudry *et al.* (2018) est adoptée pour développer un modèle numérique sur le logiciel COMSOL Multiphysics reproduisant précisément les caractéristiques géométriques et physiques du système installé. Le modèle proposé repose sur la méthode des éléments finis, et offre ainsi une description détaillée de la géométrie du système expérimental. Par ailleurs, le couplage de l'équation de conservation de la chaleur à l'écoulement de l'eau souterraine, via l'équation de continuité et la loi de Darcy, permet une évaluation en régime transitoire de l'état de la charge hydraulique sur les noeuds du modèle et ainsi une représentation directe du transfert de chaleur advectif. La distribution hétérogène de la conductivité hydraulique sur la hauteur du modèle est définie en intégrant une zone perméable dans la partie supérieure du massif rocheux afin de représenter la fracturation importante à cet endroit. En dernier lieu, l'évolution du débit de pompage, du débit de saignée et de la charge thermique caractérisant les essais de pompage, de réponse thermique et d'opération dynamique en chauffage sont imposés au modèle afin de comparer les valeurs numériques et expérimentales de l'évolution de la température de l'eau souterraine à la sortie du puits et du rabattement dans celui-ci.

3.2 Deuxième objectif : proposition de la convolution non stationnaire pour accélérer la simulation des PCP

Le second objectif vise à proposer une méthode d'accélération de la résolution du modèle numérique développé précédemment de sorte à obtenir des temps de calcul acceptables pour des applications usuelles en ingénierie, soit d'au plus quelques minutes. À cet effet, l'article *A fast convolution-based method to simulate time-varying flow rates in closed-loop and standing column well ground heat exchangers* de Beaudry, Pasquier et Marcotte (2021) est présenté au Chapitre 5 et suggère de transférer aux PCP les stratégies basées sur le principe de superposition et le théorème de convolution. Plus précisément, il est proposé d'utiliser un modèle numérique précis, tel que celui développé au Chapitre 4, pour évaluer dans un premier temps la fonction de transfert linéaire et stationnaire qui représente l'évolution de la température du système en réponse à une charge thermique constante et unitaire. Par la suite, la convolution de cette fonction de transfert avec une fonction de charge dynamique

arbitraire permet d'évaluer rapidement la réponse thermique du système, sous-entendant la présence de conditions et de débits d'opération constants.

Afin d'étendre l'applicabilité de la méthode proposée à l'évaluation rapide de la température des systèmes géothermiques en présence d'une variation temporelle des paramètres d'opération, une technique de convolution non stationnaire novatrice est aussi développée et adaptée à ces situations. Cette technique propose d'abord d'utiliser un modèle numérique de référence pour l'évaluation de plusieurs fonctions de transfert, chacune d'entre elles représentant la réponse stationnaire du système en présence de conditions et de débits d'opération constants. Il est ensuite démontré que la combinaison linéaire de ces fonctions permet d'évaluer rapidement la réponse thermique du système à une fonction de charge dynamique et à une variation temporelle des conditions et des débits d'opération. La validité de la méthode développée est vérifiée en comparant les résultats obtenus avec ceux issus de simulations numériques faisant intervenir une variation du débit de circulation, de la vitesse de l'écoulement souterrain, du débit de pompage et du débit de saignée dans un système en boucle fermée et dans un PCP.

3.3 Troisième objectif : application des outils développés pour l'analyse des stratégies de contrôles d'un système de PCP

Le troisième objectif est développé au Chapitre 6 dans l'article *Flow rate control in standing column wells : a flexible solution for reducing the energy use and peak power demand of the built environment* de Beaudry, Pasquier, Marcotte et Zarrella (2021). Celui-ci cherche à démontrer l'efficacité et la fiabilité des outils développés aux Chapitres 4 et 5 pour la réalisation d'analyses de conception et l'amélioration des stratégies de contrôles des PCP. À cet effet, un algorithme de simulation itératif est développé. Celui-ci repose sur les fonctions de transfert d'un modèle numérique et sur la convolution non stationnaire pour représenter les composantes souterraines d'un système géothermique, et sur l'approche utilisée dans le logiciel EnergyPlus pour évaluer l'efficacité des thermopompes en fonction du niveau de charge imposé et des débits d'opération.

L'efficacité de l'algorithme proposé pour la simulation des PCP est démontrée en conduisant 34 simulations annuelles faisant intervenir différentes stratégies de contrôle constant et variable des débits de pompage et de saignée. Sa fiabilité est aussi vérifiée en comparant les résultats obtenus avec ceux d'une simulation numérique. L'intérêt de l'algorithme proposé pour l'amélioration des stratégies d'opération est finalement démontré en utilisant les résultats des simulations pour comparer l'influence des différents contrôles investigués sur la performance annuelle du système, qui est exprimée en termes de consommation énergétique, de puissance maximale appelée, de coûts d'opération et de volume d'eau purgé des puits.

CHAPITRE 4 ARTICLE 1 : THE IMPACT OF ROCK FRACTURING AND PUMP INTAKE LOCATION ON THE THERMAL RECOVERY OF A STANDING COLUMN WELL : MODEL DEVELOPMENT, EXPERIMENTAL VALIDATION, AND NUMERICAL ANALYSIS

Gabrielle Beaudry[1*], Philippe Pasquier[1], Denis Marcotte[1]

Science and Technology for the Built Environment, Volume 25 (8), August 2019, Pages 1052-1068

[1] Department of Civil, Geological and Mining Engineering, Polytechnique Montreal, C.P. 6079 Succ. Centre-ville, Montreal H3C 3A7, Canada.

[*] Corresponding author : gabrielle.beaudry@polymtl.ca.

4.1 Abstract

Significant energy savings can be generated by standing column wells. Despite a growing interest in these ground heat exchangers, very few simulation models have been validated against reliable field data. This article presents an extensive field program performed using a large-scale geothermal laboratory connected to a standing column well. The collected data are then used as direct input for the development and experimental validation of a finite-element model coupling heat transfer and groundwater flow. Simulations reproducing the conditions of a 6-day pumping test, a 24-day thermal response test, and a 25-day dynamic winter operation show that the model reproduces the drawdown at the well and the operating temperatures in both stable and dynamic conditions with a mean absolute error of 7.3 cm, 0.15 ℃, and 0.32 ℃, respectively. Further exploitation of the model suggests that near-surface fracturing can be detrimental to heat pump operation during winter-long heat extraction in cold climates, as it eventually favors recharge of the well with colder water. Lastly, it is shown that a top-pumped arrangement allows reducing costs and logistical problems associated with installation and maintenance of standing column wells with minimal impact on heat pump operation.

4.2 Introduction

Significant energy savings can be generated by employing ground-coupled heat pump systems. Among the various ground heat exchangers sustaining heat pump operation, standing

column wells (SCWs) achieve competitive heat exchange rates with a compact configuration. The latter can thereby represent a cheaper option (Deng O'Neill *et al.*, 2006) and a more suitable solution for dense urban areas than the more common closed and open loop systems (Pasquier *et al.*, 2016). SCW operation relies on the recirculation of groundwater in a deep and uncased vertical borehole, a strategy that avoids the use of heat-resistant materials, thus minimizing the thermal resistance of the ground heat exchanger. The system's performance can also be enhanced by discharging, or "bleeding," part of the pumped water, an action that promotes groundwater flow and advective heat transfer around the well. This operation has been described as a key feature for maintaining the groundwater temperature within the heat pump's operational range during the peak heating conditions that frequently occur in cold climates (Spitler *et al.*, 2002). Pioneering work carried out by Carl Orio in the mid 1990s first reported the performance of SCWs and their ability to sustain thermal loads of 200 watts per meter of water column in the northeastern United States (Orio, 1994). Nowadays, growing interest in this technology has led to the development of various simulation models that provide useful insight on the thermal, hydrogeologic, and geochemical factors ensuring the successful operation of SCWs : namely, an increased performance has been associated with a high thermal conductivity of the surrounding rock and a shallow water table (Rees *et al.*, 2004), the presence of a hydraulic gradient (Lee, 2011), and a fractured horizon (Croteau, 2011; Nguyen *et al.*, 2015b). Sealing the well and operating a constant bleed have also shown to prevent precipitation and fracture clogging in calcareous aquifers (Eppner *et al.*, 2017a). However, these works commonly use a configuration that involves pumping at the bottom of the well, where higher ground temperatures are found, and recirculation from the top. This strategy aims at increasing the heating energy conveyed by the groundwater but can also lead to installation and maintenance difficulties in deep wells (Orio, 1999). Besides, recent studies on the topic have suggested that SCWs supporting the reverse pumping arrangement could demonstrate a slightly higher apparent thermal conductivity, therefore offering a viable and more practicable option (Lee *et al.*, 2016; Chang *et al.*, 2017). On another note, very few experimental projects involving SCWs have been conducted and report either short thermal response tests (Lee *et al.*, 2016; Chang *et al.*, 2017) or operation without bleed (Minea, 2013). Due to this lack of extensive experimental datasets in the literature, only a small number of authors have been able to use long-term field data incorporating bleeding for the validation of a predictive simulation model (Deng *et al.*, 2005; Ng *et al.*, 2011). SCW systems operating in cold climates need to maintain the groundwater temperature within a narrow margin over long heating seasons to stay clear of the freezing point of water. Hence, accurate prediction of the system's operating temperatures over time is of particular importance for the design process. This article addresses this issue by working toward four objectives. First, an exten-

sive field program that was conducted using a large-scale geothermal laboratory coupled to a SCW is presented. The latter involves in situ tests (temperature profiles, a pumping test, a thermal response test, a thermal tracer test, and winter operation in heating mode), as well as laboratory analyses. Second, a high-accuracy finite-element model coupling heat transfer and groundwater flow within a SCW and the surrounding ground is developed to emulate the experimental site. Third, simulations reproducing the field testing conditions are conducted to verify the accuracy of the groundwater flow and heat transfer models against experimental data. Lastly, the validated model is exploited to assess the impact of rock fracturing and pump intake location on the thermal recovery of a SCW.

4.3 Experimental data acquisition

4.3.1 Large-scale laboratory and experimental standing column well

As part of an ongoing research program on the operation of SCWs in cold climates, a mobile geothermal laboratory was assembled in a 12.2-m marine container (see Fig. 4.1) in the spring of 2016. This laboratory was designed to mimic the heating and cooling operation of a small commercial building connected to various types of ground heat exchanger (closed or open loop, vertical or horizontal) so as to obtain detailed information about the thermo-hydro-geo-processes occurring during their operation. Accordingly, the laboratory is equipped with a heating, ventilation, and air-conditioning system allowing heat extraction or injection through four 14-kW water-to-air heat pumps connected in a parallel arrangement with a propylene glycol loop. A plate heat exchanger connects the propylene glycol loop to the groundwater loop to prevent fouling in the heat pumps. In addition, the laboratory has a 24-kW water heater to perform thermal response tests and a water treatment unit designed to condition groundwater chemistry. A comprehensive control and data acquisition system monitoring, among others, the electrical power, flow rate, and fluid and air temperatures is also put into place. Table 4.1 summarizes some of the experimental equipment installed in the laboratory and their accuracy, while Fig. 4.2 details the experimental setup.

The laboratory is currently located in the city of Varennes at 10 km east of Montreal (Canada) and is connected to a 300-m-deep SCW (⌀ 165 mm) and a 150-m-deep injection well (IW) (⌀ 165 mm) allowing return of the bleed water to the ground. Both wells were drilled in June 2016 at about 10 m from each other. It is worth mentioning that drilling of the IW highlighted a low permeability of the bedrock. It was then decided to artificially increase the bedrock permeability through hydrofracturing of the IW over a depth of 150 m. This step was achieved before drilling the SCW to maximize the hydraulic fracturing around the

FIGURE 4.1 Large-scale mobile geothermal laboratory in a maritime container (upper left), water heater used for thermal response tests (upper right), heat pumps used to generate a heating or a cooling load (lower left) and water treatment unit (lower right).

IW and, hence, increase the maximum injection flow rate. In November 2016, the wells were equipped with high-density polyethylene (HDPE) pumping and reinjection pipes (SDR 11, ⌀ 50.8 mm) and with three distributed temperature-sensing fiber-optic cables to measure the vertical temperature variation (see Table 4.1). The piping system installation delay caused the borehole's bottom walls to collapse where a transition toward shaly material was intersected (see later description), resulting in an effective depth of 215 m for the SCW. For practical and financial considerations, the submersible pump was installed near the surface in a pumping chamber (⌀ 241 mm) at a depth of about 18 m.

TABLEAU 4.1 Experimental apparatus installed and their specifications.

Component	**Manufacturer**	**Model**	**Specifications**
Energy valve	Belimo	AKRB24-EV	±2% flow measurement tolerance
Electromagnetic flowmeter	Endress + Hauser	Proline Promag 53	±0.2% maximum measured error
Submersible pump	Gould	65GS50	3450 nominal rpm
Temperature sensors	Greystone	TE200	±0.2 °C sensor accuracy tolerance
Distributed temperature sensing system	Smartec	DiTemp Halo	2 m spatial resolution 2 m sampling resolution ±0.3 °C

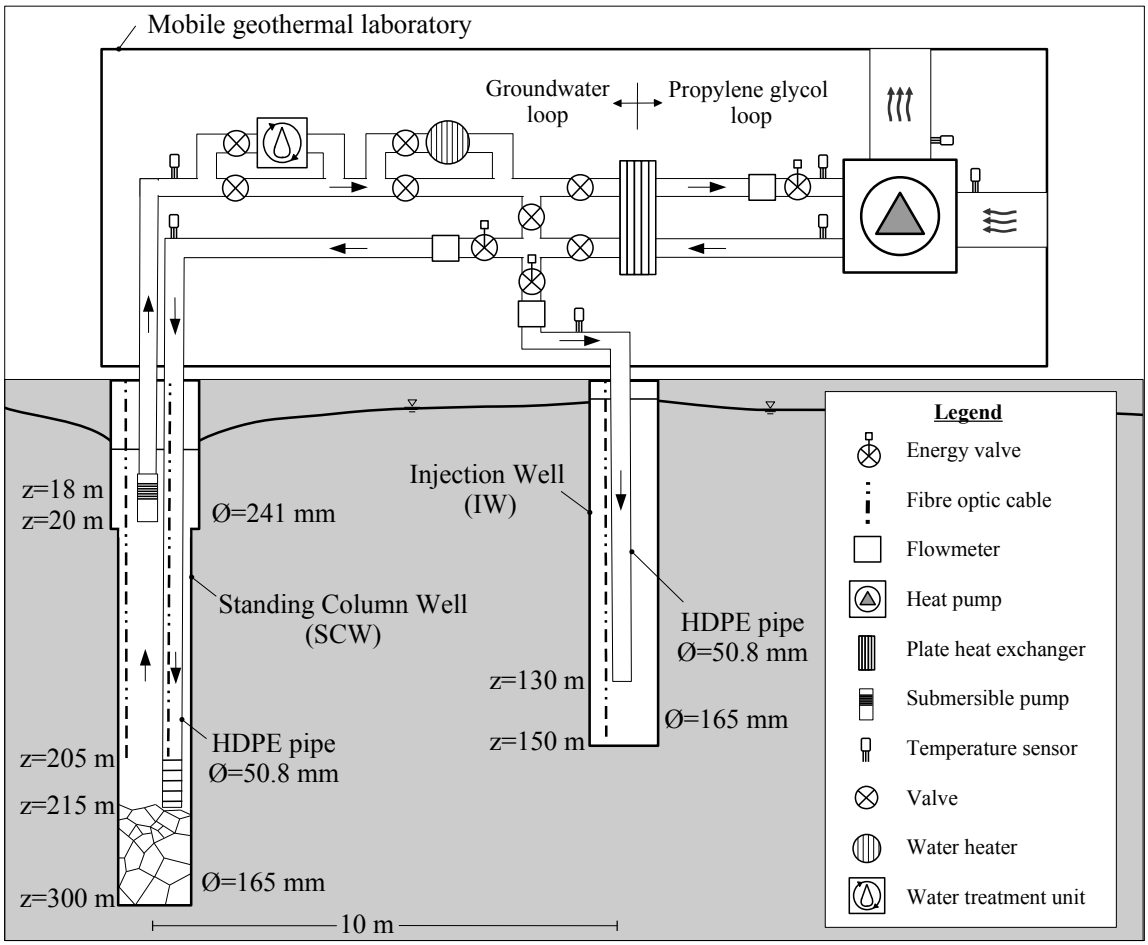

FIGURE 4.2 Illustration of the experimental installation at the Varennes site.

4.3.2 Experimental program

A comprehensive experimental program was undertaken in 2017 to acquire detailed information about the site characteristics. Parameters needed for the development and validation of an accurate numerical model were obtained following the tests listed in the following. These parameters include the nature, depth, undisturbed ground temperature, specific storage, and hydraulic and thermal conductivities of the bedrock, as well as groundwater static hydraulic head and potential thermal interaction between the SCW and IW. A dynamic heat extraction test was also conducted to appreciate the SCW's efficiency through winter operation. A summary of the experimental program conducted and results obtained is presented in Table 4.2. Note that the confidence intervals were obtained by the usual method of propagation of errors described in Moffat (1988). Both systematic and random errors on the measurements were fully considered. The 95% confidence interval is obtained by assuming a Gaussian distribution

for the total combined error.

Tableau 4.2 Summary of the experimental program conducted at the Varennes site and associated results.

Tests		**Investigated properties**	**Results**
Laboratory	Macroscopic analysis of the drill cutting samples	Nature and depth of bedrock	Mostly mudstone
	Needle probe tests on the drill cuttings	Thermal conductivity (laboratory)	2.49 ±0.32 $W{\cdot}m^{-1}K^{-1}$
Field	Temperature profiles	Geothermal gradient	2.3 ±0.1 ℃/100 m
	6-day pumping test	Specific storage	7.5e-7 ±3.5e-7 m^{-1}
		Hydraulic conductivity	5.7e-7 ±0.2e-7 $m{\cdot}s^{-1}$
	24-day thermal response test	Thermal conductivity (in situ)	2.74 ±0.25 $W{\cdot}m^{-1}K^{-1}$
	15-day thermal tracer test	Thermal interaction between the SCW and the IW	None found
	25-day winter operation test	–	–

Site's geological environment

A first evaluation of the site was made based on the samples gathered during the drilling operations of the IW and SCW. A stratigraphic column was developed following the macroscopic analysis of 54 composite samples coming from drill cuttings, each representing 6.1 m along the SCW (see Fig. 4.3). The bedrock was intersected at a depth of 3.1 m under unconsolidated sediments mainly composed of clayey silt. Between depths of 3.1 and 215.0 m, the bedrock consists mostly in a gray mudstone intersected locally by beds of siltstone, beige-pink sandstone, and beige limestone. This sedimentary unit is locally intersected by intermediate to mafic igneous rocks associated with the monteregian intrusions. A gradual transition was observed after a depth of 215.0 m that led to a black shaly limestone at a depth of 239.3 m. This depth was interpreted as the base of the Nicolet Formation (Lorraine Group) and the summit of the Utica Group. Those observations are consistent with the regional stratigraphic sequence of the St. Lawrence Lowlands as described by Globensky (1987). Note that the St. Lawrence Platform is an Ordovician sedimentary basin (570 to 430 Ma) composed of subhorizontal beds of mostly undeformed rock, though erosion and uplift of the sedimentary units have induced a surficial fracturation that frequently occurs as release joints parallel and perpendicular to the bedding planes. It is worth mentioning that no evidence of natural gas was observed at the site during the drilling operations.

Undisturbed ground temperature

As the local geothermal heat flux and far-field thermal conditions affect groundwater temperature and thereby SCWs performance, temperature profiles were measured in the IW prior

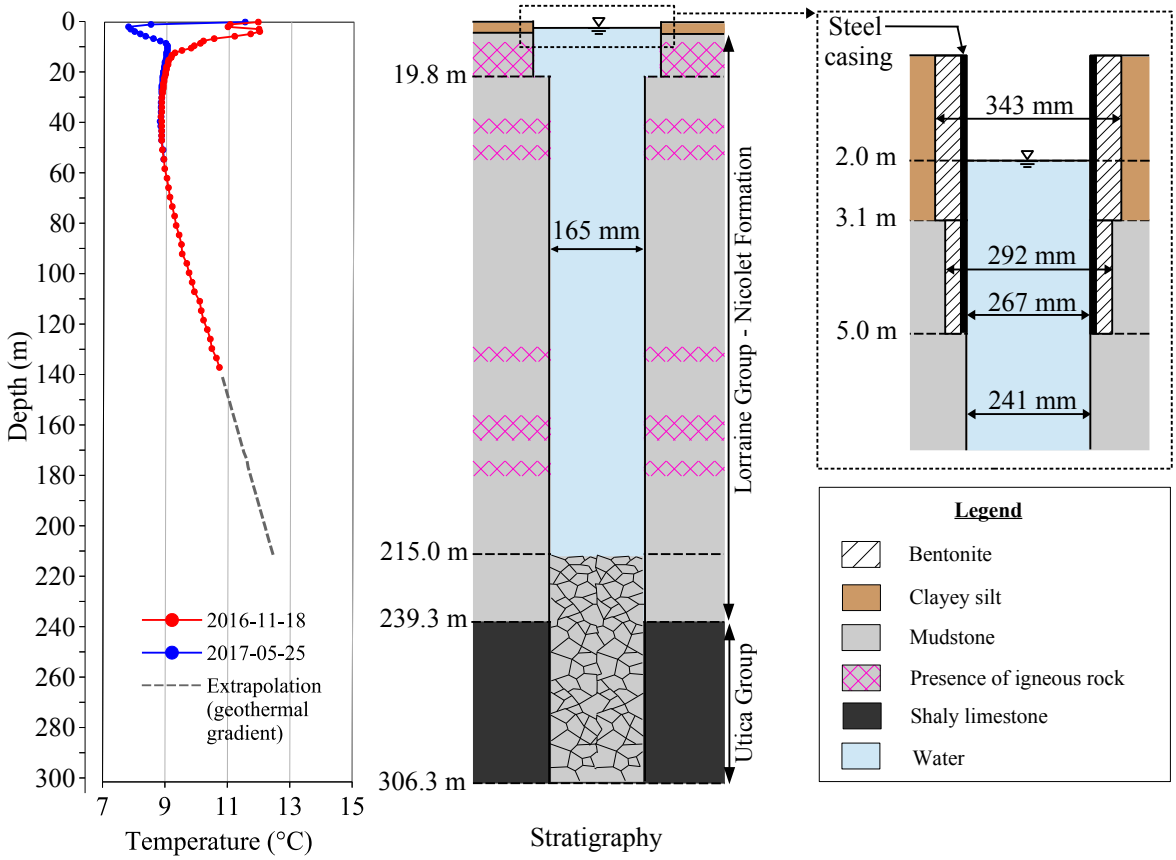

FIGURE 4.3 Undisturbed ground temperature (left), stratigraphy (center), and detail of the well layout (right).

to any heating or cooling activity (see Fig 4.3). Submersible temperature sensors with 0.25 °C accuracy and 20 s response time were taken down the well with a thermal stabilization period of 60 s between each displacement. The latter were used since the fiber-optic system was not put into place before November 2017. Shallow temperatures in the borehole (0–30 m) showed significant variations attributable to seasonal temperature fluctuations. A geothermal gradient of 2.3 $\pm$ 0.1 °C/100 m associated with the local geothermal heat flux was observed from 60 m depth (8.9 °C) down to 150 m (10.8 °C).

Local hydrogeological parameters

To identify bedrock hydrogeological characteristics and gain better understanding of local groundwater flow, a 6-day pumping test was conducted in October 2017. Groundwater was pumped from the SCW using a submersible pump and discharged to a nearby storm sewer to prevent reinfiltration. The pumping rate was approximately 33 L/min and was chosen to

reflect the maximal bleed ratio of the SCW (Orio *et al.*, 2005). The water level was observed at an initial depth of 2 m and was monitored during the pumping test using pressure sensors having 0.5 cm H_2O accuracy. The sound of water pouring into the well was heard when the dynamic level reached 5 m depth, which corresponds to the bottom of the steel casing and confirms the presence of bedrock surficial fracturation. This could also indicate the presence of preferential flow paths in the first few meters of the bedrock, a feature that is frequently observed in the St. Lawrence Lowlands geological context. Upon the test ending, stabilized drawdowns of about 4 m and 2 m were observed, respectively, in the pumping well (SCW) and nonoperating IW. Given the large volume of rock affected by the test, groundwater flow was considered to be taking place in a homogeneous equivalent porous medium (Nielsen, 2007). On this basis, hydraulic parameters estimates were obtained from the Cooper et Jacob (1946) solution—and later verified using the Theis (1935), Hantush (1956), and Warren et Root (1963) solutions, respectively, for confined, leaky, and fractured aquifers—after analysis of the drawdowns at the SCW and IW (see Fig. 4.4). Slightly different hydraulic conductivity values were obtained for the SCW (5.7e-7 $\pm$0.2e-7 $m{\cdot}s^{-1}$) and IW (7.8e-7 $\pm$0.3e-7 $m{\cdot}s^{-1}$), which may reflect natural variations or heterogeneity induced by hydrofracturation of the IW. Both values are typical of a moderately permeable sedimentary bedrock (Freeze et Cherry, 1979). Specific storage values of 8.0e-4 $\pm$3.7e-4 m^{-1} (SCW) and 7.5e-7 $\pm$3.5e-7 m^{-1} (IW) were also obtained. The latter does not account for wellbore storage effects and indicates a confined aquifer. Note that the hydraulic parameters were obtained considering the mean saturated thickness of the rock formation (212 m) and the weighted average of the well radius over the borehole length (86 mm).

Local geothermal parameters

The thermal conductivity of surrounding rocks has been identified as one of the most influential factors affecting SCWs' performance, alongside borehole length and bleed ratio (Deng *et al.*, 2005). Hence, this parameter was tested under both laboratory and field conditions. Thermal needle probe tests were first carried out on the saturated drill cuttings samples in March 2017. The procedure was performed following ASTM D-5334-08 protocol (ASTM, 2008) with a Hukseflux thermal needle system (Hukseflux). For the test interpretation, the saturated cuttings samples were considered a heterogeneous medium composed of rock, 3% trapped air, and a variable water volumetric fraction estimated after stove-drying the samples. The first-order approximation of the infinite line source model was used (Mogensen, 1983), and the mean thermal conductivity of the rock fragments was estimated to be 2.49 $\pm$0.32 $W{\cdot}m^{-1}K^{-1}$. A 24-day thermal response test was also conducted in November 2017 to identify the equivalent thermal conductivity around the SCW. After recirculating groundwater in the SCW for

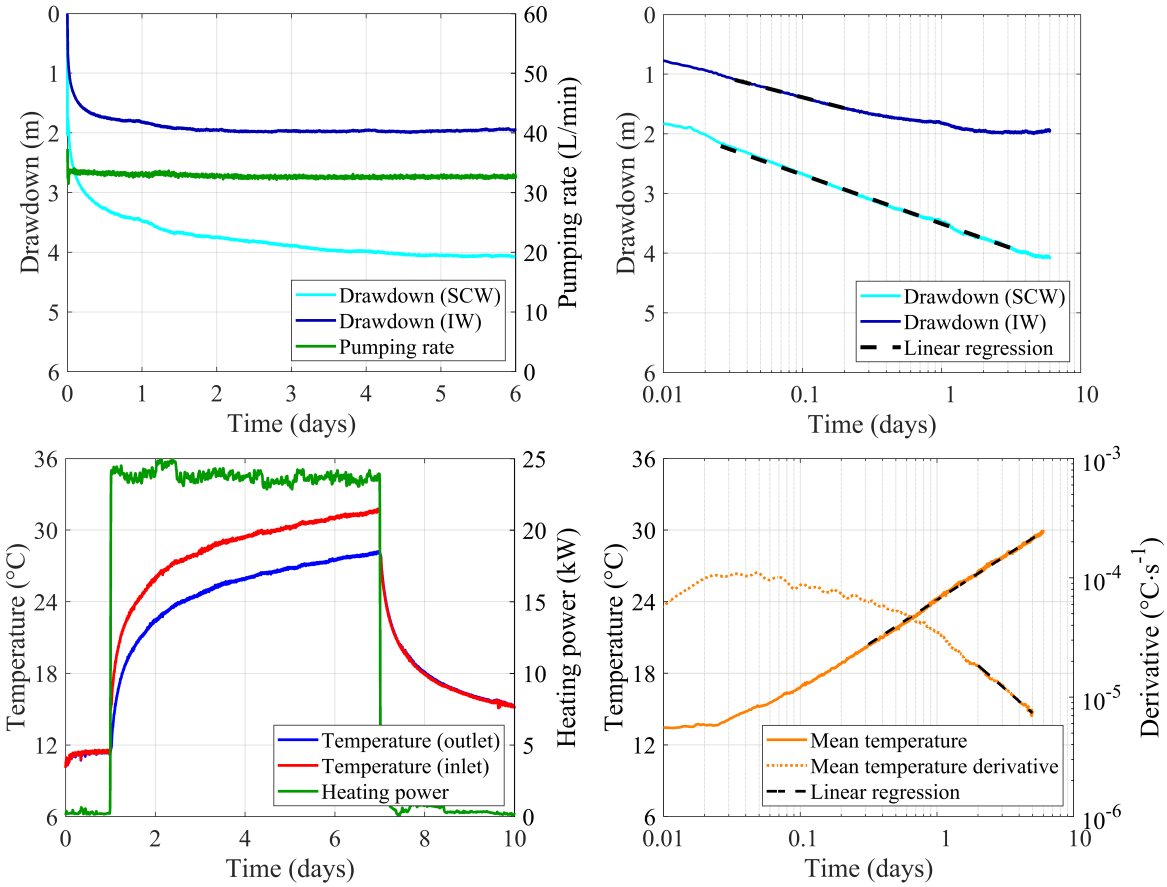

FIGURE 4.4 Interpretation of the pumping test (top) and thermal response test (bottom).

24 h to measure initial ground temperature, heat was injected in the borehole for 6 days using a 24-kW water heater, followed by a 4-day recovery phase. Five subsequent 1-day heating and recovery phases were then alternated, with the last recovery phase lasting 4 days and involving a 10% bleed. During the test, flow rate was maintained around 98 L/min, and water temperatures at the inlet and outlet of the well were monitored with temperature sensors having 0.2 ℃ accuracy. The heating power Q was maintained around 24 kW for all the heating phases, assuming it to be defined by $\Delta T \dot{V} (\rho C_p)_w$, where ΔT is the difference between the inlet and outlet of the well, $\dot{V}$ is the pumping rate, and $(\rho C_p)_w$ is the water volumetric heat capacity. The first heating phase of the thermal response test was interpreted considering the borehole length (215 m) and using the first-order approximation of the infinite line source model (Mogensen, 1983), as well as a derivative-based analysis (Pasquier, 2018). Both methods provided the same thermal conductivity estimate of 2.74 $\pm$0.25 W·m^{-1}K^{-1} (see Fig. 4.4). Note that the dominant source of error was on the ΔT measurement ($\pm$0.14 ℃). The latter incorporates filtering out of the systematic difference observed between the inlet

and outlet temperature sensors when running the system without heating. The difference between the laboratory and in situ values is minor and can be attributed to (1) the different borehole length tested by the thermal needle probe tests (305 m) and the thermal response test (215 m), (2) advective heat transfer promoted by the pumping action, (3) scale effects, and (4) modified water content of the laboratory samples. Note that monitoring showed that temperatures in the IW were not affected by the heat injection in the SCW during the thermal response test. At last, a 15-day thermal tracer test was conducted in July 2018 in the IW to evaluate a potential thermal interaction between both wells. During the test, 8 L/min was pumped in the SCW and reinjected in the IW. A constant 20 kW was injected in the water using the water heater, resulting in a mean injection temperature of 48°C. As temperatures in the SCW were not affected, the test provided so far no evidence of a thermal interaction between the SCW and the IW.

Winter operation test

At last, a 25-day heating operation experiment was conducted between January 26, 2018, and February 20, 2018, using the experimental installation described in the preceding. The heating operation involved a three-level bleed control and an on–off sequence as suggested by Nguyen *et al.* (2015a). Three steps of bleed ratios β of 10%, 20%, and 30% are triggered when the well outlet temperature reaches 7 ℃, 6 ℃, and 5 ℃. This strategy approaches the efficiency of a constant bleed while limiting the volume of water withdrawn from the well, which proves useful in the context of low rock permeability. Also, the heat pumps are sequentially deactivated for 5 min when the well outlet temperature reaches 4 ℃, to protect the equipment against potential risk of freezing and mechanical failure. The original data, namely, the experimental outlet and inlet temperatures, pumping and bleed rates, heat load extracted from groundwater, and submersible pump thermal loss (more detailed explanation provided later), are presented in Fig. 4.5.

4.4 Model development

4.4.1 Modeling strategy

Modeling the complex hydrogeothermal processes occurring in SCWs operation can be achieved by coupling a groundwater flow model and a heat transfer model in the COMSOL Multiphysics environment (Nguyen *et al.*, 2012, 2015a; Eppner *et al.*, 2015, 2017a,b; Beaudry *et al.*, 2018). In the present work, groundwater motion is approximated as a saturated flow within an equivalent porous medium. Hence, the governing equations are the continuity

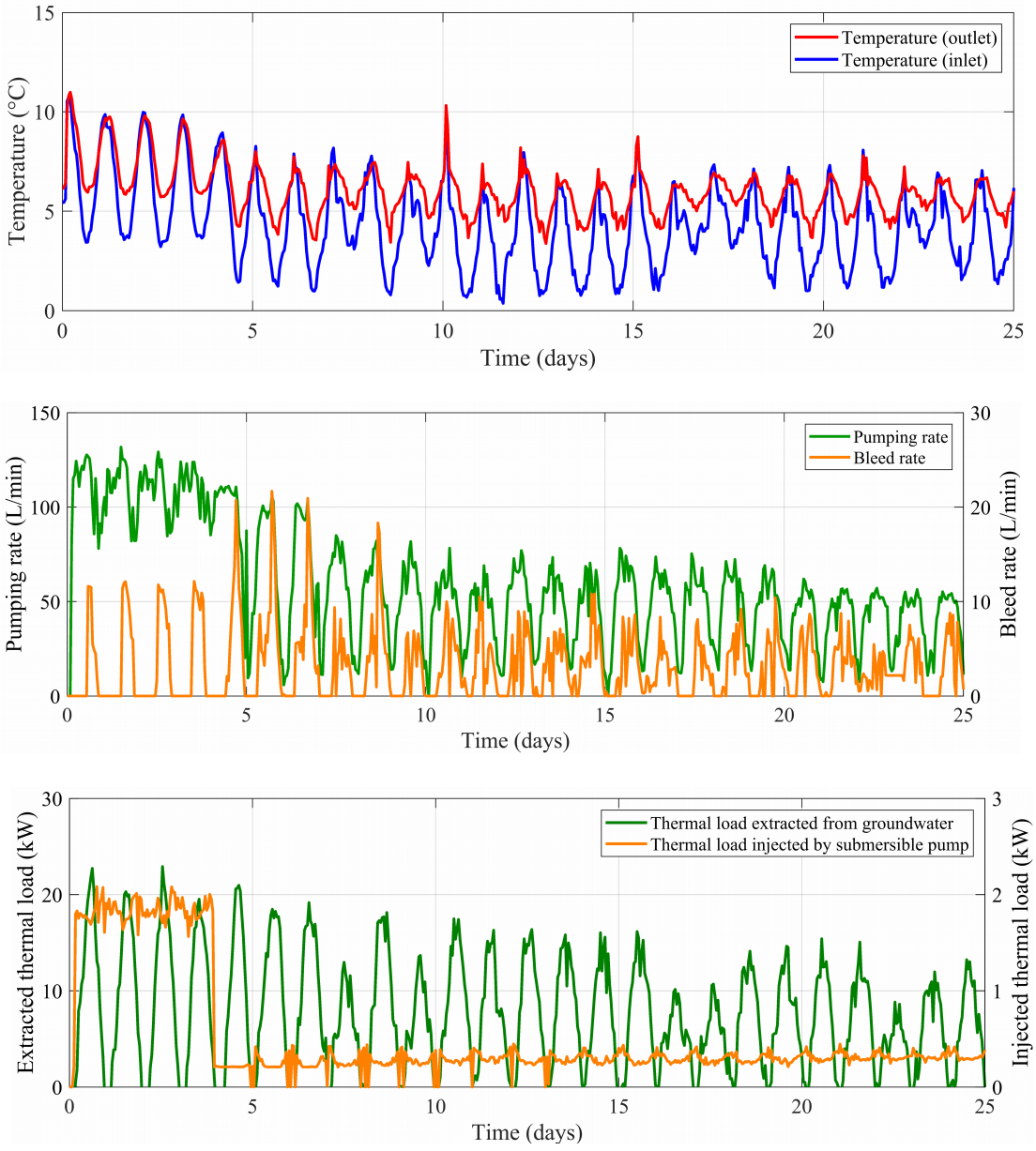

FIGURE 4.5 Monitored inlet and outlet temperatures (top), flow rates (center), and thermal loads (bottom) during a 25-day winter operation test.

equation and Darcy's law as expressed by Eq. 4.1 and Eq. 4.2, where ρ is the fluid density, g is the gravitational acceleration, p is the pressure, $\mathbf{u}$ is the vector of Darcy velocity, K is the temperature-dependent hydraulic conductivity, z is the elevation, and S_s is the specific storage expressed in Pa^{-1} :

$$\rho S_s \frac{\delta p}{\delta t} = -\nabla \cdot (\rho \mathbf{u}) \tag{4.1}$$

$$\mathbf{u} = \frac{-K}{\rho g}(\nabla p + \rho g \nabla z) \tag{4.2}$$

Thermal effects in the model consider conductive and advective heat transfer mechanisms. As a continuous recirculation takes place in the SCW, natural convection is assumed to be negligeable and is therefore not represented. In a similar manner, the effect of a fluid boundary layer at the pipes and borehole walls was tested and has shown to bear insignificant impact on the results, which was attributed to the turbulent flow and the borehole wall roughness. Thus, convective heat transfer was not considered in the simulations. Since heat transfer occurs in a fractured medium, the thermal dispersion was also neglected. Advection accounts for the motion of the water within the well and the surrounding hydrogeologic units, and depends on the Darcy velocity computed by Eq. 4.2. The state equation solved for heat transfer is given by Eq. 4.3 :

$$(\rho C_p)_{eq} \frac{\delta T}{\delta t} + (\rho C_p)_w \mathbf{u} \cdot \nabla T = \nabla \cdot (k_{eq} \nabla T) \tag{4.3}$$

where T is the temperature, k_{eq} and $(\rho C_p)_{eq}$ are, respectively, the thermal conductivity and volumetric heat capacity of the equivalent porous medium, and $(\rho C_p)_w$ is the volumetric heat capacity of groundwater. It should be noted that k_{eq} and $(\rho C_p)_{eq}$ are the weighted arithmetic mean of the thermal properties of the solid structure and groundwater contained in the pores and fractures of the structure.

Geometry and materials

The SCW real geometry was represented in the model by a simplified two-dimensional (2D) axisymmetric configuration to minimize computation time (see Table 4.3). Accordingly, the riser pipe was adapted to a concentric annular space of equivalent cross-sectional area. The reinjection pipe was for its part stretched from the surface down to a depth of 210 m, which corresponds to the center point of its perforated length. The model radius was set at 30 m to avoid interfering with the model's important outputs, that is, the well drawdown and tempe-

rature of the pumped groundwater. Note that the IW was left out of the model, considering that the heat injection test conducted in July 2018 indicated no thermal interaction between both wells.

Tableau 4.3 Geometry of the finite-element model used to represent the experimental SCW.

Parameter	**Clayey silt**	**Rock**	**Upper SCW**	**Lower SCW**	**Riser pipe**	**Reinjection pipe**
Depth (z)	3 m	215 m	20 m	215 m	18 m	210 m
Radius (r)	30 m	30 m	121 mm	83 mm	44.58 mm (outer)	30.16 mm (outer)
					38 76 mm (inner)	23.34 mm (inner)

The geometrical elements were defined using four equivalent porous materials representing the clayey silt, HDPE pipes, groundwater, and rock (see Table 4.4). The unconsolidated sediment parameters were selected from typical values for clayey silt having 50% saturation (Freeze et Cherry, 1979; Banks, 2012). The HDPE pipes and groundwater thermal parameters were obtained, respectively, from the manufacturer's specifications and the reported standard values at 20°C. Their hydraulic parameters were attributed to represent, respectively, a perfectly impervious solid and a perfectly pervious liquid with very low storage. For its part, the rock domain was directly attributed the equivalent hydraulic and thermal properties provided by the field investigation, as well as typical values for porosity and volumetric heat capacity of most rocks (Banks, 2012). The hydraulic conductivity value obtained from the pumping well was implemented in the model. To account for the temperature-dependent nature of this property, it was defined following $K(T) = \kappa\rho_w(T)g/\mu_w(T)$, where the rock permeability κ is constant and the water dynamic viscosity μ_w and density ρ_w are temperature dependent (Freeze et Cherry, 1979). At last, although it is not usual, the specific storage value obtained from the pumping well (SCW) was selected as well, as it allows to numerically reproduce the drawdown evolution in the SCW.

Tableau 4.4 Equivalent properties of model materials.

Parameter	**Unit**	**Clayey silt**	**Rock**	**HDPE pipes**	**Water**
Thermal conductivity (k)	$\mathrm{W{\cdot}m^{-1}K^{-1}}$	1.60	2.74*	0.42	0.59
Volumetric heat capacity (ρC_p)	$\mathrm{kJ{\cdot}m^{-3}K^{-1}}$	2320	2000	2174	4176
Hydraulic conductivity (K)	$\mathrm{m{\cdot}s^{-1}}$	1e-7	5.7e-7*	1e-9	1000
Specific storage (S_s)	$\mathrm{m^{-1}}$	1e-3	8.0e-4*	4e-6	4e-6
Porosity (n)	–	0.40	0.01	0	1

*Values obtained directly through the field investigation.

Initial and boundary conditions

Boundary conditions used to represent the dynamic processes affecting the system's evolution are illustrated in Fig. 4.6. Note that the latter are attributed strictly to the external boundaries of the model and that if a boundary condition is unspecified in Fig. 4.6, a zero flux boundary was used. A constant hydraulic head of 213 m, representing the static level elevation with respect to the base of the borehole, was set as the initial head for the whole model domain and along the lateral boundary. Both outflow v_{out} (see Eq. 4.4) and inflow v_{in} (see Eq. 4.5) boundaries located at the top of the well were attributed a normal velocity derived from the pumping rate $\dot{V}$, the corresponding cross-sectional area A, and a bleed ratio β. Note that the bleed ratio represents the bleed rate to pumping rate ratio.

$$v_{out} = \frac{\dot{V}}{A_{out}} \tag{4.4}$$

$$v_{in} = \frac{\dot{V}(1-\beta)}{A_{in}} \tag{4.5}$$

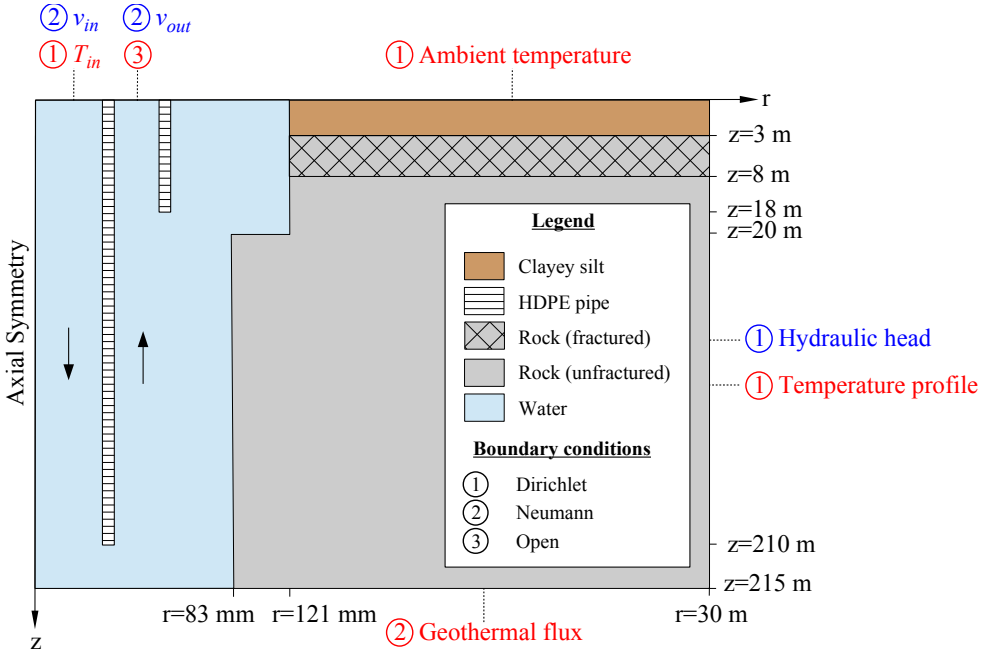

FIGURE 4.6 Geometry and boundary conditions of the hydraulic (blue) and heat transfer unspecified (not to scale).

For the thermal conditions, a natural geothermal heat flux ($q_{geo} = 0.063$ W·m^{-2}) was derived from the thermal conductivity deduced from the thermal response test and the geothermal gradient dT/dz following the relation $q_{geo} = k(dT/dz)$, and then set as the heat flux at the base of the model. The initial solution of the whole simulation domain and the temperature along the radial boundary were intended to correspond to the undisturbed temperature profiles shown in Fig. 4.3. The latter can be corrected to account for the seasonal temperature fluctuations that affect the first 30 m by imposing the ambient air temperature evolution on the top boundary. The thermal load Q_g injected or extracted from the ground by the laboratory equipment (the heat pumps or the water heater) and the pumping rate $\dot{V}$ and bleed ratio β can be implemented in the model as time-varying functions. The temperature variation ΔT induced by the ground thermal load is computed by the model at each time step and considered as the difference between the outlet and inlet fluid temperatures T_{out} and T_{in}. This can be summarized by

$$\Delta T = \frac{Q_g}{(\dot{V}(\rho C_p)_w)} \tag{4.6}$$

with

$$T_{in} = T_{out} + \Delta T \tag{4.7}$$

4.4.2 Model additional features

In order to improve the representation of all the physical phenomena at work, two additional features were added to the model : namely, the implementation of a submersible pump heat loss and a fractured zone, which are described in the following.

Submersible pump heat loss

A heat source was set at the location of the submersible pump in the annular region at a depth of 18 m. The pump energy consumption Q_{sub} corresponding to the submersible pump efficiency η_{sub} was considered to be converted in mechanical energy that would be conveyed by the fluid and eventually dissipated mostly inside the laboratory due to the high pressure loss entailed by the experimental apparatus. The remaining amount of energy was considered as a thermal loss located only in the pump. Accordingly, the submersible pump thermal loss

in the ground was described following $Q_{g,sub} = (1 - \eta_{sub}) \cdot Q_{sub}$. The evaluation of the pump efficiency was made using the published pump curve, which returns the efficiency with respect to flow rate at nominal shaft speed (3450 rpm). Considering that the pump is a variable-frequency drive that rarely operates near its nominal speed, evaluation of nominal flow rate $\dot{V}_{nom}$ can be made using the affinity laws, which express the relation between the parameters involved in pump performance. If speed changes and impeller diameter remains constant, we have $\dot{V}_{nom}/\dot{V}_{exp} = N_{nom}/N_{exp}$, where $\dot{V}_{exp}$ and N_{exp} are the measured flow rate and shaft speed, and N_{nom} is the nominal shaft speed. The resulting heat source can be implemented in the model as a time-varying function.

Fractured zone

As mentioned in the section on the experimental data acquisition, the presence of preferential flow paths near the surface is likely, given the geological context and the various field observations. Therefore, based on geological evidence and field observations, the rock formation was divided in a more permeable fractured horizon near the surface (between 3 m and 8 m) and a less permeable horizon for the lower part of the SCW as shown in Fig. 4.6. The hydraulic properties of each zone (hydraulic conductivity K and specific storage S_s) were obtained following the strategy proposed by Nguyen *et al.* (2015b). The latter consists of linking the mean hydraulic properties $\bar{x}$ and the properties of the fractured (x_f) and unfractured (x_u) zones through

$$\bar{x}_{eq} = \frac{(b-l)x_u + lx_f}{b} \tag{4.8}$$

with b the SCW depth and l the thickness of the fractured zone. To obtain an exploitable numerical value for x_f and x_u, x_{eq} is set equal to the experimental value presented in Table 4.4 while a constraint $\phi = x_f/x_u = 100$ is added for both properties.

4.5 Experimental validation

In this section, simulations were conducted with the aim of verifying the accuracy of the model's outputs. For this purpose, the 6-day pumping test, 24-day thermal response test, and 25-day winter operation test were emulated and the model drawdown and temperature outputs were compared with their experimental counterparts. It is important to note that the parameters derived from the field study were directly implemented and were not adjusted

within the model.

4.5.1 Simulation strategy

As the tests were conducted after a summer of cooling operation, the initial temperature field set as the temperature initial solution on the whole domain was computed using kriging with external drift functions (Chilès et Delfiner, 2012). Three drift functions were used : one based on the infinite line source to represent the lateral variation due to historic heat injection in the SCW, the second one to describe the temperature seasonal variation (Lunardini, 1981), and the third one, a vertical gradient, to represent the effect of the geothermal gradient. In addition, different nugget effects were used for temperature data measured in SCW and IW to reflect the differences in precision for the measures in both wells. The undisturbed ground temperature profile presented in Fig. 4.3 and temperature profiles measured in the SCW before the tests were used as inputs for the temperature field computation. Note that the fiber-optic data were used to set the initial temperature solution and that the temperature sensors inside the geothermal laboratory were calibrated so as to match this data. The monitored pumping rates, bleed ratio (being 1 for the pumping test), heating loads (being 0 for the pumping test), and submersible pump heat loss were directly implemented at intervals of 1 min. A low-pass filter was applied on the winter operation test data to remove some noise and artifacts in the data. The simulations were then carried out using a maximum time step of 1 min.

4.5.2 Simulation results

As a first step, two simple simulations reproducing the previously described pumping test and full-length thermal response test were conducted to validate both separate hydraulic and thermal aspects of the developed model. To evaluate the accuracy of the coupled groundwater flow and heat transfer models, a simulation was then conducted emulating the winter operation test. The difference between the simulated and the experimental drawdowns (pumping test) and operating temperatures (thermal response test and winter operation test) was analyzed and the mean absolute error (MAE) and root mean square error (RMSE) were calculated. As a demonstration of the mass and heat transfer processes at work, Fig. 4.7 illustrates the spatial distribution of the hydraulic head, Darcy velocity, and temperature computed by the numerical model during the winter operation simulation (t=16.5 d). Unsurprisingly, the hydraulic head is lower near the well, where a drawdown of around 0.5 m is observed, since bleed was active at this moment of the test. For Darcy velocity, significantly higher values are found inside the fractured horizon due to the permeability contrast. At last,

colder temperatures of around 5 ℃ to 6 ℃ are observed near the well and the surface and reflect the heating mode and winter ambient temperature.

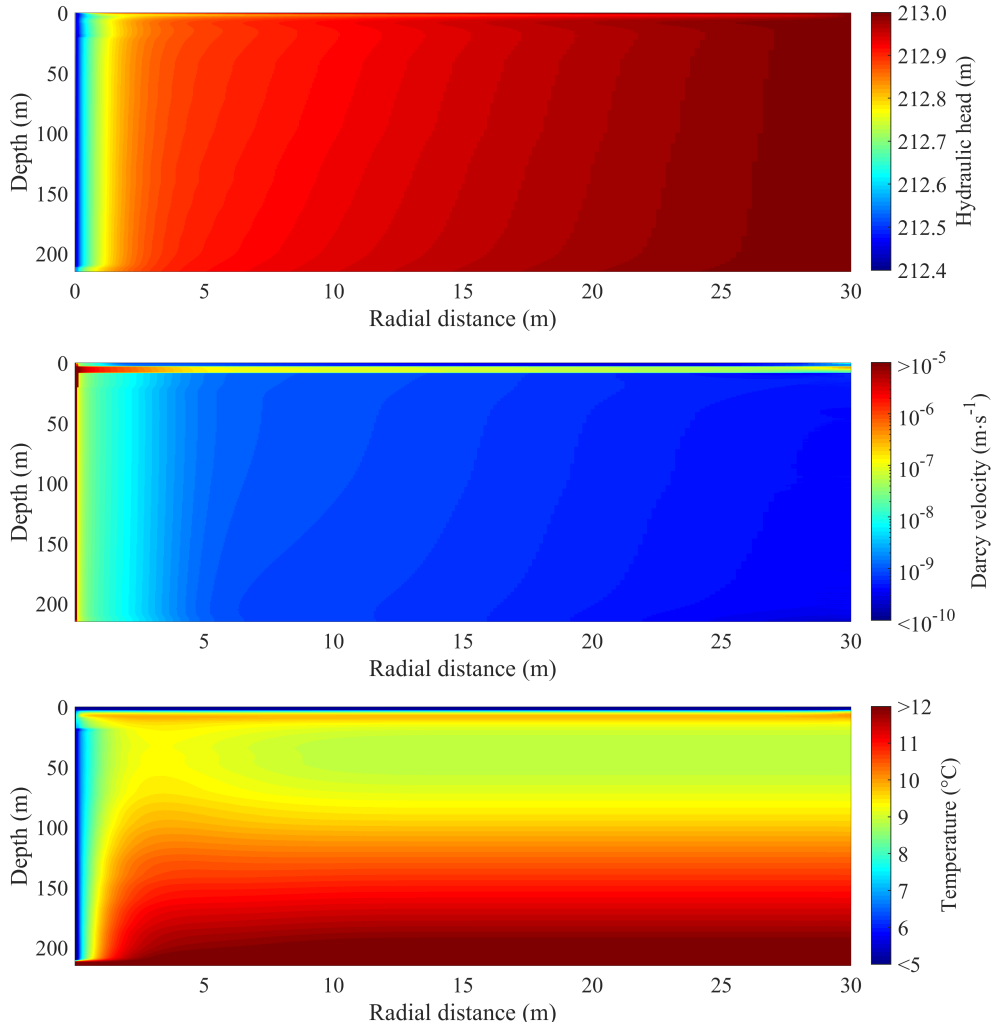

FIGURE 4.7 Simulated hydraulic head (top), Darcy velocity (center), and temperature (bottom) for t=16.5 days during the 25-day winter operation test.

Fig. 4.8 shows for its part a very good agreement between experimental and computed drawdowns and groundwater temperatures without any model calibration. The resulting MAE and RMSE are 7.3 cm and 7.7 cm for the pumping test, 0.15 ℃ and 0.18 ℃ for the thermal response test, and 0.32 ℃ and 0.73 ℃ for the winter operation test. Note that the temperature error of the thermal response test is similar to the sensor's accuracy, as shown in Table 4.1. The winter operation test's is slightly higher, which can be attributed to the more dynamic operating conditions at work during this experiment.

At last, the simulated temperature inside the reinjection pipes and annular space during

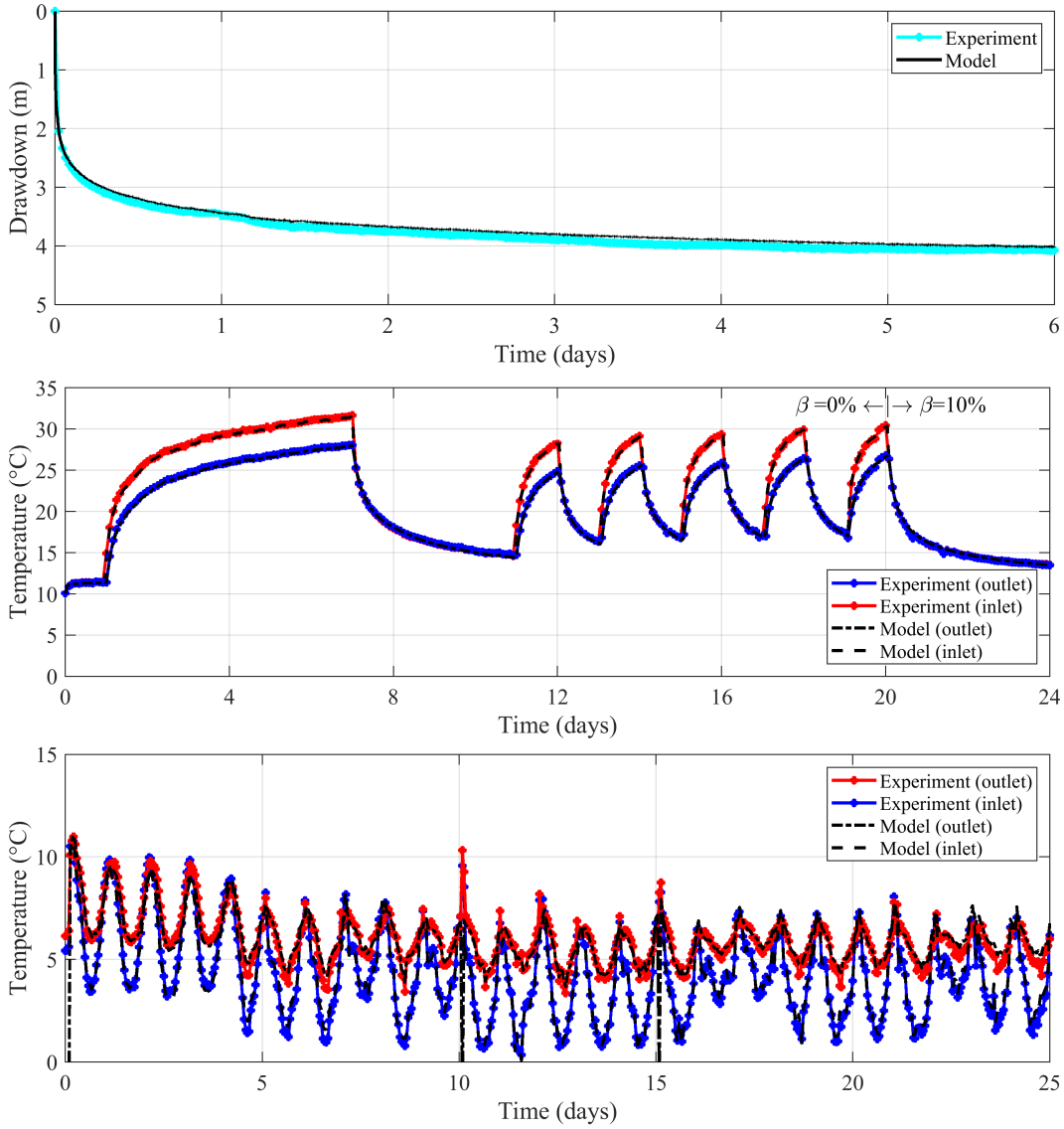

FIGURE 4.8 Experimental and simulated drawdowns at the SCW during the 6-day pumping test (top), and experimental and simulated inlet and outlet temperatures during the 24-day thermal response test (center) and during the 25-day winter operation test (bottom).

the thermal response test and winter operation test were also compared with the fiber-optic measurements. Fig. 4.9 illustrates a good agreement between the experimental and simulated temperatures in both the reinjection pipe and the annular space. Note that the shape of the upper annular space curve is explained by this section being located above the pumping zone, and therefore outside of the main circulation loop.

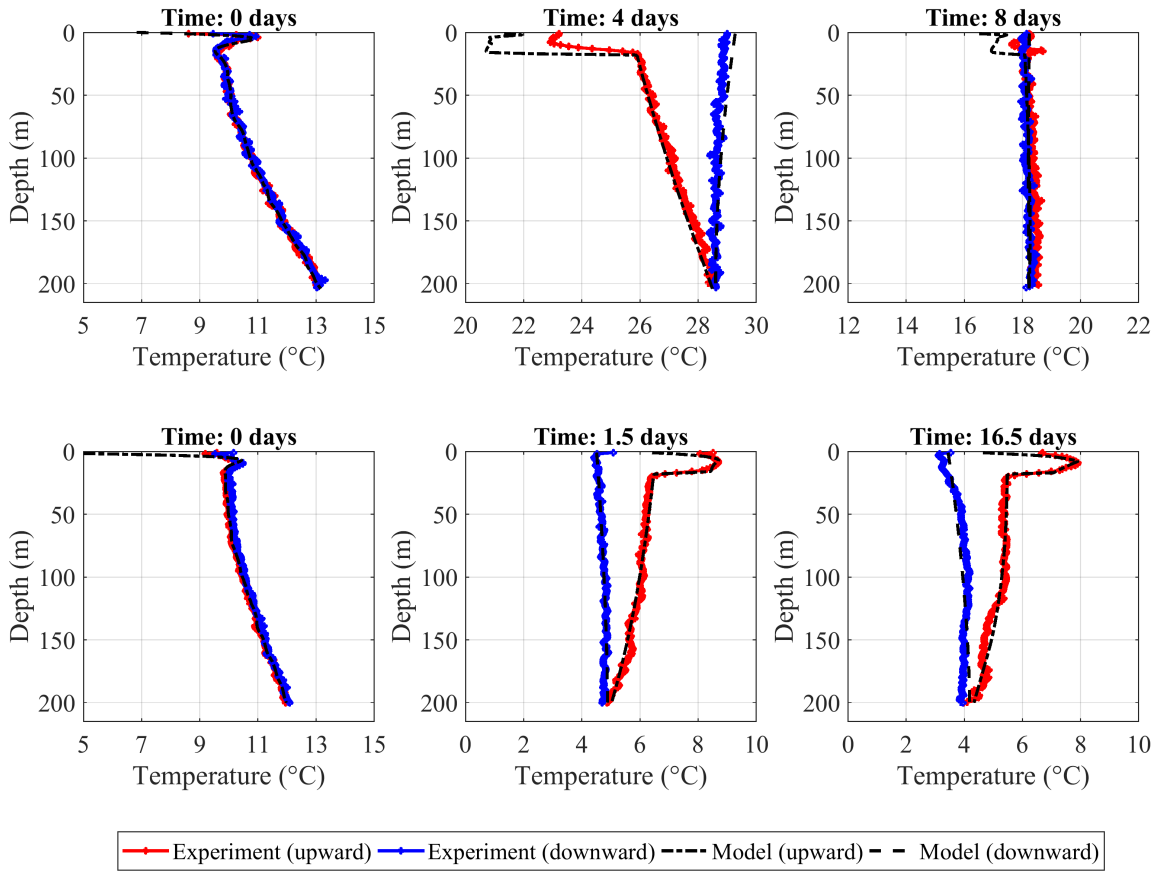

FIGURE 4.9 Experimental and simulated temperatures inside the reinjection pipes (downward) and annular space (upward) during the 24-day thermal response test (top) and 25-day winter operation experiment (bottom).

4.5.3 Sensitivity analysis

This section seeks to investigate the benefits of implementing the additional features described in the section on the model development, since they also bring additional computational burden to the numerical resolution. A series of simulations reproducing the 24-day thermal response test and 25-day winter operation test were carried out following the methodology presented in the preceding with the aim of illustrating the impact of removing the so-called additional features. The simulated temperatures for each scenario were compared with the experimental data (see Fig. 4.10). The resulting MAE and RMSE were also calculated for the different scenarios (see Table 4.5). Scenario 1 represents the solution of the reference model as it was described in the preceding. Scenario 2 represents a solution that leaves out the heat loss of the submersible pump ($Q_{g,sub} = 0$), and Scenario 3 represents a situation that involves

a homogeneous rock formation ($\phi = 1$).

TABLEAU 4.5 Errors of scenarios 1, 2, and 3 for the 24-day thermal response test and 25-day winter operation test.

Scenario	Description	Thermal response test		Winter operation test	
		MAE	**RMSE**	**MAE**	**RMSE**
1	Reference	0.15°C	0.18°C	0.32°C	0.73°C
2	$Q_{g,sub} = 0$	0.40°C	0.42°C	0.49°C	0.90°C
3	$\phi = 1$	0.28°C	0.41°C	0.36°C	0.78°C

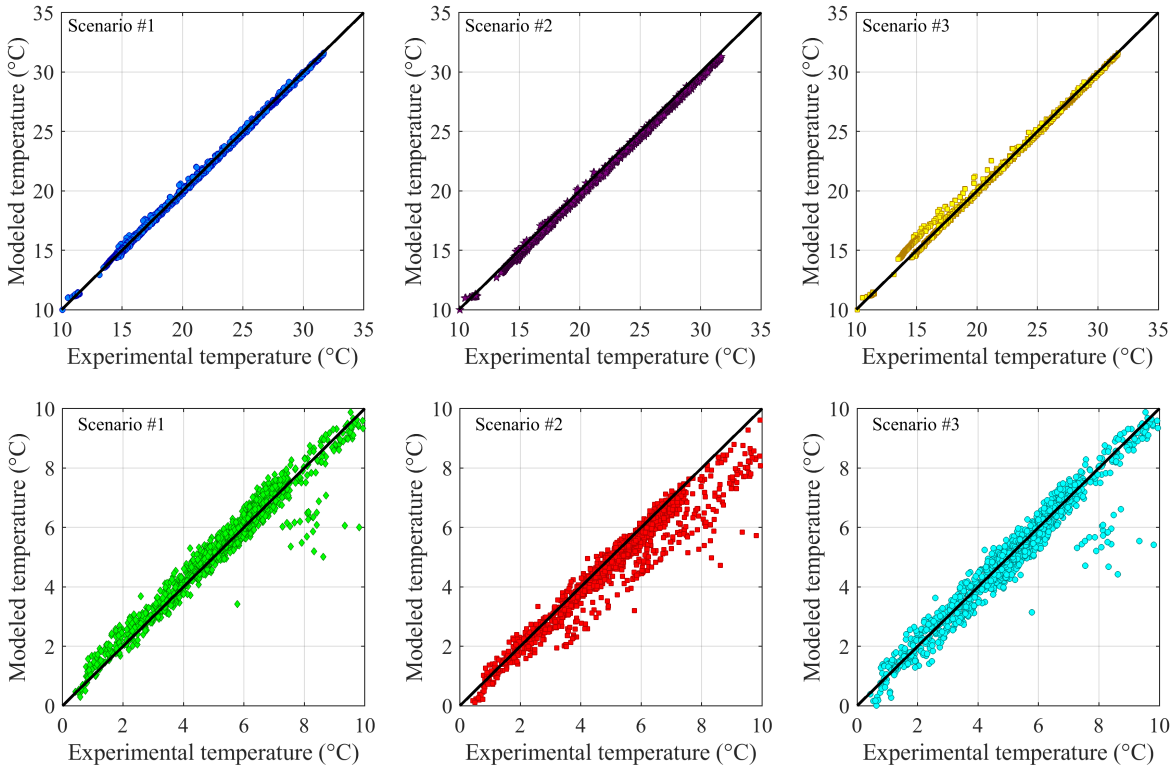

FIGURE 4.10 Comparison of experimental and simulated inlet and outlet temperatures for Scenario 1 (reference), Scenario 2 ($Q_{g,sub} = 0$), and Scenario 3 ($\phi = 1$) during the 24-day thermal response test (upper line) and 25-day winter operation experiment (lower line).

Effect of the heat gain caused by the submersible pump

Submersible pumps are centrifugal pumps that work while submerged in water. They consist of (1) a series of impellers that accelerate the fluid and create output water pressure and (2) an electric motor that is attached below the system to spin the impellers. Friction of moving components in the pump motor can cause mechanical losses that are meant to transfer in

the water surrounding the pump to prevent overheating. The magnitude of this heat gain in the well can be assessed by consulting the published pump curve, which indicates the pump overall efficiency that is a ratio of the energy delivered by the pump to the energy supplied to the pump shaft, as presented in the section on the model development. To evaluate the impact of this heat gain on the system's temperature evolution, it was neglected during comparative simulations (Scenario 2). Results shown in Fig. 4.10 suggest that the system's temperatures are clearly underestimated compared to the reference solution and experimental data when the submersible pump operates at high rotation frequencies, namely, during the first 4 days of the winter operation test (see Fig. 4.5). The same effect can also be seen during the thermal response test but on a smaller scale due to the lower rotation frequency that entailed a constant heat gain of around 500 W. These findings suggest that the heat loss of the submersible pump can have a moderate influence on the system's temperature evolution when operating at high impeller rotations.

Effect of the fractured zone

The presence of highly conductive fractured zones has been described as a feature that boosts the performance of SCWs operating under a bleed flow rate. This higher efficiency has been attributed to the larger volume of groundwater close to the undisturbed ground temperature that is brought to the well in such heterogeneous conditions (Nguyen *et al.*, 2015b). Based on geological evidence and field observations, such a conductive zone was implemented in the reference model from 3 m to 8 m depths to represent surficial fracturation that is frequently observed in the St. Lawrence Lowlands. To investigate the extent to which this feature influences the SCW's thermal recovery, comparative simulations (Scenario 3) were conducted by setting a heterogeneity factor $\phi = 1$ that would emulate a homogeneous rock formation. Results shown in Fig. 4.10 suggest that the homogeneous Scenario 3 slightly overevaluates the well inlet and outlet temperatures during the last recovery phase of the thermal response test, which translates as a doubled MAE compared with the fractured Scenario 1 (see Table 4.5). As this phase involved a 10% bleed, that is to say that the presence of the fractured zone tends to strengthen bleed efficiency, which corroborates the results of Nguyen *et al.* (2015b). The same effect is discernable in the winter operation test results. However, the impact of this feature on the well outlet temperature is believed to be damped by the low level of hydraulic solicitation during both tests, and it should therefore be tested under more dynamic conditions.

4.6 Numerical analysis

It was shown in the section on the experimental validation that the proposed numerical model allows for adequate representation of the hydraulic and thermal processes at work during the operation of an SCW under dynamic bleed control. This section seeks to take further advantage of the validated model. The aim is to investigate the respective impact of surficial (3 m–8 m) and deep (195 m–200 m) fractured zones on the operating temperatures of an SCW under high hydraulic solicitation during winter-long heat extraction. Both down-pumped and top-pumped configurations are explored to evaluate the latter's potential for reducing the costs and logistical problems associated with SCWs installation and maintenance. Simulations are conducted to emulate a winter-long heat extraction operation scheduled from December 1 to April 1. The initial temperature on the simulation domain is selected accordingly, and the surficial boundary condition is set to represent the regional average air temperature during the months of December (–6.3 ℃), January (–10.2 ℃), February (–8.4 ℃), and March (–2.3 ℃). The model's inputs are selected so as to be representative of the conditions at work during the experimental tests on the Varennes site. Hydraulic solicitation of the system and surrounding hydrogeologic units is increased in order to obtain a better definition of the cases examined. Thus, a constant 100 L/min flow rate, 30% bleed ratio, 500 W submersible pump heat loss, and 20 kW thermal load at the heat exchanger are imposed during simulations having a 1-h maximum time step. The resulting simulated temperatures at the well outlet are presented in Fig. 4.11. The distribution of the heat flux on the simulation domain is also shown in Fig 4.12 for the top-pumped arrangement at $t = 120$ d, while Fig 4.13 illustrates the evolution of the mean simulated temperature within the homogeneous bedrock and surficial and deep fractured zones.

4.6.1 Effect of the depth of a fractured zone

Results presented in the section on the experimental validation suggest that the presence of a highly conductive fractured zone can enhance bleed efficiency due to the larger amount of groundwater close to the far-field temperature that is brought to the well. The observed effect was subtle, however, which was attributed to the low bleed rates at work during the field tests.

The case of a deep fractured zone

By looking at the temperature evolution in Fig. 4.11, one can appreciate at once the significant beneficial effect of a deep fracture for winter heat pump operation coupled with active bleed.

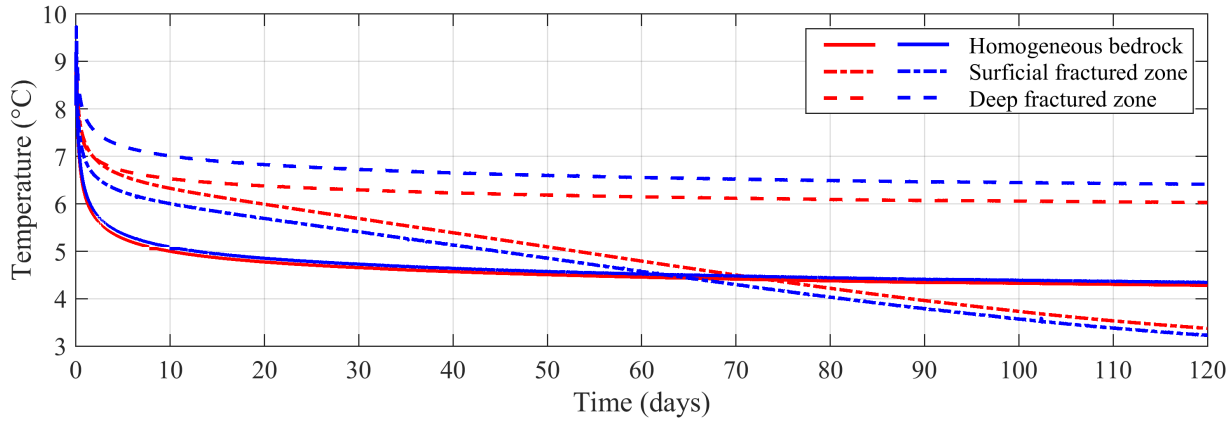

FIGURE 4.11 Simulated temperature at the well outlet during a 120-day constant heat extraction involving a 30% bleed for a top-pumped (red) and down-pumped (blue) configuration.

The heat flux maps illlustrated in Fig. 4.12 suggest that this performance is attributable to the highly efficient heat transfer in the fractured zone. First, the presence of this more permeable layer allows for a constant influx of groundwater near the undisturbed ground temperature. The depth of this horizon is also associated with warmer temperatures, owing to the natural geothermal gradient. Fig 4.13 illustrates the evolution of the average temperature within the homogeneous bedrock, which remains constant around 10 ℃ for the test duration. By comparison, the temperature in the deep fractured zone is warmer at around 12 ℃, which explains the warmer outlet temperature observed and indicates a potential beneficial effect for winter heat pump operation.

The case of a shallow fractured zone

The case of a shallow fractured zone (3 m–8 m) proves to be more complex. If advantageous conditions are observed during the first half of the winter-long heat extraction, a steep decrease of the well outlet temperature leads to a rather detrimental operation compared with the homogeneous situation. This situation comes as a result of the seasonal fluctuation of the near-surface ground temperature, which induces a slow but continuous reduction of the temperature in the surficial fractured zone. The temperature evolution inside the surficial fractured zone is illustrated in Fig. 4.13 and appears to be strongly correlated with the well outlet temperature corresponding to this scenario. This is to say that the presence of a fractured zone near the surface can eventually weaken bleed efficiency during winter heat extraction as it promotes recharge of the SCW with colder water.

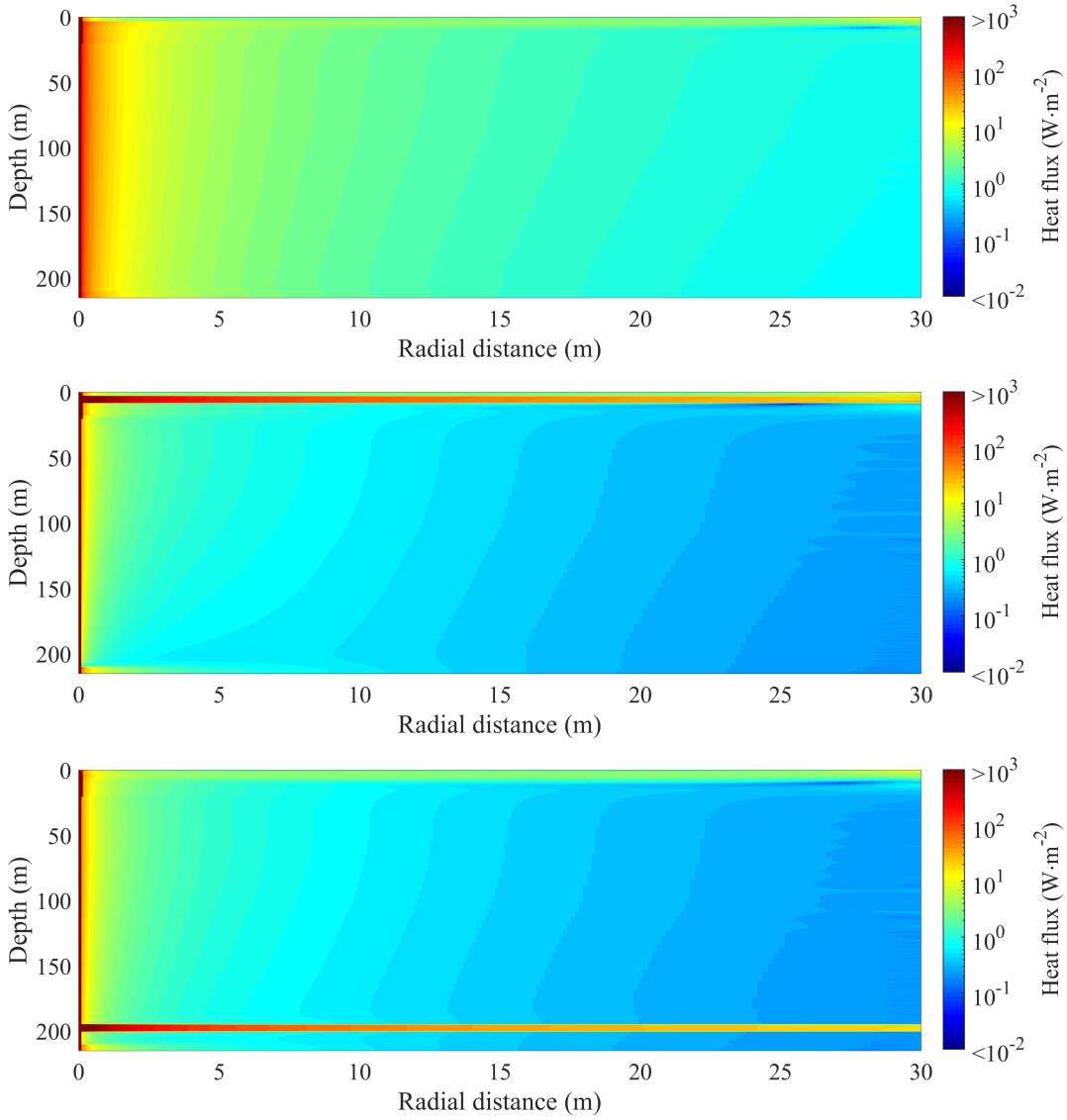

FIGURE 4.12 Total simulated heat flux at the end of a 120-day constant heat extraction involving a 30% bleed for a top-pumped configuration, with a homogeneous bedrock (top), surficial (center), and deep (bottom) fractured zones.

4.6.2 Effect of the pumping arrangement

It was previously mentioned that SCW systems commonly support a configuration where the pumping area is located at the base of the well and the return pipe is near the top. This strategy aims at drawing warmer groundwater into the well, but also brings construction difficulties since a suction tube accommodating the submersible pump diameter needs to be stretched down to the bottom of the well. This problem can be avoided by adopting a

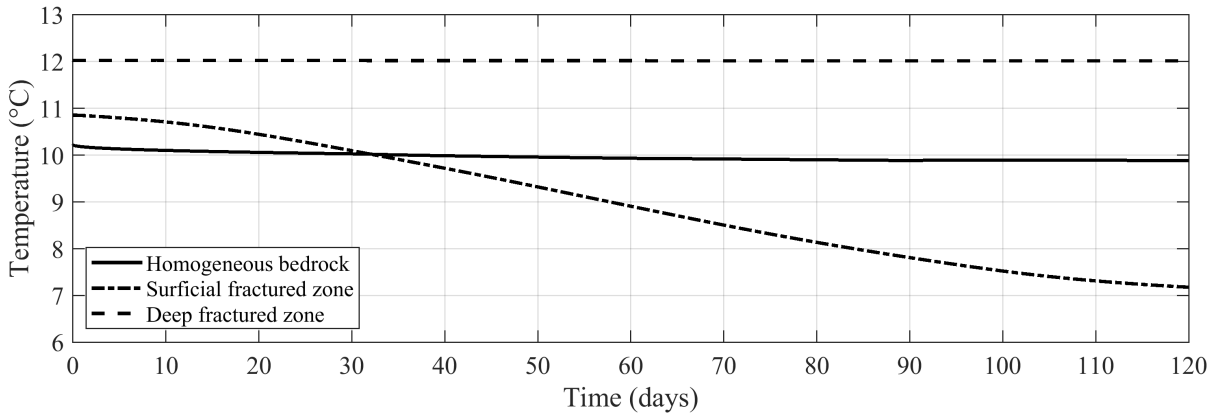

FIGURE 4.13 Simulated temperature inside the homogeneous bedrock, surficial, and deep fractured zones during a 120-day constant heat extraction involving a 30% bleed.

reverse pumping configuration. However, little research has been conducted on this topic, and the potential loss of efficiency related to this strategy has not been clearly assessed. A first glance at the results shown in Fig 4.11 invalidates the idea that a significant energy gain can be made by switching the pumping and reinjection depths of a SCW installed in a homogeneous bedrock, even in the presence of a high bleed rate. Moreover, the presence of a surficial fractured zone appears to slightly deteriorate the performance of the system when in down-pumped arrangement. The case of a deep fractured zone controlling most part of the groundwater flow and heat transfer, however, suggests that a down-pumped configuration is beneficial to heat pump operation, leading to outlet temperatures reverse arrangement. The case of a deep fractured zone controlling most part of the groundwater flow and heat transfer, however, suggests that a down-pumped configuration is beneficial to heat pump operation, leading to outlet temperatures up to 0.5 ℃ higher than the reverse arrangement.

4.7 Conclusion

In this article, a finite-element model coupling heat transfer and groundwater flow was developed to simulate the behavior of an experimental SCW connected to a large-scale geothermal laboratory. The thermal conductivity, hydraulic conductivity, and specific storage of the rock formation were identified by a comprehensive characterization study and were directly integrated in the model. Additional features representing the heat gain caused by a submersible pump and a surficial fractured zone were also implemented in the model. Simulations reproducing a 6-day pumping test, a 24-day thermal response test, and 25 days of highly dynamic winter operation showed that the proposed model reproduces the measured drawdown at the

SCW with a MAE of 7.3 cm and the well inlet and outlet temperatures with a MAE of 0.15 ℃ (thermal response test) and 0.32 ℃ (winter operation test). The gain in precision brought by implementing the additional features was evaluated by means of a sensitivity analysis. Results indicate that the heat loss of the submersible pump and the presence of a fractured zone affect groundwater temperatures. It is therefore suggested that these features be included in predictive models to obtain a better outlet temperature prediction. The validated model was used to further investigate the influence of shallow and deep fractured zones on the temperature evolution of a SCW operating with bleed during winter-long heat extraction. Findings confirm that the presence of a deep fractured zone enhances bleed efficiency and thus heat pump operation compared to a homogeneous bedrock. However, results also demonstrate the more ambiguous effect of a shallow fractured zone due to the strong dependence of the groundwater influx temperature on seasonal effects. It was shown that such a shallow fractured zone can be detrimental to heat pump operation during winter heat extraction as it eventually favors recharge of the SCW with colder water. Finally, comparative simulations suggest that placing the submersible pump near the surface and the return pipe near the base of the well avoid installation and maintenance difficulties without compromising heat pump operation in heating mode when the SCW is installed in a homogeneous bedrock or in the presence of a surficial fractured zone. To conclude, this study suggests that a thorough site investigation involving a pumping test, a thermal response test, and downhole temperature profile measurements should allow for accurate modeling and adequate design of a SCW operating without bleed. However, findings also emphasize the potentially strong influence of rock fracturing on the thermal recovery of a SCW operating with bleed in cold climates. These insights indicate that a careful evaluation of the bedrock fracturation and vertical temperature distribution can help better design of these systems, especially in post-glacial geological environments where surficial fractured zones are common.

4.8 Acknowledgments

We gratefully acknowledge the support of the Institut de l'Énergie Trottier, Canada Foundation for innovation, the Government of Québec, CanmetEnergy, Belimo, Bouthillette Parizeau, Trane Canada, Mécanicaction, and Eautec for their support during the development, construction and operation of the geothermal mobile laboratory used during this research. We also thank the anonymous reviewers for their valuable suggestions, Léo Cerclet for the carrying out of the thermal needle probe tests, and Étienne Bélanger and Pierre Beaudry for their technical support.

4.9 Nomenclature

List of acronyms

HDPE	High-density polyethylene
IW	Injection well
MAE	Mean absolute error
RMSE	Root mean square error
SCW	Standing column well

List of subscripts

eq	Equivalent
exp	Experimental
f	Fractured
g	Ground
geo	Geothermal
nom	Nominal
r	Rock
sub	Submersible pump
u	Unfractured
w	Water

List of variables

$\varnothing$	Diameter (mm)
β	Bleed ratio (–)
η	Efficiency (–)
κ	Permeability (m^2)
μ	Dynamic viscosity (Pa·s)
ρ	Density ($kg \cdot m^{-3}$)
ϕ	Heterogeneity factor (–)
A	Cross-sectional area (m^2)
C_p	Specific heat capacity ($J \cdot kg^{-1}K^{-1}$)
g	Gravitational acceleration ($m \cdot s^{-1}$)
H	Hydraulic head (m)

K	Hydraulic conductivity ($\mathrm{m{\cdot}s^{-1}}$)
k	Thermal conductivity ($\mathrm{W{\cdot}m^{-1}K^{-1}}$)
N	Shaft speed (rpm)
n	Porosity (–)
p	Pressure (Pa)
Q	Thermal load (W)
q	Specific thermal load ($\mathrm{W{\cdot}m^{-2}}$)
r	Radius (m)
S_s	Specific storage ($\mathrm{m^{-1}}$)
T	Temperature (℃)
t	Time (s)
$\mathbf{u}$	Darcy velocity ($\mathrm{m{\cdot}s^{-1}}$)
$\dot{V}$	Flow rate ($\mathrm{m^3s^{-1}}$)
v	Normal velocity ($\mathrm{m{\cdot}s^{-1}}$)
z	Depth (m)

CHAPITRE 5 ARTICLE 2 : A FAST CONVOLUTION-BASED METHOD TO SIMULATE TIME-VARYING FLOW RATES IN CLOSED-LOOP AND STANDING COLUMN WELL GROUND HEAT EXCHANGERS

Gabrielle Beaudry[1*], Philippe Pasquier[1], Denis Marcotte[1]

Renewable Energy, Volume 174, April 2021, Pages 55-72

[1] Department of Civil, Geological and Mining Engineering, Polytechnique Montreal, C.P. 6079 Succ. Centre-ville, Montreal H3C 3A7, Canada.

[*] Corresponding author : gabrielle.beaudry@polymtl.ca.

5.1 Abstract

The superposition principle is widely used to accelerate the computation of hourly fluid temperatures in ground heat exchangers. This work presents a first attempt at adapting this technique to non-stationary situations of ground-source heat pump operations that involve time-variant parameters, such as flow rates. An advanced response model is first employed to evaluate the outlet temperature signals corresponding to different sets of constant operating conditions. The transitions are then considered by combining the functions linearly and by using a scaled correction function. Eight synthetic validation studies were conducted, representing the dynamic operation of a closed-loop and a standing column well with time-variant circulation, pumping, and discharge rates, and groundwater velocities. It is shown that the developed method reproduces reference numerical results with mean absolute and relative errors that are lower than 0.04°C and 0.68%, respectively, and achieves a 30-day simulation with a 5-minute time step in a few hundredths of a second. This represents a reduction of five to seven orders of magnitude in computing times and demonstrates the potential of the proposed method to accelerate the simulation of ground heat exchangers that operate with time-variant flow rates.

5.2 Introduction

The building sector was responsible for approximately one-third of global carbon dioxide emissions in 2018, with a significant portion related to space heating and cooling (GlobalABC, 2019). Given that the energy demand for these activities is expected to grow by approximately 80% over the next few decades (IPCC, 2014), energy-efficient, low-carbon, and renewable

solutions are essential to achieve a sustainable built environment.

Large-scale ground-source heat pump (GSHP) deployment could enable substantive gains in this transition because these systems are considered to be the most energy-efficient technology for providing heating and cooling to buildings (Rees, 2016). GSHPs operate by extracting (or injecting) heat from the ground with a ratio of output thermal energy to input driving energy ranging from 3 to 5. In these systems, heat collection (or dissipation) is managed by circulating a heat carrier fluid through a ground heat exchanger (GHE) that can be in a closed-loop or open-loop configuration. In the former case, heat is exchanged by conduction between a continuous loop of piping filled with a refrigerant fluid and the surrounding ground. The latter case relies on advection and retrieves heat from the groundwater that is drawn up directly from an open well. Alternatively, the standing column well achieves a semi-open-loop configuration by recirculating groundwater in a single uncased borehole and discharging only a fraction of the total flow when increased efficiency is needed.

The successful operation of any GSHP system is strongly dependent on the accuracy of the GHE sizing (Spitler et Bernier, 2016). This implies that the total borehole length is neither oversized, thus unnecessarily expensive, nor undersized, and unable to provide the building with sufficient heat exchange. This process usually involves 1) conducting and interpreting a thermal response test to evaluate the ground's thermal properties and 2) forecasting the system's energy performance through the computation of fluid temperatures as a function of a thermal load signal, both of which require the use of a simulation model.

Historically, analytical models tackling the simulation of closed-loop GSHPs have considered the GHE as a line (Ingersoll *et al.*, 1954) or cylinder (Carslaw et Jaeger, 1959) source of heat with uniform radial diffusion along the borehole length. These models have been further expanded to cover a broad range of features such as axial effects (Zeng *et al.*, 2002), a constant hydraulic gradient (Sutton *et al.*, 2003), inclined boreholes (Cui *et al.*, 2006), short-time borehole resistance (Javed et Claesson, 2011), fluid flow rate (Cimmino, 2015), short-circuiting effects, and transit time (Beier et Spitler, 2016). These methods yield rapid results when heat transfer within the borehole can be assimilated to steady-state conduction but are generally unsuitable for accurately representing short-term transient processes, heterogeneous media, freeze-thaw cycles, and advective heat transfer. Hence, these methods can lead to overly conservative or imprudent designs in certain situations. Moreover, few analytical tools are available for the simulation of semi-open and open-loop GHEs, because some of these features are inherent to their operation.

Advanced numerical methods, such as finite differences, finite elements, and finite volumes, allow the definition of complex geometries and coupling thermal, hydraulic, and geochemical

processes involved in the GSHP operation. A variety of models have been developed for the simulation of closed-loop (Yazuzturk et Spitler, 1999; Pasquier et Marcotte, 2014) and standing column well (Spitler *et al.*, 2002; Eppner *et al.*, 2017a) systems. These models are generally highly accurate, as demonstrated by experimental validation studies (Pasquier et Marcotte, 2014; Beaudry *et al.*, 2019). In addition, they offer the possibility of directly evaluating the response to time-varying operating conditions, such as thermal loads, inlet fluid temperatures, flow rates, and groundwater velocities. However, the biggest drawback of numerical models is the solution of the advection-diffusion partial differential equation, which leads to a heavy computational load. The related long computing time prevents these models from being routinely used for design purposes (Spitler et Bernier, 2016). Previous studies have suggested the use of thermal resistance and capacity models (Bauer *et al.*, 2011; Pasquier et Marcotte, 2012; Nguyen *et al.*, 2015a; De Carli *et al.*, 2010) and Haar wavelets (Nguyen et Pasquier, 2015) to transform the problem into a system of ordinary differential equations, thus reducing the computational burden without significant accuracy losses. Although succeeding in this task, these solutions still suffer from a computational cost that makes them inadequate for advanced optimization-based methods that operate iteratively (Hénault *et al.*, 2016; Pasquier et Marcotte, 2020).

Simplification and acceleration schemes for the dynamic simulation of GHE fluid temperatures are typically based on the principle of superposition (Spitler et Bernier, 2016). The latter consists of adding up the individual linear and stationary responses of a simulation model to multiple heat fluxes and applies both in space and time. More specifically, the method introduced by Claesson et Dunand (1983) represents the solution to time-varying heat loads as a convolution product. The two convoluted functions are the incremental heat load function and the transfer function, which represents the normalized response of the simulation model to a constant and continuous heat load. The convolution product can be solved in the time domain as a non-recurrent summation ; however, it can be numerically heavy for short time steps. The solutions in the Laplace (Lamarche, 2009), matricial (Dusseault *et al.*, 2017), and spectral (Marcotte et Pasquier, 2008; Pasquier et Marcotte, 2013) domains have shown significant reductions in computing times. Other attempts have focused on heat load aggregation, which involves averaging past heat loads over defined time intervals to reduce the number of time steps (Yazuzturk et Spitler, 1999). More recently, the use of artificial neural networks to evaluate GHE transfer functions has been reported to provide near-instant results with very high accuracy (Pasquier *et al.*, 2018; Dusseault et Pasquier, 2019).

The pairing of advanced numerical models with the superposition principle allows the achievement of highly accurate solutions for the computation of hourly temperatures in all closed-, open-, and semi-open-loop GHEs, while enabling significant reductions in the computational

burden compared with purely numerical methods. However, this strategy hinges on the linearity and stationarity of the model's response and is thus currently unfit for the consideration of fundamental non-linear and non-stationary situations related to the GSHP operation, such as the time variation of the :

- Circulation (closed-loop) or pumping rate (open-loop and standing column wells)
- Groundwater velocity
- Discharge rate (open-loop and standing column wells)
- Fluid convective resistance related to flow rate within pipes
- Material properties such as fluid viscosity and density in reaction to temperature changes
- Volume of frozen/unfrozen ground due to freeze-thaw cycles, among others.

Presently, the dynamic representation of these parameters has only been performed using heavy numerical methods that are unsuitable for routine use and design purposes. A notable exception is the recent work of Beier *et al.* (2018), who suggested using a transient weighting factor that can be combined with a 1D radial model (Beier et Spitler, 2016) for the specific approximation of the response of a closed-loop GHE to dynamic circulation flow rates.

The present work intends to address the knowledge gap regarding the efficient and flexible simulation of time-variant GSHP operations. The objectives are twofold : 1) to propose an adaptation of the approach based on the pairing of an advanced response model with the superposition principle to non-stationary situations, and 2) demonstrate the application of the developed method for a variety of GHEs and operating parameters. For this purpose, eight validation studies were conducted emulating the dynamic operation of a closed-loop with time-variant circulation flow rates and groundwater velocities, and a standing column well with time-variant pumping and discharge flow rates. The accuracy and efficiency of the proposed technique were then confirmed by comparing the results with those obtained using two reference numerical models.

5.3 Theoretical background

In this work, we propose to extend the application of the superposition principle to the simulation of GHE non-stationary operations. First, the basics of the temporal superposition are reviewed. The usual method for the fast computation of linear and stationary systems is detailed, and its limits are presented. Then, an adaptation of this approach to the simulation of a non-stationary GHE operation involving time-varying operating conditions is formalized. It should be noted that the latter is developed based on the main assumption that all the problems considered should be subject to the constraints of linearity.

5.3.1 Temporal superposition

The principle of superposition allows for an efficient evaluation of the effect of an input signal on the output of a linear system. Applied in the time domain, this means that the system's global response to an input time series formed of subsequent stimuli can be treated as the sum of the individual responses caused by each stimulus. This technique is frequently used to simulate the output temperature of a GHE in response to an input dynamic heat load (Spitler et Bernier, 2016).

In linear time-invariant theory, it is understood that stationary systems are regulated by properties that do not change over time, and thus can be entirely described by their transfer function. The latter is also referred to as the system's impulse response, response function, g-function, or Green's function and represents the normalized response of the system to a constant input signal. In the field of GSHP simulation, the latter frequently represents the temperature response of the GHE to a constant input heat load of 1 W/m, 1 kW, or 1 °C. The superposition principle states that responses to different subsequent impulses are identical, except for a causal delay and a scale factor. The superposition process can be expressed as a convolution product of the input and transfer functions. For a deterministic causal system in its continuous-time form, Eq. 5.1 expresses the convolution product.

$$y(t) = (f * g)(t) = \int_0^t f(\tau) \cdot g(t - \tau) d\tau \tag{5.1}$$

where t is the output or observation time, τ is the input time or moment of the impulse application, $g(t)$ is the system's transfer function, and $y(t)$ is the output function resulting from the input function $f(t)$.

The fundamental difference between stationary and non-stationary linear systems is that the latter have time-variant parameters that modify their behavior. For example, a stationary GHE operation involves constant operating conditions, such as flow rates or groundwater velocities. In this situation, the only parameter driving the output temperature response of the system is the input heat load. In a non-stationary scheme, these operating conditions are time-variant, therefore entailing a modification of the output response behavior that cannot be represented by means of a single transfer function. Consequently, non-stationary systems can be characterized by a two-dimensional time-dependent transfer function. Following the work of Margrave (1998) in the field of seismic data processing, this time dependence can be expressed as a generalized version of Eq. 5.1 and formulated as a non-stationary convolution :

$$y(t) = (f * g)(t, \tau) = \int_0^t f(\tau) \cdot g(t - \tau, \tau) d\tau \tag{5.2}$$

or as a non-stationary combination :

$$y(t) = (f * g)(t, \tau) = \int_0^t f(\tau) \cdot g(t - \tau, t) d\tau \tag{5.3}$$

Note that the non-stationary convolution prescribes non-stationarity as a function of input time τ, that is, when a given input heat load is applied, whereas the non-stationary combination uses output time t, the time of evaluation of the temperature response. Both have stationary convolutions as their limiting forms. These processes are illustrated in Fig. 5.1.

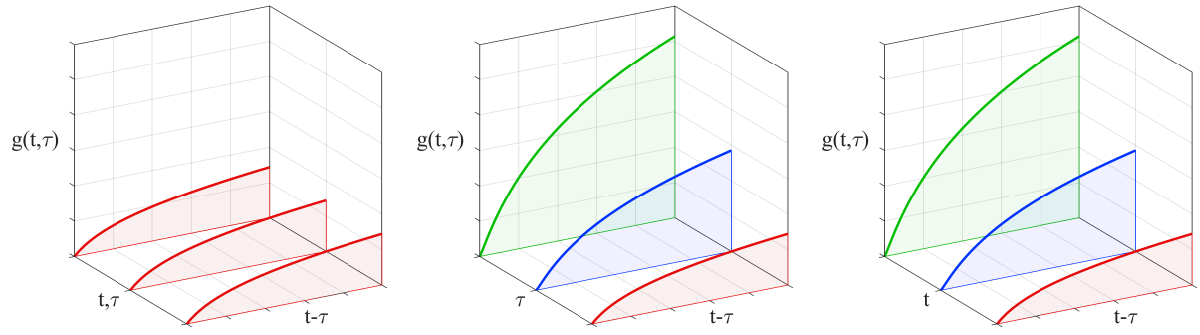

FIGURE 5.1 Definition of bidimensional transfer function $g(t, \tau)$ for the stationary convolution (left), non-stationary convolution depending on input time τ (center), and non-stationary combination depending on output time t (right).

5.3.2 Fast simulation of non-stationary GHE operations

Temporal superposition is commonly used to accelerate the simulation of linear and stationary GHE operations involving dynamic heat loads and constant operating conditions. To generalize this highly efficient strategy to non-stationary problems that involve time-variant operating conditions, an original method was developed that adapts the non-stationary combination proposed by Margrave (1998) for geothermal simulation. The latter is selected over the non-stationary convolution because it better reflects the GHE behavior, as will be further explained in the following sections. The functions and variables describing the GHE non-stationary operation are first formulated for clarity purposes. The non-stationary combination is then formalized according to the problem definition. Finally, strategies aimed at improving the accuracy of the non-stationary combination near transition times are presented. Together with the non-stationary combination, the linear interpolation (I) and correction function (C) strategies form the core of the novel IC-combination method described in this work.

Problem definition

The time evolution of the GHE's outlet fluid temperature compared with its initial state $\Delta T(t) = T_{out}(t) - T_{ini}$ is considered as the system's output function. The latter reacts to a heat load Q, which is defined by the difference between the inlet T_{in} and oulet T_{out} temperatures, and the fluid flow rate $\dot{V}$ and volumetric heat capacity C_f. The system's input function $f(t)$ can thus be considered to be the incremental heat load function, as described by Eq. 5.4 :

$$f(t_i) = Q(t_i) - Q(t_{i-1}) \qquad \text{with} \qquad Q(t) = (T_{in}(t) - T_{out}(t)) \cdot \dot{V}(t) \cdot C_f \tag{5.4}$$

The problem is defined over a given simulation period using m constant time steps $t_{i=1,2,...,m}$. To represent the non-stationary situation entailed by one or several changes in operating conditions, the problem is also divided using $s = 1, 2, ..., n$ segments, each of which behaves according to a given set of constant operating conditions and represented by a different stationary transfer function $g_{s=1,2,...,n}$. The time index of each segment transition is represented using the variables $\mu_{s=1,2,...,n-1}$.

The approach to evaluate the transfer functions driving the system's behavior consists of resolving a response model a maximum of n times and using a constant unit heat load of 1 kW. For example, if the expected operation of a system would involve n=3 levels of flow rate $\dot{V}_1$, $\dot{V}_2$, and $\dot{V}_3$, an equal number of stationary transfer functions g_1, g_2, and g_3 should be evaluated (g_1 involving a constant flow rate $\dot{V}_1$, etc.). Also, recall that the transfer function represents the normalized response of a given simulation model to any constant and continuous heat load. In this view, the arbitrary choice of a constant heat load of 1 kW simply avoids the normalization step. The response model's input and output functions must behave linearly, which implies that temperature-dependent parameters, such as density and viscosity, must be set to constant values. The boundary conditions should also be selected to avoid interference with the output function. An example of such boundary conditions is provided in Section 5.4.1, which details two reference finite element models.

Fig. 5.2 illustrates a non-stationary problem defined over $m = 9$ equal time steps. In this scenario, the operating conditions are modified at time $t_{\mu_1=3}$ and $t_{\mu_2=6}$. Therefore, a total of $n = 3$ segments and an equal number of transfer functions $g_{s=1,2,...,n}$ drive the system's behavior.

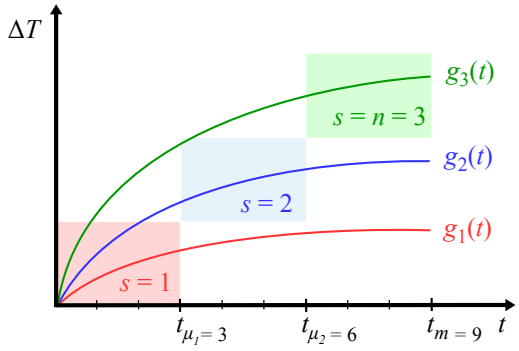

FIGURE 5.2 Definition of a non-stationary problem divided into $m = 9$ time steps and $n = 3$ segments s, each being represented by a different transfer function $g_{s=1,2,3}$ that accounts for an individual set of constant operating conditions.

Non-stationary combination

As previously mentioned, this work proposes to adapt the non-stationary combination, as defined by Margrave (1998) in the field of seismic data processing, to the solution of a non-stationary problem representing the operation of a GHE with time-variant parameters. This strategy was selected because we observed that following a transition of operating conditions at time t_{μ_s}, the temperature evolution of a GHE converges towards the convolution product of the input function $f(t)$ with the newly active transfer function $g_{s+1}(t)$. This behavior is similar to that of the non-stationary combination (Eq. 5.3), except that the transitions in the latter are discontinuous.

The first step leading to the computation of the non-stationary combination consists of defining the problem variables (m, n, $\mu_{s=1,2,...n-1}$) and functions ($f(t)$, $g_{s=1,2,...n}(t)$), as proposed in the previous section. The n vectorized transfer functions $\mathbf{g_s}$ are thus considered as follows :

$$\mathbf{g_s} = \begin{bmatrix} g_{s_1} \\ g_{s_2} \\ g_{s_3} \\ \vdots \\ g_{s_m} \end{bmatrix} \quad \text{for} \quad s = 1, 2, ..., n \tag{5.5}$$

The latter are then converted into n lower triangular Toeplitz matrix $\mathbf{G_s}$. A condition is applied to the matrix construction to fill the rows that do not correspond to the segment s

active at time $t_{\mu_{s-1}} < t \leq t_{\mu_s}$ with null values :

$$\mathbf{G_s} = \begin{bmatrix} g_{s_1} & 0 & 0 & \dots & 0 \\ g_{s_2} & g_{s_1} & 0 & \dots & 0 \\ g_{s_3} & g_{s_2} & g_{s_1} & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ g_{s_m} & g_{s_{m-1}} & g_{s_{m-2}} & \cdots & g_{s_1} \end{bmatrix} \quad \text{with} \quad \mathbf{G_{s_{i,j}}} = 0, \text{ for } \mu_s < i \leq \mu_{s-1} \tag{5.6}$$

Considering the n matrices $\mathbf{G_s}$ along with their respective constraints, it is possible to build the combination matrix $\mathbf{C}$, where each row represents a delayed version of the active transfer function :

$$\mathbf{C} = \sum_{s=1}^{n} \mathbf{G_s} \tag{5.7}$$

Then, the non-stationary combination can be expressed by a single matrix product :

$$\mathbf{\Delta T} = \mathbf{Cf} \tag{5.8}$$

or

$$\begin{bmatrix} \Delta T_1 \\ \Delta T_2 \\ \vdots \\ \Delta T_{\mu_1} \\ \Delta T_{\mu_1+1} \\ \vdots \\ \Delta T_{\mu_{n-1}} \\ \Delta T_{\mu_{n-1}+1} \\ \vdots \\ \Delta T_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} g_{1_1} & 0 & 0 & \dots & 0 \\ g_{1_2} & g_{1_1} & 0 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ g_{1_{\mu_1}} & g_{1_{\mu_1-1}} & g_{1_{\mu_1-2}} & \dots & 0 \\ g_{2_{\mu_1+1}} & g_{2_{\mu_1}} & g_{2_{\mu_1-1}} & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ g_{n-1_{\mu_{n-1}}} & g_{n-1_{\mu_{n-1}-1}} & g_{n-1_{\mu_{n-1}-2}} & \dots & 0 \\ g_{n_{\mu_{n-1}+1}} & g_{n_{\mu_{n-1}}} & g_{n_{\mu_{n-1}-1}} & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ g_{n_m} & g_{n_{m-1}} & g_{n_{m-2}} & \cdots & g_{n_1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ \vdots \\ f_{\mu_1} \\ f_{\mu_1+1} \\ \vdots \\ f_{\mu_{n-1}} \\ f_{\mu_{n-1}+1} \\ \vdots \\ f_m \end{bmatrix} \tag{5.9}$$

where $\mathbf{f}$ and $\mathbf{\Delta T}$ are the vectorized forms of the input and output functions, $f(t)$ and $\Delta T(t)$, respectively. This process achieves an abrupt transition of the convolution product signals, as illustrated in Fig. 5.3 (a). Note that if $n = 1$, a stationary case is obtained.

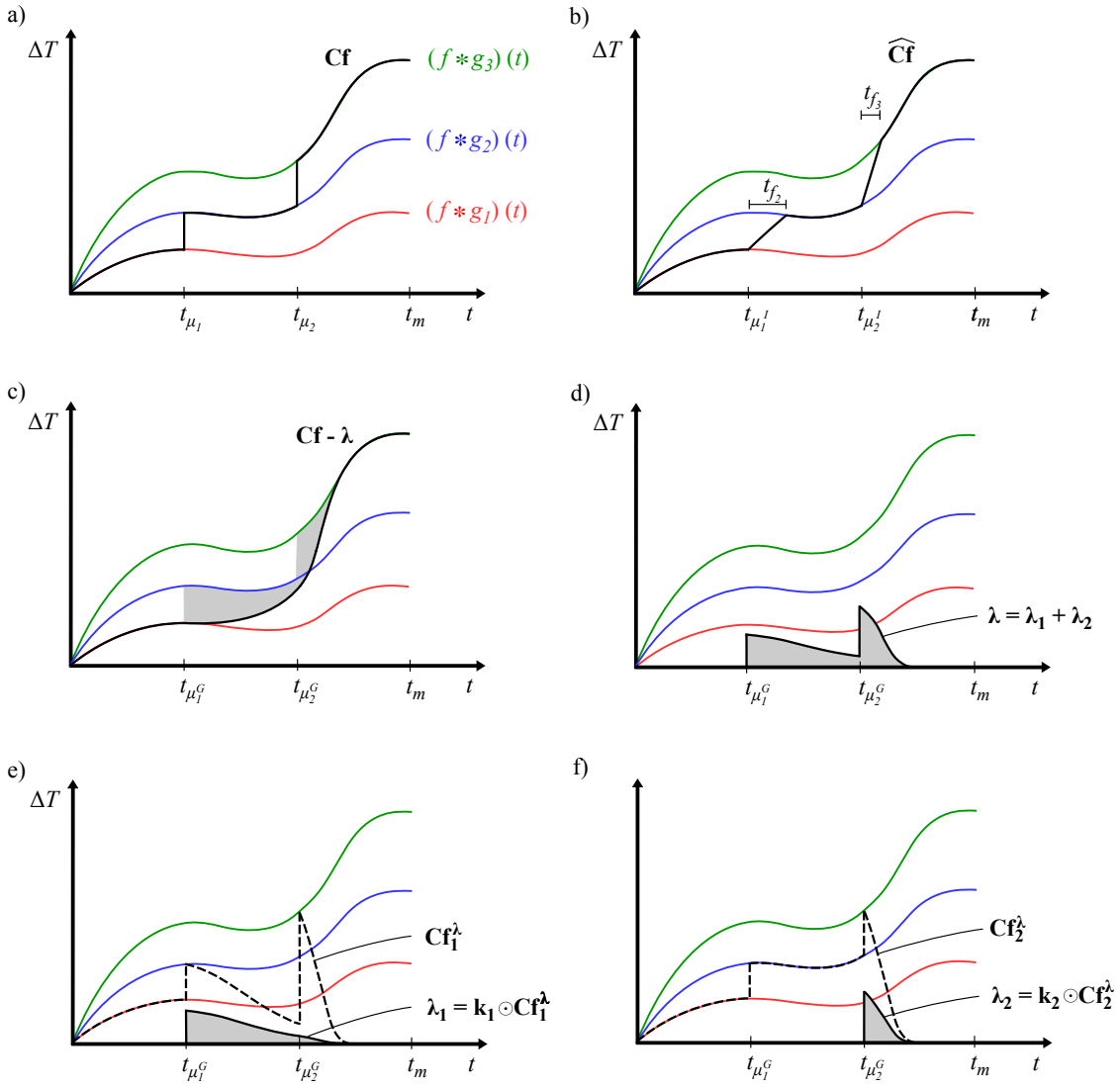

FIGURE 5.3 IC-combination method for the fast evaluation of a non-stationary GHE operation involving time-variant operating parameters : a) Non-stationary combination, b) Instantaneous transition and interpolation of signals over fluid transit time, c) Gradual transition and corrected non-stationary combination, d) Scaled correction function used in c), e) Evaluation of the first intermediate scaled correction function, f) Evaluation of the second intermediate scaled correction function. The shaded areas illustrate the role of the scaled correction function.

Interpolation and correction at transition times

The non-stationary combination achieves abrupt signal shifts at transition times $t_{\mu_{s=1,2,\ldots,n-1}}$, where n is the number of segments defined by the application of individual sets of constant

operating conditions. For GHE operations, however, we observed that the rate of the transition from one convolution product to another can be either instantaneous or gradual, depending on the nature of the time-variant operating parameter. The novel IC-combination method developed in this work addresses this issue by introducing two strategies, a linear interpolation and a correction function, to improve the accuracy of the non-stationary combination results near the transition times. In the present section, the problem is subdivided according to the transition types. Namely, $u = 1, 2, ..., n^I$, where n^I is the number of segments involving instantaneous transitions at time indices $\mu^I_{u=1,2,...,n^I-1}$, and $u = 1, 2, ..., n^G$, where n^G is the number of segments involving gradual transitions at time indices $\mu^G_{u=1,2,...,n^G-1}$.

In the case of an instantaneous transition, the output signal immediately reaches the subsequent convolution product $(f * g_{u+1})(t)$ after a transition at time $t_{\mu^I_u}$. This situation occurs when the time-variant operating condition is the circulation flow rate because a variation in this parameter modifies the course of the output function without affecting the amount of energy delivered to and stored by the system (see Eq. 5.4). Note that this premise is valid, given that the system exhibits a linear behavior. In this view, instantaneous transitions are similar to the abrupt signal shifts achieved by the non-stationary combination. However, these transitions actually follow a smooth curve over the duration of the fluid residence time, t_f. To reflect this behavior, a linear interpolation of the signals $(f * g_u)(t)$ and $(f * g_{u+1})(t)$ starting at time $t_{\mu^I_u}$ and over the length of the fluid residence time $t_{f_{u+1}}$ is used. The latter represents the total time taken by a given parcel of water to travel across the inside circuit of the GHE and is thus a function of the system geometry and flow rate. This strategy is illustrated in Fig. 5.3 (b) and is represented by Eq. 5.10 :

$$\mathbf{\Delta T} = \widehat{\mathbf{Cf}} \tag{5.10}$$

In the gradual case, the time-variant operating condition prompts a gradual passage from one signal to another. For the GHE operation, this behavior can be associated with a variation in the groundwater velocity or discharge rate. In fact, modifying these parameters is tantamount to changing the rate of energy storage inside the system, which means that each signal representing a different convolution product amounts to a distinct energy level. Unlike the non-stationary combination, which achieves abrupt signal shifts at transitions, this energy gap is filled rather gradually following the transfer rate of the newly active transfer function, as shown in Fig. 5.3 (c). To ensure accurate signal transitions, the IC-combination suggests the application of a scaled correction function $\lambda(t)$ to the non-stationary combination results,

such as :

$$\mathbf{\Delta T} = \mathbf{Cf} - \lambda \tag{5.11}$$

Because we observed that the rate of the gradual transition is correlated to the active transfer function, the correction function is built as the summation of $n^G - 1$ intermediate functions $\lambda_{u=1,2,...,n^G-1}(t)$ (see Fig. 5.3 (d–f)), and the behavior during each segment $s = 1, 2, ..., n$ is strictly dependent upon the corresponding active transfer function g_s :

$$\lambda = \sum_{u=1}^{n^G-1} \lambda_u \tag{5.12}$$

with

$$\lambda_{\mathbf{u}} = \mathbf{k_u} \odot \mathbf{Cf}_{\mathbf{u}}^{\lambda} \tag{5.13}$$

where $\mathbf{k_u}$ is a scaling vector, $\odot$ indicates the Hadamard product, $\mathbf{C}$ is the combination matrix and $\mathbf{f}_{\mathbf{u}}^{\lambda}$ is the vectorized correction input function. The latter is detailed in Eq. 5.14 :

$$\mathbf{f}_{\mathbf{u}}^{\lambda} = \begin{bmatrix} f_1 \\ \vdots \\ f_{\mu_u^G - d} \\ -\sum_{i=1}^{\mu_u^G - d} f_i \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \tag{5.14}$$

where d represents a time index that defines the deloading time. Note that a value of $d = 0$ sets this moment at the transition time $t_{\mu_u^G}$ and represents a base case. Increasing this parameter to account for the transient portion of the transfer function, however, provides a way to avoid short-time artifacts. Finally, $\mathbf{k_u}$ is a scaling vector aimed at preserving signal continuity over

the transitions and is defined as :

$$\mathbf{k_u} = \begin{bmatrix} \mathbf{0}_{\mu_1 \times 1} \\ k_1 \cdot \mathbf{1}_{(\mu_2 - \mu_1) \times 1} \\ \vdots \\ k_s \cdot \mathbf{1}_{(\mu_{s+1} - \mu_s) \times 1} \\ \vdots \\ k_{n-1} \cdot \mathbf{1}_{(m - \mu_{n-1}) \times 1} \end{bmatrix} \quad \text{with} \quad k_{s=1,2,\ldots,n-1} = \begin{cases} 0, & \text{if } t_{\mu_s} < t_{\mu_u^G} \\ \frac{\Delta T_{s+1}(t_{\mu_s}) - \Delta T_s(t_{\mu_s})}{\Delta T_{s+1}^{\lambda}(t_{\mu_s})}, & \text{if } t_{\mu_s} = t_{\mu_u^G} \\ \frac{\Delta T_s^{\lambda}(t_{\mu_s})}{\Delta T_{s+1}^{\lambda}(t_{\mu_s})} \cdot k_{s-1}, & \text{if } t_{\mu_s} > t_{\mu_u^G} \end{cases} \tag{5.15}$$

where $\mathbf{0_{i \times 1}}$ and $\mathbf{1_{i \times 1}}$ are $i \times 1$ vectors filled with zeros and ones, and

$$\begin{cases} \Delta T_s(t) = (g_s * f)(t) \\ \Delta T_s^{\lambda}(t) = (g_s * f^{\lambda})(t) \end{cases} \tag{5.16}$$

The procedure presented in Eqs. 5.11–5.16 applies to a situation in which one time-varying operating parameter is responsible for the gradual transitions. Note that cases in which two time-varying parameters are responsible for simultaneous instantaneous and gradual transitions can be treated in a similar manner. A slight modification of Eq. 5.15 then simply allows adjusting the correction function scaling to an intermediate signal $\Delta T_s^I(t) = (g_s^I * f)(t)$ that solely considers the instantaneous transition, such as :

$$\mathbf{k_u} = \begin{bmatrix} \mathbf{0}_{\mu_1 \times 1} \\ k_1 \cdot \mathbf{1}_{(\mu_2 - \mu_1) \times 1} \\ \vdots \\ k_s \cdot \mathbf{1}_{(\mu_{s+1} - \mu_s) \times 1} \\ \vdots \\ k_{n-1} \cdot \mathbf{1}_{(m - \mu_{n-1}) \times 1} \end{bmatrix} \quad \text{with} \quad k_{s=1,2,\ldots,n-1} = \begin{cases} 0, & \text{if } t_{\mu_s} < t_{\mu_u^G} \\ \frac{\Delta T_{s+1}^I(t_{\mu_s}) - \Delta T_s(t_{\mu_s})}{\Delta T_{s+1}^{\lambda}(t_{\mu_s})}, & \text{if } t_{\mu_s} = t_{\mu_u^G} \\ \frac{\Delta T_s^{\lambda}(t_{\mu_s})}{\Delta T_{s+1}^{\lambda}(t_{\mu_s})} \cdot k_{s-1}, & \text{if } t_{\mu_s} > t_{\mu_u^G} \end{cases} \tag{5.17}$$

Implementation and practical aspects

The novel IC-combination method addresses the simulation of a non-stationary GHE operation by relying on the non-stationary combination and adapting its results to improve the accuracy of the solution near the transition times. The proposed strategies developed for this purpose use linear interpolation when the nature of the time-variant parameter implies an instantaneous transition between convolution signals and the application of a scaled correction function when a gradual transition is involved. The steps leading to the resolution of the IC-combination method are summarized in Fig. 5.4. A numerical example is provided in

Appendix A. to facilitate reader comprehension.

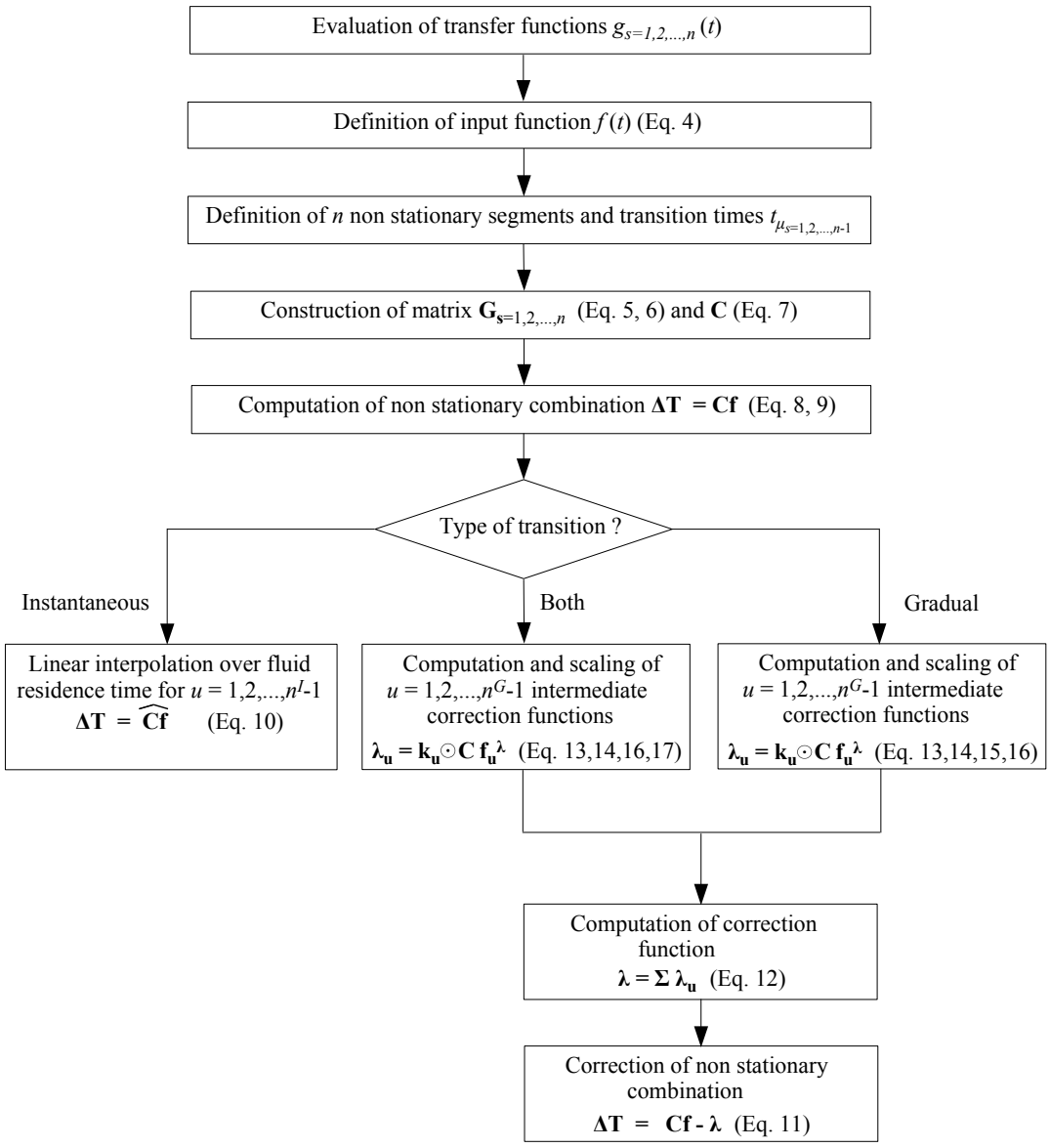

FIGURE 5.4 Flowchart for the fast evaluation of the outlet fluid temperature of a GHE using the IC-combination method.

Finally, it was observed that the calculation of the k_s values might lead to erroneous results if the signals used in their evaluation are of opposite signs at the transition times. A simple way of addressing this situation is to consider a constant overload $O(t)$ of a significantly higher order of magnitude than that of the heat loads considered for the input function construction.

Then, the problem is resolved twice following the steps of the IC-combination method. The first solution, $\Delta T^{Q+O}(t)$, is obtained using the input function described in Eq. 5.18 :

$$f(t_i) = (Q + O)(t_i) - (Q + O)(t_{i-1}) \tag{5.18}$$

The second solution, $\Delta T^{O}(t)$, is obtained using the input function described in Eq. 5.19 :

$$f(t_i) = O(t_i) - O(t_{i-1}) \tag{5.19}$$

The final solution can be evaluated by simply subtracting the responses as follows :

$$\Delta T(t) = \Delta T^{Q+O}(t) - \Delta T^{O}(t) \tag{5.20}$$

5.4 Verification scenarios

Case studies were investigated to demonstrate the performance and validity of the proposed IC-combination method for the simulation of the outlet temperature of closed-loop and standing column well GHEs with dynamic heat loads and time-variant operating conditions. The main steps of the validation process are as follows :

1. Definition of the validation scenarios and computation of the output function $\Delta T_{REF}(t)$ using published reference numerical models (see Section 5.4.1).
2. Evaluation of the transfer functions (see Section 5.3.2) used for the validation scenarios by means of the reference numerical models.
3. Computation of the output functions, $\Delta T_{NSC}(t)$ and $\Delta T_{ICC}(t)$, using the non-stationary combination and IC-combination methods, respectively.
4. Comparison of the results provided by the reference numerical models and the IC-combination method and evaluation of the mean absolute error (MAE) and mean relative error (MRE) between both sets. The relative error's definition uses the maximum absolute temperature achieved during the simulation as the denominator to ensure a stable solution around zero.

The transfer functions are first evaluated for a period of 30 d using the reference models with adaptive time steps. More specifically, the solution is computed at intervals of 1 min for earlier steps, followed by an exponential series. The results are then resampled using a cubic spline to define the signal over a time series formed with constant time steps of 1 min. The validation scenarios computed by means of the reference models and the IC-combination

methods are then solved using a similar time step of 1 min for Scenarios 1 to 6, and 5 min for Scenario 7 and 8.

5.4.1 Reference finite element models

Simplified versions of two published and experimentally validated numerical models representing a closed-loop (Pasquier et Marcotte, 2014) and a standing column well (Beaudry *et al.*, 2019) GHEs were employed for the present analysis. The models are developed in the COMSOL Multiphysics environment and solved using finite element analysis. The closed-loop model solves the heat transfer equation over a 3D domain, whereas the standing column well model couples heat transfer to groundwater flow over a 2D axisymmetric domain. Fig. 5.5 illustrates the geometry and boundary conditions for both models, and Table 5.1 lists the properties of the materials used in the model definition. Note that the rock domain was defined with typical values (Banks, 2012; Freeze et Cherry, 1979), while other parameters were obtained from the reference works used for the construction of the numerical models (Pasquier et Marcotte, 2014; Beaudry *et al.*, 2019).

Tableau 5.1 Material properties used for the development of the reference numerical models representing a closed-loop and a standing column well GHE.

Module	Description	Symbol	Unit	Value
Heat transfer	Fluid thermal conductivity	k_f	W/(m·K)	0.59
	Fluid heat capacity	C_f	kJ/(m^3·K)	4200
	Grout thermal conductivity	k_g	W/(m·K)	1.5
	Grout heat capacity	C_g	kJ/(m^3·K)	2250
	Pipe thermal conductivity	k_p	W/(m·K)	0.42
	Pipe heat capacity	C_p	kJ/(m^3·K)	1900
	Rock thermal conductivity	k_r	W/(m·K)	2.5
	Rock heat capacity	C_r	kJ/(m^3·K)	2200
Groundwater flow	Fluid hydraulic conductivity	K_f	m/s	1000
	Fluid compressibility	S_f	1/m	4e-6
	Pipe hydraulic conductivity	K_p	m/s	1e-9
	Pipe compressibility	S_p	1/m	4e-6
	Rock porosity	n_r	-	0.01
	Rock hydraulic conductivity	K_r	m/s	1e-6
	Rock compressibility	S_r	1/m	1e-4

5.4.2 Case studies

Eight case studies were designed to demonstrate the validity of the developed IC-combination method in various scenarios. The non-stationary operation of a closed-loop and a standing column GHE with time-variant parameters is investigated. The time-variant operating parameters are selected to represent important features of the GHE operation that cannot be

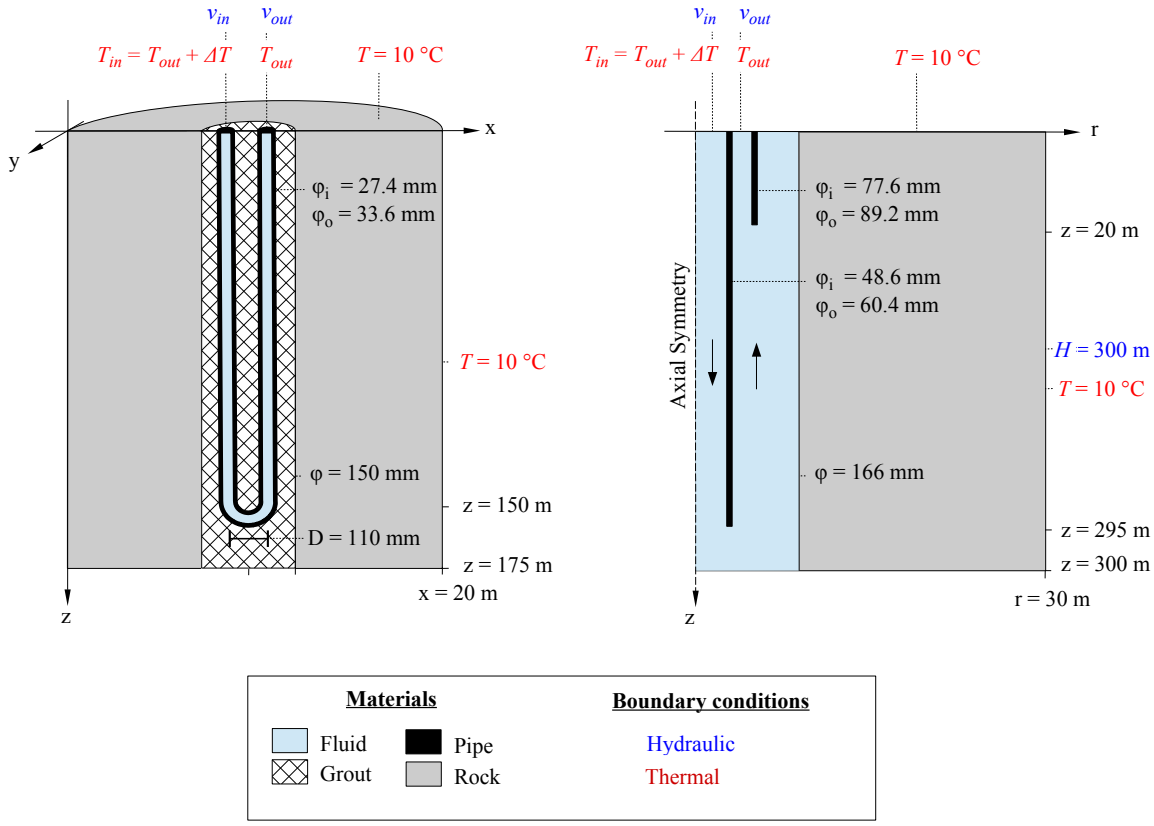

FIGURE 5.5 3D closed-loop (left) and 2D axisymmetrical standing column well (right) reference numerical models geometry and boundary conditions (not to scale).

considered by a conventional application of the superposition principle. Namely, the time variations of the circulation flow rate $\dot{V}$ and groundwater velocity u are involved in the closed-loop simulations, and the time variations of the pumping $\dot{V}$ and discharge β rates are represented in the standing column well simulations. Note that when no discharge is involved in the standing column well operation, the pumping rate is tantamount to the circulation rate. The situations of increasing complexity are presented to ensure a clear demonstration of the application and reliability of the IC-combination method. More specifically, Scenarios 1 and 2 investigate the sole treatment of dynamic circulation rates and thus instantaneous transitions. Then, Scenarios 3 and 4 concentrate on the time variations of groundwater velocities and discharge rates and thus the treatment of gradual transitions. Scenarios 5 and 6 are mixed cases that involve the time variations of both the parameters and transition types. Finally, Scenarios 7 and 8 show the potential application of the IC-combination method to the long-term simulation of closed-loop and standing column well operations. All the scenarios are summarized in Table 5.2.

Tableau 5.2 Identification of the verification scenarios involving instantaneous and gradual non-stationary transitions in the operation of a closed-loop and a standing column well GHEs.

Scenarios	GHE		Time-variant parameter (transition)		
	CL	SCW	Circulation rate (Instantaneous)	Groundwater velocity (Gradual)	Discharge rate (Gradual)
1	✓		✓		
2		✓	✓		
3	✓			✓	
4		✓			✓
5	✓		✓	✓	
6		✓	✓		✓
7	✓		✓	✓	
8		✓	✓		✓

Scenarios 1–2 : time-variant circulation rate

The first two scenarios concentrate on situations in which both GHEs are subject to time-variant heat loads and circulation rates. The latter values were set at 15–35 L/min and 75–150 L/min for the closed-loop (Scenario 1) and standing column well (Scenario 2) simulations, respectively. These are believed to adequately represent the typical operation of these systems. Such variations in the circulation flow rate usually aim to maintain an appropriate temperature difference at the heat exchanger or heat pumps. Note that the timing of the heat loads and circulation rate shifts are designed to be synchronized and alternated to illustrate the validity of the method developed in this work in all situations.

As mentioned in the previous section, the variation of the circulation rate achieves an instantaneous transition of the convolution signal immediately after a time lapse corresponding to the fluid residence time. This parameter was evaluated for both systems and their corresponding circulation rates, as shown in Table 5.3. The length of the simulations was set at 24 h to be enable visual appreciation of its effect on the accuracy of the solution. The details of the transfer functions, heat loads, and time-variant parameters used for these scenarios are presented in Figs. 5.6 and 5.7.

Tableau 5.3 Circulation rates used in the verification scenarios representing the non-stationary operation of a closed-loop and a standing column well GHEs and the corresponding fluid residence time.

GHE	Circulation rate (L/min)	Fluid residence time (min)
CL	15	12
	35	5
SCW	75	77
	150	38

Scenarios 3–4 : time-variant groundwater velocity/discharge rate

Scenarios 3 and 4 demonstrate the treatment of time-variant parameters that involve a gradual passage from one convolution signal to another. In Scenario 3, the operation of a closed-loop GHE is subject to variations in the groundwater velocity, with values set to 0, 0.5e-5, and 1e-5 m/s. Note that this situation could be caused by a nearby intermittent pumping station or natural variations in the static level and nearby waterbodies. In Scenario 4, the standing column well operation is simulated with discharge rates of 0, 7.5, and 15 L/min. Note that a time-varying discharge rate is a typical operating strategy that is usually employed to temper peak demand periods.

Because both time-varying parameters affect the rate of the systems' energy storage, they can be considered by the addition of a correction function to the non-stationary combination results, as proposed in the previous sections. Note that the length of these simulations is extended to 7 d to better appreciate the effect of the correction function and demonstrate the medium-term accuracy of the proposed method. The details of the transfer functions, heat loads, and time-variant parameters used for these scenarios are presented in Figs. 5.8 and 5.9.

Scenarios 5–6 : time-variant circulation rate and groundwater velocity/discharge rate

Scenarios 5 and 6 illustrate the application of the IC-combination method for considering the time variation of heat loads as well as the parameters responsible for both types of transitions. In Scenario 5, the closed-loop model was implemented with dynamic circulation rates and groundwater velocities. In Scenario 6, the standing column well simulation involves variations in the pumping and discharge rates. The latter case is also designed with both negative and positive heat loads, as opposed to strictly positive heat loads in the previous scenarios. In addition, Scenarios 5 and 6 involve non-stationary transitions of different types that are both synchronized and alternating. The details of the transfer functions, heat loads, and time-variant parameters used for these scenarios are presented in Figs. 5.10 and 5.11.

Scenarios 7–8 : long-term simulation of non-stationary GHE operations

Two additional simulations were conducted to demonstrate the potential utilization of the IC-combination method for evaluating the long-term temperature evolution of closed-loop (Scenario 7) and standing column well (Scenario 8) GHEs. A more realistic sinusoidal heat load pattern is employed. Time-variant circulation rates and groundwater velocities are also

implemented in the closed-loop simulation, whereas time-variant pumping and discharge rates are used to define the standing column well scenario. The detailed heat loads and time-variant parameters used for this simulation are shown in Figs. 5.12 and 5.13, respectively.

5.5 Results and discussion

The IC-combination method developed in this work provides a way to accelerate the evaluation of the temperature output of a GHE with time-variant operating conditions. In the eight test cases detailed in the previous section, variations in the circulation rate and groundwater velocity were investigated for a closed-loop GHE, and variations in the pumping rate and discharge rate were studied for a standing column well. A summary of the results is presented in Table 5.4, where the respective IC-combination MAEs and MREs for each scenario are listed alongside the corresponding computing times achieved by the numerical reference models and the IC-combination method. This summary table suggests that the IC-combination achieves a maximum MAE of 0.037 ℃ (which corresponds to an MRE of 0.680%) and is between five and seven orders of magnitude faster than the reference finite element models.

Tableau 5.4 Computing times and residuals for the reference numerical models and IC-combination method used for the simulation of eight scenarios representing the time-variant operation of a closed-loop and a standing column well GHEs.

GHE	**Simulation**	**Computing time**		**Residuals**	
		Reference	**IC-combination**	**MAE**	**MRE**
CL	Transfer functions	-	26 min	-	-
	Scenario 1	84 min	0.030 s	0.019 ℃	0.192%
	Scenario 3	541 min	0.001 s	0.018 ℃	0.233%
	Scenario 5	517 min	0.023 s	0.033 ℃	0.406%
	Scenario 7	475 min	0.031 s	0.037 ℃	0.680%
SCW	Transfer functions	-	47 min	-	-
	Scenario 2	87 min	0.030 s	0.029 ℃	0.286%
	Scenario 4	553 min	0.001 s	0.017 ℃	0.112%
	Scenario 6	594 min	0.015 s	0.016 ℃	0.139%
	Scenario 8	428 min	0.042 s	0.027 ℃	0.380%

5.5.1 General analysis

Fig. 5.6 to 5.13 illustrate the detailed computation and results of the IC-combination method for the eight scenarios described earlier. From left to right, each figure's first row displays the transfer functions, load functions, and flow functions used for the simulations. Note that the flow functions represent the non-stationary time-variant operating parameters. The second

row displays the non-stationary combination (ΔT_{NSC}) and IC-combination (ΔT_{ICC}) results overlaid with the reference signal (ΔT_{REF}), as well as the IC-combination residuals.

Scenarios 1 and 2, which involve instantaneous transitions, are found in Figs. 5.6 and 5.7. From a quick look at the bottom graphs, it is possible to observe that both the non-stationary combination and IC-combination results provide a solution that quickly converges toward the reference signal after the non-stationary transitions. This subtle difference between the non-stationary and IC-combination signals was expected because the latter only modifies the results over the fluid transit time period.

In comparison, Scenarios 3 to 6 that involve gradual transitions demonstrate a more noticeable difference between the non-stationary combination and IC-combination results, the latter being significantly more accurate, as illustrated in Figs. 5.8– 5.11. This highlights the strong role played by the correction function in improving the accuracy of the solution. Note that the shaded areas in these graphs illustrate the correspondence between the difference $\Delta T_{NSC} - \Delta T_{REF}$ and the correction function.

Finally, Figs. 5.12 and 5.13 present the streamlined results of the long-term simulations. The first two rows illustrate the load and flow functions, while the IC-combination results overlaid with the reference signal are found in the bottom row. The very good agreement between the developed method and the reference results suggests that the IC-combination is an adequate and efficient way to evaluate the long-term output temperature of a GHE that operates with a sinusoidal input heat load as well as multiple time-variant parameters.

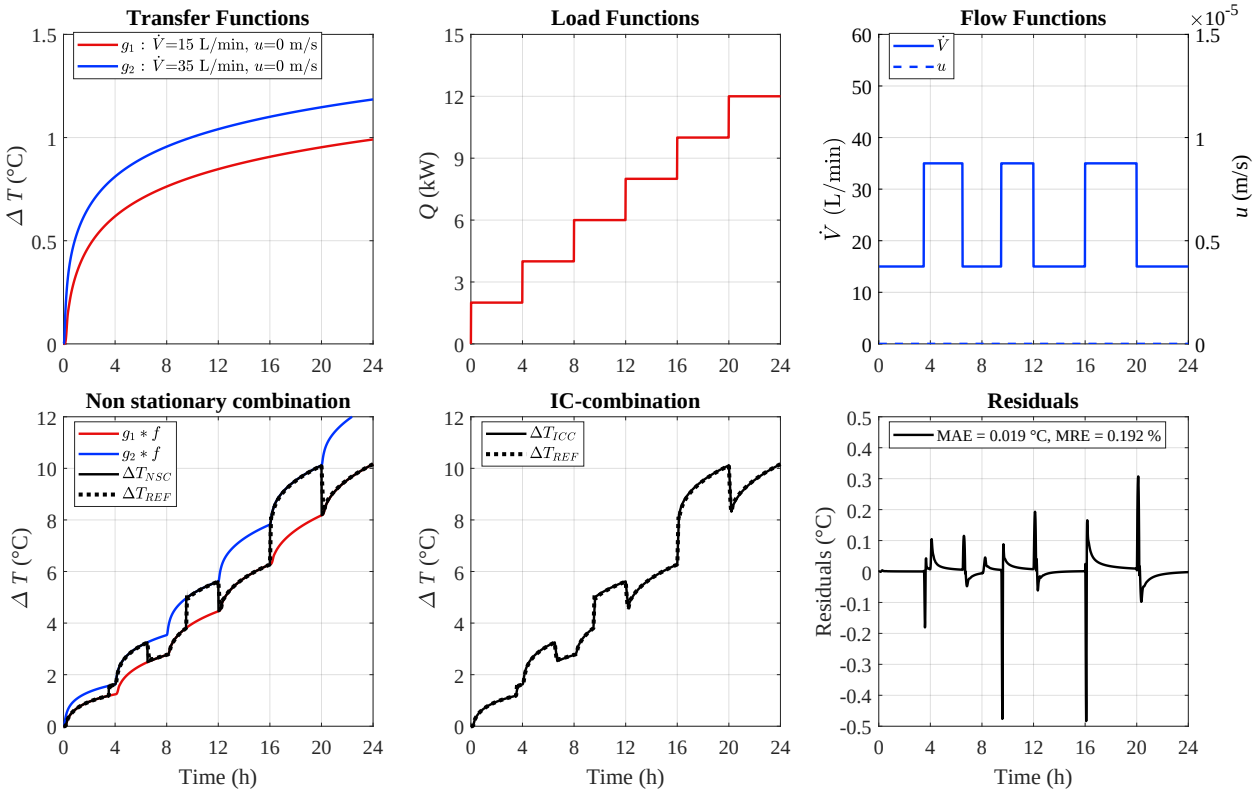

FIGURE 5.6 Scenario 1 involving time-variant circulation rates in a closed-loop GHE. Description (top) and results provided by the non-stationary combination (lower left), IC-combination (lower center), and associated residuals (lower right).

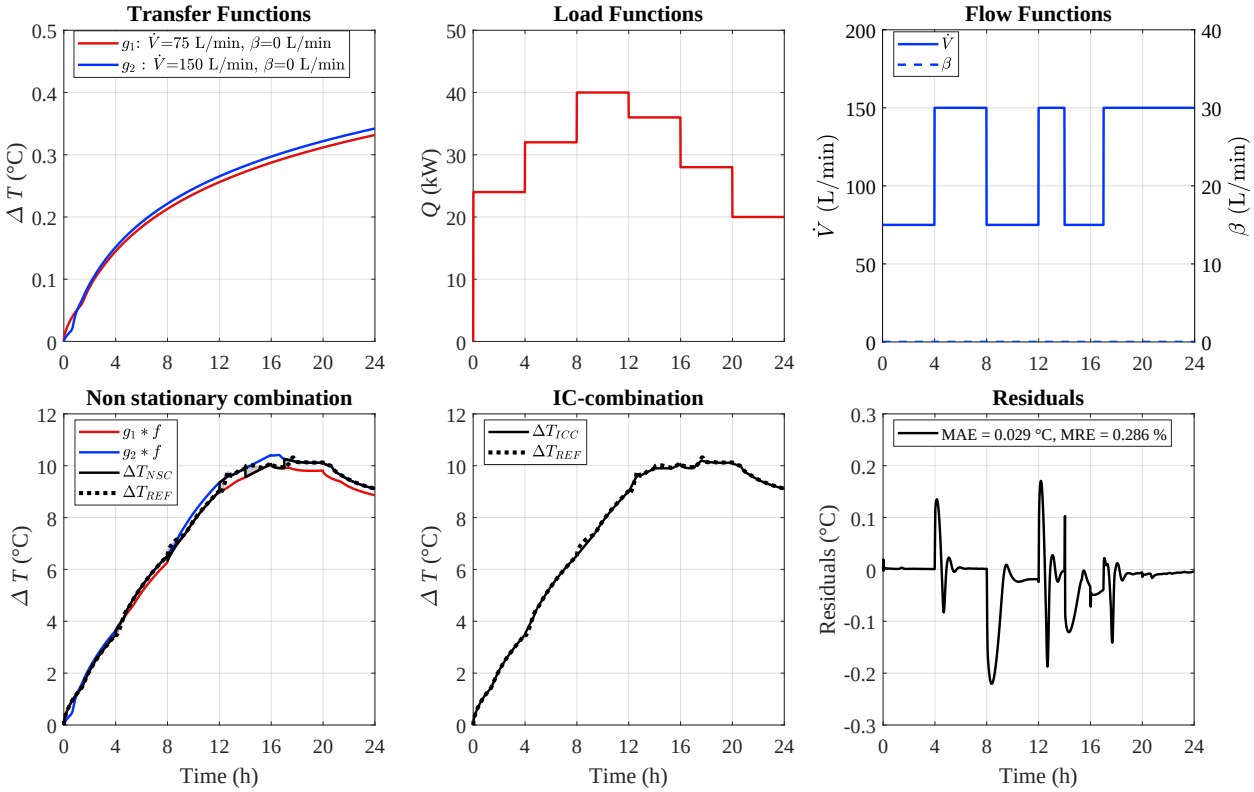

FIGURE 5.7 Scenario 2 involving time-variant pumping rates in a standing column well GHE. Description (top) and results provided by the non-stationary combination (lower left), IC-combination (lower center), and associated residuals (lower right).

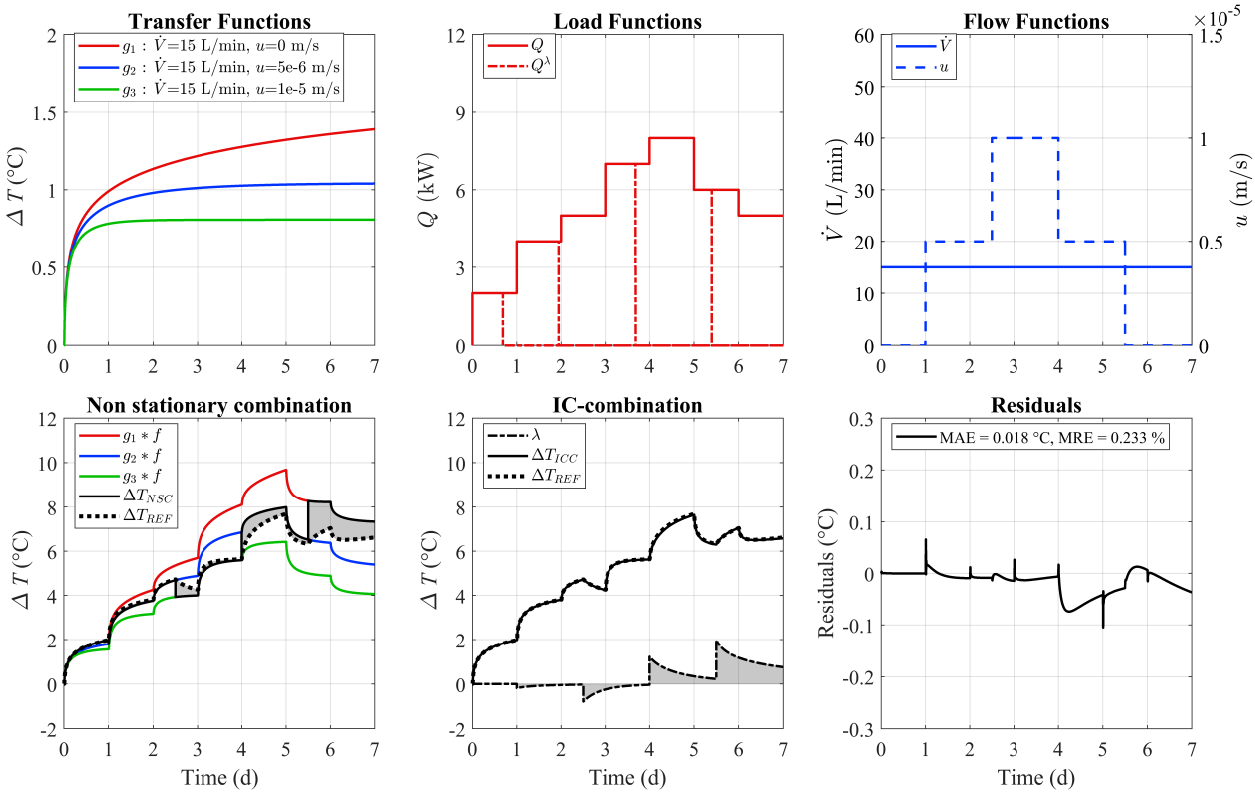

FIGURE 5.8 Scenario 3 involving time-variant groundwater velocities in a closed-loop GHE. Description (top) and results provided by the non-stationary combination (lower left), IC-combination (lower center), and associated residuals (lower right). The shaded areas intend to demonstrate the correspondence between the difference, $\Delta T_{NSC} - \Delta T_{REF}$ (NSC graph), and the correction function, λ (ICC graph).

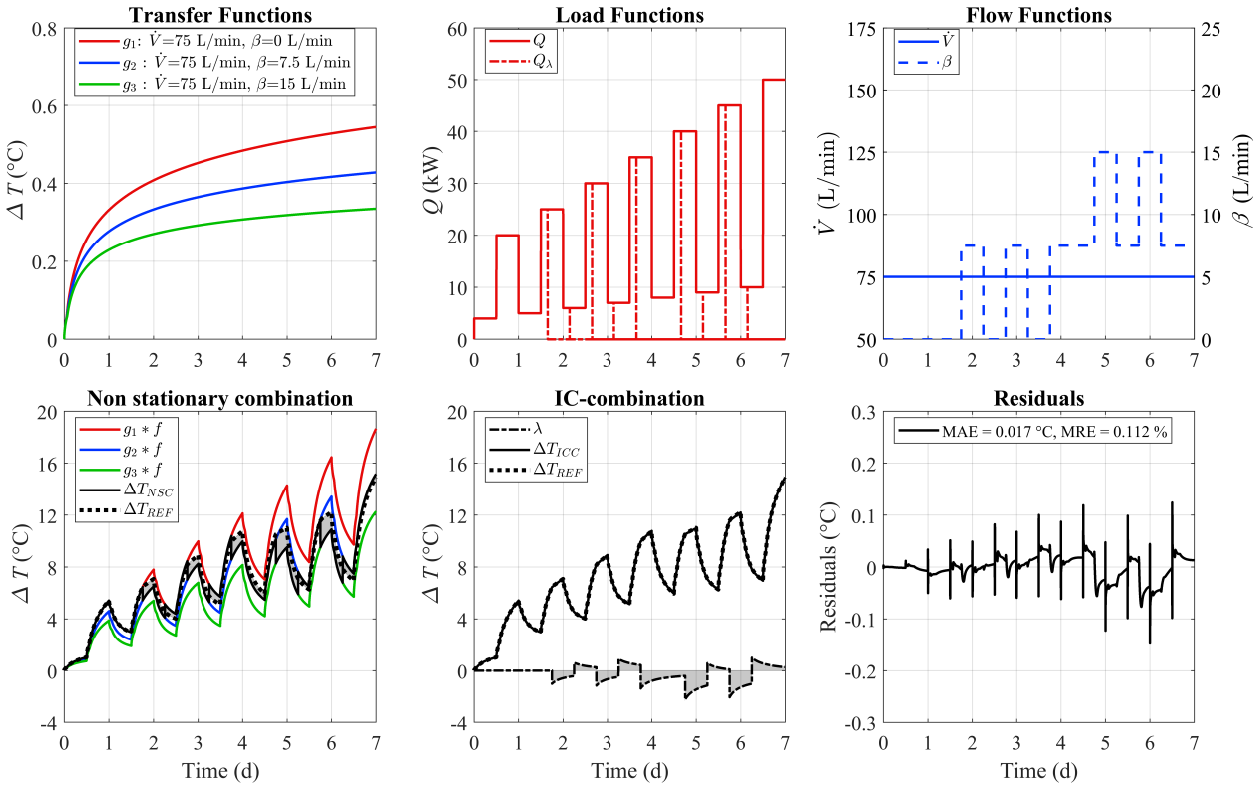

FIGURE 5.9 Scenario 4 involving a time-variant discharge rate in a standing column well GHE. Description (top) and results provided by the non-stationary combination (lower left), IC-combination (lower center), and associated residuals (lower right). The shaded areas intend to demonstrate the correspondence between the difference, $\Delta T_{NSC} - \Delta T_{REF}$ (NSC graph), and the correction function, λ (ICC graph).

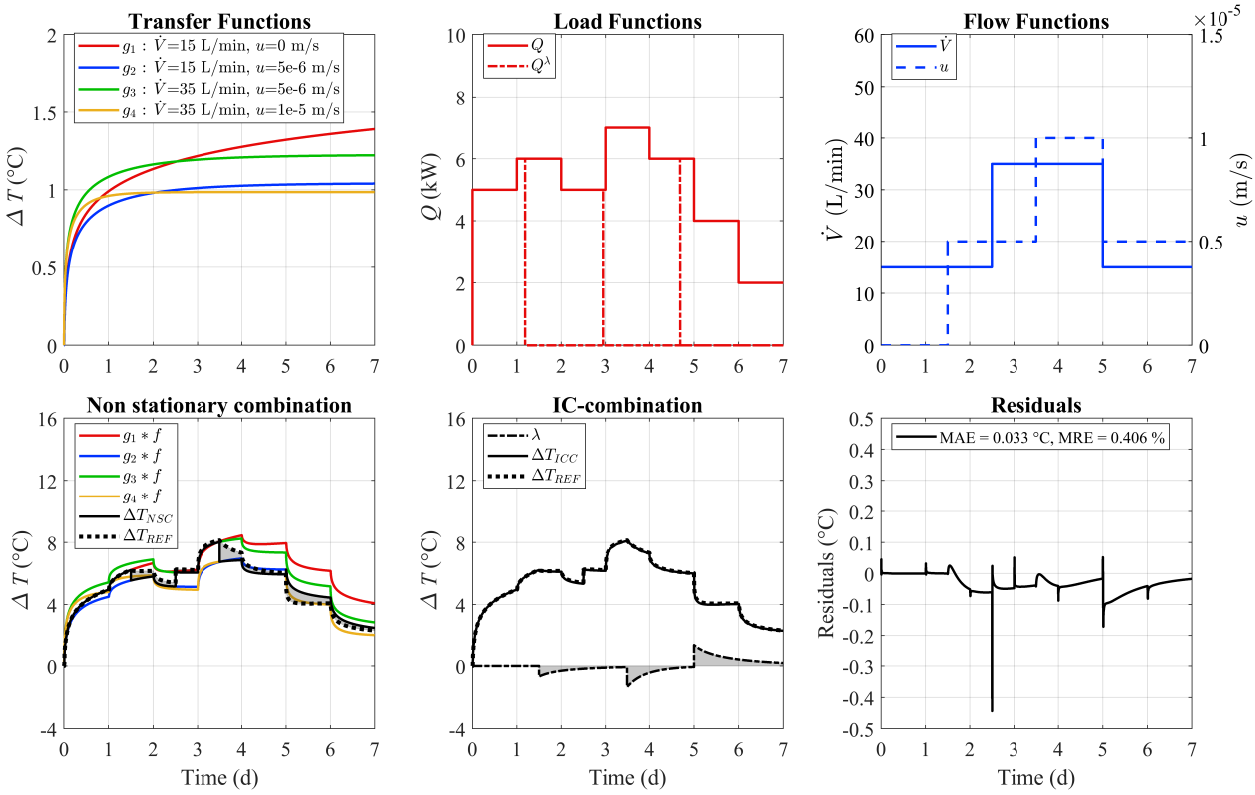

FIGURE 5.10 Scenario 5 involving time-variant circulation rates and groundwater velocities in a closed-loop GHE. Description (top) and results provided by the non-stationary combination (lower left), IC-combination (lower center), and associated residuals (lower right). The shaded areas intend to demonstrate the correspondence between the difference, $\Delta T_{NSC} - \Delta T_{REF}$ (NSC graph), and the correction function, λ (ICC graph).

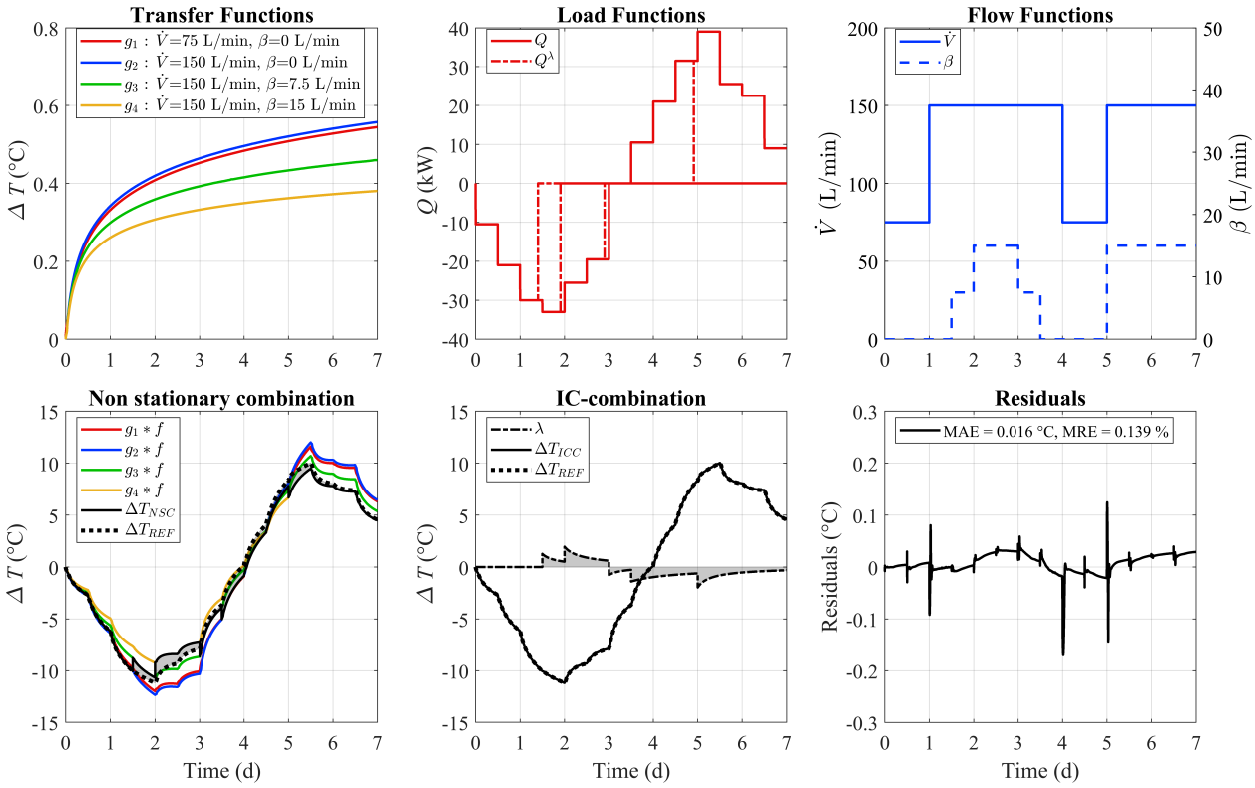

FIGURE 5.11 Scenario 6 involving time-variant pumping and discharge rates in a standing column well GHE. Description (top) and results provided by the non-stationary combination (lower left), IC-combination (lower center), and associated residuals (lower right). The shaded areas intend to demonstrate the correspondence between the difference, $\Delta T_{NSC} - \Delta T_{REF}$ (NSC graph), and the correction function, λ (ICC graph).

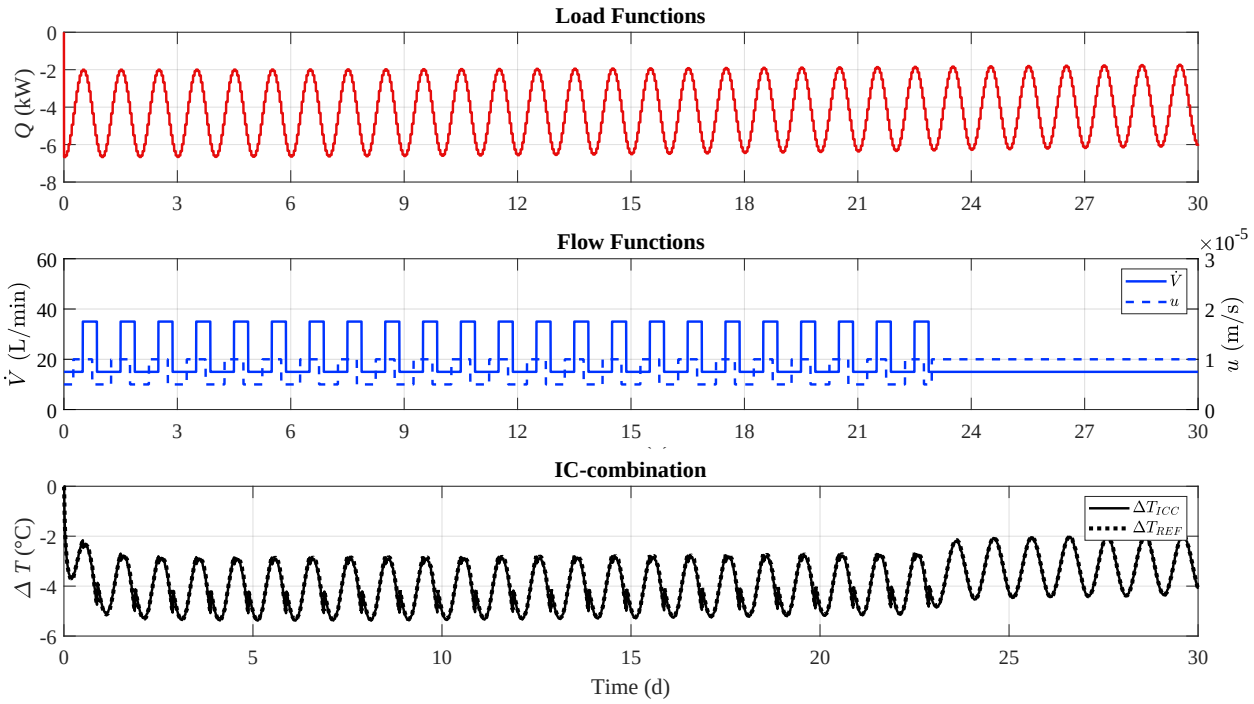

FIGURE 5.12 Scenario 7 involving the application of the IC-combination method to the long-term simulation of the temperature evolution of a closed-loop GHE with time-variant circulation rates and groundwater velocities. Note that the MAE is 0.037 ℃ and the maximum absolute error is 0.333 ℃.

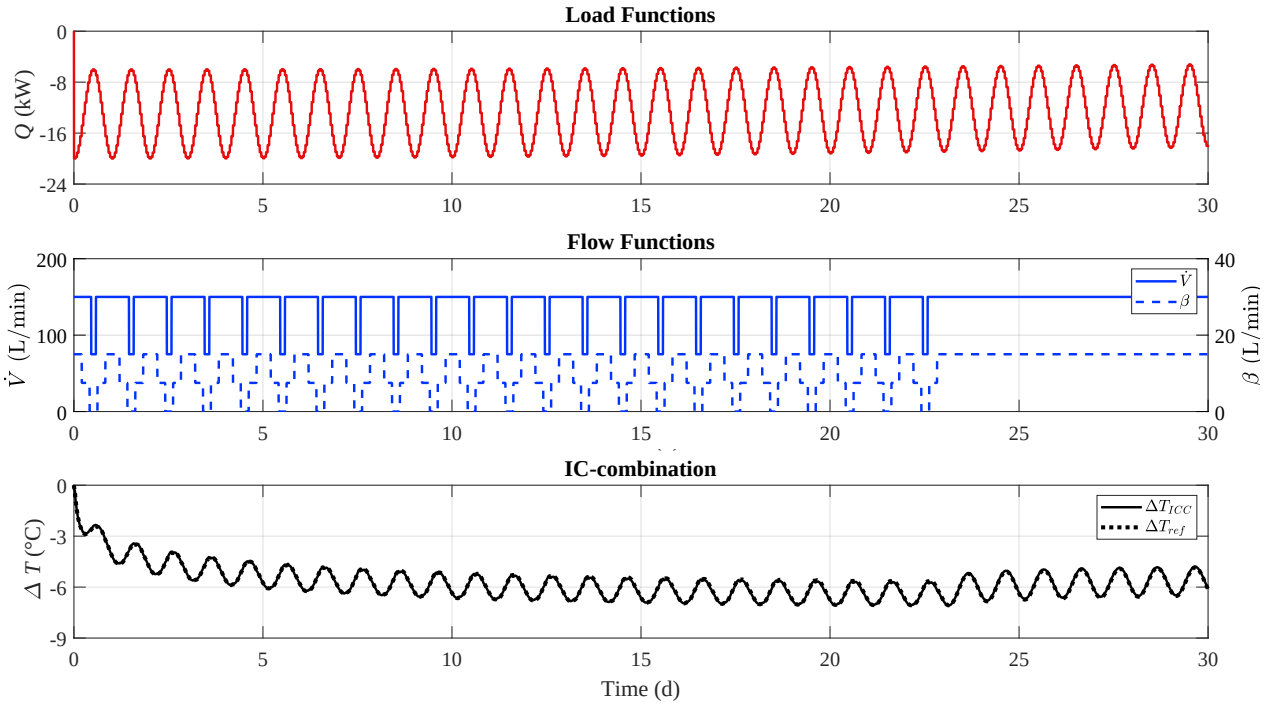

FIGURE 5.13 Scenario 8 involving the application of the IC-combination method to the long-term simulation of the temperature evolution of a standing column well GHE with time-variant pumping and discharge rates. Note that the MAE is 0.027 ℃ and the maximum absolute error is 0.097 ℃.

5.5.2 Accuracy and reliability

As previously mentioned, the IC-combination reproduces the results of the reference numerical models with good precision, and the largest MAE among the test cases was 0.037 ℃ in Scenario 7 (MRE of 0.680%). These results must be interpreted considering that the investigated scenarios were designed to achieve a maximum GHE temperature variation amplitude and a relatively high degree of complexity.

The residual time evolutions illustrated in Fig. 5.6– 5.11 provide insight into the maximum absolute error occurrence, which mostly revolves around the transition times and generally consists of a short peak. This observation was more thoroughly verified by plotting the absolute error of Scenarios 1 to 8 against the number of time steps since the last transition as well as the temperature solution derivative (see Fig. 5.14). Note that the latter represents the temperature's instantaneous rate of change at a certain time and is thus higher soon after an impulse that could be a variation in either the heating load or the operating condition. Both indicators highlight that the absolute error is at its highest immediately after a transition. Note that the maximum value of the absolute error among all the simulations was 0.483 ℃ and occurred in Scenario 1. This is easily explained by the fact that this scenario depicts the time variation in the circulation rate in a closed-loop system. Because the latter is characterized by a steep transfer function at early times as well as a short fluid residence time, the instantaneous transition entailed by the change in the operating parameter provokes an abrupt transition that occurs over a very short period of time.

The residual analysis suggests that the error function follows a short peak soon after segment transitions. Nevertheless, it also indicates a subsequent trend that drops to zero. This behavior was expected, as shown in the previous sections. Following a transition in the operating conditions, the output temperature of a GHE runs toward the convolution product of the active transfer function with the input function. In other words, the output solution systematically reaches the non-stationary combination results following a period of time that is determined either by the fluid residence time in the case of an instantaneous transition or the correction function in the case of a gradual transition. Therefore, the occurrence of errors is mostly limited to the fluid residence time or the correction function length before it eventually fades out.

5.5.3 Performance and computing times

The computing times presented in Table 5.4 are derived from simulations of various lengths, from 24 h (Scenarios 1 and 2), to 7 d (Scenarios 3 to 6), and up to 30 d (Scenarios 7

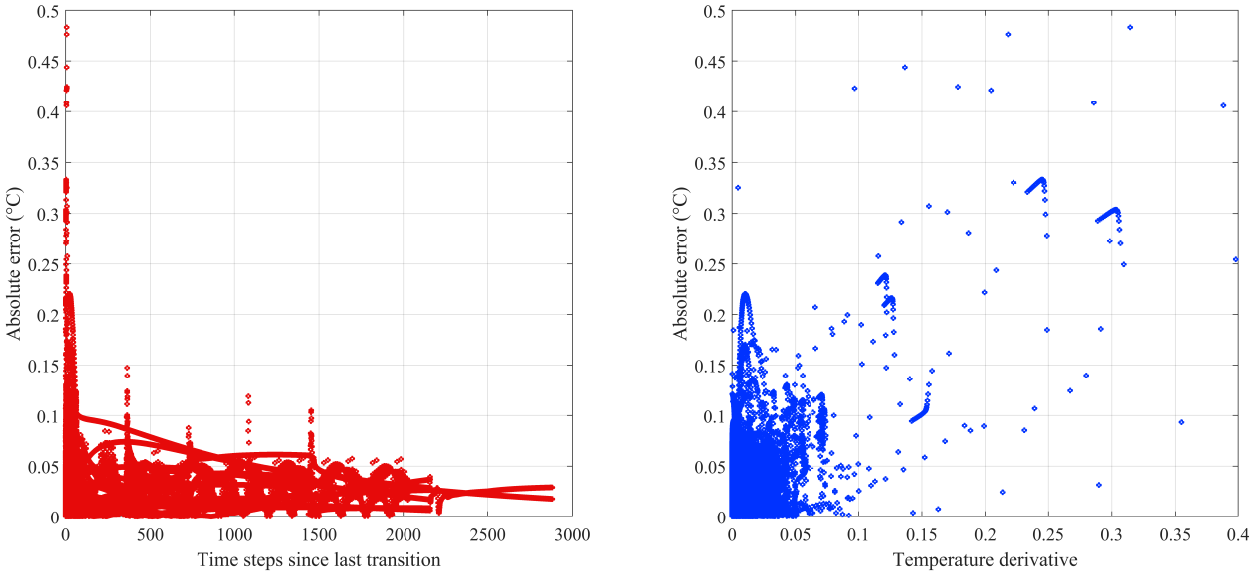

FIGURE 5.14 Absolute errors compared with the number of time steps since the last transition in operating parameters (left), and absolute errors compared with the output temperature derivative (right) for Scenarios 1 to 8.

and 8). Identical time steps were implemented for each pair of corresponding reference and IC-combination simulations, that is, 1 min for Scenarios 1 to 6, and 5 min for Scenarios 7 and 8, thus allowing a valid comparison of their respective computing times. As one can see, the gain related to using the IC-combination is considerable in each case ; this method is 200,000 to 40,000,000 faster than the corresponding reference numerical models. These findings highlight the potential of the IC-combination method regarding optimization-based GHE design techniques. The latter have been attracting growing attention because they allow the robust assessment of critical elements, from thermal parameters to financial risk. These advanced design techniques rely on the iterative solution of an interpretation model and thus require highly efficient simulation tools to manage evaluating up to several hundreds of solutions within a reasonable time.

Notably, the transfer function evaluation amounts to a significant period of time that was not considered in the results presented above. Nevertheless, it is important to stress that the latter only needs to be evaluated once, allowing for as many resolutions of the IC-combination method as required by the simulation strategy. Moreso, recent contributions have demonstrated that artificial intelligence tools such as neuronal networks can be efficiently trained to estimate the transfer functions of a GHE with near-instant and precise results. Such a strategy could thus be implemented along with the IC-combination method to further reduce the

total computing time.

Finally, the computing time of the IC-combination method is strongly correlated with the number of segments involving gradual transitions. In fact, the proportion of the computing effort related to each step of the IC-combination method, namely the non-stationary combination, the interpolation, and the correction function, is represented by a histogram in Fig. 5.15. Both Scenarios 7 and 8, which represent a highly dynamic operation and involve a substantial number of gradual transitions, have a correction function evaluation of approximately 95% of the computing effort. This can be explained by the method's implementation strategy, which entails the iterative evaluation of every intermediate correction function, each of which requires the computation of a given number of convolution products.

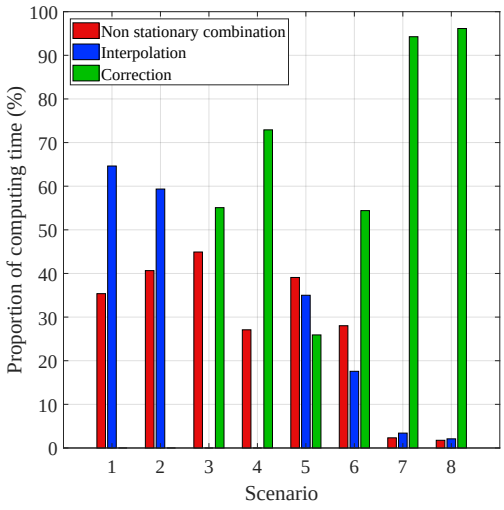

FIGURE 5.15 Detail of the IC-combination computing time allocation during the evaluation of each scenario.

5.5.4 Practical considerations

As discussed previously, the IC-combination is a powerful tool to accelerate the simulation of non-stationary GSHP operations. It is a flexible solution that allows the consideration of a variety of GHEs and time-variant operating parameters, and it can be employed in parts or in full depending on the desired information and accuracy. In fact, it was demonstrated in this study that the solution to a non-stationary problem representing the time-variant operation of a GHE is bound by the maximum and minimum values of the convolution products of the n transfer functions with the input function. The latter can therefore be easily calculated to roughly evaluate a system's range of operating temperatures. Following this first step,

the sole computation of the non-stationary combination can provide an accurate estimate of the overall solution in some situations, for example, when only instantaneous transitions are involved. The latter can also be considered to evaluate the long-term output solution of any simulation if the system continues to operate long after the last transition. Finally, in a highly dynamic scenario involving gradual transitions, the full IC-combination method involving the interpolation and correction function calculations should be considered as it ensures the most accurate solution over the entire simulation period.

Notably, the IC-combination method can only be employed to evaluate the solution of linear problems. This should be carefully considered while selecting a response model for the evaluation of the transfer functions and implies that temperature-dependent parameters, such as density and viscosity, must be set to constant values.

Finally, the proposed simulation strategy requires that the time definition of each segment be known beforehand. This implies certain limitations in the implementation of the design process. In fact, this method could not be used as is for a simulation where the operating conditions would depend on the outlet fluid temperature, unless resorting to an iterative process, such as that proposed by Pasquier *et al.* (2013). However, other simulation strategies could be considered, such as predetermined cycles of operating conditions or their co-dependence with the heating and cooling loads.

5.6 Conclusion

A novel method was developed generalizing the highly efficient simulation technique based on the superposition principle to non-stationary cases of GHE operations. The proposed IC-combination method tackles the simulation of the outlet temperature of a GHE subject to time-variant operating parameters, such as flow rates. Outlet temperature signals are first computed for different sets of constant operating conditions. The functions are then combined linearly when the nature of the time-variant parameter implies an instantaneous transition and using a scaled correction function when a gradual transition is involved.

The accuracy and efficiency of the proposed method were verified on eight synthetic case studies emulating the non-stationary operation of a closed-loop and a standing column well. Time-variant circulation, pumping, and discharge rates as well as groundwater velocities were investigated. The IC-combination method reproduces numerical reference results with mean absolute and relative errors that are lower than 0.04 ℃ and 0.68%, respectively, and achieves a 30-day simulation with a 5-minute time step in a few hundredths of a second.

In its current state, the proposed IC-combination method is suitable for strictly linear pro-

blems and requires that the activation sequence of the various operating conditions be known beforehand. Nonetheless, this novel method represents an accurate, powerful, and flexible tool, five to seven orders of magnitude faster than our numerical models. This enables the implementation of key time-variant operating parameters in the design process, which could foster the development of optimal operating strategies and improve the overall performance of GSHP systems.

5.7 Acknowledgments

The authors wish to acknowledge the support and funding provided by the Natural Sciences and Engineering Research Council of Canada, the Trottier Energy Institute, Hydro-Québec, FTE drilling, Marmott Energies and Richelieu Hydrogeology.

5.8 Appendix A. Numerical example

The following section details a numerical example that illustrates the application of the IC-combination to evaluate the output temperature resulting from non-stationary GHE operations. The example selected is based on the three-segment scenario presented in Fig. 5.2, where a non-stationary problem is defined over $m = 9$ equal time steps and the operating conditions are modified at time $t_{\mu_1} = 3$ and $t_{\mu_2} = 6$. First, the dynamic heat loads and three transfer functions selected for the demonstration are as follows :

$$\mathbf{t} = \begin{bmatrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \\ 9 \end{bmatrix}, \quad \mathbf{Q} = \begin{bmatrix} 4 \\ 6 \\ 8 \\ 10 \\ 5 \\ 7 \\ 2 \\ 1 \\ 5 \end{bmatrix}, \quad \mathbf{g_1} = \begin{bmatrix} 0.208 \\ 0.330 \\ 0.416 \\ 0.483 \\ 0.538 \\ 0.584 \\ 0.624 \\ 0.659 \\ 0.691 \end{bmatrix}, \quad \mathbf{g_2} = \begin{bmatrix} 0.291 \\ 0.461 \\ 0.582 \\ 0.676 \\ 0.753 \\ 0.817 \\ 0.873 \\ 0.923 \\ 0.967 \end{bmatrix}, \quad \mathbf{g_3} = \begin{bmatrix} 0.416 \\ 0.659 \\ 0.832 \\ 0.966 \\ 1.075 \\ 1.168 \\ 1.248 \\ 1.318 \\ 1.382 \end{bmatrix} \tag{5.21}$$

The incremental load function was evaluated using Eq. 5.4, and the three non-stationary segments are defined using the time indices μ_1 and μ_2 :

$$\mathbf{f} = \begin{bmatrix} 4 \\ 2 \\ 2 \\ 2 \\ -5 \\ 2 \\ -5 \\ -1 \\ 4 \end{bmatrix}, \quad \mu = \begin{bmatrix} 3 \\ 6 \end{bmatrix} \tag{5.22}$$

It is then possible to build matrix $\mathbf{C}$ and evaluate the non-stationary combination, as suggested in Eq. 5.8 and Eq. 5.9 :

$$\mathbf{\Delta T_{NSC}} = \begin{bmatrix} 0.208 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0.330 & 0.208 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0.416 & 0.330 & 0.208 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0.676 & 0.582 & 0.461 & 0.291 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0.753 & 0.676 & 0.582 & 0.461 & 0.291 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0.817 & 0.753 & 0.676 & 0.582 & 0.461 & 0.291 & 0 & 0 & 0 \\ 1.248 & 1.168 & 1.075 & 0.966 & 0.832 & 0.659 & 0.416 & 0 & 0 \\ 1.318 & 1.248 & 1.168 & 1.075 & 0.966 & 0.832 & 0.659 & 0.416 & 0 \\ 1.382 & 1.318 & 1.248 & 1.168 & 1.075 & 0.966 & 0.832 & 0.659 & 0.416 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 4 \\ 2 \\ 2 \\ 2 \\ -5 \\ 2 \\ -5 \\ -1 \\ 4 \end{bmatrix} \tag{5.23}$$

and thus

$$\mathbf{\Delta T_{NSC}} = \begin{bmatrix} 0.832 \\ 1.734 \\ 2.739 \\ 5.373 \\ 4.994 \\ 5.566 \\ 6.487 \\ 5.377 \\ 6.395 \end{bmatrix} \tag{5.24}$$

From this point on, if both segment transitions involve instantaneous transitions at times $t_{\mu_1^I} = 3$ and $t_{\mu_2^I} = 6$, the IC-combination results can be evaluated by realizing a linear interpolation over the fluid residence time considering that $t_{f_2} = 2$ and $t_{f_3} = 3$ (Eq. 5.10).

$$\mathbf{\Delta T_{ICC}} = \begin{bmatrix} 0.832 \\ 1.734 \\ 2.739 \\ 3.866 \\ 4.994 \\ 5.566 \\ 5.842 \\ 6.118 \\ 6.395 \end{bmatrix} \tag{5.25}$$

Otherwise, if both segments involve gradual transitions at times $t_{\mu_1^G}$=3 and $t_{\mu_2^G}$=6, the IC-combination first suggests computing the correction function $\lambda(t)$ (Eq. 5.12) as the sum of the two intermediate functions $\lambda_1(t)$ and $\lambda_2(t)$. This was achieved using Eq. 5.13 which involves the Hadamard product ($\odot$) :

$$\lambda_1 = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0.286 \\ 0.286 \\ 0.286 \\ 0.200 \\ 0.200 \\ 0.200 \end{bmatrix} \odot \begin{bmatrix} 0.208 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0.330 & 0.208 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0.416 & 0.330 & 0.208 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0.676 & 0.582 & 0.461 & 0.291 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0.753 & 0.676 & 0.582 & 0.461 & 0.291 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0.817 & 0.753 & 0.676 & 0.582 & 0.461 & 0.291 & 0 & 0 & 0 \\ 1.248 & 1.168 & 1.075 & 0.966 & 0.832 & 0.659 & 0.416 & 0 & 0 \\ 1.318 & 1.248 & 1.168 & 1.075 & 0.966 & 0.832 & 0.659 & 0.416 & 0 \\ 1.382 & 1.318 & 1.248 & 1.168 & 1.075 & 0.966 & 0.832 & 0.659 & 0.416 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 4 \\ 2 \\ 2 \\ -8 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \tag{5.26}$$

and

$$\lambda_2 = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0.300 \\ 0.300 \\ 0.300 \end{bmatrix} \odot \begin{bmatrix} 0.208 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0.330 & 0.208 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0.416 & 0.330 & 0.208 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0.676 & 0.582 & 0.461 & 0.291 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0.753 & 0.676 & 0.582 & 0.461 & 0.291 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0.817 & 0.753 & 0.676 & 0.582 & 0.461 & 0.291 & 0 & 0 & 0 \\ 1.248 & 1.168 & 1.075 & 0.966 & 0.832 & 0.659 & 0.416 & 0 & 0 \\ 1.318 & 1.248 & 1.168 & 1.075 & 0.966 & 0.832 & 0.659 & 0.416 & 0 \\ 1.382 & 1.318 & 1.248 & 1.168 & 1.075 & 0.966 & 0.832 & 0.659 & 0.416 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 4 \\ 2 \\ 2 \\ 2 \\ -5 \\ 2 \\ -7 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \tag{5.27}$$

thus

$$\lambda = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0.703 \\ 0.524 \\ 0.419 \\ 2.047 \\ 1.643 \\ 1.382 \end{bmatrix} \quad \text{with} \quad \lambda_1 = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0.703 \\ 0.524 \\ 0.419 \\ 0.350 \\ 0.301 \\ 0.264 \end{bmatrix} \quad \text{and} \quad \lambda_2 = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 1.697 \\ 1.342 \\ 1.118 \end{bmatrix} \tag{5.28}$$

The IC-combination results can then be evaluated following Eq. 5.11 :

$$\mathbf{\Delta T_{ICC}} = \begin{bmatrix} 0.832 \\ 1.734 \\ 2.739 \\ 4.670 \\ 4.469 \\ 5.146 \\ 4.440 \\ 3.734 \\ 5.013 \end{bmatrix} \tag{5.29}$$

5.9 Nomenclature

List of acronyms

CL	Closed-loop
GHE	Ground heat exchanger
GSHP	Ground-source heat pump
ICC	IC-combination
MAE	Mean absolute error
MRE	Mean relative error
NSC	Non stationary combination
REF	Reference
SCW	Standing column well

List of subscripts

f	Fluid
g	Grout
in	Inlet
ini	Initial
out	Outlet
p	Pipe
r	Rock

List of variables

β	Discharge flow rate (m^3/s)
ΔT	Output function (°C)
$\dot{V}$	Circulation flow rate (m^3/s)
λ	Correction function (°C)
μ	Time index of segment transitions (–)
τ	Simulation input time (s)
C	Volumetric heat capacity ($J/(m^3 \cdot K)$)
d	Time index defining the deloading instant (–)
f	Incremental input function (W)
g	Transfer function (°C)

H	Hydraulic head (m)
K	Hydraulic conductivity (m/s)
k	Thermal conductivity (W/(m·K))
n	Porosity (–)
O	Overload function (W)
Q	Thermal load (W)
r	Radius (m)
S	Compressibility (1/m)
T	Temperature (°C)
t_f	Fluid residence time (s)
t	Simulation output time (s)
u	Groundwater velocity (m/s)
v	Normal velocity (m/s)
z	Depth (m)

CHAPITRE 6 ARTICLE 3 : FLOW RATE CONTROL IN STANDING COLUMN WELLS : A FLEXIBLE SOLUTION FOR REDUCING THE ENERGY USE AND PEAK POWER DEMAND OF THE BUILT ENVIRONMENT

Gabrielle Beaudry[1*], Philippe Pasquier[1], Denis Marcotte[1], Angelo Zarrella[2]

Submitted to Applied Energy : October 25, 2021.

[1] Department of Civil, Geological and Mining Engineering, Polytechnique Montreal, C.P. 6079 Succ. Centre-ville, Montreal H3C 3A7, Canada.

[2] Department of Industrial Engineering, University of Padua, Via Venezia 1, 35131 Padova, Italy.

[*] Corresponding author : gabrielle.beaudry@polymtl.ca.

6.1 Abstract

Standing column wells offer a generous and flexible solution to improve the energy efficiency of the built environment. As these systems behavior is strongly affected by groundwater advection, the acute challenge of predicting their thermal evolution with both accuracy and computational efficiency has so far hindered the development of design tools and optimized control strategies. In this work, a powerful simulation algorithm is implemented and applied to the performance assessment of multi-borehole standing column well systems located in a heterogeneous geological environment and operating under various constant and dynamic flow rate control strategies. The iterative algorithm relies on the non-stationary convolution technique to simulate the underground components, and the EnergyPlus approach to represent the heat pump efficiency at full and part loads. The findings suggest that using higher flow rates in peak conditions is a key element that minimizes auxiliary assistance and power demand. Complementary variable flow rate control aiming to maintain a 2 ℃ temperature difference across the plate heat exchanger has shown to alleviate groundwater usage and generate at least 8-11% annual energy savings compared with constant flow. This operating strategy allowed the systems to deliver 197-246 W/m with a heating seasonal performance factor of 3.59. These results were achieved through 34 annual simulations having hourly time steps that were performed with the proposed algorithm in a total of 4 h 17 min, compared to 11 days for a single simulation using a numerical reference model.

6.2 Introduction

The widespread electrification of the built environment is a key element on the road to achieving carbon neutrality. Moving towards a fully electric single-grid system, however, raises the issue of substantially increased peak electricity supply requirements. In Canada, a Nordic country where natural gas and petroleum products still account for 74% of the energy mix, this foresees a costly and sizable expansion of the electricity infrastructure (ICF, 2019). As one of the most energy-efficient heating and cooling technologies currently available, ground-source heat pump (GSHP) systems represent an opportunity to support building decarbonization by mitigating the overall costs and impacts of space heating electrification (HRAI, 2020). These systems use the ground as a thermal reservoir and thus benefit from stable temperatures and high heat capacities that allow them to maintain year-round high efficiency and low peak demand impacts. More specifically, heat collection and dissipation is typically managed by circulating a heat carrier fluid in a continuous closed-loop of piping inserted in a ground heat exchanger (GHE) made of one or several vertical boreholes. Through a heat pump, heat can be transferred between the building and the ground loop at any desired rate, providing heating and cooling with coefficients of performance (COP) greater than 3.

GSHPs have maintained an annual growth rate of around 10% over the last ten years and reached a 77.5 GWt worldwide installed capacity as of 2020 (Lund et Toth, 2021). Nonetheless, a larger scale market uptake is still hindered by their high capital costs and long payback periods. To improve the economic outlook of GSHP systems, a strategy that has been receiving growing attention is the standing column well (SCW) (Pasquier *et al.*, 2016). This alternative GHE configuration retrieves heat directly from the groundwater being drawn up in an uncased borehole. The groundwater is then reintroduced at the opposite end of the same well, with a small amount being discharged to a nearby storm sewer or injection well to promote advective heat transfer when increased efficiency is needed. This highly efficient solution has been identified as providing reductions of 49 to 78% of the size of the GHE compared with a conventional closed-loop system of similar capacity, along with significant cuts in capital and life-cycle costs (Deng O'Neill *et al.*, 2006). An increasing number of studies have also insisted on the fact that optimal control strategies are crucial to maximize system operational efficiency and generate life-cycle savings (Gang et Wang, 2013; Xia *et al.*, 2017; Ma *et al.*, 2020). Among concurrent parameters, flow rate control has shown to provide impressive energy gains through the reduction of circulation pumps power consumption (Montagud *et al.*, 2014; Hu *et al.*, 2017). Notably, Del Col *et al.* (2015) used experimental data and a modeling procedure to demonstrate the importance of variable speed drives for reducing the mass flow rate of the heat carrier fluid at partial loads when the electrical power

of the compressor decreases. Montagud *et al.* (2014) estimated that this strategy can lead up to 28% reductions in annual energy consumption. Zarrella *et al.* (2017) showed that flow rate control aiming to maintain a constant temperature difference across the heat pump can lead to annual energy savings between 5 and 7% compared to the constant speed. Beurcq *et al.* (2018) and Beurcq (2019) obtained similar results in a rare numerical study investigating the influence of control strategies on the operation of SCWs in cold climates. They demonstrated the interest of using a variable-speed submersible pump to control the pumping and discharge rates linearly as a function of the load on the building loop, with energy and costs savings going up to 20% compared to good practice scenarios.

The one critical element leading to the success of any GSHP project remains using a careful design analysis to ensure the appropriate sizing of the GHE that minimizes the costs while maintaining indoor thermal comfort at acceptable levels (Spitler et Bernier, 2016). Historically, the design of GHEs has often been achieved using either rules of thumb relating peak heating or cooling capacities to a required length (Yang *et al.*, 2010) or sizing equations derived from steady-state models (Kavanaugh et Rafferty, 1997; ASHRAE, 2011). Although providing simple hand calculations that are highly desired by practitioners, these methods rely on rough simplifications, are unfit for the consideration of unconventional GHEs such as SCWs, and may lead to pricey oversized designs or undersized failures (Spitler et Cullin, 2008; Cullin *et al.*, 2015). A more comprehensive design approach is to predict the hourly fluid temperatures leaving the GHE based on an estimate of the loads on the heat pumps. This strategy relies on the availability of an accurate simulation model that should emulate the system's behavior considering both the mechanical equipment and underground components. Among those, the GHE has been identified as being most challenging as its behavior depends on highly complex features, such as the thermal interaction between boreholes, advective heat transfer, groundwater movement and multilayered geological environments (Atam et Helsen, 2016; Spitler et Bernier, 2016). In this regard, the high reliance of SCWs on advective heat transfer within and around the well makes it virtually impossible to model their behavior by means of simple analytical solutions. Advanced numerical methods, such as finite differences, finite elements, finite volumes, and thermal resistance and capacity models, offer a more appropriate solution by allowing the definition of complex geometries and coupling the thermal, hydraulic, and geochemical processes involved in the SCW operation. Valuable insights provided by numerical modeling have demonstrated the beneficial effect of a hydraulic gradient (Lee, 2011), a fractured horizon (Nguyen *et al.*, 2015b), and a constant discharge flow rate to prevent fracture clogging and precipitation (Eppner *et al.*, 2017a) on the operation of SCWs, among others. The numerical model approach has also been validated by comparing its results with long-term field data (Deng *et al.*, 2005; Ng *et al.*, 2011; Beaudry *et al.*, 2019).

The direct solution of differential equations involved in numerical modeling is associated with a high level of complexity and a heavy computational load that are not desirable in design applications. Those can easily be simplified by the use of a transfer function representing the normalized response of the numerical model to a constant heat load. A stationary convolution product of this function in the spectral (Marcotte et Pasquier, 2008; Pasquier et Marcotte, 2013) or the Laplace (Lamarche, 2009) domains is a well-known strategy to achieve the solution of lengthy simulations in less than a second. Recently, Beaudry *et al.* (2021a) have demonstrated the possibility of using non-stationary convolutions to accelerate the simulation of single well closed-loop and standing column systems operating with time-variant flow rates. This powerful simulation tool has shown to be adequate to consider complex features, such as a detailed geometry, borehole capacity, advective heat transfer within the pipes and coupling of heat transfer to groundwater flow. Most importantly, the method allows solving a 30-day simulation having a 5-min time step in a few hundredths of a second. The present work intends to exploit the new possibilities offered by the non-stationary convolution technique in order to address the knowledge gap regarding advanced flow rate control in SCWs.

Presently, the potential of flow rate control to improve the performance of SCWs has only been explored in a single numerical study concentrating on the case of a unique SCW being located in a homogeneous bedrock (Beurcq *et al.*, 2018; Beurcq, 2019). This study has allowed to introduce some important benefits related to the adoption of variable pumping and bleeding flow rates in the operation of these systems. However, the authors have identified the computational limitations of their numerical model as being obstacles to the further pursuit of their analysis. In the present work, an efficient iterative algorithm is thus implemented that allows achieving the fast simulation of SCWs operating under dynamic flow rate control. The proposed algorithm relies on the non-stationary convolution technique developed in Beaudry *et al.* (2021a) to simulate the underground components, and the EnergyPlus approach to represent the effect of temperature and fluid flow rate on the heat pump's efficiency. Thirty-four annual simulations having hourly time steps are conducted to assess the performance of a SCW system operating under various constant and dynamic flow rate control strategies. The results of the simulations are finally presented with a twofold objective : (1) propose novel guidelines concerning flow rate control in SCWs and aiming to minimize the system's energy use, power demand, operating costs and groundwater usage and (2) provide a first demonstration of the flexibility, computing efficiency and accuracy of the proposed algorithm to conduct a detailed analysis of a multi-borehole SCW system located in a multilayered geological environment.

6.3 Description of the case study

As part of the recent *Plan for a Green Economy 2030*, the Government of Quebec, Canada, has committed to reduce the greenhouse gas emissions related to space heating down to 50% below 1990 levels over the next ten years (MELCC, 2020). This objective involves promoting the transition from oil and gas furnaces to electric resistance heating and other renewables. Mitigation measures, such as power demand charges (Hydro-Québec, 2021), are put into place to hold back the foreseeable rise in peak demand and associated strain on the electric infrastructure. In the same spirit, an unprecedented partnership between two large energy providers was also recently announced to achieve an optimal complementarity of the electricity (as the main energy source) and natural gas (as an auxiliary back-up during peak periods) networks (Hydro-Québec et Énergir, 2021).

The present study fits into this context by focusing on the refurbishment of a heating system in a public elementary school located northwest of Montreal. The school has been selected to take part in an innovative project on the integration of SCW systems in institutional buildings to help reduce fossil sourced heating and improve their energy efficiency. A description of the study site is first presented, followed by the GSHP equipment and GHE configuration. At last, the various operating strategies considered are described, which involve constant and variable flow rate control.

6.3.1 Multilayered geological environment

Following literature investigations and drilling operations, three main geological units were identified on the study site. Namely, unconsolidated deposits composed of till are found in the first 10 m, followed by a sandy dolomite belonging to the Theresa Formation of the Beekmantown Group down to a depth of 99 m. A quartz arenite associated to the Cairnside Formation of the Potsdam Group completes the sequence at greater depths (Globensky, 1987).

The water table static level was found to be at a 2.5 m depth and a 0.006 m/m hydraulic gradient was observed on the site. Fig. 6.1 illustrates the geological units and the distribution of the hydraulic and thermal conductivity on the study site (see Table 6.4 in Appendix A for the detailed values). Note that a constant undisturbed ground temperature of 8.5 ℃ was observed down to a 133 m depth.

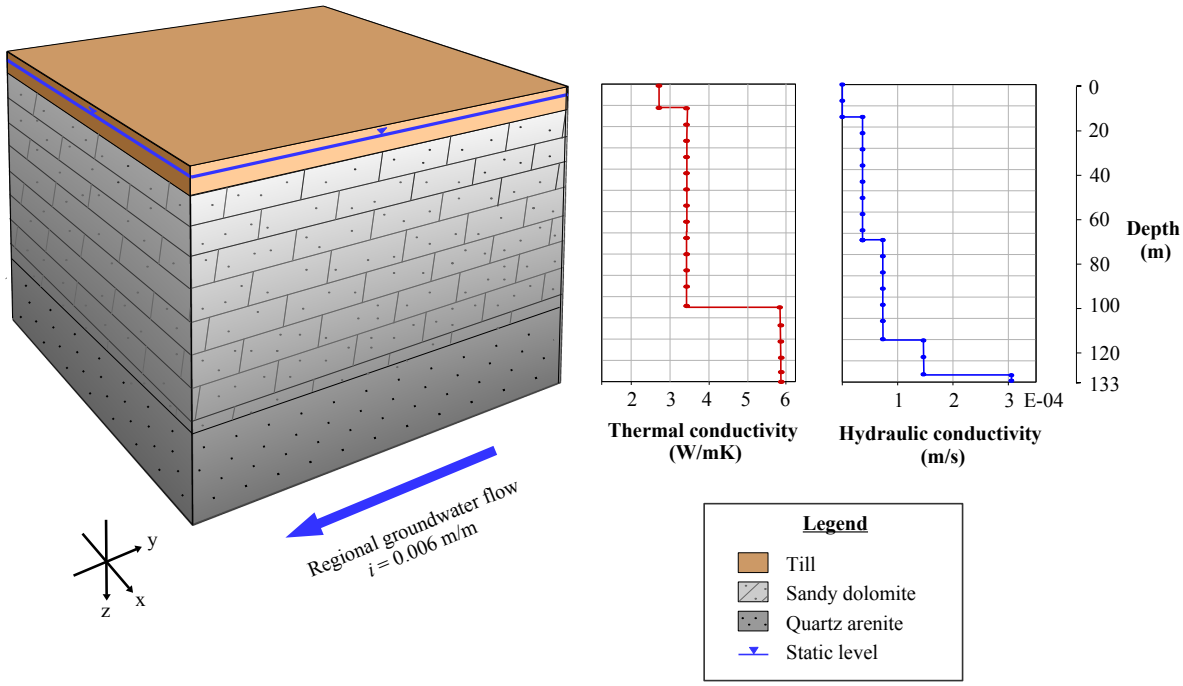

FIGURE 6.1 Illustration of the multilayered geological environment on the study site.

6.3.2 Ground-source heat pump system

The study building is an elementary school located in a heating-dominant area. The annual hourly heating and cooling loads estimated by the professionals in charge of the retrofit project are illustrated in Fig. 6.2, with peak power demands of 131 kW and 105 kW in heating and cooling, respectively. The total annual energy demand is 238 MWh in heating and 26 MWh in cooling, with a heating-to-cooling energy ratio of about 9.15. The GHE was designed to cover 80% of the peak power demand for heating, with an auxiliary electric resistance heating system to balance out the remaining loads. A water-to-water heat pump was selected and its nominal parameters are listed in Table 6.1.

TABLEAU 6.1 Characteristics of the water-to-water heat pump.

Nominal parameter	Symbol	Unit	Heating	Cooling
Thermal capacity	Q_{nom}	kW	151.52	190.39
Electric power consumption	W_{nom}	kW	44.56	35.72
Load side flow rate	$\dot{V}_{L,nom}$	L/min	568	568
Source side flow rate	$\dot{V}_{S,nom}$	L/min	568	568

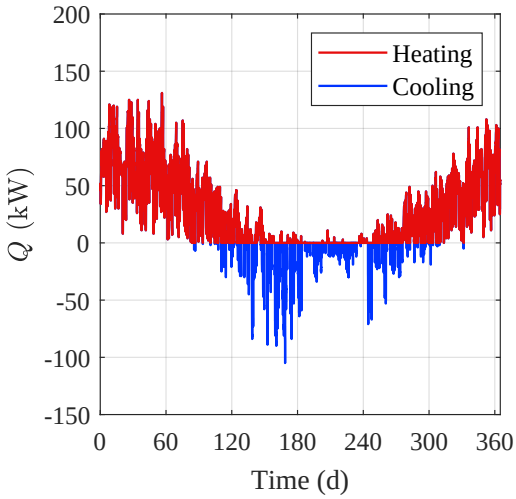

FIGURE 6.2 Estimated annual hourly heating and cooling loads of the study building.

6.3.3 Ground heat exchanger

A preliminary review of the available literature provided a working estimate of 180 to 240 W/m for a SCW borehole field operated with intermittent discharge flow rates (Orio, 1999; Nguyen *et al.*, 2020). Accordingly, two SCW systems composed of four and five boreholes are investigated. Note that the wells are in a parallel arrangement and have a 152 mm diameter and a 133 m depth that was limited by the high water pressure during the drilling of an exploratory well. The boreholes are placed at a 6 m distance from each other and arranged in an array that is perpendicular to the regional groundwater flow to minimize thermal interaction and achieve better efficiency. High-density polyethylene pumping and reinjection pipes having a 50.8 mm nominal diameter ensure the water intake at a 20 m depth and reinjection at the base of the well. A top view of both systems as well as a cross-sectional view of the boreholes is found is Fig. 6.3.

6.3.4 Flow control strategies

Several control strategies involving constant and variable flow rates are investigated to minimize the overall annual energy use and operating cost of the study system. Because the local electricity pricing includes a significant charge related to the annual peak power demand, the strategies considered also work toward maximizing the system's efficiency at higher loads. Note that all flow rates are within the heat pump's specifications, and ensure non-laminar flow (Re >2300) to maximize heat exchange.

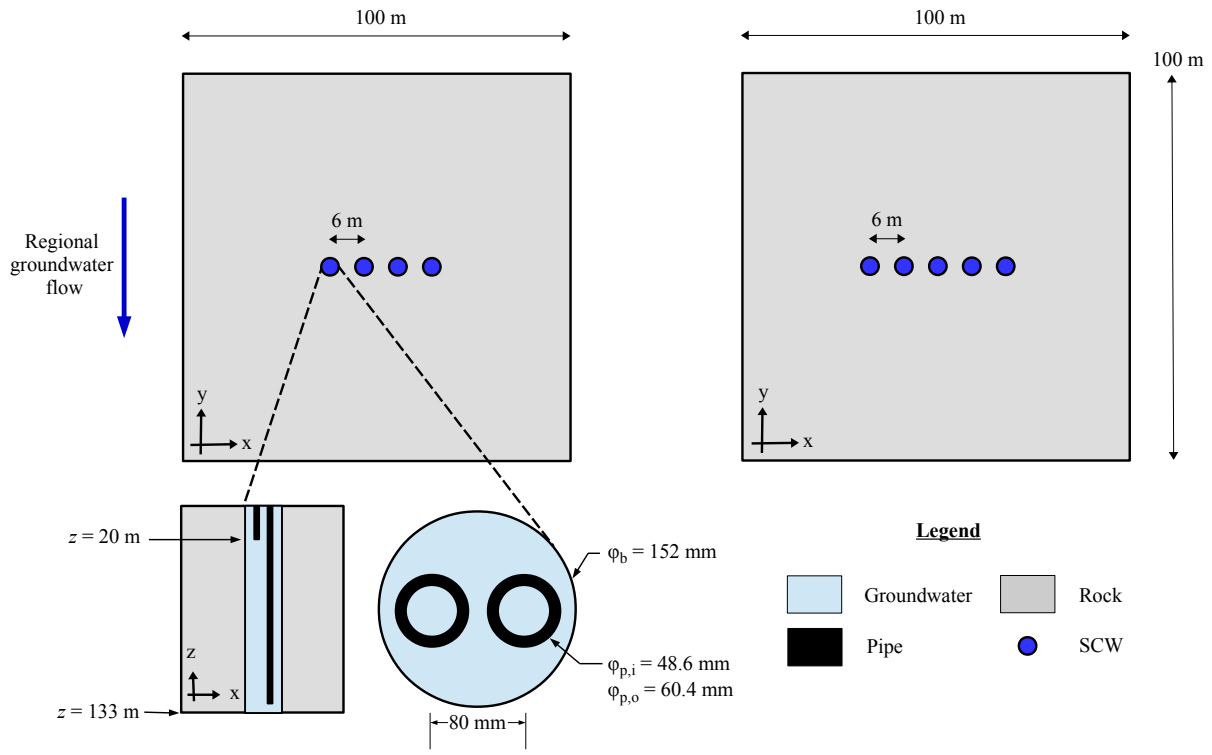

FIGURE 6.3 Geometry of the two standing column well borehole fields considered in the study (not to scale).

Pumping and circulation flow rates

SCWs operate by pumping groundwater in an uncased borehole and returning it to the opposite end of the same well to achieve a recirculation loop. The groundwater flow is usually supplied by a submersible pump and directed towards a plate heat exchanger connecting the ground loop to a secondary building loop. The building loop relies on a circulation pump and is employed mainly to avoid fouling in the heat pump due to potentially low groundwater quality. Both submersible and circulation pumps have their power consumption increase with the flow rate because of the pressure drop occurring in the pipes and mechanical equipment. Nonetheless, higher flow rates are also associated with an improved thermal performance because of the smaller temperature difference across the plate heat exchanger and the heat pump, which allows operating the system at lower temperatures.

In the cases investigated, the pumping and circulating flow rates $\dot{V}$ are considered to remain equal. *Case 1* first considers constant flow rates of *a*-*b*-*c*) 284 L/min (1.75 GPM/ton of installed capacity in the heating mode), *d*) 326 L/min (2 GPM/ton), *e*) 408 L/min (2.5 GPM/ton) *f*) 489 L/min (3.0 GPM/ton) and *g*-*h*) 568 L/min (3.5 GPM/ton). In *Cases 2*, *3* and *4*, the pumps' frequency is reduced at lower loads to minimize the system's overall energy use (Zar-

rella *et al.*, 2017; Beurcq *et al.*, 2018; Beurcq, 2019). More specifically, the same flow rate levels are adjusted to the heat loads to maintain constant temperature differences across the heat pump of around *a*) 1°C, *b*) 2°C, and *c*) 3°C. These control strategies are summarized in Fig. 6.4.

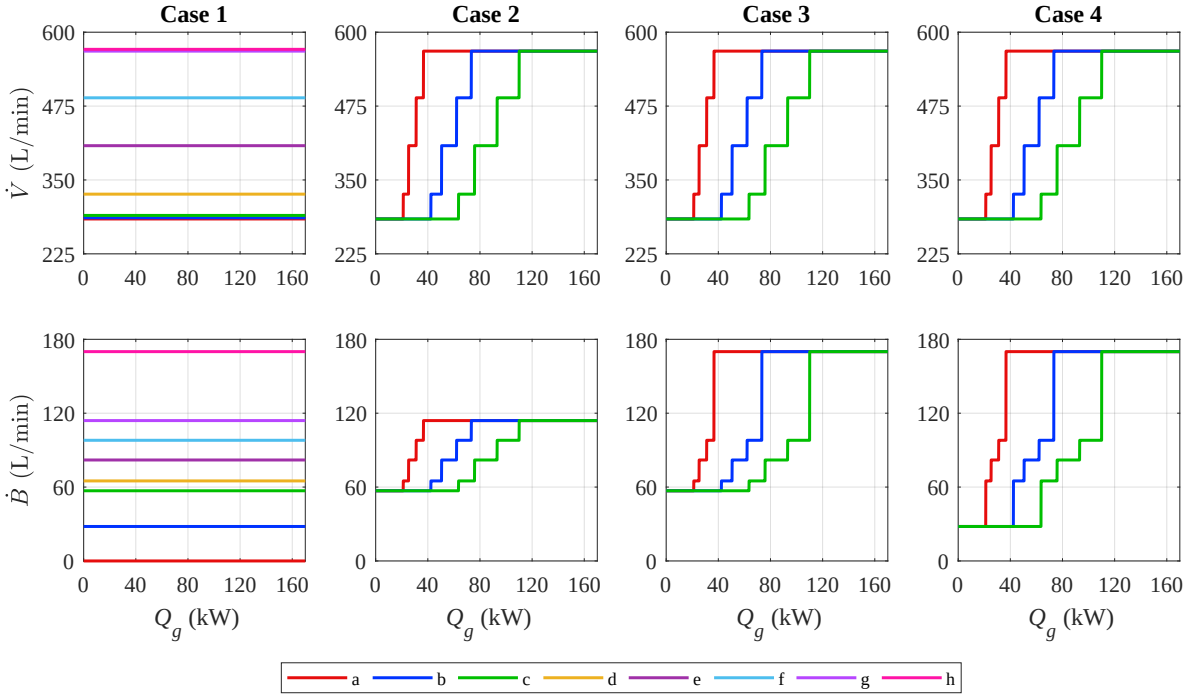

FIGURE 6.4 Constant (*Case 1*) and dynamic (*Cases 2, 3, 4*) flow rate control strategies considered for the operation of a SCW system. The pumping and circulation flow rates $\dot{V}$ (top row) and discharge flow rate $\dot{B}$ (bottom row) are the control variables considered.

Discharge flow rate

The thermal efficiency of SCWs can be increased by discharging a fraction of the total pumping flow rate. This operation, which is often called "bleed", stimulates groundwater flow and thus advective heat transfer towards the well (Pasquier *et al.*, 2016). However, higher discharge flow rates also influence the submersible pump's burden on the system's energy consumption because of the aquifer drawdown and the related pressure drop in the ground surrounding the well.

In the cases investigated, the discharge flow rate $\dot{B}$ is considered as a ratio β of the total pumping rate, as suggested in Beurcq *et al.* (2018) and Beurcq (2019). In *Case 2*, the discharge ratio is set at a 20% constant value. In *Case 3*, the discharge ratio is increased at 30% for

the highest flow rate level, in order to maximize the system's efficiency during peak demand periods. In addition, *Case 4* also decreases the discharge ratio to 10% during the occurrence of the lowest loads, as a means to reduce the submersible pump's energy use (see Fig. 6.4). *Case 1* presents all the combinations as well as a 0% ratio for the lowest level.

6.4 Modeling strategy

The present section demonstrates the implementation of a powerful simulation algorithm to evaluate the thermal behavior and performance of a SCW system. The modeling strategy used to represent the underground components follows the work of Beaudry *et al.* (2021a), who have demonstrated the accuracy and computing efficiency of the non-stationary convolution technique to emulate a single borehole closed-loop and SCW GHEs operating with time-varying flow rates. In this work, the scope of application of the non-stationary convolution is extended to multi-borehole SCW systems located in a heterogeneous geological setting. A description of the mechanical equipment is also provided that considers the effect of temperature and fluid flow rate on the heat pump's efficiency at full and part loads. Note that the present study focuses on the detailed and comprehensive description of the underground components, and that some simplifying assumptions related to the building equipment could be replaced with a more refined modeling without affecting the proposed method.

6.4.1 Ground heat exchanger

The modeling strategy for the GHE first involves 1) using a response model to evaluate the transfer functions that represent the normalized thermal behavior of the borehole fields in stationary conditions (with constant flow rates) and 2) using non-stationary convolutions to combine these functions and rapidly assess the response of the system to any dynamic thermal load pattern in stationary or non-stationary (with dynamic flow rates) conditions.

Response model

The temperature evolution in the GHEs described earlier depends on highly complex physical processes, such as conductive heat transfer between multiple boreholes having complex geometries, and advective heat transfer related to pipe flow and groundwater movement in a multilayered geological environment. To ensure the adequate and precise description of all the phenomena at work, we used finite element models to evaluate the transfer functions that represent the normalized thermal behavior of the 4-SCWs and 5-SCWs borehole fields.

Two finite element models were developed in the COMSOL Multiphysics environment to represent the experimental site and GHEs as described in Figs. 6.1 and 6.3. The models couple heat transfer to Darcian groundwater flow, and a three-dimensional analysis allows considering the hydraulic and thermal interactions between the boreholes. More detailed information about the material properties can be found in Appendix A (see Tables 6.4 and 6.5). Note that the modeling strategy is the same that was developed and validated using experimental data in Beaudry *et al.* (2019).

The transfer functions are evaluated by solving the models over a one-year period with a constant heating load of 1 kW on the water entering the wells. Both models are solved a number of eight times, each time considering a different set of constant flow rates, to be able to represent the different scenarios presented in Section 6.4 (see Table 6.2). Note that the strategy presented in Marcotte et Pasquier (2008) aiming at reducing the computing time was used, hence the response models are solved with an adaptative distribution of 142 time steps. The results are then resampled and interpolated using a cubic spline to transform the signal into a time series of 1 h constant time steps.

Tableau 6.2 Total flow rates used for the evaluation of the transfer functions (see their illustration in Fig. 6.6).

Transfer function g_i	**Pumping rate** $\dot{V}$ **(L/min)**	**Discharge rate** $\dot{B}$ **(L/min)**	**Discharge ratio** β **(%)**
g_1	284	0	0
g_2	284	28	10
g_3	284	57	20
g_4	326	65	20
g_5	408	82	20
g_6	489	98	20
g_7	568	114	20
g_8	568	170	30

In the present case, all the simulations involve that the pumping and discharge flow rates are divided evenly between the SCWs. However, note that an uneven distribution could be adopted without affecting the quality of the solution provided by the non-stationary convolution method, which is presented below.

Non-stationary convolution

A novel technique developed in previous works for single-well systems (Beaudry *et al.*, 2021a) and based on the application of the principle of superposition to non-stationary cases of GHEs operations is used to efficiently evaluate the solution to multi-borehole simulations that involve a heterogeneous geological environment and time-variant thermal load patterns and

flow rates. Note that the influence of bedrock heterogeneity and of the thermal interference between the SCWs is handled by the numerical transfer functions, and thus the non-stationary convolution technique can be directly applied as presented in Beaudry *et al.* (2021a).

The non-stationary convolution technique considers the time evolution of the GHE's outlet fluid temperature compared with its initial state $\Delta T(t) = T_{out}(t) - T_{ini}$ as the system's output function. The input function is an incremental function $f(t)$ of the thermal load $Q(t)$, which is described by the difference between the temperature at the well's inlet T_{in} and outlet T_{out}, the fluid flow rate $\dot{V}$ and volumetric heat capacity C_f :

$$f(t_i) = Q(t_i) - Q(t_{i-1}) \qquad \text{with} \qquad Q(t) = (T_{in}(t) - T_{out}(t)) \cdot \dot{V}(t) \cdot C_f \tag{6.1}$$

Linear time-invariant theory states that stationary systems are regulated by properties that do not change in time and can be entirely described by their transfer function $g(t)$. To evaluate the solution to stationary simulations (involving constant operating parameters), one can represent the response of the system to any heating load pattern as a convolution product of the input function and transfer function. The convolution product achieves a scaled superposition of identical impulses and is developed in Eq. 6.2 in its discrete-time form :

$$\Delta T(t) = (f * g)(t) = \sum_{j=1}^{t} f(t_j) \cdot g(t - t_{j-1}) \tag{6.2}$$

In the case of a non-stationary simulation, time-varying parameters such as flow rates modify the system's behavior. For this reason, several transfer functions –one for each individual set of constant flow rates– must be evaluated. The solution is then obtained by adding a time dependency condition to Eq. 6.2, so that the sole transfer function representing the current flow rates conditions is selected at each time step :

$$\Delta T(t) = (f * g)(t) = \sum_{j=1}^{t} f(t_j) \cdot g(t - t_{j-1}, t) \tag{6.3}$$

This strategy achieves a discontinuous signal shift at the moment of a flow rate variation. To accurately represent the rate of the transition, two strategies are adopted that depend

on the nature of the time-varying parameter. In the case of the circulation flow rate (that is equivalent to the pumping flow rate with no water discharge), a linear interpolation of the signals starting at the time of the transition and over the length of the fluid residence time can be used. In the case of a change of the discharge flow rate value, the groundwater flow regime and heat transfer rate are also affected. The transition is in this instance more gradual and follows the transfer rate of the newly active transfer function. To accurately represent this situation, it is possible to use a scaled correction function $\lambda(t)$, which behavior is strictly dependent on the active transfer function at each time step :

$$\Delta T(t) = (f * g)(t) - \lambda(t) \tag{6.4}$$

with

$$\lambda(t) = k(t) \cdot (f^{\lambda} * g)(t) \tag{6.5}$$

where $f^{\lambda}(t)$ is the same as $f(t)$ with all values following a given transition equal to zero. At last, $k(t)$ is a scaling function that preserves the continuity of the solution ΔT.

For a more comprehensive matricial development of the method, the reader is referred to Beaudry *et al.* (2021a). Note that in the present work, the solution was computed as the sum of the independent solutions to each individual impulse contained in the input function $f(t)$. This has shown to provide a stable and robust solution, even in the presence of highly dynamic load inputs.

6.4.2 Mechanical equipment

To represent the effect of the building thermal loads on the system, the water-to-water heat pump that was selected for the school was modeled following the EnergyPlus approach. Eq. 6.6 to 6.9 are used to evaluate the energy performance of the system in the heating (subscript h) and cooling (subscript c) modes. The COP is obtained at each time step as the ratio of the thermal capacity $Q_{h,c}$ to the electrical power of the compressor $W_{h,c}$, considering the fluid circulation flow rate $\dot{V}$ and temperature T on the load (subscript L) and source (subscript S) sides. In these equations, the reference values (subscript *ref*) are the parameters corresponding to the highest load side heat transfer rate listed in the manufacturer's

catalogue, while T_{ref} is equal to 10 ℃. The fluid entering temperature on the load side was evaluated as $T_{L,in} = T_{L,out} - Q_b/(\dot{V}_L \cdot C_f)$, assuming constant flow rates and supply temperatures in the heating ($\dot{V}_L$ = 568 L/min, $T_{L,out}$ = 37.8 ℃) and cooling ($\dot{V}_L$ = 568 L/min, $T_{L,out}$ = 9 ℃) modes. Note that the temperatures must be specified in K. The coefficients are presented in Appendix A (see Table 6.6).

$$\frac{Q_h}{Q_{h,ref}} = C_1 + C_2 \cdot \frac{T_{L,in}}{T_{ref}} + C_3 \cdot \frac{T_{S,in}}{T_{ref}} + C_4 \cdot \frac{\dot{V}_L}{\dot{V}_{L,ref}} + C_5 \cdot \frac{\dot{V}_S}{\dot{V}_{S,ref}} \tag{6.6}$$

$$\frac{W_h}{W_{h,ref}} = D_1 + D_2 \cdot \frac{T_{L,in}}{T_{ref}} + D_3 \cdot \frac{T_{S,in}}{T_{ref}} + D_4 \cdot \frac{\dot{V}_L}{\dot{V}_{L,ref}} + D_5 \cdot \frac{\dot{V}_S}{\dot{V}_{S,ref}} \tag{6.7}$$

$$\frac{Q_c}{Q_{c,ref}} = A_1 + A_2 \cdot \frac{T_{L,in}}{T_{ref}} + A_3 \cdot \frac{T_{S,in}}{T_{ref}} + A_4 \cdot \frac{\dot{V}_L}{\dot{V}_{L,ref}} + A_5 \cdot \frac{\dot{V}_S}{\dot{V}_{S,ref}} \tag{6.8}$$

$$\frac{W_c}{W_{c,ref}} = B_1 + B_2 \cdot \frac{T_{L,in}}{T_{ref}} + B_3 \cdot \frac{T_{S,in}}{T_{ref}} + B_4 \cdot \frac{\dot{V}_L}{\dot{V}_{L,ref}} + B_5 \cdot \frac{\dot{V}_S}{\dot{V}_{S,ref}} \tag{6.9}$$

The ground loads Q_g are evaluated following Eq. 6.10. The ± sign should be negative in the heating mode and positive in the cooling mode.

$$Q_g = Q_b \cdot \left(1 \pm \frac{1}{COP}\right) + W_{aux} \tag{6.10}$$

Note that an auxiliary system is considered to provide supplemental heating power W_{aux} during peak demand periods. The auxiliary system is on the source side and works toward maintaining the fluid temperatures above 0 ℃ inside the plate heat exchanger to avoid the freezing point of groundwater. A 100% thermal efficiency of the auxiliary system and the plate heat exchanger is considered for simplicity. Consequently, the heat pump entering fluid temperature is considered equal to the groundwater temperature at the outlet of the GHE, which closely resembles experimental results and has minimal influence on the system's performance.

6.4.3 Iterative solution

To tackle the non-linear relation between the building loads Q_b, ground loads Q_g, auxiliary system's work W_{aux} and fluid temperatures on the source side $T_{S,in}$ and $T_{S,out}$, an iterative solution procedure is adapted from Pasquier *et al.* (2013). The initial values that define the problem are the building heat loads Q_b, the flow functions $\dot{V}(t)$ and $\dot{B}(t)$, the undisturbed ground temperature T_g as the fluid temperature on the source side $T_{S,in}$ and $T_{S,out}$, and an initial guess of $W_{aux}(t)$=0. Each iteration that follows involves the following steps :

1. Evaluation of COP (Eq. 6.6 to 6.9)
2. Evaluation of ground loads $Q_g(t)$ (Eq. 6.10)
3. Evaluation of entering fluid temperature on the source side $T_{S,in}(t)$ (Eq. 6.3 to 6.5)
4. Evaluation of leaving fluid temperature on the source side $T_{S,out}(t)$ (Eq. 6.1)
5. If $T_{S,out}(t)$ is outside of the acceptable range, $W_{aux}(t)$ is increased at the corresponding time steps to mitigate the temperature drop or rise.
6. Items 1 to 4 are repeated
7. If the mitigation of $T_{S,out}(t)$ exceeds the acceptable range by a predetermined tolerance value of 0.5 ℃, $W_{aux}(t)$ is reduced for the next iteration.

The process is repeated iteratively until the correction on the ground loads is less than 0.75% of the maximal load. Note that convergence was achieved in all the cases considered, generally after one to seven iterations.

6.4.4 System's overall performance

The overall performance of the system is evaluated annually as a function of the total energy use, peak power demand, operating costs and cumulative volume of groundwater discharged from the wells. These parameters should all be minimized to achieve more efficient designs and operating strategy.

The inputs considered are the thermal loads of the building Q_b and the ground Q_g, the work of the compressor W_{comp}, fluid pumps W_{pump} and auxiliary equipment W_{aux}, the pumping and circulation flow rates $\dot{V}$, the discharge flow rate $\dot{B}$, and the entering and leaving fluid temperature at the heat pump on the source side $T_{S,in}$ and $T_{S,out}$ (see Fig. 6.5).

The energy use of the system is considered to be determined by the heat pump compressor E_{comp}, auxiliary system E_{aux} and the pumping energy E_{pump} :

$$E = E_{comp} + E_{aux} + E_{pump} \tag{6.11}$$

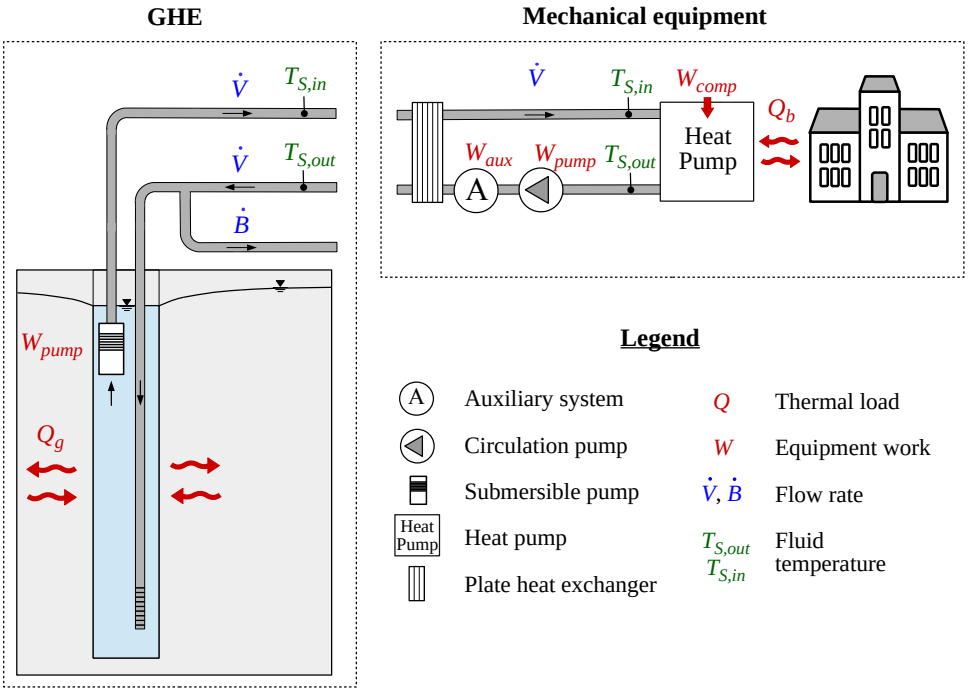

FIGURE 6.5 Inputs considered for the evaluation of the SCW systems' overall performance.

where the cumulative energy consumption is expressed as the work of each piece of equipment x :

$$E_x(t) = \int_0^t W_x(\tau)d\tau \tag{6.12}$$

The pumps' work is expressed as a function of the fluid flow rate $\dot{V}$, the pressure loss Δp and the pump's efficiency η_{pump} (a 60% efficiency was considered) :

$$W_{pump} = \frac{\dot{V} \cdot \Delta p}{\eta_{pump}} \tag{6.13}$$

The pressure loss is related to friction within the mechanical equipment (heat pump, plate heat exchanger, valves, horizontal piping, etc.) and inside the GHE, and to the vertical lift due to the static and dynamic levels of the water table :

$$\Delta p = \Delta p_{GHE} + \Delta p_{mech} + \Delta p_{lift} \tag{6.14}$$

In the present study, the following pressure loss values were considered for the mechanical

equipment in nominal flow rate conditions : 30 kPa for the heat pump, 30 kPa for the plate heat exchanger, and 40 kPa for the other components. These values were selected based on manufacturer datasheets and literature (Kavanaugh et Rafferty, 1997). Note that the pressure loss through the plate heat exchanger is counted twice because it influences both the submersible and circulation pumps' energy use. The values corresponding to lower flow rates are obtained through Eq. 6.15 :

$$\Delta p_{mech} = \Delta p_{nom} \cdot \left(\frac{\dot{V}}{\dot{V}_{nom}} \right)^2 \tag{6.15}$$

The pressure loss due to viscous effects inside the GHE (vertical piping and borehole annular space) is obtained using the Darcy–Weisbach equation, where L and D are the length and inner diameter of the pipe, ρ_f and v_f are the density and velocity of the fluid, and f_D is the Darcy friction factor (Kind *et al.*, 2010). Note that for parallel pipes, the total pressure loss is equivalent to that in each individual pipe.

$$\Delta p_{GHE} = f_D \cdot \frac{L \rho_f v_f^2}{2D} \tag{6.16}$$

where

$$f_D = \begin{cases} \frac{64}{Re} & \text{if } Re < 2300 \\ \frac{0.3164}{\sqrt[4]{Re}} & \text{if } Re \geq 2300 \end{cases} \quad \text{and} \quad Re = \frac{\rho_f v_f D}{\mu_f} \tag{6.17}$$

Regarding the head loss related to the vertical lift Δp_{lift}, it is considered that a constant vertical lift of 4.5 m must be overcome by the submersible pump, plus the aquifer drawdown $s(t)$ related to the discharge flow rate :

$$\Delta p_{lift} = \gamma_f \left(4.5 + s(t)\right) \tag{6.18}$$

where γ_f is the fluid's specific weight, and the aquifer drawdown near the well can be evaluated using the Theis equation, with $\dot{B}$ the discharge flow rate, K, S and b the aquifer equivalent

hydraulic conductivity, specific storage and thickness, r the well's radius and t the time :

$$s(t) = \frac{\dot{B}}{4\pi Kb} \int_{\frac{r^2 S}{4Kt}}^{\infty} \frac{e^{-u}}{u} du \tag{6.19}$$

The discharge flow rate $\dot{B}$ is also considered to evaluate the total volume of groundwater discharged throughout the year $V_{\dot{B}}$:

$$V_{\dot{B}} = \int_0^t \dot{B}(\tau) d\tau \tag{6.20}$$

At last, the annual operating cost of the system was calculated based on the electricity tariffs applied by the local government-owned electricity company to medium-power customers (Hydro-Québec, 2021). The pricing includes a cost for the energy, which is 0.05095$/kWh. In addition, the highest power demand for the previous year is charged every month at 14.770$/kW. Note that these prices are specified in Canadian currency.

6.5 Results and discussion

In this section, the results of several annual simulations comparing various flow rate control strategies are presented to illustrate the beneficial effect of variable flow rate control for simultaneously reducing the systems' energy consumption, power demand, operating costs and groundwater usage. In addition, emphasis is put on the flexibility and computing efficiency of the proposed simulation algorithm.

6.5.1 Comparative analysis of the systems' overall performance

The transfer functions of the 4-SCWs and the 5-SCWs systems are illustrated in Fig. 6.6 as a first indicator of their thermal efficiency (see Table 6.2 for the corresponding flow rates). Note that the discharge flow rates increase from g_1 to g_8. The difference between both systems appears important at lower discharge ratios (g_1 and g_2 have ratios of 0% and 10%, respectively), while it gradually diminishes as this parameter increases (20% for g_3 to g_7, and 30% for g_8). This first observation confirms the considerable influence that discharge flow rates have on SCWs efficiency. As the difference between the curves g_8 is very small in the 4-SCWs and the 5-SCWs systems, the behavior of both systems is expected to be similar when using a constant discharge ratio of 30%. Thus, the benefit of adding a fifth 133 m deep SCW is not

obvious at the outset.

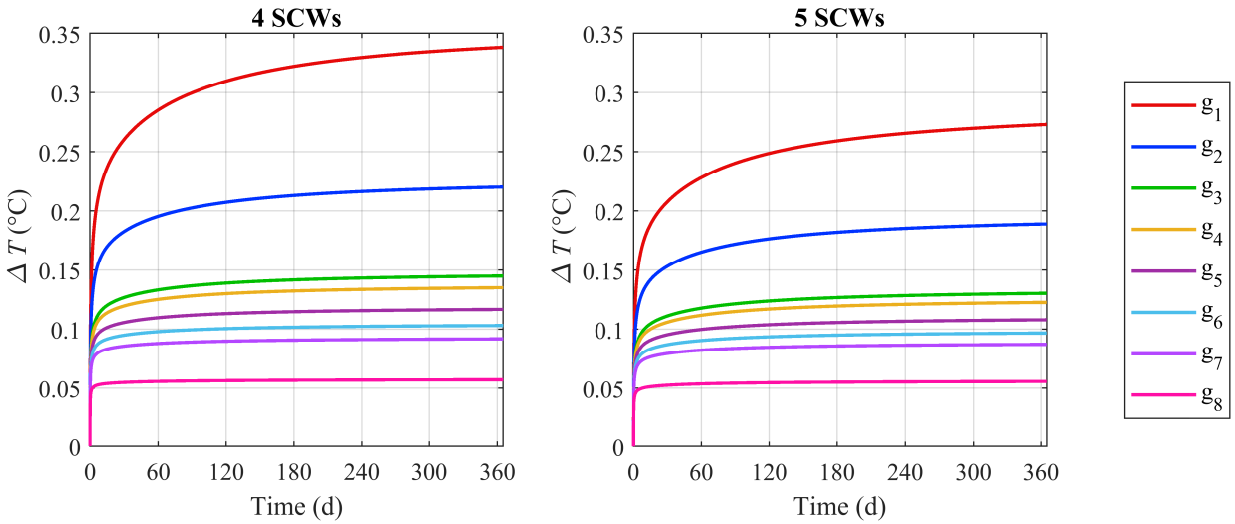

FIGURE 6.6 Transfer functions representing the 4-SCWs (left) and 5-SCWs (right) borehole fields' response to a constant 1 kW power input while operating with constant flow rates (see Table 6.2 for detailed values).

Fig. 6.7– 6.10 follow by presenting a comprehensive overview of the systems' annual energy consumption, peak power demand, operating costs and groundwater usage. Remember that *Case 1* uses constant flow rate control, with sub-cases *a*–*h* representing the values used in the transfer functions evaluation. *Cases 2*, *3* and *4* use different dynamic pumping, circulation and discharge flow rate definitions, with sub-cases *a*, *b* and *c* representing fluid temperature differences of around 1 ℃, 2 ℃ and 3 ℃ across the plate heat exchanger, respectively. The discharge ratio is 20% in all cases, with the exception of a 30% ratio for the highest flow level in *Cases 3* and *4*, and a 10% ratio for the lowest flow level in *Case 4*. These control strategies were summarized in Fig. 6.4.

Fig. 6.7 displays the annual energy use of the systems. The lowest value observed is 71 MWh, which involves 66.4 MWh of heating and 4.8 MWh of cooling in the particular instance of *Case 4b* with 5 SCWs. This translates into systems' heating and cooling seasonal performance factors of 3.59 and 5.46, respectively. In all the cases investigated, the heat pump (in red) makes up for the major part of the energy consumption. A trade-off is otherwise observed between the energy used by the auxiliary equipment (in green) at lower flow rates, and by the pumps (in blue) at higher flow rates. The effect seems to be particularly important in the constant flow rate scenarios, with an optimal value found around 2.0-2.5 GPM/ton (*Cases 1d-1e*). In comparison, the dynamic flow rate cases show more steady and resilient results, and use up to 11% (4-SCWs) and 8% (5-SCWs) less energy annually than the best constant flow

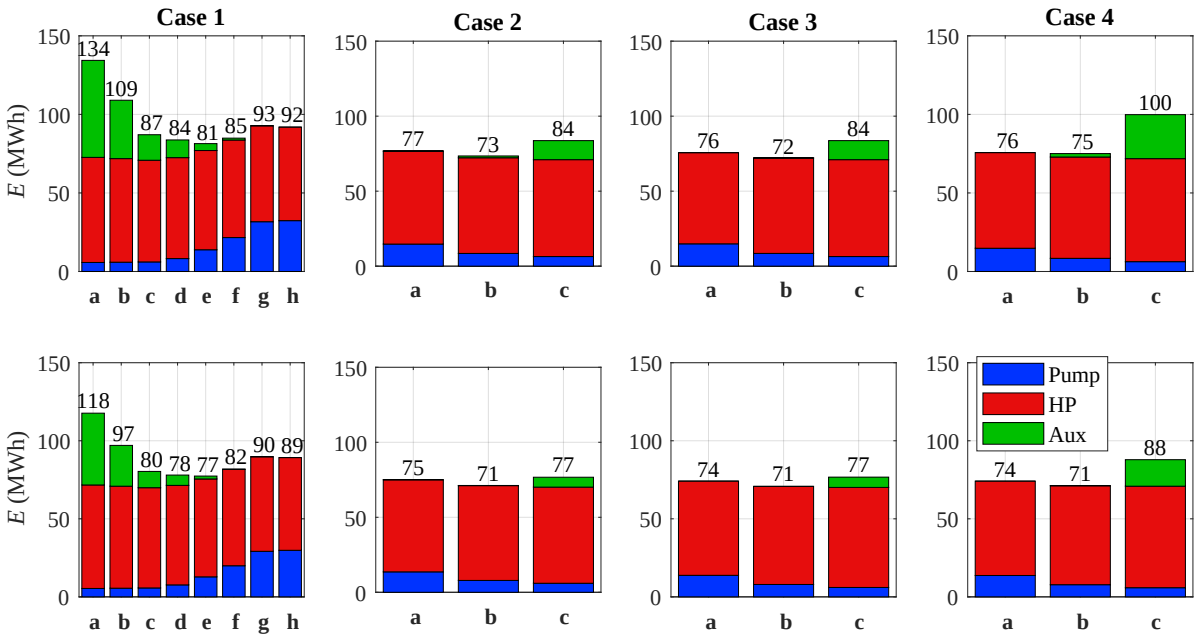

FIGURE 6.7 Details of the annual energy use of the 4-SCWs (top row) and 5-SCWs (bottom row) systems operating with constant (*Case 1)* and variable (*Cases 2, 3, 4*, where *a*, *b* and *c* represent temperature differences of 1, 2 and 3 ℃ across the plate heat exchanger) flow rate control.

rate scenarios.

The maximal power usage of around 35 kW observed in the best simulations (see Fig. 6.8) compares very favorably to the 131 kW anticipated peak building demand. In these cases, the high flow rate levels prevent the activation of the auxiliary system, which appears to have the largest influence on power demand. In comparison, the contribution of the pumping equipment seems negligible. Note that the absence of auxiliary assistance in the most efficient operating scenarios suggests that the systems can deliver 197-246 W/m to the building. Fig. 6.8 also illustrates the beneficial effect of using variable flow control to restrain the fluid temperature difference across the plate heat exchanger. While it was reported in Zarrella *et al.* (2017) that a 3 ℃ target was adequate in closed-loop systems, this value does not seem to be adapted to SCWs, which have a narrower range of operating temperatures that is bounded by the groundwater freezing point in the plate heat exchanger. The results of the present study rather suggest that smaller temperature differences should be maintained to minimize peak power demand in SCW systems.

The observation of the detailed operating costs (see Fig. 6.9) suggests the predominant influence of peak power demand (in yellow), and thus auxiliary solicitation, on the annual charges. It also shows that variable flow rate control is a cost-effective solution that al-

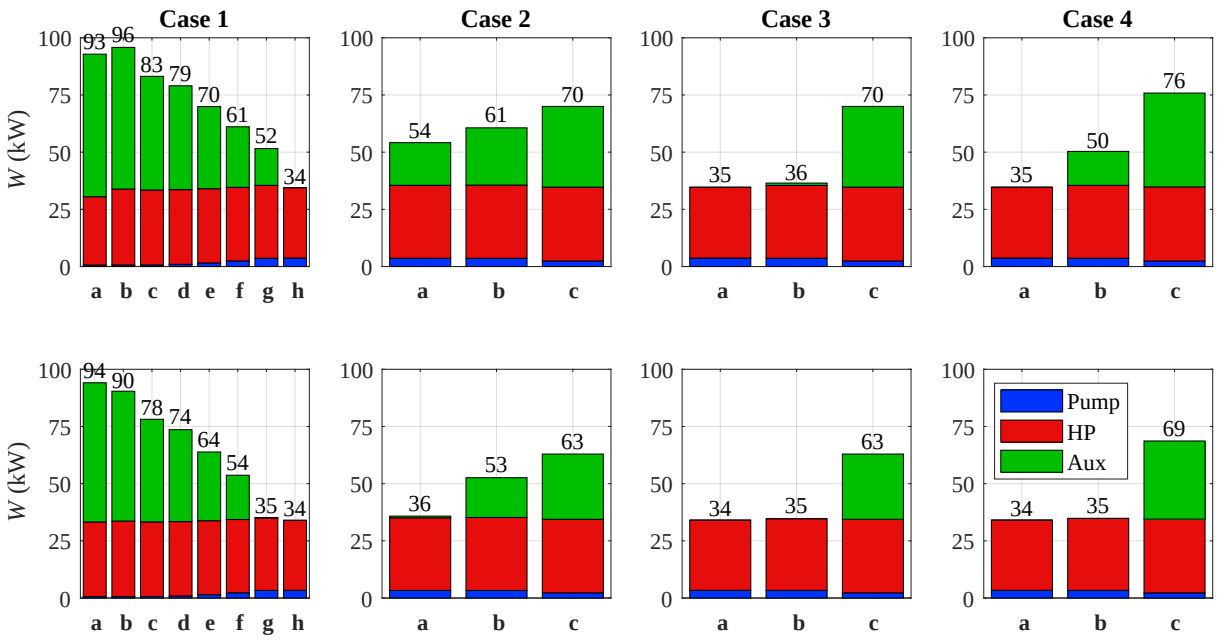

FIGURE 6.8 Details of the maximal annual peak power demand of the 4-SCWs (top row) and 5-SCWs (bottom row) systems operating with constant (*Case 1)* and variable (*Cases 2, 3, 4*, where *a*, *b* and *c* represent temperature differences of 1, 2 and 3 ℃ across the plate heat exchanger) flow rate control.

lows minimizing both the energy consumption and power usage. *Cases 3a* and *3b* provide good examples, with annual operating costs in the range 9,751$-10,143$ and a total energy consumption of 71-76 MWh. In comparison, an all-electric heating and cooling system would have led to annual charges of 36,711$ to cover the energy and power needs of the building, assuming a theoretical thermal efficiency of 100%.

Another important parameter to be considered in the design of SCWs is the amount of groundwater discharged from the wells. Generally speaking, this parameter should be minimized to avoid putting undue pressure on the groundwater resource, especially in areas characterized with low permeability aquifers. In addition, local environmental regulations may impose the reinjection of the discharged groundwater into the aquifer, which calls for fine-tuned flow rate control strategies. Note that in the present analysis, reinjection to an injection well was not considered in the simulations, and both SCW systems operate with the same flow rate levels and thus produce similar volumes of discharged groundwater (see Fig. 6.10). The results suggest that operating the system with variable flow rate control strongly reduces the amount of discharged groundwater compared with the equally efficient high constant flow rate levels. Comparison of *Case 3b* with 4 SCWs and *Case 4b* with 5 SCWs, which are very similar in terms of annual energy use, peak demand and operating costs, also suggests that

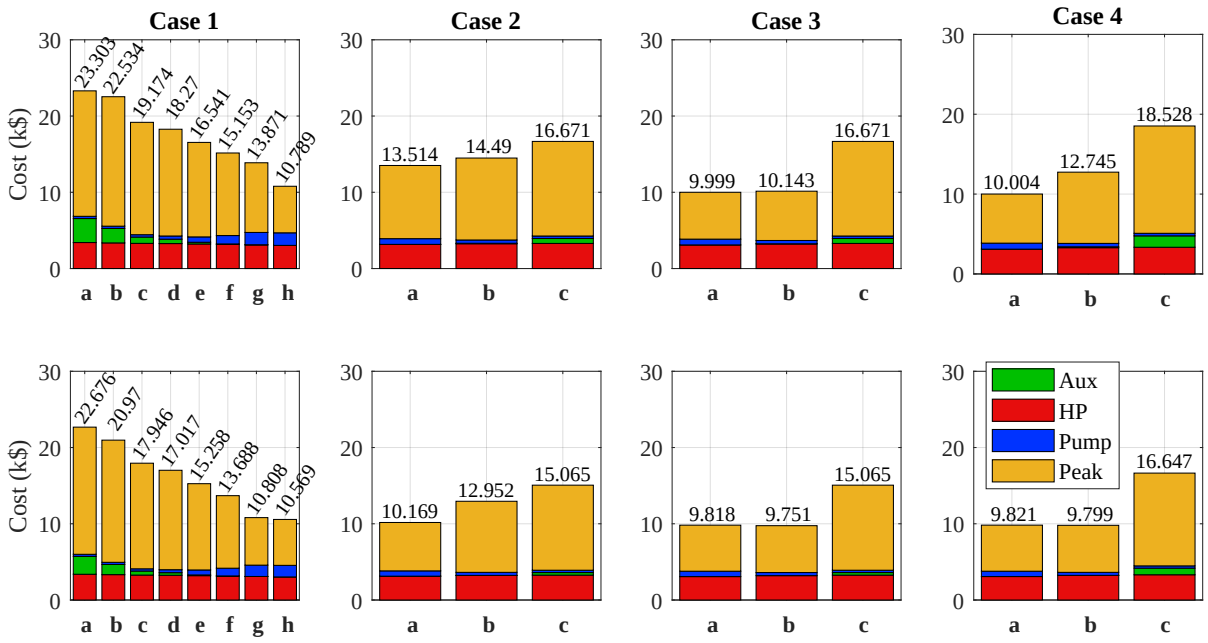

FIGURE 6.9 Details of the annual operating costs of the 4-SCWs (top row) and 5-SCWs (bottom row) systems operating with constant (*Case 1)* and variable (*Cases 2, 3, 4*, where *a*, *b* and *c* represent temperature differences of 1, 2 and 3 ℃ across the plate heat exchanger) flow rate control. The costs are specified in Canadian currency.

the better efficiency of the 5-SCWs system at lower discharge flow rates would allow reducing the annual volume of discharged groundwater by 32% compared with the 4-SCWs.

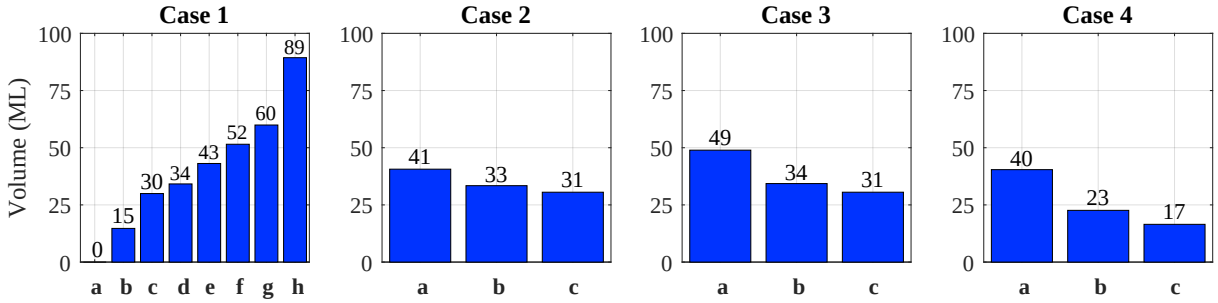

FIGURE 6.10 Total volume of groundwater discharged from the wells annually in the 4-SCWs and 5-SCWs systems operating with constant (*Case 1)* and variable (*Cases 2, 3, 4*, where *a*, *b* and *c* represent temperature differences of 1, 2 and 3 ℃ across the plate heat exchanger) flow rate control.

6.5.2 Detailed analysis of *Case 4b* with 5 SCWs

A detailed analysis of *Case 4b* with 5-SCWs is presented. This case is selected as it provides close to the best results obtained on all four performance indicators, namely the annual energy consumption (71 MWh), maximum power demand (35 kW), operating costs (9,799$) and groundwater usage (23 ML). These results are also used to validate the simulation algorithm by comparing the operating temperatures against a numerical solution.

Fig. 6.11 illustrates the variable flow rate control achieved during this simulation, as well as the resulting average drawdown inside each well. As expected, the flow rate levels are correlated to the building heat loads that were presented in Fig. 6.2, which ensures increased heat exchange during peak demand periods and reduces the energy use in off-peak conditions. Note that the maximal discharge ratio is 30% of the highest pumping flow rate, and the minimum value is 10% of the lowest level. This operating strategy is supported by findings reported in Eppner *et al.* (2017a), who suggested that a floor discharge ratio of 10% avoids fracture clogging in calcareous aquifers thanks to the continuous water circulation. On another note, the maximal drawdown values observed in the wells (around 20 cm) highlight the exceptional hydraulic conditions on the study site, which allow the SCWs to take maximal advantage of advective heat transfer. Note that in areas with less permeable conditions, the drawdown could be expected to reach around 10 m.

The operating temperatures during the simulation of *Case 4b* with 5 SCWs are presented in Fig. 6.12, along with the heat pump's COP and the system's energy consumption over time. First, the temperature observed remain inside the predetermined acceptable range of 0-30 ℃ without requiring the help of the auxiliary system. A slight downward temperature drift could be expected following the first year of operation. However, it has been demonstrated that SCWs tend to show strong resilience over their operating life (Laroche, 2021). This phenomenon is mostly related to their capacity to take advantage of groundwater advection, which is a more powerful heat transfer mode than pure conduction. Also note that the fluid temperatures observed during summer would allow for potential free cooling, and thus further reductions of the energy consumption and operating costs during this time of year.

A numerical validation of the non-stationary convolution component of the simulation algorithm was performed. The ground loads and flow rates definitions were implemented in COMSOL Multiphysics following a modeling strategy that was validated with experimental data in previous works (Beaudry *et al.*, 2019). The simulation was then conducted with a time step of 1 h identical to that of the algorithm. The results obtained from the numerical simulation and from the proposed algorithm are superimposed in Fig. 6.12. A very good agreement is observed between both sets, which translates into a mean absolute error

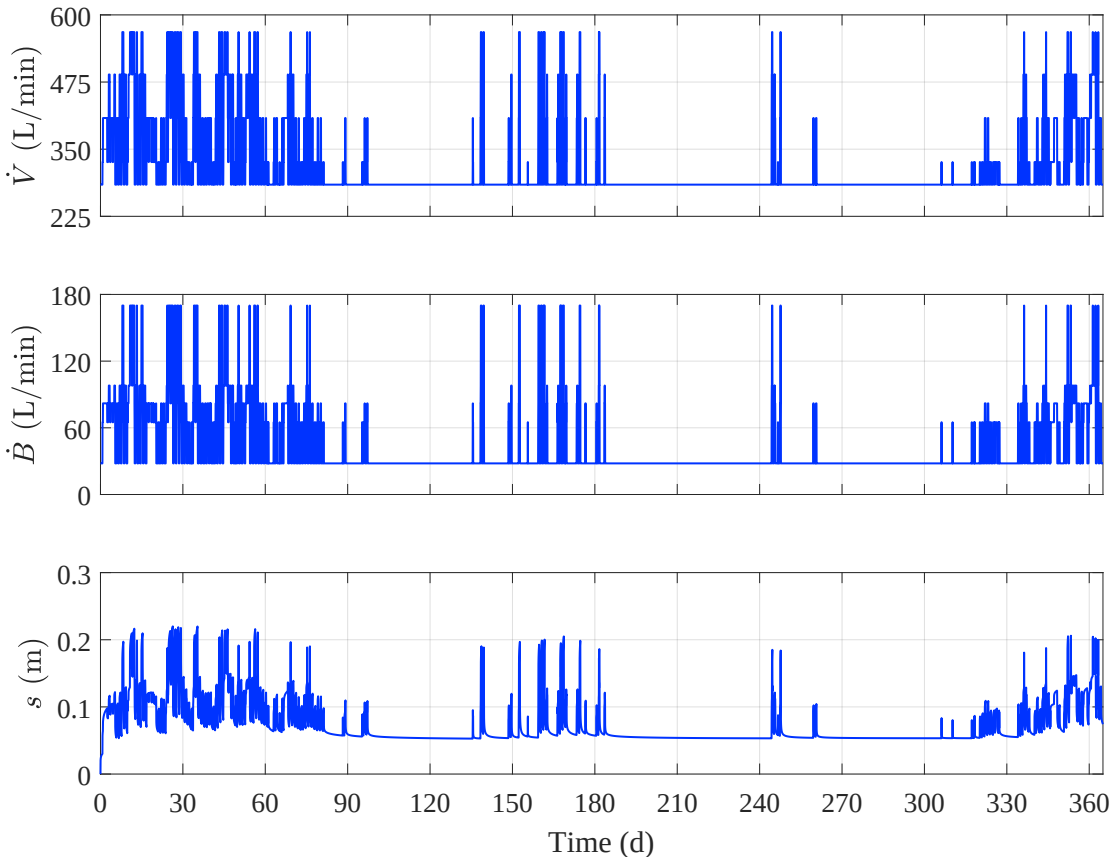

FIGURE 6.11 Pumping and circulation flow rates (top row), discharge flow rate (middle row), and average draw- down in the wells (bottom row) during the simulation of Case 4b representing the operation of a 5-SCWs system with variable flow rate control.

of 0.06 ℃. These findings confirm the accuracy of the proposed algorithm for the difficult task of predicting the operating temperatures of a multi-borehole SCW system located in a heterogeneous geological setting and operating with variable flow rate control.

In parallel, mean COP values of 4.0 and 7.1 are observed in the heating and cooling modes, respectively. These favourable results can be partly attributed to the high heating temperatures that are maintained throughout the winter in the operation of SCWs, because of the restriction posed by the groundwater freezing point. Lastly, the distribution of the system's energy use throughout the year shows that the heat pump accounts for the most part, while the pumping energy is minimized by the variable flow rate control strategy and the auxiliary system is unsolicited.

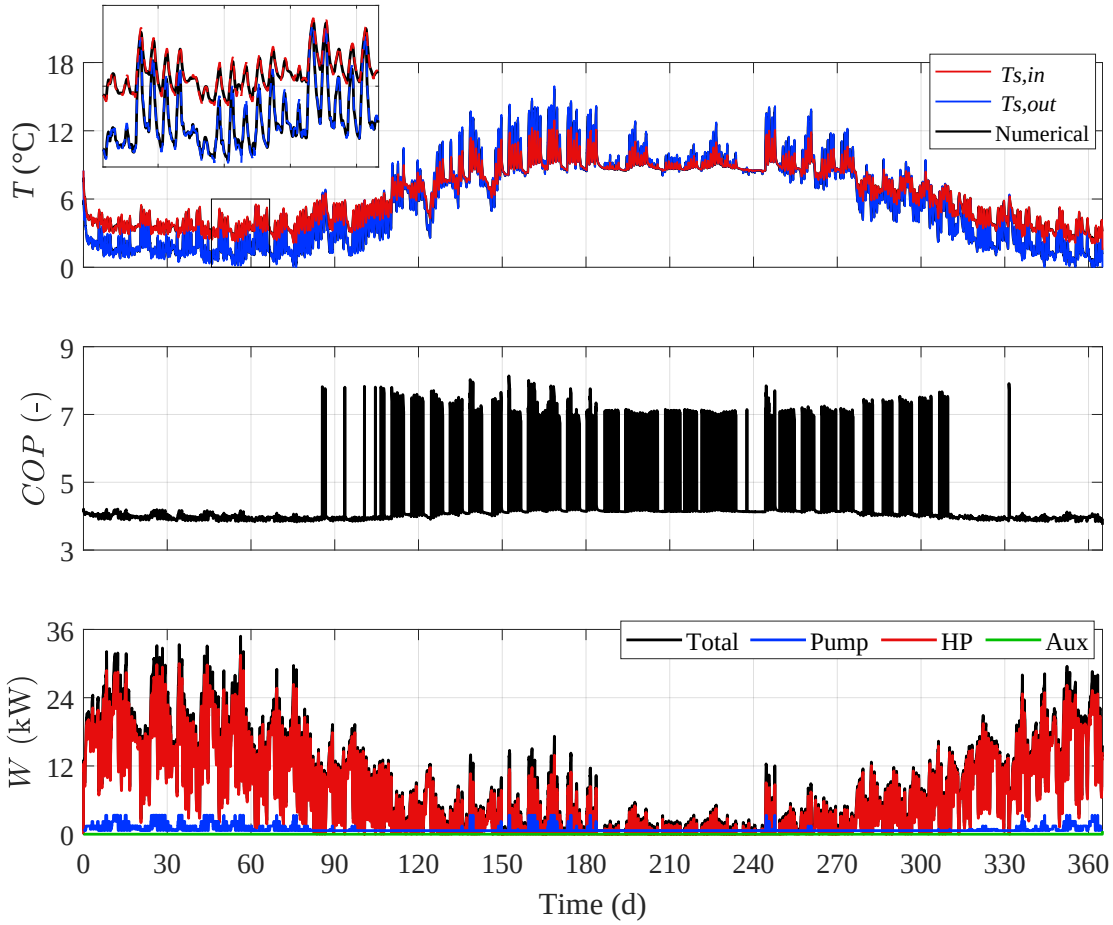

FIGURE 6.12 Operating temperatures and numerical validation (top row), heat pump COP (middle row), and detailed energy use (bottom row) during the simulation of *Case 4b* representing the operation of a 5-SCWs system with dynamic flow rate control.

6.5.3 Computing efficiency of the simulation algorithm

The final results aim at emphasizing the flexibility and computing efficiency of the proposed simulation algorithm, which has shown to be adequate for emulating complex SCW systems that operate with time-variant flow rates. The computing times of the annual simulations that were conducted in the present design analysis are presented in Table 6.3. Note that the simulations were performed on a computer having an Intel i7-7700 CPU at 3.60 GHz and 32 Gb of RAM. The simpler simulations with constant flow rates show computing times of around 1 s (*Case 1*), while the complex cases with dynamic flow control are in the range 3 min-1 h (*Cases 2*, *3*, *4*). Note that these numbers consider the several iterations that were involved in some of the simulations, mostly in cases characterized with a frequent activation of the auxiliary system. Nevertheless, the proposed algorithm allowed the 34 annual simulations

to be completed in a total of 4 h 17 min. In comparison, the single validation simulation of *Case 4b* with 5 SCWs performed with COMSOL took a total of 11 days using the same 1 h time step, which is unacceptable for routine use and engineering purposes.

Tableau 6.3 Computing time (s) of the proposed algorithm for the simulation of the hourly annual operation of a 4-SCWs and a 5-SCWs systems located in a multilayered geological setting and operating with constant and variable flow rate control.

	4 SCWs				**5 SCWs**			
Case	**1**	**2**	**3**	**4**	**1**	**2**	**3**	**4**
a	23.1	3663	594	400	1.1	400	369	363
b	0.6	2012	348	1713	0.9	1177	208	194
c	0.5	892	629	738	0.9	510	495	598
d	0.8	-	-	-	0.6	-	-	-
e	0.9	-	-	-	0.7	-	-	-
f	0.4	-	-	-	0.8	-	-	-
g	0.5	-	-	-	0.2	-	-	-
h	0.2	-	-	-	0.2	-	-	-

6.6 Conclusions

The design analysis conducted in this work suggests that a SCW system can provide the annual heating (238 MWh) and cooling (26 MWh) energy needs of an elementary school with heat exchange rates of 197-246 W/m and heating and cooling seasonal performance factors of 3.59 and 5.46, respectively. The results also demonstrate that variable flow rate control aiming to maintain a 2 ℃ fluid temperature difference across the heat pump leads to an increased energy efficiency, near-zero auxiliary solicitation and 35 kW of peak power usage instead of the 131 kW that would require an electric resistance heating system having a 100% efficiency. This temperature difference value proved ideal for SCW operations because it allows running the system near to the groundwater freezing point without unduly increasing the pumping energy. In parallel, it was found that the main benefit of adding a fifth 133 m deep borehole is to decrease the annual volume of discharged groundwater by 32% through a lesser dependence on advective heat exchange. It should be noted that these performances must be regarded in the context of highly favorable hydraulic and thermal conditions, and that the potential interference of an injection well was not considered.

One main conclusion that can be drawn from these findings is that SCWs are very flexible GHEs that profit from a wide range of thermal efficiency due to their ability to work with conductive and advective heat transfer. An adapted variable flow rate control strategy has

shown to take advantage of these features and simultaneously ensure the system's performance in terms of energy consumption, power demand, operating costs and groundwater usage. This operation involves using higher pumping and discharge flow rates at higher loads to reduce the temperature difference across the plate heat exchanger, enhance underground heat exchange, and avoid resorting to energy-consuming auxiliary assistance. On the other hand, the flow rates are reduced in off-peak conditions to mitigate the system's overall energy use as well as the volume of discharged groundwater. This last aspect is important as it alleviates the pressure on groundwater resources and facilitates water management.

To conclude, we proposed a powerful simulation algorithm allowing the fast computation of the operating temperatures and performance indicators of a SCW system. The algorithm works as an iterative process that relies on the non-stationary convolution technique to simulate the systems' underground components, and the EnergyPlus approach to represent the temperature and flow rate dependency of the heat pump's efficiency at full and part loads. We showed that this flexible modeling strategy allows considering important contributors to SCWs thermal efficiency, namely the presence of a multi-layered geological environment having heterogeneous hydraulic and thermal conductivity distributions, and the use of a variable flow rate control strategy. For the first time, the comprehensive emulation of a multi-borehole SCW system featuring these elements showed to achieve both accuracy and computing efficiency. A numerical validation demonstrated a mean absolute error of 0.06 ℃, and we were able to perform 34 annual simulations having a hourly time steps in 4 h 17 min compared to 11 days for a single simulation using the numerical reference model. These results reveal the potential of the proposed simulation algorithm for future design purposes and developing innovative control strategies, leading to improved performance of SCW systems.

6.7 Acknowledgments

The authors wish to acknowledge the support and funding provided by the Natural Sciences and Engineering Research Council of Canada (grant number RDCPJ 530945), Hydro-Québec, the Trottier Energy Institute, FTE drilling, Richelieu Hydrogeology, CanmetENERGY and the Canada Foundation for Innovation.

6.8 Appendix A.

The detailed distribution of the hydraulic and thermal conductivity on the site are presented in Table 6.4. Table 6.5 presents the material properties used in the development of the numerical models that were used to evaluate the transfer functions. At last, Table 6.6 lists

the coefficients used in Eq. 6.6 to 6.9.

TABLEAU 6.4 Vertical distribution of the physical properties on the study site

Depth (m)	**Hydraulic conductivity (m/s)**	**Depth (m)**	**Thermal conductivity (W/(m·K))**
0–15	K_1=7.3E-8	0–10	k_1=2.7
15–69	K_2=3.7E-5	10-99	k_2=3.4
69–114	K_3=7.3E-5	99-133	k_3=5.9
114–129	K_4=1.5E-4	0–133	k_{eq}=4.0
129–133	K_5=3.1E-4		
0–133	K_{eq}=6.5E-5		

TABLEAU 6.5 Material properties used for the development of the reference numerical models representing a 4-SCWs and a 5-SCWs GHEs.

Module	**Description**	**Symbol**	**Unit**	**Value**
Heat transfer	Fluid thermal conductivity	k_f	W/mK	0.57
	Fluid heat capacity	C_f	kJ/m^{3}K	4187
	Pipe thermal conductivity	k_p	W/mK	0.45
	Pipe heat capacity	C_p	kJ/m^{3}K	2000
	Rock thermal conductivity	k_r	W/mK	*
	Rock heat capacity	C_r	kJ/m^{3}K	2160
Groundwater flow	Fluid hydraulic conductivity	K_f	m/s	1000
	Fluid specific storage	S_f	1/m	4e-6
	Pipe hydraulic conductivity	K_p	m/s	1e-9
	Pipe specific storage	S_p	1/m	4e-6
	Rock porosity	n_r	-	0.01
	Rock hydraulic conductivity	K_r	m/s	*
	Rock specific storage	S_r	1/m	1e-4

* see Table 6.4

TABLEAU 6.6 Coefficients for the water-to-water energy performance calculations.

A_1 = -2.926	A_2 = 5.297	A_3 = -1.759	A_4 = 0.053	A_5 = 0.047
B_1 = -6.395	B_2 = 1.933	B_3 = 5.365	B_4 = 0.019	B_5 = -0.147
C_1 = -4.037	C_2 = -1.042	C_3 = 6.086	C_4 = 0.019	C_5 = 0.038
D_1 = -7.933	D_2 = 6.715	D_3 = 1.971	D_4 = -0.141	D_5 = 0.012

6.9 Nomenclature

List of acronyms

COP	Coefficient of performance
GHE	Ground heat exchanger
GSHP	Ground-source heat pump
SCW	Standing column well

List of subscripts

aux	Auxiliary
b	Building
c	Cooling
$comp$	Compressor
f	Fluid
g	Ground
h	Heating
in	Inlet
L	Load
$lift$	Vertical lift
$mech$	Mechanical equipment
nom	Nominal
out	Outlet
p	Pipe
r	Rock
Ref	Reference
S	Source

List of variables

β	Discharge ratio (%)
$\dot{B}$	Discharge flow rate (m^3/s)
$\dot{V}$	Volumetric flow rate (m^3/s)

η	Efficiency (-)
γ	Specific weight (N/m^3)
λ	Correction function (℃)
μ	Dynamic viscosity (Pa·s)
$\varnothing$	Diameter (m)
ρ	Density (kg/m^3)
A	Area (m^2)
b	Aquifer thickness (m)
C	Volumetric heat capacity (J/(m^3·K))
E	Energy (kWh)
f	Incremental input function (kW)
f_D	Darcy friction factor (-)
g	Transfer function (℃)
i	Hydraulic gradient (-)
K	Hydraulic conductivity (m/s)
k	Thermal conductivity (W/(m·K))
L	Length (m)
n	Porosity (-)
p	Pressure loss (Pa)
Q	Thermal load (kW)
r	Radius (m)
Re	Reynolds number (-)
S	Specific storage (1/m)
s	Drawdown (m)
T	Temperature (℃)
t	Simulation output time (s)
V	Volume (m^3)
v	Velocity (m/s)
W	Work (kW)
z	Depth (m)

CHAPITRE 7 DISCUSSION GÉNÉRALE

Le présent chapitre propose une discussion générale qui cherche à mettre les différents travaux réalisés dans le cadre de la thèse en relation avec l'atteinte des objectifs énoncés au Chapitre 3. Rappelons que ceux-ci visaient le développement d'outils de simulation des PCP qui soient suffisamment fiables et efficaces pour favoriser l'amélioration des pratiques de conception et d'opération de ces systèmes. Au fil de la discussion, les aspects méthodologiques, le choix des hypothèses et les résultats présentés aux Chapitres 4 à 6 sont donc abordés sous cet angle et mis en lien avec des éléments de la littérature afin de souligner leur contribution à l'avancement des connaissances.

7.1 Importance des conditions hydrogéologiques locales

Comme il a été vu au Chapitre 2, de nombreuses études empiriques, expérimentales et numériques ont cherché à identifier les principaux éléments contribuant à la performance thermique des PCP. Dans la plupart des cas, les auteurs ont cité l'écoulement de l'eau souterraine se produisant dans l'aquifère et dans le puits en fonction du contexte hydrogéologique local ainsi que des opérations de pompage et de saignée. Les travaux réalisés dans cette thèse supportent ces éléments et jettent une lumière nouvelle sur l'effet particulier d'une distribution hétérogène des propriétés hydrauliques dans le milieu géologique.

7.1.1 Résultats numériques

Dans un premier temps, cette démonstration s'est effectuée avec le développement d'un modèle numérique visant à émuler de manière précise la géométrie et le comportement thermique et hydraulique d'un PCP expérimental, tel que présenté au Chapitre 4. Le modèle en question est une extension d'un article de conférence (Beaudry *et al.*, 2018) et adapte une méthodologie de modélisation par éléments finis développée dans des travaux antérieurs provenant du groupe de recherche en géothermie à Polytechnique Montréal (Croteau, 2011; Nguyen *et al.*, 2012; Eppner *et al.*, 2015, 2017a,b). Il est d'abord important de noter la grande flexibilité de la stratégie de modélisation utilisée, qui permet une représentation hétérogène de la distribution des propriétés physiques dans le milieu géologique environnant. Notamment, Croteau (2011) et Nguyen *et al.* (2015b) ont pu représenter explicitement la présence d'une zone fracturée située à la mi-forage et agissant comme un milieu poreux équivalent perméable. Les résultats obtenus ont permis aux auteurs de noter l'effet bénéfique d'une zone fracturée sur

la performance du PCP en présence de flux advectifs au droit du forage, en lien avec l'activation de la saignée ou sous l'effet d'un gradient hydraulique régional. Ces résultats sont en apparente contradiction avec les travaux de Deng (2004) et Ramesh et Spitler (2012), qui ont plutôt noté une dégradation de la performance d'un PCP en présence d'une fracture. Il doit toutefois être noté que ces derniers auteurs n'ont pas modélisé l'écoulement souterrain, ce qui limite la portée des résultats avancés.

Une première contribution originale associée au modèle d'éléments finis présenté au Chapitre 4 est la démonstration de l'importante variabilité des résultats associée à la distribution verticale de la conductivité hydraulique, ce qui n'avait pas été traité directement dans les travaux susmentionnés. En effet, les résultats illustrent que la présence d'un gradient géothermique et la variation saisonnière des températures retrouvées en surface peuvent affecter significativement la température de l'eau souterraine qui est transférée de l'aquifère vers le puits, tout dépendant de la profondeur des horizons les plus perméables. La qualité de l'échange thermique serait ainsi étroitement associée à la distribution verticale de la conductivité hydraulique et des flux advectifs au droit du forage. Il a entre autres été noté qu'une détérioration de la performance pouvait survenir dans certaines conditions, en raison de la vulnérabilité des horizons de surface aux variations saisonnières de température.

La seconde contribution originale associée au modèle d'éléments finis développé au Chapitre 4 touche à l'examen de la configuration des zones de pompage et de réinjection à l'intérieur du puits. Conformément aux indications présentes dans la littérature, la zone de pompage serait habituellement localisée en profondeur, de sorte à bénéficier de températures plus élevées et ainsi prolonger l'opération du système en mode chauffage (Orio, 1999). Hors, les résultats des simulations conduites dans le cadre de cette thèse pointent plutôt vers une influence très limitée de ce paramètre sur la performance d'un PCP, et vers son association aux particularités du contexte hydrogéologique local. Dans les conditions étudiées, soit une extraction de chaleur soutenue en présence d'une forte sollicitation hydraulique du puits, de très légers bénéfices seraient en effet associés au fait de situer la zone de pompage à proximité de l'horizon le plus perméable, qu'il soit situé en profondeur ou à proximité de la surface.

7.1.2 Comparaison de deux sites expérimentaux

La démonstration de l'importance des conditions hydrogéologiques locales sur la performance des PCP a aussi été démontrée de manière empirique. En effet, les travaux présentés ont été réalisés en s'appuyant sur les caractéristiques et les données expérimentales de deux systèmes de PCP réels. Dans le cas du premier système, situé à Varennes, la caractérisation expérimentale détaillée du site ainsi que la présentation des données d'environ un mois d'opération

en chauffage ont été décrites au Chapitre 4. L'observation des résultats permet de mettre en relation le contexte géologique local avec la performance observée du système. En effet, l'analyse des déblais de forage ainsi que d'un essai de pompage a révélé un roc sédimentaire très peu perméable et la présence d'une légère fracturation en surface. Il doit être rappelé que ce dernier élément peut être associé à une détérioration de l'efficacité des opérations de saignée. D'autre part, ces observations se sont aussi traduites par une faible capacité de saigner le puits (<10 L/min) en raison de la nécessité de limiter les rabattements au puits principal, mais de manière plus importante afin de respecter la capacité maximale du puits d'injection servant à réintroduire l'eau saignée à l'aquifère d'origine. Néanmoins, le système s'est révélé suffisamment efficace pour permettre aux thermopompes de fournir jusqu'à 35 kW d'énergie thermique, ce qui correspond à une puissance linéaire d'environ 160 W/m.

Le second site expérimental, situé à Mirabel, a été décrit au Chapitre 6 dans le cadre d'une étude portant sur la performance de différentes stratégies de contrôle des débits de pompage et de saignée pour améliorer l'efficacité du système. Dans ce cas, les données expérimentales issues de la caractérisation du site ont permis de constater les conditions hydrogéologiques très favorables. En effet, la présence d'un gradient hydraulique régional a été observée, ainsi qu'une augmentation graduelle de la conductivité hydraulique avec la profondeur. Plus particulièrement, la transition plus soudaine vers une zone arénitique fortement perméable à la base du puits laisse ainsi envisager que l'apport d'eau en profondeur puisse maintenir une température stable et favorise une meilleure efficacité des opérations de saignée. Finalement, la performance du système dans ces conditions a pu être estimée en développant un modèle numérique d'éléments finis tridimensionnel reproduisant les caractéristiques du site et du système installé. Les simulations conduites ont permis d'évaluer la capacité du système à soutenir une pointe en chauffage de 131 kW sans nécessité d'activation du système auxiliaire et une puissance linéaire allant jusqu'à 240 W/m. Il doit être noté que la présence d'un puits d'injection n'a pas été considérée dans les simulations, afin de simplifier et accélérer la résolution du modèle. Il est probable que sa présence puisse contribuer à une légère détérioration de la performance du système, en raison de la propagation d'un front thermique et hydraulique ainsi que d'une éventuelle limitation des débits saignés. Néanmoins, les conditions hydrogéologiques très favorables présentes sur le site investigué ont permis de supposer de l'influence limitée de ce paramètre.

Finalement, l'ensemble des travaux tend à démontrer l'importance des conditions hydrogéologiques locales sur la performance d'un PCP. Celles-ci font intervenir d'une part les conditions d'écoulement régional, qui peuvent bonifier la performance des systèmes en favorisant les apports advectif à la paroi du forage et le renouvellement de l'eau dans le puits même en l'absence de saignée. D'autre part, celles-ci intègrent aussi la définition du profil

vertical de la conductivité hydraulique, qui peut exercer une forte influence sur la température des influx d'eau souterraine en fonction de la profondeur des zones plus perméables. Enfin, la conductivité hydraulique effective aux environs du puits est un facteur primordial qui permet de définir les débits de saignée soutenables par le système. Ces constats soulignent particulièrement l'importance des étapes d'investigation expérimentale au cours du processus de conception d'un système de PCP, qui doivent mener à une compréhension intégrée du contexte hydrogéologique afin de favoriser de meilleures pratiques d'installation et d'opération de ces systèmes.

7.2 Validation expérimentale d'un modèle numérique d'éléments finis

La vaste majorité des travaux portant sur la simulation des PCP revus à la Section 2.2 utilisent une approche numérique. En effet, la modélisation numérique est un outil puissant qui permet, d'une part, d'évaluer la solution de problèmes multiphysiques et donc de représenter explicitement le couplage des phénomènes thermiques et hydrauliques qui interviennent dans l'opération des PCP. D'autre part, celle-ci présente aussi la possibilité de discrétiser le domaine de calcul en suivant une géométrie détaillée et ainsi de représenter explicitement la distribution hétérogène des propriétés physiques dans le milieu géologique. Néanmoins, peu d'initiatives visant la validation expérimentale de cette approche sont répertoriées dans la littérature, et ces dernières sont associées à des limitations importantes minant la confiance accordée aux modèles développés. En effet, certaines n'ont utilisé les données que de courts essais de réponse thermique en l'absence de saignée (Koenig et Goodhall, 2010; Woods et Ortega, 2011). D'autres ont rassemblé les données d'opération de systèmes existants (Deng *et al.*, 2005; Ng *et al.*, 2011; Park *et al.*, 2010), mais les informations disponibles ne concernent que la consommation d'énergie du système et les températures de l'air et du fluide. Conséquemment, dans ces travaux les propriétés thermiques et hydrauliques des sites d'installation sont estimées en fonction de la géologie locale et ajustées sur le modèle en considérant une distribution homogène, ce qui représente une source d'erreur importante. Finalement, la validation de ces modèles est le plus souvent effectuée en leur imposant les valeurs enregistrées de la température du fluide à l'entrée du puits, plutôt qu'une différence de température qui serait fonction de la charge thermique. Ceci a pour effet de négliger des sources d'erreur importantes ainsi que leur accumulation.

Suivant ces informations, la validation expérimentale d'un modèle de simulation des PCP qui a été proposée au Chapitre 4 constitue une contribution originale importante en regard du nombre d'essais et du niveau de détail des données mobilisées. En effet, la description exhaustive des aspects géologiques, hydrogéologiques et géothermiques du site d'investigation

a été réalisée suite à l'analyse des déblais de forage, des profils de température, un essai de pompage et un essai de réponse thermique. Le développement du modèle d'éléments finis s'est ensuite directement appuyé sur les caractéristiques géométriques du PCP et les propriétés du site évaluées expérimentalement. La précision des températures et des rabattements estimés par le modèle a enfin été validée en utilisant les données des essais de pompage et de réponse thermique, ainsi que de l'opération dynamique du système en mode chauffage sur une période d'environ un mois. La nature des valeurs d'entrées utilisées pour la validation, soient les débits de pompage et de saignée ainsi que les charges thermiques, permet quant à elle une évaluation réelle de la précision du modèle développé.

Il est important de noter certaines décisions concernant les hypothèses de travail. Notamment, le couplage de la loi de Darcy à l'équation de conservation de la chaleur néglige l'influence du régime d'écoulement sur l'efficacité du transfert de chaleur convectif à l'interface solide-liquide. Cette décision a été prise en considérant que les débits de circulation utilisés assurent un écoulement turbulent et donc une résistance convective négligeable. Ensuite, il doit être noté que le puits d'injection n'a pas été intégré au modèle afin de permettre l'adoption d'une configuration bidimensionnelle axisymétrique plus simple et rapide à résoudre. Cette hypothèse est conséquente avec les résultats d'un essai de traceur thermique d'une durée de 15 jours et réalisé dans le puits d'injection expérimental, qui n'a pas été la source d'une détection au puits principal. Finalement, les résultats de la validation du modèle proposé suggèrent une erreur moyenne absolue de 0.32 ℃ pour l'évaluation des températures du fluide pendant un mois d'opération dynamique en chauffage. Ce niveau de précision permet de juger de la cohérence des hypothèses de travail, qui ne compromettent pas l'estimation adéquate de la température du système sur la période de temps étudiée, et démontre la fiabilité de la stratégie de modélisation numérique utilisée.

7.3 Accélération des simulations stationnaires et non stationnaires

La modélisation numérique a été identifiée comme offrant le meilleur degré de définition des phénomènes physiques couplés qui gouvernent le comportement des systèmes de PCP. Il a toutefois été démontré au Chapitre 6 que la résolution de ces modèles requiert une puissance informatique importante et un temps de calcul élevé qui augmentent avec le nombre de pas de temps et d'éléments. Dans le cas d'un modèle d'éléments finis tridimensionnel représentant un champ de cinq PCP opérant avec des charges thermiques et des débits dynamiques, il a été vu que la résolution d'une simulation annuelle ayant un pas de temps d'une heure n'a en effet pu être complétée qu'après 11 jours de calcul sur un ordinateur ayant un processeur Intel i7-7700 3.60 GHz et 32 Go de mémoire vive.

Le principe de superposition et le théorème de convolution, qui ont été largement documentés aux chapitres précédents, peuvent être utilisés pour accélérer la simulation numérique des systèmes géothermiques en boucle fermée (Pasquier et Marcotte, 2013) et tenir compte de l'influence de l'écoulement souterrain et de conditions aux frontières dynamiques (Nguyen *et al.*, 2017). Une contribution originale de la thèse se situe au niveau de l'application directe de ces techniques pour l'accélération de la simulation linéaire et stationnaire des systèmes de PCP. Les résultats présentés aux Chapitres 5 et 6 démontrent en effet qu'un modèle numérique d'éléments finis couplant le transfert de chaleur à l'écoulement de l'eau souterraine, tel que celui développé au Chapitre 4, peut être utilisé pour évaluer la fonction de transfert représentant l'évolution de la température d'un PCP. Les conditions à respecter incluent la linéarité du système, ce qui suppose que les paramètres normalement corrélés à l'évolution de la température (la masse volumique, la viscosité, la conductivité hydraulique) soient fixés à une valeur constante. La condition de stationnarité du système doit aussi être respectée, ce qui implique que les conditions d'opération exerçant une influence sur l'évolution de la température du système, notamment les débits de pompage et de saignée, doivent demeurer stables. Les résultats présentés au Chapitre 6 ont démontré qu'une simulation annuelle stationnaire ayant un pas de temps d'une heure pouvait être complétée avec cette méthode en moins d'une seconde.

L'application du principe de superposition et du théorème de convolution à la simulation linéaire et stationnaire des PCP s'est révélée être une transposition directe de la méthode conventionnelle. Afin d'étendre son applicabilité à des situations non stationnaires faisant intervenir une variation temporelle des paramètres d'opération, une méthode originale a été développée au Chapitre 5. Inspirée d'une stratégie de convolution non stationnaire présentée par Margrave (1998) dans le domaine du traitement de données sismiques, celle-ci propose d'effectuer la combinaison linéaire de produits de convolution stationnaires et permet de calculer rapidement l'évolution de la température d'un système géothermique opérant avec des paramètres d'opération dynamiques avec une précision de quelques centièmes de degrés Celsius. Les résultats présentés aux Chapitres 5 et 6 ont démontré l'étendue du champ d'applicabilité de la méthode proposée, qui comprend les PCP opérant avec des débits de pompage et de saignée variables et les systèmes en boucle fermée utilisant des débits de circulation variable. La possibilité de considérer la variation de l'écoulement de l'eau souterraine qui serait reliée à la présence d'interférences hydrauliques locales (p. ex., une station de pompage intermittente, la variation naturelle des niveaux statiques et des cours d'eau environnants) a aussi été vérifiée. L'un des résultats les plus probants quant à l'efficacité de la méthode proposée consiste sans doute en la présentation au Chapitre 6 de 34 simulations annuelles représentant l'opération d'un système de cinq PCP opérant avec des débits constants et dynamiques, qui

ont pu être complétées pour la plupart en quelques minutes.

La méthode de convolution non stationnaire développée et validée aux Chapitres 5 et 6 représente probablement la principale contribution de la thèse de doctorat. En effet, l'absence de littérature scientifique traitant de l'application de techniques non stationnaires dans le domaine de la géothermie doit d'abord être soulignée. D'autre part, la capacité nouvelle de réaliser efficacement de multiples simulations annuelles dynamiques offre de nombreuses possibilités en ce qui concerne une intégration à des méthodes d'optimisation stochastiques qui permettent de minimiser le coût de construction sous incertitude (Dusseault et Pasquier, 2021), ou d'inférer les distributions statistiques des paramètres obtenus grâce à un essai de réponse thermique (Choi *et al.*, 2018; Pasquier et Marcotte, 2020). Quelques hypothèses et limitations devraient néanmoins être notées et le sujet d'études subséquentes. De manière plus importante, le temps de calcul et les outils numériques associés à l'évaluation des fonctions de transfert (environ 4 h de calcul sur le logiciel COMSOL Multiphysics pour une fonction dans l'exemple offert au Chapitre 6) représentent un frein à l'utilisation de la méthode proposée. Des pistes de solutions sont offertes par des travaux récents, qui notent d'abord la possibilité d'entraîner des réseaux de neurones artificiels pour l'évaluation précise et quasi instantanée de fonctions de transfert (Pasquier *et al.*, 2018; Dusseault et Pasquier, 2019). Une autre approche suggère plutôt la déconvolution de signaux expérimentaux, notamment d'essais de réponse thermique, pour obtenir la fonction de transfert d'un système géothermique (Beier, 2020; Dion *et al.*, 2021), ce qui permet d'éviter de recourir à des modèles de simulation complexes. D'autre part, la validité de l'hypothèse supposant la linéarité de la conductivité hydraulique devrait être étudiée plus en détail, sachant que ce paramètre peut être appelé à varier d'un facteur de deux à l'intérieur de la plage des températures typiques de l'opération des systèmes géothermiques. Ensuite, la possibilité d'intégrer des conditions aux frontières hétérogènes et dynamiques n'a pas été étudiée dans le cadre de la thèse. Une étude plus approfondie devrait donc permettre d'évaluer la possibilité d'intégrer un gradient géothermique et la variation saisonnière des températures aux conditions aux frontières des simulations non stationnaires. Finalement, le développement d'une stratégie d'intégration d'interférences thermiques indépendantes provoquées par la présence de puits d'injection représenterait une avenue intéressante.

7.4 Efficacité du contrôle variable des débits d'opération

Un nombre croissant d'auteurs se sont finalement penchés sur l'optimisation des stratégies de contrôle des systèmes géothermiques et ont insisté sur l'importance à y accorder (Gang et Wang, 2013; Xia *et al.*, 2017; Ma *et al.*, 2020). Bien que plusieurs études aient touché à l'amé-

lioration du contrôle des débits de circulation des systèmes en boucle fermée (Montagud *et al.*, 2014; Del Col *et al.*, 2015; Hu *et al.*, 2017; Zarrella *et al.*, 2017), la lourdeur des outils disponibles pour la simulation de l'opération dynamique des PCP a limité le développement d'initiatives à ce sujet. À ce jour, seuls les travaux de Beurcq *et al.* (2018) et Beurcq (2019) s'intéressent aux gains d'efficacité reliés au contrôle des débits de pompage et de saignée dans les PCP.

Les outils de simulation développés dans la thèse offrent néanmoins de nouvelles possibilités en ce qui concerne l'étude du contrôle des débits d'opération des PCP. En effet, ces outils ont pu être utilisés au Chapitre 6 pour évaluer et quantifier la performance de différentes stratégies de contrôle des débits dans une étude de cas portant sur le système de PCP installé à Mirabel. La flexibilité de la stratégie de modélisation a permis d'intégrer les caractéristiques spécifiques du système étudié, soit la présence d'un gradient hydraulique régional, la variation verticale des conductivités hydraulique et thermique, la présence de plusieurs puits et la représentation directe de la variation des débits de pompage et de saignée. Son efficacité a quant à elle permis de conduire plus d'une trentaine de simulations annuelles en un peu plus de 4 h.

Une contribution importante associée aux résultats de cette étude est la démonstration de l'efficacité du contrôle variable des débits d'opération visant à maintenir une différence de température de 2 °C à l'échangeur de chaleur intermédiaire. Cette stratégie a en effet démontré des effets bénéfiques sur les quatre indicateurs de performance investigués, soit les valeurs annuelles de consommation d'énergie des thermopompes, des équipements de pompage et de l'appareil auxiliaire, de la puissance maximale appelée par le système, des coûts d'opération et du volume d'eau saigné des puits. Par ailleurs, il est intéressant de noter que l'appel de puissance a été identifié comme étant le principal contributeur de l'augmentation des coûts d'exploitation annuels dans le cas de la structure des tarifs utilisée, qui concerne les clients commerciaux de moyenne puissance d'Hydro-Québec (2021). Il a enfin été observé que cet appel de puissance pouvait être minimisé par l'adoption de débits de pompage et de saignée maximaux en période de pointe.

CHAPITRE 8 CONCLUSION ET PERSPECTIVES

La simulation des systèmes géothermiques utilisant les PCP comporte des défis importants associés à la complexité des phénomènes physiques sollicités par leur opération. Ces systèmes reposent en effet sur la recirculation de l'eau souterraine dans un puits ouvert et la purge occasionnelle d'une partie de l'eau pompée, des éléments qui contribuent à stimuler la composante advective du transfert de chaleur.

À ce jour, la représentation du couplage des phénomènes thermiques et hydrauliques découlant de l'opération des PCP a le plus souvent été effectuée au moyen de méthodes numériques. Celles-ci, quoique flexibles et puissantes, comportent des lacunes au niveau de la fiabilité des solutions et de la lourdeur informatique associée à leur mode de résolution séquentiel. Les travaux présentés dans cette thèse se sont principalement attaqués à ces problématiques en ciblant le développement et la validation d'outils de simulation des PCP qui soient précis et efficaces, dans l'objectif de favoriser l'amélioration des pratiques de conception et des stratégies de contrôles de ces systèmes.

8.1 Synthèse des travaux

Dans un premier temps, un modèle numérique d'éléments finis a été développé de sorte à reproduire le détail de la géométrie et des caractéristiques physiques d'un PCP expérimental ayant fait au préalable l'objet d'une caractérisation expérimentale détaillée. Parmi les éléments d'importance intégrés dans la stratégie de modélisation ont été notés le couplage en régime transitoire de l'écoulement de l'eau souterraine et du transfert de chaleur, la définition du gradient géothermique et de l'hétérogénéité des propriétés du milieu géologique, ainsi que l'ajout d'une source de chaleur à l'emplacement de la pompe submersible. Un exercice de validation expérimentale réalisé au moyen de données issues d'un essai de pompage, d'un essai de réponse thermique et d'une opération dynamique en chauffage a démontré une erreur moyenne absolue maximale de 0.32 °C entre les températures simulées et expérimentales, une valeur qui se situe dans l'ordre de grandeur de la définition offerte par les capteurs de température.

Afin de conserver la flexibilité et la précision des solutions numériques tout en réduisant le temps requis pour leur obtention, une méthode d'accélération du calcul reposant sur le principe de superposition et le théorème de convolution a été transférée et adaptée aux systèmes de PCP. Dans le cas de simulations linéaires et stationnaires sous-entendant la constance

des débits d'opération, une transposition directe de la méthode communément utilisée en géothermie conventionnelle s'est avérée possible. Pour étendre son applicabilité à des situations non stationnaires faisant intervenir la variation temporelle des débits d'opération, une méthode originale a été développée en s'inspirant de la convolution non stationnaire proposée par Margrave (1998) dans le domaine du traitement de données sismiques. La méthode développée propose d'effectuer la combinaison linéaire de produits de convolution stationnaires et a démontré pouvoir être appliquée à la simulation des PCP opérant avec des débits de pompage et de saignée variables, ainsi qu'à celle des systèmes en boucle fermée utilisant des débits de circulation dynamiques en présence de la variation de la vitesse d'écoulement de l'eau souterraine. Des validations numériques ont permis d'établir la précision offerte par cette méthode à quelques centièmes de degrés Celsius. Son efficacité a quant à elle pu être confirmée lorsque 34 simulations annuelles ayant un pas de temps d'une heure ont été complétées en à peine plus de 4 h, comparativement à 11 jours pour une seule simulation conduite avec le modèle numérique de référence.

En dernier lieu, les outils développés ont été intégrés à un algorithme de simulation itératif permettant d'évaluer la performance annuelle d'un système de PCP situé dans un milieu géologique hétérogène en fonction de différentes stratégies de contrôle des débits de pompage et de saignée. L'algorithme développé repose sur l'utilisation de fonctions de transfert numériques et sur la convolution non stationnaire pour simuler rapidement les composantes souterraines du système, et l'approche EnergyPlus pour la représentation des éléments mécaniques. Les nombreuses simulations conduites à l'aide de cet algorithme ont permis de démontrer l'intérêt associé à des stratégies de contrôle variable des débits pour améliorer la performance du système en ce qui concerne la consommation énergétique, la puissance appelée, les coûts d'opération et le volume d'eau souterraine extrait des puits.

8.2 Contributions originales

Les contributions originales associées à la réalisation des travaux susmentionnés sont multiples. D'une part, l'ensemble des travaux expérimentaux et numériques a permis de prendre conscience de l'importante influence exercée par le contexte hydrogéologique local sur la performance des systèmes de PCP. Plus particulièrement, la démonstration novatrice de l'effet du profil vertical de conductivité hydraulique sur la température des influx à la paroi des forages a été présentée.

La validation expérimentale d'une approche de modélisation numérique par éléments finis constitue ensuite une avancée importante dans le domaine en regard du nombre d'essais et du niveau de détail des données mobilisées. Les résultats de cet exercice ont permis de

confirmer la précision de la stratégie de modélisation proposée et des hypothèses utilisées pour représenter les phénomènes couplés qui interviennent dans l'opération des PCP.

La contribution principale de la thèse se situe néanmoins au niveau de l'adaptation des techniques reposant sur le principe de superposition et le théorème de convolution pour l'accélération des simulations stationnaires et non stationnaires des PCP. La méthode proposée constitue en effet une première application de techniques non stationnaires pour la simulation des systèmes géothermiques. En offrant la possibilité de réaliser efficacement de multiples simulations annuelles dynamiques, celle-ci ouvre de nouvelles possibilités en ce qui concerne notamment l'intégration à des méthodes d'optimisation stochastiques et d'inférence bayésienne.

Les outils développés ont permis de mettre en lumière l'efficacité de stratégies de contrôle variable des débits. D'une part, l'utilisation de débits élevés en conditions de pointe a clairement démontré permettre de minimiser la sollicitation du système auxiliaire, ce qui se manifeste dans les scénarios étudiés par un important potentiel de réduction de la puissance électrique appelée et des coûts associés. Le contrôle adapté des débits visant à maintenir une différence de température de 2 °C à l'échangeur de chaleur intermédiaire s'est ensuite avéré être une mesure efficace permettant de réduire la consommation énergétique et de minimiser le volume d'eau extrait des puits par les opérations de saignée.

En somme, les travaux conduits dans le cadre de la thèse ont mené à l'amélioration de la connaissance des phénomènes qui favorisent une opération efficace des PCP, via le développement d'outils de simulation de ces systèmes qui sont fiables et efficaces. Il est attendu que l'impact général de ces avancées se situe au niveau de l'amélioration des pratiques de conception et d'opération des PCP, menant par le fait même à des performances accrues de ces systèmes pour améliorer l'efficacité énergétique et la gestion de la demande en puissance reliées aux activités de chauffage et de climatisation.

8.3 Recommandations

Quelques sujets d'incertitude demeurent en ce qui a trait aux hypothèses utilisées, ainsi que certaines limitations concernant le champ d'applicabilité des outils développés. Les éléments suivants ont été identifiés comme étant susceptibles de remédier à ces lacunes et représentent des pistes de recherche future intéressantes :

- L'étude de l'influence des paramètres non linéaires comme la conductivité hydraulique sur la précision des solutions numériques ;
- L'étude de l'influence du régime d'écoulement et de la résistance convective sur la

précision des modèles numériques en fonction des débits de circulation ;
- L'accélération de l'évaluation des fonctions de transfert grâce à un réseau neuronal ou à la déconvolution de données expérimentales ;
- L'intégration d'une interférence thermique causée par un puits d'injection dans la convolution non stationnaire ;
- L'intégration de conditions aux frontières thermiques hétérogènes dans la convolution non stationnaire.

Enfin, bien que la simulation multiphysique présente un fort potentiel d'amélioration des pratiques de conception et d'opération des PCP, il semble essentiel de rappeler que cet outil puissant ne saurait toutefois se substituer à une expertise pratique et aux étapes d'investigation expérimentale qui sont nécessaires au succès d'un projet en géothermie. Au-delà des innovations scientifiques et technologiques, c'est donc probablement via un effort de communication et de démocratisation des connaissances, auquel participe la présente thèse, que seront favorisées une adoption plus large des systèmes de PCP et leur participation à la réduction de l'empreinte environnementale du secteur du bâtiment.

RÉFÉRENCES

Abu-Nada, E., B. Akash, I. Al-Hinti, A. Al-Sarkhi, S. Nijmeh, A. Ibrahim, et A. Shishan (2008). Modeling of a geothermal standing column well. *International Journal of Energy Research* 32 (4), pp. 306–317.

American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers (2011). ASHRAE Handbook-HVAC Applications.

ASTM International (2008). D5334-08 standard test method for determination of thermal conductivity of soil and soft rock by thermal needle probe procedure.

Atam, E. et L. Helsen (2016). Ground-coupled heat pumps : Part 1–Literature review and research challenges in modeling and optimal control. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 54, pp. 1653–1667.

Banks, D. (2012). An introduction to thermogeology : ground source heating and cooling. 2e éd. *John Wiley & Sons*.

Bauer, D., W. Heidemann, H. Müller-Steinhagen, et H.-J. G. Diersch (2011). Thermal resistance and capacity models for borehole heat exchangers. *International Journal of Energy Research* 35(4), pp. 312–320.

Beaudry, G., P. Pasquier, et D. Marcotte (2018). Hydrogeothermal characterization and modelling of a standing column well experimental installation. Dans *Proceedings of the IGSHPA Research Track*.

Beaudry, G., P. Pasquier, et D. Marcotte (2019). The impact of rock fracturing and pump intake location on the thermal recovery of a standing column well : model development, experimental validation, and numerical analysis. *Science and Technology for the Built Environment* 25(8), pp. 1052–1068.

Beaudry, G., P. Pasquier, et D. Marcotte (2021a). A fast convolution-based method to simulate time-varying flow rates in closed-loop and standing column well ground heat exchangers. *Renewable Energy* 174, pp. 55–72.

Beaudry, G., P. Pasquier, D. Marcotte, et A. Zarrella (2021b). Flow rate control in standing column wells : a flexible solution for reducing the energy use and peak power demand of the built environment. Submitted to *Applied Energy*.

Beier, R. A. (2020). Deconvolution and convolution methods for thermal response tests on borehole heat exchangers. *Geothermics* 86, 101786.

Beier, R. A. et J. D. Spitler (2016). Weighted average of inlet and outlet temperatures in borehole heat exchangers. *Applied Energy* 174, pp. 118–129.

Beier, R. A., M. S. Mitchell, J. D. Spitler, et S. Javed (2018). Validation of borehole heat exchanger models against multi-flow rate thermal response tests. *Geothermics* 71, pp. 55–68.

Bernier, M., P. Pinel, R. Labib, et R. Paillot (2004). A multiple load aggregation algorithm for annual hourly simulations of GCHP systems. *HVAC&R Research* 10(4), pp. 471–487.

Beurcq, C. (2019). Control strategies for standing column wells in a cold climate. Mémoire de maîtrise, Polytechnique Montréal.

Beurcq, C., M. Kummert, et P. Pasquier (2018). Optimized control for standing column wells in cold climate. Dans *Proceedings of SSB2018, the 10th International Conference on System Simulation in Buildings*, pp. 10–12.

Brandtsegg, Ø. et S. Saue (2017). Live convolution with time-variant impulse response. Dans *Proceedings of the 20th International Conference on Digital Audio Effects (DAFx-17)*, pp. 5–9.

Carslaw, H. S. et J. C. Jaeger (1959). Conduction of heat in solids. 2e éd. *Oxford : Clarendon Press*.

Cerclet, L., B. Courcelles, et P. Pasquier (2020). Impact of standing column well operation on carbonate scaling. *Water* 12(8), 2222.

Chang, K. S., M. J. Kim, et Y. J. Kim (2017). An experimental study on the thermal performance evaluation of SCW ground heat exchanger. *International Journal of Air-Conditioning and Refrigeration* 25(1), 1750006.

Chang, K. S., Y. J. Kim, et M. J. Kim (2019). An investigation of hydrological effects on the thermal performance of standing column well using the in-situ thermal response test. *International Journal of Air-Conditioning and Refrigeration* 27(2), 1950015.

Chilès, J. P. et P. Delfiner (2012). Wiley series in probability and statistics. *Geostatistics : Modeling Spatial Uncertainty*, pp. 705–714.

Choi, H.-K., G.-J. Yoo, K.-B. Lim, S.-H. Lee, et C.-H. Lee (2012). Characteristic analysis of bleeding effect on standing column well (SCW) type geothermal heat exchanger. *Journal of Central South University* 19(11), pp. 3202–3207.

Choi, W., H. Kikumoto, R. Choudhary, et R. Ooka (2018). Bayesian inference for thermal response test parameter estimation and uncertainty assessment. *Applied Energy* 209, pp. 306–321.

Cimmino, M. (2015). The effects of borehole thermal resistances and fluid flow rate on the g-functions of geothermal bore fields. *International Journal of Heat and Mass Transfer* 91, pp. 1119–1127.

Claesson, J. et A. Dunand (1983). Heat extraction from ground by horizontal pipes : a mathematical analysis. *Swedish Council for Building Research*, Stockholm, Sweden.

Coalition canadienne de l'énergie géothermique (2012). État de l'industrie canadienne de la géothermie 2011 : Analyse du marché et enquête de l'industrie.

COMSOL (2016). COMSOL Multiphysics, version 5.2. Burlington, MA, USA.

Cooper, H. H. et C. E. Jacob (1946). A generalized graphical method for evaluating formation constants and summarizing well-field history. *Eos Transactions American Geophysical Union* 27(4), pp. 526–534.

Croteau, J. (2011). Évaluation des paramètres influençant les températures d'opération des puits à colonne permanente. Mémoire de maîtrise, Polytechnique Montréal.

Cui, P., H. Yang, et Z. Fang (2006). Heat transfer analysis of ground heat exchangers with inclined boreholes. *Applied Thermal Engineering* 26(11-12), pp. 1169–1175.

Cullin, J. R., J. D. Spitler, C. Montagud, F. Ruiz-Calvo, S. J. Rees, S. S. Naicker, P. Konečný, et L. E. Southard (2015). Validation of vertical ground heat exchanger design methodologies. *Science and Technology for the Built Environment* 21(2), pp. 137–149.

De Carli, M., M. Tonon, A. Zarrella, et R. Zecchin (2010). A computational capacity resistance model (CaRM) for vertical ground-coupled heat exchangers. *Renewable Energy* 35(7), pp. 1537–1550.

Del Col, D., M. Azzolin, G. Benassi, et M. Mantovan (2015). Energy efficiency in a ground source heat pump with variable speed drives. *Energy and Buildings* 91, pp. 105–114.

Deng, Z. (2004). Modeling of standing column wells in ground source heat pump systems. Thèse de doctorat, Oklahoma State University.

Deng, Z., S. J. Rees, et J. D. Spitler (2005). A model for annual simulation of standing column well ground heat exchangers. *HVAC&R Research* 11(4), pp. 637–655.

Deng O'Neill, Z., J. D. Spitler, et S. J. Rees (2006). Performance analysis of standing column well ground heat exchanger systems. *ASHRAE Transactions* 112(2).

Dion, G., P. Pasquier, et D. Marcotte (2021). Deconvolution of experimental thermal response test data to recover short-term g-function. Submitted to *Geothermics*.

Dusseault, B. et P. Pasquier (2019). Efficient g-function approximation with artificial neural networks for a varying number of boreholes on a regular or irregular layout. *Science and Technology for the Built Environment* 25(8), pp. 1023–1035.

Dusseault, B. et P. Pasquier (2021). Usage of the net present value-at-risk to design ground-coupled heat pump systems under uncertain scenarios. *Renewable Energy* 173, pp. 953–971.

Dusseault, B., P. Pasquier, et D. Marcotte (2017). A block matrix formulation for efficient g-function construction. *Renewable Energy* 121, pp. 249–260.

Eppner, F., P. Pasquier, et P. Baudron (2015). Development of a thermo-hydro-geochemical model for low temperature geoexchange applications. Dans *Proceedings of 2015 Comsol Conference*, pp. 5–7.

Eppner, F., P. Pasquier, et P. Baudron (2017a). A coupled thermo-hydro-geochemical model for standing column well subject to CO2 degassing and installed in fractured calcareous aquifers. *Geomechanics for Energy and the Environment* 11, pp. 14–27.

Eppner, F., P. Pasquier, et P. Baudron (2017b). Investigation of thermo-hydro-geochemical processes in a standing column well intersected by a fracture. Dans *Proceedings of the IGSHPA Technical/Research Conference and Expo*.

Eskilson, P. (1987). Thermal analysis of heat extraction systems. Thèse de doctorat, University of Lund.

Freeze, R. A. et J. A. Cherry (1979). Groundwater. *Prentice-Hall*, Englewood Cliffs, NJ.

Gang, W. et J. Wang (2013). Predictive ANN models of ground heat exchanger for the control of hybrid ground source heat pump systems. *Applied Energy* 112, pp. 1146–1153.

Gehlin, S. (2002). Thermal response test : method development and evaluation. Thèse de doctorat, Luleå Tekniska Universitet.

Global Alliance for Buildings and Construction, International Energy Agency and the United Nations Environment Programme (2019). 2019 global status report for buildings and construction : Towards a zero-emission, efficient and resilient buildings and construction sector.

Globensky, Y. (1987). Géologie des Basses-Terres du St-Laurent. Ministry of Energy and Resources, General Direction for geologic and mineral exploration, Québec.

Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (2014). Changements climatiques 2014 : rapport de synthèse. Contribution des Groupes de travail I, II et III au cinquième Rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat.

Hantush, M. S. (1956). Analysis of data from pumping tests in leaky aquifers. *Eos Transactions American Geophysical Union* 37(6), pp. 702–714.

Heating, Refrigeration and Air Conditioning Institute of Canada et Dunsky Expertise en énergie (2020). The economic value of ground source heat pumps for building sector decarbonization : review of a recent analysis estimating the costs of electrification in Canada.

Houben, G. J. (2003). Iron oxide incrustations in wells. Part 1 : genesis, mineralogy and geochemistry. *Applied Geochemistry* 18(6), pp. 927–939.

Hu, P., Q. Hu, Y. Lin, W. Yang, et L. Xing (2017). Energy and exergy analysis of a ground source heat pump system for a public building in Wuhan, China under different control strategies. *Energy and Buildings* 152, pp. 301–312.

Hukseflux Thermal Sensors (2008). Multi-purpose Thermal Needle System for Thermal Resistivity/Conductivity Measurment.

Hydro-Québec Distribution (2020). État d'avancement 2020 du plan d'approvisionnement 2020-2029.

Hydro-Québec (2021). Electricity rates.

Hydro-Québec and Énergir (2021). Hydro-Québec et Énergir : partenariat inédit pour réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Hénault, B., P. Pasquier, et M. Kummert (2016). Financial optimization and design of hybrid ground-coupled heat pump systems. *Applied Thermal Engineering* 93, pp. 72–82.

ICF (2019). Implications of policy-driven electrification in Canada.

Ingersoll, L. R., O. J. Zabel, A. C. Ingersoll *et al.* (1954). Heat conduction with engineering, geological, and other applications. *McGraw-Hill*, NewYork

Intergovernmental Panel on Climate Change (2014). Buildings. Dans *Climate Change 2014 : Mitigation of Climate Change. Contribution of working group III to the fifth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*.

Javed, S. et J. Claesson (2011). New analytical and numerical solutions for the short-term analysis of vertical ground heat exchangers. *ASHRAE Transactions* 117(1), pp. 3–12.

Kastrinos, J. R., A. Chiasson, et P. Ormond (2019). Estimating groundwater heat exchange in a standing column well by injection of a bromide tracer. *Geothermics* 82, pp. 121–127.

Kavanaugh, S. P. et K. Rafferty (1997). Ground-source heat pumps : Design of geothermal systems for commercial and institutional buildings. *American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers*.

Kind, M., H. Martin, P. Stephan, W. Roetzel, B. Spang, et H. Müller-Steinhagen (2010). VDI HeatAtlas. *Springer*.

Koenig, A. A. et J. Goodhall (2010). Thermal measurement, analysis & interpretation of a pilot standing column well. Dans *World Environmental and Water Resources Congress 2010 : Challenges of Change*.

Lamarche, L. (2009). A fast algorithm for the hourly simulations of ground-source heat pumps using arbitrary response factors. *Renewable Energy* 34(10), pp. 2252–2258.

Laroche, V. (2021). Intégration de sources énergétiques non conventionnelles : cas de la ville de Montréal. Mémoire de maîtrise, Polytechnique Montréal.

Lee, C. (2019). Thermal performance of a standing column well geothermal heat exchanger system using re-injection of bleeding water. *Geothermics* 82, pp. 73–80.

Lee, C., J. You, et H. Park (2018). In-situ response test of various borehole depths and heat injection rates at standing column well geothermal heat exchanger systems. *Energy and Buildings* 172, pp. 201–208.

Lee, S. (2011). Modeling on the performance of standing column wells during continuous operation under regional groundwater flow. *International Journal of Green Energy* 8(4), pp. 474–485.

Lee, S., C. Lee, H. Moon, J. Jeong, Y. Lee, H. Kim, J. Han, et S. Jo (2016). Thermal response performance of the heat exchanger of a standing column well based on the location of the return pipe. *Journal of Heat and Mass Transfer* 13(4), pp. 559–573.

Liu, H., J. Zhang, N. Diao, et Z. Fang (2009). Numerical study on heat transfer in a geothermal heat exchanger of an SCW system. Dans *2009 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*.

Lunardini, V. J. (1981). Heat transfer in cold climates. *Van Nostrand Reinhold Company*.

Lund, J. W. et A. N. Toth (2021). Direct utilization of geothermal energy 2020 worldwide review. *Geothermics* 90, 101915.

Ma, Z., L. Xia, X. Gong, G. Kokogiannakis, S. Wang, et X. Zhou (2020). Recent advances and development in optimal design and control of ground source heat pump systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 131, 110001.

Marcotte, D. et P. Pasquier (2008). Fast fluid and ground temperature computation for geothermal ground-loop heat exchanger systems. *Geothermics* 37(6), pp. 651–665.

Margrave, G. F. (1998). Theory of nonstationary linear filtering in the Fourier domain with application to time-variant filtering. *Geophysics* 63(1), pp. 244–259.

Minea, V. (2013). Experimental investigation of the reliability of residential standing column heat pump systems without bleed in cold climates. *Applied Thermal Engineering* 52(1), pp. 230–243.

Ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (2018). Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre en 2018 et leur évolution depuis 1990.

Ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (2020). Plan pour une économie verte 2030 : politique-cadre d'électrification et de lutte contre les changements climatiques.

Ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques et Dunsky Expertise en énergie (2019). Trajectoires de réductions d'émissions de GES du Québec - Horizons 2030 et 2050 (Mise à jour 2021).

Moffat R. J. (1988). Describing the uncertainties in experimental results. *Experimental thermal and fluid science* 1(1), pp. 3–17.

Mogensen, P. (1983). Fluid to duct wall heat transfer in duct system heat storages. *Document-Swedish Council for Building Research* 16, pp. 652–657.

Montagud, C., J. M. Corberán, et A. Montero (2014). In situ optimization methodology for the water circulation pumps frequency of ground source heat pump systems. *Energy and Buildings* 68, pp. 42–53.

Ng, B. M., C. P. Underwood, et S. L. Walker (2011). Standing column wells— Modeling the potential for applications in geothermal heating and cooling. *HVAC&R Research* 17(6), pp. 1089–1100.

Nguyen, A. et P. Pasquier (2015). An adaptive segmentation Haar wavelet method for solving thermal resistance and capacity models of ground heat exchangers. *Applied Thermal Engineering* 89, pp. 70–79.

Nguyen, A., P. Pasquier, et D. Marcotte (2012). Multiphysics modelling of standing column well and implementation of heat pumps off-loading sequence. Dans *Proceedings of the Comsol Conference*.

Nguyen, A., P. Pasquier, et D. Marcotte (2013). Development of an ODE model featuring a three level bleed control and an off-loading sequence for standing column wells. Dans *Proceedings of BS2013 : 13th Conference of International Building Performance Simulation Association*, pp. 26–28.

Nguyen, A., P. Pasquier, et D. Marcotte (2015a). Thermal resistance and capacity model for standing column wells operating under a bleed control. *Renewable Energy* 76, pp. 743–756.

Nguyen, A., P. Pasquier, et D. Marcotte (2015b). Influence of groundwater flow in fractured aquifers on standing column wells performance. *Geothermics* 58, pp. 39–48.

Nguyen, A., P. Pasquier, et D. Marcotte (2017). Borehole thermal energy storage systems under the influence of groundwater flow and time-varying surface temperature. *Geothermics* 66, pp. 110–118.

Nguyen, A., G. Beaudry, et P. Pasquier (2020). Experimental assessment of a standing column well performance in cold climates. *Energy and Buildings* 226, 110391.

Nielsen, K. A. (2007). Fractured Aquifers : Formation Evaluation by Well Testing. *Trafford Publishing*.

Orio, C. D. (1994). Geothermal heat pumps and standing column wells. *Transactions-Geothermal Resources Council*, pp. 375–375.

Orio, C. D. (1999). Geothermal heat pump applications industrial/commercial. *Energy Engineering* 96(3), pp. 58–79.

Orio, C. D., A. Chiasson, C. N. Johnson, Z. Deng, S. J. Rees, et J. D. Spitler (2005). A survey of standing column well installations in North America. *ASHRAE Transactions* 111(2), pp. 109–121.

Orio, C. D., C. N. Johnson, et K. D. Poor (2006). Geothermal standing column wells : Ten years in a New England school. *ASHRAE Transactions* 112(2), pp. 57–64.

Park, D., D.-Y. Kwak, K.-K. Kim, S. Park, et S.-M. Na (2010). Numerical simulation of standing column well. Dans *Proceedings of the World Geothermal Congress*.

Pasquier, P. (2018). Interpretation of the first hours of a thermal response test using the time derivative of the temperature. *Applied Energy* 213, pp. 56–75.

Pasquier, P. et D. Marcotte (2012). Short-term simulation of ground heat exchanger with an improved TRCM. *Renewable Energy* 46, pp. 92–99.

Pasquier, P. et D. Marcotte (2013). Efficient computation of heat flux signals to ensure the reproduction of prescribed temperatures at several interacting heat sources. *Applied Thermal Engineering* 59(1-2), pp. 515–526.

Pasquier, P. et D. Marcotte (2014). Joint use of quasi-3D response model and spectral method to simulate borehole heat exchanger. *Geothermics* 51, pp. 281–299.

Pasquier, P. et D. Marcotte (2020). Robust identification of volumetric heat capacity and analysis of thermal response tests by Bayesian inference with correlated residuals. *Applied Energy* 261, 114394.

Pasquier, P., D. Marcotte, M. Bernier, et M. Kummert (2013). Simulation of ground-coupled heat pump systems using a spectral approach. Dans *Proceedings of the 13th Conference of International Building Performance Simulation Association*, pp. 26–28.

Pasquier, P., A. Nguyen, F. Eppner, D. Marcotte, et P. Baudron (2016). Standing column wells. Dans Advances in Ground-Source Heat Pump Systems. *Elsevier*, pp. 269–294.

Pasquier, P., A. Zarella, et R. Labib (2018). Application of artificial neural networks to near-instant construction of short-term g-functions. *Applied Thermal Engineering* 143, pp. 910–921.

Québec (2021). Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection, Q-2, r. 35.2. *Recueil des lois et des règlements du Québec*.

Ramesh, A. et J. Spitler (2012). A quasi-two-dimensional standing column well model for ground source heat pump systems. Dans *Proceedings of the Innostock 12th International Conference on Energy Storage*.

Rees, S. J. (2016). An introduction to ground-source heat pump technology. Dans Advances in Ground-Source Heat Pump Systems. *Elsevier*, pp. 1–25.

Rees, S. J., J. Spitler, Z. Deng, C. Orio, et C. Johnson (2004). A study of geothermal heat pump and standing column well performance. *ASHRAE Transactions* 110(1), pp. 3–13.

Ressources naturelles Canada (2018). Canada's GHG emissions by sector, end use and sub-sector –including electricity-related emissions.

Shmaliy, Y. (2007). Continuous-time systems. *Springer Science Business Media*.

Spitler J. D. et M. Bernier (2016). Vertical borehole ground heat exchanger design methods. Dans Advances in Ground-Source Heat Pump Systems. *Elsevier*, pp. 29–61.

Spitler, J. D. et J. Cullin (2008). Misconceptions regarding design of ground-source heat pump systems. Dans *Proceedings of the World Renewable Energy Congress*, pp. 20–25.

Spitler, J. D., S. J. Rees, Z. Deng, A. Chiasson, C. D. Orio, et C. Johnson (2002). R&D studies applied to standing column well design. *ASHRAE research project*.

Sutton, M. G., D. W. Nutter, et R. J. Couvillion (2003). A ground resistance for vertical boreheat exchangers with groundwater flow. *J. Energy Resour. Technol.* 125(3), pp. 183–189.

Tan, C. et E. Kush (1986). Semi-closed standing column well groundwater source heat pump.

Theis, C. V. (1935). The relation between the lowering of the piezometric surface and the rate and duration of discharge of a well using ground-water storage. *Eos Transactions American Geophysical Union* 16(2), pp. 519–524.

U.S. Department of Energy (2021). Engineering reference manual. Dans *EnergyPlus* V8.5.

Warren, J. E. et P. J. Root (1963). The behavior of naturally fractured reservoirs. *Society of Petroleum Engineers Journal* 3(3), pp. 245–255.

Woods, K. et A. Ortega (2011). The thermal response of an infinite line of open loop wells for ground coupled heat pump systems. *International Journal of Heat and Mass Transfer* 54(25-26), pp. 5574–5587.

Würdemann, H., A. Westphal, S. Lerm, A. Kleyböcker, S. Teitz, M. Kasina, R. Miethling-Graff, A. Seibt, et M. Wolfgramm (2014). Influence of microbial processes on the operational reliability in a geothermal heat store –Results of long-term monitoring at a full scale plant-tand first studies in a bypass system. *Energy Procedia* 59, pp. 412–417.

Xia, L., Z. Ma, C. McLauchlan, et S. Wang (2017). Experimental investigation and control optimization of a ground source heat pump system. *Applied Thermal Engineering* 127, pp. 70–80.

Yang, H., P. Cui, et Z. Fang (2010). Vertical-borehole ground-coupled heat pumps : A review of models and systems. *Applied Energy* 87, pp. 16–27.

Yavuzturk, C. et A. D. Chiasson (2002). Performance analysis of U-tube, concentric tube, and standing column well ground heat exchangers using a system simulation approach. *ASHRAE Transactions* 108, pp. 925–938.

Yazuzturk, C. et J. D. Spitler (1999). A short time step response factor model for vertical ground loop heat exchangers. *ASHRAE Transactions* 105, pp. 475–485.

Yuill, G. K. et V. Mikler (1995). Analysis of the effect of induced groundwater flow on heat transfer from a vertical open-hole concentric-tube thermal well. *ASHRAE Transactions* 101, pp. 173–185.

Zarrella, A., G. Emmi, et M. De Carli (2017). A simulation-based analysis of variable flow pumping in ground source heat pump systems with different types of borehole heat exchangers : A case study. *Energy Conversion and Management* 131, pp. 135–150.

Zeng, H. Y., N. R. Diao, et Z. H. Fang (2002). A finite line-source model for boreholes in geothermal heat exchangers. *Heat Transfer—Asian Research : Co-sponsored by the Society of Chemical Engineers of Japan and the Heat Transfer Division of ASME* 31(7), pp. 558–567.