

## Rapport

---

Intégration de la géothermie profonde dans le portefeuille  
énergétique canadien

IREQ-2017-0032 Niveau de confidentialité : Public

Mai 2016

***Innovation Stratégique***

*Laboratoire des technologies de l'énergie (LTE)  
600, avenue de la Montagne, Shawinigan (Québec) Canada G9N 7N5*



Intégration de la géothermie profonde dans le portefeuille énergétique canadien

IREQ-2017-0032 Niveau de confidentialité : Public

Auteurs : Marc-André Richard (Coordonnateur), Bernard Giroux, Louis Gosselin, James Kendall, Michel Malo, François Mathieu-Potvin, Vasile Minea, Jasmin Raymond

Collaborateurs (ordre alphabétique) : Pierre Angers, Karine Bédard, Anne Chabot-Bergeron, Noémie Chagnon-Lessard, Félix-Antoine Comeau, Jean-Philippe Drolet, Lyal Harris, Laurent Gauchat, Aurélie Gicquel, Erwan Gloaguen, Jacques Guérin, Claude B. Laflamme, Roxane Lavoie, Hejuan Liu, Jacek Majorowicz, Frédéric Malo, Emmanuelle Millet, John Molson, Jean-Philibert Moutenet, Maher Nasr, Ali Nowamooz, Mathieu Pollet, Mohamed Rahni, René Therrien, Shiva Tirdad

Chargés de projet : Vasile Minea et James Kendall

Réalisé dans le cadre du projet : Géothermie profonde  
No du projet : J-6993

Requérant : Plate-forme Innovation stratégique

Approuvé par :

---

Champlain Landry  
Chef – Technologie - Innovation stratégique  
Institut de recherche d'Hydro-Québec



---

Marc-André Richard,  
Chercheur  
Institut de recherche d'Hydro-Québec

---

James Kendall,  
Chercheur  
Institut de recherche d'Hydro-Québec

---

Vasile Minea,  
Chercheur  
Institut de recherche d'Hydro-Québec

---

Bernard Giroux,  
Professeur  
INRS – Centre Eau Terre Environnement

---

Louis Gosselin, ing.  
Professeur  
Université Laval

---

Michel Malo,  
Professeur  
INRS – Centre Eau Terre Environnement

---

François Mathieu-Potvin, ing.  
Professeur  
Université Laval

---

Jasmin Raymond,  
Professeur  
INRS – Centre Eau Terre Environnement

## Sommaire Exécutif

---

Ce rapport technique final présente les travaux et les conclusions issues du projet *Intégration de la géothermie profonde dans le portefeuille énergétique canadien*. Ce projet a bénéficié du financement du programme Initiative écoÉnergie sur l'innovation du gouvernement du Canada. Il a débuté le 1<sup>er</sup> avril 2013 et le projet s'est terminé officiellement le 31 décembre 2016.

### Contexte et objectifs

Le développement de la géothermie profonde stimulée (Enhanced geothermal system, EGS) permet d'envisager de développer la filière géothermique en créant des réservoirs dans des environnements ne présentant pas naturellement tous les éléments nécessaires à la géothermie hydrothermale conventionnelle (chaleur, fluide et environnement géologique perméable) et de valoriser l'immense quantité d'énergie thermique accumulée dans le sous-sol pour la production d'électricité. Aux États-Unis, on évalue son potentiel à 100 000 MW<sub>el</sub> d'ici 2050 (Tester et al, 2006). Au Canada, la majorité du territoire comporte des roches chaudes situées à plusieurs milliers de mètres de profondeur et la géothermie profonde stimulée par fracturation hydraulique aurait le potentiel de devenir une filière énergétique importante. La création et l'exploitation des réservoirs géothermiques EGS est une technologie démontrée à des profondeurs semblables, mais pas totalement développée aujourd'hui. Bien que la technologie actuelle permettrait l'accès au potentiel de l'énergie géothermique, l'exploitation rentable de la technologie n'a pas encore été démontrée et des travaux de recherche sont nécessaires afin d'identifier les sites les plus propices, de créer et gérer des réservoirs et d'optimiser la conversion chaleur/électricité. Dans le passé, une attention spéciale a été accordée au potentiel de l'Ouest Canadien.

Ce rapport présente la synthèse des travaux effectués dans le cadre du projet *Intégration de la géothermie profonde dans le portefeuille énergétique canadien*. Le but du projet était de développer des connaissances et des expertises préalables à la réalisation d'un projet expérimental en géothermie profonde au Québec et dans l'est du Canada. Les principaux objectifs du projet sont les suivants :

- Caractériser le potentiel de la géothermie profonde pour la production d'électricité au Québec et dans l'est du Canada ;
- Identifier et caractériser les régions et les sites favorables à l'exploitation future de la géothermie profonde et étudier des sites potentiels pour un projet expérimental ;

- Développer des connaissances et des expertises dans le domaine de la géothermie profonde assurant le développement de cette filière énergétique en vue de la réalisation d'un projet expérimental ;
- Définir les bases scientifiques, techniques, économiques et réglementaires d'un futur projet expérimental.

Hydro-Québec par l'entremise de son Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ) est le principal promoteur du projet, qui a débuté le 1<sup>er</sup> avril 2013 et s'est terminé le 31 décembre 2016. Le projet a fait appel à trois partenaires académiques financés par le promoteur et d'autres sources gouvernementales : l'Institut national de la recherche scientifique – centre Eau Terre Environnement (INRS-ETE), l'Université Laval, et le Centre national en électrochimie et technologies environnementales du Collège de Shawinigan (CNETE).

## Résultats

### Potentiel géothermique au Québec

Le potentiel de la géothermie profonde pour des fins de production d'électricité a été évalué et cartographié pour le Québec et l'est du Canada. Les Basses-Terres du Saint-Laurent (BTSL) et les Appalaches ont été particulièrement ciblées. Un modèle 3-D a été bâti pour le bassin des BTSL. Des cartes indiquant le flux de chaleur et la température à différentes profondeurs ont été réalisées à partir de données géophysiques et de mesures de température existantes provenant de forages pétroliers, gaziers et miniers. À 4 km les températures atteindraient les 120 °C dans certaines zones des BTSL. À 7 km, l'extrapolation des températures indique qu'elles pourraient dépasser les 180 °C, voire 200 °C dans certaines zones restreintes. Le gradient de température se situerait entre 14 et 34 °C/km selon l'emplacement. Le gradient de température moyen serait d'**environ 24 °C/km**. Les ressources géothermiques des BTSL entre 3 et 10 km et à une température atteignant 150 °C permettrait d'atteindre une production totale de 38 GW si on considère un facteur de récupération de 20 % (équivalent à un maximum théorique). Avec un facteur de récupération de 2 %, plus proche de ce qui est envisageable à moyen terme avec les systèmes géothermique stimulés (EGS), cette valeur est de l'ordre de 4 GW. La majorité de ce potentiel se retrouve dans le socle, sous la couche sédimentaire.

Des travaux d'analyse de paramètres géophysiques (sources radiogéniques, profondeur de Curie, densité, susceptibilité magnétique, etc.) ont également été effectués pour mieux contraindre les modèles et tendent vers une amélioration des techniques d'exploration pour localiser les ressources géothermiques profondes.

## **Systemes géothermiques profonds pour des ressources de basse qualité**

Des simulations ont été effectuées pour les centrales géothermiques elles-mêmes (optimisation des cycles et des fluides) ainsi que les systèmes géothermiques en entier. La simulation de systèmes géothermiques profonds couplant le réservoir et la centrale a permis de cerner les principaux facteurs influençant la production d'électricité géothermique, de mieux prévoir l'impact que pourrait avoir l'évolution des technologies et d'effectuer une analyse d'opportunité à partir des constituantes principales de coût d'un tel système. Les résultats indiquent qu'un projet commercial est difficilement envisageable à court ou moyen terme au Québec, spécialement si la ressource souterraine est à une température inférieure à 150 °C. Par exemple, pour un doublet de puits tirant la chaleur d'un réservoir à 150 °C à une profondeur de 6000 m, les résultats indiquent que :

- Le scénario de base permet d'obtenir une puissance de l'ordre de 650 kW<sub>el</sub> par doublet et un coût estimé de l'ordre de 0,80 \$/kWh.
- Le scénario optimiste permet d'obtenir une puissance de l'ordre 2 MW<sub>el</sub> et un coût estimé à plus de 0,25 \$/kWh ou 0,15 \$/kWh pour le coût de forage alternatif réduit.<sup>1</sup>
- Le scénario pessimiste ne permet de générer que 100 kW<sub>el</sub> par doublet à un coût de quelques dollars par kWh.

Les simulations montrent qu'avec un site ayant un gradient moyen limité à 25 °C/km, tel que typiquement retrouvé dans le sud du Québec, il est envisageable de générer une puissance de quelques mégawatts avec des perspectives éventuelles de coût intéressantes à partir de réservoirs ayant une température de l'ordre de 175 °C, ce qui implique une profondeur de 7000 m et plus. Bien que les forages géothermiques se sont limités jusqu'à maintenant à environ 5000 m, des forages de plus de 9000 m sont réalisés en vue de l'exploitation d'hydrocarbures.

## **Ciblage de sites géothermiques**

Neuf sites situés dans différentes régions du Québec et jugés les plus propices à la géothermie profonde ont été comparés dans une grille d'analyse de sites géothermiques développée pour analyser et classer les sites favorables à l'exploitation géothermique. Cette grille comporte des critères portant sur la qualité de la ressource mais aussi sur des éléments à caractère économique ou social. De façon générale, les sites identifiés ne sont pas favorables à la réalisation d'un projet pilote d'envergure pour la production d'électricité géothermique à court terme, notamment en raison des grandes profondeurs requises, de l'incertitude au niveau de la température et du risque au

---

<sup>1</sup> Scénario alternatif considérant une percée technologique où le coût de forage profond par kilomètre équivaut à celui d'un forage d'un puits de 2 km.

niveau du développement des réservoirs profonds. Les sites du bassin des Basses-Terres-du-Saint-Laurent (BTSL), plus précisément dans la région administrative du Centre-du-Québec, se démarquent en raison de la qualité de la ressource, et de la présence d'infrastructures et de marchés. Ces sites sont situés dans la région où la couche sédimentaire est la plus épaisse.

### **Aspects techniques, sociaux, environnementaux et légaux dans l'intégration de la géothermie profonde**

Les centrales d'une puissance inférieure à 5 MW, tel qu'envisageable pour les ressources géothermiques présentes au Québec, peuvent être intégrées directement sur le réseau de distribution moyenne tension ce qui réduit les coûts et les contraintes relatives à la sélection de sites par rapport à ce qu'aurait nécessité des centrales de puissance plus importante.

Les centrales géothermiques ont des impacts environnementaux restreints et gérables. Les aspects relatifs aux ressources en eaux et à la sismicité induite devront être considérés avec attention. Pour faciliter l'acceptation sociale, il faut consulter et informer la population dès le début du projet et considérer leur opinion face aux solutions de mitigations envisagées.

Il n'y a actuellement au Québec aucune loi spécifique qui accorde à l'État des droits sur les ressources géothermiques et qui permettrait d'en gérer l'exploration et l'exploitation, comme cela se fait, par exemple, en Colombie Britannique, en Californie, en France et en Australie. Le cas échéant, il faudrait s'en remettre aux lois sur les mines et les hydrocarbures.

### **Coûts pour un premier projet pilote dans l'est du Canada**

Une évaluation préliminaire des coûts d'un projet de démonstration d'une centrale EGS d'une capacité nominale brute de 1 MW<sub>el</sub>, à partir de puits à une profondeur de 5000 m, montre qu'un tel projet se chiffrerait à une valeur dépassant les 50 millions de dollars. De plus, le risque de dépassement des coûts et le risque technique sont très élevés.

### **Recommandations**

Bien que la maîtrise de cette technologie donne à long terme l'accès à une source de production d'énergie électrique de base, propre, abondante et renouvelable, les résultats ne pointent pas vers la réalisation d'un projet commercial compétitif de production d'électricité à court ou moyen terme. Étant donné les coûts engendrés par des forages profonds, un projet pilote d'envergure est donc difficilement envisageable à l'heure actuelle.

Toutefois, à terme, la diminution des coûts de forages profonds et le développement d'expertise pour la création de réservoirs géothermiques dans le socle (fracturation et stimulation) pourraient permettre d'envisager sérieusement le développement de cette filière et la mise en œuvre d'un projet de démonstration de production d'électricité. D'ici là, un travail peut être effectué afin d'accélérer le développement de la filière le moment venu et de réduire le niveau d'incertitude quant aux performances raisonnablement atteignables. La température ciblée dans les formations souterraines devrait être supérieure à 150 °C et idéalement atteindre 175 °C.

### **Réduire l'incertitude sur les ressources en place**

La plupart des données de température de fond de puits disponibles provenant de forages pétroliers, gaziers et miniers n'ont pas été prises à l'équilibre. D'autre part, elles proviennent de puits dont la profondeur est inférieure à 4600 m, voire à 2000 m pour la majorité d'entre-elles. Davantage de données sont nécessaires afin de réduire l'incertitude à des profondeurs atteignant les 6 ou 7 km. Dans des régions comme le nord du Québec, le nombre de données disponibles est très faible. D'abord, des travaux d'exploration géologique peuvent être réalisés pour réduire l'incertitude face à l'évaluation du potentiel géothermique. Les travaux devront reposer sur davantage de données, notamment des mesures de température à l'équilibre, dans des forages d'une profondeur intermédiaire à celle des réservoirs pour éventuellement forer à des profondeurs non encore atteintes au Québec. Par ailleurs, l'exploration en vue de la production d'hydrocarbures, par exemple dans la région de Gaspé, pourrait constituer une opportunité.

Les techniques d'exploration avancées basées sur des paramètres géophysiques pourraient, à terme, permettre de cibler beaucoup mieux les sites propices au développement de systèmes géothermiques en ciblant des sources de chaleur et en caractérisant la structure des formations en place.

### **Évaluer les opportunités de valorisation de la chaleur**

Le projet s'est concentré sur la production d'électricité. Toutefois, l'efficacité de conversion thermique/électrique est faible pour une ressource à basse température telle que présente dans l'est du Canada. La production de chaleur pourrait constituer une alternative à l'utilisation de combustible dans certaines régions. La combinaison de la production de chaleur et d'électricité pourrait offrir une avenue pour amortir les coûts du projet. Les outils développés dans le cadre de ce projet pourraient être utilisés pour évaluer les opportunités de valorisation de la chaleur.

### **Développer des technologies optimisées pour une ressource à basse température et un climat froid**

Les cycles thermodynamiques et les équipements des centrales géothermiques auraient avantage à être développés de façon à augmenter leur flexibilité pour supporter une baisse de température en fin de vie d'une part et, d'autre part, profiter au maximum des températures hivernales. Les modèles devraient être raffinés en ce sens, idéalement en synergie avec des travaux expérimentaux.

### **Simuler les réservoirs géothermiques dans une optique d'innovation et d'optimisation des ressources types de l'Est du Canada**

La simulation de réservoirs avec des modèles intégrant le transfert de chaleur et l'écoulement des fluides, puis la chimie et la géo-mécanique, aurait avantage à être utilisée pour optimiser la ressource. Au-delà de l'évaluation de la durée de vie d'un réservoir, la simulation peut servir à innover en optimisant l'interface puits/fractures, en maximisant l'utilisation des fractures existantes et en testant différentes configurations de fractures artificielles.

### **Suivre les développements technologiques ayant un impact sur la géothermie profonde**

À défaut d'y participer, un suivi des développements technologiques ayant un impact sur la géothermie profonde permettrait de mieux cibler le bon moment pour démarrer un projet expérimental d'envergure. Ce suivi devrait inclure :

- Technologies de forage de puits profond (forages géothermiques et pétroliers) ;
- Stimulation ciblée de fracture dans les réservoirs géothermiques ;
- Création de réseaux de fractures (géothermie et exploitation d'hydrocarbures) ;
- Projets expérimentaux de géothermie EGS, notamment le projet FORGE aux États-Unis.



# Table des matières

---

<b>CHAPITRE 1 : INTRODUCTION .....</b>	<b>1</b>
1.1 Contexte .....	1
1.2 Objectifs.....	2
1.3 Participants et historique du projet .....	2
1.4 Énoncé des travaux.....	3
1.4.1 Activités .....	4
1.4.2 Résultats anticipés .....	7
1.4.3 Écarts par rapport au travail prévu.....	8
1.5 Tableau des coûts du projet .....	9
1.6 Références du chapitre 1 .....	10
<b>CHAPITRE 2 : PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ PAR LA GÉOTHERMIE PROFONDE AU QUÉBEC ET DANS L'EST DU CANADA (HYDRO-QUÉBEC).....</b>	<b>11</b>
2.1 Introduction .....	11
2.1.1 Description du système et de ses applications .....	11
2.1.2 Avantages .....	12
2.2 Potentiel de la géothermie profonde dans l'est du Canada .....	14
2.2.1 Contexte .....	14
2.2.2 Objectif .....	14
2.2.3 Historique et équipe de travail.....	15
2.2.4 Méthodologie.....	16
2.2.5 Résultats .....	16
2.2.6 Conclusion.....	21
2.3 Avancements technologiques.....	22
2.3.1 Contexte et objectifs.....	22
2.3.2 Historique et équipe de travail.....	22
2.3.3 Résultats .....	22
2.4 Aspects légaux et impacts socio-environnementaux .....	24
2.4.1 Contexte.....	24
2.4.2 Objectifs .....	24
2.4.3 Historique et équipe de travail.....	24
2.4.4 Méthodologie.....	25
2.4.5 Résultats .....	25
2.4.6 Conclusions et recommandations.....	26
2.5 Simulation et analyse des performances des systèmes géothermiques stimulés pour la production d'électricité au Québec .....	27
2.5.1 Contexte .....	27
2.5.2 Objectifs .....	28
2.5.3 Historique et équipe de travail.....	28
2.5.4 Méthodologie.....	29
2.5.5 Résultats et discussions.....	30
2.5.6 Conclusions et recommandations.....	36
2.6 Interconnexion de la géothermie profonde sur réseau électrique .....	37
2.6.1 Contexte et objectif.....	37
2.6.2 Historique et équipe de travail.....	37
2.6.3 Méthodologie.....	37
2.6.4 Conclusions et recommandations.....	38
2.7 Grille de sélection des sites géothermique.....	38
2.7.1 Contexte.....	38

2.7.2	Objectifs .....	38
2.7.3	Historique et équipe de travail.....	38
2.7.4	Méthodologie.....	39
2.7.5	Résultats et discussions.....	41
2.7.6	Conclusions et recommandations.....	45
2.8	Estimation des coûts pour un premier projet pilote dans l'est du Canada.....	45
2.9	Références du chapitre 2 .....	46
<b>CHAPITRE 3 : GÉOTHERMIE PROFONDE (INRS FRQNT-ISI).....</b>		<b>51</b>
3.1	Introduction.....	51
3.1.1	Contexte.....	51
3.1.2	Objectifs .....	51
3.2	Volet 1 : Géologie, géophysique et géothermie : évaluation des ressources géothermiques 51	
3.2.1	Contexte.....	51
3.2.2	Objectifs .....	53
3.2.3	Historique et équipe de travail.....	54
3.2.4	Méthodologie.....	57
3.2.5	Résultats et discussions.....	58
3.2.6	Conclusions et recommandations.....	64
3.3	Volet 2 : Conception et ingénierie des réservoirs : design des sites d'exploitation géothermique.....	65
3.3.1	Contexte.....	65
3.3.2	Objectifs .....	65
3.3.3	Historique et équipe de travail.....	65
3.3.4	Méthodologie.....	66
3.3.5	Résultats et discussions.....	67
3.3.6	Conclusions et recommandations.....	69
3.4	Volet 3 : Aspects sociaux et environnementaux : droits, acceptabilité et risques environnementaux.....	70
3.4.1	Contexte.....	70
3.4.2	Objectifs .....	70
3.4.3	Historique et équipe de travail.....	70
3.4.4	Méthodologie.....	72
3.4.5	Résultats et discussions.....	73
3.4.6	Conclusions et recommandations.....	74
3.5	Références du chapitre 3 .....	75
<b>CHAPITRE 4 : EXPLORATION DES RESSOURCES GÉOTHERMIQUES PROFONDES AU QUÉBEC (INRS - RDC).....</b>		<b>79</b>
4.1	Introduction.....	79
4.1.1	Contexte et objectifs.....	79
4.2	Volet A : profondeur de Curie.....	81
4.2.1	Contexte.....	81
4.2.2	Objectifs .....	81
4.2.3	Historique et équipe de travail.....	82
4.2.4	Méthodologie.....	82
4.2.5	Résultats et discussions.....	82
4.2.6	Conclusions et recommandations.....	90
4.3	Volet B : Sources radiogéniques potentielles dans le socle.....	91
4.3.1	Contexte.....	91
4.3.2	Objectifs .....	91
4.3.3	Historique et équipe de travail.....	91

4.3.4	<i>Méthodologie</i> .....	91
4.3.5	<i>Résultats et discussions</i> .....	93
4.3.6	<i>Conclusions et recommandations</i> .....	112
4.4	Volet C : Structure du socle par inversion gravimétrique et magnétique conjointe.....	112
4.4.1	<i>Contexte</i> .....	112
4.4.2	<i>Objectifs</i> .....	113
4.4.3	<i>Historique et équipe de travail</i> .....	113
4.4.4	<i>Méthodologie</i> .....	113
4.4.5	<i>Résultats et discussions</i> .....	114
4.4.6	<i>Conclusions et recommandations</i> .....	115
4.5	Références du chapitre 4.....	115
<b>CHAPITRE 5 : DÉVELOPPEMENT DE MODÈLES AVANCÉS POUR L'INGÉNIERIE DE LA PRODUCTION DE LA PUISSANCE À PARTIR DE LA GÉOTHERMIE PROFONDE ( U. LAVAL).....</b>		<b>119</b>
5.1	Introduction.....	119
5.1.1	<i>Contexte et objectifs</i> .....	119
5.2	Volet A : Modélisation de centrales géothermiques et stratégies d'optimisation.....	120
5.2.1	<i>Contexte</i> .....	120
5.2.2	<i>Objectifs</i> .....	122
5.2.3	<i>Historique et équipe de travail</i> .....	122
5.2.4	<i>Méthodologie</i> .....	123
5.2.5	<i>Résultats et discussions</i> .....	124
5.2.6	<i>Conclusions et recommandations</i> .....	129
5.3	Volet B : Modélisation conceptuelle de la fracturation hydraulique pour la géothermie profonde.....	129
5.3.1	<i>Contexte</i> .....	129
5.3.2	<i>Objectifs</i> .....	130
5.3.3	<i>Historique et équipe de travail</i> .....	131
5.3.4	<i>Méthodologie</i> .....	131
5.3.5	<i>Résultats et discussions</i> .....	133
5.3.6	<i>Conclusions et recommandations</i> .....	137
5.4	Références du chapitre 5.....	138
<b>CHAPITRE 6 : CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS.....</b>		<b>143</b>
6.1	Résultats.....	143
6.2	Recommandations.....	145
<b>ANNEXE A : OPTIMISATION DES PROCÉDÉS DE COAGULATION ET DE FILTRATION PAR MEMBRANE POUR LE TRAITEMENT DES EAUX DES CENTRALES DE GÉOTHERMIE PROFONDE.....</b>		<b>149</b>
<b>ANNEXE B : DOCUMENTS STOCKÉS SUR SUPPORT INFORMATIQUE.....</b>		<b>162</b>



## Liste des figures

---

Figure 2-1 : Système de géothermie stimulé (EGS) (Source : DOE, 2015) .....	12
Figure 2-2 : Cycle binaire simplifié d'une centrale géothermique (Source Zarouk et al, 2014) .....	12
Figure 2-3 : Densités des flux de chaleur géothermiques selon SMU .....	17
Figure 2-4 : Comparaison des températures non-corrigées et corrigées .....	18
Figure 2-5 : Prédiction des températures entre 1 et 10 km de profondeur pour deux sites avec des densités de flux de chaleur faible ( $39 * 10 - 3 \text{ Wm}^2$ ) et élevé ( $76 * 10 - 3 \text{ Wm}^2$ ), respectivement.....	19
Figure 2-6 : Températures prédites au sud-est du Canada à 6 km de profondeur.....	19
Figure 2-7 : Températures prédites au sud-est du Canada à 8 km de profondeur.....	20
Figure 2-8 : Simulation du cas de base, réservoir à 150 °C (Richard, 2016) .....	32
Figure 2-9 : Puissance électrique moyenne générée pour différentes températures initiales du réservoir et avec une température de fin de vie optimisée (gradient moyen de 25 °C/km) (Richard, 2016) .....	33
Figure 2-10 : Coût de production de l'électricité pour différentes températures initiales du réservoir et avec une température de fin de vie optimisée (gradient moyen de 25 °C/km) (Richard, 2016).....	34
Figure 2-11 : Coût de production de l'électricité (scénario avec coût de forage réduit) pour différentes températures initiales du réservoir et avec une température de fin de vie optimisée (gradient moyen de 25 °C/km) (Richard, 2016) .....	34
Figure 2-12 : Sites jugés prometteurs .....	41
Figure 3-1 : Bassins sédimentaires du sud du Québec. P-C : permo-carbonifère. S-D : siluro-dévien. O-S : ordovicien-silurien. C-O : cambro-ordovicien. Le bassin des Basses-Terres du Saint- Laurent est en jaune entre Montréal et Québec. Les deux coupes transversales sont localisées en Gaspésie, de même que tous les puits pétroliers et gaziers. ....	53
Figure 3-2 : Graphiques montrant les températures corrigées à l'aide de la méthode dite « de Harrison » .....	59
Figure 3-3 : Flux de chaleur en surface dans la région du bassin des BTSL selon le scénario moyen. Les points blancs montrent les données utilisées pour la simulation du flux de chaleur. Les ellipses rouges montrent les anomalies positives de flux de chaleur. 1 : Sud-est de Montréal ; 2 : Sud du Lac Saint-Pierre ; 3 : Sud-est de Bécancour .....	60
Figure 3-4 : Température à 4 km de profondeur selon le scénario moyen. La ligne pointillée rouge montre la région qui atteint des températures de 120 °C à cette profondeur. 1 :Sud-est de Bécancour.....	61
Figure 3-5 : Température à 7 km de profondeur selon le scénario moyen. Les lignes pointillées rouges montrent les régions qui atteignent des températures de 180 °C à cette profondeur. 1 :Sud-est de Bécancour ; 2 : Sud-est de Montréal ; 3 : Sud du Lac Saint-Pierre.....	62
Figure 3-6 : Localisation des principaux bassins sédimentaires du Québec .....	64

Figure 3-7 : A) Schéma 3D illustrant le domaine considéré dans les travaux de simulations numériques. B) Schéma 3D illustrant les températures simulées. C) Différence entre les températures simulées et enregistrées dans les puits pétroliers et gaziers profonds. D) Distribution de température à la profondeur de 4500 m. E) La profondeur des sources de température à 120 °C.....	68
Figure 4-1 – Composante verticale du champ magnétique terrestre issue des données du satellite CHAMP. ....	83
Figure 4-2 – Composante verticale du champ magnétique issue des données du satellite CHAMP pour le Québec. ....	84
Figure 4-3 – Épaisseur de la croûte magnétique issue des mesures du satellite CHAMP.....	85
Figure 4-4 – Champ magnétique résiduel faible résolution (200m x 200m). ....	87
Figure 4-5 – Champ magnétique résiduel faible résolution (1 km x 1 km).....	88
Figure 4-6 – Localisation des forages de l’IHFC utilisés dans cette étude. ....	88
Figure 4-7 – Distribution spatiale du paramètre fractal $\beta$ . Trois types de lissage ont été utilisés pour réduire les artefacts lors du calcul de la profondeur de Curie. ....	89
Figure 4-8 – Cartes de la profondeur de Curie ( $z_b$ ), du sommet de la couche magnétique ( $z_i$ ) et erreur d’ajustement (RMS) pour différents lissages du paramètre $\beta$ .....	90
Figure 4-9 – Couverture du Québec par les relevés radiométriques aéroportés.....	94
Figure 4-10 – Concentration en radon dans l’air intérieur du sous-sol en fonction de la concentration en équivalent uranium mesurée par radiométrie aéroportée.....	95
Figure 4-11 – Concentration en équivalent uranium mesurée par radiométrie aéroportée au Québec .....	97
Figure 4-12 – Concentration en uranium interpolée à partir des relevés géochimiques pour le Québec. ....	98
Figure 4-13 – Localisation des unités géologiques propices à la présence de fortes concentrations en uranium au Québec .....	100
Figure 4-14 – Synthèse des indicateurs de potentiel radiogénique .....	101
Figure 4-15 – Modèle géologique conceptuel de la région de Bécancour-Arthabaska. Le trait pointillé représente la limite entre le socle et le couvert sédimentaire. ....	105
Figure 4-16 – Extrapolation du gradient thermique mesuré dans le secteur de Bécancour-Arthabaska.....	106
Figure 4-17 – Résultats de la modélisation (température °C à 5 km) pour les modèles Réf 1, Réf 2, Cas 2-1, Cas 3, Cas 4 et Cas 10-1.....	110
Figure 4-18 – Résultats de la modélisation (température °C à 8 km) de l’effet d’une intrusion sur la température : Ref 1, cas 11-1, cas 11-2 et cas 11-3. ....	111
Figure 4-19 – Résultats de l’inversion conventionnelle par moindres carrés. À gauche : coupe horizontale au niveau de la zone minéralisée. À droite : modèle de bloc inversé. Les croix noires sur la figure de gauche représentent l’emplacement du gisement. ....	114
Figure 4-20 – Résultat de l’inversion stochastique sur la même coupe horizontale que la Figure 4-19.....	115

Figure 5-1 : Représentation schématique de centrale binaire avec cycle de Rankine organique : a) cycle sous-critique et b) sa représentation dans un diagramme T-s, de même que c) un cycle transcritique et d) sa représentation dans un diagramme T-s.....	122
Figure 5-2 : (a) Travail spécifique optimal $w_{max}$ ; (b) pression à l'évaporateur optimales $P_{2(opt)}$ et (c) ratio de débit optimal $R_{b,w(opt)}$ , en fonction de la température du géofluide $T_A$ , pour une température de condenseur de 30 °C.....	125
Figure 5-3 : Fluides de travail optimaux en fonction de la température du géofluide ( $T_A$ ) et du condenseur ( $T_C$ ).....	126
Figure 5-4 : Travail spécifique maximisé en fonction de la température du géofluide ( $T_A$ ) et du condenseur ( $T_C$ ).....	127
Figure 5-5 : Exemple de balayage paramétrique – énergie totale produite sur la durée de vie du projet en fonction de la pression à l'évaporateur et du débit de géofluide. ....	128
Figure 5-6 : Exemple illustrant comment un cycle thermodynamique peut être affecté au fil du temps en raison de l'évolution de température du réservoir géothermique (après $N = 2$ ans en bleu, et après $N = 50$ ans en rouge). ....	128
Figure 5-7 : Modèle conceptuel du réservoir fracturé, proposé par Doe et McLaren, (2016), employé dans les simulations numériques afin d'étudier le comportement d'un réservoir géothermique simple dans le contexte géologique des Basses-Terres du Saint-Laurent. ....	132
Figure 5-8 : Scénario de base pour le régime thermique d'un réservoir fracturé dans le groupe géologique de Grenville (rouge) ou de Potsdam (bleu). (a) Le profil de température du puits de production pour une distance de 300, 600 et 900 m entre les puits d'injection et de production. (b) La durée de vie du réservoir fracturé (c.à.d. le temps nécessaire pour une baisse de 30 °C de la température dans le puits de production par rapport à la température initiale, c.à.d. 150 °C). ....	133
Figure 5-9 : Influence de (a) débit de recirculation (7 l/s au lieu de 14 l/s dans le scénario de base), et (b) température initiale (180 °C au lieu de 150 °C dans le scénario de base), sur la durée de vie d'un réservoir fracturé situé dans le groupe géologique de Grenville (rouge) ou de Potsdam (bleu).....	135
Figure 5-10 : Influence de la géométrie de réseau de fractures sur la durée de vie d'un réservoir fracturé situé dans le groupe géologique de Grenville (rouge) ou de Potsdam (bleu). (a) Influence de l'extension latérale des fractures horizontales. (b) Influence de l'espacement entre les fractures verticales. (c) Influence de l'espacement entre les fractures horizontales. (d) Influence de l'espacement entre les fractures horizontales et verticales. Voir Figure 2-1 pour la géométrie du réseau de fractures dans le scénario de base. ....	136



## Liste des tableaux

---

Tableau 1-1 : Activités anticipées dans l'énoncé des travaux .....	4
Tableau 1-2 : Résultats anticipés dans l'énoncé des travaux.....	7
Tableau 1-3 : Dépenses par nature des coûts pour le projet <i>Intégration de la géothermie profonde dans le portefeuille énergétique canadien</i> .....	9
Tableau 1-4 : Financement du projet <i>Intégration de la géothermie profonde dans le portefeuille énergétique canadien</i> .....	9
Tableau 2-1 : Signification des cotes utilisées dans la grille de sélection des sites .....	40
Tableau 2-2 : Exemple de critères avec l'élément observable et la cote attribuée.....	40
Tableau 2-3 : Sites analysés .....	41
Tableau 2-4 : Grille de sélection des sites géothermiques .....	44
Tableau 2-5 : Estimation des coûts pour d'un projet pilote de centrale EGS .....	46
Tableau 3-1 : Thématiques de recherche du volet 1.....	54
Tableau 3-2 : Thématiques de recherche du volet 2.....	66
Tableau 3-3 : Propriétés thermo-hydrodynamiques des unités géologiques des Basses-Terres du Saint-Laurent utilisées dans l'exemple de simulation numérique présenté.....	69
Tableau 3-4 : Thématiques de recherche du volet 3.....	71
Tableau 4-1 – Statistiques descriptives des 3 groupes de concentration en équivalent uranium mesurée par radiométrie aéroportée obtenus à la suite des calculs d'ANOVA de Kruskal-Wallis à un facteur (modifié de Drolet et al., 2014) .....	96
Tableau 4-2 – Propriétés physiques des unités géologiques .....	107
Tableau 4-3 – Composition du socle pour les scénarios modélisés .....	108



## Chapitre 1 : Introduction

---

Ce rapport technique final présente les travaux et les conclusions issues du projet *Intégration de la géothermie profonde dans le portefeuille énergétique canadien*. Ce projet a bénéficié du financement du programme Initiative écoÉnergie sur l'innovation du gouvernement du Canada. Il a débuté le 1<sup>er</sup> avril 2013 et s'est terminé officiellement le 31 décembre 2016.

### 1.1 Contexte

Le développement de la géothermie profonde stimulée (Enhanced geothermal system, EGS)<sup>2</sup> permet d'envisager de développer la filière géothermique dans des environnements ne présentant pas naturellement tous les éléments nécessaires à la géothermie hydrothermale conventionnelle (chaleur, fluide et environnement géologique perméable) et de valoriser l'immense quantité d'énergie thermique accumulée dans le sous-sol pour la production d'électricité. Aux États-Unis, on évalue le potentiel de la géothermie profonde à 100 000 MW<sub>el</sub> d'ici 2050 (Tester et al, 2006). Considérée comme une technologie de production d'électricité de source renouvelable, elle a l'avantage de produire d'une façon continue comparativement à d'autres sources d'énergie renouvelables comme l'éolien et le solaire qui sont des sources très variables. Cette caractéristique facilite l'intégration de la géothermie au réseau électrique. Au Canada, la grande majorité du territoire comporte des roches chaudes situées à plusieurs milliers de mètres de profondeur et la géothermie profonde stimulée par fracturation hydraulique possède le potentiel pour devenir une filière énergétique importante dans un portefeuille de technologies de production d'électricité. Cette filière énergétique repose toutefois sur l'utilisation de sources géothermiques à basse température (plage initialement considérée de 85 à 150 °C) et leur conversion en électricité à partir de centrales thermiques. Bien que la technologie actuelle permettrait l'accès au potentiel de l'énergie géothermique, l'exploitation rentable de la technologie n'a pas encore été démontrée et des travaux de recherche sont nécessaires afin d'identifier des sites propices, de créer et gérer des réservoirs géothermiques, d'optimiser la conversion chaleur/électricité.

---

<sup>2</sup> On réfère parfois pour le même concept aux systèmes géothermiques ouvragés ou améliorés.

## 1.2 Objectifs

Le but du projet est de développer des connaissances et des expertises préalables à la réalisation d'un projet expérimental en géothermie profonde au Canada. Les principaux objectifs du projet étaient les suivants :

- Caractériser le potentiel de la géothermie profonde pour la production d'électricité au Québec et dans l'est du Canada ;
- Identifier et caractériser les régions et les sites favorables à l'exploitation future de la géothermie profonde et étudier des sites potentiels pour un projet expérimental ;
- Développer des connaissances et des expertises dans le domaine de la géothermie profonde assurant le développement de cette filière énergétique en vue de la réalisation d'un projet expérimental ;
- Définir les bases scientifiques, techniques, économiques et réglementaires d'un futur projet expérimental.

## 1.3 Participants et historique du projet

Hydro-Québec par l'entremise de son Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ) est le principal promoteur du projet. Hydro-Québec est une entreprise de service public intégrant l'ensemble des activités de production, de transport et de distribution d'électricité et de services à la clientèle. L'électricité générée par Hydro-Québec provient à plus de 99 % de sources renouvelables. L'IREQ a assuré la coordination des activités du projet.

Le projet a fait appel à trois partenaires académiques financés par le promoteur et d'autres sources gouvernementales : l'Institut national de la recherche scientifique – centre Eau Terre Environnement (INRS-ETE), l'Université Laval, et le Centre national en électrochimie et technologies environnementales du Collège de Shawinigan (CNETE).

L'institut national de la recherche scientifique a mis son expertise au service du projet pour réaliser les développements relatifs à la géologie et à la géophysique requis pour l'identification des ressources. D'abord les professeurs Michel Malo et Jasmin Raymond ont mené un projet intitulé *Potentiel de la géothermie profonde au Québec*, dans le cadre du programme Initiatives stratégiques pour l'innovation du Fonds de recherche du Québec – Nature et technologies (FQRNT). Le projet a débuté le 13 avril 2013 et s'est terminé le 30 avril 2016. Ensuite, le professeur Bernard Giroux mène un projet intitulé *Exploration des ressources géothermiques profondes au Québec*, dans le cadre du programme de recherche en développement collaboratif (RDC) du

Conseil de recherches en sciences naturelles et en génie du Canada (CRSNG). Ce projet a débuté le 10 mars 2014 et il se terminera le 31 octobre 2017.

L'Université Laval apporte au projet son expertise en technologies de conversion chaleur-électricité et en hydrogéologie. Les professeurs Louis Gosselin et François Mathieu-Potvin mènent le projet *INGÉOPRO : Développement de modèles avancés pour l'ingénierie de la production de la puissance à partir de la géothermie profonde*, dans le cadre du programme de recherche en développement collaboratif (RDC) du CRSNG. Ce projet a débuté le 1<sup>er</sup> avril 2015 et la fin prévue est le 31 mars 2017.

Enfin, le Centre National en électrochimie et technologies environnementales du Collège de Shawinigan (CNETE) couvre le traitement des effluents liquides associé à la géothermie profonde. Le chercheur Mohamed Rahni mène un projet intitulé *Optimisation des procédés de coagulation et de filtration par membrane pour le traitement des eaux des centrales de géothermie profonde*, dans le cadre du programme de recherche et développement appliqué niveau 2 (RDA2) du CRSNG. Ce projet a débuté le 1<sup>er</sup> septembre 2015 et la fin prévue est le 31 août 2017. Étant donné le départ tardif de ce projet, seule la proposition du projet et un rapport d'avancement sont présentés dans ce rapport (Annexe A).

### **Note sur l'organisation du rapport**

Les chapitres qui suivent ont été divisés en fonction des travaux menés par les partenaires du projet, dont le rôle correspond également à une suite logique. Le chapitre 2 concerne des travaux menés au sein de l'institut de recherche d'Hydro-Québec, le chapitre 3 concerne les travaux menés à l'INRS dans le cadre du projet ISI, le chapitre 4 concerne des travaux menés par l'équipe de l'INRS dans le cadre du projet de RDC et le chapitre 5, ceux de l'université Laval dans le cadre du projet Ingéopro (projet RDC). Le lien entre l'énoncé des travaux et ces chapitres est fait dans la sous-section suivante.

## **1.4 Énoncé des travaux**

Les travaux menés dans le cadre de ce projet visent à combler le manque actuel de connaissances liées, notamment :

- À l'évaluation du potentiel de la ressource géothermique au Québec et dans l'est du Canada à des fins de production d'électricité. Actuellement, seulement l'ouest du Canada possède des données de qualité sur le sujet ;

- À l'identification et la caractérisation de sites propices à la géothermie profonde ;
- À la compréhension de la conception, de l'évolution et des caractéristiques des réservoirs géothermiques stimulés de basse température (de 85 à 150 °C) ;
- À la performance de technologies de production électrique exploitant ces réservoirs basse température et aux conditions climatiques de l'est du Canada ;
- Aux conditions d'intégration au réseau électrique basse tension d'un grand nombre de centrales géothermiques d'une puissance de quelques mégawatts (MW) ;
- À l'identification et à la mitigation des impacts sur l'environnement et sur les communautés associées à l'exploitation de la technologie ;
- Aux coûts associés à cette nouvelle filière de production d'électricité considérant des stratégies adaptées aux contextes géologiques et socio-économiques de l'est du Canada.

#### 1.4.1 Activités

Le Projet a été divisé en quatre phases principales dans lesquelles les partenaires ont été impliqués en fonction de leur expertise :

- L'évaluation du potentiel géothermique au Québec
- La caractérisation des sites géothermiques
- La maîtrise des technologies
- L'intégration de la géothermie profonde

Pour chacune de ces phases, une liste d'activités a été élaborée lors de la définition du projet. Le

Tableau 1-1 reprend cette liste et fait le lien avec les travaux présentés dans ce rapport.

Tableau 1-1 : Activités anticipées dans l'énoncé des travaux

Phase 1. Évaluation du potentiel géothermique au Québec	
Activité 1.1 - Réalisation d'une banque de données élargie incluant des paramètres géophysiques, hydrogéologiques et thermiques	Chapitre 3.2 : Volet 1: Géologie, géophysique et géothermie : évaluation des ressources géothermiques (page 51) Chapitre 3.3 : Volet 2: Conception et ingénierie des réservoirs : design des sites d'exploitation géothermique (page 65) Chapitre 4 : Exploration des ressources géothermiques profondes au Québec (INRS - RDC) (page 79)
Activité 1.2 - Cartographie détaillée du territoire (flux et températures)	Chapitre 2.2 : Potentiel de la géothermie profonde dans l'est du Canada (page 14)

jusqu'à 10 km de profondeur	Chapitre 3.2 : Volet 1 : Géologie, géophysique et géothermie : évaluation des ressources géothermiques (page 51)
Activité 1.3 - Recherche d'un site potentiel pour la démonstration de la géothermie profonde	Chapitre 2.7 : Grille de sélection des sites géothermique (page 38)
<b>Phase 2 - Caractérisation des sites géothermiques</b>	
Activité 2.1 - Mise à jour des travaux R&D géologiques, géophysiques et hydrologiques	Chapitre 4 : Exploration des ressources géothermiques profondes au Québec (INRS - RDC) (page 79)
Activité 2.2 - Évaluation et développement d'outils de modélisation pour la création et l'exploitation d'un réservoir géothermique	Chapitre 2.5 : Simulation et analyse des performances des systèmes géothermiques stimulés pour la production d'électricité au Québec (page 27)  Chapitre 3.3 : Volet 2 : Conception et ingénierie des réservoirs : design des sites d'exploitation géothermique (page 65)  Chapitre 5.3 : Volet B : Modélisation conceptuelle de la fracturation hydraulique pour la géothermie profonde (page 129)
Activité 2.3 - Études sur la géologie, la géophysique et la hydrogéologie du site identifié	L'étude des températures et les conditions lithologiques n'a pas mené à la sélection d'un site ciblé pour un projet pilote d'envergure à court terme. Les activités liées à la caractérisation géophysique ont porté sur l'exploration des ressources sur une échelle régionale et provinciale, tels que présentés dans : Chapitre 4 : Exploration des ressources géothermiques profondes au Québec (INRS - RDC) (page 79)
Activité 2.4 - Mesures sur le terrain à partir de la surface. Levés géologiques et caractérisation géophysique du réservoir profond identifié	Voir note Activité 2.3  Des mesures terrain ont toutefois été effectuées, voir Chapitre 4.2 : Volet A : profondeur de Curie (page 81)
Activité 2.5 - Modélisation géologique et hydrogéologie du site potentiel	Voir note Activité 2.3  Chapitre 3.2 : Volet 1 : Géologie, géophysique et géothermie : évaluation des ressources géothermiques (page 51)  Chapitre 4.4 : Volet C : Structure du socle par inversion gravimétrique et magnétique conjointe (page 112)
<b>Phase 3 - Maîtrise des technologies</b>	
Activité 3.1 - Mise à jour des travaux R&D sur les technologies conventionnelles de conversion chaleur-électricité	Chapitre 2.3 : Avancements technologiques (page 22)  Chapitre 5.2 : Volet A : Modélisation de centrales géothermiques et stratégies d'optimisation (page 120)
Activité 3.2 - Optimisation des cycles, incluant la recherche de	Chapitre 2.3 : Avancements technologiques (page 22)  Chapitre 2.5 : Simulation et analyse des performances des

nouveaux fluides moteurs, de caloporteurs et de méthodes de refroidissement	<p>systèmes géothermiques stimulés pour la production d'électricité au Québec (page 27)</p> <p>Chapitre 5.2 : Volet A : Modélisation de centrales géothermiques et stratégies d'optimisation (page 120)</p>
Activité 3.3 - Traitements environnementaux des boues de forage, des eaux et des fluides caloporteurs en climat froid	<p>Chapitre 2.4 : Aspects légaux et impacts socio-environnementaux (page 24)</p> <p>Annexe A (page 149)</p>
Activité 3.4 - Suivi des autres initiatives au pays et partout à travers le monde. Échanges et rencontres	<p>Chapitre 2.3 : Avancements technologiques (page 22)</p> <p>La section <i>Historique et équipe de travail</i> de chaque chapitre présente les communications effectuées illustrant les échanges.</p>
Activité 3.5 - Conception et ingénierie des réservoirs géothermiques profonds	<p>Chapitre 2.5 : Simulation et analyse des performances des systèmes géothermiques stimulés pour la production d'électricité au Québec (page 27)</p> <p>Chapitre 3.3 : Volet 2 : Conception et ingénierie des réservoirs : design des sites d'exploitation géothermique (page 65)</p>
Activité 3.6 - Simulation de l'exploitation des réservoirs géothermiques profonds	<p>Chapitre 2.5 : Simulation et analyse des performances des systèmes géothermiques stimulés pour la production d'électricité au Québec (page 27)</p> <p>Chapitre 3.3 : Volet 2 : Conception et ingénierie des réservoirs : design des sites d'exploitation géothermique (page 65)</p> <p>Chapitre 5.3 : Volet B : Modélisation conceptuelle de la fracturation hydraulique pour la géothermie profonde (page 129)</p>
<b>Phase 4 - Intégration de la géothermie profonde</b>	
Activité 4.1 - Outils d'intégration au réseau électrique. Simulations de l'intégration au réseau électrique, en particulier aux réseaux moyenne et basse tension	<p>Chapitre 2.6 : Interconnexion de la géothermie profonde sur réseau électrique (page 37)</p>
Activité 4.2 - Évaluation des impacts de la géothermie profonde sur les communautés. Évaluation des risques techniques et environnementaux	<p>Chapitre 2.4 : Aspects légaux et impacts socio-environnementaux (page 24)</p> <p>Chapitre 3.4 : Volet 3 : Aspects sociaux et environnementaux : droits, acceptabilité et risques environnementaux (page 70)</p>
Activité 4.3 - Revue des lois et des règlements au niveau local et national	<p>Chapitre 2.4 : Aspects légaux et impacts socio-environnementaux (page 24)</p> <p>Chapitre 3.4 : Volet 3 : Aspects sociaux et environnementaux : droits, acceptabilité et risques</p>

	environnementaux (page 70)
Activité 4.4 - Cahier de charges du projet pilote expérimental. Estimation des coûts du projet pilote	Nos recommandations ne vont pas dans le sens d'un projet pilote d'envergure pour la production d'électricité à court terme. À titre indicatif une analyse d'opportunité, détaillée dans le Chapitre 2.5 : Simulation et analyse des performances des systèmes géothermiques stimulés pour la production d'électricité au Québec (page 27), donne une estimée des coûts et des risques liés à la performance de la filière. Voir également le Chapitre 2.8 : Estimation des coûts pour un premier projet pilote (page 45)

### 1.4.2 Résultats anticipés

Les principaux résultats anticipés initialement dans l'énoncé des travaux sont présentés dans le Tableau 1-2. Les chapitres où ces résultats sont consignés y sont indiqués.

**Tableau 1-2 : Résultats anticipés dans l'énoncé des travaux**

Résultats anticipé	
1. Cartographie régionale complète des ressources géothermiques du Québec et de l'est du Canada	Chapitre 2.2 : Potentiel de la géothermie profonde dans l'est du Canada (page 14)  Chapitre 3.2 : Volet 1 : Géologie, géophysique et géothermie : évaluation des ressources géothermiques (page 51)
2. Outils d'analyse pour l'identification de sites potentiels	Chapitre 2.7 : Grille de sélection des sites géothermique (page 38)
3. Identification et caractérisation géophysique d'un site potentiel pour un projet pilote	Chapitre 2.7 : Grille de sélection des sites géothermique (page 38)  Caractérisation géophysique détaillée non effectuée.
4. Outils de modélisation des réservoirs géothermiques permettant de prévoir leur dynamique, leur performance et leur vieillissement	Chapitre 2.5 : Simulation et analyse des performances des systèmes géothermiques stimulés pour la production d'électricité au Québec (page 27)
5. Évaluation technico-économique des modes de production d'électricité géothermique	Chapitre 2.5 : Simulation et analyse des performances des systèmes géothermiques stimulés pour la production d'électricité au Québec (page 27)
6. Évaluation des impacts environnementaux de la production d'électricité géothermique	Chapitre 2.4 : Aspects légaux et impacts socio-environnementaux (page 24)  Chapitre 3.4 : Volet 3 : Aspects sociaux et environnementaux : droits, acceptabilité et risques environnementaux (page 70)
7. Analyse des paramètres permettant d'intégrer ce mode de production électrique aux réseaux	Chapitre 2.6 : Interconnexion de la géothermie profonde sur réseau électrique (page 37)

Résultats anticipé	
de distribution d'électricité	
8. Formation de personnel hautement qualifié ayant les compétences requises pour supporter le développement de cette filière	Voir section <i>Historique et équipe de travail</i> de chaque chapitre.
9. Première étude du cadre réglementaire s'appliquant à ce mode de production	Chapitre 2.4 : Aspects légaux et impacts socio-environnementaux (page 24) Chapitre 3.4 : Volet 3 : Aspects sociaux et environnementaux : droits, acceptabilité et risques environnementaux (page 70)
10. Première évaluation des enjeux sociaux rattachés à cette filière	Chapitre 3.4 : Volet 3 : Aspects sociaux et environnementaux : droits, acceptabilité et risques environnementaux (page 70)
11. Définition d'un projet pilote expérimental	Nos recommandations ne vont pas dans le sens d'un projet pilote d'envergure pour la production d'électricité à court terme. Voir le Chapitre 2.8 : Estimation des coûts pour un premier projet pilote (page 45)

### 1.4.3 Écarts par rapport au travail prévu

Étant donné des contraintes organisationnelles (approbation des projets, recrutement d'étudiants, contraintes académiques, délais pour la publication, etc.) et l'évolution du projet en fonction des résultats obtenus, certaines activités sont en cours et n'étaient pas complétées au niveau prévu au moment de rédiger ce rapport. La date de fin des projets de certains partenaires s'étend jusqu'en 2017. La rédaction de plusieurs publications scientifiques est prévue ou en cours.

Les rapports de suivi, qui seront fournis annuellement par le promoteur, feront état des travaux qui n'avaient pas été complétés au moment d'écrire ce rapport.

Les températures et les conditions lithologiques répertoriées dans les travaux effectués pour la cartographie détaillée du territoire (flux et températures) avec les données disponibles actuellement n'ont pas été jugées suffisamment favorables pour sélectionner un site pour un projet pilote d'envergure à court terme. Différents sites potentiels propices ont été comparés et analysés. Les calculs technico-économiques préliminaires ne laissent pas présager des perspectives de coûts intéressants pour la production d'électricité dans les régions identifiées aux profondeurs facilement accessibles actuellement. Les activités liées à la caractérisation géophysique n'ont pas ciblé un site en particulier et ont porté au niveau de l'exploration des ressources sur une échelle régionale et provinciale (données aéro-magnétiques, sources radiogéniques) afin de mieux contraindre les modèles thermiques et mieux identifier les régions d'anomalies.

La « définition d'un projet pilote expérimental » n'a pas été incluse dans ce rapport étant donné que nos recommandations ne vont pas dans le sens d'un projet pilote d'envergure dans une perspective de production d'électricité à court terme. Une évaluation des coûts d'un tel projet est toutefois présentée au Chapitre 2.8 : Estimation des coûts pour un premier projet pilote (page 57).

## 1.5 Tableau des coûts du projet

Ressources Naturelles Canada, par l'entremise de son Initiative écoÉnergie sur l'Innovation, a contribué de façon significative au financement du projet dont fait l'objet ce rapport. Le Tableau 1-3 présente les coûts globaux du projet entre le 1<sup>er</sup> avril 2013 et le 31 décembre 2016. Les trimestres correspondent aux années financières gouvernementales et donc couvrent des périodes entre le 1<sup>er</sup> avril d'une année calendrier au 31 mars de la prochaine année calendrier. Les dépenses, par nature des coûts, sont présentées selon les catégories « Admissibles » ou « Non-admissibles » afin de refléter les portions qui ont mené à une contribution (ou non) de l'initiative EIN du gouvernement fédéral.

**Tableau 1-3 : Dépenses par nature des coûts pour le projet *Intégration de la géothermie profonde dans le portefeuille énergétique canadien***

Flux de trésorerie par nature des coûts														
EN COURS (1 000 \$)														
Nature des coûts	2013-2014			2014-2015			2015-2016			2016-2017			TOTAL	
	1er-3e trim.	4e trim.	TOTAL	1er-2e trim.	3e trim.	4e trim.	TOTAL	1er-2e trim.	3e trim.	4e trim.	TOTAL	Trim 1-3		TOTAL
<b>Dépenses Admissibles (TOTAL)</b>	<b>364,5</b>	<b>368,9</b>	<b>733,368</b>	<b>352,8</b>	<b>125,3</b>	<b>190,9</b>	<b>668,947</b>	<b>532,2</b>	<b>327,7</b>	<b>271,3</b>	<b>1 131,2</b>	<b>258,6</b>	<b>258,6</b>	<b>2 792,0</b>
SALAIRES + AVANTAGES SOCIAUX	136,1	112,0	248,060	126,0	64,1	57,6	247,821	108,0	80,6	86,4	274,9	32,6	32,6	803,4
CÔÛTS INDIRECTS*	20,4	16,8	37,209	18,9	9,6	8,6	37,173	16,2	12,1	13,0	41,2	4,9	4,9	120,5
SERVICES PROFESSIONNELS, SCIENTIFIQUES ET DE PASSATION DE MARCHÉS (NRS, UL, CNETE, autres contrats)	200,0	238,9	438,871	202,4	35,0	123,0	360,400	402,7	234,7	172,0	809,3	220,6	220,6	1 829,1
DÉPLACEMENTS, Y COMPRIS REPAS ET HÉBERGEMENT	7,1	1,3	8,358	4,8	3,2	1,6	9,588	4,5	0,3		4,8	0,6	0,6	23,3
SERVICES D'IMPRESSION				0,7			0,670	0,9			0,9			1,6
ÉQUIPEMENT ET PRODUITS						13,3								13,3
Fournitures et matériel pour le travail en laboratoire et sur le terrain	0,9		0,870											0,9
<b>Dépenses non-admissibles à la contribution EIN</b>	<b>173,3</b>	<b>133,1</b>	<b>306,456</b>	<b>133,9</b>	<b>67,8</b>	<b>49,4</b>	<b>251,224</b>	<b>96,7</b>	<b>80,4</b>	<b>74,5</b>	<b>251,6</b>	<b>29,1</b>	<b>29,1</b>	<b>838,4</b>
Dépenses HQ liés aux tarifs horaires à coûts complets	173,3	133,1	306,456	133,9	67,8	49,4	251,224	96,7	80,4	74,5	251,6	29,1	29,1	838,4
<b>Total Des Coûts De Projet</b>	<b>537,8</b>	<b>502,0</b>	<b>1 039,825</b>	<b>486,7</b>	<b>193,1</b>	<b>240,3</b>	<b>920,172</b>	<b>628,9</b>	<b>408,1</b>	<b>345,8</b>	<b>1 382,8</b>	<b>287,6</b>	<b>287,6</b>	<b>3 630,4</b>
<b>Part d l'initiative EIN</b>	<b>140,1</b>	<b>126,9</b>	<b>267,000</b>	<b>212,8</b>	<b>54,2</b>	<b>0,0</b>	<b>267,0</b>	<b>138,5</b>	<b>93,0</b>	<b>33,6</b>	<b>266,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>800,0</b>

Le Tableau 1-4 présente un résumé des contributions et des sources de financement pour le projet par année financière gouvernementale.

**Tableau 1-4 : Financement du projet *Intégration de la géothermie profonde dans le portefeuille énergétique canadien***

Contributions de financement au projet 'Intégration de la géothermie profonde dans le portefeuille énergétique canadien'					
(\$)	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	TOTAL
<b>CONTRIBUTIONS EN ESPÈCES</b>					
Hydro-Québec	573 175	455 172	857 305	67 070	1 952 722
<b>Total des contributions en espèces du secteur privé</b>	573 175	455 172	857 305	67 070	1 952 722
<b>Gouvernements et financement gouvernemental au milieu universitaire</b>					
<b>écoEIN</b>	267 000	267 000	266 000	0	800 000
Conseil de recherches en sciences naturelles et en génie => Institut national de la recherche scientifique	99 650	98 000		61 050	258 700
Le Fonds de la recherche du Québec – Nature et technologies => Institut national de la recherche scientifique	100 000	100 000	100 000		300 000
Conseil de recherches en sciences naturelles et en génie => Université Laval			84 500	84 500	169 000
Conseil de recherches en sciences naturelles et en génie => Centre National en Électrochimie et en Technologies Environnementales			75 000	75 000	150 000
<b>Total des contributions en espèces des gouvernements</b>	466 650	465 000	525 500	220 550	1 677 700
<b>TOTAL DES CONTRIBUTIONS</b>	<b>1 039 825</b>	<b>920 172</b>	<b>1 382 805</b>	<b>287 620</b>	<b>3 630 422</b>

## 1.6 Références du chapitre 1

Tester, J.W., et al., (2006), The future of geothermal energy, Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, Massachusetts, 372 p. disponible sur le site Web suivant: [www1.eere.energy.gov/geothermal/pdfs/future\\_geo\\_energy.pdf](http://www1.eere.energy.gov/geothermal/pdfs/future_geo_energy.pdf)

## Chapitre 2 : Production d'électricité par la géothermie profonde au Québec et dans l'est du Canada (Hydro-Québec)

---

### 2.1 Introduction

#### 2.1.1 Description du système et de ses applications

Le concept de la géothermie profonde repose sur l'extraction de chaleur de réservoirs profonds, par l'intermédiaire d'eau surchauffée ou de vapeur, pour sa valorisation dans une centrale pour produire de l'électricité. Dans le cas de géothermie hydrothermale conventionnelle, de la chaleur, un fluide et un environnement géologique perméable sont présents naturellement. Bien qu'il soit possible que ces systèmes soient présents au Québec, le développement de cette filière reposera probablement davantage sur la géothermie profonde stimulée (connue en anglais sous le nom de Enhanced geothermal system, EGS) étant donnée la faible perméabilité des formations recensées jusqu'à présent. Dans un EGS, on crée d'abord un réservoir géothermique par stimulation ou fracturation hydraulique de roches profondes des bassins sédimentaires ou des socles granitiques fracturés. Pour ce faire, de l'eau est injectée par un puits à grande pression et débit élevé dans les roches profondes ayant au début une perméabilité relativement réduite. Ces roches seront ainsi artificiellement fracturées afin d'en augmenter la perméabilité, qui est la propriété d'un sol à se laisser traverser par l'eau. Par la suite, lors de l'opération de la centrale géothermique, de l'eau relativement froide (aux environs de 50 °C) est injectée par un ou des puits d'injection. En circulant dans les fissures des roches chaudes, l'eau se réchauffe et remonte ensuite vers la surface par un ou plusieurs puits de production. Une fois la chaleur extraite pour produire de l'électricité et/ou du chauffage industriel ou urbain, l'eau est réinjectée dans le sous-sol, aux mêmes profondeurs, et le cycle recommence. Cette technologie est toujours à l'état expérimental et/ou de démonstration. La Figure 2-1 illustre un système géothermique stimulé (EGS).

Aux températures étudiées (85 °C à 200 °C), la production d'électricité est faite à l'aide d'une centrale reposant sur un cycle binaire. Le terme binaire réfère à deux fluides : le fluide géothermique et le fluide de travail. La Figure 2-2 présente un schéma simplifié d'un exemple de cycle binaire avec cycle Rankine organique (*Organic Rankine Cycle, ORC*). Dans ce cycle, le fluide géothermique puisé transmet sa chaleur à un second fluide, le fluide de travail, en circulant dans des échangeurs de chaleur (préchauffeur et évaporateur). Le fluide de travail ainsi évaporé produira de l'électricité en circulant à travers une turbine. Une fois sa chaleur transmise, le fluide géothermique est ensuite entièrement réinjecté dans le ou les puits d'injection. Il est également possible de valoriser la chaleur résiduelle du fluide géothermique dans des applications de chauffage urbain avant de procéder à la réinjection.

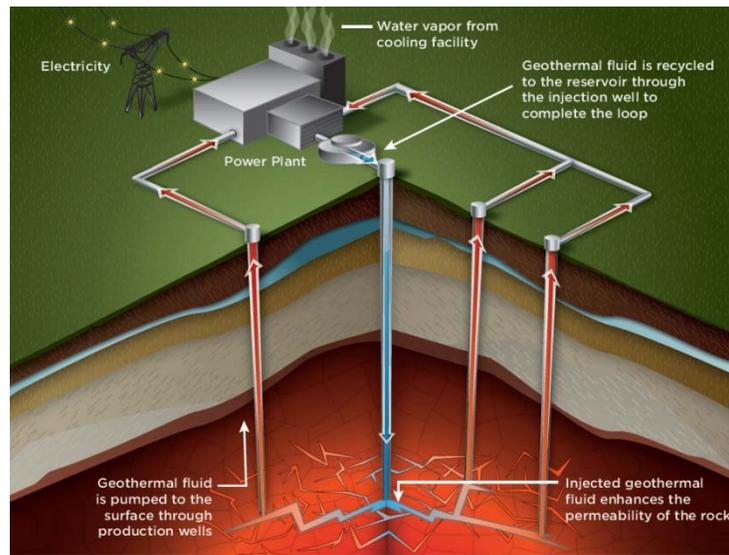


Figure 2-1 : Système de géothermie stimulé (EGS) (Source : DOE, 2015)

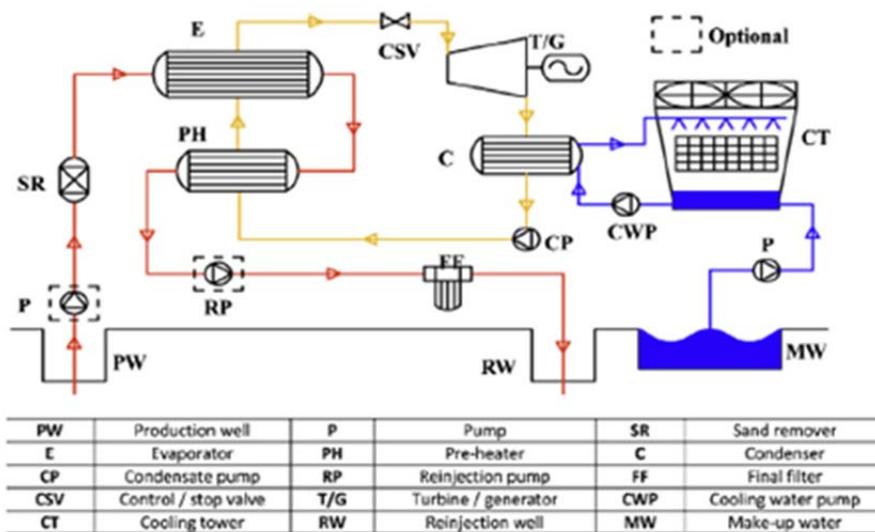


Figure 2-2 : Cycle binaire simplifié d'une centrale géothermique (Source Zarouk et al, 2014)

### 2.1.2 Avantages

Les systèmes géothermiques EGS présentent plusieurs avantages. Ceux-ci peuvent être installés n'importe où, à la condition de creuser assez profond pour atteindre les températures désirées. Une fois identifiée, la source de chaleur est disponible 24 heures par jour et le système peut être en fonction 95 % du temps, ce qui est comparable avec les centrales nucléaires. Le système ne

requiert aucun stockage ou appoint de chaleur. La quantité d'énergie disponible est immense et pourrait subvenir aux besoins de l'humanité en remplaçant le pétrole, le gaz naturel et le charbon d'ici 50 à 100 ans. Un réservoir géothermique EGS en exploitation pendant 30 ans pourrait être en bonne partie rétabli après 50, voire 100 ans de repos, pouvant par la suite être exploité de nouveau.

En considérant le cycle de vie complet, les impacts sur l'environnement seraient moins importants que ceux des centrales à combustibles fossiles ou nucléaires. Les centrales géothermiques EGS utilisent relativement peu d'eau fraîche. Dans un système EGS, étant donné que l'eau ne vient pas directement du sol mais est plutôt injectée de la surface, les problèmes d'impacts environnementaux sont minimisés vu le temps de résidence relativement court. De plus, l'eau peut être filtrée à la surface et peut, éventuellement, être remplacée en partie lorsqu'elle circule depuis longtemps. À production équivalente à ceux des systèmes solaires, éoliens ou à biomasse, les installations en surface des systèmes géothermiques EGS sont beaucoup plus compactes, de sorte que le besoin de terrain est minimum. Les installations géothermiques ne nécessitent pas de traitement particulier de la source d'énergie, comme c'est le cas pour le raffinage du pétrole ou l'enrichissement des matériaux radioactifs. Étant localisées directement au-dessus des sources de chaleur, elles n'exigent pas non plus de transformer ou de transporter du combustible sur de grandes distances, ce qui peut générer des problèmes environnementaux comme des déversements pétroliers. La production d'électricité avec la géothermie peut améliorer au cours des prochaines décennies la sécurité énergétique nationale de plusieurs pays, incluant le Canada, en compensant la consommation de gaz naturel et de mazout pour la production d'énergie électrique. La géothermie contribuera à la diversification des ressources d'énergie renouvelables et à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. La réalisation de projets géothermiques EGS implique aussi la création d'emplois. Selon les prédictions américaines, chaque MW électrique additionnel de capacité de production installée créerait 1,7 emplois à temps plein. Les nouvelles centrales géothermiques EGS apporteraient également des revenus en taxes et royautés additionnels à tous les niveaux administratifs des états, et la stabilité des prix de la ressource géothermique (chaleur des roches profondes) est assurée à long terme. Enfin, une fois rendue à la maturité technologique, les coûts de production des systèmes EGS seront de plus en plus compétitifs avec ceux des méthodes traditionnelles de production d'énergie électrique.

L'objectif du présent projet a été de documenter un nouveau moyen d'approvisionnement en électricité et en chaleur à partir de sources de chaleur géothermiques profondes. Même si le développement de la géothermie profonde stimulée permet d'envisager de développer la filière géothermique pratiquement partout, l'implantation d'une filière profitable au Québec et dans l'est du Canada repose sur l'évaluation des ressources et la caractérisation de sites géothermiques, la

maîtrise des technologies et une intégration qui respecte le cadre légal minimise les impacts et qui soit acceptable par les communautés.

## **2.2 Potentiel de la géothermie profonde dans l'est du Canada**

### **2.2.1 Contexte**

Le projet « écoÉnergie » a permis à Hydro-Québec de réaliser des études structurées sur le potentiel d'exploitation de la géothermie profonde afin d'intégrer à long terme cette filière énergétique dans le portefeuille énergétique du Québec et de l'est du Canada (Minea 2014a, 2014b ; Raymond, Malo, Minea, Giroux, 2014). Les travaux présentés de cette section s'inscrivent dans l'Activité 1.2 - *Cartographie détaillée du territoire (flux et températures) jusqu'à 10 km de profondeur*.

Les études réalisées ont identifié la géothermie profonde comme une potentielle future source d'énergie électrique et thermique abondante, propre et renouvelable. Ces études ont démontré que les régions les plus favorables à l'utilisation à moyen et long termes de l'énergie géothermique profonde pour la production combinée d'énergie électrique et thermique se retrouveraient au sud-est du Canada, plus précisément le long de la vallée du fleuve Saint-Laurent, soit dans les régions les plus peuplées et les mieux équipées en lignes de transport électriques (Majorowicz et Minea, 2012 ; Bédard, Raymond, Malo, Konstantinovskaya, Minea, 2014).

Dans le passé, une attention spéciale a été accordée au potentiel de l'énergie géothermique hydrothermale existant dans le Bassin Sédimentaire de l'Ouest Canadien. Dans la ceinture volcanique MEAGER Creek de la Colombie Britannique, des températures de jusqu'à 200 °C ont été rapportées à des profondeurs relativement faibles. Récemment, le potentiel de la géothermie profonde a été analysé en Alberta. Les zones propices aux systèmes géothermiques hydrothermaux sont cependant relativement rares dans l'est du Canada, comme sur une très grande partie de la planète. Par contre, les réservoirs géothermiques composés de roches chaudes et sèches sont présents sur toute la surface de la Terre et exploitable avec la technologie EGS. Cette dernière vise l'exploitation de sources de chaleur à des températures élevées, généralement >120 °C (préférentiellement, >150 °C) dans des zones souterraines profondes, afin de produire de l'électricité.

### **2.2.2 Objectif**

L'objectif de cette activité a été de déterminer les régions les plus favorables et d'évaluer leur potentiel de production au Québec et dans l'est du Canada.

### 2.2.3 Historique et équipe de travail

Débuté avant le démarrage officiel du projet, ces activités ont principalement été réalisées entre 2013 et 2015.

Équipe de travail : Vasile Minea (chercheur IREQ et chargé du projet) et Jacek Majorowicz (Northern Geothermal)

#### Articles scientifiques

Majorowicz, J., Minea, V. 2013a. Geothermal anomalies in the Gaspésie Peninsula and Madeleine Islands, Québec, Geothermal Resource Council (GRC) Annual Meeting, Las Vegas (Nevada), GRC Transactions, Vol. 37:295-300.

Raymond, J., Malo, M., Minea, V., Giroux, B. 2014. A great start for geothermal research in Eastern Canada. Canadian Geothermal Research Council Reviews, Issue 6, Spring, 4 p.

Bédard, K., Raymond J., Malo M., Konstantinovskaya E., Minea V. 2014. St. Lawrence lowlands bottom-hole temperature: various correction methods, Geothermal Resource Council (GRC2014) Annual Meeting, Portland (Oregon), GRC Transactions, Vol. 38.

Majorowicz, J., Minea, V. 2015a. Geological, Economical and Environmental Assessment of Combined Geothermal Power and Heat Generation in Québec, Canada, Proceedings World Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia, 19-25 April.

Majorowicz, J. A., Minea, V. 2015b. Shallow and Deep Geothermal Energy Potential in Low Heat Flow, Cold Climate Environment in Northern Québec, Canada: Case Study. Environmental Earth Sciences; DOI: 10.1007/s12665-015-4533-1.

Majorowicz, J. A., Minea, V. 2015c. Geothermal Energy Potential in Low Enthalpy Areas as a Future Energy Resource: Identifying Feasible Targets, Quebec, Canada, Study Case, *Resources* 4(3), 524-547; DOI:10.3390/resources4030524.

#### Rapports

Majorowicz, J. A., Minea, V. 2013b. Géothermie profonde – étape 5, volume 2 de 3 : Potentiel des sous-régions du Québec, Rapport Hydro-Québec LTE-RT-2013-0080

Minea, V. 2014a. Géothermie profonde – projet éco-Énergie - an 1, 4e rapport d'étape, rapport Hydro-Québec IREQ-2014-0078.

### Présentation (sans acte de conférence)

Minea, V. 2014b. Preliminary assessment of geothermal potential in Québec, Canada. Workshop, Institut National de la Recherche Scientifique (INRS), Québec, QC, May 1st, Québec city.

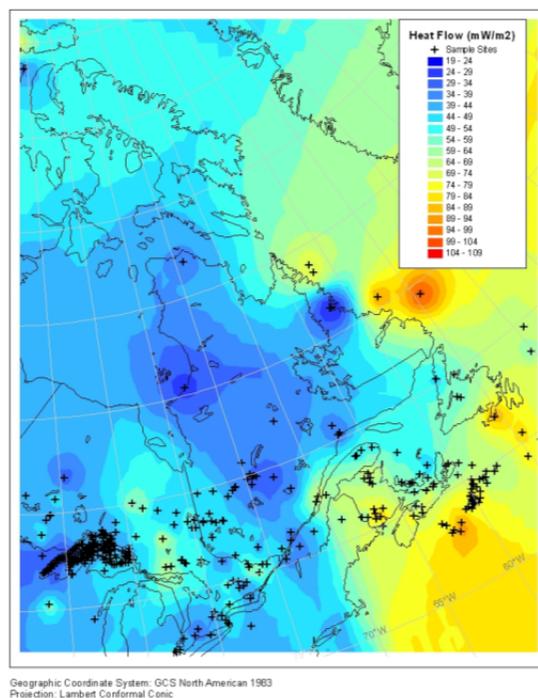
## **2.2.4 Méthodologie**

Afin de caractériser le potentiel de production au Québec et dans l'est du Canada, des cartes de flux thermiques et de températures à des profondeurs allant de 4 à 10 km ont été produites. Les températures profondes supérieures à 130 °C (préférentiellement, >150 °C) ont été considérées favorables pour la production d'électricité avec les technologies de conversion chaleur-électricité actuellement disponibles, tandis que le potentiel géothermique destiné au chauffage industriel et/ou urbain a été considéré favorable à des températures allant de 65 °C à 85 °C environ.

## **2.2.5 Résultats**

Dans l'est du Canada, la densité moyenne du flux de chaleur géothermique est inférieure à celle de l'ouest canadien. Cette situation s'explique par le fait qu'une grande partie de l'est du Canada, incluant le territoire du Québec, est située dans le bouclier canadien, plus « froid » du point de vue géothermique. Cependant, certaines sous-régions se trouvent dans des plates-formes sédimentaires, relativement plus chaudes et plus perméables (Majorowicz et Minea, 2012).

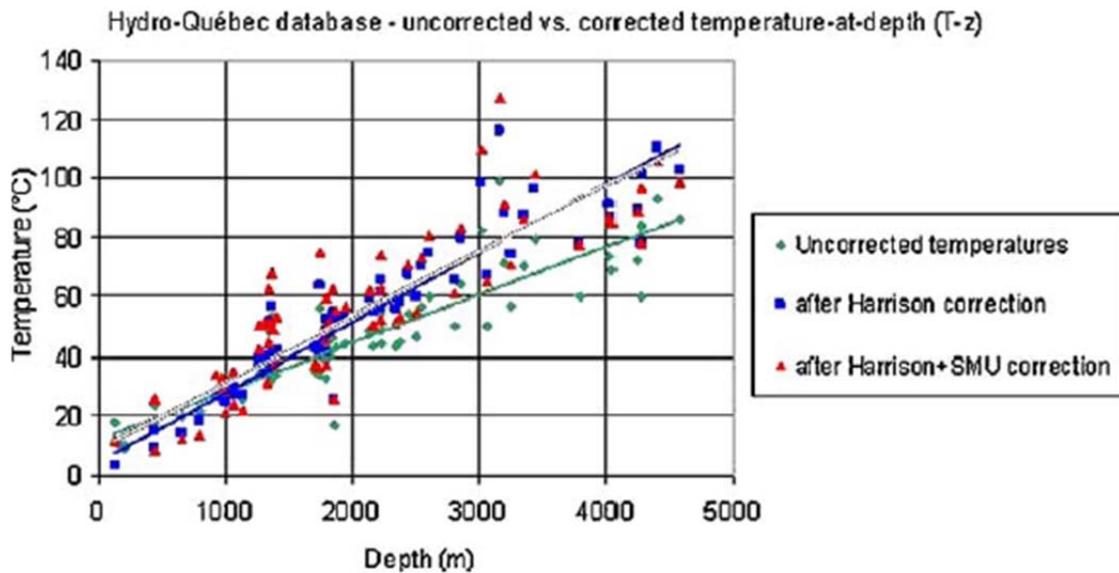
La Figure 2-3 indique les densités de flux thermique ( $10^{-3} \frac{W}{m^2}$ ), soit le produit entre la conductivité thermique du sol ( $\frac{W}{mK}$ ) et le gradient de température local ( $10^{-3} \frac{K}{m}$ ) au sud-est du Canada. On constate que le sud-est du Québec, incluant la vallée du fleuve Saint-Laurent et une partie de la Gaspésie, comporte des densités de flux de chaleur comparables à la moyenne canadienne.



**Figure 2-3 : Densités des flux de chaleur géothermiques selon SMU**

Cependant, la carte présentée à la Figure 2-3 contient trop peu de points de référence pour nous permettre de tirer une conclusion définitive sur cette base. C'est la raison pour laquelle il a fallu utiliser des informations additionnelles fournies par la base de données d'Hydro-Québec et du Ministère des Ressources Naturelles du Québec totalisant plus de 980 points provenant de forages pétroliers/gaziers et miniers réalisés dans le passé jusqu'à 4 400 m de profondeur. Ces forages ont fourni environ 25 000 températures, généralement mesurées aux fonds des forages. Les températures non-corrigées provenant des forages pétroliers/gaziers et miniers ont cependant été corrigées afin de déterminer les températures réelles existantes en conditions d'équilibre thermique.

La Figure 2-4 représente les températures non-corrigées, ainsi que les températures corrigées obtenues en appliquant deux méthodes bien connues, soit la correction Harrison et la correction combinée Harrison-SMU. On constate qu'avec la correction combinée Harrison – SMU, les températures réelles aux fonds des forages sont en réalité plus élevées que celles mesurées, et que le gradient géothermique moyen réel est d'environ 24 °C/km (Majorowicz et Minea, 2012).

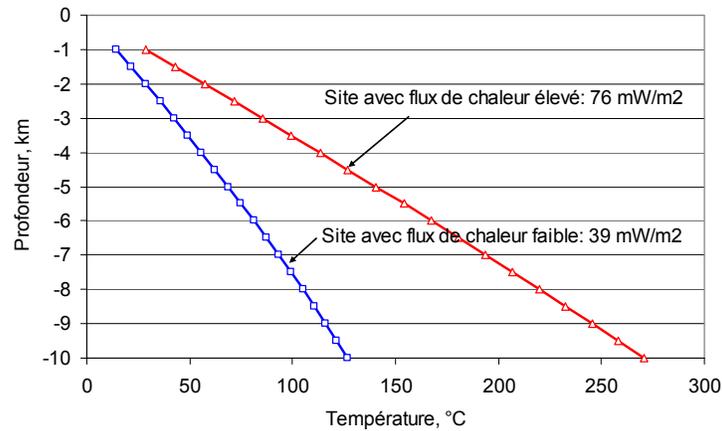


**Figure 2-4 : Comparaison des températures non-corrigées et corrigées**

La densité moyenne du flux de chaleur des 980 points situés sur le territoire analysé est de  $56,9 * 10^{-3} \frac{W}{m^2}$ , avec une déviation standard de  $\pm 17,4 * 10^{-3} \frac{W}{m^2}$ , valeur comparable avec celle du Canada ( $64 * 10^{-3} \frac{W}{m^2}$  avec une déviation standard de  $\pm 16 * 10^{-3} \frac{W}{m^2}$ ).

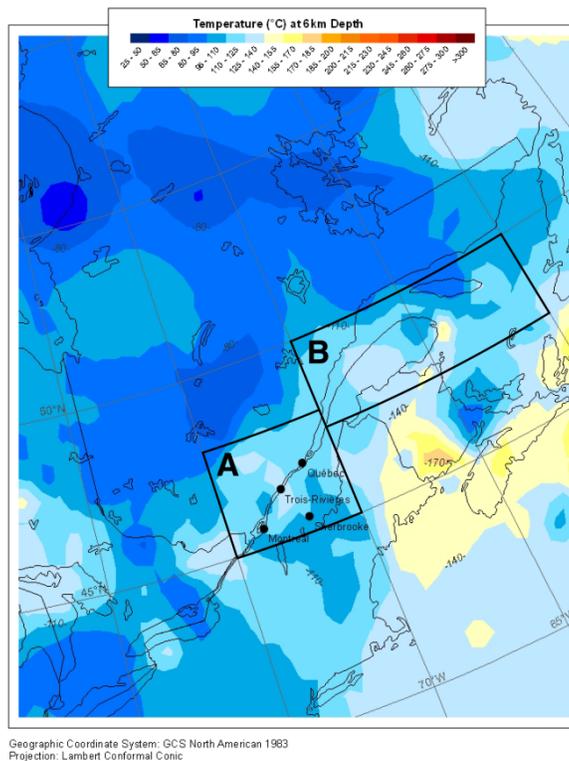
Au sud-est du Canada, notamment au sud-est du Québec (le long du fleuve St-Laurent), au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse, les densités du flux de chaleur géothermique semblent cependant plus élevées que la moyenne canadienne, ce qui constituerait un avantage pour l'exploitation à long terme de l'énergie géothermique profonde dans ces régions.

La figure 2.3 représente les températures du sol prédites à différentes profondeurs pour deux régions situées dans l'est du Canada selon deux hypothèses : densité de flux de chaleur faible ( $39 * 10^{-3} \frac{W}{m^2}$ ) et densité de flux de chaleur élevée ( $76 * 10^{-3} \frac{W}{m^2}$ ), respectivement.

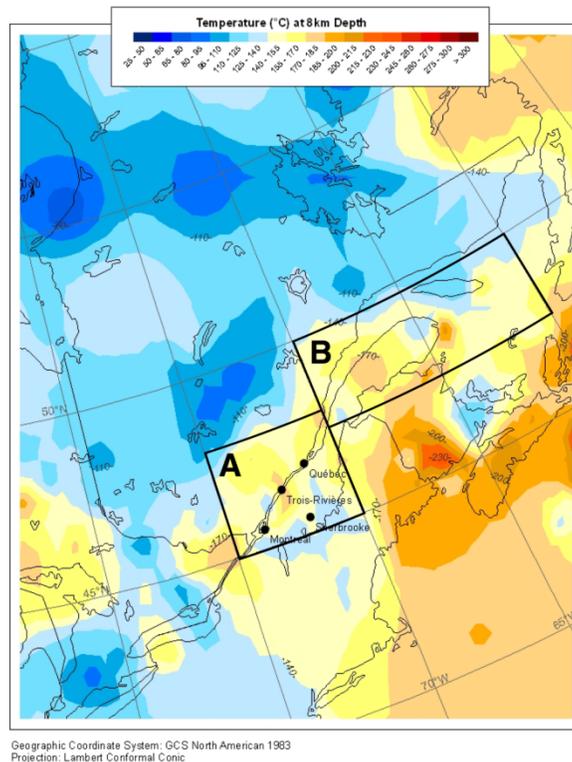


**Figure 2-5 : Prédiction des températures entre 1 et 10 km de profondeur pour deux sites avec des densités de flux de chaleur faible ( $39 \cdot 10^{-3} \frac{W}{m^2}$ ) et élevé ( $76 \cdot 10^{-3} \frac{W}{m^2}$ ), respectivement**

Finalement, les densités du flux de chaleur calculées ont été utilisées pour déterminer les températures à des profondeurs de 2 km, 4 km, 6 km, 8 km et 10 km. À titre d'exemples, les Figure 2-6 et Figure 2-7 montrent les températures prédites au sud-est du Canada à 6 km et 8 km de profondeur, respectivement.



**Figure 2-6 : Températures prédites au sud-est du Canada à 6 km de profondeur**



**Figure 2-7 : Températures prédites au sud-est du Canada à 8 km de profondeur**

### **Potentiel géothermique des sous-régions**

Le présent projet a permis à Hydro-Québec d'acquies des connaissances additionnelles sur les conditions thermiques et le potentiel géothermique de quelques sous-régions du Québec. Parmi celles-ci on retrouve, entre autres, la Mauricie, la Gaspésie, les Îles-de-la-Madeleine (Majorowicz et Minea, 2013a ; Majorowicz et Minea 2013b) et le Grand Nord (Majorowicz et Minea, 2015a, 2015b).

Dans la couche sédimentaire épaisse et profonde située à 40-60 km au sud-est de la ville de Trois-Rivières (en Mauricie), des températures >100 °C pourraient être atteintes à des profondeurs égales ou supérieures à 4,5 km. Cette possibilité est reliée aux densités de flux de chaleur relativement élevées des formations géologiques appartenant au Groupe de Potsdam constitué de roches cambriennes situées au-dessus du socle cristallin et métamorphique du Précambrien, principalement formé de granite.

Dans cette région, selon le degré d'optimisme, des forages à plus de 5 km de profondeur pourraient fournir des températures proches de 91 °C (optimisme minimum), de 118 °C (optimisme moyen) ou de 194 °C (optimisme maximum), suffisantes pour produire de l'énergie électrique. Si des forages plus profonds seraient réalisés dans le futur, par exemple, jusqu'à 3 km dans le socle cristallin au-dessous de la couche sédimentaire, des températures supérieures à 200°C pourraient être

disponibles, dans le cas le plus optimiste, à des profondeurs > 7 km et, dans le cas d'optimisme moyen, à des profondeurs > 9 km.

La modélisation des températures dans les roches très profondes du socle cristallin de la plateforme de la sous-région de Trois-Rivières a montré que l'extrapolation linéaire des températures avec la profondeur à partir des températures mesurées dans des puits de faibles profondeurs (< 2 km) pourrait surestimer les ressources géothermiques respectives ; ceci pourrait être expliqué par la diminution de la conductivité thermique, donc par l'augmentation du gradient de température à travers le socle granitique profond.

Par contre, dans le voisinage immédiat de la ville de Trois-Rivières, les températures des roches sédimentaires sont trop faibles (< 60 °C) pour la production d'électricité, mais pourraient éventuellement servir pour le chauffage direct urbain et/ou industriel (Minea et Majorowicz, 2012).

Enfin, l'étude préliminaire du potentiel géothermique de la péninsule de la Gaspésie et des Îles-de-la-Madeleine a montré des anomalies thermiques avec des gradients de température de maximum 27 °C/km, apparemment dues à la grande perméabilité et aux conductivités thermiques élevées des dômes de sels où des saumures liquides chaudes pourraient migrer en transportant la chaleur vers la surface. De plus, dans quelques endroits de la sous-région située au sud-est de Rimouski, des températures de 100 °C pourraient être atteintes à environ 2 km de profondeur.

## **2.2.6 Conclusion**

Les cartes des températures prédites à des profondeurs allant jusqu'à 10 km au sud-est du Canada démontrent l'existence de ressources géothermiques à des températures égales ou supérieures à 140 °C à des profondeurs d'au moins 6-7 km. La création et l'exploitation des réservoirs géothermiques profonds EGS est une technologie démontrée à des profondeurs semblables, mais pas totalement développée aujourd'hui. Cependant, la maîtrise de cette technologie donnerait à long terme l'accès à une source de production d'énergie électrique de base, propre, abondante et renouvelable.

Après l'utilisation de la chaleur géothermique pour la production d'énergie électrique, le fluide caloporteur pourrait être utilisé pour le chauffage industriel et/ou urbain, avant sa réinjection dans le réservoir souterrain.

## 2.3 Avancements technologiques

### 2.3.1 Contexte et objectifs

Le présent projet a permis d'acquérir des connaissances sur les avancements technologiques applicables à long terme, soit au niveau des technologies de forage, d'exploration et de stimulation des réservoirs, des cycles de conversion chaleur-électricité, des fluides moteurs et caloporteurs, du refroidissement des centrales géothermiques en climat froid, de la co-production d'électricité et de chaleur et de l'utilisation directe de l'énergie géothermique (Minea 2013; Majorowicz et Minea, 2015a). Ces travaux d'état de l'art et de positionnement sont liés aux activités de la *Phase 3 – Maîtrises des technologies*.

### 2.3.2 Historique et équipe de travail

Ces activités ont principalement été réalisées entre 2013 et 2016.

Équipe de travail : Vasile Minea (chercheur IREQ et chargé du projet), Marc-André Richard (chercheur IREQ) et Jean Guérin (Société Conseil Jean A Guerin Inc.)

Ces travaux ont été résumés dans les rapports suivants :

Minea, V. 2013. Géothermie profonde – étape 5, volume 1 de 3 : Avancements technologiques, LTE-RT-2013-0080, Août

Minea, V. 2014a. Géothermie profonde – projet éco-Énergie - an 1, 4e rapport d'étape, IREQ-2014-0078.

Guérin, J., Richard, M-A., Minea, V. 2013. Géothermie profonde – étape 5, volume 3 de 3 : Aspects légaux et impacts socio-environnementaux, LTE-RT-2013-0080, Août

### 2.3.3 Résultats

La réduction des coûts des futurs systèmes géothermiques EGS dépendra du développement de nouvelles technologies de forage, de plus en plus rapides et efficaces (exemple : têtes de forage, matériaux et instruments de mesures résistants à haute température, ainsi que forages directionnels et/ou multiples, par exfoliation, avec jets de particules ou améliorés chimiquement, etc.

L'exploration et la stimulation des réservoirs géothermiques imposeront le développement de modèles de simulation de la création et la propagation des fractures, incluant l'étude de la nature et de la prévention des microséismes induits, et l'utilisation de nouveaux fluides traceurs.

La technologie de fracturation hydraulique nécessitera l'étude approfondie de la formation et la propagation des micro-fractures par des modèles théoriques et expérimentaux avancés.

L'étude des effets de l'injection de l'eau froide et des interactions fluide-roches (hydrauliques, minéralogiques et chimiques) permettra d'assurer la stabilité à long terme et la durabilité environnementale des réservoirs géothermiques.

L'utilisation de puits multiples avec ou sans fluides de surpression (par exemple, N<sub>2</sub>) et la production d'énergie électrique par réutilisation de certains puits de pétrole et gaz abandonnés se retrouveront parmi les solutions promettant à l'avenir de rentabiliser la technologie EGS.

Le remplacement de l'eau comme fluide géothermique caloporteur avec d'autres fluides naturels aura comme effets de pallier à la pénurie d'eau dans certaines régions et d'augmenter en même temps l'efficacité de la récupération de la chaleur géothermique profonde. Le dioxyde de carbone semble le fluide naturel le plus prometteur puisqu'il pourrait être utilisé également comme fluide de travail pour les futures centrales ORC, tandis que les éventuelles fuites pourraient être séquestrées dans des réservoirs souterrains.

Le développement de nouveaux cycles de puissance à basse température adaptés aux conditions géothermiques et climatiques de l'est du Canada (climat froid) a fait des progrès remarquable ces dernières années, et de nouveaux développements sont en cours.

L'augmentation de l'efficacité de la conversion chaleur-électricité sera un objectif majeur au cours des prochaines années. Cet objectif pourrait être atteint par plusieurs moyens, dont :

- (a) Développement de centrales ORC sans charges parasites, ça veut dire, des systèmes sans consommations additionnelles d'énergie électrique pour actionner les pompes de fluides géothermique et de travail ;
- (b) Utilisation de turbines à phases variables et/ou à paliers magnétiques permettant d'adapter la capacité de production d'électricité à la source géothermique et éliminer les systèmes de lubrification et les problèmes associés (fuites, etc.) ;
- (c) Développement de systèmes de refroidissement mixtes ou hybrides capables d'atténuer la baisse d'efficacité des centrales géothermiques durant les périodes chaudes de l'année ;
- (d) Utilisation de centrales géothermiques hybrides (solaires, biomasse) ou à cogénération ;
- (e) Utilisation directe de l'énergie géothermique profonde pour chauffage urbain et/ou industriel.

## **2.4 Aspects légaux et impacts socio-environnementaux**

### **2.4.1 Contexte**

Les travaux présentés ici constituent une première analyse dans les activités : i) évaluation des impacts de la géothermie profonde sur les communautés et l'évaluation des risques techniques et environnementaux (activité 4,2) et, ii) les traitements environnementaux des boues de forage, des eaux et des fluides caloporteurs en climat froid (activité 3,3). Le cadre réglementaire s'appliquant à ce mode de production a également été étudié. Il est à noter que les éléments présentés ici ont été complétés par la suite par une analyse faite par une équipe de l'INRS qui est présentée dans le chapitre 3.4.

### **2.4.2 Objectifs**

L'objectif de ces activités était d'informer et préparer Hydro-Québec aux enjeux futurs liés à la production d'électricité géothermique par les actions suivantes :

- Réviser la législation actuelle dans la gestion des sites de forages.
- Faire la revue des données issues de l'exploration en vue de l'exploitation du gaz de schiste.
- Faire un premier survol des impacts socio-environnementaux de la géothermie profonde.

Certaines activités dans ce volet avaient également pour but d'aider le Centre national en électrochimie et en technologies Environnementales (CNETE) à préciser sa contribution de recherche en fournissant les caractéristiques et les besoins de traitement des eaux produites. Voir l'Annexe A pour le détail du projet du CNETE.

### **2.4.3 Historique et équipe de travail**

Ces activités ont été réalisées entre 2013 et 2015.

Équipe de travail : Jean Guérin (Société Conseil Jean A Guerin Inc.), Marc-André Richard (chercheur IREQ), Vasile Minea (chercheur IREQ et chargé du projet) et Claude Laflamme (chercheur IREQ)

Deux rapports à ce sujet ont été préparés au sujet de :

Guérin, J., M-A Richard, V Minea (2013) Géothermie profonde – étape 5, volume 3 de 3 : Aspects légaux et impacts socio-environnementaux, Hydro-Québec, Août 2013, rapport LTE-RT-2013-0080, Août 2013, 89 pages

Laflamme, C. B., (2015) Géothermie profonde – Eaux de procédé, Hydro-Québec, rapport IREQ-2015-0048, Avril 2015, 43 pages

#### **2.4.4 Méthodologie**

Les aspects légaux et impacts socio-environnementaux ont été identifiés par une revue de la littérature ainsi qu'en faisant appel à l'expertise de monsieur Jean Guérin (société Conseil Jean A. Guérin Inc.) qui a notamment répertorié les aspects communs avec l'exploration en vue de l'exploitation du gaz de schiste.

#### **2.4.5 Résultats**

##### **Aspects légaux**

Il n'y a actuellement au Québec aucune loi spécifique qui accorde à l'État des droits sur les ressources géothermiques et qui permettrait d'en gérer l'exploration et l'exploitation, comme cela se fait, par exemple en Colombie Britannique et dans plusieurs états américains. Le cas échéant, il faudrait s'en remettre aux lois sur les mines et les hydrocarbures. Au Québec, les ressources naturelles du sous-sol sont la propriété de l'État et les compagnies d'exploration doivent obtenir des droits exclusifs pour explorer et exploiter le pétrole et/ou le gaz naturel sur les territoires convoités. Avant de commencer les opérations d'exploration, les compagnies doivent s'entendre avec les propriétaires fonciers, privés ou public, et négocier avec ceux-ci des droits d'accès sur leurs terrains.

##### **Impacts socio-environnementaux**

Comme dans tout projet de production d'énergie, l'implantation de centrales de géothermie profonde doit tenir compte de plusieurs aspects environnementaux (géologie et sols, ressources en eaux, conflits d'usage, ressources biologiques, impacts visuels, bruits, etc.). Parmi ces aspects, deux axes sont plus sensibles : les ressources en eaux (la consommation d'eau lors des étapes du forage, de la stimulation hydraulique et d'opération de la centrale géothermique) et la sismicité induite par la fracturation hydraulique, qui a d'ailleurs bloqué des projets de démonstration en Suisse (Majer et al, 2012).

L'eau, la bentonite et la baryte sont les principaux ingrédients qui forment la boue. Outre ces ingrédients et les additifs, les contaminants naturels présents dans les formations géologiques tels que des hydrocarbures, des chlorures, de l'ammoniac, de l'uranium, des minéraux et des métaux lourds pourraient contaminer les boues et les résidus. La méthode de disposition de ces derniers devra être appropriée. Notons que, pour un même diamètre intérieur final (environ 20 cm), le volume foré, et donc de débris, serait de l'ordre de 600 m<sup>3</sup> pour un puits géothermique de 4 km, 1000 m<sup>3</sup> pour un puits de 5 km et 2000 m<sup>3</sup> pour un puits de 6 km. Quoiqu'il soit difficile à prédire, le volume total d'eau utilisée représenterait environ 5 fois le volume du puits foré soit 3 000 m<sup>3</sup>, 5 000 m<sup>3</sup>, et 10 000 m<sup>3</sup> pour un forage de 4000, 5000 ou 6000 m, respectivement (Sullivan et al, 2010).

La quantité d'eau utilisée lors de l'étape de stimulation hydraulique, qui permet l'activation et la stimulation de failles existantes afin d'augmenter suffisamment la perméabilité du sol pour permettre le passage du fluide caloporteur (fluide géothermique) du puits d'injection au puits de production, serait de l'ordre de 50 000 m<sup>3</sup> (Clark et al, 2011). Ces fluides pourront, en grande partie, demeurer dans le réservoir après la stimulation.

Quoique le fluide géothermique tiré des puits lors de l'opération de la centrale soit entièrement réinjecté, il y a un risque qu'un apport en eau supplémentaire soit nécessaire pour contrer les pertes souterraines de fluide géothermique. Cet apport pourrait représenter environ de 2 à 4 % du débit de production (Clark et al, 2011). D'autre part, si le système de refroidissement de la centrale électrique est basé sur l'évaporation, il faudra ajouter une consommation d'eau significative. Au total, l'opération d'un système géothermique d'un MW<sub>e</sub> pourrait nécessiter jusqu'à environ 800 m<sup>3</sup>/jour (Richard et al, 2016b). Un refroidissement à l'air ou un refroidissement via la valorisation des rejets thermiques de la centrale à d'autres fins (chauffage de bâtiments, de serres ou de piscicultures) permettent d'éviter/limiter cette consommation d'eau.

Somme toute, les quantités d'eau consommées dans un projet de géothermie profonde sont significatives mais ne sont pas d'une ampleur suffisante pour remettre en cause un projet dans un environnement où la ressource est généralement disponible comme c'est généralement le cas au Québec et dans l'est du Canada.

La stimulation/fracturation hydraulique effectuée pour la création du réservoir géothermique pourrait induire des microséismes, généralement à de magnitudes inférieures à 3 sur l'échelle de Richter, voire d'une magnitude inférieure à 1 pour la grande majorité des événements. Quoique le risque de dommages par des événements sismiques induits par la géothermie profonde soit faible, l'avancement des connaissances se poursuit et permettra de réduire ces risques encore davantage. Un protocole pour l'évaluation des risques associés à la sismicité induite associée à la géothermie stimulée (EGS) et l'implication de la communauté a d'ailleurs été publié par le U.S. Department of Energy (Majer, 2012).

## **2.4.6 Conclusion et recommandations**

### **Microsismicité**

Pour un projet de géothermie profonde stimulée, un protocole pour l'évaluation des risques associés à la sismicité induite devrait être mis en place avec la communauté pour bien identifier les risques potentiels et les mesures de contrôle (voir modèle de protocole dans Majer, 2012).

## **Proposition de l'approche de traitement des eaux**

Même si les eaux de forage et le géofluide sont réintroduits dans le procédé géothermique, il peut s'avérer nécessaire de les traiter, au moins en partie :

- Pour respecter les normes sur la qualité des eaux ultimes de forage et de fracturation à disposer à l'extérieur du site ;
- Pour réduire la concentration des solutés du géofluide à un niveau suffisant dans le but d'éliminer le risque de dépôts dans les équipements durant l'opération de la centrale, en s'assurant que leur concentration ne dépasse jamais le point de solubilisation quelles que soient les conditions dans le circuit d'eau du procédé géothermique.

Deux types d'eaux à tester dans une collaboration avec le Centre national en électrochimie et en technologies Environnementales (CNETE) :

- Eau de forage et de stimulation (sans distinction entre les deux) : dans une première approche, il a été recommandé d'utiliser une composition typique des eaux utilisées pour la fracturation hydraulique des puits de gaz de schiste (selon les données du Ground Water Protection Council GWPC)
- Géofluide : à défaut d'avoir accès à des lots de géofluide prélevés dans les zones d'exploitation identifiées au Québec, il a été recommandé de travailler sur une eau synthétique dont la nature s'approche des aquifères salins profonds prélevés dans la couche de Potsdam.

Les traitements à évaluer sont :

- Filtration membranaire ;
- Traitement physico-chimique (coagulation/floculation/polymérisation/contrôle de pH) ;
- Traitement électrochimique ;
- Ou combinaison de ces techniques.

Au moment d'écrire ce rapport, le projet du CNETE sur ces aspects était en cours (voir annexe B pour détails).

## **2.5 Simulation et analyse des performances des systèmes géothermiques stimulés pour la production d'électricité au Québec**

### **2.5.1 Contexte**

L'*outil de simulation de systèmes géothermiques profonds stimulés* a été développé pour estimer les performances potentielles qu'aurait un système EGS au Québec (sans viser un site en particulier). Essentiellement, il met en commun les différents aspects d'un système géothermique,

du réservoir jusqu'à la conversion de l'énergie dans la centrale. Il permet également d'effectuer une analyse d'opportunité à partir des constituantes principales de coût d'un tel système. Ces travaux s'inscrivent comme une première étape dans i) le développement d'un outil de modélisation pour la création et l'exploitation d'un réservoir géothermique (activité 2.2), ii) la conception et l'ingénierie des réservoirs géothermiques profonds (activité 3.5) et iii) la simulation de l'exploitation des réservoirs géothermiques profonds (activité 3.6).

### **2.5.2 Objectifs**

Cet outil a été développé pour apprécier de façon quantitative l'impact des caractéristiques et de l'opération d'un système géothermique stimulé (EGS) de la centrale jusqu'au réservoir. Il vise les objectifs suivants :

- Estimer les performances potentielles qu'auraient un système géothermique stimulé hypothétique au Québec, un environnement où la ressource est à basse température, et ce, pendant toute la durée de vie présumée.
- Offrir un premier ordre de grandeur des coûts d'un système géothermique stimulé opérant dans l'environnement visé par le projet.
- Mieux cerner les principaux facteurs influençant la production d'électricité géothermique, en amont de la réalisation de simulations plus élaborées.
- Mieux prévoir l'impact que pourrait avoir l'évolution des technologies.
- Mieux cibler les travaux en cours et futurs (évaluation du potentiel, températures et zones fracturées à viser, etc.).

### **2.5.3 Historique et équipe de travail**

L'*outil de simulation de systèmes géothermiques profonds stimulés* a été développé dans le cadre des travaux menés par Hydro-Québec au cours de la seconde et troisième année du projet ÉcoÉNERGIE, soit à partir d'avril 2014. L'outil et l'analyse ont été principalement réalisés par Marc-André Richard, chercheur à l'IREQ.

Les travaux résumés ici ont été détaillés dans le rapport suivant :

Richard, M-A, (2016a) Production d'électricité avec des systèmes géothermiques stimulés au Québec : analyse des résultats d'un outil de simulation, Hydro-Québec, rapport IREQ-2016-0001, Janvier 2016, 146 pages (rapport disponible dans l'Annexe B)

### Conférences :

Richard, M-A, (2015), Facteurs influençant la production d'électricité géothermique à partir de réservoirs à faible température, Colloque sur la géothermie au Québec, Québec le 23 février 2015, Disponible sur le site Web Suivant : <http://grrebs.ete.inrs.ca/publications/presentations>.

Richard, M-A, (2015), Electricity generation performance from low-grade heat in enhanced geothermal systems, Joint Assembly AGU-GAC-MAC-CGU, Montréal, 5 may 2015. (Présentation disponible dans l'Annexe B)

Richard, M-A, (2016), Enhanced geothermal systems for electricity generation in the Quebec province: a plausible option? Colloque sur la géothermie au Québec, Québec le 8 février 2016 (Présentation disponible dans l'Annexe B)

### **2.5.4 Méthodologie**

L'*outil de simulation de systèmes géothermiques profonds stimulés* permet de lier la puissance produite, le coût de l'énergie, la durée de vie du réservoir, l'efficacité des composantes et les principales caractéristiques physiques du réservoir géothermique. Les performances, calculées à partir de valeurs considérées à la moitié de la vie présumée du système, sont interprétées comme une valeur moyenne. L'outil a été développé dans un solveur d'équation (*Engineering Equation Solver, EES*) qui solutionne numériquement les différents modèles physiques et économiques intégrés dans un même système d'équations. Une interface permet de modifier les variables d'entrées (paramètres et conditions d'opération) et d'afficher les variables de sorties (résultats), dont certaines peuvent être interverties. L'algorithme de calcul de l'outil se base principalement sur les hypothèses suivantes :

- L'efficacité de conversion thermique /électrique brute de la centrale est calculée à partir de l'efficacité exergétique (ratio de l'efficacité de conversion sur l'efficacité théorique idéale).
- L'énergie consommée pour le système de refroidissement de la centrale est considéré séparément.
- La température du fluide à la sortie du puits de production de plusieurs kilomètres de longueur prend en compte la conservation de l'énergie et les fuites thermiques vers le sol environnant.
- Un système de pompage du fluide géothermique combat les pertes de pression dans le réservoir et les puits. L'effet de « thermosiphon » vient réduire l'énergie de pompage nécessaire.

- Le modèle thermique du réservoir géothermique permet la représentation d'un réseau de fractures par un système de fractures équidistantes « équivalent ». La solution numérique lie les propriétés physiques du réservoir, le débit, le temps et la température du fluide à la sortie du réservoir.
- Un estimé du coût de l'électricité est également calculé à partir de corrélations pour le coût de forages des puits et du coût de construction de la centrale. Ces derniers sont actualisés sur une période de 30 ans. On tient également compte d'un coût de maintenance et d'un coût de main d'œuvre. Les coûts d'exploration et de transmission ont été ignorés pour le moment. Un coût de forage alternatif, prenant en compte une percée technologique permettant de conserver un coût de forage par kilomètre équivalent à celui d'un forage à deux kilomètres sur toute la profondeur du puits, a été également considéré. Les coûts sont en dollars américains.

Les paramètres importants de propriétés du système ont été fixés selon trois scénarios : « optimiste », « de base » et « pessimiste ». Ces scénarios se basent tous sur des paramètres jugés plausibles dans un environnement comme le Québec en se basant également sur la littérature et l'expérience accumulée ailleurs dans le monde. Le scénario de base comporte des paramètres jugés « bon » pour tous les aspects du système. Un scénario « optimiste » tient compte d'un raffinement des technologies liées à la centrale ainsi qu'un réservoir géothermique bien fracturé et perméable. Le scénario « pessimiste » comporte des paramètres moins favorables mais non médiocres.

### **2.5.5 Résultats et discussions**

Les premiers résultats présentés sont ceux du scénario « de base » pour un doublet (un puits de production et un puits d'injection) avec un réservoir à 150 °C à une profondeur de 6000 m. Cela correspond à un gradient de température moyen d'environ 25 °C par kilomètre, ce qui est représentatif des bons sites des Basses-Terres-du-Saint-Laurent dans le sud du Québec (Majorowickz et Minea, 2012; Bédard et al., 2015a et 2015 b). Une valeur de 150 °C se situe dans le haut de la plage initialement considérée dans le projet ÉcoÉNERGIE, soit 85 à 150 °C. Elle s'est toutefois avérée être un minimum pour offrir des performances suffisantes pour effectuer un exercice d'analyse. Bien que des forages de plus de 9000 m sont réalisés pour l'exploitation d'hydrocarbures, les forages géothermiques se sont limités jusqu'à maintenant à environ 5000 m (Lukawski et al., 2014). Une valeur de 6000 m est donc élevée mais envisageable. Le débit de fluide géothermique a été fixé en considérant que la température du fluide produit ne doit pas

s'abaisser de plus de 20 °C ( $\Delta T_{vie}=20$  °C) en 30 ans.<sup>3</sup> Les résultats issus de ce scénario permettent d'obtenir un premier ordre de grandeur des performances qu'aurait un système géothermique stimulé au Québec avec les technologies disponibles actuellement. Ils indiquent qu'un projet commercial selon ces paramètres est difficilement envisageable à court ou moyen terme. La Figure 2-8 illustre les résultats de ce cas de base sur l'interface de l'outil. Un projet dans ces conditions est risqué :

- Le scénario de base permet d'obtenir une puissance de l'ordre de **650 kW<sub>el</sub>** par doublet et un coût estimé de l'ordre de **0,80 \$/kWh**.
- Le scénario optimiste permet d'obtenir une puissance de l'ordre **2 MW<sub>el</sub>** et un coût estimé à plus de **0,25 \$/kWh** ou 0,15 \$/kWh pour le coût de forage alternatif réduit.<sup>4</sup>
- Le scénario pessimiste ne permet de générer que **100 kW<sub>el</sub>** par doublet à un coût de quelques dollars par kWh.

La sélection d'un site où le gradient de température correspond aux valeurs maximales estimées pour le Québec (Bédard et al, 2015b), soit environ 35 °C/km ne permet pas de changer la conclusion énoncée précédemment. Pour un réservoir à 150 °C à 4300 m, le coût estimé de l'électricité tombe à 0,43 \$/kWh pour le scénario de base et 0,17 \$/kWh pour le scénario optimiste.

---

<sup>3</sup> C.-à-d., le fluide produit passe de 150 °C à 130 °C en 30 ans.

<sup>4</sup> Scénario alternatif considérant une percée technologique, basé sur un coût de forage par kilomètres équivalent à un coût de forage d'un puits de 2 km.

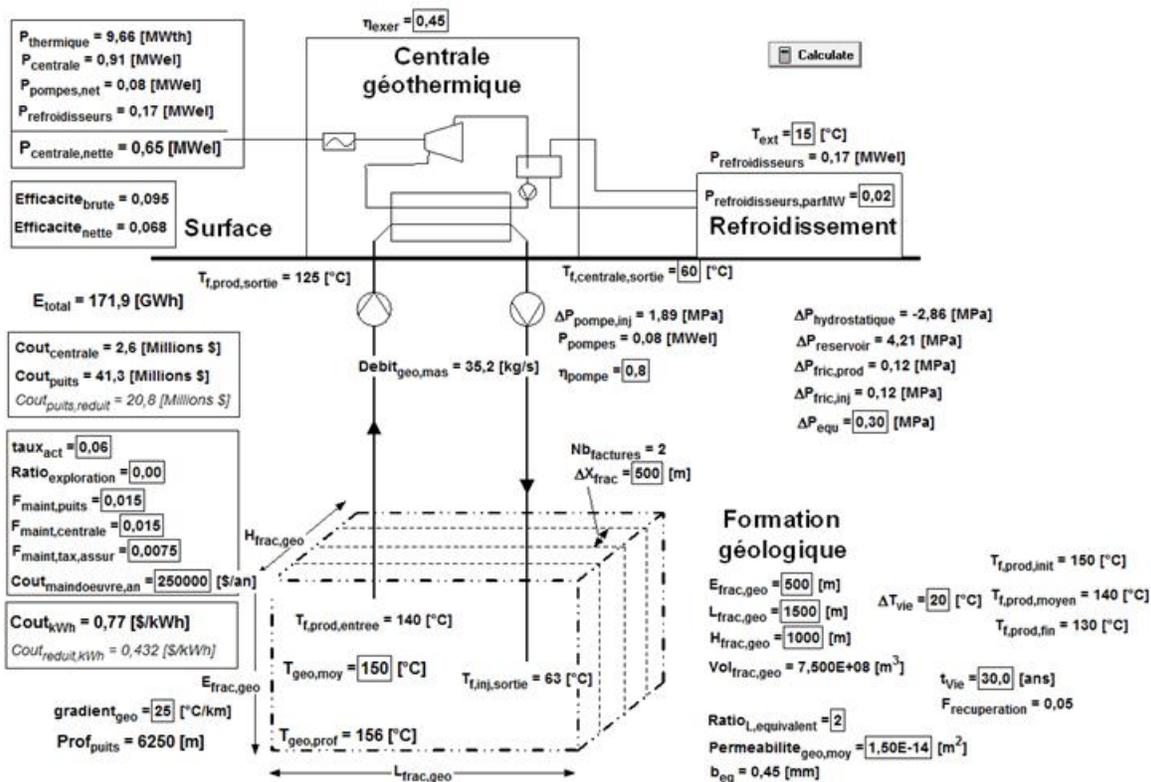


Figure 2-8 : Simulation du cas de base, réservoir à 150 °C (Richard, 2016)

Les résultats de simulations effectuées en variant la profondeur tout en conservant un gradient moyen d'environ 25 °C/km suggèrent qu'il est judicieux de **viser une température au-dessus de 150 °C** dans le choix d'un site géothermique de type EGS.

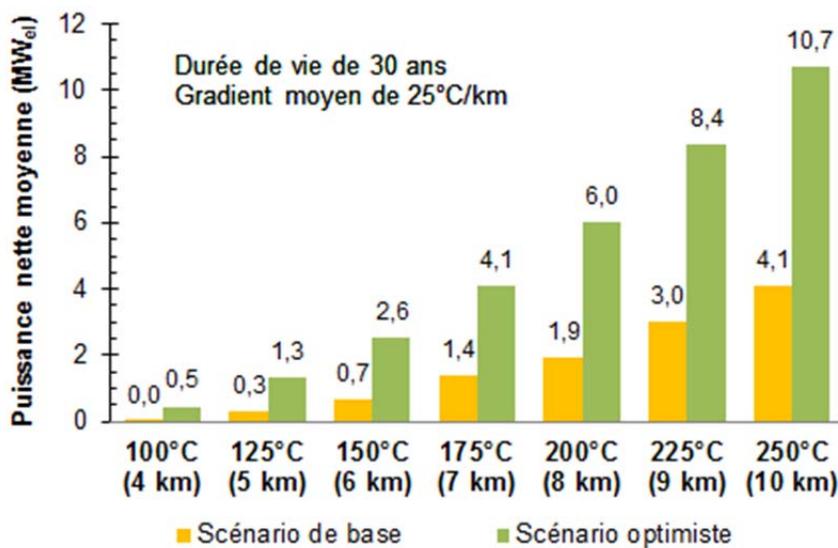
- Aucune puissance nette n'est produite lorsque la température du réservoir est inférieure à **110 °C** (4400 m) (scénario de base).
- La puissance monte et les coûts baissent de façon importante jusqu'à **150 °C** (6000 m). Ensuite, pour améliorer les performances, il faut abaisser la température du seuil de fin de vie.

Il est possible d'**augmenter la puissance produite par les systèmes EGS et d'abaisser le coût par kWh** en abaissant la température servant de seuil de fin de vie du réservoir. Il est suggéré de tolérer un abaissement de la température de production au-delà des 10 ou 20 °C pendant la vie du réservoir, donc au-delà des valeurs généralement considérées dans la littérature (Tester et al., 2006 ; Grant et Garg, 2012). Les résultats optimaux pour les scénarios de base et optimiste sont présentés dans la Figure 2-9, la Figure 2-10 et la Figure 2-11. On note que :

- Abaisser la température du seuil de fin de vie permet d'augmenter le débit de fluide géothermique et donc, la puissance thermique extraite ainsi que la puissance électrique

nette moyenne produite de façon appréciable lorsque la température initiale du réservoir est **au-dessus de 150 °C**.

- Cela requiert de prévoir de la flexibilité dans la conception de la centrale géothermique.
- Avec un gradient limité à 25 °C/km, pour les températures supérieures à **175 °C** (7 km)<sup>5</sup>, le scénario optimiste prévoit un coût de production inférieur à **0,19 \$/kWh** (ou 0,12 \$/kWh si le coût de forage est réduit<sup>6</sup>) et une puissance de l'**ordre de 4 MW**. Ce scénario offre donc des **perspectives de coût relativement intéressantes**.



**Figure 2-9 : Puissance électrique moyenne générée pour différentes températures initiales du réservoir et avec une température de fin de vie optimisée (gradient moyen de 25 °C/km) (Richard, 2016)**

<sup>5</sup> Le fluide produit passe de 175 °C à 130 °C pendant les 30 ans de vie du réservoir géothermique.

<sup>6</sup> Scénario alternatif considérant une percée technologique, basé sur un coût de forage par kilomètres équivalent à un coût de forage d'un puits de 2 km.

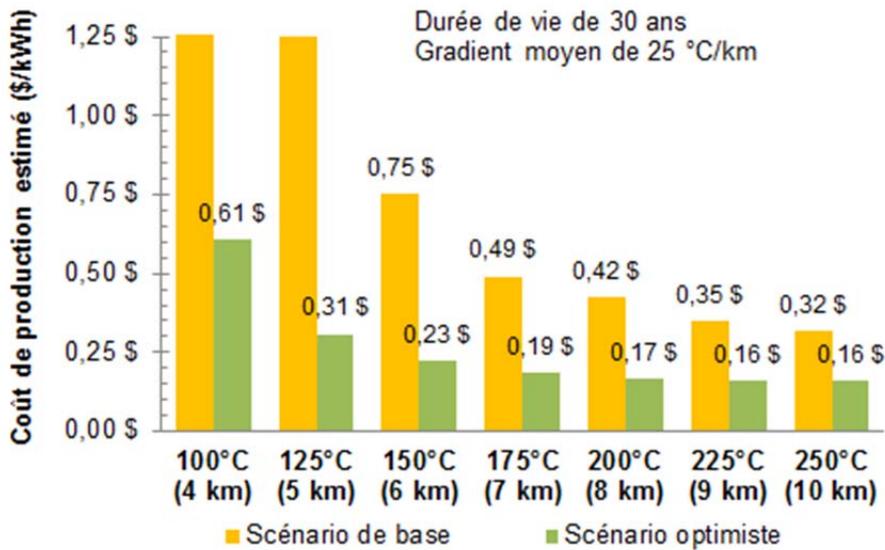


Figure 2-10 : Coût de production de l'électricité pour différentes températures initiales du réservoir et avec une température de fin de vie optimisée (gradient moyen de 25 °C/km) (Richard, 2016)

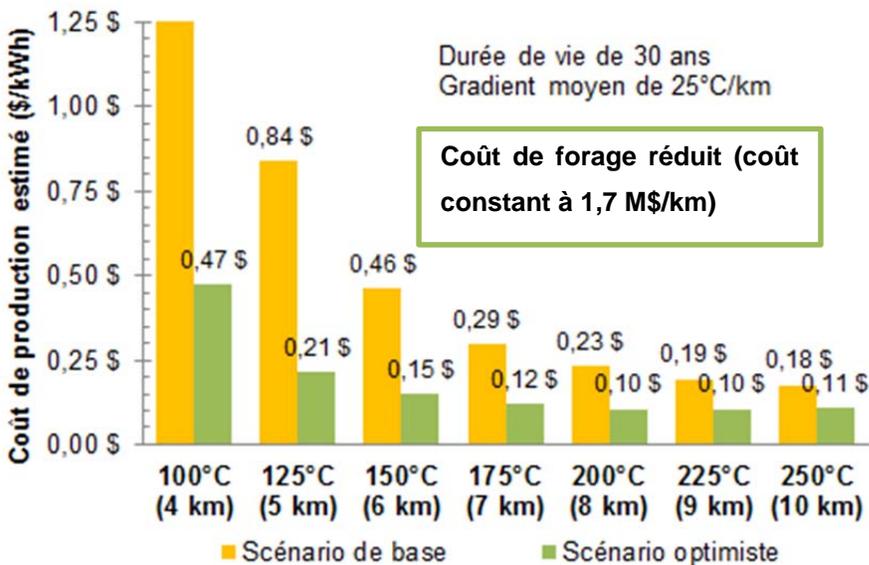


Figure 2-11 : Coût de production de l'électricité (scénario avec coût de forage réduit) pour différentes températures initiales du réservoir et avec une température de fin de vie optimisée (gradient moyen de 25 °C/km) (Richard, 2016)

Si elle est accompagnée d'une perméabilité suffisante, c'est la quantité de fractures actives thermiquement qui influence le plus les performances du système EGS.

- Les paramètres d'ingénierie de réservoir permettent d'influencer les performances d'un facteur 6 à 10 selon que l'on ait affaire soit à un scénario pessimiste ou soit optimiste.
- Les paramètres d'efficacité des composantes de la centrale permettent d'influencer les performances d'un facteur 3 selon que l'on ait affaire à un scénario pessimiste ou optimiste.

Si jamais les technologies d'ingénierie de réservoir permettent d'atteindre les propriétés plus typiques d'un réservoir hydrothermal conventionnel (**au-delà** du scénario optimiste), un système à 150 °C et 6000 m permettrait de produire **4,5 MW à 0,14 \$/kWh**. Si on ajoute à cela une percée technologique au niveau du forage, le coût de production de l'énergie géothermique EGS pourrait descendre à **0,09 \$/kWh**.

Pour les niveaux de températures et de profondeurs typiques de réservoirs potentiels au Québec, les résultats préliminaires montrent qu'il n'est **pas avantageux d'utiliser du CO<sub>2</sub> supercritique** en remplacement de l'eau comme fluide géothermique.

Avec les bas gradients de température présumés dans la région du Nord-du-Québec (10 à 15 °C/km), la production d'électricité géothermique y est difficilement envisageable.

La combinaison de la production de chaleur et d'électricité pourrait offrir une avenue pour amortir les coûts de l'ensemble du projet, que ce soit pour les régions nordiques à faible gradient géothermique ou les régions du sud du Québec. Étant donnée la faible efficacité de conversion thermique/électrique intrinsèque à la valorisation d'une ressource à faible température, la production de chaleur seule constitue également une alternative intéressante. Le site doit se trouver à proximité d'un marché pour la chaleur.

Les résultats des simulations doivent être interprétés avec prudence et ne s'appliquent pas à un site en particulier. Il s'agit de moyennes qui ne tiennent pas compte, par exemple, des variations saisonnières. Le modèle utilisé ne remplace pas une simulation plus poussée de la vie d'un réservoir géothermique (par exemple une simulation intégrant la chimie, le transfert de chaleur, écoulement des fluides et la géo-mécanique). Particulièrement au niveau des coûts, plusieurs facteurs n'ont pas été pris en compte comme l'exploration, la connexion au réseau électrique, le paiement de droits ou de compensations, etc. Même pour des profondeurs identiques, le coût de forage est très variable d'un site à l'autre et peut passer du simple au double selon les cas répertoriés.

## 2.5.6 Conclusions et recommandations

Les simulations montrent qu'avec un gradient limité à 25 °C/km, tel que retrouvé dans le sud du Québec, il est envisageable de générer une puissance de quelques mégawatts avec des perspectives éventuelles de coût intéressantes à partir de réservoirs ayant une température de l'ordre de 175 °C, ce qui implique une profondeur de 7000 m et plus. Bien que les forages géothermiques se sont limités jusqu'à maintenant à environ 5000 m, des forages de plus de 9000 m sont réalisés en vue de l'exploitation d'hydrocarbures.

La température visée initialement dans le projet ÉcoÉNERGIE pour les formations géologiques, soit de 85 à 150 °C, ne permet pas d'offrir des performances suffisantes pour un projet commercial de production d'électricité à court ou moyen terme. Il est à noter que cette plage de température correspond à une profondeur de l'ordre de 3500 à 6 000 m, respectivement, pour un gradient moyen d'environ 25 °C/km.

Un projet expérimental EGS, devrait principalement viser la démonstration et le développement de méthodes avancées de création de réservoirs géothermiques (type EGS) dans un site à forte représentativité de l'environnement géologique visé. La valorisation de la ressource doit être adaptée à la température, au type de réseau de fractures et à la température extérieure pour qu'elle soit profitable. La production de chaleur géothermique, par exemple pour le Nord-du-Québec, pourrait constituer une alternative à l'utilisation de combustibles fossiles. Une partie des connaissances acquises dans un projet de valorisation de la chaleur serait utile à la production éventuelle d'électricité. Voici les recommandations de travaux à effectuer dans la filière :

### Recommandations pour la production d'électricité et /ou de chaleur

1. Conserver et bonifier l'*outil de simulation des réservoirs profonds stimulés* pour l'analyse et la valorisation du potentiel de la géothermie profonde au Québec.
2. Réduire l'incertitude sur le niveau de température en profondeur, notamment dans la région du Nord-du-Québec.
3. Identifier et choisir un site contenant plusieurs fractures « stimulables ».
4. Simuler les réservoirs avec des modèles intégrant le transfert de chaleur et l'écoulement des fluides, puis la chimie et la géo-mécanique, dans l'optique d'une optimisation de la ressource. Au-delà de l'évaluation de la durée de vie d'un réservoir, la simulation peut servir à innover en optimisant l'interface puits/fractures, en maximisant l'utilisation des fractures existantes et en testant différentes configurations de fractures artificielles.

5. À défaut d'y participer, suivre les développements technologiques ayant un impact sur la géothermie profonde :
  - Technologies de forage de puits profonds (forages géothermiques et pétroliers) ;
  - Stimulation ciblée de fracture dans les réservoirs géothermiques ;
  - Création de réseaux de fractures (géothermie et exploitation d'hydrocarbures) ;
  - Projets expérimentaux de géothermie EGS, notamment le projet FORGE aux États-Unis.

#### Recommandations pour la production d'électricité

1. Cibler une température supérieure à 150 °C, voire 175 °C, dans l'évaluation du potentiel ;
2. Miser sur une centrale flexible capable de : a) supporter un abaissement de température de fluide géothermique élevé ( $\Delta T_{\text{vie}} > 20$  °C) et b) profiter au maximum des températures hivernales.

#### Recommandations pour la production de chaleur

1. Analyser les opportunités de valorisation de la chaleur dans le Nord-du-Québec
2. Optimiser les paramètres du système géothermique en fonction de la production de chaleur

## **2.6 Interconnexion de la géothermie profonde sur réseau électrique**

### **2.6.1 Contexte et objectif**

L'interconnexion avec le réseau électrique d'une éventuelle centrale géothermique telle qu'envisagé au Québec et dans l'est du Canada pose-t-elle des enjeux particulier ? Est-ce un critère d'importance dans le choix des sites ? Cette section décrit les résultats de l'analyse des paramètres permettant d'intégrer ce mode de production électrique aux réseaux de distribution d'électricité.

### **2.6.2 Historique et équipe de travail**

Cette activité a été réalisée en 2016 par Pierre Anger, ingénieur et chercheur à l'IREQ. Le document résultant est présenté à l'Annexe B.

### **2.6.3 Méthodologie**

Une revue des normes nationales en vigueur pour l'interconnexion en fonction d'une centrale géothermique potentielle d'une puissance inférieure à 5 MW a été effectuée. Cette plage de puissance a été fixée à partir des travaux de simulation de systèmes EGS décrits au chapitre 2.5.

## 2.6.4 Conclusions et recommandations

L'interconnexion d'un système de production décentralisée à partir de la géothermie profonde d'une puissance < 5 MW peut être réalisée directement sur **un réseau de distribution moyenne tension** et les exigences des principales entreprises de services publics au Canada sont sensiblement les mêmes. L'interconnexion d'une centrale géothermique produisant moins de 5 MW doit être considérée au même titre que les autres types de production décentralisée de même puissance. Comme elle n'a pas à être reliée directement au réseau de transport, les coûts associés à son interconnexion sont réduits et il y a moins de contraintes au niveau du choix du site. On estime que le coût en capital de cette interconnexion représente environ 5 % du coût total de l'infrastructure.

## 2.7 Grille de sélection des sites géothermique

### 2.7.1 Contexte

Cette section présente la grille d'analyse de sites géothermiques développée pour identifier, analyser et classer les sites favorables à l'exploitation géothermique au Québec. La recherche pour la démonstration de la géothermie profonde (activité 1.3) fait suite à la cartographie détaillée du territoire faite conjointement avec l'équipe de l'INRS (présentée au Chapitre 3). Neuf sites ont été évalués, dont plusieurs font l'objet d'une évaluation distincte de la qualité de la ressource à différents niveaux de profondeur.

### 2.7.2 Objectifs

Les objectifs dans la réalisation de cette grille à cette étape du projet sont les suivants :

- Établir une méthodologie basée sur une grille d'analyse pour la sélection de sites géothermiques, adaptée au Québec et à l'est du Canada, et comprenant des critères sur la qualité de la ressource ainsi que des critères sociaux ou à incidence économique.
- Analyser divers sites d'intérêt afin de les comparer entre eux de façon relative, mais aussi de valider leur qualité pour un projet expérimental de démonstration ou d'exploitation commerciale de façon absolue.
- Identifier les informations manquantes pour une prise de décision éclairée.

### 2.7.3 Historique et équipe de travail

La réflexion sur le contenu de cette grille a été entamée lors d'une réunion de travail le 25 septembre 2015 entre des membres de l'INRS, l'IREQ et l'Université Laval. Le travail a ensuite été complété par une équipe de l'IREQ et de l'INRS.

Équipe de travail : Marc-André Richard (chercheur à l'IREQ), Félix-Antoine Comeau (Agent de recherche à l'INRS), Karine Bédard (Agente de recherche à l'INRS) et Michel Malo (professeur, INRS).

Collaborateurs : Jasmin Raymond (Professeur, INRS), James Kendall (chercheur, IREQ), Vasile Minea (Chercheur, IREQ), Claude Laflamme (chercheur, IREQ), Bernard Giroux (professeur, INRS), François Mathieu-Potvin (professeur, U Laval).

Les travaux résumés ici ont été détaillés dans le rapport suivant :

Richard, M-A, F-A Comeau, K. Bédard, M. Malo (2016b) *Géothermie profonde : grille de sélection de sites géothermiques*, Hydro-Québec, rapport IREQ-2016-0023, 66 pages (Rapport disponible en format électronique dans l'Annexe B)

#### **2.7.4 Méthodologie**

La grille d'analyse regroupe 13 critères, dont cinq portent sur la qualité de la ressource et huit sur des aspects techniques, économiques ou sociaux. Ces critères sont analysés avec une méthodologie attribuant une cote à partir « d'éléments observables » avec les données disponibles actuellement. Le Tableau 2-1 présente la signification et le pointage attribué à chaque cote. À titre d'exemple, le

Tableau 2-2 présente les cotes obtenues en fonction d'éléments observables pour les deux premiers critères. En raison de leur importance dans le choix d'un site, certains critères ont plus de poids que d'autres. Un indice de priorisation global est ensuite attribué à chaque site évalué en additionnant le pointage obtenu pour chaque critère. Les paramètres liés à la qualité de la ressource (température, profondeur, caractéristiques lithologiques) ont été évalués à partir des résultats de modèles géologiques et de la cartographie effectués dans le cadre du projet (Bédard et al., 2015b; Majorowicz et Minea, 2013; Chabot Bergeron et al, 2015). Des critères d'incertitude ont été évalués à partir de la quantité de données à proximité du site ayant servi à élaborer les modèles. Les autres critères sont généralement un peu plus qualitatifs. Quoique le suivi et des mesures pour limiter la microsismicité localement soient importants, le critère portant sur les risques liés à la sismicité n'a pas été évalué pour le moment, le Québec n'étant pas une zone à risque. De plus, étant donné le stade préliminaire du projet, aucune cote spécifique n'a été attribuée pour l'acceptabilité sociale.

**Tableau 2-1 : Signification des cotes utilisées dans la grille de sélection des sites**

Cote	Pointage	Description
+ ou ++	+1 ou +2	<b>Positif/bon ou très positif / très bon</b> : prometteur, aucun impact négatif apparent sur le projet
○	0	<b>Neutre</b> : enjeu résiduel existant pouvant être résolu ou mitigé
—	-1	<b>Négatif</b> : enjeu important difficile à mitiger et risquant d’avoir un impact sur le projet
	Site éliminé	<b>Barrière majeure</b> : enjeu ne pouvant être résolu ou mitigé, site à exclure

**Tableau 2-2 : Exemple de critères avec l’élément observable et la cote attribuée**

<b>Critère</b>		<b>#1 - Niveau de température</b>
<b>Élément observable</b>		Température du réservoir (valeur corrigée de la température dans la formation géologique à la profondeur considérée)
<b>Cote</b>	++	≥ 180 °C et plus
	+	≥ 160 °C à < 180 °C
	○	≥ 140 °C à < 160 °C
	—	≥ 120 °C à < 140 °C
		< 120 °C
<b>Critère</b>		<b>#2 - Niveau de profondeur</b>
<b>Élément observable</b>		Profondeur du réservoir considéré
<b>Cote</b>	+	≤ 4 km
	○	> 4 km à ≤ 5,5 km
	—	> 5,5 km à ≤ 7 km
		> 7 km

## 2.7.5 Résultats et discussions

Les différents sites analysés sont présentés à la Figure 2-12. Le Tableau 2-3 décrit les raisons qui ont justifié le choix et certaines caractéristiques de chacun de ces sites.

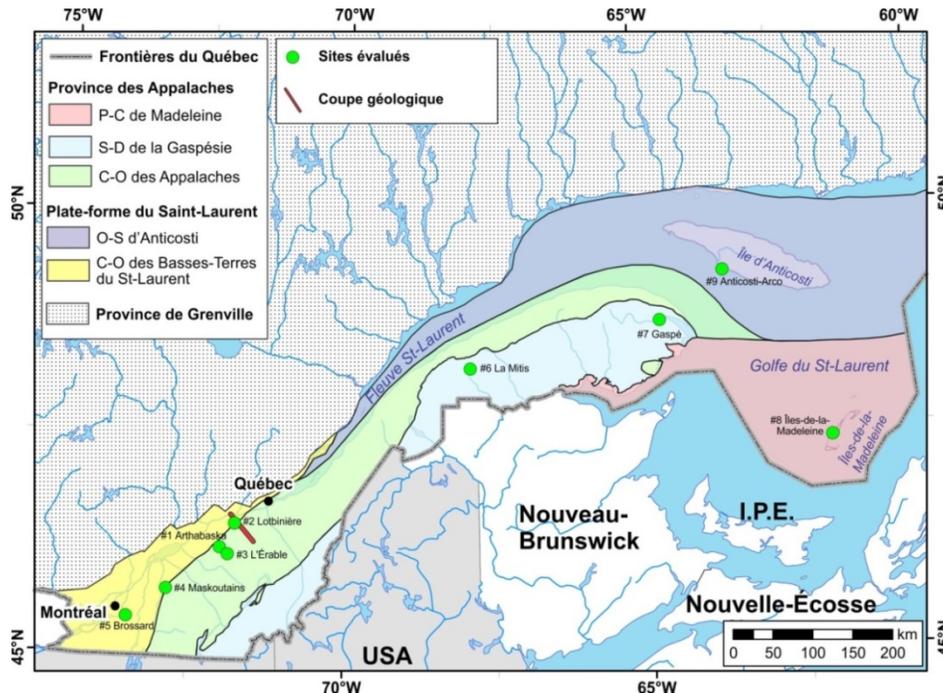


Figure 2-12 : Sites jugés prometteurs

Tableau 2-3 : Sites analysés

Site	Caractéristiques du site
Site # 1 : Arthabaska	<ul style="list-style-type: none"> <li>Situé au centre de l'une des anomalies de température les plus importantes. Par contre, l'information de température est basée sur un seul puits à 1716 m de profondeur.</li> </ul>
Site # 2 : Lotbinière	<ul style="list-style-type: none"> <li>Situé en périphérie de l'anomalie du site # 1 mais dont l'information de température est appuyée par un nombre plus important de données.</li> </ul>
Site # 3 : L'Érable	<ul style="list-style-type: none"> <li>Situé où la couche sédimentaire est la plus épaisse dans le modèle des Basses-Terres-du-Saint-Laurent (6600 m). C'est le point où la température est la plus importante à l'intérieur de l'unité réservoir sédimentaire qui a des caractéristiques lithologiques favorables.</li> <li>Information de température appuyée par un nombre limité de données.</li> </ul>
Site # 4 : Maskoutains	<ul style="list-style-type: none"> <li>Situé dans une zone où la température est relativement élevée</li> </ul>

Site	Caractéristiques du site
	<p>dans les Basses-Terres-du-Saint-Laurent.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• À proximité d'un bassin de population important.</li> <li>• Information appuyée par un nombre plus important de données.</li> </ul>
Site # 5 : Brossard	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Site situé dans une anomalie de température du modèle des Basses-Terres-du-Saint-Laurent (information basée sur un puits à 1448 m de profondeur).</li> <li>• Situé à proximité des collines Montérégiennes, des intrusions magmatiques plus jeunes que le bassin des Basses-Terres-du-Saint-Laurent.</li> <li>• À proximité d'un bassin de population important.</li> </ul>
Site # 6 : La Mitis	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Situé dans une anomalie de température importante.</li> <li>• Information de température appuyée par une donnée de température d'un puits à 1889 m de profondeur.</li> </ul>
Site # 7 : Gaspé	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Situé dans une anomalie de température importante appuyée par une seule donnée de température d'un puits à 1315 m de profondeur.</li> <li>• Situé dans le bassin de la Gaspésie à proximité de la ville de Gaspé</li> </ul>
Site # 8 : Îles-de-la-Madeleine-Fatima	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Situé dans un réseau autonome (en dehors du réseau intégré d'Hydro-Québec)</li> </ul>
Site # 9 : Anticosti-Arco	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Situé dans la zone où l'épaisseur de la couche sédimentaire est la plus élevée sur l'île d'Anticosti.</li> </ul>

Le Tableau 2-4 contient la grille de sélection des sites. L'indice de priorisation doit être interprété avec prudence étant donné le niveau et la qualité actuelle de l'information disponibles. Chacun de ces sites mérite d'être étudié davantage pour comprendre le contexte géologique qui pourrait justifier les anomalies de température et améliorer l'évaluation du potentiel géothermique. Dans certains cas, le gradient de température local est extrapolé à partir d'un seul puits à moins de 2000 m.

De façon générale, les sites identifiés ne sont pas favorables à la réalisation d'un projet pilote d'envergure pour la production d'électricité à court terme, notamment en raison des profondeurs requises, de l'incertitude sur la température et du risque au niveau du développement de réservoirs profonds. Cela se reflète dans le pointage qui est d'au plus de 7 sur un maximum de 19. Ce sont les sites du bassin des Basses-Terres-du-Saint-Laurent (BTSL) qui se démarquent davantage en raison de la qualité de la ressource et de la présence d'infrastructures et de marchés à proximité. Dans la plupart des cas, il est nécessaire d'atteindre une profondeur sous les unités sédimentaires

afin de retrouver des températures suffisantes à l'exploitation de la géothermie. Le site #3 L'Érable qui est le point dans les BTSL, où l'épaisseur de la couche sédimentaire est la plus importante, obtient le meilleur indice de priorisation. Situé à l'extérieur du BTSL, le site de #7 Gaspé se démarque également. Toutefois, il s'agit d'une anomalie dont l'existence est appuyée par peu de données et dont l'étendue est limitée.

Tableau 2-4 : Grille de sélection des sites géothermiques

Site		Qualité de la ressource géothermique					Autres critères techniques, à incidence économique, ou à incidence sociale							Indice de priorisation global (Maximum de 19 pts)			
		1. Niveau de température (pts X 3)	2. Niveau de profondeur (pts X 3)	3. Caractéristiques lithologiques (pts X 2)	4. Incertitude liée à la géologie	5. Incertitude liée à la température	6. Représentativité	7. Risques liés à la sismicité	8. Disponibilité de ressources en eau	9. Infrastructures	10. Débouché pour électricité renouvelable	11. Marché pour l'utilisation de chaleur	12. Conflit d'usage, enjeux environ. ou de sécurité		13. Acceptabilité sociale		
Nom et coordonnées		Formation et profondeur considérée															
1	Arthabaska Latitude : 46° 16' 44 '' Longitude : -72° 02' 14 '' Bassin : Basses-Terres-du-Saint-Laurent	A	Formation géologique : Base du Groupe de Potsdam Profondeur : 4600 m	-	○	+	+	-	+	Nd	+	+	○	○	○	Nd	+2
		B	Formation géologique : Socle précambrien Profondeur : 5500 m	○	○	-											+1
2	Lotbinière Latitude : 46° 31' 36 '' Longitude : -71° 46' 38 '' Bassin : Basses-Terres-du-Saint-Laurent	A	Formation géologique : Base du Groupe de Potsdam Profondeur : 2900 m	⬮	+	+	+	+	○	Nd	+	+	○	○	○	Nd	⬮
		B	Formation géologique : Socle précambrien Profondeur : 5500 m	-	○	-											-1
3	L'Érable Latitude : 46° 12' 15 '' Longitude : -71° 54' 12 '' Bassin : Basses-Terres-du-Saint-Laurent	A	Formation géologique : Base du Groupe de Potsdam Profondeur : 6600 m	++	-	+	○	-	+	Nd	+	+	○	○	○	Nd	+7
4	Maskoutains Latitude : 45° 45' 35 '' Longitude : -72° 48' 12 '' Bassin : Basses-Terres-du-Saint-Laurent	A	Formation géologique : Base du Groupe de Potsdam Profondeur : 3800 m	⬮	+	+	○	+	○	Nd	+	+	○	+	○	Nd	⬮
		B	Formation géologique : Socle précambrien Profondeur : 5500 m	-	○	-											-1
5	Brossard Latitude : 45° 26' 40 '' Longitude : -73° 29' 26 '' Bassin : Basses-Terres-du-Saint-Laurent	A	Formation géologique : Base du Groupe de Potsdam Profondeur : 1600 m	⬮	+	+	+	-	○	Nd	+	+	○	+	○	Nd	⬮
		B	Formation géologique : Socle précambrien Profondeur : 5500 m	○	○	-											+1
6	La Mitis Latitude : 48° 21' 26 '' Longitude : -67° 55' 12 '' Bassin : Gaspésie	A	Formation géologique : Base du bassin Profondeur : 3700 m	○	+	-	○	-	-	Nd	+	○	○	-	○	Nd	-1
		B	Formation géologique : Socle bassin C-O des Appalaches sous-jacent Profondeur : 5500 m	++	○	-											+2
7	Gaspé Latitude : 48° 51' 19 '' Longitude : -64° 39' 35 '' Bassin : Gaspésie	A	Formation géologique : Base du bassin Profondeur : 4400 m	++	○	-	+	-	-	Nd	+	+	○	○	○	Nd	+5
		B	Formation géologique : Socle bassin C-O des Appalaches sous-jacent Profondeur : 5500 m	++	○	-											+5
8	Îles-de-la-Madeleine Latitude : 47° 25' 35 '' Longitude : -61° 52' 08 '' Bassin : Madeleine	A	Profondeur : 5500 m	○	○	+	+	-	-	Nd	○ *eau de mer	○	+	○	-	Nd	+1
9	Anticosti-Arco Latitude : 49° 23' 18 '' Longitude : -63° 31' 27 '' Bassin : Anticosti	A	Formation géologique : Base du bassin Anticosti Profondeur : 3800 m	⬮	+	○	+	+	+	Nd	+	-	⬮	-	○	Nd	⬮
		B	Formation géologique : Socle précambrien Profondeur : 5500 m	-	○	-											⬮

⊕ ou ++ Positif/bon ou très positif/très bon (+1 ou +2) ; ○ = Neutre (+0) ; - = Négatif (-1) ; ⬮ = Barrière majeure, site à exclure, Nd = non disponible

## 2.7.6 Conclusion et recommandations

Lorsque des conditions telles que la diminution des coûts de forages profonds et le développement d'expertise pour la création de réservoirs géothermiques dans le socle (fracturation et stimulation) permettront d'envisager à plus court terme un projet de démonstration de production d'électricité, une évaluation plus poussée des critères sera requise. Elle devra reposer sur davantage de données, notamment sur des mesures dans des forages profonds près des zones d'intérêt, une caractérisation plus poussée des sites, une étude des utilisateurs de chaleur potentiels et une évaluation plus approfondie de l'acceptabilité sociale. Dans l'attente, davantage de données sont nécessaires afin de réduire l'incertitude liée à la qualité des ressources en place et d'acquérir des informations stratégiques pour quantifier le potentiel géothermique du Québec. Des travaux d'exploration géologique peuvent être réalisés pour réduire l'incertitude face à l'évaluation du potentiel géothermique. Ces travaux pourraient reposer notamment sur des mesures de température à l'équilibre, dans des forages d'une profondeur intermédiaire à celle des réservoirs pour éventuellement forer à des profondeurs encore non atteintes au Québec. Les sites #1 et #3 des Basses-Terres-du-Saint-Laurent sont sans doute les deux premières zones où la collecte de données supplémentaires contribuerait au développement de connaissances stratégiques face à l'éventuelle exploitation de ces ressources. L'exploration en vue de la production d'hydrocarbures dans la région de Gaspé constitue également une opportunité.

## 2.8 Estimation des coûts pour un premier projet pilote dans l'est du Canada

Les calculs technico-économiques préliminaires ne laissent pas présager des perspectives de coûts intéressantes pour la production d'électricité dans les régions identifiées aux profondeurs facilement accessibles actuellement. Les températures et les conditions lithologiques répertoriées n'ont pas été jugées suffisamment favorables pour sélectionner un site pour un projet pilote d'envergure à court terme. Une évaluation approximative du coût d'un projet pilote de centrale géothermique EGS peut être effectuée en se basant sur les coûts disponibles dans la littérature et utilisés dans les simulations. Le Tableau 2-5 présente une évaluation préliminaire des coûts d'un projet pilote de centrale EGS d'une capacité nominale brute de 1 MW<sub>el</sub> à partir d'un doublet de puits (un puit d'injection et un puits de production) à une profondeur de 5000 m. Les coûts à prévoir dépasseraient facilement les 50 millions de dollars. De plus, le risque économique (dépassement des coûts) et le risque technique (températures en profondeur, capacité à créer un réseau de fractures approprié, etc.) sont très élevés. Rappelons que pour des profondeurs identiques, le coût de forage est très variable d'un site à l'autre et peut passer du simple au double (Lukawski et al, 2014).

**Tableau 2-5 : Estimation des coûts pour d'un projet pilote de centrale EGS**

Paramètres	Estimation préliminaire des coûts (\$US)	Estimations préliminaires coûts totaux (\$Can)
Forage d'un doublé de 5000 m de profondeur <sup>1</sup>	15 M \$US/puit	40 M \$
Stimulation hydraulique <sup>2</sup>	2,5 M \$US <sup>1</sup>	3,3 M\$
Centrale géothermique à cycle binaires <sup>1</sup>	3 M \$US	4 M\$
Exploration et préparation du site		> 4 M \$
Routes, infrastructures et connexion au réseau de distribution d'électricité		À déterminer
Études environnementales, permis, acceptabilité social, activités de communications		À déterminer
Activités de suivi, simulations, R&D, activités académiques et de publication, etc.		À déterminer (selon l'effort, peut atteindre quelques millions de dollars)
Total		>> 50 M\$

<sup>1</sup>Outil de simulation des systèmes géothermiques stimulés (Richard, 2016) à partir des corrélations de (Lukawski et al, 2014) et (Beckers et al, 2014)

<sup>2</sup>En s'inspirant de valeurs utilisées dans la littérature (Mines et Nathwani, 2013)

## 2.9 Références du chapitre 2

Beckers, K.F. Maciej Z. Lukawski, Brian J. Anderson, Michal C. Moore, and Jefferson W. Tester. (2014), Levelized costs of electricity and direct-use heat from Enhanced Geothermal Systems - supplemental Material, Journal of renewable and sustainable energy, vol 6

Bédard, K., Raymond J., Malo M., Konstantinovskaya E., Minea V. (2014). St. Lawrence lowlands bottom-hole temperature: various correction methods, Geothermal Resource Council (GRC2014) Annual Meeting, Portland (Oregon), GRC Transactions, Vol. 38.

Bédard, K., J. Raymond, M. Nasr, M. Malo, (2015a), Thermal State Assessment of the St. Lawrence Lowlands with a 3D Geological Model, Joint Assembly AGU-GAC-MAC-CGU, Montreal Canada 3-7 May 2015

Bédard, K, F.-A. Comeau, Millet, E., J. Raymond, M. Malo et Gloaguen, E. (2015b) Évaluation des ressources géothermiques du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent. INRS. Rapport de recherche 1659, 99 p.

Clark, C.E., C.B. Harto, J.L. Sullivan, M.Q. Wang, 2011. Water Use in the Development and Operation of Geothermal Power Plants, Argonne National Laboratory, report ANL/EVS/R-10/5, Janvier 2011, disponible sur le site Web suivant : [www.ipd.anl.gov/anlpubs/2010/09/67934.pdf](http://www.ipd.anl.gov/anlpubs/2010/09/67934.pdf)

Chabot Bergeron, A., M. Malo, J. Raymond et F-A Comeau (2015) Évaluation préliminaire du potentiel de génération d'électricité géothermique de la vallée de la Matapédia et de la région de Gaspé, Poster présenté au congrès Québec Mines 2015, Québec, Novembre 2015

DOE, 2015, How an Enhanced Geothermal System Works, <http://energy.gov/eere/geothermal/how-enhanced-geothermal-system-works>

Grant A Malcolm, Sabodh K Garg, 2012, Recovery Factor for EGS, PROCEEDINGS, Thirty-Seventh Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California, January 30 - February 1, 2012, SGP-TR-194

Guérin, J., Richard, M-A., Minea, V. 2013. Géothermie profonde – étape 5, volume 3 de 3 : Aspects légaux et impacts socio-environnementaux, LTE-RT-2013-0080, Août

Lukawski, M.Z., B. J. Anderson, C. Augustine, L.E. Capunao Jr., K.F. Beckeres, B. Livesay, J.W. Tester, (2014) Cost analysis of oil, gas, and geothermal well drilling, Journal of Petroleum Science and Engineering 118 p. 1–14

Majer, E, J. Nelson, A. Robertson-Tait, J. Savy, I. Wong, 2012. Protocol for Addressing Induced Seismicity Associated with Enhanced Geothermal Systems, U. S. Department of Energy, Geothermal Technologies Program, DOE/EE-0662, Janvier 2012

Majorowicz, J., V. Minea, (2012), Geothermal energy potential in the St-Lawrence River area, Québec, Geothermics, Vol. 42, p25-36; also in EARTH SCIENCE AND ENVIRONMENTAL STUDIES RESEARCH.

Majorowicz, J., V. Minea, (2013), Geothermal anomalies in the Gaspésie Peninsula and Madeleine Islands, Québec,, Geothermal Resource Council (GRC) Annual Meeting, Las Vegas (Nevada), GRC Transactions, Vol. 37:295-300., 2013

- Majorowicz, J. A., Minea, V. 2013b. Géothermie profonde – étape 5, volume 2 de 3 : Potentiel des sous-régions du Québec, LTE-RT-2013-0080, Août
- Majorowicz, J., Minea, V. 2015a. Geological, Economical and Environmental Assessment of Combined Geothermal Power and Heat Generation in Québec, Canada, Proceedings World Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia, 19-25 April.
- Majorowicz, J. A., Minea, V. 2015b. Shallow and Deep Geothermal Energy Potential in Low Heat Flow, Cold Climate Environment in Northern Québec, Canada: Case Study. Environmental Earth Sciences; DOI: 10.1007/s12665-015-4533-1.
- Majorowicz, J. A., Minea, V. 2015c. Geothermal Energy Potential in Low Enthalpy Areas as a Future Energy Resource: Identifying Feasible Targets, Quebec, Canada, Study Case, *Resources* 4(3), 524-547; DOI:10.3390/resources4030524.
- Minea, V., Majorowicz, J. 2012. Preliminary Assessment of Deep Geothermal Resources in Trois-Rivières Area, Québec, GRC2012, Reno (Nevada), GRC Transactions, Vol. 36, pp. 709-715.
- Minea, V. 2013. Géothermie profonde – étape 5, volume 1 de 3 : Avancements technologiques, LTE-RT-2013-0080, Août
- Minea, V. 2014a. Géothermie profonde – projet éco-Énergie - an 1, 4<sup>e</sup> rapport d'étape, IREQ-2014-0078.
- Minea, V. 2014b. Preliminary assessment of geothermal potential in Québec, Canada. Workshop, Institut National de la Recherche Scientifique (INRS), Québec, QC, May 1st, Québec city.
- Mines, G, J. Nathwani (2013) Estimated power generation cost for EGS, Proceedings, Thirty-Eighth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California, February 11-13, 2013, SGP-TR-198
- Raymond, J., Malo, M., Minea, V., Giroux, B. 2014. A great start for geothermal research in Eastern Canada. Canadian Geothermal Research Council Reviews, Issue 6, Spring, 4 p.
- Richard, M-A, (2016a) Production d'électricité avec des systèmes géothermiques stimulés au Québec : analyse des résultats d'un outil de simulation, Hydro-Québec, rapport IREQ-2016-0001
- Richard, M-A, F-A Comeau, K. Bédard, (2016b) *Géothermie profonde : grille de sélection de sites géothermiques*, Hydro-Québec, rapport IREQ-2016-0023, Janvier 2016, 146 pages
- Sullivan, JL., C.E. Clark, J.Han, M. Wang (2010) Life-Cycle Analysis Resultats of Geothermal Systems in Comparison to Otherm Power Systems, Argonne National Laboratory, Report ANL/ESD/10-5, August 2010

Tester, J.W., et al., (2006), The future of geothermal energy, Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, Massachusetts, 372 p.

Zarrouk, S.J., H. Moon (2014), Efficiency of geothermal power plants: A worldwide review, Geothermics, vol. 51, p.142-153



## **Chapitre 3 : Géothermie profonde (INRS FRQNT-ISI)**

---

### **3.1 Introduction**

#### **3.1.1 Contexte**

Le projet de recherche intitulé « Potentiel de la géothermie profonde au Québec » a débuté à l'INRS en avril 2013. C'est un projet dans le cadre du programme de recherche en partenariat Initiatives stratégiques pour l'innovation (ISI) du Fonds de recherche du Québec – Nature et technologies (FRQNT).

Par le programme ISI, le FRQNT souhaitait jouer le rôle d'agent initiateur en favorisant le regroupement d'une masse critique d'expertises scientifiques dans le but d'accroître de façon significative les activités de recherche, la qualité de formation d'un personnel hautement qualifié, l'innovation et le transfert technologique en lien avec le secteur de la géothermie profonde au Québec. Le transfert technologique était assuré vers Hydro-Québec par la participation directe des chercheurs de l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ). La subvention de recherche permettait à Hydro-Québec de s'associer avec un groupe de chercheurs en géologie et géophysique pour évaluer le potentiel de la géothermie profonde au Québec.

#### **3.1.2 Objectifs**

L'objectif général du projet ISI était de définir le potentiel de la géothermie profonde pour la génération d'électricité au Québec. Pour ce faire, l'atteinte de l'objectif global s'est concrétisée par des travaux dans trois volets de recherche :

- 1) Géologie, géophysique et géothermie : évaluation des ressources géothermiques ;
- 2) Conception et ingénierie des réservoirs : design des sites d'exploitation géothermique ;
- 3) Aspects sociaux et environnementaux : droits, acceptabilité et risques environnementaux.

### **3.2 Volet 1 : Géologie, géophysique et géothermie : évaluation des ressources géothermiques**

#### **3.2.1 Contexte**

Au Québec, des études préliminaires ont été réalisées dans le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent (Majorowicz et Minea, 2012; Minea et Majorowicz, 2012; Raymond et al., 2012) ainsi que dans la province géologique des Appalaches (Mareschal et al., 1989; Majorowicz et Minea, 2013) afin d'en estimer les gradients de température, le flux de chaleur à la surface et la température en

profondeur. Ces études suggèrent que le Québec pourrait comporter des ressources géothermiques hydrothermales dans ses bassins sédimentaires, ainsi que des ressources liées aux systèmes stimulés par fracturation hydraulique dans le socle cristallin sous-jacent. Ces études s'avèrent toutefois sommaires et plusieurs incertitudes sont liées à l'estimation des ressources.

La première tâche consistait à compiler toutes les données disponibles dans le but de construire des modèles géologiques afin d'améliorer la qualité des évaluations des ressources géothermiques. Les données proviennent essentiellement d'anciens puits d'exploration pétrolière et gazière qui appartiennent au domaine public (voir le Système d'information géoscientifique pétrolier et gazier (SIGPEG); <http://sigpeg.mrn.gouv.qc.ca/gpg/classes/igpg?langue=F>).

Nos travaux se sont principalement concentrés sur le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent (Figure 3.1), où plus de 250 puits sont répartis sur le territoire. Ainsi, il est envisageable de construire un modèle géologique 3D du bassin où la température serait estimée en tout point. Malgré un nombre élevé de puits, il est beaucoup plus difficile de construire un tel modèle pour la province des Appalaches (Figure 3.1). En effet, les puits sont moins bien répartis sur le territoire et plutôt concentrés sur de petites zones (Figure 3.1). De plus, le contexte géologique est plus complexe que celui du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent car les roches des Appalaches sont plissées et faillées, ce qui rend très difficile la modélisation en profondeur. Ainsi, l'évaluation des ressources pour la province géologique des Appalaches se limite pour le moment à des coupes transversales 2D (Figure 3.1). Une première évaluation des caractéristiques géologiques et géothermiques des roches des bassins sédimentaires au nord du fleuve Saint-Laurent a été complétée.

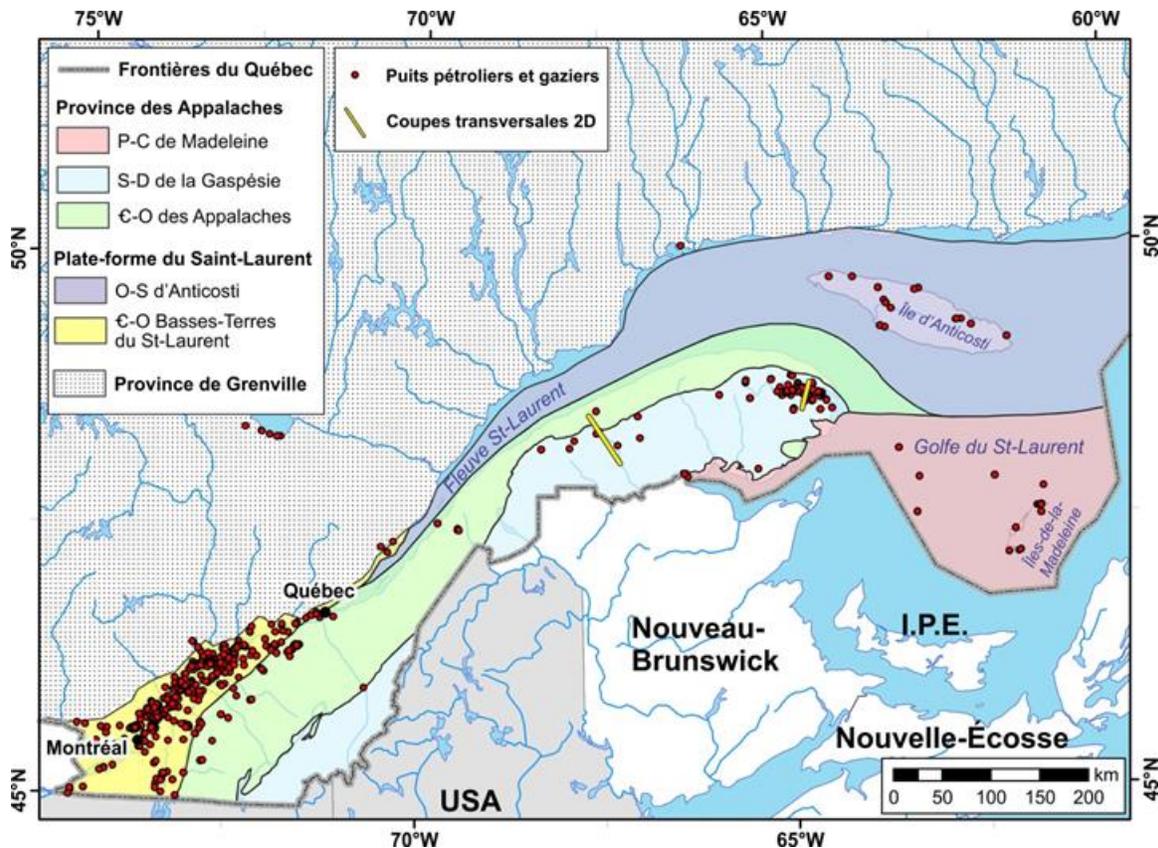


Figure 3-1 : Bassins sédimentaires du sud du Québec. P-C : permo-carbonifère. S-D : siluro-dévonien. O-S : ordovicien-silurien. C-O : cambro-ordovicien. Le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent est en jaune entre Montréal et Québec. Les deux coupes transversales sont localisées en Gaspésie, de même que tous les puits pétroliers et gaziers.

### 3.2.2 Objectifs

Les objectifs associés au premier volet sont :

- 1) Déterminer la conductivité thermique des roches de la succession sédimentaire du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent ainsi que de la province géologique des Appalaches ;
- 2) Construire un modèle géothermique 3D du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent et évaluer le flux de chaleur en surface ;
- 3) Modéliser la température en profondeur en 2D le long de profils sismiques dans la province géologique des Appalaches ;
- 4) Analyser de façon préliminaire les bassins sédimentaires du nord du Québec, de l'île d'Anticosti et des Îles-de-la-Madeleine.

### 3.2.3 Historique et équipe de travail

L'équipe de travail était constituée de professeurs, d'agents de recherche et d'étudiants :

- les professeurs : Erwan Gloaguen, Michel Malo, Jasmin Raymond ;
- les agents de recherche : Karine Bédard, Félix-Antoine Comeau, Emmanuelle Millet ;
- les étudiants : Anne Chabot-Bergeron (B.Sc.), Laurent Gauchat (M.Sc.), Maher Nasr (M.Sc.).

La liste des auteurs des différents rapports de recherche, d'articles scientifiques et de communications dans des congrès et des réunions scientifiques indique la contribution des membres de l'équipe aux différentes thématiques abordées dans le volet 1 (voir plus bas). Le tableau 1 montre la répartition des diverses thématiques de recherche abordées pendant les trois années du projet.

**Tableau 3-1 : Thématiques de recherche du volet 1**

Thématiques de recherche	2013		2014				2015				2016	
	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	
Compilation températures en fond de puits	X				X							
Correction températures			X	X	X							
Collecte échantillons - BTSL (conductivité thermique)					X				X			
Mesures laboratoire - BTSL - (conductivité thermique)					X	X	X	X	X			
Construction modèle géologique 3D - Anticosti	X					X						
Collecte échantillons - Appalaches (conductivité thermique)									X			
Mesures laboratoire - Appalaches (conductivité thermique)									X			
Travaux de terrain – fracturation									X			
Construction profils géologiques 2D - Appalaches											X	
Construction modèle 3D de température - BTSL				X	X	X	X	X	X	X		X
Revue des bassins du Nord										X		X

### Articles scientifiques

- Bédard, K., Raymond, J., Malo, M., Konstantinovskaya, E., Minea, V. 2014. St. Lawrence Lowlands bottom-hole temperatures: various correction methods. *Geothermal Resources Council Transactions*, 38: 351-355.
- Bédard, K., Comeau, F.-E., Raymond, J., Malo, M., Nasr, M. Soumis. Thermostratigraphic assessment of the St. Lawrence Lowlands sedimentary basin and its deep geothermal resource potential, Québec, Canada. *Natural Resources Research*.
- Blessent, D., Raymond, J., Dezayes, C. Accepté. Les ressources géothermiques profondes au Québec et en Colombie; un secteur dont le développement pourrait s'inspirer des centrales géothermiques en France. *Techniques Sciences Méthodes*.
- Nasr, M., Raymond, J., Malo, M. 2015. Évaluation en laboratoire des caractéristiques thermiques du bassin sédimentaire des Basses-Terres du Saint-Laurent. *GéoQuébec 2015, 68e Conférence Canadienne de Géotechnique et 7e Conférence Canadienne sur le Pergélisol*, Québec, 20-23 septembre 2015, 8 p.
- Nasr, M., Raymond, J., Malo, M., Gloaguen, E. Soumis, Geothermal potential of St. Lawrence Lowlands sedimentary basin from well logs analysis. *Geothermics*.
- Raymond, J., Sirois, C., Nasr, M., Malo, M. 2007. Evaluating the geothermal heat pump potential from a thermostratigraphic assessment of rock samples in the St. Lawrence Lowlands, Canada. *Environmental Earth Sciences*.

### Rapports

- Bédard, K., Comeau, F.-E., Malo, M. 2015. Lithostratigraphie standardisée et modélisation géologique 3D du bassin d'Anticosti. INRS-ETE, Rapport de recherche R-1561, 83 p.
- Bédard, K., Comeau, F.-A., Millet, E., Raymond, J., Malo, M., Gloaguen, E. 2016. Évaluation des ressources géothermiques du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent. Rapport soumis à l'Institut de recherche d'Hydro-Québec, INRS-ETE, Rapport de recherche R-1659, 99 p. (rapport disponible dans l'Annexe B)
- Chabot-Bergeron, A., Raymond, J., Malo, M., Comeau, F.-A. 2016. Évaluation du potentiel de génération d'électricité géothermique en Gaspésie : régions de la vallée de la Matapédia et de Gaspé. Rapport soumis à l'Institut de recherche d'Hydro-Québec, INRS-ETE, Rapport de recherche R-1661, 69 p. (rapport disponible dans l'Annexe B)

Comeau, F.-A. Malo, M., Raymond, J. 2016. Les bassins sédimentaires du Nord québécois: évaluation du potentiel pour la géothermie profonde. Rapport soumis à l'Institut de recherche d'Hydro-Québec, INRS-ETE, Rapport de recherche R-1660, xx p.

### Communications

Bédard, K., Raymond, J., Nasr, M., Malo, M. 2015. Thermal state assessment of the St. Lawrence Lowland with a 3D geological model. Réunion conjointe AGC-AGU-AMC-UGC, Montréal, 3-7 mai 2015.

Bédard, K., Raymond, J., Malo, M. 2014. Températures dans les puits dans les Basses-Terres du Saint-Laurent : différentes méthodes de correction. 1er Atelier sur la géothermie des bassins sédimentaires, INRS-ETE, Québec, 1er mai 2014.

Chabot-Bergeron, A., Malo, M., Raymond, J., Comeau, F.-A. 2015. Évaluation préliminaire du potentiel de génération d'électricité géothermique de la vallée de la Matapédia et de la région de Gaspé. Québec-Mines, Québec, 24-26 novembre 2015.

Comeau, F.-A., Chabot-Bergeron, A., Malo, M., Raymond, J. 2015. Contextes géologiques favorables à la géothermie profonde dans les Appalaches de la Gaspésie, Québec. 28e Entretiens Jacques-Cartier, Chambéry, 2 décembre 2015.

Malo, M., Raymond, J., Bédard, K., Comeau, F.-A., Nasr, M., Minea, V., Richard, M.-A. 2016. Geothermal resources assessment of the St. Lawrence Lowlands sedimentary basin, Québec, Canada. 35th International Geological Congress, Le Cap, Afrique du Sud, 27 août – 4 septembre 2016. (Communication disponible dans l'Annexe B)

Millet, E., Comeau, F.-A., Bédard, K. 2015. Évaluation du potentiel géothermique du Québec : avancée des travaux à l'échelle régionale. 2e Atelier sur la géothermie des bassins sédimentaires, INRS-ETE, Québec, 23 février 2015.

Nasr, M. Évaluation de la conductivité thermique dans la plate-forme du Saint-Laurent : mesures au laboratoire et approche diagraphique. 2e Atelier sur la géothermie des bassins sédimentaires, INRS-ETE, Québec, 23 février 2015.

Malo, M., Raymond, J., Bédard, K., Millet, E., Comeau, F.-A., Nasr, M. 2015. Le potentiel des ressources géothermiques profondes du Canada: l'Ouest canadien et les basses-terres du Saint-Laurent. 28e Entretiens Jacques-Cartier, Chambéry, 2 décembre 2015.

Moutenet, J.-P., Bédard, K., Malo, M., 2014. Connaissance et perception des Québécois à l'égard de la géothermie profonde. 1er Atelier sur la géothermie des bassins sédimentaires, INRS-ETE, Québec, 1er mai 2014.

Raymond, J., Malo, M., 2015. Utilisation des sources thermales et des pompes à chaleur : le bilan géothermique du Canada. Colloque sur les ressources en eau et énergie souterraines face au changement climatique, Entretiens Jacques Cartier, Chambéry.

Raymond, J., Malo, M., Tanguay, D., Grasby S., Bakhteyar, F., 2015. Direct utilization of geothermal energy from coast to coast: a review of current applications and research in Canada. Proceedings of the World Geothermal Congress, Melbourne, p. 1-10.

#### Mémoires et rapports académiques

Chabot-Bergeron, A., 2015. Évaluation préliminaire du potentiel de génération d'électricité géothermique de la vallée de la Matapédia et de la région de Gaspé. Projet de fin d'études, B.Sc.A. Génie géologique, Université Laval, 87 p.

Gauchat, L. 2016. Évaluation du potentiel de réservoir géothermique à l'interface socle-bassin : analyse de la fracturation et de la perméabilité des grès de base du Groupe de Potsdam. Mémoire de M.Sc., Institut national de la recherche scientifique, Université du Québec.

Nasr, M. 2016. Évaluation des propriétés thermiques de la plate-forme du Saint-Laurent : Mesures au laboratoire et approche diagraphique. Mémoire de M.Sc., Institut national de la recherche scientifique, Université du Québec.

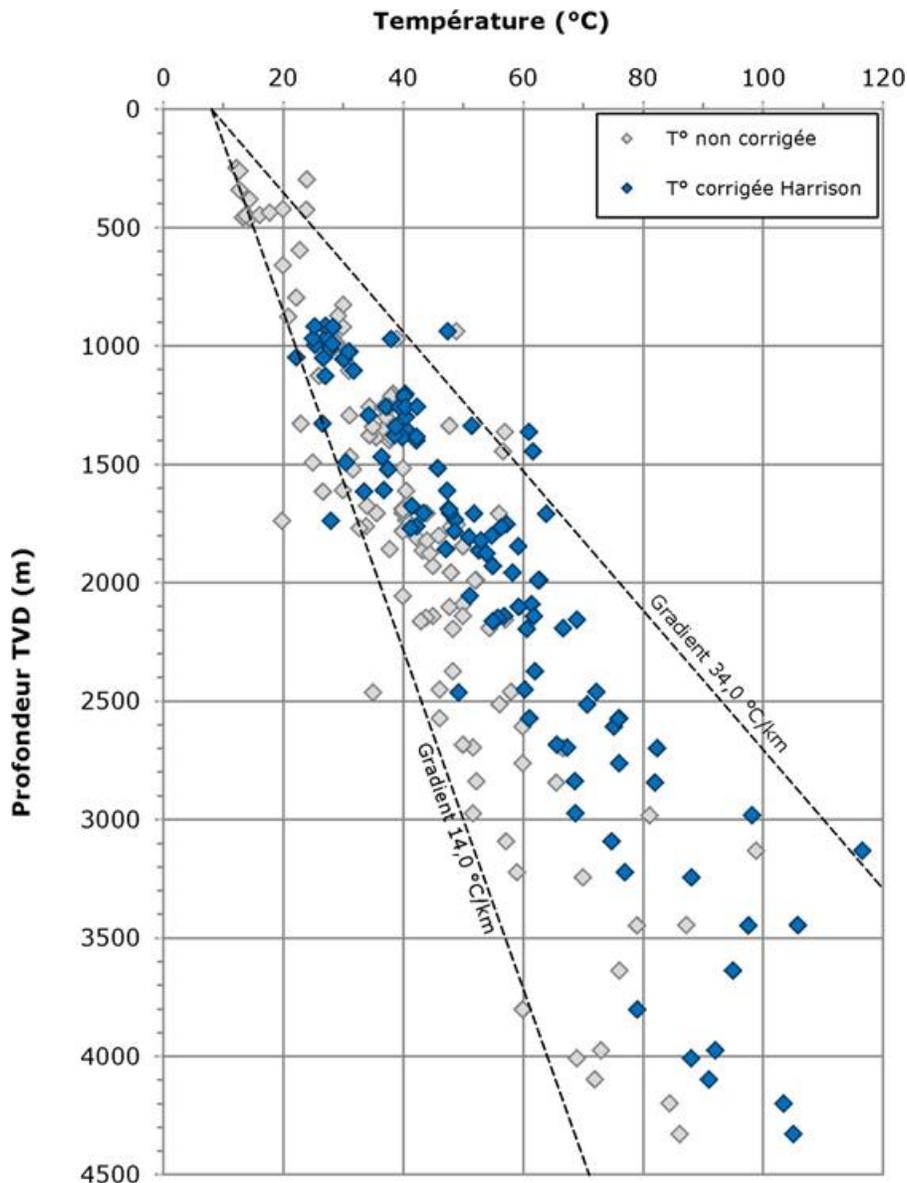
### **3.2.4 Méthodologie**

L'approche suivie s'est inspirée des travaux européens et américains d'évaluation du potentiel des ressources géothermiques profondes (ECA, 2008; DOE, 2008). Suite au rapport de la Commission géologique du Canada (CGC) sur le potentiel géothermique du Canada (Grasby *et al.*, 2011) et de l'étude réalisée au sud du Québec (Majorowicz et Minea, 2012), nos travaux ont visé l'échelle régionale, pour en arriver à identifier des sites potentiels dans la région des Basses-Terres du Saint-Laurent et des Appalaches. Il a d'abord fallu déterminer le gradient géothermique régional pour évaluer la température en profondeur en utilisant les données des anciens puits pétroliers et gaziers pour ensuite estimer les caractéristiques thermiques des unités géologiques où il n'y a pas de puits afin de produire des cartes de température en profondeur et identifier des zones d'anomalies de température plus élevée. Les ressources géothermiques ont été calculées selon la

distribution de paramètres pétrophysiques (par ex. : conductivité et capacité thermiques, température du roc) à des profondeurs allant jusqu'à 10 km. Les propriétés ont été déterminées en fonction des unités géologiques dont la distribution a été définie par le modèle géologique 3D qui est basé sur la géologie de surface, les puits et les levés sismiques. Des levés géophysiques additionnels ont été réalisés dans d'autres secteurs d'intérêt pour définir la nature et la profondeur du socle (voir Chapitre 4). Des travaux de terrain ont permis d'échantillonner les différentes unités géologiques afin de mesurer la conductivité thermique des roches et établir une thermostratigraphie de la séquence sédimentaire du bassin. Des travaux de terrain ont aussi été orientés vers l'analyse structurale de l'interface entre les unités basales du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent et le socle cristallin sous-jacent. Des échantillons de carottes provenant de la carothèque du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN) ont été également récoltés pour mesurer la conductivité thermique et évaluer la fracturation et la perméabilité. De plus, les diagraphies des puits ont servi à estimer la conductivité thermique par une nouvelle approche (Nasr, 2016) et la perméabilité par l'analyse des essais aux tiges (*drill stem test; DST*) (Gauchat, 2016). Les mesures de la conductivité thermique ont été réalisées au laboratoire de l'INRS avec une sonde à aiguille ainsi qu'au laboratoire de la Commission géologique du Canada à Calgary avec la méthode de la barre divisée. Enfin, même si le nord du Canada, incluant le Québec, semble peu propice à l'exploitation de la géothermie profonde à cause de son faible flux de chaleur (Grasby et al., 2011), nous avons réalisé une évaluation préliminaire du potentiel des bassins sédimentaires du nord du Québec ainsi que celui de l'île d'Anticosti. La réévaluation des données géophysiques et l'analyse de ces bassins dans le contexte de la géothermie profonde nous permettent d'avoir une meilleure compréhension de leur potentiel.

### **3.2.5 Résultats et discussions**

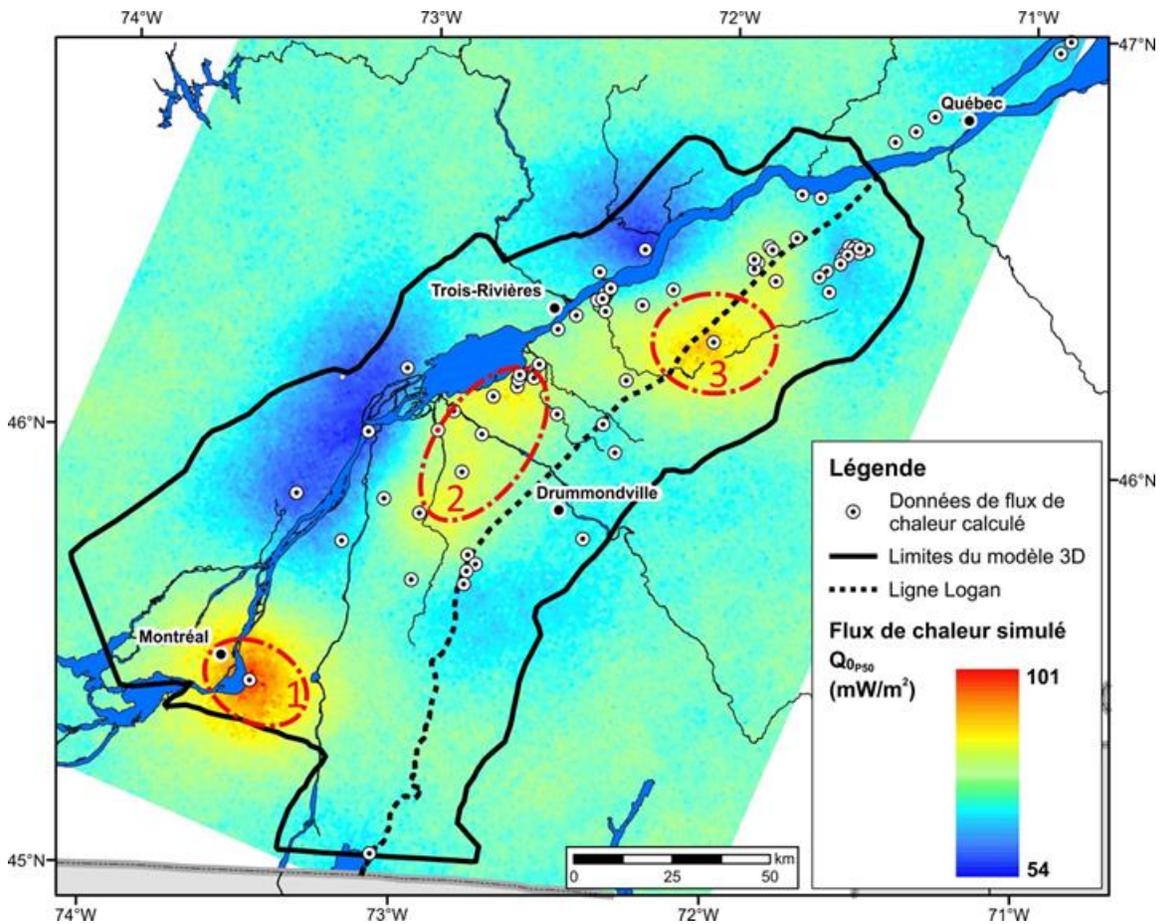
Les travaux se sont concentrés dans le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent car c'est celui qui possède le plus de données publiques pour analyser son potentiel pour la géothermie profonde. À l'aide d'un modèle géologique 3D produit par l'équipe de l'INRS-ETE (Bédard et al., 2013), nous avons pu produire des cartes de la profondeur des unités réservoirs qui pourraient potentiellement contenir des ressources géothermiques conventionnelles de type hydrothermal, de même qu'une carte de la profondeur du socle dans lequel il serait possible d'extraire des ressources non conventionnelles de type enhanced geothermal system (EGS) (Raymond et al., 2012 ; Bédard et al., 2014). Nous avons aussi recensé les données de température dans l'ensemble des puits pétroliers afin de construire des profils de température corrigée à l'équilibre et d'évaluer le gradient géothermique dans l'ensemble du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent (Bédard et al., 2014). Le gradient géothermique moyen calculé à partir des températures corrigées de 81 puits s'établit à 23,1 °C par kilomètre, mais atteint localement 38,9 °C par kilomètre (Figure 3.2).



**Figure 3-2 : Graphiques montrant les températures corrigées à l'aide de la méthode dite « de Harrison »**

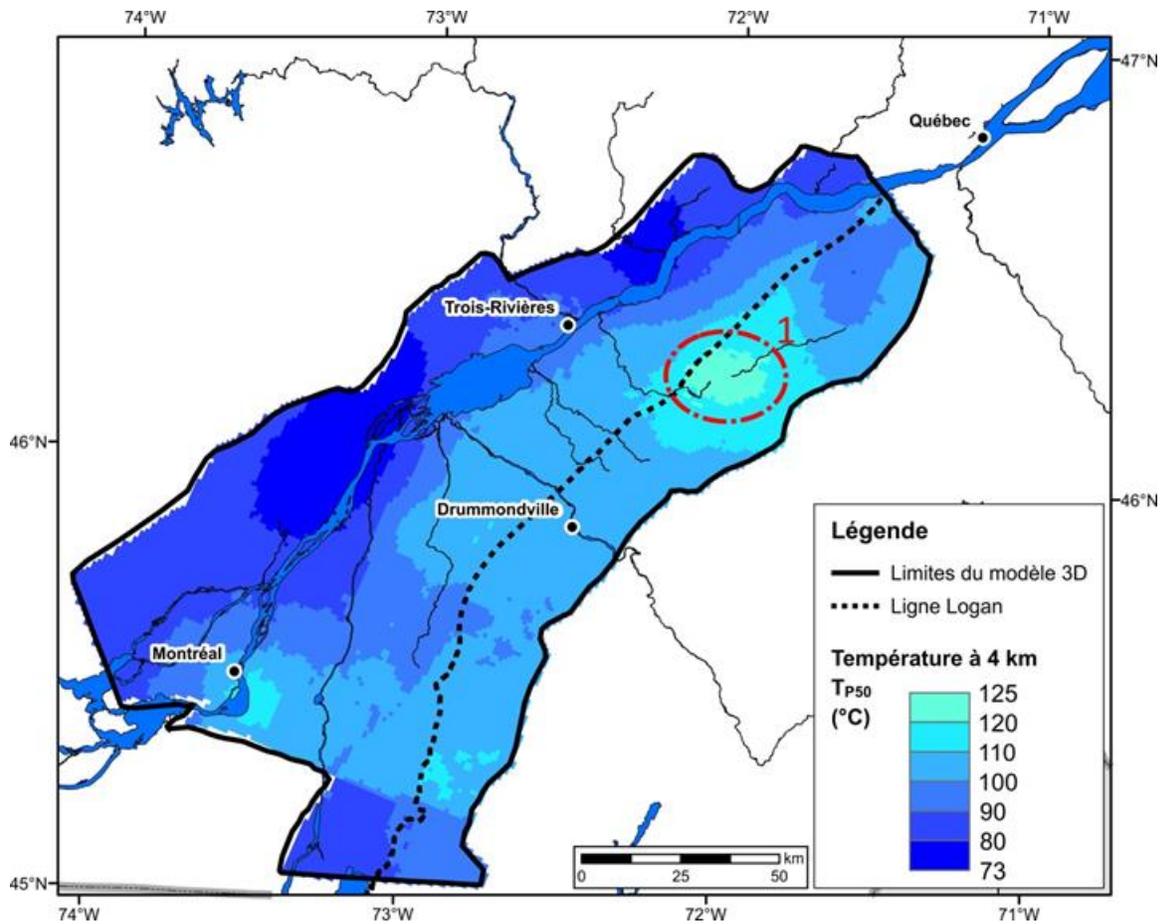
Les corrections paléoclimatiques, la conductivité thermique des unités géologiques du bassin et la génération de chaleur radiogénique des roches ont également été considérées dans le calcul du flux de chaleur (Nasr et al., 2015 ; Bédard et al., 2016). Les valeurs du flux de chaleur varient de  $39 \times 10^{-3}$  à  $124 \times 10^{-3}$  W/m<sup>2</sup> avec des moyennes variant de  $53 \times 10^{-3}$  à  $90 \times 10^{-3}$  W/m<sup>2</sup> selon les différents scénarios évalués. La figure 3.3 montre le flux de chaleur en surface selon le scénario moyen. L'ensemble des résultats obtenus en équipe se retrouve dans le rapport de Bédard et al.

(2016). Trois anomalies avec un flux de chaleur plus élevé ont été identifiées et se trouvent (1) au sud-est de Montréal, (2) au sud du Lac Saint-Pierre et (3) au sud-est de Bécancour.

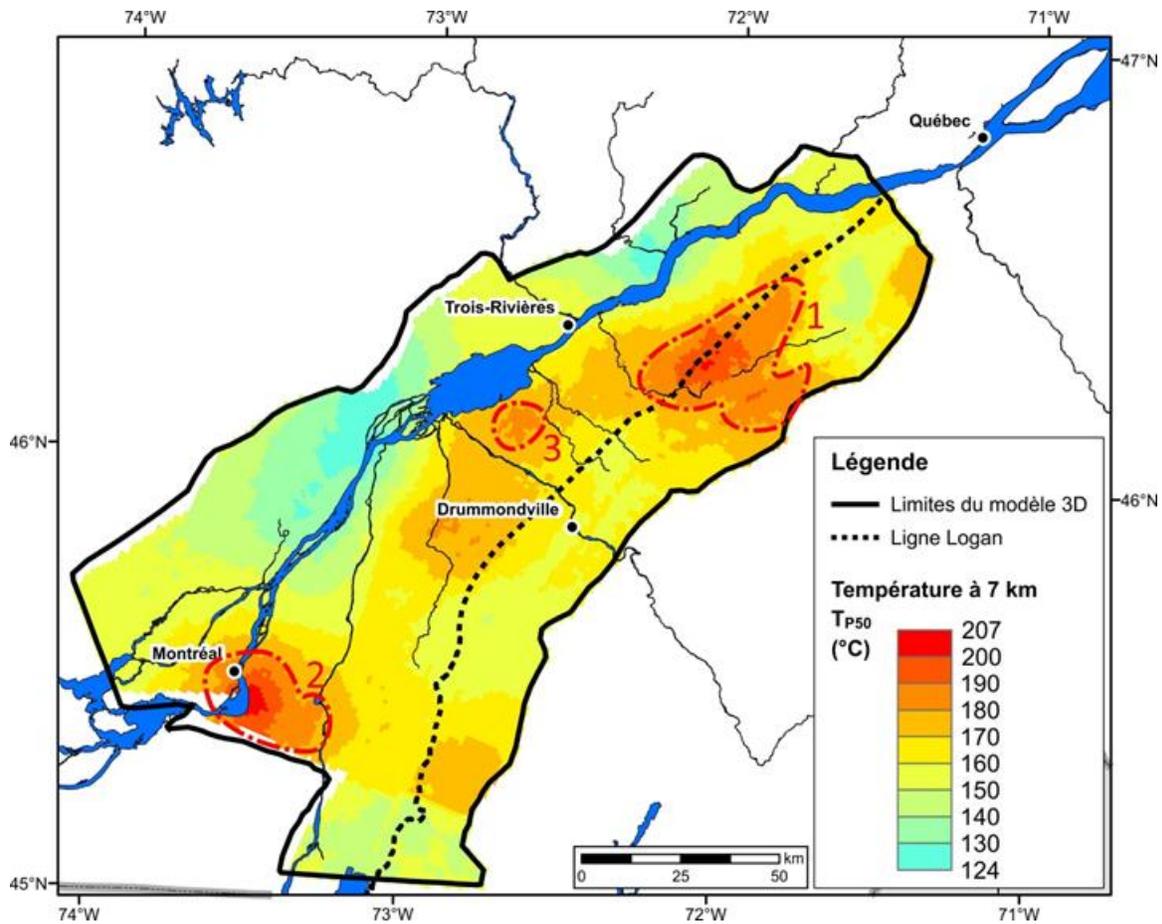


**Figure 3-3 : Flux de chaleur en surface dans la région du bassin des BTSL selon le scénario moyen. Les points blancs montrent les données utilisées pour la simulation du flux de chaleur. Les ellipses rouges montrent les anomalies positives de flux de chaleur. 1 : Sud-est de Montréal ; 2 : Sud du Lac Saint-Pierre ; 3 : Sud-est de Bécancour**

À partir du flux de chaleur en surface il est possible de construire un modèle 3D de la répartition de la température en sous-surface permettant ainsi d'identifier des zones d'anomalies de température (Figures 3.3 et 3.4). L'ensemble des résultats obtenus en équipe se retrouve dans le rapport de Bédard et al. (2016).



**Figure 3-4 : Température à 4 km de profondeur selon le scénario moyen. La ligne pointillée rouge montre la région qui atteint des températures de 120 °C à cette profondeur. 1 :Sud-est de Bécancour.**



**Figure 3-5 : Température à 7 km de profondeur selon le scénario moyen. Les lignes pointillées rouges montrent les régions qui atteignent des températures de 180 °C à cette profondeur. 1 :Sud-est de Bécancour ; 2 : Sud-est de Montréal ; 3 : Sud du Lac Saint-Pierre.**

La méthode volumétrique a été utilisée pour le calcul de ressources géothermiques du bassin des BTSL et du socle précambrien sous-jacent. Cette méthode consiste à calculer le volume de chaleur en place, de le convertir en énergie récupérable, puis en énergie utilisable. La puissance électrique disponible au sein du BTSL et du socle précambrien s'élève ainsi à entre 3 850 et 38 500 MW, pour un facteur de récupération de, respectivement, 2 % à 20 % et pour des températures supérieures à 150 °C. À eux seuls, les grès du Groupe de Potsdam renferment près de 50 à 500 MW. Le calcul de ressources a été réalisé sur l'intervalle de profondeur allant de 3 à 10 km. L'ensemble de ces résultats obtenus en équipe se retrouve dans le rapport de Bédard et al. (2016).

Des travaux ont été réalisés dans les Appalaches, plus particulièrement en Gaspésie. Des anomalies de température avaient été identifiées par Majorowicz et Minea (2013) dans la vallée de la Matapédia et la région de Gaspé à partir de la compilation des données de température des puits pétroliers et gaziers. Une évaluation préliminaire du potentiel géothermique a été réalisée pour ces

deux secteurs à partir de nouvelles données sur la conductivité thermique des roches et de nouveaux profils de température corrigée (Chabot-Bergeron, 2015 ; Chabot-Bergeron et al., 2016). Le gradient géothermique moyen pour l'ensemble des puits pétroliers en Gaspésie est de 24.9 °C/km, tandis qu'ils peuvent atteindre 38.5 °C/km dans la vallée de la Matapédia et 42.9 °C/km dans la région de Gaspé (Chabot-Bergeron, 2015 ; Chabot-Bergeron et al., 2016). Le calcul de ressource indique qu'il serait possible de générer 22 à 220 MWe à une profondeur moyenne de 7 km pour la vallée de la Matapédia et 9 à 86 MWe à 6,5 km pour le secteur de Gaspé (Chabot-Bergeron, 2015 ; Chabot-Bergeron et al., 2016).<sup>7</sup>

Un rapport préliminaire qui recense l'information géologique des bassins sédimentaires du nord du Québec et les données de température en forage minier a été préparé (Comeau et al., 2016). Ce sont les bassins précambriens d'Otish, de Mistassini et de la Fosse du Labrador, de même que les bassins ordoviciens de la plate-forme de la Baie d'Hudson et le graben de Richmond Gulf, qui ont été analysés (Figure 3.5). Le rapport permet de faire une première évaluation des zones propices pour la géothermie dans ces bassins, particulièrement pour les ressources superficielles. Enfin, un modèle géologique 3D pour le bassin de l'Île d'Anticosti est prêt (Figure 3.5 ; Bédard et al., 2015) pour entreprendre une évaluation préliminaire des ressources géothermiques avec la même méthodologie que celle adoptée pour le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent (Bédard et al., 2016).

---

<sup>7</sup> Facteur de récupération de 2 à 20 %.

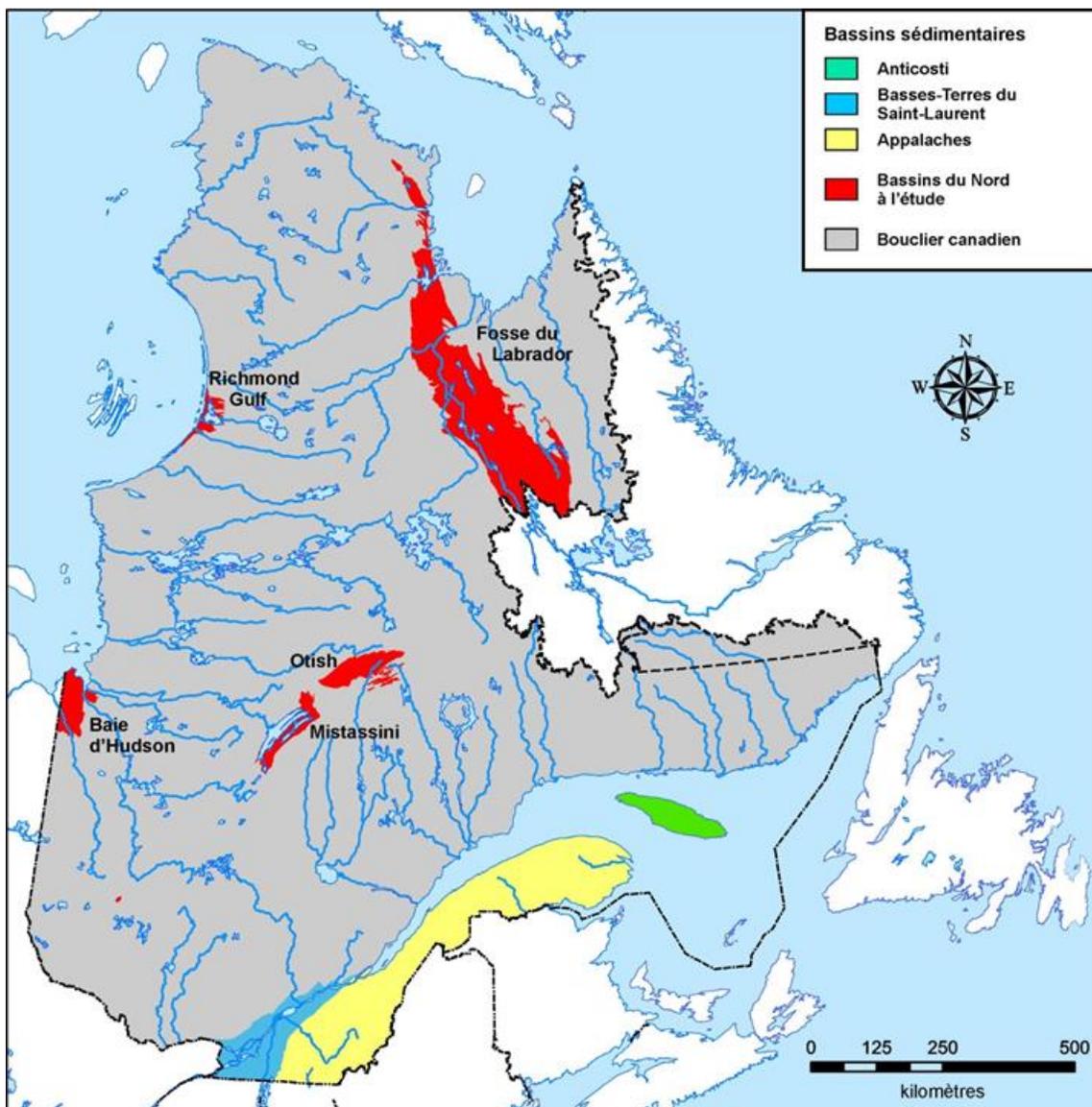


Figure 3-6 : Localisation des principaux bassins sédimentaires du Québec

### 3.2.6 Conclusions et recommandations

Nous avons atteint plusieurs objectifs fixés au début du projet. La suite des efforts de recherche devrait se concentrer vers les thématiques suivantes afin d’approfondir nos connaissances sur le potentiel de la géothermie profonde au Québec :

- Poursuivre l’analyse plus détaillée des trois sites identifiés dans le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent et des deux sites identifiés en Gaspésie ; ces sites pourraient alimenter la recherche du volet 2 pour mieux concevoir un projet pilote ;

- Acquérir des données de température à l'équilibre dans les forages pétroliers existants des Basses-Terres du Saint-Laurent et de la Gaspésie afin de réduire l'incertitude face à l'évaluation de la température en profondeur dans l'ensemble du bassin ;
- Appliquer la méthodologie de l'analyse du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent à celui d'Anticosti, étant donné qu'un modèle géologique 3D a été construit ;
- Compiler les données disponibles pour le bassin des Îles-de-la-Madeleine afin de construire un modèle géologique 3D qui servirait à l'évaluation du potentiel géothermique de cette région du Québec approvisionnée par un réseau autonome ;
- Détailler davantage les travaux entrepris dans le nord, notamment au niveau des communautés approvisionnées par des réseaux autonomes, par le biais de compilations géologiques, d'échantillonnage d'affleurements et de mesure de laboratoire.

### **3.3 Volet 2 : Conception et ingénierie des réservoirs : design des sites d'exploitation géothermique**

#### **3.3.1 Contexte**

Le deuxième volet sert à préciser le potentiel géothermique du Québec en déterminant les ressources extractibles à une profondeur accessible par les forages.

#### **3.3.2 Objectifs**

Les objectifs associés au deuxième volet sont :

- 1) Établir des modèles hydrogéologiques régionaux appuyés sur des observations en régime permanent pour les secteurs d'intérêt ;
- 2) Simuler les températures et les débits d'opération en régime transitoire pour évaluer le potentiel géothermique global des secteurs d'intérêt.

#### **3.3.3 Historique et équipe de travail**

Ce volet a été confié à l'Université Laval. Il a été réalisé en collaboration directe avec l'équipe de l'INRS qui a produit les résultats du volet 1.

L'équipe de travail était constituée de deux professeurs et d'un agent de recherche :

- les professeurs : René Therrien et John Molson (Université Laval);
- l'agent de recherche : Ali Nowamooz (Université Laval).

**Tableau 3-2 : Thématiques de recherche du volet 2**

Thématique de recherche	2013		2014				2015				2016
	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1
Simulation numérique du flux de chaleur en profondeur									X	X	X

#### Communication

Nowamooz, A., Molson, J., Therrien, R., Raymond, J., Malo, M., Bédard, K., Comeau, F.-A. 2016. Numerical investigation of enhanced geothermal system performance in a sedimentary basin. 2016 IAH-CNC Conference, Montréal, 24-27 mai 2016.

#### **3.3.4 Méthodologie**

Un modèle hydrogéologique 3D du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent a d'abord été développé pour simuler les transferts de chaleur à l'échelle régionale. La simulation de l'écoulement d'eau souterraine est également incorporée au modèle pour détailler l'analyse et considérer les transferts thermiques par advection. Ce modèle est basé sur des méthodes numériques qui reproduisent les phénomènes physiques à simuler. La géométrie du modèle hydrogéologique a été définie à partir du modèle géologique 3D utilisé dans le volet 1, soit celui de Bédard et al. (2013). Les propriétés thermiques du modèle ont été définies en fonction du type de roche, des minéraux contenus dans les roches, de la porosité et de la fracturation, de la nature du fluide dans le roc et des analyses de laboratoire. Les données de température provenant de l'enregistrement des diagraphies ont été utilisées pour calibrer le modèle de transfert de chaleur alors que les données de pression d'eau enregistrées dans les puits pétroliers et gaziers profonds serviront éventuellement à calibrer les simulations d'écoulement. La calibration sera effectuée manuellement afin de bien reproduire les températures observées.

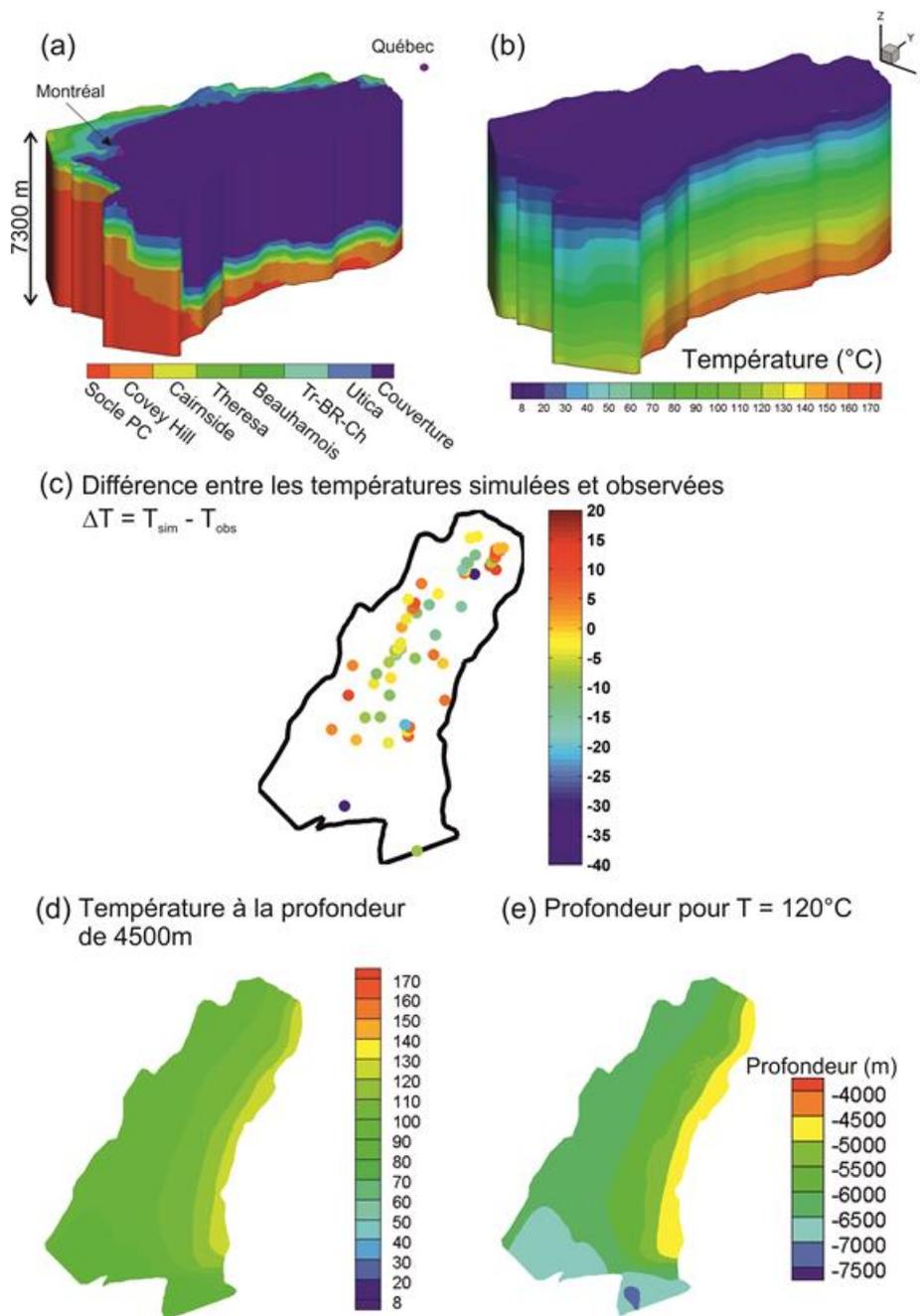
Le modèle incluant l'écoulement sera utilisé pour simuler l'extraction d'eau souterraine et déterminer la production d'énergie que pourrait engendrer l'exploitation des ressources à l'échelle régionale. Divers scénarios de pompage et d'extraction de chaleur seront évalués en fonction des propriétés hydrauliques et thermiques anticipées. Dans le cas de systèmes géothermiques stimulés, les scénarios seront influencés par des hypothèses concernant la création de perméabilité issue de la stimulation hydraulique.

### 3.3.5 Résultats et discussions

Une première modélisation régionale est en cours pour le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent, mais tout reste à faire pour les autres régions, et pour des sites d'intérêt pour un projet de démonstration.

Un exemple de simulation numérique est présenté sur la Figure 3.6. Les propriétés thermiques des unités géologiques (Tableau 3) ainsi que le flux de chaleur à la base du domaine ( $36 \text{ mW/m}^2$  à une profondeur de 7300 m) sont calibrées afin de minimiser l'erreur relative moyenne entre les températures simulées et les températures enregistrées dans les puits pétroliers et gaziers profonds (Figure 3.6c). Comme nous pouvons constater, il y a généralement un bon accord entre les températures simulées et observées. Parmi les 76 données disponibles : (1) 60 des températures simulées se situent à plus ou moins 10 degrés des températures observées, (2) 3 des températures simulées se situent à plus de  $10 \text{ }^\circ\text{C}$  des températures observées, et (3) 13 des températures simulées se situent à moins de  $10 \text{ }^\circ\text{C}$  des températures. Pour les 16 écarts importants, une étude de sensibilité est en cours afin d'étudier l'influence de la production de chaleur et des propriétés hydrodynamiques des unités géologiques sur les résultats des simulations numériques.

D'après ces résultats préliminaires, des zones d'anomalies thermiques se retrouvent dans la partie sud-ouest du bassin à une profondeur de 4.5 km et plus. La profondeur des sources de température à plus de  $120 \text{ }^\circ\text{C}$  augmentent dans la direction nord-ouest du bassin (Figures 3.6d et 3.6e).



**Figure 3-7 : A) Schéma 3D illustrant le domaine considéré dans les travaux de simulations numériques. B) Schéma 3D illustrant les températures simulées. C) Différence entre les températures simulées et enregistrées dans les puits pétroliers et gaziers profonds. D) Distribution de température à la profondeur de 4500 m. E) La profondeur des sources de température à 120 °C**

**Tableau 3-3 : Propriétés thermo-hydrodynamiques des unités géologiques des Basses-Terres du Saint-Laurent utilisées dans l'exemple de simulation numérique présenté.**

Unités	Porosité $\phi$ (%)	Perméabilité $k$ (m <sup>2</sup> )	Conductivité thermique $\lambda$ à 20°C <sup>1</sup> (W/m·K)	Capacité thermique $C_p$ (J/kg·K)	Production de chaleur $A$ (μW/m <sup>3</sup> )
Couverture <sup>2</sup>	3.9	4×10 <sup>-19</sup>	1.75	866	1.59
Utica	4.0	3×10 <sup>-19</sup>	2.10	834	0.95
Tr-BR-Ch	3.4	2.5×10 <sup>-16</sup>	2.35	851	0.41
Beauharnois	1.0	9×10 <sup>-17</sup>	2.98	857	0.69
Theresa	2.6	6×10 <sup>-17</sup>	3.40	857	0.94
Cairnside	3.3	1.2×10 <sup>-16</sup>	5.30	809	0.25
Covey Hill	6.3	2,4×10 <sup>-16</sup>	3.50	809	0.79
Socle PC	4	4×10 <sup>-19</sup>	2.34	734	1.13

<sup>1</sup>La conductivité thermique dépend de la température simulée et est calculée par  $\lambda_T = \lambda_{20} - (\lambda_{20} - 3.3) \times \left[ \exp\left(0.725 \frac{T-20}{T+130}\right) - 1 \right]$  avec  $\lambda_T$  et  $\lambda_{20}$  en 10<sup>-3</sup>  $\frac{\text{cal}}{\text{s}\cdot\text{cm}\cdot^\circ\text{C}}$ .

<sup>2</sup>Les données de couvertures comprennent les données des Appalaches ainsi que des groupes de Queenston et de Lorraine.

### 3.3.6 Conclusions et recommandations

Ce volet n'a débuté qu'au cours de la dernière année du programme de recherche. Nous recommandons de poursuivre les simulations à l'échelle régionale et d'entreprendre des simulations dans les secteurs d'intérêt, notamment en Gaspésie. Les thématiques suivantes devraient être envisagées pour continuer les travaux du volet 2 :

- Poursuivre les simulations hydrogéologiques à l'échelle des sites sélectionnées dans les BTSL et en Gaspésie ;
- Développer des modèles calés à partir d'observations de laboratoire pour simuler la stimulation et le développement de réservoirs afin de préciser les conditions d'opération des centrales dans un contexte québécois ;

- Développer des modèles d'exploitation des réservoirs pour les conditions géologiques du Nord ;
- Pour une calibration adéquate du modèle et réduire l'incertitude face à l'évaluation de la température en profondeur dans l'ensemble du bassin, il y a une forte nécessité à acquérir des données de température à l'équilibre dans les forages pétroliers existants des Basses-Terres du Saint-Laurent.

### **3.4 Volet 3 : Aspects sociaux et environnementaux : droits, acceptabilité et risques environnementaux**

#### **3.4.1 Contexte**

Le réseau européen ENGINE (*Enhanced Geothermal Innovative Network for Europe*) recommande de tenir compte des impacts environnementaux et socio-économiques au tout début du processus d'évaluation des ressources géothermiques d'une région (ECA, 2008). Avant d'amorcer l'exploitation durable de la géothermie profonde au Québec, il convient donc d'évaluer certains aspects sociétaux et environnementaux, puisqu'il n'existe aucune loi sur les ressources géothermiques profondes. De plus, les risques technologiques et environnementaux doivent être identifiés afin de les éviter. Les activités de forage liées à cette exploitation devront être encadrées pour limiter leur impact environnemental dans le respect des communautés résidentes.

#### **3.4.2 Objectifs**

Les livrables du troisième volet sont :

- 1) documenter les impacts environnementaux liés à la génération d'électricité à partir des ressources géothermiques ;
- 2) évaluer l'acceptabilité sociale d'un projet pilote de géothermie profonde au Québec ;
- 3) analyser le cadre réglementaire qui régit la géothermie profonde dans des juridictions qui exploitent cette source d'énergie.

#### **3.4.3 Historique et équipe de travail**

L'équipe de travail était constituée de professeurs, d'agents de recherche et d'étudiants :

- les professeurs : Michel Malo, Jasmin Raymond ;
- les agents de recherche : Karine Bédard, Félix-Antoine Comeau, Jean-Philibert Moutenet ;
- les étudiants : Roxane Lavoie (chercheuse postdoctorale), Frédéric Malo (BSc).

La liste des auteurs des différents rapports de recherche, d'articles scientifiques, et de communications dans des congrès et des réunions scientifiques indique la contribution des membres de l'équipe aux différentes thématiques abordées dans le volet 3 (voir plus bas).

**Tableau 3-4 : Thématiques de recherche du volet 3**

Thématiques de recherche	2013		2014				2015				2016
	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1
Sondage Léger sur la connaissance des Québécois à l'égard de la géothermie profonde	X	X									
Analyse comparative des cadres réglementaires		X	X								
Documentation des impacts environnementaux								X	X		
Analyse du sondage Léger en fonction de l'acceptabilité sociale d'un projet pilote								X	X		X

## Publications

### Articles scientifiques

Malo, F., Raymond, J. 2016. L'information, nerf de la guerre de l'acceptabilité sociale de la géothermie profonde au Québec. *L'Interdisciplinaire*, Journal étudiant de l'Institut EDS, Université Laval, no. 10, p. 4.

Malo, M., Moutenet, J.-P., Bédard, K., Raymond, J. 2015. Public awareness and opinion on deep geothermal energy in the context of shale gas exploration in the province of Québec. *World Geothermal Congress*, Melbourne, Australia, 20 avril 2015, 8 p.

### Rapports

Lavoie, R., Malo, M., Raymond, J. 2015. Impacts environnementaux potentiels liés à la géothermie profonde. Rapport soumis à l'Institut de recherche d'Hydro-Québec, INRS-ETE, Rapport de recherche R-1650, 24 p. (rapport disponible dans l'Annexe B)

Malo, F., Malo, M., Raymond, J. 2016. L'acceptabilité sociale des projets d'énergie géothermique au Québec: Rapport soumis à l'Institut de recherche d'Hydro-Québec, INRS-ETE, Rapport de recherche R-1662, 58 p. (rapport disponible dans l'Annexe B)

Moutenet, J.-P., Malo, M., 2014. Encadrement juridique de la géothermie profonde en Colombie-Britannique, en Californie, en France, et en Australie. Rapport confidentiel pour l'Institut de recherche d'Hydro-Québec, INRS-ETE, Rapport de recherche R-1508, 31 p.

#### Communication

Moutenet, J.-P., Bédard, K., Malo, M. 2014. Connaissance et perception des Québécois à l'égard de la géothermie profonde. 1<sup>er</sup> Atelier sur la géothermie des bassins sédimentaires, INRS-ETE, Québec, 1<sup>er</sup> mai 2014.

### **3.4.4 Méthodologie**

#### Les impacts environnementaux

Les impacts environnementaux potentiels de la production d'électricité avec les ressources géothermiques ont été identifiés par une revue de la littérature au cours de l'année 2015 (Lavoie et al., 2015).

#### L'acceptabilité sociale d'un projet pilote

Dans le but d'évaluer l'acceptabilité sociale d'un projet pilote, nous avons réalisé un sondage avec la firme Léger auprès de la population du Québec (Léger, 2013). Ce sondage cherchait à mesurer la connaissance que les Québécois ont de la géothermie profonde, vérifier leur opinion à l'égard de son utilisation et à l'égard de l'acceptabilité sociale d'un projet pilote, et cibler les inquiétudes des Québécois par rapport à l'utilisation de cette technologie. Le sondage a été réalisé par l'entremise de questionnaires sur internet. L'échantillon était constitué de 1353 répondants, âgés de 18 ans ou plus, de part et d'autre du Québec. Les répondants ont été tirés au hasard dans le panel de participants de Léger qui se veut représentatif de la configuration géographique et sociodémographique (par ex. : âge, sexe, scolarité, revenu) du Québec. Le questionnaire a été élaboré par l'équipe de l'INRS en collaboration avec celle de Léger. Les questions et la structure du questionnaire ont été inspirées d'autres travaux de recherche portant sur l'acceptabilité sociale (Currie, 2004; Ha-Duong et al., 2009; Sharp et al., 2009; Moutenet et al., 2012).

#### Le cadre légal

Plusieurs juridictions à travers le monde ont déjà adopté un cadre juridique complet pour réguler la recherche et l'exploitation des ressources géothermiques profondes. En ce sens, nous avons fait le

bilan de l'encadrement juridique de la géothermie profonde pour la Colombie-Britannique, la Californie, la France et le Queensland en Australie (Moutenet et Malo, 2014). Au Québec, à l'heure actuelle, aucune disposition légale ou réglementaire n'encadre ce type d'activités dans la province. De ce fait, le Québec pourrait s'inspirer de ce qui existe ailleurs pour créer un cadre bien défini pour les activités de recherche et d'exploitation de ressources géothermiques profondes.

### **3.4.5 Résultats et discussions**

#### Les impacts environnementaux

Les impacts de la production d'énergie géothermique sur l'environnement naturel sont multiples, mais ils sont généralement faibles en comparaison des autres types de production d'énergie. Les étapes de test, de forage, de développement de réservoir et de construction sont celles qui posent les risques les plus élevés pour le milieu environnant. Les impacts sur l'environnement physique peuvent être mitigés en mettant en place des mesures de contrôle appropriées.

Le choix d'une centrale binaire permet de minimiser pratiquement tous les impacts liés aux opérations de la production d'énergie géothermique. En effet, les centrales binaires ne produisent pratiquement aucune émission dans l'atmosphère, les risques de déversement de substances potentiellement polluantes sont grandement diminués, car les fluides restent en circuit fermé ; les besoins en espace sont réduits, car des bassins d'entreposage ne sont pas nécessaires ; et les pertes de chaleur dans l'environnement immédiat sont minimales, car il n'y a aucun rejet d'eau ou de vapeur. Les risques qui demeurent sont liés à la sismicité induite, au risque de contamination par accident ou à cause d'un équipement défectueux et à l'accumulation de déchets solides potentiellement toxiques. Il est donc nécessaire de bien choisir l'emplacement de la centrale afin de réduire les impacts sur la sismicité induite, de travailler avec la population locale afin de bien l'informer des risques et des bénéfices de la génération d'électricité géothermique et de mettre en place un système de suivi de l'activité sismique en temps réel. De plus, un plan de mesures d'urgence doit être élaboré afin de réagir rapidement en cas d'accident. Les infrastructures et les équipements doivent être maintenus en bon état. Finalement, il convient d'avoir un plan de gestion des déchets solides dans le but d'assurer un entreposage et un traitement adéquat de ces substances. La géothermie profonde est une source d'énergie particulièrement intéressante en regard de son intégration relativement harmonieuse dans son environnement.

#### Acceptabilité sociale d'un projet pilote

Il ressort du sondage (Léger, 2013) que les Québécois sont en général favorables à la nouvelle source d'énergie qu'est la géothermie et au développement d'un projet pilote de géothermie

profonde pour la production d'électricité (Malo et al., 2015). Cette perception à l'égard de la géothermie a été analysée afin de dégager des pistes pour mieux évaluer l'acceptabilité sociale de la géothermie et fournir des recommandations pour développer un projet pilote tout en respectant les communautés (Malo et al., 2016).

#### Le cadre légal

Si aucune disposition légale ou réglementaire n'encadre la recherche et l'exploitation de ressources géothermiques profondes au Québec, ce n'est pas le cas en Colombie-Britannique, en Californie, en France ainsi qu'au Queensland en Australie. En effet, ces juridictions disposent de tout le corpus juridique nécessaire pour tirer profit des ressources géothermiques permettant de produire de l'électricité. Globalement, le même esprit se retrouve dans les quatre juridictions étudiées. Les ressources géothermiques profondes appartiennent à l'État, sous réserve des nombreux autres cas de figure existants aux États-Unis. Celui qui souhaite faire des recherches pour identifier des ressources géothermiques profondes doit obtenir de l'autorité compétente une autorisation de conduire de telles recherches dans un périmètre défini. Dans le même ordre d'idée, celui qui souhaite exploiter des ressources géothermiques doit être le titulaire d'un titre minier lui concédant l'exploitation de gîtes géothermiques particuliers. Dès lors, ces quatre juridictions fournissent des exemples intéressants dont pourrait s'inspirer le Québec.

#### **3.4.6 Conclusions et recommandations**

Des mesures relativement simples et connues existent pour minimiser les impacts potentiels de la production d'énergie géothermique sur l'environnement naturel. De plus, les centrales géothermiques sont particulièrement adaptables à leur milieu, et ont donc également des impacts facilement gérables sur l'aménagement du territoire. Il serait intéressant de développer les connaissances par rapport à la sismicité induite par les activités liées à la génération d'électricité géothermique ainsi que par rapport à la perte de chaleur non renouvelable.

En se fiant aux expériences passées concernant différents projets de développement énergétique au Québec, on peut fournir certaines recommandations avant la réalisation d'un projet pilote :

- Il faut consulter et informer la population dès le début du développement du projet, bien avant que le niveau d'acceptabilité sociale se dégrade ;
- Il ne faut pas sous-estimer l'importance de garantir un accès à de l'information objective fournie par un tiers parti ;
- Il faut démontrer que la production d'électricité par géothermie peut améliorer la qualité de vie de la population et que les bénéfices à long terme sont plus grands que les risques ;

- Il serait profitable d'organiser des séances de discussion et d'information avec les populations où des travaux d'exploration géologique seront entrepris pour évaluer les sites ;
- Il serait pertinent de réaliser des sondages additionnels pour connaître l'opinion des populations concernées face aux impacts environnementaux de la géothermie, comme la sismicité, et évaluer leur opinion sur les solutions de mitigation suggérées.

Dans la province de Québec, la réflexion sur l'encadrement juridique de la géothermie profonde est moins avancée qu'ailleurs. Les textes existants n'ont pas été conçus pour s'appliquer à ce type de ressources énergétiques. À l'heure actuelle, le corpus juridique québécois crée, de ce fait, une certaine insécurité juridique qui risque de limiter le développement de projets de géothermie profonde dans la province. Il faudrait que des directives et des règlements soient édictés dès le début d'un projet pilote pour qu'une loi soit prête lors du déploiement industriel de centrales géothermiques.

### 3.5 Références du chapitre 3

Bédard, K., Comeau, F.A., Malo, M. 2013. Modélisation géologique 3D du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent. Rapport INRSCO2-2013-V1-5. Rapport soumis au Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs. INRS-ETE, Rapport de recherche R-1439, 30 p.

Bédard, K., Raymond, J., Malo, M., Konstantinovskaya, E., Minea, V. 2014. St. Lawrence Lowlands bottom-hole temperatures: various correction methods. Geothermal Resources Council Transactions, 38: 351-355.

Bédard, K., Comeau, F.-E., Malo, M. 2015. Lithostratigraphie standardisée et modélisation géologique 3D du bassin d'Anticosti. INRS-ETE, Rapport de recherche R-1561, 83 p.

Bédard, K., Comeau, F.-A., Millet, E., Raymond, J., Malo, M., Gloaguen, E. 2016. Évaluation des ressources géothermiques du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent. Rapport soumis à l'Institut de recherche d'Hydro-Québec, INRS-ETE, Rapport de recherche R-1659, xx p.

Chabot-Bergeron, A. 2015. Évaluation préliminaire du potentiel de génération d'électricité géothermique de la vallée de la Matapédia et de la région de Gaspé. Projet de fin d'études, B.Sc.A. Génie géologique, Université Laval, 87 p.

Chabot-Bergeron, A., Raymond, J., Malo, M., Comeau, F.-A. 2016. Évaluation du potentiel de génération d'électricité géothermique en Gaspésie : régions de la vallée de la Matapédia et de

Gaspé. Rapport soumis à l'Institut de recherche d'Hydro-Québec, INRS-ETE, Rapport de recherche R-1661, 69 p.

Comeau, F.-A. Malo, M., Raymond, J. 2016. Les bassins sédimentaires du Nord québécois: évaluation du potentiel pour la géothermie profonde. Rapport soumis à l'Institut de recherche d'Hydro-Québec, INRS-ETE, Rapport de recherche R-1660, xx p.

Currie, T.E. 2004. Public awareness of carbon capture and storage : A survey of attitudes toward climate change mitigation. Boston, M.A., U.S.S. Massachusetts Institute of Technology. Master's thesis.

DOE. 2008. An evaluation of Enhanced Geothermal Systems Technology. U.S. Department of Energy, Energy Efficiency and Renewable Energy, 25 p. (+ 1 appendix, 1 glossaire).

ECA (Engine Coordination Action). 2008. Best Practice Handbook for the development of Unconventionnal Geothermal Ressources with a focus on Enhanced Geothermal System. Orléans, BRGM Editions, Collection Actes/Proceeding, 50 p.

Gauchat, L. 2016. Évaluation du potentiel de réservoir géothermique à l'interface socle-bassin : analyse de la fracturation et de la perméabilité des grès de base du Groupe de Potsdam. Mémoire de M.Sc., Institut national de la recherche scientifique, Université du Québec.

Grasby, S.E., Allen, D.M., Chen, Z., Ferguson, G., Jessop, A.M., Kelman, M., Ko, M., Majorowicz, J., Moore, M., Raymond, J., Therrien, R. 2011. Geothermal energy resource potential of Canada, GSC, 6914, 322p.

Ha-Duong, M., Nadaï A., Campose, A.S. 2009. A survey on the public perception of CCS in France. International Journal of Greenhouse Gas Control, 3: 633-640.

Lavoie, R., Malo, M., Raymond, J. 2015. Impacts environnementaux potentiels liés à la géothermie profonde. Rapport soumis à l'Institut de recherche d'Hydro-Québec, INRS-ETE, Rapport de recherche R-1650, 24 p.

Léger. 2013. Connaissance et perception des Québécois à l'égard de la géothermie profonde et de son utilisation. Rapport d'analyse pour l'INRS-ETE, Dossier 70921-005, 16 décembre 2013.

Majorowicz, J., Minea, V. 2012. Geothermal energy potential in the St-Lawrence River area, Québec. Geothermics, 43: 25-36.

Majorowicz, J., Minea, V. 2013. Geothermal anomalies in the Gaspésie Peninsula and Madeleine Islands, Québec. GRC Transactions, 37: 1-12.

Malo, F., Malo, M., Raymond, J. 2016. L'acceptabilité sociale des projets d'énergie géothermique au Québec: Rapport soumis à l'Institut de recherche d'Hydro-Québec, INRS-ETE, Rapport de recherche R-1662, 58 p.

Malo, M., Moutenet, J.-P., Bédard, K., Raymond, J. 2015. Public awareness and opinion on deep geothermal energy in the context of shale gas exploration in the province of Québec. World Geothermal Congress, Melbourne, Australia, 20 avril 2015, 8 p.

Mareschal, J.C., Pinet, C., Gariépy, C., Jaupart, C., Bienfait, G., Dalla Coletta, G., Jolivet, J., Lapointe, R. 1989. New heat flow density and radiogenic heat production data in the Canadian Shield and the Québec Appalachians. Canadian Journal of Earth Sciences, 26: 845-852.

Minea, V., Majorowicz, J. 2012. Preliminary assessment of deep geothermal resources in Trois-Rivières area, Quebec. Geothermal Resources Council Transactions, 36: 709-715.

Moutenet, J.-P., Bédard, K., Malo, M. 2012. Public awareness and opinion on CCS in the Province of Québec, Canada, Greenhouse Gases: Science and Technology, 2: 126-135.

Moutenet, J.-P., Malo, M. 2014. Encadrement juridique de la géothermie profonde en Colombie-Britannique, en Californie, en France, et en Australie. Rapport confidentiel pour l'Institut de recherche d'Hydro-Québec, INRS-ETE, Rapport de recherche R-1508, 31 p.

Nasr, M., 2016. Évaluation des propriétés thermiques de la plate-forme du Saint-Laurent : Mesures au laboratoire et approche diagraphique. Mémoire de M.Sc., Institut national de la recherche scientifique, Université du Québec.

Nasr, M., Raymond, J., Malo, M. 2015. Évaluation en laboratoire des caractéristiques thermiques du bassin sédimentaire des Basses-Terres du Saint-Laurent. GéoQuébec 2015, 68e Conférence Canadienne de Géotechnique et 7e Conférence Canadienne sur le Pergélisol, Québec, 20-23 septembre 2015, 8 p.

Raymond, J., Malo, M., Comeau, F.A., Bédard, K., Lefebvre, R., Therrien, R. 2012. Assessing the geothermal potential of the St. Lawrence sedimentary basin in Québec, Canada. International Association of Hydrogeologists, Niagara Falls, Ontario, 8 p.

Sharp, J.D., Jaccard, M.K., Keith, D.W. 2009. Anticipating public attitudes toward underground CO2 storage. International Journal of Greenhouse Gas Control, 3: 698-706.



## Chapitre 4 : Exploration des ressources géothermiques profondes au Québec (INRS - RDC)

---

### 4.1 Introduction

#### 4.1.1 Contexte et objectifs

Au Québec, peu de forages atteignent des profondeurs supérieures à 2500 m et aucun ne dépasse 4600 m. Ainsi, peu de mesures de température existent à ces profondeurs et la majorité des données existantes est de basse qualité. Par ailleurs, le calcul du flux thermique repose sur la connaissance de la température et de la conductivité thermique de la roche. Actuellement, il n'existe pratiquement aucune mesure de conductivité thermique effectuée sur des roches prélevées en profondeur où la température et la pression sont élevées. Également, des corrections doivent être apportées au flux calculé à partir des données de température, pour tenir compte de l'effet de la topographie, du refroidissement causé par la circulation de boue lors du forage, de la convection causée par la circulation d'eau lorsque les formations sont perméables, ou l'effet des glaciations sur l'historique thermique de la croûte terrestre (Jaupart et Mareschal, 2011), ce qui limite la précision des estimations du flux de chaleur terrestre. Par ailleurs, jusqu'à 83 % du flux de chaleur actuel serait attribuable à la désintégration d'isotopes radioactifs (Beardsmore et Cull, 2001). Une évaluation exhaustive de la ressource ne peut se baser uniquement sur les données de température et doit passer par une évaluation du potentiel radiogénique. Comme les roches sédimentaires ont généralement une conductivité thermique faible, elles agissent comme couverture thermique et « gardent » la chaleur en profondeur en plus de masquer la présence des roches chaudes. En effet, les températures proches de la surface (dans le premier km) peuvent ne pas être représentatives des conditions profondes si des roches à forte teneur en isotopes radioactifs s'y retrouvent et s'il y a une couche supérieure isolante. C'est le cas notamment du bassin Cooper en Australie, où des granites radioactifs « chauds » se trouvent enfouis sous la couverture de roches sédimentaires (Meixner et Holgate, 2009; Meixner *et coll.*, 2012). Ainsi, l'évaluation du potentiel géothermique requiert l'apport de plusieurs types de travaux pour pallier à la rareté des données et la complexité des phénomènes en jeu.

Parmi les travaux réalisés au Québec sur la géothermie à grande profondeur (plus d'un km), on s'est principalement intéressé au Bouclier précambrien, pour étudier le régime thermique passé et présent de la croûte terrestre (e.g. Perry *et coll.*, 2010, et autres travaux du centre GEOTOP). Récemment, Majorowicz et Minea (2012) ont réévalué la carte du flux thermique en se basant sur une banque des mesures de température en forage mise à jour. Leurs travaux ont mis en lumière des températures plus élevées que précédemment connues, en particulier dans la plateforme des

Basses-Terres du Saint-Laurent. Leur étude ne tient cependant pas compte de la production radiogénique de chaleur ainsi que de la variation des propriétés thermiques du roc. De plus, ces auteurs soulignent l'importance de procéder à l'étude du contenu en éléments radioactifs dans le socle pour déterminer s'il y a présence de « roches sèches chaudes » (*hot dry rocks*). De fait, les sources radiogéniques ont été étudiées du point de vue géothermique dans l'ouest canadien (Jones et Majorowicz, 1987 ; Burwash et Burwash, 1989), mais demeurent très peu connues dans l'est canadien.

L'objectif du projet de recherche est de définir et de prioriser des zones d'intérêt aux échelles suprarégionale et régionale, afin de préparer des travaux d'exploration à l'échelle locale qui impliquent des campagnes exhaustives de mesures géophysiques au sol et la réalisation de forages, et donc des coûts élevés. Comme les coûts d'acquisition de données à une échelle régionale ou suprarégionale sont importants (en particulier les levés aéroportés), on vise dans ce projet à travailler majoritairement avec des données existantes. La méthodologie proposée est basée en partie sur l'approche préconisée par le réseau ENGINE (*ENhanced Geothermal Innovative Network for Europe*), décrite dans leur guide de bonne pratique (ENGINE Coordination Action, 2008). Cette approche se fonde sur le principe de la mise en relation des résultats d'investigations de natures variées pour cibler les zones à fort potentiel, en démarrant de l'échelle continentale et progressant vers l'échelle du réservoir.

En régime permanent, la température  $T$  à une profondeur  $z$  est calculée en solutionnant l'équation du transfert de la chaleur, qui, pour un modèle stratifié, est

$$\lambda(T) \frac{dT}{dz} = Q_0 - \int_0^z A(z') dz',$$

où  $\lambda$  est la conductivité thermique,  $Q_0$  est le flux de chaleur en surface, et  $A$  est la production de chaleur d'origine radiogénique. Il est difficile de contraindre les variables de cette équation à des valeurs précises. Dans ce projet, on vise à apporter des informations qui permettront de mieux contraindre, à une échelle régionale et suprarégionale, les estimations (1) du gradient vertical de température  $dT/dz$  et (2) de la production de chaleur  $A$ . Le premier élément sera abordé par la détermination de la profondeur de Curie (Volet A), et le deuxième élément sera traité en deux volets complémentaires, soit l'étude des sources radiogéniques potentielles (Volet B) et l'étude de la structure du socle cristallin par inversion géophysique (Volet C). Une synthèse des résultats (Volet D) sera ensuite complétée pour déterminer les sites à plus fort potentiel.

En date de rédaction de ce rapport, les travaux en lien avec ce chapitre sont toujours en cours et il reste six mois avant la fin du financement du projet RDC. Les résultats présentés dans ce chapitre sont donc partiels et préliminaires.

## 4.2 Volet A : profondeur de Curie

### 4.2.1 Contexte

La température de Curie est la température à laquelle les minéraux magnétiques perdent leur aimantation. Par exemple, la température de Curie de la magnétite est d'environ 580 °C à pression atmosphérique. En se basant sur ces informations et en évaluant la profondeur à laquelle survient la désaimantation, il est alors possible d'y estimer la température. En dressant la carte de la profondeur de Curie, il est alors possible de localiser des zones anormales où le flux de chaleur est susceptible d'être plus élevé (Jaupart et Mareschal, 2011), ce qui aidera à estimer le potentiel géothermique des régions du Québec, en particulier où il manque des données. Également, la connaissance de cette profondeur permet de contraindre l'extrapolation du gradient thermique  $dT/dz$  au-dessus de la profondeur de Curie. De telles études régionales appliquées à la géothermie ont été entreprises dans l'ouest des États-Unis, en Turquie, en Grèce et au Japon et sont en cours en Australie, mais aucune étude pour calculer la variabilité de la température de Curie n'a été entreprise au Québec.

Spector et Grant (1970) ont proposé une méthode permettant d'estimer la profondeur des corps aimantés à partir de l'étude du spectre du champ magnétique. À l'époque, ces auteurs suggéraient que leur méthode pouvait permettre d'estimer indirectement la profondeur de l'isotherme du point de Curie, ce qui a été accompli subséquemment avec les progrès de la magnétométrie aéroportée qui ont permis de couvrir des territoires suffisamment étendus.

### 4.2.2 Objectifs

Dans leur développement mathématique, Spector et Grant (1970) ont utilisé l'hypothèse que la magnétisation est distribuée spatialement de façon aléatoire pour arriver à une expression décrivant le spectre de puissance du champ magnétique (Blakely, 1995). Plus tard, Maus *et coll.* (1997) ont proposé un modèle pour lequel l'aimantation répond à un modèle fractal et qui comporte une extension finie en profondeur. En paramétrant directement la profondeur de désaimantation, Maus *et coll.* (1997) ont pu facilement vérifier quelle profondeur s'ajuste le mieux aux données, ceci en calculant les spectres pour différentes profondeurs et en les comparant aux spectres calculés à partir des cartes aéromagnétiques. Partant des travaux de Maus *et coll.* (1997), Bouligand *et coll.* (2009) ont proposé une expression analytique qui permet d'arriver à une méthode d'inversion pour estimer simultanément (1) la profondeur du sommet de la source magnétique, (2) l'épaisseur de la source et (3) le paramètre fractal de l'aimantation. La méthode de Bouligand *et coll.* (2009) a l'avantage d'être rapide et le fait de pouvoir varier le paramètre fractal rend la méthode plus robuste pour ajuster le spectre du champ magnétique. La robustesse est un élément clé car l'ajustement du modèle aux données est souvent ambiguë en raison du bruit dans les données. Blakely (1995)

mentionne à ce sujet que le problème de l'estimation de la profondeur de Curie est notoirement difficile. Ross *et coll.* (2006) proposent à cet effet une approche par étape qui peut en bonne partie être évitée en utilisant la méthode de Bouligand *et coll.* (2009). Par ailleurs, Lovejoy *et coll.* (2001) ont proposé un modèle fractal anisotrope qui permet de représenter la nature stratifiée de la Terre. Actuellement, les méthodes d'estimation de la profondeur de Curie reposent sur des modèles d'aimantation isotropes. Or, Blakely (1995) a relevé que le fait de négliger l'anisotropie est fortement susceptible d'entraîner une estimation erronée des profondeurs. Dans ce projet, on propose d'incorporer le modèle de Lovejoy *et coll.* (2001) dans un formalisme similaire à celui de Bouligand *et coll.* (2009), et ainsi obtenir une méthode robuste et précise.

### **4.2.3 Historique et équipe de travail**

Ce volet est réalisé par les Pr. Giroux et Harris ainsi qu'un stagiaire postdoctoral, le Dr Jean-Philippe Drolet. Les travaux ont démarré à l'été 2015 et vont se poursuivre jusqu'à l'automne 2017. Pour ce volet, nous avons amorcé une collaboration avec Richard Blakely et Claire Bouligand du *U.S. Geological Survey, Western Region Earth Surface Processes Team*, à Menlo Park.

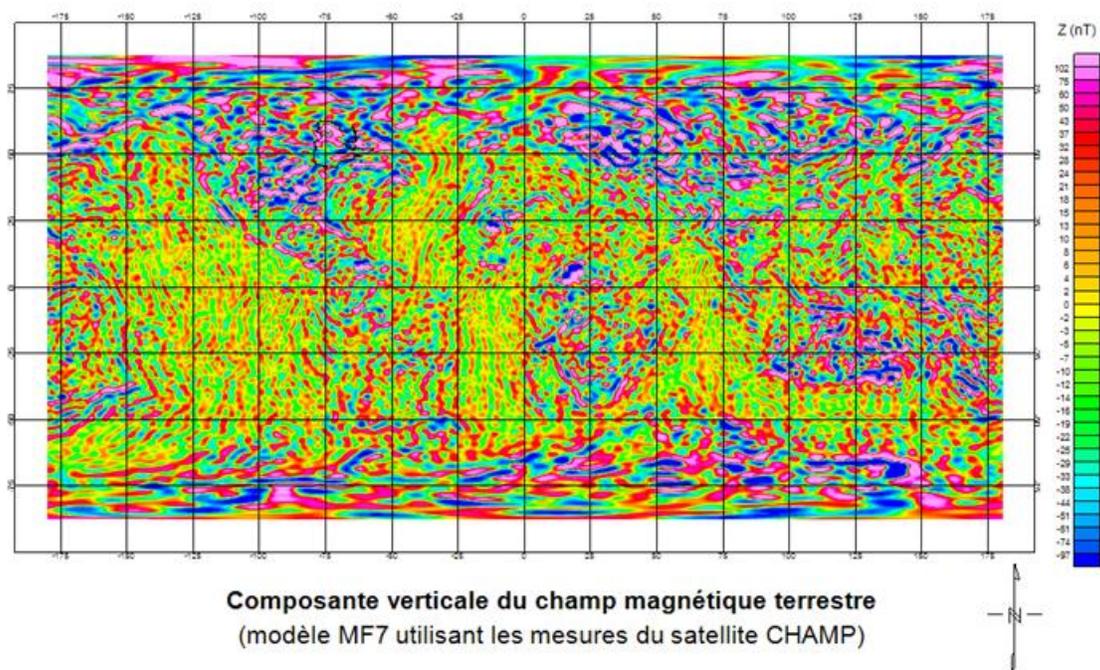
### **4.2.4 Méthodologie**

Les données du ministère des ressources naturelles du Québec (MRNQ) sont utilisées pour ce projet. Ces données ont été traitées par le ministère et peuvent être utilisées tel quel. Il est par ailleurs à noter que Fox Maule *et coll.* (2005) ont pu localiser des anomalies de flux de chaleur à l'échelle de l'Antarctique à partir des données magnétiques satellitaires. La résolution des cartes obtenues à partir de ces données est largement inférieure à la résolution possible avec les données aéromagnétiques. Les données magnétiques satellitaires peuvent néanmoins servir à obtenir un portrait global pour la province, à contrôler les corrections apportées aux données aéromagnétiques, et à étudier des zones non couvertes par des levés aéroportés.

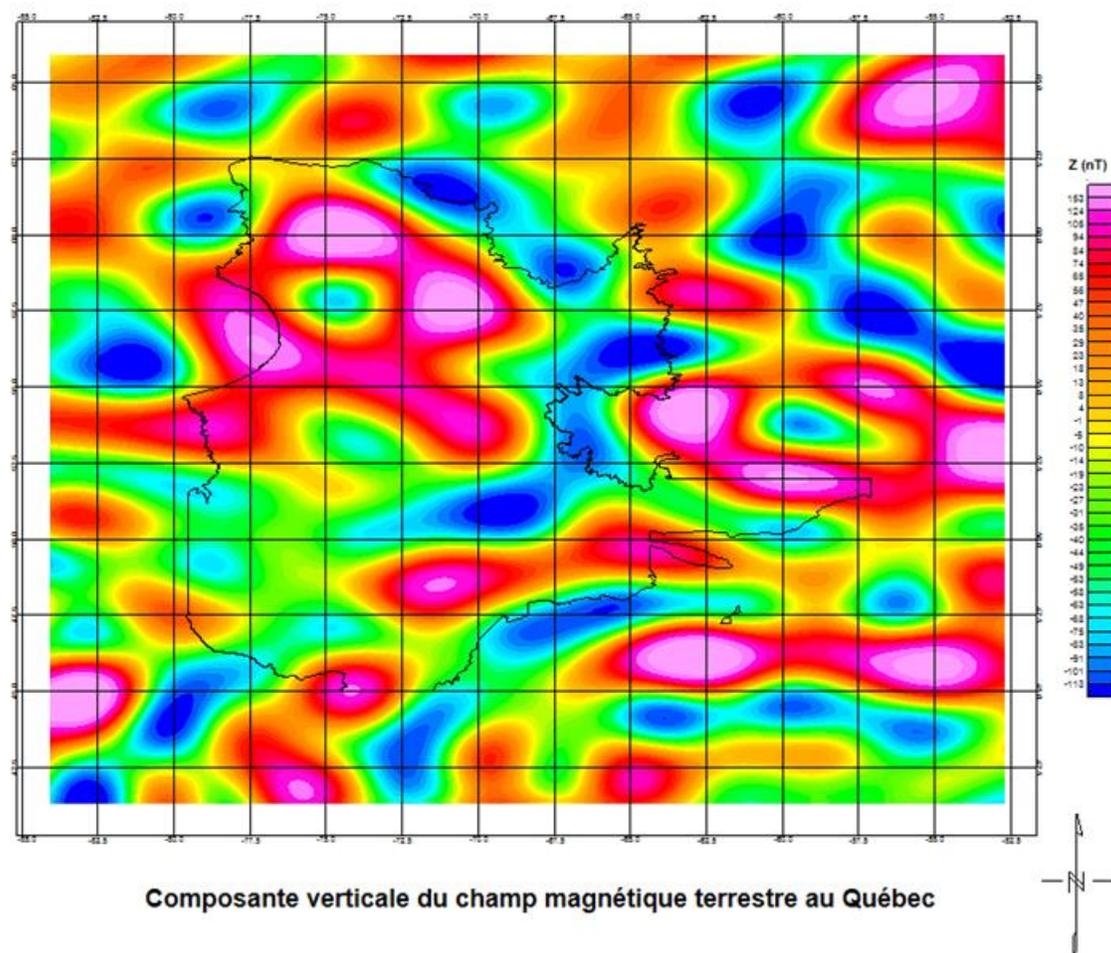
### **4.2.5 Résultats et discussions**

#### **4.2.5.1 Données satellitaires**

Le satellite CHAMP a mesuré une panoplie de paramètres durant plus de dix ans jusqu'en septembre 2010. Ces satellites dans l'orbite terrestre basse permettent de cartographier les grandes longueurs d'ondes du champ magnétique terrestre. La totalité du champ magnétique terrestre a été cartographiée à l'aide de ces satellites au détriment de la perte de résolution. Les Figure 4-1 et Figure 4-2 suivantes illustrent le champ magnétique terrestre issu du modèle magnétique MF7 (<http://www.geomag.org/models/MF7.html>).

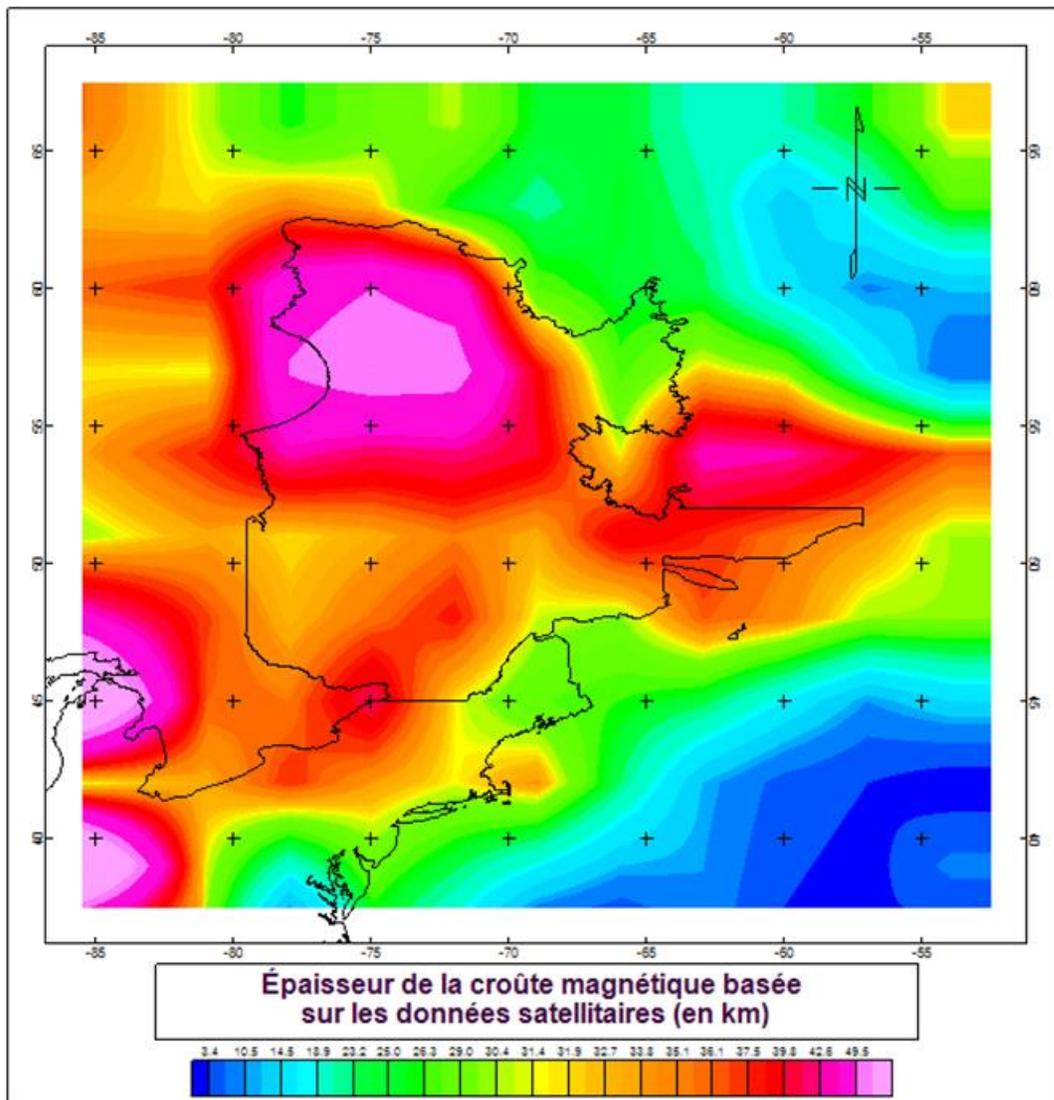


**Figure 4-1 – Composante verticale du champ magnétique terrestre issue des données du satellite CHAMP.**



**Figure 4-2 – Composante verticale du champ magnétique issue des données du satellite CHAMP pour le Québec.**

Les relevés magnétiques satellitaires très grande échelle ne peuvent pas être interprétés selon la même approche que les relevés aéromagnétiques. Une des conditions pour utiliser les méthodes spectrales présentées à la section suivante est que les profondeurs du sommet et de la base de la croûte magnétique soient assez différentes pour les distinguer dans le domaine spectral (Quesnel, 2006). L'altitude importante du satellite (~450 km) fait en sorte que cette condition n'est pas respectée. Fox Maule et al. (2005) ont proposé une alternative à cette problématique en basant leur modèle sur les harmoniques sphériques du satellite Payload et Oersted. Michael Purucker, géophysicien à la NASA, a par la suite mis à jour l'approche proposée par Fox Maule et al. (2005) avec les données du modèle magnétique MF7 du satellite CHAMP ([http://core2.gsfc.nasa.gov/research/purucker/heatflux\\_updates.html](http://core2.gsfc.nasa.gov/research/purucker/heatflux_updates.html)). Les données du champ magnétique satellitaire sont traduites en épaisseur de la croûte magnétique telle que ce que l'on retrouve à la Figure 4-3.



**Figure 4-3 – Épaisseur de la croûte magnétique issue des mesures du satellite CHAMP.**

La Figure 4-2 illustrant la composante verticale du champ magnétique démontre que la résolution des données magnétiques satellitaires est faible. Lorsque ces données sont traduites en épaisseur de la croûte magnétique (Figure 4-3), il est attendu que la résolution sera également faible. Il est tout de même possible d'observer des tendances sur le territoire québécois. Par exemple, le plancher de la croûte magnétique semble majoritairement profond au Québec. À l'échelle des relevés magnétiques satellitaires, le plancher de la croûte magnétique est à plus de 20 km de la surface sur tout le territoire. Une température de 580 °C à 20 km se traduit par un gradient thermique de 29 °C/km. Cela signifierait la présence de températures de 145 °C à 5 km de la

surface. Cette cible n'est pas optimale dans le cadre de projet de géothermie profonde, mais il est important de garder à l'esprit que cette information provient d'une source à très grande échelle et que les relevés aéromagnétiques vont donner des informations plus précises.

#### **4.2.5.2 Levés aéroportés**

La méthode de Bouligand et al. (2009) a été utilisée avec les données aéromagnétiques d'une résolution de 1 km<sup>2</sup>, extraites de la base de données de l'Amérique du Nord et présentées à la Figure 4-4. On peut apprécier la différence par rapport aux données satellitaires. Dans leur étude, Bouligand et al. (2009) ont utilisé une valeur constante du paramètre fractal  $\beta$ . Or, ce paramètre varie selon le milieu géologique dans lequel on se situe, et peut varier entre 2.3 pour des roches métamorphiques et 5.8 pour des roches ignées. Comme le domaine de notre étude couvre plusieurs provinces géologiques et donc des roches de natures variées, nous avons proposé une approche pour estimer  $\beta$  à partir des données de flux de chaleur, et conductivité thermique et de production de chaleur compilées par la International Heat Flow Commission (IHFC). La méthode consiste à estimer la profondeur de Curie en se basant sur ces données et sur le modèle de Lachenbruch and Sass (1977), qui s'écrit

$$T(z) = \frac{Q_0 - DA_0}{k} z + \frac{D^2 A_0 (1 - e^{-z/D})}{k},$$

où  $T(z)$  est la température à la profondeur  $z$ ,  $Q_0$  est le flux de chaleur à la surface,  $D$  est la profondeur caractéristique de production de chaleur,  $A_0$  est la production de chaleur en surface, et  $k$  est la conductivité thermique. La valeur de la profondeur de Curie estimée aux forages a ensuite été utilisée avec les données aéromagnétiques pour estimer  $\beta$ . Ces calculs ponctuels de  $\beta$  nous ont permis d'estimer ce paramètre pour chaque province géologique.

De la compilation mondiale de l'IHFC, nous avons extrait les données pour 676 forages couvrant notre région d'étude (Figure 4-6). Pour tous ces forages, au moins une valeur de flux de chaleur est donnée, et certains forages comportent des mesures de conductivité et de production de chaleur. Les valeurs manquantes ont été obtenues par krigeage.

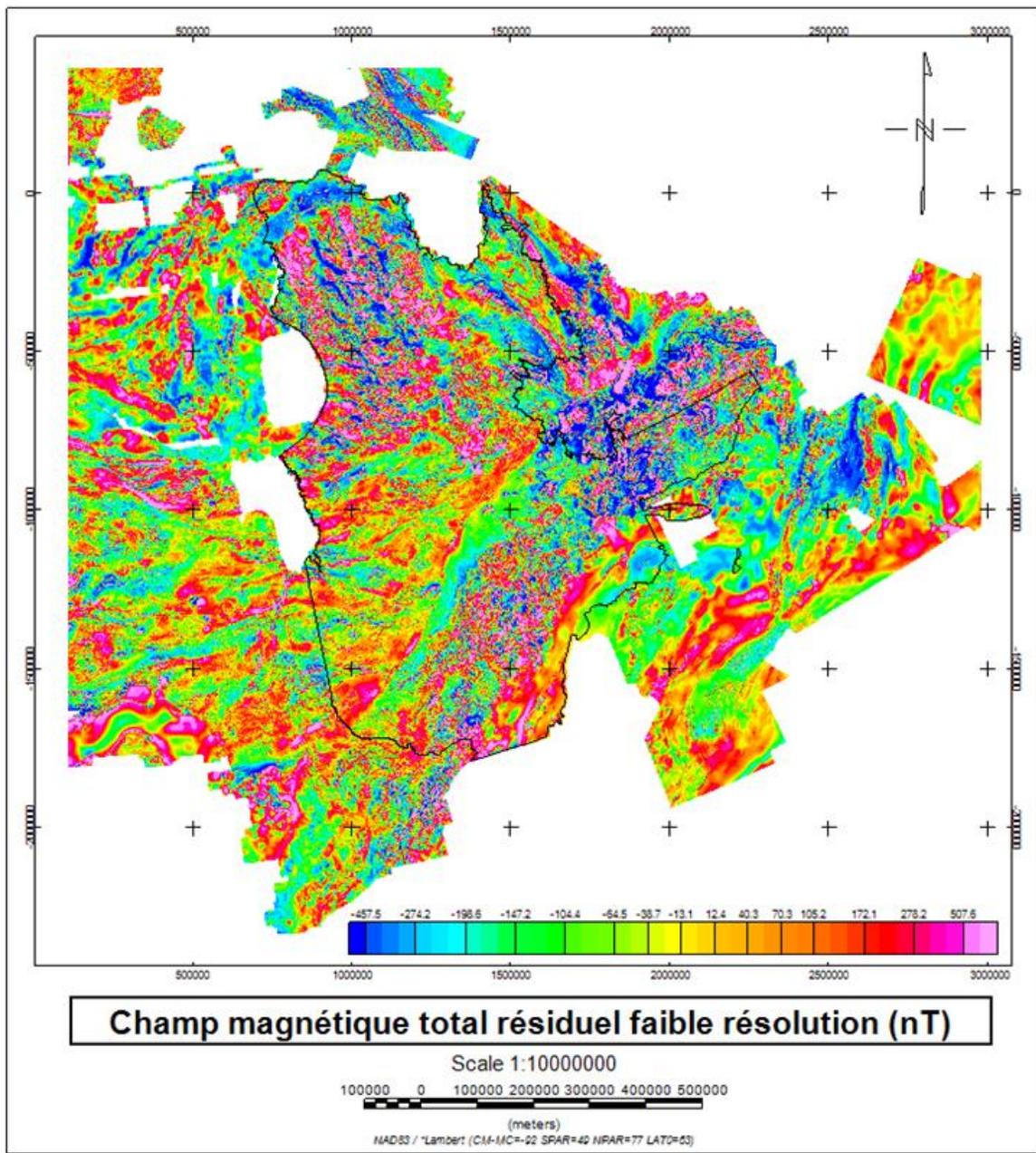


Figure 4-4 – Champ magnétique résiduel faible résolution (200m x 200m).

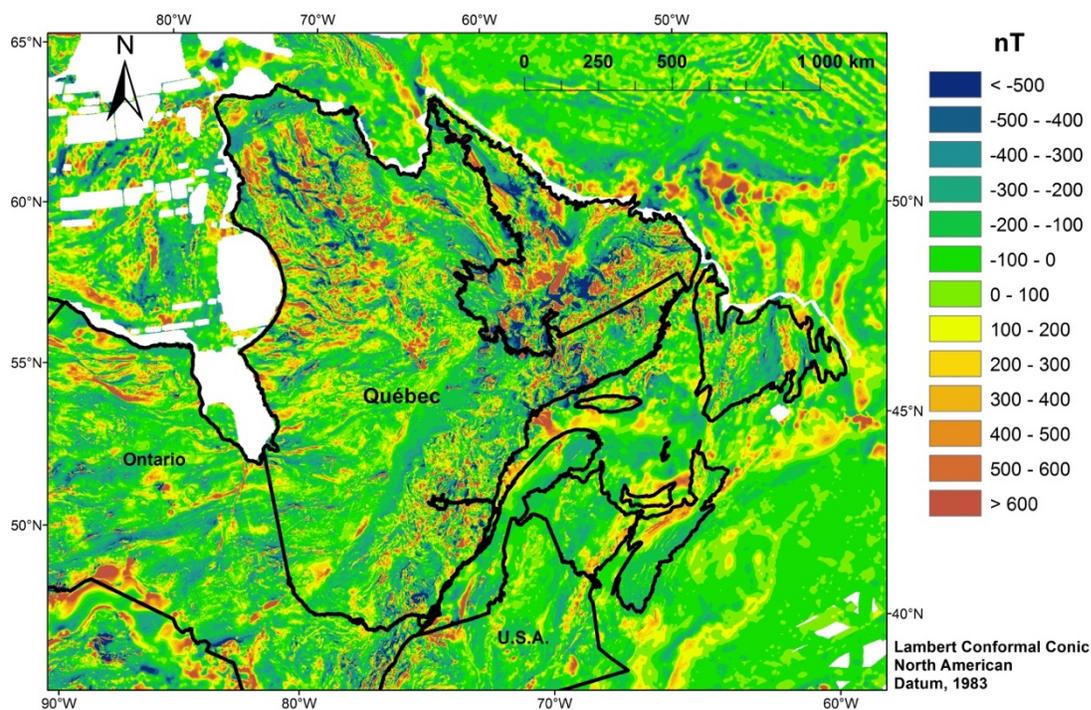


Figure 4-5 – Champ magnétique résiduel faible résolution (1 km x 1 km).

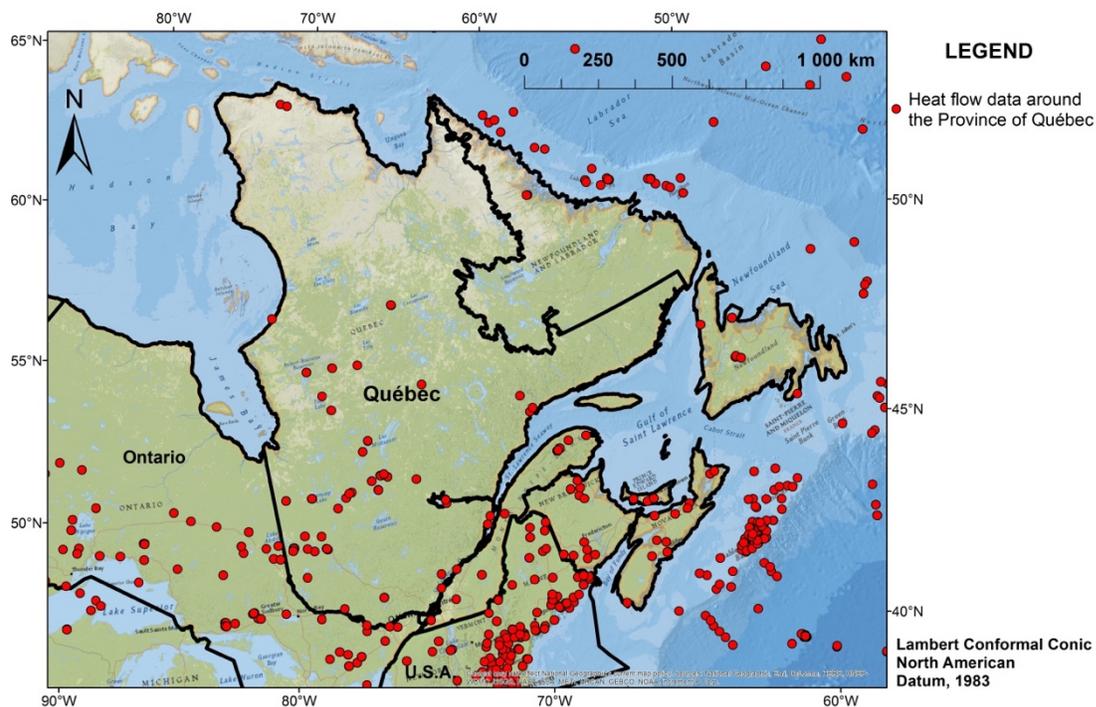
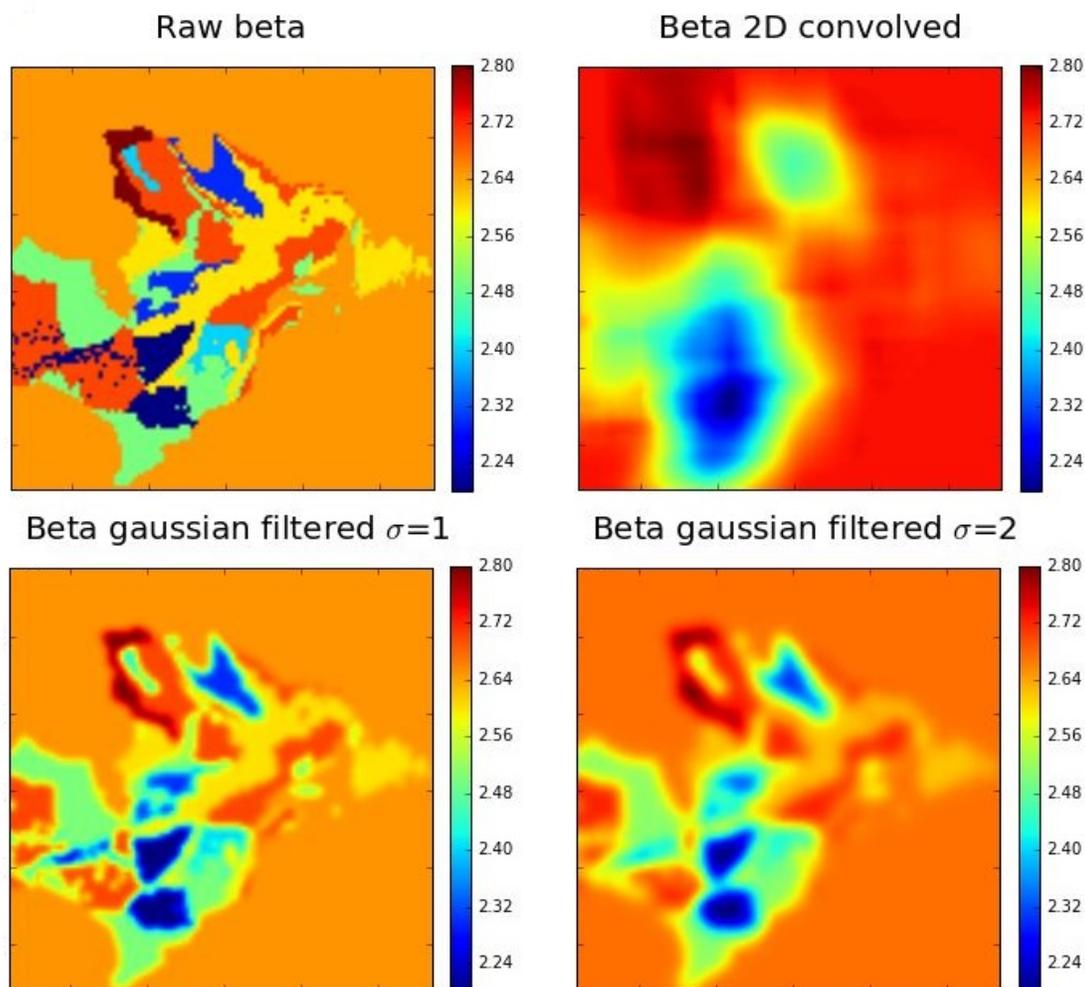


Figure 4-6 – Localisation des forages de l'IHFC utilisés dans cette étude.

La distribution spatiale des valeurs de  $\beta$  est montrée à la Figure 4-7, et la carte de la profondeur de Curie est présentée à la Figure 4-8. Lorsqu'une valeur constante de  $\beta$  est attribuée à chaque province géologique, on remarque des discontinuités irréalistes de la profondeur de Curie et de la profondeur du sommet de la couche magnétique. Pour réduire ces discontinuités, le paramètre fractal a été lissé selon trois approches différentes. On remarque qu'au final, les grandes variations de la profondeur de Curie varient peu selon le type de lissage.



**Figure 4-7 – Distribution spatiale du paramètre fractal  $\beta$ . Trois types de lissage ont été utilisés pour réduire les artefacts lors du calcul de la profondeur de Curie.**

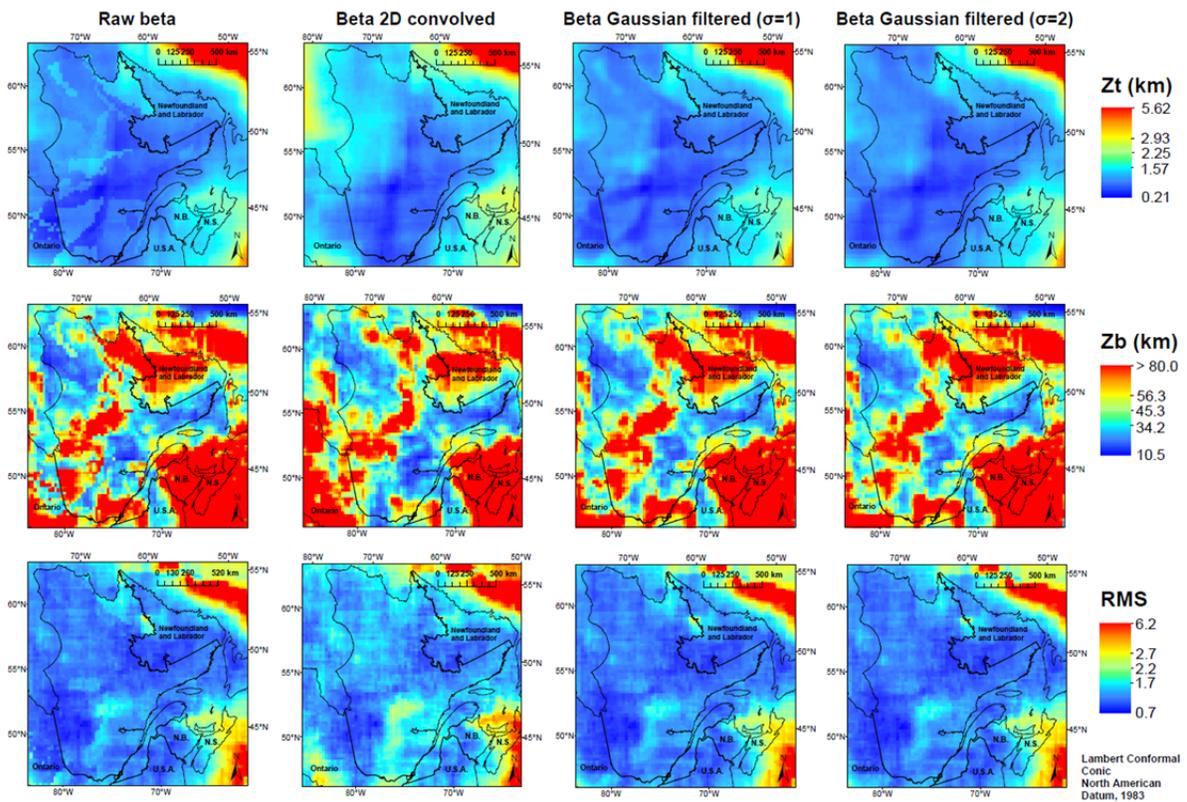


Figure 4-8 – Cartes de la profondeur de Curie ( $z_b$ ), du sommet de la couche magnétique ( $z_t$ ) et erreur d'ajustement (RMS) pour différents lissages du paramètre  $\beta$ .

#### 4.2.6 Conclusions et recommandations

La carte de la profondeur de Curie obtenue avec les données aéromagnétiques est assez différente de la carte obtenue avec les données satellitaires. Nous accordons une plus grande confiance au résultat obtenu avec les données aéromagnétiques, d'une part parce que les données sont de plus haute résolution, mais surtout parce qu'ils ont été obtenus avec un modèle de magnétisation qui est calé sur les grandes provinces géologiques. Ce travail se poursuit pour évaluer la robustesse des résultats et tenir compte de l'incertitude engendré par l'utilisation du modèle de *Lachenbruch and Sass* (1977).

## **4.3 Volet B : Sources radiogéniques potentielles dans le socle**

### **4.3.1 Contexte**

Comme il a été mentionné plus haut, jusqu'à 83 % du flux de chaleur actuel serait attribuable à la désintégration d'isotopes radioactifs. Une évaluation exhaustive de la ressource ne peut donc se baser uniquement sur les données de température et doit passer par une évaluation du potentiel radiogénique.

### **4.3.2 Objectifs**

Les objectifs de ce volet sont d'évaluer le potentiel radiogénique en se basant sur les données publiques de radiométrie et par des travaux de terrain et des simulations numériques.

### **4.3.3 Historique et équipe de travail**

Ce volet est principalement réalisé par les Pr. Harris et Giroux ainsi qu'Aurélié Gicquel (étudiante PhD), Hejuan Liu (stagiaire postdoctoral), et Jean-Philippe Drolet (stagiaire 3<sup>e</sup> cycle au moment de sa contribution à ce volet). Les travaux ont démarré à l'été 2014 et se poursuivent.

### **4.3.4 Méthodologie**

Bien que la présence d'isotopes radioactifs en surface ne soit pas une garantie de leur présence aux profondeurs d'intérêt pour la géothermie, il n'en demeure pas moins que cette hypothèse mérite d'être explorée, en particulier en l'absence de données radiométriques en forage. Par ailleurs, la présence de roches à forte concentration en isotopes radioactifs à des profondeurs intermédiaires va infléchir le gradient thermique, ce qui est susceptible d'entraîner des températures plus élevées en profondeur.

Dans ce contexte, la première étape du volet consiste à étudier les provenances possibles des signatures radioactives en surface à partir de la géologie d'affleurements et des mesures de propriétés géophysiques. Ainsi, la première étape de ce volet est de compiler et d'uniformiser l'ensemble des données de radiométrie et les anomalies en uranium des sédiments de ruisseau et de lacs du MRNQ et de la Société québécoise d'exploration minière (SOQUEM) disponibles (compilées par Trépanier (2008); Trépanier (2009)), ainsi que les cartes de radon. Issu de la désintégration de l'uranium, le radon est un indicateur de la présence de cet isotope dans les formations et les structures géologiques sous-jacentes.

Les données radiométriques existantes de la CGC, du MRNQ, et de SOQUEM nous permettent de relever quelques secteurs où effectuer des travaux : par ex. Charlevoix/Bas-Saint-Laurent, Outaouais/Hauts-Laurentides, Côte Nord, monts Otish, orogène du Nouveau-Québec.

Les données géologiques, géochimiques et géophysiques disponibles pour chaque région retenue seront compilées de façon à pouvoir déterminer la nature géologique de la source, les structures géologiques en place et établir si un potentiel thermogénique peut y être associé.

Un secteur d'intérêt est celui de l'orogène du Nouveau-Québec, où des études gravimétriques très préliminaires montrent des anomalies de Bouguer négatives dans cette ceinture de roches sédimentaires paléoprotérozoïques dont l'origine pourrait correspondre à des batholites de granite qui n'affleurent pas. La présence de granites « chauds » profonds est appuyée par leur correspondance avec les indices de minéralisation d'uranium, les éléments des terres rares (ÉTR), et les minéralisations de type oxydes de fer-Cu-Au (« IOCG ») dans les roches sédimentaires de la fosse.

Plus près des grands centres, deux régions semblent offrir d'emblée des caractéristiques intéressantes en se basant sur les données radiométriques : Charlevoix/Bas-Saint-Laurent et dans une moindre mesure les Hautes-Laurentides. Dans le premier cas, on retrouve des indices d'uranium dans les pegmatites en intrusion dans les métasédiments et les gneiss grenvilliens dans la région de Charlevoix qui correspond à une région où la carte de flux de chaleur présente les valeurs plus élevées (Perry *et coll.*, 2010). Les données aéromagnétiques suggèrent que cette zone de direction NNE-SSO se prolonge sous les roches sédimentaires de la plate-forme dans le Bas-Saint-Laurent et potentiellement dans Chaudière-Appalaches, ce qui pourrait créer une zone de flux de chaleur/température plus élevée. Par ailleurs, bien que les données radiométriques actuelles et les analyses de SOQUEM ne démontrent pas d'anomalies importantes dans le socle grenvillien dans la région de Trois-Rivières, l'étude de Majorowicz et Minea (2012) relève la présence d'anomalies de flux de chaleur élevées d'origine inconnue dans la plate-forme sur la rive sud du fleuve en face de Trois-Rivières. Des travaux de terrain sont prévus pour améliorer les connaissances dans ces secteurs ; en particulier des levés de radiométrie dans Charlevoix et de gravimétrie dans les Basses-Terres.

Dans le cas de l'Outaouais et des Hautes-Laurentides, on remarque des anomalies radiométriques sur une superficie importante dans la partie ouest de la ceinture métasédimentaire de la Province de Grenville (région de l'exploration pour l'uranium), et on soupçonne dans ce cas que les roches riches en U □ Th se prolongent en profondeur vers le sud-sud-ouest en Ontario, donc à l'extérieur du territoire du Québec. La question se pose à savoir si une masse importante de roche « chaude » de conductivité thermique relativement faible peut agir comme couverture thermique, ce qui permettrait d'avoir des températures intéressantes dans les roches métamorphiques grenvilliennes dans l'Outaouais au Québec. Pour y répondre, des modèles conceptuels vont être construits à partir des données existantes et de la littérature, pour modéliser le régime thermique et évaluer

l'influence du volume et de la conductivité thermique de roches superficielles chaudes sur les températures en profondeur.

### **4.3.5 Résultats et discussions**

#### **4.3.5.1 Analyse statistique des indices de surface**

L'identification d'indices radiogéniques en surface et en sous-surface peut permettre de déterminer la production potentielle de chaleur issue de la désintégration des éléments radioactifs. L'identification d'indices en profondeur est difficile et raison de la rareté des forages atteignant les profondeurs d'intérêt (quelques km). Un indice de surface, bien qu'il ne puisse être directement corrélé avec une production de chaleur en profondeur, constitue néanmoins une source d'information à ne pas négliger, en particulier s'il peut être mis en relation avec d'autres sources d'information.

Dans cette section, on présente une estimation du potentiel radiogénique en se basant sur des travaux antérieurs visant à cartographier les émissions de radon sur le territoire québécois (Drolet et al., 2013, 2014). Le radon-222 ( $^{222}\text{Rn}$ ) est un produit de la désintégration de l'uranium-238 ( $^{238}\text{U}$ ). L'identification des sources uranifères potentielles sur le territoire québécois permet d'identifier les zones où le risque de mesurer de fortes concentrations en radon est le plus élevé. Il est attendu que les zones uranifères propices au dégagement de radon constituent également des régions avec un important dégagement d'énergie (de chaleur) suite aux désintégrations des isotopes de la chaîne de désintégration de l'uranium-238. Les données de Drolet et al. (2013, 2014) ont donc été réinterprétées en fonction des objectifs de cette étude. Les indices radiogéochimiques qui avaient été utilisés dans le cadre du projet sur le radon et qui ont servi à modéliser le potentiel radiogénique québécois sont : 1) les relevés radiométriques aéroportés gamma, 2) les relevés géochimiques d'uranium dans les sédiments et 3) les formations du socle rocheux favorables à la présence d'uranium.

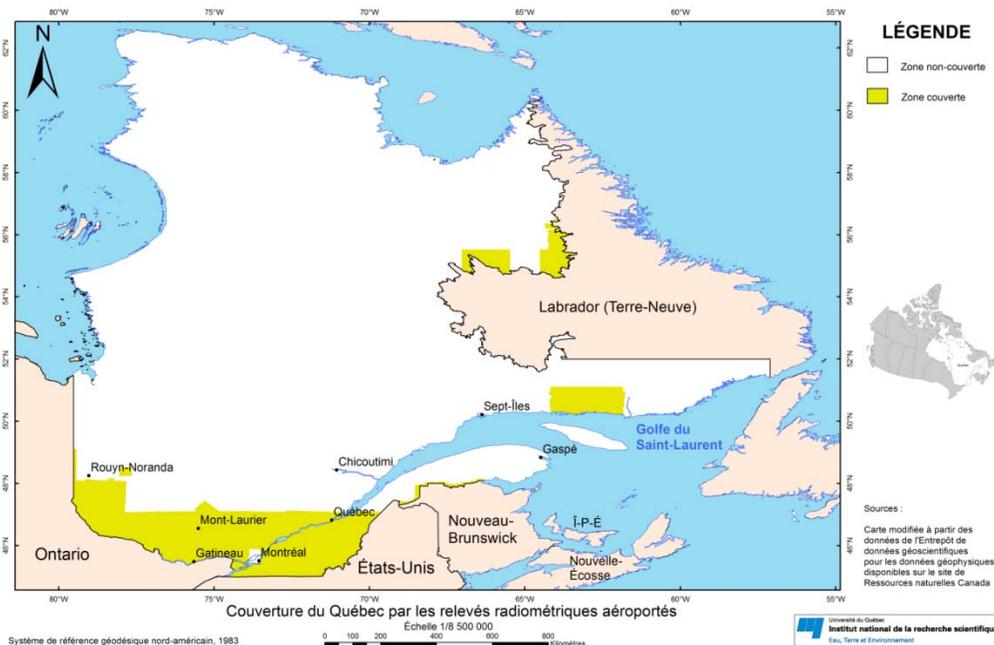
La description des trois indicateurs radiogéochimiques utilisés pour modéliser le potentiel radiogénique est présentée dans la section suivante. La méthodologie préconisée pour discrétiser chaque variable en classes statistiquement distinctes sera par la suite abordée. Le dernier aspect traitera de l'approche qui permet de combiner l'information associée à chaque indicateur radiogéochimique en un potentiel radiogénique final.

##### *4.3.5.1.1 Relevés d'équivalent uranium mesurés par radiométrie aéroportée*

Le site internet de Ressources naturelles Canada collige l'ensemble des jeux de données concernant les relevés radiométriques aéroportés (ou relevés de spectrométrie gamma aéroportés) disponibles pour l'ensemble du pays. Ces données numériques sont intégrées dans l'*Entrepôt de*

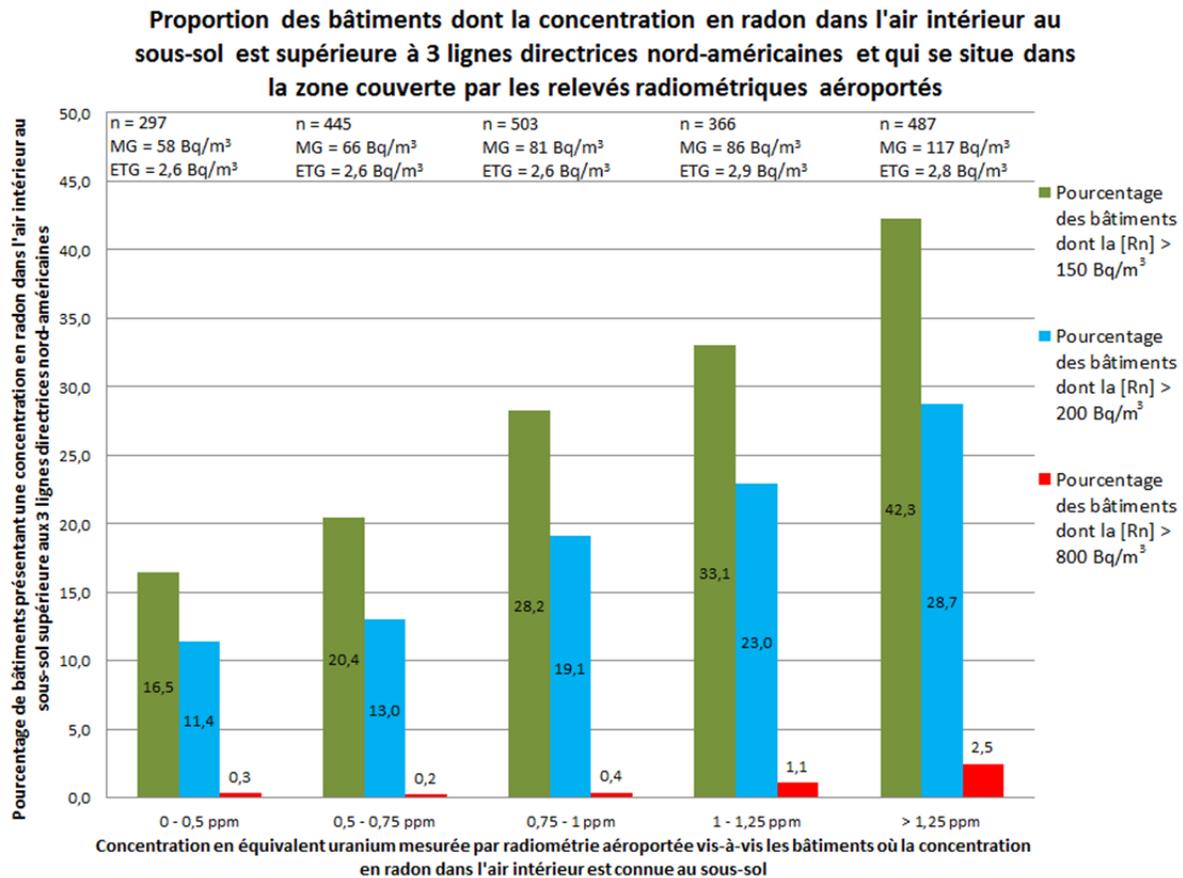
données géoscientifiques pour les données géophysiques. Les données numériques des relevés radiométriques de la province de Québec ont été colligées dans une base de données et mises en carte dans ArcGIS 10.2. Des données de l'Ontario et du Nouveau-Brunswick ont également été colligées lorsque celles-ci franchissaient les frontières provinciales et couvraient une partie du Québec.

Les relevés radiométriques aéroportés mesurent le rayonnement gamma qui est émis par les éléments radioactifs (U, Th et K) lors de leur désintégration. Durant le relevé, le spectromètre gamma mesure à toutes les secondes l'énergie totale émise par les éléments naturels et le bruit de fond. Une correction est appliquée à la mesure afin de retrancher le bruit de fond cosmique, les effets de la diffusion Compton et les atténuations liées à la hauteur de vol du relevé. Les taux de comptage propres à l'uranium, au thorium et au potassium sont obtenus grâce au spectre distinctif des rayons gamma de chacun d'eux. Une conversion en concentration équivalente au sol est ensuite appliquée. En utilisant des techniques de correction uniformes pour chacun des relevés, les concentrations corrigées obtenues représentent la radiométrie naturelle seule. Le fait de présenter les mesures par rapport à un référentiel commun pour tous les relevés radiométriques aéroportés assure la continuité entre les relevés. La Figure 4-9 illustre la couverture du territoire québécois par les relevés radiométriques aéroportés.



**Figure 4-9 – Couverture du Québec par les relevés radiométriques aéroportés**

Les mesures de concentration en radon dans l'air intérieur des bâtiments disponibles au Québec ont été superposées aux concentrations en équivalent uranium (éU) mesurées par radiométrie aéroportée. Les concentrations en éU mesurées par radiométrie aéroportée ont été extraites vis-à-vis chacun des points de mesure de radon dans les bâtiments. Cela permet d'établir des relations entre les concentrations en éU mesurées par radiométrie aéroportée et les niveaux de l'activité volumique du radon dans les bâtiments. La Figure 4-10 montre la relation de proportionnalité positive qui existe entre ces deux paramètres.



**Figure 4-10 – Concentration en radon dans l'air intérieur du sous-sol en fonction de la concentration en équivalent uranium mesurée par radiométrie aéroportée**

Il y a une gradation de l'activité volumique du radon en partant des concentrations en éU les plus faibles vers les plus élevées lorsque la variable «concentration en éU mesurée par radiométrie aéroportée» est discrétisée en classes. L'activité volumique du radon (communément appelé concentration en radon par abus de langage) se mesure en becquerel par mètre cube (Bq/m³). Cela correspond au nombre de désintégrations par seconde par mètre cube d'air. Une activité volumique élevée est caractéristique d'une radioactivité plus importante en raison du plus grand

taux de désintégrations par volume. Le potentiel radioactif associé à l'indicateur concentrations en éU mesurées par radiométrie aéroportée est évalué en transposant les concentrations en éU (mesurées en ppm) vers l'activité volumique du radon (mesurée en désintégration par seconde par m<sup>3</sup>). Il est plus intuitif d'évaluer le caractère radioactif d'un indicateur à partir du nombre de désintégrations par seconde par m<sup>3</sup> qu'en terme de parties par million. Le potentiel radiogénique (radioactif) des classes de concentrations en éU mesurées par radiométrie aéroportée est plus important pour les classes avec une concentration en éU élevée puisqu'elles se traduisent par une activité volumique du radon plus importante (Figure 4-10).

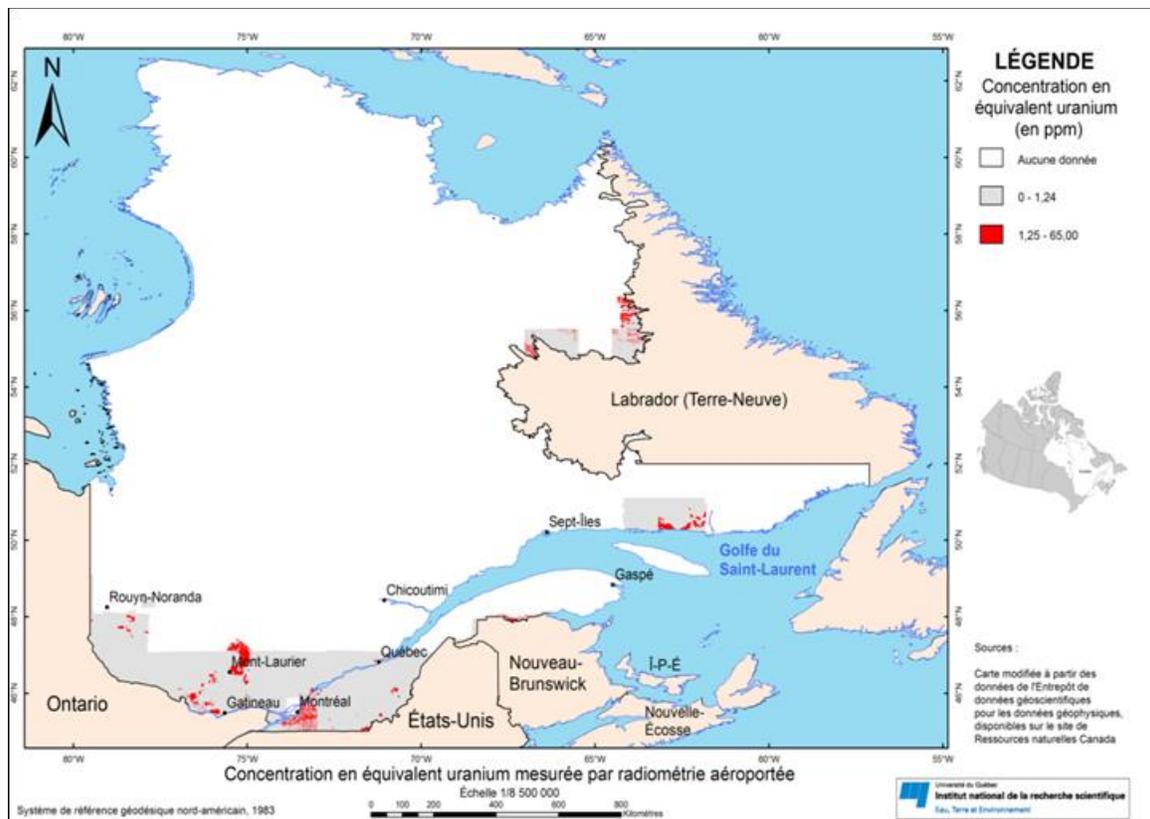
Les mesures de l'activité volumique du radon intégrées dans chacune des classes d'éU mesuré par radiométrie aéroportée ont été comparées par des tests statistiques. L'objectif est de regrouper les classes qui intègrent des mesures de radon statistiquement similaires. Des analyses de variance de Kruskal-Wallis à un facteur ont été utilisées. Le test de Kruskal-Wallis à un facteur est un test statistique non-paramétrique. Il a été choisi puisqu'il permet de regrouper efficacement les éléments statistiquement similaires lorsque la distribution des données ne suit pas la loi normale. C'est le cas pour les mesures de l'activité volumique du radon au Québec (Drolet et al., 2013) et pour la plupart des bases de données intégrant des mesures de radon dans le monde. Le seuil de significativité du test a été établi à 5 % pour la valeur p. Au final, l'utilisation des ANOVA de Kruskal-Wallis à un facteur permet de regrouper les classes statistiquement similaires et de former des groupes qui intègrent des mesures de radon homogènes au sein d'un groupe, mais également hétérogènes par rapport aux mesures de radon dans les autres groupes. Le Tableau 4-1 résume les résultats obtenus après avoir regroupé les classes statistiquement similaires en 3 groupes statistiquement distincts.

**Tableau 4-1 – Statistiques descriptives des 3 groupes de concentration en équivalent uranium mesurée par radiométrie aéroportée obtenus à la suite des calculs d'ANOVA de Kruskal-Wallis à un facteur (modifié de Drolet et al., 2014)**

Groupe (x en ppm d'éU)	n	Médiane (Bq/m <sup>3</sup> )	25 <sup>e</sup> percentile (Bq/m <sup>3</sup> )	75 <sup>e</sup> percentile (Bq/m <sup>3</sup> )	MG (Bq/m <sup>3</sup> )	ETG (Bq/m <sup>3</sup> )	% [Rn] ≥ 150 Bq/m <sup>3</sup>	% [Rn] ≥ 200 Bq/m <sup>3</sup>	% [Rn] ≥ 800 Bq/m <sup>3</sup>
0 < x < 0.75	742	57	30	122	63	2.6	18.9	12.4	0.3
0.75 ≤ x < 1.25	869	81	39	172	83	2.8	30.3	20.7	0.7
x ≥ 1.25	487	126	59	224	117	2.8	42.3	28.7	2.5

$\chi^2 = 113,629$  avec 2 degrés de liberté. ( $p$ -value = < 0.001 ; 3 groupes statistiquement distincts entre eux)

Le groupe « concentration en éU mesurée par radiométrie aéroportée supérieure à 1.25 ppm » est celui qui intègre les mesures de radon avec une activité volumique la plus élevée (médianes, 25P, 75P, moyennes géométriques et pourcentages des bâtiments qui dépassent 3 lignes directrices nord-américaines). Son potentiel radiogénique est par le fait même considéré comme le plus élevé. Les zones couvertes par les relevés radiométriques aéroportés où la concentration en éU est supérieure à 1.25 ppm ont été identifiées en rouge sur la Figure 4-11.



**Figure 4-11 – Concentration en équivalent uranium mesurée par radiométrie aéroportée au Québec**

#### 4.3.5.1.2 Relevés géochimiques d'uranium dans les sédiments

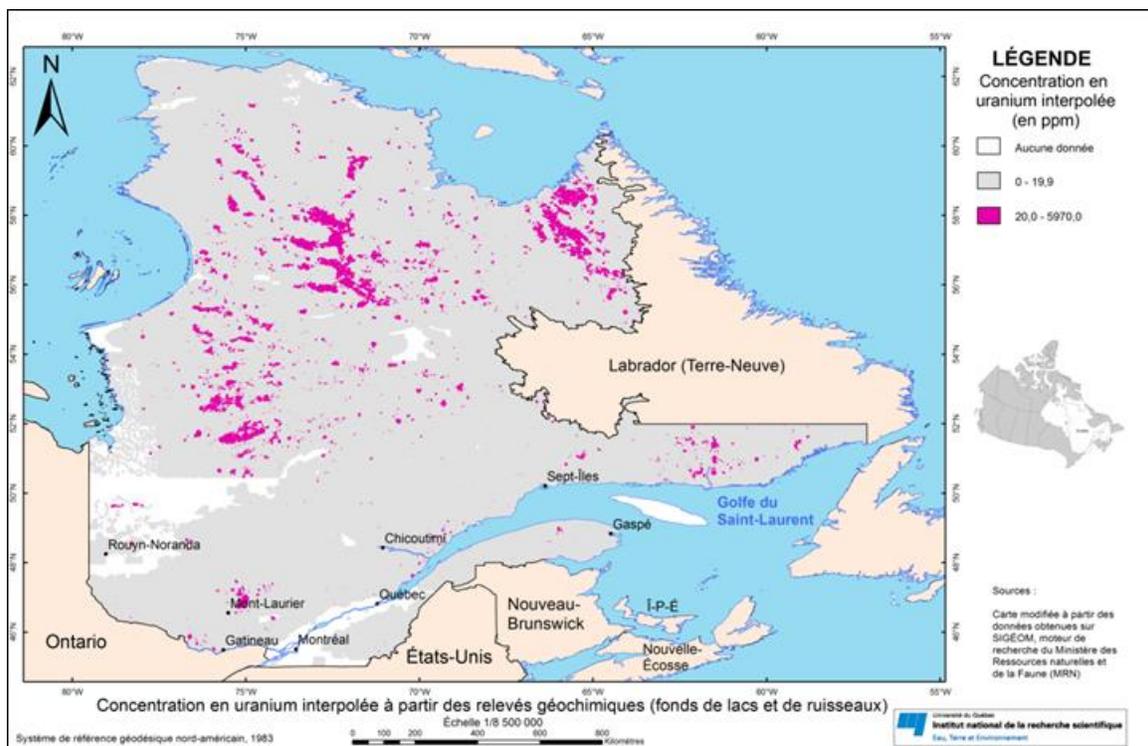
Les relevés géochimiques d'uranium dans les sédiments ont été extraits de la base de données des produits géoscientifiques géoréférencés disponibles via SIGÉOM (du Ministère des Ressources Naturelles et de la Faune du Québec). Ces mesures ponctuelles représentent les concentrations en

uranium dans l'environnement secondaire (sédiments de ruisseaux ou de lacs, sols et tills) d'échantillons pris sur le terrain. Les concentrations en uranium ponctuelles ont été interpolées par la méthode de l'inverse de la distance afin de générer une grille. Les détails des manipulations durant les diverses étapes de l'interpolation sont présentés dans Drolet (2011).

Les mêmes opérations qui ont été réalisées pour l'indicateur « relevés radiométriques aéroportés » ont été effectuées avec la grille des concentrations en uranium interpolées :

- 1) Superposition des points de mesures de l'activité volumique du radon sur la grille ;
- 2) Extraction de la concentration en uranium mesurée par les relevés géochimiques vis-à-vis les points de mesure du radon ;
- 3) Discrétisation de la variable « concentration en uranium mesurée par les relevés géochimiques » en classes ;
- 4) Utilisation des ANOVA de Kruskal-Wallis à un facteur pour regrouper les classes statistiquement similaires ;
- 5) Mise en carte du groupe exprimant le potentiel radiogénique le plus élevé.

La Figure 4-12 suivante illustre le groupe de concentration en uranium mesuré à partir des relevés géochimiques qui est associé aux activités volumiques du radon les plus élevées.



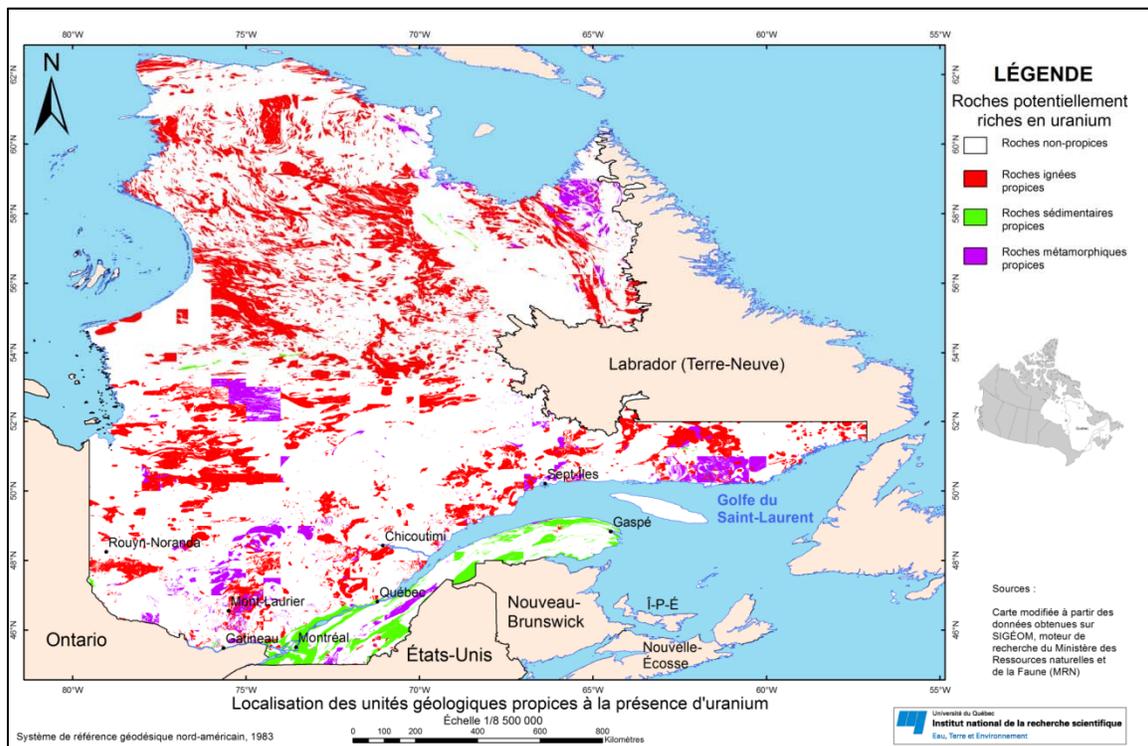
**Figure 4-12 – Concentration en uranium interpolée à partir des relevés géochimiques pour le Québec.**

#### 4.3.5.1.3 Unités géologiques propices à la présence de teneurs élevées en uranium

La composition des roches en sous-surface a une incidence sur leur potentiel à dégager de la chaleur. Les roches uranifères sont plus propices à émettre de la chaleur en raison de leur contenu relativement important en éléments radioactifs. Les roches sédimentaires qui contiennent des teneurs en uranium importantes sont généralement associées à de fortes concentrations en matière organique déposée dans des conditions marines réductrices (Coveney Jr et al., 1991; Martel, 1991). Ce sont ces conditions que l'on retrouve notamment lors de la formation des shales noirs. La présence d'uranium est liée au pouvoir d'adsorption, de complexation et de réduction de la matière organique contenue dans la roche. Le Shale d'Utica dans les Basses-Terres du Saint-Laurent est un exemple d'une unité géologique sédimentaire riche en matière organique et donc, riche en uranium.

Pour les roches ignées et métamorphiques, ce sont les concentrations élevées en silice de certaines lithologies qui concentrent l'uranium. Les roches felsiques (acides, i.e. contenu en silice élevé) comme les granites sont les roches ignées qui possèdent les plus fortes concentrations en uranium alors que les roches mafiques et ultramafiques ont des concentrations en uranium beaucoup plus faibles (Wedepohl, 1969).

La base de données des produits géoscientifiques géoréférencés du Québec disponibles via SIGÉOM intègre l'information de la géologie du socle rocheux pour toute la province à l'échelle 1 / 50 000. Les 158 872 entrées de cette base de données ont été interrogées afin de faire ressortir les unités rocheuses qui sont susceptibles de présenter un contenu en uranium élevé (roches acides, intermédiaires et les roches sédimentaires riches en matière organique). La liste exhaustive des roches sélectionnées comme étant propices aux fortes concentrations en uranium est présentée dans Drolet (2011). La mise en carte des unités géologiques propices et fortes concentrations en uranium et qui ont par conséquent un potentiel radiogénique élevé est présentée à la Figure 4-13.



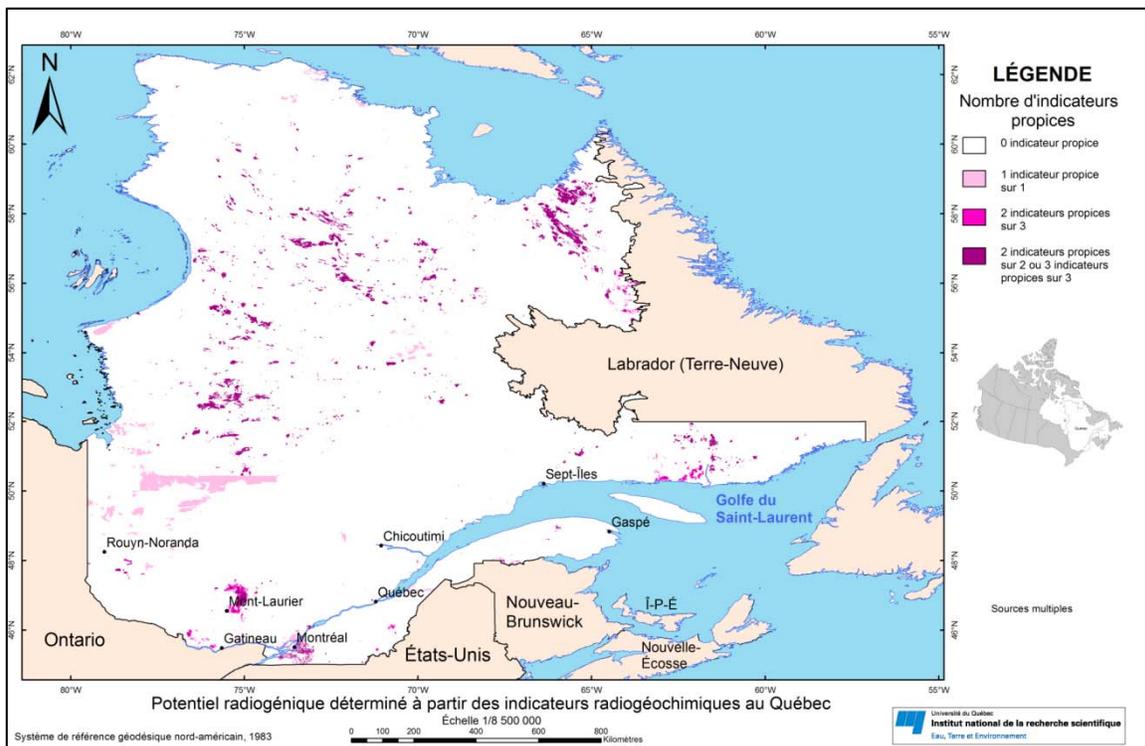
**Figure 4-13 – Localisation des unités géologiques propices à la présence de fortes concentrations en uranium au Québec**

*4.3.5.1.4 Combinaison des trois indicateurs radiogéochimiques*

Les cartes présentées aux figures précédentes ont été superposées afin de déterminer le potentiel radiogénique total sur l'ensemble de la province. Le potentiel radiogénique total a été déterminé en fonction du nombre d'indicateurs radiogéochimiques propices. L'analyse spatiale a été effectuée sur chacun des pixels (80m x 80m) de la grille même dans les régions qui ne sont pas couvertes par les trois indicateurs radiogéochimiques. Quatre combinaisons ont été retenues comme ayant un potentiel radiogénique supérieur au reste de la province en fonction de ces indicateurs :

- 3 indicateurs propices sur 3 qui couvrent ce pixel ;
- 2 indicateurs propices sur 2 qui couvrent ce pixel ;
- 2 indicateurs propices sur 3 qui couvrent ce pixel ;
- 1 indicateur propice et c'est le seul indicateur qui couvre ce pixel.

Les autres combinaisons ont été considérées comme ayant un potentiel radiogénique de plus faible ampleur. La Figure 4-14 synthétise le potentiel radiogénique total établi à partir de cette méthodologie.



**Figure 4-14 – Synthèse des indicateurs de potentiel radiogénique**

#### 4.3.5.1.5 Discussion sur l'approche statistique

Cette approche combinatoire du potentiel radiogénique associé à des indicateurs radiogéochimiques en un potentiel radiogénique total a permis d'établir le profil de la distribution des éléments radioactifs au Québec. L'activité radiogénique sur l'ensemble du territoire a été déterminée relativement rapidement et à faible coût. La méthodologie préconisée permet d'identifier des régions ou secteurs potentiels où des modélisations/simulations approfondies, des relevés géophysiques et des forages pourraient être menés en priorité.

Il y a cependant des limitations aux modèles présentés. Les indicateurs radiogéochimiques sont des relevés superficiels alors que l'exploitation géothermique vise des ressources enfouies à quelques kilomètres. Les relevés radiométriques aéroportés sondent la radiométrie provenant des premiers 30 centimètres de sol. Les relevés géochimiques d'uranium dans les sédiments sont des échantillons de fonds de lacs/ruisseaux ainsi que des premières couches de sols (Friske et al., 2010). Quant aux cartes des unités géologiques, elles mettent en évidence les unités rocheuses sus-jacente et ne tiennent pas compte des unités géologiques sous-jacentes ni leur pendage.

Une autre limitation au modèle prédictif du potentiel radiogénique est que le Québec n'est pas couvert par les trois indicateurs radiogéochimiques sur l'ensemble du territoire. Les régions où le potentiel radiogénique est déterminé à partir d'un seul ou de deux indicateurs radiogéniques

comportent une plus grande incertitude. Enfin, les seuils des indicateurs radiogéochimiques quantitatifs (relevés radiométriques aéroporté et relevés géochimiques d'uranium dans les sédiments) ont été calculés à partir d'analyses de variance sur les mesures de l'activité volumique du radon dans l'air intérieur des bâtiments. En ajoutant l'étanchéité des bâtiments (capacité du radon à migrer de l'air interstitiel des sols vers l'air intérieur) comme variable, une incertitude s'ajoute à cette problématique déjà complexe. Il aurait été préférable de déterminer ces seuils à partir de mesures de l'activité volumique du radon dans l'air interstitiel des sols, mais très peu de ces données existent au Québec.

Ce modèle du potentiel radiogénique répond néanmoins au besoin d'identifier rapidement certaines régions potentielles à l'exploitation géothermique grande échelle. Il devrait être considéré comme un modèle à l'échelle provincial qui met en évidence les grands ensembles à fort potentiel radiogénique. Ces régions nécessitent une modélisation détaillée et/ou la mise en place de relevés supplémentaires avant de les sélectionner avec confiance.

#### **4.3.5.2 Études géologiques de terrain**

Ce sous-projet intègre les études géologiques de terrain des roches du socle et les traitements et interprétations des données aéromagnétiques et gravimétriques du socle et des bassins sédimentaires. Deux régions ont été étudiées jusqu'à maintenant.

(i) La province de Grenville, la plate-forme du Saint-Laurent et l'orogène des Appalaches au sud de Québec. Ce projet a pour objectifs (a) de déterminer si les zones de chaleur élevée documentées à partir des forages dans la plate-forme du Saint-Laurent et les Appalaches sont dues aux sources riches en uranium (U) et thorium (Th) dans le socle cristalline grenvillien, (b) d'établir l'origine des anomalies radiométriques aéroportées et des données géochimiques des sédiments du lac et de ruisseaux du MERN et CONSOREM dans le socle grenvillien, et (c) de localiser les zones dans les secteurs sans données de forage avec un potentiel de flux de chaleur élevé. L'atteinte de ces objectifs entraînera une meilleure connaissance non seulement des ressources potentielles en géothermie profonde au Québec, mais aussi de la nature et de la géométrie des différentes unités géologiques au Québec puisque le but de ce projet est d'extrapoler la géologie de la province de Grenville sous la plate-forme du Saint-Laurent et les Appalaches en combinant les données aéromagnétiques et gravimétriques pour les intégrer aux modèles 3D de la géologie du socle et de la génération de chaleur. Les plus importants résultats de recherche en date de rédaction de ce rapport sont:

- 1) Les traitements des données aéromagnétiques régionales de la CGC et des données de plus haute résolution des Basses Terres du Saint-Laurent et du Bas Saint-Laurent ainsi que des anomalies gravimétriques de Bouguer de la CGC suggèrent la présence des grandes

zones de décrochement qui pourraient décaler et changer la direction des unités radiogéniques du socle. Cela nous porte à affirmer qu'on ne peut pas faire une interprétation simple d'extrapolation des roches grenvilliennes d'où elles affleurent vers les profondeurs sous la plateforme et orogène.

- 2) Une nouvelle carte de flux de chaleur régionale élaborée à partir des données d'Hydro-Québec recalculés par K. Bédard (INRS), de J.-C. Mareschal (professeur à l'UQÀM), et de l'USGS pour le nord des États-Unis suggère une correspondance des anomalies thermiques avec les « showings » et des anomalies géochimiques en U et Th dans le socle grenvillien. Cette carte reste très imprécise en raison du manque de données et de la variabilité locale de valeurs de flux de chaleur, ce qui confirme le besoin de trouver d'autres moyens pour identifier les zones de flux de chaleur plus élevé, dont l'utilisation des données géophysiques.
- 3) Des nouvelles données aéromagétiques de la Province de Grenville dans la région des Escoumins (au nord du fleuve Saint Laurent) jusqu'au front de Grenville (le contact avec les roches archéennes du craton du Supérieur) nous ont été fournies exclusivement par le MERN, avant de devenir publiques. Ces données ont été traitées et ont été utilisées pour interpréter la géométrie des plis et des zones de cisaillement dans le socle d'une région avec les anomalies en U et Th.
- 4) Des études sur le terrain ont été entreprises pour mieux comprendre le socle grenvillien de la région des Escoumins. Ces études sont menées avec la collaboration des chercheurs de Memorial University qui font la carte géologique du secteur avec le MERN. Les mesures de radiométrie ont donné des valeurs élevées en U, Th et K dans les pegmatites qui ont été injectées principalement dans les domaines granitiques. Les anomalies aéromagnétiques sont plus élevées dans les zones granitiques alors que dans les zones de quartzites, elles sont plus faibles. Les nouvelles données aéromagnétiques et les observations de terrain confirment la présence des décrochements dextres ductiles de direction 040°, parallèlement au fleuve Saint-Laurent. Les unités riches en U et en Th décalées par ces décrochements de l'autre côté du fleuve sous les roches sédimentaires du Bas Saint Laurent correspondraient à des secteurs plus matures des grès, quartzites, conglomérats et calcaires d'âge cambrien à ordovicien, calculés à partir de la réflectance estimée de la vitrinite par R. Bertrand, INRS-ETE. Le prolongement de ces unités sous les roches sédimentaires cambro-ordoviciennes du Bas-Saint-Laurent pourrait hausser localement la température et ainsi développer un potentiel géothermique favorable.

(ii) Fosse du Labrador : Un projet-pilote pour voir le potentiel de la géothermie dans une région éloignée du nord de la fosse du Labrador où, jusqu'à présent, les villages comme Kuujuaq (le plus grand village à Nunavik, Québec) et Tasiujaq sont alimentés par générateurs diesel. Une source thermique importante réduirait donc les coûts en énergie pour la communauté et réduirait l'impact écologique. L'interprétation des données aéromagnétiques rehaussées de la fosse de Labrador du MERN a montré des anomalies elliptiques qui semblent couper la stratification sédimentaire, dont une correspond à une anomalie négative gravimétrique déjà identifiée et proposée comme un pluton granitique dans le socle. Ces anomalies dans la couverture sédimentaire pourraient correspondre à des carbonatites. A. Gicquel et un stagiaire d'été ont passé une semaine avec le support logistique, incluant l'utilisation d'un hélicoptère, pour faire des mesures gravimétriques à travers les anomalies aéromagnétiques identifiées et pour établir la profondeur du socle. L'analyse des mesures est en cours. Si les anomalies détectées grâce aux données géophysiques se révèlent être réellement des carbonatites, en plus d'apporter une connaissance supplémentaire sur l'existence de ressources potentielles en géothermie au Québec, elles permettraient d'avoir un impact économique important. Les carbonatites sont des gites potentielles en U et ÉTR, comme par exemple la carbonatite d'Elder qui se trouve plus au sud dans la fosse de Labrador et qui, à 114.985 t U, est la source d'uranium la plus importante du Québec.

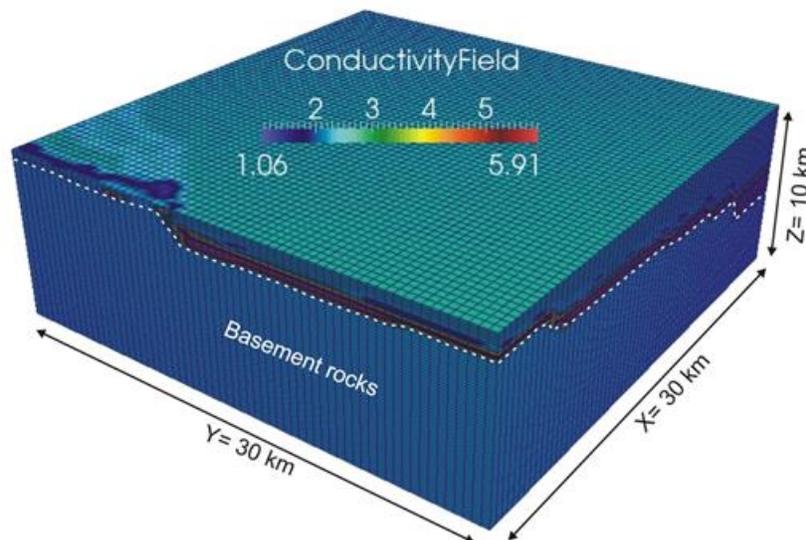
Cette recherche se poursuivra par :

- L'interprétation structurale plus détaillée des données aéromagnétiques et gravimétriques (en intégrant les nouvelles mesures gravimétriques prises en 2015) au sud du Québec, pour cartographier les unités géologiques et zones de cisaillement de la province de Grenville sous la plate-forme de Saint Laurent.
- La vérification des zones de cisaillement interprétées à partir des données géophysiques sur le terrain dans d'autres régions pour vérifier si les décrochements dextres identifiés aux Escoumins se poursuivent le long du fleuve.
- Établir sur le terrain des sources des autres zones anomaliques en U et Th au sud de la province de Grenville et les extrapoler sous la plate-forme de Saint Laurent basé sur cette nouvelle carte développée en (i).
- Les traitements et interprétations des mesures gravimétriques au nord de la fosse de Labrador et leur modélisation en 2D.

#### 4.3.5.3 Étude numérique

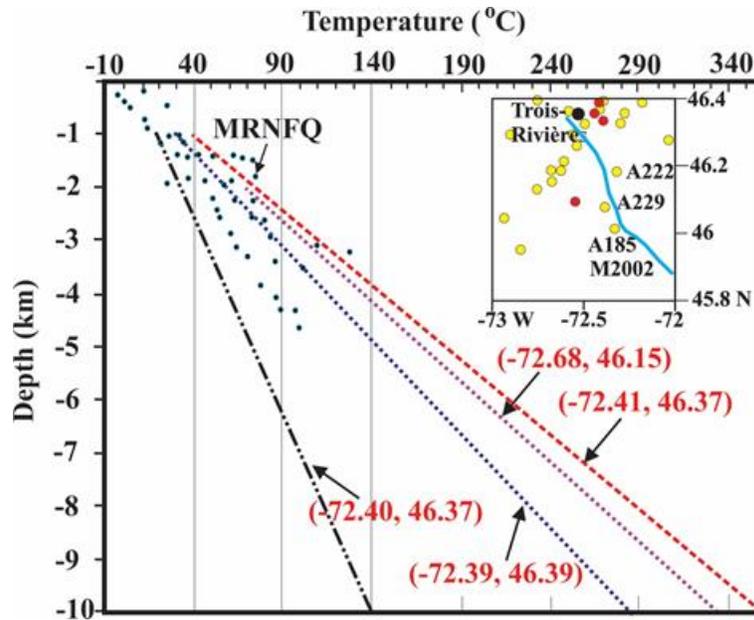
La présence de structures géologiques riches en éléments radioactifs ne renseigne pas sur la température en profondeur. Il est néanmoins possible d'estimer la température en modélisant l'influence de la concentration en éléments radioactifs. Cet exercice est cependant difficile en raison du nombre généralement restreint de données disponibles pour décrire le sous-sol. Néanmoins, il est possible d'évaluer la plage des températures admissibles pour différentes plages de valeurs de concentration en U, Th et K et pour différentes valeurs de conductivité thermique des roches encaissantes. L'intérêt d'une telle approche est de permettre d'évaluer s'il peut exister un potentiel pour une région ou un secteur donné.

Nous avons suivi cette approche pour cette partie du volet en nous basant sur un modèle numérique des Basses-Terres du Saint-Laurent construit par le groupe du Pr. Malo. Dans un premier temps, nous nous sommes concentrés au secteur sud de Trois-Rivières, secteur Bécancour-Arthabaska. Le modèle de  $30 \times 30 \times 10 \text{ km}^3$  est constitué du couvert sédimentaire i.e. shales et siltstone des groupes Sainte-Rosalie, Lorraine et Queenston, des shales d'Utica, des calcaires Trenton-Black River-Chazy, des dolomites du Beekmantown, des grès de Potsdam, ainsi que du socle métamorphique (Figure 4-15). Le solveur Underworld (Moresi 2015; Quenette 2015) est utilisé pour faire les calculs de température.



**Figure 4-15 – Modèle géologique conceptuel de la région de Bécancour-Arthabaska. Le trait pointillé représente la limite entre le socle et le couvert sédimentaire.**

Pour les calculs présentés dans cette section, les conditions aux limites sont des températures de 10 °C en surface et de 265 °C à 10 km, choisies à partir du gradient thermique moyen pour le secteur (Figure 4-16).



**Figure 4-16 – Extrapolation du gradient thermique mesuré dans le secteur de Bécancour-Arthabaska.**

Le Tableau 4-2 contient les valeurs des propriétés physiques des différentes unités géologiques constituant le modèle. Étant donné que la nature exacte du socle n'est pas bien connue dans le secteur, plusieurs modélisations ont été effectuées en considérant différentes compositions de roches précambriennes. Le Tableau 4-3 contient le détail des propriétés physiques pour les cas considérés. La production de chaleur indiquée dans ce tableau est calculée à partir de la relation empirique

$$A = \rho_r(9.52C_U + 2.56C_{Th} + 3.48C_K) \times 10^{-5}$$

où  $\rho_r$  est la densité de la roche ( $\text{kg/m}^3$ ),  $C_U$  est la concentration en uranium (ppm),  $C_{Th}$  est la concentration en thorium (ppm) et  $C_K$  est la concentration en potassium (%).

**Tableau 4-2 – Propriétés physiques des unités géologiques**

<b>Groupe</b>	<b>Densité (kg/m<sup>3</sup>)</b>	<b>C_uranium (ppm)</b>	<b>C_Th (ppm)</b>	<b>C_K (%)</b>	<b>Conductivité thermique k (W/(mK))</b>
<b>SR-LO-QT (siltstone)</b>	2663	3.1	10.2	0.05-0.8 (0.24)	2.55
<b>Utica (shale)</b>	2693	3.1	10.2	0.01-0.7 (0.22)	2.36
<b>TR-BR-Ch (calcaire)</b>	2710	0.2-6.6 (1.6)	4.7	0.04-2.66 (0.67)	2.71
<b>Beekmantown (dolomite)</b>	2761	0.07-3.08 (2.0)	3-14(7.5)	0.19-6.26 (2.08)	3.56
<b>Potsdam (grès)</b>	2630	0.4	1.4	0.05-2.3 (0.32)	5.91
<b>PC- gneiss granitique</b>	2650*	0.5-6.0 (2.7)	3.0-12 (7.61)	0.55-3.78 (1.79)	1.53-5.88 (2.24)
<b>PC-paragneiss</b>	2790*	0.2-3.9 (2.21)	1.3-14 (6.85)	0.05-3.73 (1.86)	1.53-5.88 (2.24)
<b>PC-quartzite</b>	2640*	3	3-11 (6.6)	0.48-1.73 (1.42)	6.08-6.38 (6.23)
<b>PC- amphibolite</b>	3010*	3-6 (3.8)	0.5-3 (2.2)	0.19-0.92 (0.41)	2.27-2.32 (2.3)
<b>PC-granite</b>	2640*	0.5-4.9 (1.39)	1.2-56 (6.2)	0.5-5.59 (3.52)	2.76
<b>PC-diorite</b>	2770*	0.5-2.2 (1.37)	0.55-5.2 (3.28)	0.11-1.61 (1.08)	3.35-3.92 (3.64)
<b>PC-quartz monzonite</b>	2750*	0.5-1.8 (1.0)	3.0-3.2 (3.03)	1.48-4.52 (3.64)	3.35-3.92 (3.64)
<b>PC-gabbro- gabbro-norite</b>	3088**	0.05-0.6 (0.37)	0.2-3.6 (1.45)	0.1-2.32 (0.47)	1.84-4.72 (3.02)
<b>PC-syenite- pegmatite</b>	2700*	640.4-1202 (921.2)	1141-1151 (1146)	-	2.28-2.98 (2.46)
<b>PC (ave1)</b>	2800	1.63	4.8	1.7	3.22
<b>PC (ave2)</b>	2800	14.8	24	1.7	3.22

Sources : Les densités des roches sédimentaires et précambriennes (avec astérisques) sont tirées de Gibb (1968) et Feininger et Goodacre (1995). Les valeurs de concentration des groupes SR, LO et QT proviennent de Vantour et al (1025) et de la banque de données SIGEOM, les valeurs pour les dolomites et les calcaires sont de Pinti et al. (2011), alors que les valeurs pour les grès sont de Pinti et al. (2011) basé sur Owen et Greenough (2008) et Rivard et al. (2002). Les valeurs de conductivité thermique sont de Nasr et al. (2015) et de la base de données de Mareschal (valeurs moyennes entre parenthèse). Les valeurs de concentration pour les roches du socle (PC) sont basées sur 163 échantillons provenant de la banque de données SIGEOM. PC moy1 et moy2 correspondent respectivement aux valeurs moyennes des concentrations pour les roches précambriennes avec et sans les pegmatites à concentration élevée de la mine Michaud-Simard.

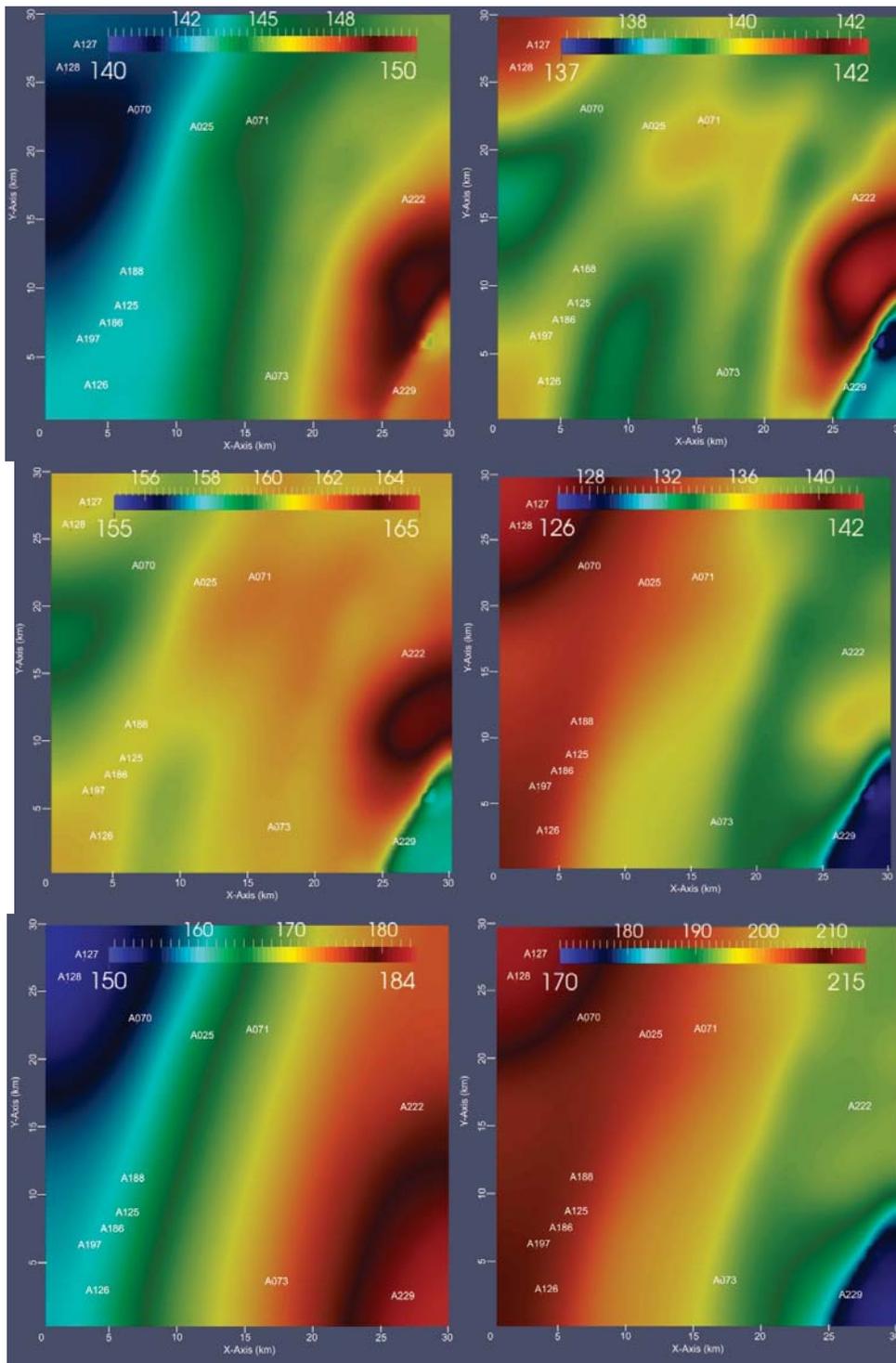
**Tableau 4-3 – Composition du socle pour les scénarios modélisés.**

	<b>Roche</b>	<b>Uranium (ppm)</b>	<b>Thorium (ppm)</b>	<b>Potassium (%)</b>	<b>K (W/(mK))</b>	<b>A (<math>\mu</math>W/m<sup>3</sup>)</b>
<b>Réf 1</b>	Mélange	1.63	4.8	1.7	3.22	0.94
<b>Réf 2</b>	Mélange	1.63	4.8	1.7	2.76	0.94
<b>Cas 1</b>	Mélange (pegmatite)	14.8	24	1.7	3.22	5.83
<b>Cas 2-1</b>	Gneiss granitique	2.7	7.61	1.79	2.24	1.36
<b>Cas 2-2 (faible)</b>	Gneiss granitique	0.5	3.0	0.55	2.24	0.38
<b>Cas 2-3 (élevé)</b>	Gneiss granitique	6.0	12	3.78	2.24	2.68
<b>Cas 3</b>	Paragneiss	2.21	6.85	1.86	2.24	1.26
<b>Cas 4</b>	Quartzite	3	6.6	1.42	6.23	1.33
<b>Cas 5</b>	Amphibolite	3.8	2.2	0.41	2.3	1.30
<b>Cas 6</b>	Granite	1.39	6.2	3.52	2.76	1.09
<b>Cas 6-1 (élevé)</b>	Granite	4.9	56	5.59	2.76	5.53
<b>Cas 7</b>	Diorite	1.37	3.28	1.08	3.64	0.70
<b>Cas 8</b>	Quartz-monzonite	1.0	3.03	3.64	3.64	0.82
<b>Cas 9</b>	Gabbro-gabbronorite	0.37	1.45	0.47	3.02	0.27
<b>Cas 10</b>	Syenite-pegmatite	921.2	1146	-	2.46	316
<b>Cas 10-1 (faible-5%)</b>	Syenite-pegmatite	46.6	57.3	-	2.46	15.9
<b>Cas 11</b>	Socle hétérogène (matrice)	1.63	4.8	1.7	3.22	0.94
<b>Cas 11-1</b>	Socle hétérogène (intrusion)	4.9	56	5.59	2.76	5.53
<b>Cas 11-2</b>	Socle hétérogène (intrusion)	4.9	56	5.59	3.22	5.53

<b>Cas 11-3</b>	Socle hétérogène (intrusion)	4.9	56	5.59	2.76	0.94
<b>Cas 12</b>	Socle hétérogène complexe	46.6	57.3	-	2.46	15.9
	-intrusion1 (à 8 km)	4.9	56	5.59	2.24	5.53
	-intrusion2 (à 5 km)	3.8	2.2	0.41	2.3	1.3
	-intrusion3 (à 5 km)	0.37	1.45	0.47	3.02	0.27
	-intrusion4 (à 5 km)	4.9	56	5.59	2.24	5.53
	-intrusion5 (à 5 km)	4.9	56	5.59	2.24	5.53

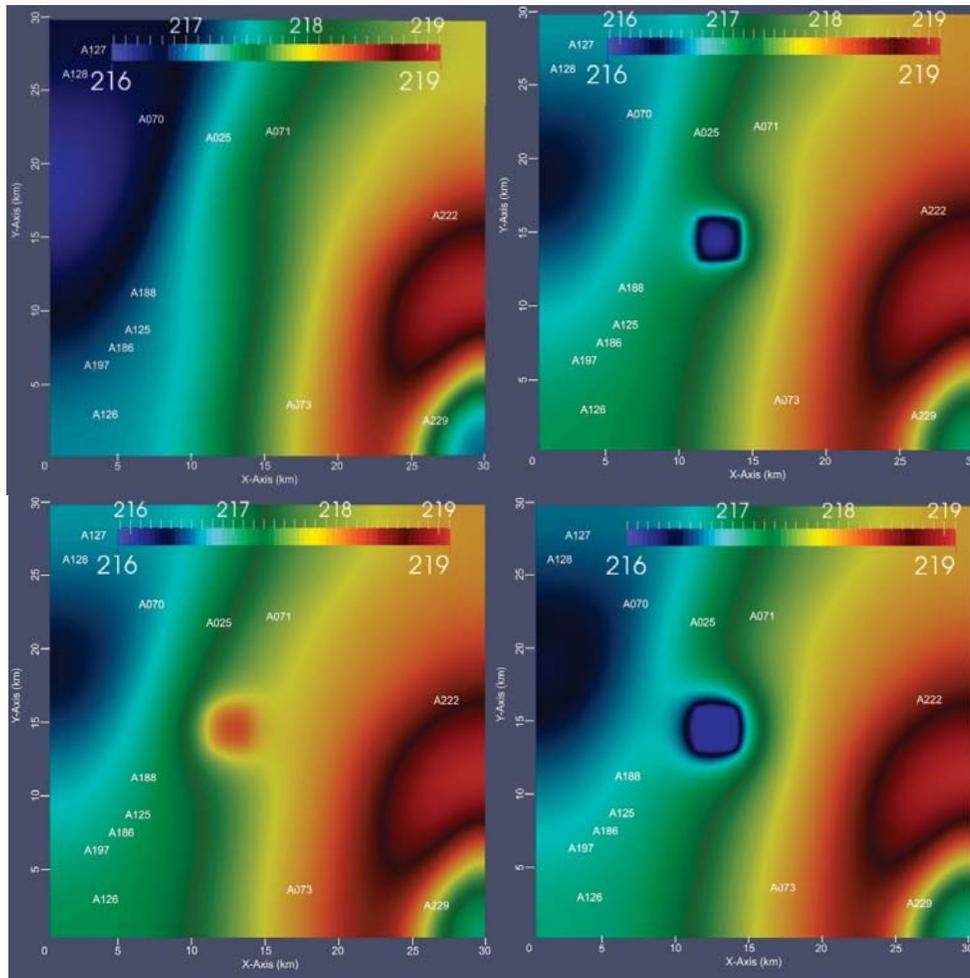
Note : pour le cas 11, on assume une concentration en U et Th égale à 10% des valeurs du cas 10.

La Figure 4-17 suivante montre les résultats de quelques cas modélisés. On y présente des coupes de la température en plan à 5 km de profondeur. Ces résultats montrent que la fourchette de température varie grandement d'un scénario à l'autre, avec des valeurs maximales se situant entre 142 °C et 215 °C selon le cas. Il est impératif de mieux connaître la nature du socle pour mieux circonscrire les valeurs de température possibles à de grandes profondeurs.



**Figure 4-17 – Résultats de la modélisation (température °C à 5 km) pour les modèles Réf 1, Réf 2, Cas 2-1, Cas 3, Cas 4 et Cas 10-1.**

L'influence d'une intrusion de  $3 \times 3 \times 2 \text{ km}^3$  a aussi été modélisée pour évaluer l'effet d'une telle structure sur distribution de la température au voisinage de celle-ci et pour voir quel en est le rayon d'influence. On montre à la Figure 4-18 les résultats lorsque le sommet de l'intrusion est à 8 km de profondeur. On remarque que l'influence de l'intrusion est relativement localisée, et que la conductivité thermique de la structure a un effet aussi déterminant sur la température que la concentration en éléments radioactifs.



**Figure 4-18 – Résultats de la modélisation (température °C à 8 km) de l'effet d'une intrusion sur la température : Ref 1, cas 11-1, cas 11-2 et cas 11-3.**

Jusqu'à présent, les résultats n'ont pas été comparés avec les données de températures mesurées en forage disponibles dans la région (e.g. Figure 4-16). Bien que les profondeurs atteintes par ces forages se limitent aux premier 2-3 km, cette comparaison, prévue dans la suite des travaux, pourrait permettre de contraindre partiellement les résultats de la modélisation.

### 4.3.6 Conclusions et recommandations

Les travaux se poursuivent pour atteindre les objectifs de ce volet. La conclusion principale qu'il est possible de tirer jusqu'à présent est qu'une estimation précise de la température en profondeur requiert une connaissance détaillée (conductivité thermique et contenu en éléments radioactifs) et à relativement petite échelle, de la nature des roches en place.

## 4.4 Volet C : Structure du socle par inversion gravimétrique et magnétique conjointe

### 4.4.1 Contexte

Une partie des sources géologiques responsables du potentiel pour la géothermie profonde est liée à la présence d'intrusions granitiques ou alcalines radiogéniques dans le socle, sous les roches sédimentaires des plate-formes ou les ceintures de plis-chevauchements qui agissent comme isolant thermique. Au Québec, les régions où les plutons radiogéniques pourraient augmenter localement la température en profondeur sont :

- 1) La plate-forme et l'orogène des Appalaches (région C1) a), au sud de Montréal, où des intrusions de syénites et d'autres roches alcalines des montérégiennes crétacées, de même que les carbonatites siluriennes, sont présentes et, potentiellement, b) au sud du Québec où les granites dévonien se retrouvent en intrusion dans les roches sédimentaires de la partie interne des Appalaches.
- 2) L'orogène du Nouveau-Québec/Fosse du Labrador (région C2), décrit au Volet B.

Les granites, les intrusions alcalines présentent normalement un contraste de densité et/ou de susceptibilité magnétique avec les roches encaissantes. Les inversions de champs de potentiel sont une des techniques géophysiques les plus utilisées dans la caractérisation de ces intrusions à l'échelle régionale (Blakely, 1995). Cependant, les inversions de champs de potentiel souffrent d'un manque de résolution verticale, i.e. si les inversions ne sont pas pondérées, les sources ont tendance à être placées proche de la surface. Plusieurs techniques ont été utilisées par le passé afin de désensibiliser cet effet de focalisation de la solution vers la surface, les plus utilisées étant la déconvolution d'Euler (El Dawi *et coll.*, 2004) et la pondération d'un terme de sensibilité verticale (Li et Oldenburg, 1996). Par ailleurs, les mesures nécessaires pour la réalisation d'un projet à l'échelle qui nous intéresse sont diverses (données satellitaires *Gravity field and steady-state Ocean Circulation Explorer* (GOCE) de l'Agence Spatiale Européenne, mesures aéromagnétiques, gravimétriques au sol et mesures en forages) et ont des résolutions spatiales différentes. Récemment, des techniques d'inversion basées sur la décomposition de l'anomalie de Bouguer par

ondelettes ont été développées afin d'améliorer la localisation des sources à grande profondeur (Michel et Fokas, 2008). Un autre enjeu est de pouvoir prendre en compte l'information géologique *a priori* dans les inversions géophysiques. En effet, les inversions géophysiques conventionnelles produisent des champs de propriétés physiques très lisses qui ne permettent pas de retrouver des contacts géologiques francs. Or, cela a pour effet de diminuer l'amplitude des anomalies, mais aussi d'en augmenter leur taille, deux paramètres qui peuvent avoir un impact majeur sur le design d'un éventuel puits géothermique.

#### **4.4.2 Objectifs**

Dans ce volet, nous proposons d'effectuer de façon indépendante une première modélisation par inversion stochastique de données gravimétriques et aéromagnétiques. Ces deux premiers modèles serviront de modèle de départ à une modélisation stochastique conjointe par ondelette. Ces deux modèles seront décomposés en coefficients d'ondelette, et les coefficients d'ondelette seront ajustés afin de reproduire les mesures gravimétriques et aéromagnétiques en suivant une approche de l'échelle la plus grossière vers l'échelle la plus fine. Comme les modèles directs gravimétriques et aéromagnétiques sont linéaires, tout comme la décomposition en ondelettes, des simulations stochastiques des coefficients d'ondelette seront calculées à chacune des échelles afin de minimiser l'erreur entre les mesures et les données calculées. Les avantages de l'approche proposée sont notamment de réduire l'effet de focalisation vers la surface (en procédant d'abord avec les coefficients d'échelle plus grande) et d'accroître le pouvoir de résolution en combinant les données gravimétriques et magnétiques.

#### **4.4.3 Historique et équipe de travail**

Ce volet est réalisé par les Pr. Gloaguen et Giroux avec la participation d'une étudiante au doctorat, Shiva Tirdad. Les travaux ont démarré à l'été 2015 et vont se poursuivre jusqu'à l'automne 2017.

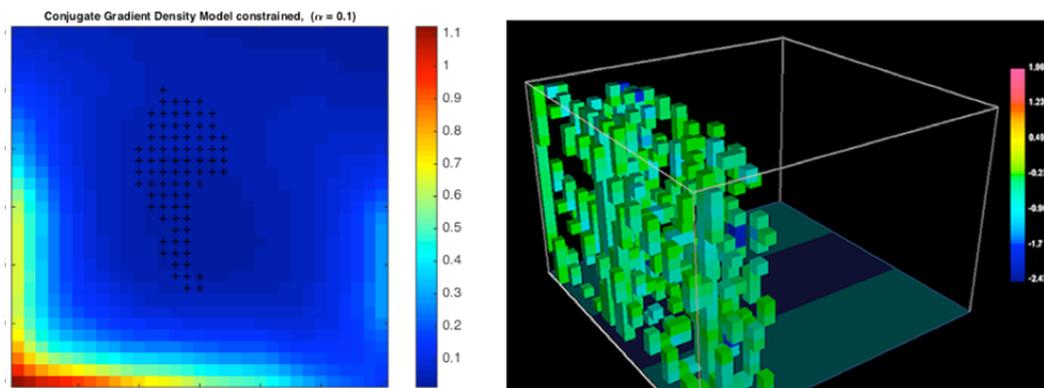
#### **4.4.4 Méthodologie**

Les données du ministère des ressources naturelles du Québec (MRNQ) sont utilisées pour ce projet. Ces données ont été traitées par le ministère et peuvent être utilisées telles quelles. Il est par ailleurs à noter que Fox Maule *et coll.* (2005) ont pu localiser des anomalies de flux de chaleur à l'échelle de l'Antarctique à partir des données magnétiques satellitaires. La résolution des cartes obtenues à partir de ces données est largement inférieure à la résolution possible avec les données aéromagnétiques. Les données magnétiques satellitaires peuvent néanmoins servir à obtenir un portrait global pour la province, à contrôler les corrections apportées aux données aéromagnétiques, et à étudier des zones non couvertes par des levés aéroportés. Les mesures gravimétriques proviennent aussi du ministère des ressources naturelles du Québec.

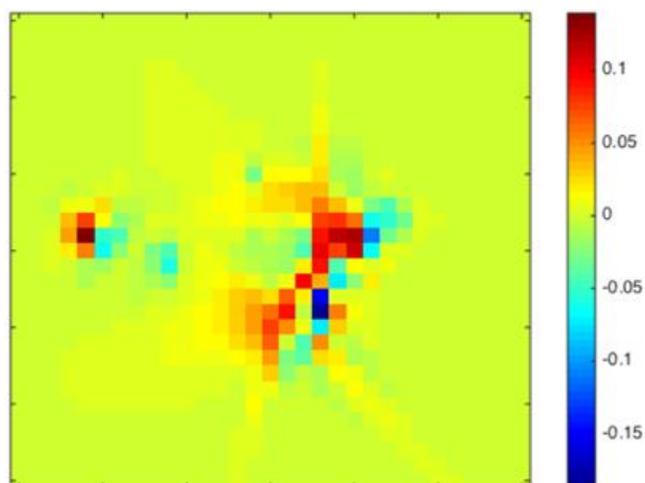
Pour l'instant, nous avons surtout mis l'emphase sur l'inversion gravimétrique. Mais le même algorithme sera appliqué aux données aéromagnétique. L'approche proposée a été de valider, en premier lieu, les résultats obtenus avec des algorithmes d'inversion par moindres carrés conventionnels sur des données ayant un corps magnétique et dense en profondeur. Ensuite, nous avons développé un algorithme d'inversion stochastique que nous avons utilisé sur le même ensemble de données qui va nous permettre de générer deux modèles qui serviront dans l'inversion stochastique par ondelettes. L'inversion a été réalisée sur un modèle de blocs de 31 en X par 31 en Y par 21 en profondeur.

#### 4.4.5 Résultats et discussions

Le modèle géologique test consiste en une lentille minéralisée située à 1 Km de profondeur. Le contraste de densité avec l'encaissant est faible (+1,3). La Figure 4-19 montre une coupe horizontale à la profondeur de la zone minéralisée (vue de dessus) ainsi que le modèle de bloc résultant de l'inversion par moindres carrés conventionnelle. Il est clair que la méthode conventionnelle faillit à retrouver la position et l'amplitude de l'anomalie recherchée (le gisement est indiqué par les croix noires). La Figure 4-20 montre une coupe horizontale à la profondeur présumée de la zone minéralisée. Les résultats montrent que l'approche stochastique permet de retrouver la position du gisement, mais ne permet pas de retrouver l'amplitude de l'anomalie avec grande précision. Ceci est en grande partie dû au fait que le modèle n'est pas contraint par la géologie. On obtient donc le meilleur résultat gravimétrique, mais non contraint par les autres informations.



**Figure 4-19 – Résultats de l'inversion conventionnelle par moindres carrés. À gauche : coupe horizontale au niveau de la zone minéralisée. À droite : modèle de bloc inversé. Les croix noires sur la figure de gauche représentent l'emplacement du gisement.**



**Figure 4-20 – Résultat de l'inversion stochastique sur la même coupe horizontale que la Figure 4-19.**

#### **4.4.6 Conclusions et recommandations**

Les résultats sont encore très préliminaires, mais montrent les avantages de tenir compte du modèle géologique dans l'inversion de champ de potentiel. Les prochaines étapes pour l'année 2016 vont consister à appliquer l'algorithme aux données aéromagnétiques et de commencer à programmer l'inversion stochastique par ondelettes.

#### **4.5 Références du chapitre 4**

Asli, Marcotte & Chouteau, 2000. *Paper presented at the Geostat2000 - Proceedings of the International Geostatistics Congress.*

Beardsmore & Cull, 2001. *Crustal Heat Flow*, Cambridge University Press.

Blakely, 1995. *Potential Theory in Gravity and Magnetic Applications*, Cambridge University Press.

Bouligand, Glen & Blakely, 2009. Mapping Curie temperature depth in the western United States with a fractal model for crustal magnetization. *Journal of Geophysical Research*, 114, B11104-.

Buland & Omre, 2003. Bayesian linearized AVO inversion. *Geophysics*, 68, 185-198.

Burwash & Burwash, 1989. A radioactive heat generation map for the subsurface Precambrian of Alberta. Current Research, Part C. Geological Survey of Canada, Paper 89-1C. 363-368.

Coveney Jr RM, Watney, WL & Maples CG (1991) Contrasting depositional models for Pennsylvanian black shale discerned from molybdenum abundances. *Geology*. 19, 2, 147-150.

Drolet JP (2011) Revue des données géoscientifiques existantes pour identifier les zones potentielles à la présence de radon domiciliaire au Québec, Canada. Mémoire de maîtrise en Sciences de la terre (Université du Québec. Institut national de la recherche scientifique – centre Eau Terre Environnement, Québec). 263 p.

Drolet JP, Martel R, Poulin P & Dessau JC (2014) Methodology developed to make the Quebec indoor radon potential map. *Sci. Total Environ.* 473-474: 372–380.

Drolet JP, Martel R, Poulin P, Dessau JC, Lavoie D, Parent M & Lévesque B (2013) An approach to define potential radon emission level maps using indoor radon concentration measurements and radiogeochemical data positive proportion relationships. *J. Environ. Radioact.* 124: 57–67.

El Dawi, Tianyou, Hui & Dapeng, 2004. Depth Estimation of 2-D Magnetic Anomalous Sources by Using Euler Deconvolution Method. *American Journal of Applied Sciences*, 1, 209-214.

Feininger T., Goodacre A.K., 1995. The eight classical Montereian hills at depth and the mechanism of their intrusion. *Canadian Journal of Earth Sciences*, 32: 1350–1364.

Fox Maule, Purucker, Olsen & Mosegaard, 2005. Heat Flux Anomalies in Antarctica Revealed by Satellite Magnetic Data. *Science*, 309, 464-467.

Friske PWB, Ford KL, Kettles IM, McCurdy MW, McNeil RJ & Harvey BA (2010) North American Soil Geochemical Landscapes Project: Canadian Field Protocols For Collecting Mineral Soils And Measuring Soil Gas Radon And Natural Radioactivity. Geological Survey of Canada, Open File 6282, 175 pp.

Gibb R.A., 1968. The densities of Precambrian rocks from northern Manitoba, *Canadian Journal of Earth Sciences*, 5:433–438

Gray, 2010. Geothermal Resource Assessment of the Gueydan Salt Dome and the Adjacent Southeast Gueydan Field, Vermilion Parish, Louisiana, MSc Master's Thesis, Louisiana State University.

Jaupart & Mareschal, 2011. *Heat Generation and Transport in the Earth*, Cambridge University Press.

Jones & Majorowicz, 1987. Regional trends in radiogenic heat generation in the Precambrian basement of the Western Canadian Basin. *Geophysical Research Letters*, 14, 268-271.

Li & Oldenburg, 1996. 3-D inversion of magnetic data. *Geophysics*, 61, 394-408.

Lovejoy, Pecknold & Schertzer, 2001. Stratified multifractal magnetization and surface geomagnetic fields—I. Spectral analysis and modelling. *Geophysical Journal International*, 145, 112-126.

- M.I.T., 2006. The Future of Geothermal Energy - Impact of Enhanced Geothermal Systems (EGS) on the United States in the 21<sup>st</sup> Century. Massachusetts Institute of Technology.
- Majorowicz & Minea, 2012. Geothermal energy potential in the St-Lawrence River area, Québec. *Geothermics*, 43, 25 - 36.
- Martel R, (1991) Zones proposées pour l'échantillonnage du radon dans les habitations québécoises. Ministère de l'environnement du Québec, Direction des écosystèmes urbains, Division des eaux souterraines, 77 pp.
- Maus, Gordon & Fairhead, 1997. Curie-temperature depth estimation using a self-similar magnetization model. *Geophysical Journal International*, 129, 163-168.
- Meixner & Holgate, 2009. The Cooper Basin Region 3D Map Version 1: A search for Hot Buried Granites. Geoscience Australia, Record 2009/15.
- Meixner, Kirkby, Lescinsky & Horspool, 2012. The Cooper Basin Region 3D Map Version 2: Thermal Modelling and Temperature Uncertainty. Geoscience Australia, Record 2012/60.
- Michel & Fokas, 2008. A unified approach to various techniques for the non-uniqueness of the inverse gravimetric problem and wavelet-based methods. *Inverse Problems*, 24, 045019.
- Nasr M., Raymond J., Malo M., 2015. Évaluation en laboratoire des caractéristiques thermiques du bassin sédimentaire des basses-terres du Saint Laurent. GeoQuébec 2015
- O'Brien & Lerche, 1987. Heat flow and thermal maturation near salt diapirs. *in Dynamical Geology of Salt and Related Structures*, pp. 711-750, eds. Lerche & O'Brien. Academic Press, Orlando, FL.
- Owen V. J. and Greenough J. D., 2008. Influence of Potsdam sandstone on the trace element signatures of some 19th-century American and Canadian glass: Redwood, Redford, Mallorytown, and Como-Hudson. *Geoarchaeology* 23, 587-607
- Perry, Rosieanu, Mareschal & Jaupart, 2010. Thermal regime of the lithosphere in the Canadian Shield. *Canadian Journal of Earth Sciences*, 47, 389-408.
- Pinti D.L., Béland-Otis C., Tremblay A., Castro M.C., Hall C.M., Marcil J-S., Lavoie J-Y., Lapointe R., 2011. Fossil brines preserved in the St-Lawrence Lowlands, Québec, Canada as revealed by their chemistry and noble gas isotopes, *Geochimica et Cosmochimica Acta* 75:4228-4243
- Rivard P., Ollivier J.-P. and Ballivy G., 2002. Characterization of the ASR rim: application to the Potsdam sandstone. *Cem. Concr. Res.* 32, 1259-1267.
- Ross, Blakely & Zoback, 2006. Testing the use of aeromagnetic data for the determination of Curie depth in California. *Geophysics*, 71, L51-L59.

Shamsipour, Marcotte & Chouteau, 2012. 3D stochastic joint inversion of gravity and magnetic data. *Journal of Applied Geophysics*, 79, 27-37.

Spector & Grant, 1970. Statistical models for interpreting aeromagnetic data. *Geophysics*, 35, 293-302.

Trépanier, 2008. Numérisation des données radiométriques de SOQUEM dans le Grenville. GM-64150.

Trépanier, 2009. Évaluation du potentiel en uranium et en Cu-Au-Au et cartographie prévisionnelle d'intrusions mafiques-ultramafiques dans le Grenville. EP-2009-03.

Vautour G., Pinti D.L., Méjean P., Saby M., Meyzonnat G., Larocque M., Castro M.C., Hall C.M., Boucher C., Roulleau E., Barbecot F., Takahata N., Sano Y., 2015.  $^3\text{H}/^3\text{He}$ ,  $^{14}\text{C}$  and (U-Th)/He groundwater ages in the St. Lawrence Lowlands, Quebec, Eastern Canada, *Chemical Geology* 413:94–106.

Wedepohl, K.H., 1969. *Handbook of Geochemistry*. Volume I/II, Springer-Verlag, Berlin.

# Chapitre 5 : Développement de modèles avancés pour l'ingénierie de la production de la puissance à partir de la géothermie profonde ( U. Laval)

---

## 5.1 Introduction

### 5.1.1 Contexte et objectifs

Au Canada, contrairement à d'autres pays, aucune centrale géothermique n'est présentement en opération. Le manque de connaissances sur les ressources géothermiques profondes du pays (notamment les ressources non-conventionnelles présentes dans l'est du pays) est un frein important au développement de la filière géothermique au pays. De même, l'état actuel des connaissances ne permet pas d'identifier les pratiques optimales en termes de conception et pilotage des centrales géothermiques. L'absence d'outils de modélisation intégrés et adaptés au présent contexte empêche la simulation et l'optimisation des différents systèmes d'ingénierie requis pour la production de puissance à partir de ressources géothermiques.

Dans le cadre de la présente initiative, une subvention de recherche et développement coopérative (RDC) a été reçue du Conseil de recherche en sciences et en génie du Canada (CRSNG) en avril 2015, avec le soutien de l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ). Ce projet est intitulé *INGÉOPRO : Développement de modèles avancés pour l'ingénierie de la production de la puissance à partir de la géothermie profonde*. Les travaux menés grâce à cette subvention sont décrits dans ce chapitre et sont centrés sur l'élaboration de nouveaux modèles (hydrogéologiques, géomécaniques, énergétiques, thermochimiques) permettant de simuler les différents systèmes d'ingénierie de la géothermie profonde. De plus, l'exploitation des modèles permettra de répondre à plusieurs des questions et des défis complexes auxquels est confrontée l'industrie pour le développement de cette filière. Les travaux permettront de mieux évaluer le potentiel de cette filière, et de mieux définir les étapes subséquentes pour sa mise en valeur.

Les objectifs principaux du présent projet sont les suivants :

- Développer de nouveaux outils de modélisation avancée, de même que des stratégies innovantes de conception et d'analyse, liés à l'ingénierie de la production de puissance géothermique au Québec ;
- Contribuer à l'évaluation du potentiel de la géothermie profonde au Québec, en tenant compte d'un ensemble d'indicateurs de performance économiques, énergétiques et environnementaux ;

- Former du personnel hautement qualifié (PHQ) dans le domaine de la géothermie profonde, avec une vision multidisciplinaire et industrielle ancrée dans les principes du développement durable.

Le premier volet du projet de recherche s'intéresse à la simulation et à l'optimisation de centrales géothermiques (Volet A). Comme la performance des centrales géothermiques est directement liée aux propriétés des réservoirs géothermiques (par exemple : leur température, leur perméabilité, leurs propriétés thermiques ou hydrogéologiques, etc.), il est possible de tirer profit des résultats des autres volets du projet afin d'adapter les travaux portant sur les centrales aux contextes géologiques qui sont pertinents. De même, les travaux portant sur les centrales peuvent aider à mieux cibler les conditions requises, notamment en termes de température de réservoir, afin d'exploiter avec succès les ressources géothermiques.

Les deux autres volets du projet sont orientés autour de la modélisation de la stimulation des réservoirs et de l'exploitation des réservoirs géothermiques à l'échelle des réservoirs eux-mêmes. Ces travaux vont permettre de simuler l'exploitation de réservoirs géothermiques sur leur durée de vie afin de concevoir les systèmes requis (par exemple : puits, stimulation, etc.). À partir des travaux menés dans les projets FRQNT-ISI et ÉcoÉNERGIE, il sera possible de cibler les réservoirs les plus intéressants à considérer. Ces informations seront utilisées pour la modélisation de l'exploitation des réservoirs. Seuls des travaux sur l'exploitation des réservoirs géothermiques avaient été initiés au moment de rédiger de rapport, ils sont présentés dans la section 5.2 (Volet B).

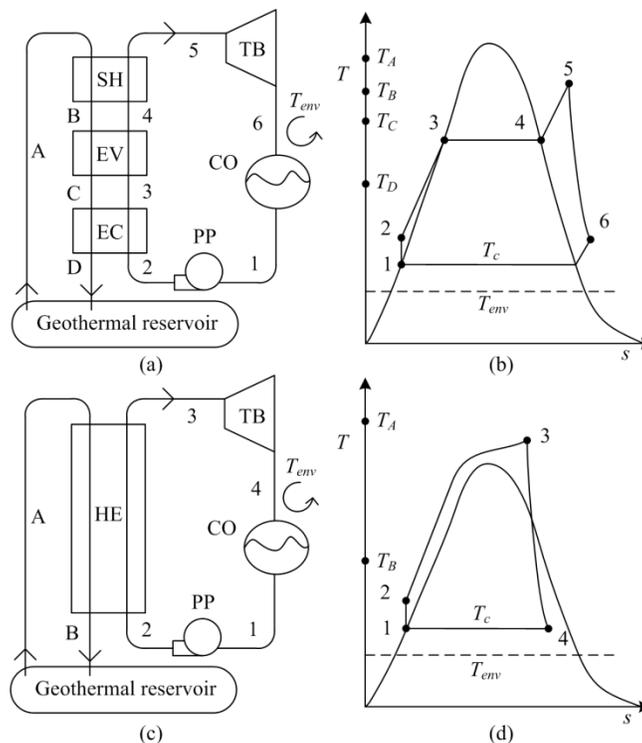
Il est important de noter qu'ayant débuté plus tard que les autres projets de l'initiative sur la géothermie profonde, le présent projet n'est pas encore complété au moment de rédiger ce rapport. Les sections qui suivent font état des travaux réalisés et à venir.

## **5.2 Volet A : Modélisation de centrales géothermiques et stratégies d'optimisation**

### **5.2.1 Contexte**

Dans le contexte géologique québécois, les réservoirs géothermiques envisagés pour la production de puissance seraient à des températures de l'ordre de 80 à 150 °C (Majorowicz and Minea, 2012a). La famille des centrales électriques géothermiques binaires est celle qui semble la plus adaptée à ces conditions (Luo et al., 2012) (Ghasemi et al., 2013), dans la mesure où les centrales de type « flash » et « dry » (qui sont également très utilisées en pratique) demandent des températures plus élevées. Dans les cycles binaires, ce n'est pas le géofluide qui est turbiné, mais un fluide intermédiaire de travail préalablement chauffé par le géofluide, tel que montré à la figure

5.-1. La littérature présente diverses variantes de centrales binaires qui ont été proposées ou implémentées (Ronald DiPippo, 2008), telles que les cycles « dual-pressure », les cycles « dual-fluid », les cycles Kalina, les cycles hybrides (A. Borsukiewicz-Gozdur, 2010) combinant les cycles binaires avec des sources de chaleur additionnelles (hydrocarbures, solaire, biocombustible, etc.), etc. Les cycles binaires présentent l'avantage que le géofluide n'est jamais en contact direct avec l'atmosphère. En contrôlant sa température et sa pression, on peut éviter la précipitation de minéraux et le dégagement de composés volatils. Typiquement, ces cycles ont malheureusement un rendement relativement faible (~8-12 %) (Aneke et al., 2011) (Frick et al., 2010). Par conséquent, une amélioration même faible de leur efficacité peut faire la différence en termes de viabilité (Ronald DiPippo, 2008). On s'accorde à dire qu'il reste encore beaucoup de place à l'amélioration de l'efficacité de ce type de centrales et à la réduction de leurs coûts (ENGINE Coordination Action, 2008). Les travaux présentement disponibles dans la littérature se concentrent souvent sur une architecture de cycle à la fois, en régime permanent, et étudient l'impact d'un petit nombre de variables sur une seule fonction objective telle que le rendement exergetique (Yari, 2010), énergétique (Atlason and Unnthorsson, 2013) ou l'utilisation des ressources (Sullivan et al., 2010). Bien que cette approche puisse contribuer à améliorer la conception des centrales, il est clair qu'on ferait une avancée significative en déployant une approche polyvalente permettant d'optimiser simultanément architecture, fluide de travail et conditions d'opération, et ce, sur la base d'une grille d'analyse multicritères tenant compte des contraintes importantes et de toute la vie de la centrale.



**Figure 5-1 : Représentation schématique de centrale binaire avec cycle de Rankine organique : a) cycle sous-critique et b) sa représentation dans un diagramme T-s, de même que c) un cycle transcritique et d) sa représentation dans un diagramme T-s.**

### 5.2.2 Objectifs

Les objectifs du présent volet sont :

- (i) Développer une stratégie d'optimisation de centrales géothermiques basée sur un ensemble d'indicateurs de performance ;
- (ii) Développer des stratégies de conception permettant notamment de considérer les variations temporelles auxquelles une centrale géothermique fait face ;
- (iii) Élaborer une classification des centrales géothermiques optimisées les plus adaptées au contexte québécois.

### 5.2.3 Historique et équipe de travail

Ce volet a été supervisé par les professeurs Louis Gosselin et François Mathieu-Potvin, du département de génie mécanique de l'Université Laval. Une première étudiante (Mme Noémie Chagnon-Lessard) a débuté une maîtrise en mai 2014, suivie par un deuxième étudiant de maîtrise (M. Mathieu Pollet) à compter de janvier 2015.

## 5.2.4 Méthodologie

Suite à l'analyse de la littérature, les centrales binaires avec cycles de Rankine organiques sont apparues comme celles offrant le plus de potentiel dans le contexte du présent projet.

Un modèle numérique de centrale géothermique a été développé (modèle 1) afin de calculer la performance d'un cycle donné en fonction des principaux paramètres d'entrée soit le fluide de travail, la température du géofluide, la pression à l'évaporateur, la température de condensation, le ratio de débit entre le fluide moteur et le géofluide, etc. Les principales hypothèses de ce modèle sont : (i) un régime permanent est supposé ; (ii) aucune contrainte sur la température de réinjection du géofluide n'est pris en compte ; (iii) la consommation auxiliaire dans le calcul de la puissance nette ne comprend que la pompe d'alimentation ; (iv) la consommation énergétique du système de refroidissement n'est donc pas calculée. Des cycles sous-critiques et transcritiques ont été considérés. La turbine a été modélisée en discrétisant l'évolution thermodynamique du fluide moteur dans la turbine de manière à identifier les possibilités où le fluide moteur se retrouve à l'intérieur de la cloche dans le diagramme T-s (mélange liquide-vapeur). Une efficacité de Baumann a été considérée dans ce cas. Sinon, un rendement sec a été considéré quand le fluide moteur se trouve à l'état de vapeur seulement. Cette méthode permet aussi de calculer le titre du fluide partout dans la turbine et ainsi identifier et éliminer les cas où il y a une trop grande quantité de liquide. De même, les échangeurs de chaleur ont également été discrétisés, ce qui permet de s'assurer qu'aucun croisement de température n'était présent et que l'écart de température minimal est respecté. Les propriétés thermodynamiques du fluide moteur et du géofluide ont été calculées à l'aide d'un logiciel spécialisé à cette fin. Le modèle permet de calculer le travail spécifique, c'est-à-dire le travail réalisé par unité de débit de géofluide.

Le modèle a été couplé avec un outil d'optimisation afin de maximiser le travail spécifique en variant la pression à l'évaporateur, le ratio de débit, le fluide moteur et l'efficacité du surchauffeur (pour le cycle sous-critique), et ce, en respectant un certain nombre de contraintes physiques. 36 fluides de travail ont été considérés. Une large plage de température du géofluide et du condenseur a été considérée.

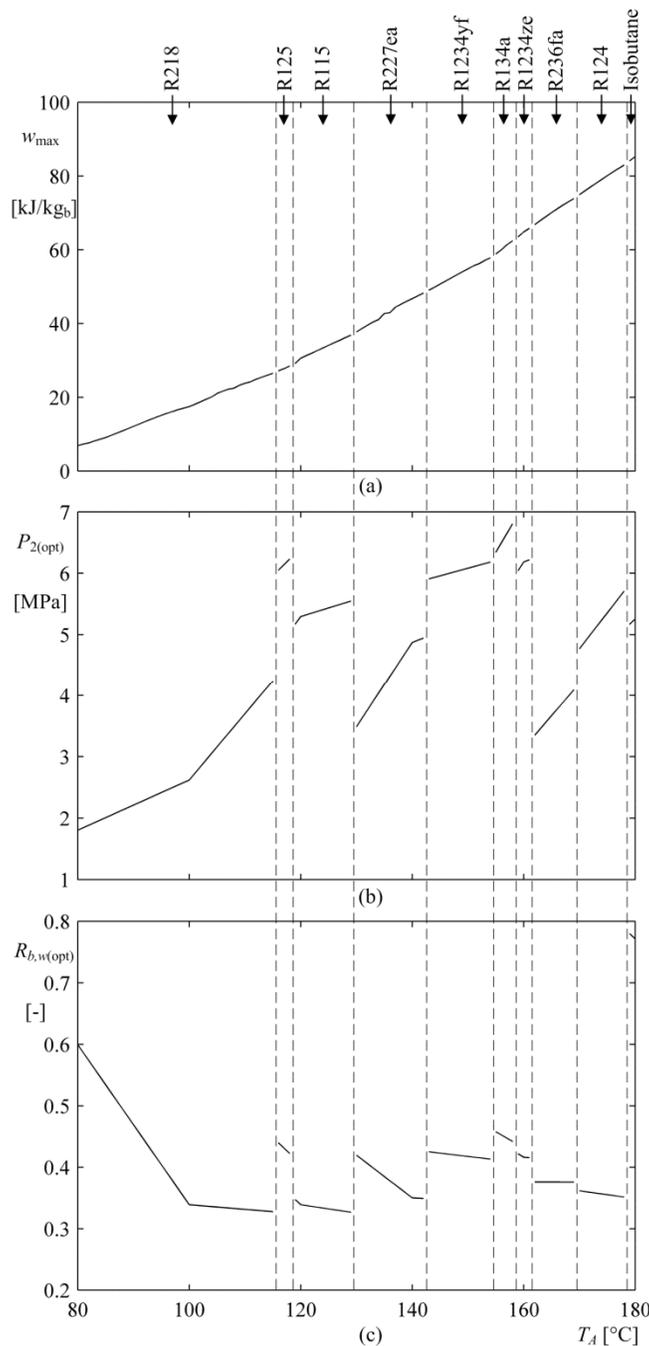
Comme le précédent modèle repose sur l'hypothèse d'un régime permanent, un second modèle (modèle 2) a été développé dans lequel les principaux équipements sont dimensionnés au début de la simulation du cycle et où est déterminé le comportement du cycle à mesure que la température de géofluide change dans le temps. La dimension de l'évaporateur est caractérisée par une valeur du coefficient global de transfert thermique multiplié par la surface d'échange (UA). Le modèle de turbine repose sur celui de Stodola qui relie les conditions d'entrée et de sortie de la turbine au débit y circulant. La turbine est caractérisée par une constante K reliée à sa dimension, sa

géométrie et au fluide moteur. Afin d'estimer l'évolution de la température du géofluide sur la durée de vie du projet, un modèle simplifié de réservoir géothermique a été construit et couplé au modèle de centrale. Au fur et à mesure que la centrale exploite le réservoir, celui-ci se refroidit, affectant du même coup la température du géofluide à l'entrée de la centrale. Ainsi, le modèle global permet de simuler la durée de vie de la centrale et l'évolution du cycle à mesure que les conditions d'opération changent. De la même manière, ce modèle a été couplé à un outil d'optimisation afin de pouvoir optimiser le design de la centrale, mais en tenant compte de sa durée de vie.

### **5.2.5 Résultats et discussions**

À partir du modèle 1, une série d'optimisations a été réalisée. Pour une température de géofluide et une température de condenseurs données, le meilleur cycle et le meilleur fluide ont été identifiés.

Dans la plupart des simulations qui ont été réalisées, le cycle transcritique s'est avéré être le plus performant. À titre d'exemple, la figure 5-2 montre le ratio de débit (fluide moteur sur géofluide) optimal et la pression à l'évaporeur optimale, de même que le travail spécifique maximal qui en résulte, et ce, pour une température de condenseur de 30 °C. Les fluides optimaux sont indiqués dans le haut de la figure. On note que lorsque le fluide optimal change, des sauts dans la pression optimale et dans le ratio de débit sont visibles, étant donné les changements dans les propriétés du fluide moteur. Cependant, le travail spécifique maximal est relativement lisse et augmente avec la température de géofluide.

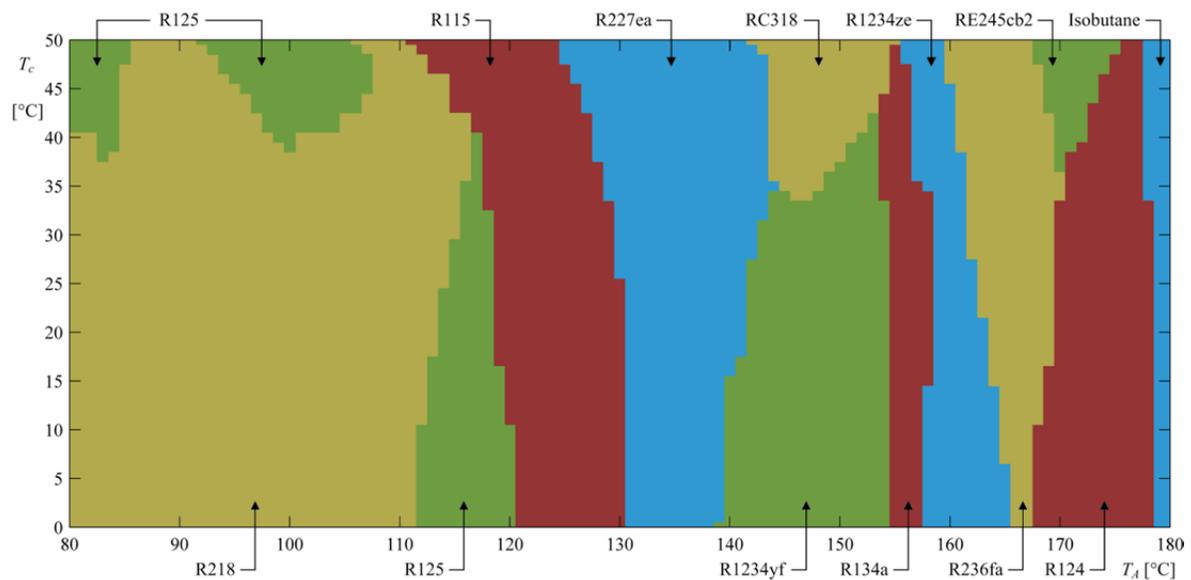


**Figure 5-2 : (a) Travail spécifique optimal  $w_{\max}$  ; (b) pression à l'évaporateur optimales  $P_{2(\text{opt})}$  et (c) ratio de débit optimal  $R_{b,w(\text{opt})}$ , en fonction de la température du géofluide  $T_A$ , pour une température de condenseur de 30 °C.**

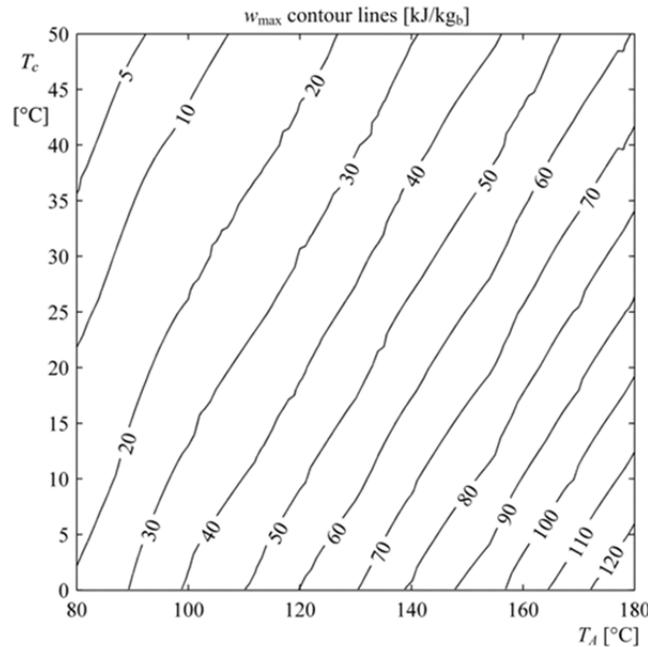
Les fluides de travail optimaux, c'est-à-dire ceux qui maximisent le travail spécifique, sont présentés à la figure 5-3, en fonction de la température du géofluide en abscisse et de la température du condenseur en ordonnée. Chaque pixel de cette figure correspond au résultat d'une optimisation

complète du cycle. On observe que le choix du fluide moteur est surtout dicté par la température du géofluide, et dans une moindre mesure, par la température du condenseur. Il est important de noter que plusieurs fluides mènent à des résultats quasi-optimaux, avec un travail spécifique relativement près du maximal.

La figure 5-4 montre le travail spécifique maximal obtenu en fonction de la température du condenseur et de la température du géofluide. Des valeurs allant de 5 kJ/kg à 120 kJ/kg ont été trouvées. Plus le géofluide est chaud et plus le condenseur est froid, plus le travail spécifique augmente, ce qui est bien la tendance attendue.



**Figure 5-3 : Fluides de travail optimaux en fonction de la température du géofluide ( $T_A$ ) et du condenseur ( $T_C$ ).**



**Figure 5-4 : Travail spécifique maximisé en fonction de la température du géofluide ( $T_A$ ) et du condenseur ( $T_c$ ).**

D'autre part, le modèle 2 qui permet d'évaluer les variations de performance de la centrale dans le temps a été utilisé pour optimiser la conception de la centrale en tenant compte de sa durée de vie. La figure 5-5 montre, à titre d'exemple, un balayage paramétrique de deux variables de design importantes, soit la pression à l'évaporateur et le débit de géofluide, en considérant les autres paramètres comme constants (débit de fluide moteur, dimension des échangeurs, paramètre de la turbine, réservoir géothermique, etc.). La valeur rapportée sur la figure est l'énergie produite sur la durée de vie de la centrale, soit 50 ans dans le cas montré. On note la présence d'un optimum, c'est-à-dire d'un ensemble de variables de design maximisant l'énergie produite sur la durée de vie. Il est également visible que des zones de l'espace de design ne sont pas possibles en raison des contraintes qui ont été imposées au modèle. Par exemple, la pression à l'évaporateur doit demeurer sous la pression critique, la pression au condenseur ne doit pas être trop faible, etc.

Afin de montrer un exemple de la manière dont le cycle thermodynamique de la centrale pourrait être modifié au fil du temps, tel que prédit par le modèle développé, la figure 5-6 montre le cycle correspondant à l'optimum de la figure 5-5 à deux temps différents, soit au début du projet et à sa fin de vie, en supposant que la pression à l'évaporateur est gardée constante. Comme le géofluide se refroidit au fil du temps, moins de surchauffe est possible. De plus, comme la température d'entrée à la turbine est plus faible, la pression de sortie de la turbine tend à augmenter en vertu du modèle de Stodola, si le débit de fluide moteur demeure constant.

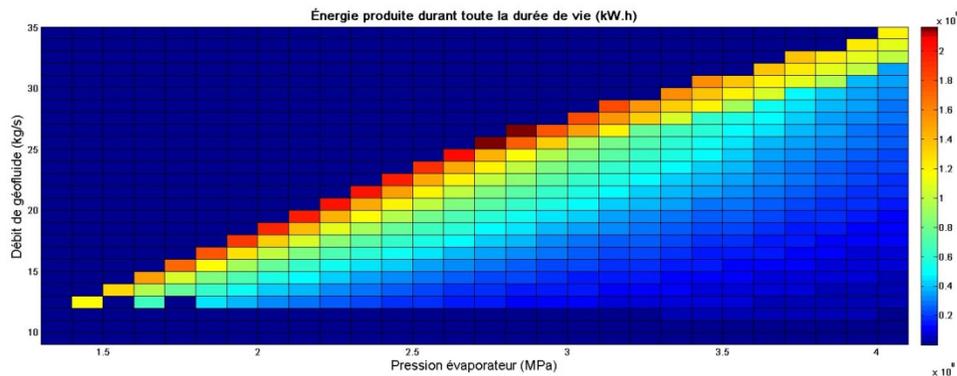


Figure 5-5 : Exemple de balayage paramétrique – énergie totale produite sur la durée de vie du projet en fonction de la pression à l'évaporateur et du débit de géofluide.

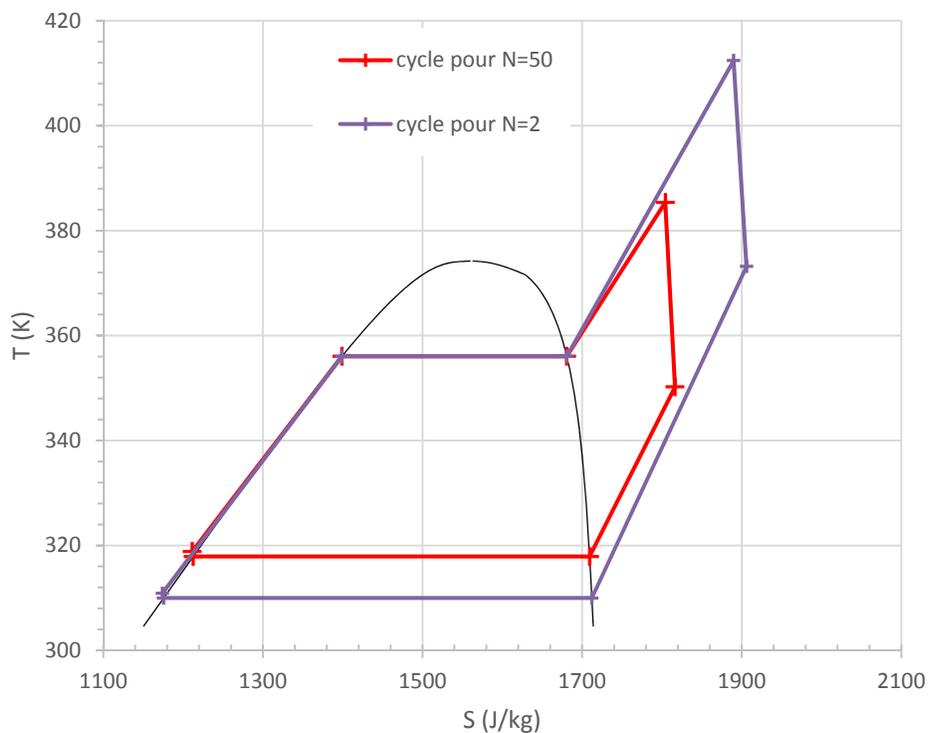


Figure 5-6 : Exemple illustrant comment un cycle thermodynamique peut être affecté au fil du temps en raison de l'évolution de température du réservoir géothermique (après  $N = 2$  ans en bleu, et après  $N = 50$  ans en rouge).

## 5.2.6 Conclusions et recommandations

Les travaux ont permis de mettre en évidence les meilleurs fluides de travail et les conditions d'opération optimales des cycles de Rankine organiques qui pourraient être utilisés dans des centrales géothermiques, et ce, en fonction de la température de géofluide et de la température de condensation. Le travail spécifique maximal pouvant être produit par ces cycles a été établi en fonction de ces deux températures, allant de 5 kJ/kg pour un réservoir froid et une température de condensation élevée, à 120 kJ/kg pour un réservoir chaud et une température de condensation faible. Des figures et des abaques ont été proposées pour faciliter l'analyse et la conception des centrales géothermiques.

Le second modèle a permis de mettre en lumière des évolutions possibles des cycles thermodynamiques au fil du temps et d'optimiser les conditions d'opération de la centrale pour une meilleure exploitation de la ressource sur toute la durée de vie du projet.

Les travaux relatifs à la modélisation et à l'optimisation des centrales géothermiques sont toujours en cours. En particulier, les points suivants font partie des sujets qu'il conviendra de traiter :

- Terminer l'exploitation des modèles développés pour généraliser les résultats ;
- Procéder à une modélisation techno-économique en incluant des données relatives au coût des équipements de la centrale dans le but d'inclure cet aspect dans l'optimisation des cycles ;
- Raffiner la modélisation du condenseur et de la source de froid utilisée ;
- Considérer l'utilisation de mélanges comme fluides de travail ;
- Considérer des cycles thermodynamiques améliorés ou différents, notamment des cycles hydrides ;
- Développer des bancs d'essai permettant de valider expérimentalement les travaux de modélisations.

## 5.3 Volet B : Modélisation conceptuelle de la fracturation hydraulique pour la géothermie profonde

### 5.3.1 Contexte

La fracturation hydraulique est une fissuration de la roche au moyen de l'injection de liquide sous pression. Cette technique a été développée pour l'exploitation de gisements non-traditionnels d'hydrocarbures à partir des années 1950, mais le contexte des projets géothermiques pose des

défis particuliers. Maize (2011) indique que la fracturation pourrait éventuellement révolutionner la géothermie profonde de la même façon qu'elle l'a fait pour l'exploitation du gaz naturel. En effet, la stimulation permet de soutirer de la chaleur d'environnements géologiques peu perméables, chaleur qui serait autrement inaccessible. Elle suscite un grand intérêt en géothermie, avec le développement de travaux sur le Hot Dry Rock et les Enhanced Geothermal Systems. Dans les milieux géologiques québécois présentant un fort potentiel géothermique, la stimulation pourrait être utilisée (Majorowicz and Minea, 2012). Cependant, la stimulation est très coûteuse (Combs et al. (2004) répertorient un coût de ~400,000 \$ par traitement de stimulation par puits), d'où l'intérêt de disposer de modèles adéquats pour simuler les réseaux fissurés et la perméabilité développée dans les environnements rencontrés. Divers types de modèles ont été développés pour représenter les détails de l'évolution de fracturations, en lien avec l'exploitation d'hydrocarbures, (ex., Eshiet et al., 2012 ; Zhou et Hou, 2013 ; Devloo et al., 2006 ; Tzschichholz et al., 1994 ; Li et al., 2012 ; Hossain and Rahman, 2008 ; Wang et al., 2009 ; Guruprasad et al., 2013) mais on ne dispose pas d'un modèle d'ingénierie directement applicable, pour la géothermie profonde étant donné que les milieux géologiques et les conditions (température, pression) sont différents, et que la finalité l'est aussi.

### 5.3.2 Objectifs

Les objectifs du présent volet sont :

- Comparer et évaluer les méthodes et modèles disponibles qui ont été développés pour générer des réseaux de fractures discrètes d'un réservoir naturel ou un réservoir stimulé ;
- Développer un modèle hydro-géo-statistique permettant d'établir des propriétés d'un réservoir géothermique stimulé ;
- Générer des champs de fractures discrètes qui pourraient être utilisés dans des projets types de modèles hydrogéothermiques ;
- Développer des modèles hydrogéologiques de réservoirs géothermiques-types du Québec (bassin sédimentaire et roc cristallin) permettant de prédire les courbes de productivité ;
- Déterminer la sensibilité des résultats des modèles aux principaux paramètres d'entrée compte tenu de leur incertitude ;
- Optimiser l'ingénierie et la gestion du réservoir.

### 5.3.3 Historique et équipe de travail

L'équipe de travail était constituée de trois professeurs et d'un agent de recherche :

- les professeurs : René Therrien, John Molson et Louis Gosselin (Université Laval) ;
- l'agent de recherche : Ali Nowamooz (Université Laval).

#### Communications

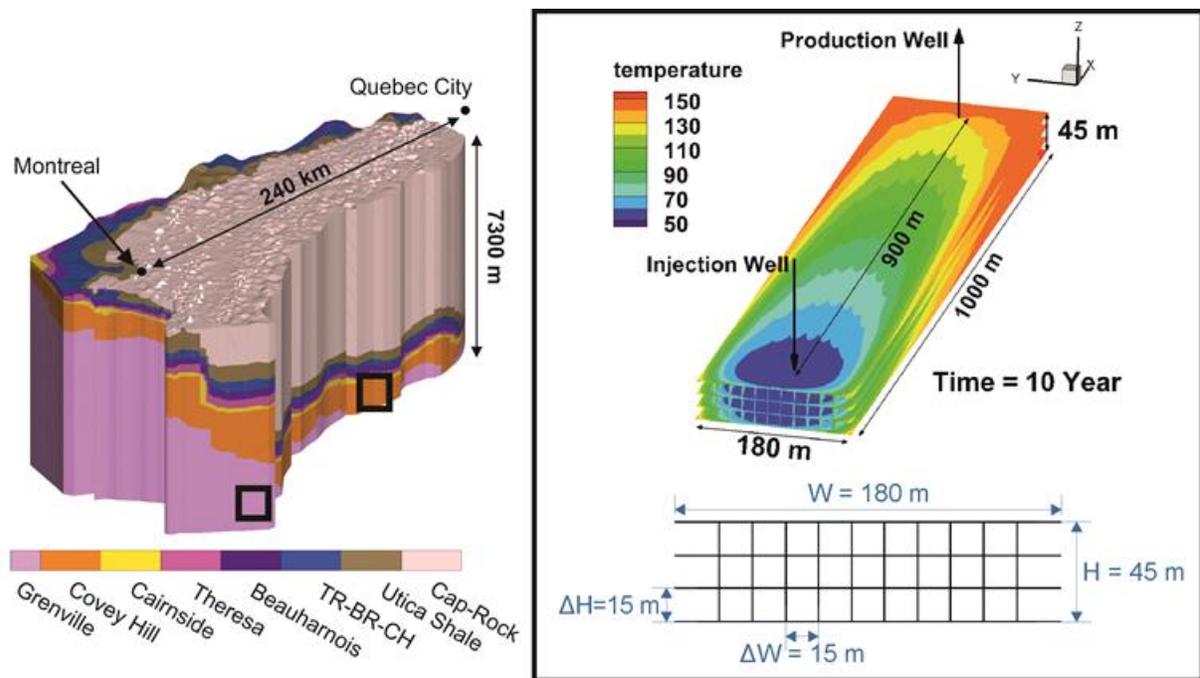
Nowamooz, A., Molson, J., Therrien, R., Raymond, J., Gosselin, L., Malo, Mathieur-Potvin, F., M., Bédard, K., Comeau, F.-A. 2016. Numerical investigation of enhanced geothermal system performance in the St. Lawrence Lowlands Basin, Quebec, Canada, In Proceedings (e-poster): 43rd IAH Congress, Montpellier, 25-29 Sept. 2016.

Nowamooz, A., Therrien, R., Molson, J., Gosselin, L., Mathieur-Potvin, F., Raymond, J., Malo, M., Bédard, K., Comeau, F.-A. 2016. The geothermal potential of the St. Lawrence Lowlands Basin, Quebec, Canada – From basin to reservoir scale. Colloque sur la géothermie, 8 décembre 2016, INRS-ETE, Québec, Canada.

Nowamooz, A., Molson, J., Therrien, R., Raymond, J., Malo, M., Comeau, F.-A., and Bedard, K., Numerical investigation of the geothermal potential of the St. Lawrence Lowlands basin, Quebec, Canada, In Proceedings : 43rd IAH-CNC Conference, Montreal, Canada, May 24-27, 2016.

### 5.3.4 Méthodologie

La distribution de température dans le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent (voir le chapitre 3) montre la présence de températures à plus de 150 °C à des profondeurs de 5000 mètres dans les roches sédimentaires (essentiellement le groupe de Potsdam) et le socle précambrien de Grenville. Par conséquent, le modèle conceptuel du réseau de fractures présenté par Doe et McLaren (2016) a été utilisé dans ce volet afin d'étudier dans un premier temps le comportement d'un réservoir géothermique simple dans le contexte géologique des Basses-Terres du Saint-Laurent. Ce modèle conceptuel, présenté sur la Figure 5-7 contient un réseau de fractures constitué de 4 fractures horizontales et 10 fractures verticales. Les dimensions des fractures et l'espacement entre les fractures horizontales et verticales ont été optimisés par Doe et McLaren (2016) afin de reproduire le profil de température observé dans le puits de production du projet pilote de géothermie profonde du site de Rosemanowes, Grande-Bretagne. L'utilisation d'un tel réseau de fractures simplifié, comme une première approche, nous permettra de mieux comprendre les caractéristiques techniques et/ou hydro-thermiques qui influencent le plus le régime thermique d'un réservoir géothermique dans le contexte géologique québécois. De plus, ces résultats fournissent une base plus solide pour concevoir des modèles plus réalistes et complexes des réseaux de fractures discrètes d'un réservoir naturel ou d'un réservoir stimulé.



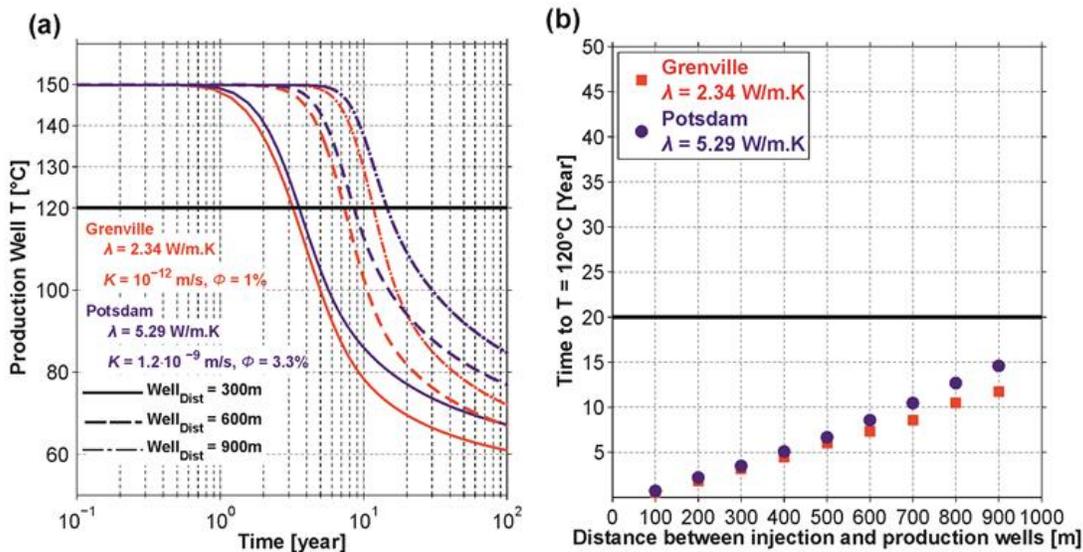
**Figure 5-7 : Modèle conceptuel du réservoir fracturé, proposé par Doe et McLaren, (2016), employé dans les simulations numériques afin d'étudier le comportement d'un réservoir géothermique simple dans le contexte géologique des Basses-Terres du Saint-Laurent.**

Dans les simulations numériques réalisées pour ce volet, le réseau de fractures est situé à une profondeur de  $\sim 6.5$  km dans le groupe géologique de Potsdam ou de Grenville. Le domaine numérique représentant ces deux groupes géologiques a une dimension en x,y,z de  $2000 \times 1000 \times 500$  m. Les dimensions sont choisies suffisamment grandes pour éviter toutes influences possibles du choix des conditions aux limites (températures fixes à la base et à la surface) sur les températures simulées dans le réseau de fractures situé au milieu du domaine numérique. Un gradient géothermique de  $24$  °C/km avec une température moyenne au sol de  $8$  °C et un gradient de pression hydrostatique sont utilisés pour définir les températures et pressions initiales dans les simulations (dans ce cas, la température initiale du réservoir est  $\sim 150$  °C). Les propriétés thermo-hydrodynamiques des deux groupes géologiques considérés (c.à.d. Potsdam ou Grenville) sont déterminées à partir des données présentées dans la section 3.3.5 du chapitre 3 de ce rapport. Les puits d'injection et de production (un doublet, c.à.d. un puits de production et un puits d'injection) sont placés sur l'axe centrale du réseau de fractures et intersectent les 4 fractures horizontales (Figure 5-7). Les débits d'injection et de production sont égaux et constants dans le temps dans les simulations. Le fluide de formation est recirculé de manière uniforme à travers les 4 fractures horizontales.

### 5.3.5 Résultats et discussions

Les résultats des simulations numériques seront présentés et discutés dans cette section. Il faut noter que seuls les résultats obtenus avant le 31 décembre 2016 sont présentés. Les analyses effectuées après cette date seront ajoutées par l'intermédiaire des contributions scientifiques à ce rapport.

Dans la première phase des simulations (scénario de base), nous avons étudié la durée de vie d'un réservoir fracturé dans le groupe géologique de Potsdam ou de Grenville en utilisant les conditions d'injection et de production similaires à celles du projet pilote de la géothermie profonde du site Rosemanowes, c.à.d. un débit de recirculation de 14 l/s et une température d'injection de 50 °C. Les résultats obtenus pour les deux groupes géologiques considérés ainsi que trois distances entre les puits d'injection et de production (300, 600 et 900 m) sont présentés à la Figure 5-8a. Selon plusieurs sources (Baria et Petty, 2008 ; Tester et al, 2006 ; Grant et Garg, 2012), un projet EGS commercial doit satisfaire une capacité de circulation de 50 l/s pendant 20 ans avec une baisse maximale de température d'environ 10 - 20 % par rapport à la température initiale ( $\Delta T = 15$  à  $30$  °C,  $T_{init} = 150$  °C et donc  $T_{20ans} = 120$  à  $135$  °C). Les résultats obtenus (Figure 5-8a et Figure 5-8b) indiquent que même avec un débit de circulation plus faible que celui souhaité (14 vs 50 l/s), un projet commercial dans le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent, avec les paramètres et conditions considérés dans ces simulations du cas de base, est difficilement envisageable.

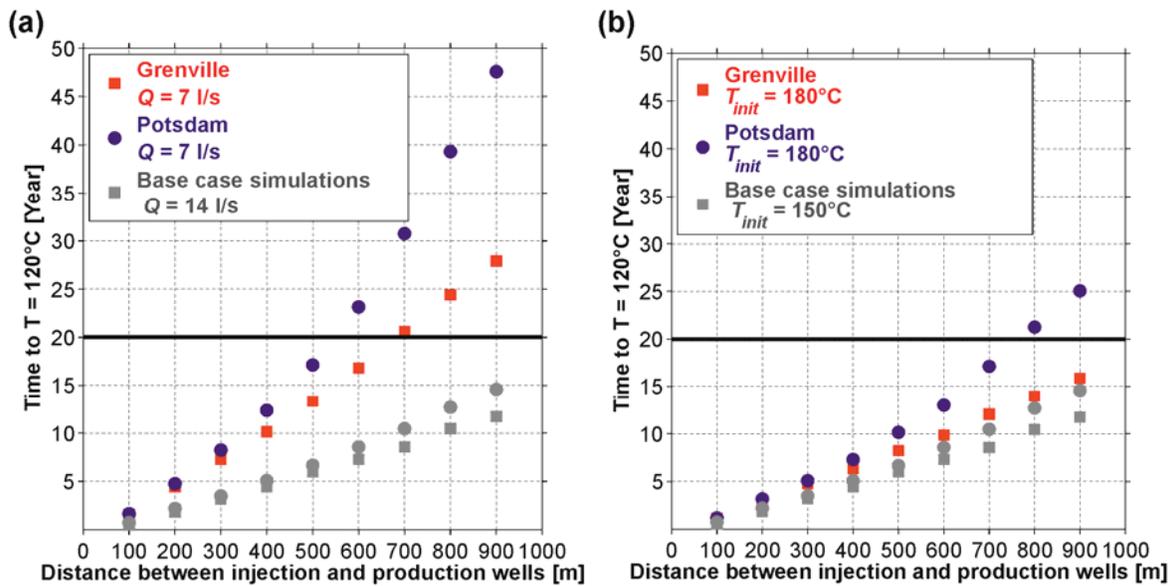


**Figure 5-8 : Scénario de base pour le régime thermique d'un réservoir fracturé dans le groupe géologique de Grenville (rouge) ou de Potsdam (bleu). (a) Le profil de température du puits de production pour une distance de 300, 600 et 900 m entre les puits d'injection et de production. (b) La durée de vie du réservoir fracturé (c.à.d. le temps nécessaire pour une baisse de 30 °C de la température dans le puits de production par rapport à la température initiale, c.à.d. 150 °C).**

Les résultats précédents doivent être interprétés avec prudence car le scénario de base est un cas parmi un nombre infini de cas possibles et ne tient pas compte de l'ensemble des paramètres qui pourront optimiser le régime thermique d'un réservoir géothermique fracturé. Par conséquent, dans la deuxième phase de la modélisation numérique, une étude de sensibilité a été réalisée afin de déterminer les paramètres qui pourront améliorer la performance d'un réservoir géothermique fracturé dans les formations géologiques des Basses-Terres du Saint-Laurent. Les résultats obtenus à ce jour ont démontré que le régime thermique (ou la diminution de la température) dans un réservoir fracturé est essentiellement contrôlé par les paramètres suivants : (1) débit de recirculation ; (2) température initiale de réservoir ; et (3) la géométrie du réseau de fractures. Par la suite, l'influence de chacun de ces paramètres sera brièvement discutée et comparée avec les résultats du scénario de base.

Influence du débit de recirculation (Figure 5-9a) : Il est évident que dans les mêmes conditions que le scénario de base, seule une diminution du débit de recirculation pourrait améliorer la durée de vie du réservoir fracturé. La durée de vie du réservoir fracturé du scénario de base pour un débit de recirculation de 7 l/s (au lieu de 14 l/s dans le scénario de base) est présentée dans la Figure 5-9a. Comme nous pouvons constater, une diminution du débit de circulation par un facteur de 2 a augmenté la durée de vie du réservoir par un facteur d'environ 2.5. Le Groupe de Potsdam montre une performance plus élevée que la Province de Grenville en raison de sa conductivité thermique plus élevée. Dans les deux formations géologiques considérées, la distance entre le puits d'injection et de production a dû être au moins 600 m pour que la durée de vie du réservoir soit supérieure à 20 ans. Bien qu'un débit de 7 l/s soit très inférieur à la valeur cible de 50 l/s, ces résultats montrent une influence majeure du débit de circulation sur la durée de vie d'un réservoir fracturé. Par conséquent, la production de chaleur à des débits plus faibles que la valeur cible de 50 l/s devrait être considérée dans l'étude des centrales électriques ou thermiques ou dans l'étude sur l'utilisation de la chaleur extraite à d'autres fins.

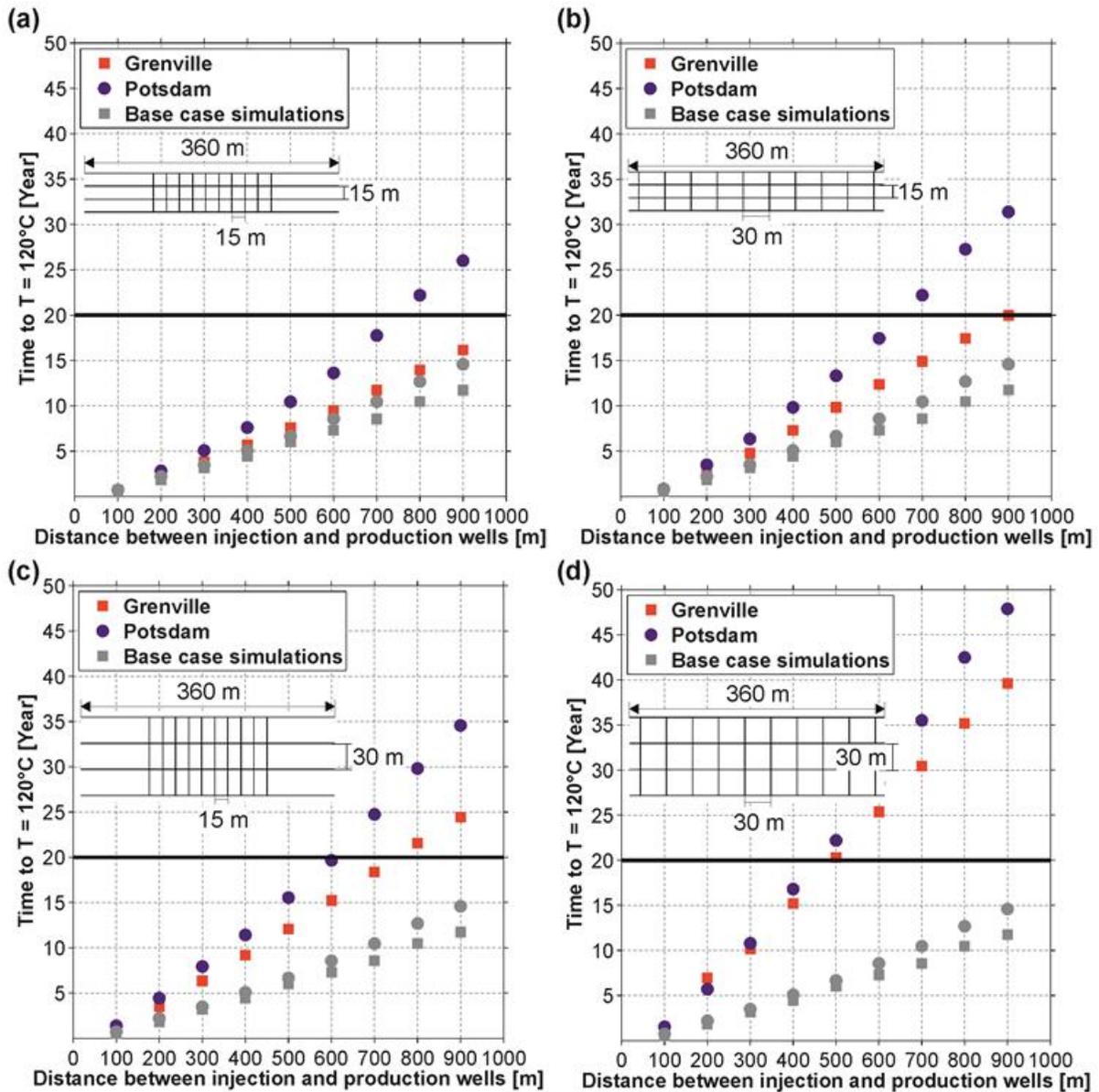
Influence de la température initiale du réservoir fracturé (Figure 5-9b) : La durée de vie du réservoir fracturé du scénario de base pour une température initiale de 180 °C (au lieu de 150 °C dans le scénario de base) est présentée dans la Figure 5-9b. Comme nous pouvons constater, une augmentation de 30 °C de la température initiale du réservoir fracturé a augmenté la durée de vie du réservoir par un facteur d'environ 1.5 dans les deux formations géologiques considérées. Une durée de vie du réservoir d'un minimum de 20 ans n'a pu être obtenue que dans le groupe de Potsdam et avec une distance d'au moins 800 m entre les puits d'injection et de production. Il faut indiquer également qu'une température de 180 °C ne serait atteinte qu'à des profondeurs d'environ 8 km dans le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent ce qui augmenterait considérablement les coûts de forage et des traitements de stimulation.



**Figure 5-9 : Influence de (a) débit de recirculation (7 l/s au lieu de 14 l/s dans le scénario de base), et (b) température initiale (180 °C au lieu de 150 °C dans le scénario de base), sur la durée de vie d'un réservoir fracturé situé dans le groupe géologique de Grenville (rouge) ou de Potsdam (bleu).**

Influence de la géométrie du réseau de fractures (Figure 5-10a, b, c et d) : Il faut noter qu'une nouvelle configuration du réseau de fractures modifie la surface d'échange entre le fluide d'injection et la matrice rocheuse ainsi que le volume de roche (ou matrice) piégé entre les fractures. Pour investiguer l'influence de ces paramètres de manière subjective, la géométrie du réseau de fractures du scénario de base a été modifiée dans une série successive de simulations, comme l'indique la Figure 5-10. Comme nous pouvons constater, un élargissement de la largeur  $W$  des fractures horizontales (Figure 5-10a), une augmentation de l'espacement  $\Delta W$  entre les fractures verticales (Figure 5-10b), une augmentation de l'espacement  $\Delta H$  entre les fractures horizontales (Figure 5-10c) et finalement une augmentation de l'espacement entre les fractures horizontales et verticales (Figure 5-10d) ont abouti, dans certaines configurations, aux conditions nécessaires pour générer un réservoir fracturé avec un intérêt commercial. Cependant, il demeure encore difficile de quantifier la surface d'échange minimale ou l'espacement entre les fractures requis pour obtenir une durée de vie supérieure à 20 ans. Selon le scénario présenté dans la Figure 4d, un réseau de fractures avec une surface d'échange de 1 km<sup>2</sup>, un espacement de 30 m entre les fractures, et une distance entre les puits d'injection et de production de 500 m pourrait fournir une durée de vie de 20 ans dans le groupe de Potsdam ou le socle de Grenville. Il est à noter que la technologie actuelle de forage horizontal et multilatéral (multilateral wells) et la fracturation (ou stimulation) hydraulique multicouche (multilayer hydraulic fracturing or stimulation) permettent d'accéder à un volume

important de roche et donc de créer des réservoirs fracturés similaires à ceux considérés dans nos analyses.



**Figure 5-10 : Influence de la géométrie de réseau de fractures sur la durée de vie d'un réservoir fracturé situé dans le groupe géologique de Grenville (rouge) ou de Potsdam (bleu). (a) Influence de l'extension latérale des fractures horizontales. (b) Influence de l'espacement entre les fractures verticales. (c) Influence de l'espacement entre les fractures horizontales. (d) Influence de l'espacement entre les fractures horizontales et verticales. Voir Figure 2-1 pour la géométrie du réseau de fractures dans le scénario de base.**

### 5.3.6 Conclusions et recommandations

Les simulations montrent qu'un projet commercial dans le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent, avec les conditions géologiques et avec les paramètres techniques similaires à celles du site Rosemanowes, est difficilement envisageable. Cependant, les analyses de sensibilité ont démontré qu'il serait possible, dans certaines conditions, d'extraire de la chaleur pour une durée d'au moins 20 ans à partir d'un réservoir fracturé. Ces conditions sont :

- un débit de circulation bien inférieur à la valeur cible souhaitée (c.à.d. ~10 l/s au lieu de 50 l/s) qui nécessite la mise en place d'une centrale flexible ou l'utilisation de la chaleur extraite à d'autres fins que la production de l'électricité ;
- un réservoir fracturé, similaire à celle de Rosemanowes, dans le groupe de Potsdam avec une température initiale d'au moins 150 °C et avec une distance d'au moins 800 m entre les puits d'injection et de production qui nécessite des forages à des profondeurs de 6500 m et plus ;
- un réservoir fracturé avec une surface d'échange d'au moins 1 km<sup>2</sup> entre le géo-fluide et la matrice rocheuse et un espacement de 30 m entre les fractures qui nécessite un forage horizontal (et probablement multilatéral) et une fracturation (ou stimulation) hydraulique multicouche.

Voici les recommandations pour la suite des travaux :

- Utiliser et bonifier le modèle numérique développé pour mieux analyser et valoriser le potentiel de la géothermie profonde au Québec ;
- Simuler différentes configurations du réseau de fractures horizontales et verticales et établir des relations permettant de lier la durée de vie du réservoir géothermique à la géométrie des fractures ;
- Développer un modèle des réseaux de fractures naturelles réalistes basé sur le régime actuel des contraintes mécaniques dans le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent ou d'autres régions au Québec où ces informations sont disponibles ;
- Coupler le modèle numérique développé avec un modèle géo-mécanique permettant d'établir des propriétés d'un réservoir géothermique stimulé, dans l'optique d'une meilleure optimisation de la ressource. Les modèles empiriques et analytiques présentés dans la littérature pourraient également être utilisés pour définir des propriétés d'un réservoir fracturé ou stimulé ;

- Coupler le modèle numérique présenté dans ce volet avec le modèle numérique de centrale géothermique développé dans le volet A de ce chapitre afin (1) d'optimiser les conditions d'opération de la centrale pour une meilleure exploitation de la ressource sur toute la durée de vie du projet et (2) de définir les conditions de recirculation du géofluide (c.à.d. température and pression d'injection) sur la durée de vie du projet.

## 5.4 Références du chapitre 5

A. Borsukiewicz-Gozdur, 2010. Dual-fluid-hybrid power plant co-powered by low-temperature geothermal water 39, 170–176.

André, L., Rabemanana, V., Vuataz, F.-D., 2006. Influence of water–rock interactions on fracture permeability of the deep reservoir at Soultz-sous-Forêts, France. *Geothermics* 35, 507–531. doi:10.1016/j.geothermics.2006.09.006

Aneke, M., Agnew, B., Underwood, C., 2011. Performance analysis of the Chena binary geothermal power plant. *Appl. Therm. Eng.* 31, 1825–1832. doi:10.1016/j.applthermaleng.2011.02.028

Atlason, R.S., Unnthorsson, R., 2013. Hot water production improves the energy return on investment of geothermal power plants. *Energy* 51, 273–280. doi:10.1016/j.energy.2013.01.003

Baria, R., and S., Petty, (2008), Economic and technical case for commercial exploitation of EGS. Proceedings, thirty-third workshop on geothermal reservoir engineering, Stanford University, Stanford, California, January 28-30, 2008 - SGP-TR-185.

Bertani, R., 2012. Geothermal power generation in the world 2005-2010 update report. *Geothermics* 41, 1–29. doi:10.1016/j.geothermics.2011.10.001

Combs, Jim, Garg, Sabodh K., Pritchett, John W., 2004. Geothermal well stimulaton technology: A preliminary review, in: *Geothermal Resources Council Transactions*. pp. 207–212.

Devloo, P.R.B., Fernandes, P.D., Gomes, S.M., Bravo, C.M.A.A., Damas, R.G., 2006. A finite element model for three dimensional hydraulic fracturing. *Math. Comput. Simul.* 73, 142–155. doi:10.1016/j.matcom.2006.06.020

Doe, TH., and R., McLaren, (2016), Discrete Fracture Network Analysis of Controlling Factors for EGS Performance. Proceedings, 41st workshop on geothermal reservoir engineering, Stanford University, Stanford, California, February 22-24, 2016 SGP-TR-209.

ENGINE Coordination Action, 2008. Propositions for the Definition of Research Areas on Enhanced Geothermal Systems.

- Eshiet, K.I., Sheng, Y., Ye, J., 2012. Microscopic modelling of the hydraulic fracturing process. *Environ. Earth Sci.* 68, 1169–1186. doi:10.1007/s12665-012-1818-5
- Frick, S., Kaltschmitt, M., Schroder, G., 2010. Life cycle assessment of geothermal binary power plants using enhanced low-temperature reservoirs. *Energy* 35, 2281–2294. doi:10.1016/j.energy.2010.02.016
- Ghasemi, H., Paci, M., Tizzanini, A., Mitsos, A., 2013. Modeling and optimization of a binary geothermal power plant. *Energy* 50, 412–428. doi:10.1016/j.energy.2012.10.039
- Grant, A.M., and Sabodh K.G. 2012. Recovery Factor for EGS, Proceedings, Thirty-seventh workshop on geothermal reservoir engineering, Stanford University, Stanford, California, January 30 - February 1, 2012, SGP-TR-194.
- Grasby, S.E., Allen, D.M., Chen, Z., Ferguson, G., Jessop, A.M., Kelman, M., Ko, M., Majorowicz, J., Moore, M., Raymond, J., Therrien, R., 2011. Geothermal energy resource potential of Canada (No. 6914). GSC.
- Guruprasad, B., A. Ragupathy, and T. S. Badrinarayanan, 2013. Developing an empirical relationship to predict the fracture length in hydro fracturing, *Int. J. Adv. Eng. Technol.*, vol. 6, no. 1, pp. 148–157, 2013
- Hossain, M.M., Rahman, M.K., 2008. Numerical simulation of complex fracture growth during tight reservoir stimulation by hydraulic fracturing. *J. Pet. Sci. Eng.* 60, 86–104. doi:10.1016/j.petrol.2007.05.007
- J.W. Molson, E.O. Frind, 2014. HEATFLOW SMOKER, Density dependant flow and advective-dispersive transport of mass, thermal energy or residence time in 3D fractured porous media (Version 5.0).
- Kalinina, E., McKenna, S.A., Klise, K.A., Hadgu, T., Lowry, T.S., 2012. Incorporating complex three-dimensional fracture networks into geothermal reservoir simulation, in: *Geothermal Resources Council Annual Meeting 2012 - Geothermal: Reliable, Renewable, Global, GRC 2012*, September 30, 2012 - October 3, 2012, Transactions - Geothermal Resources Council. Geothermal Resources Council, pp. 493–497.
- Kohl, T, N. Andenmatten, 2003. Geothermal resource mapping-example from northern Switzerland. *Geothermics* 32, 721–732.
- Li, L.C., Tang, C.A., Li, G., Wang, S.Y., Liang, Z.Z., Zhang, Y.B., 2012. Numerical Simulation of 3D Hydraulic Fracturing Based on an Improved Flow-Stress-Damage Model and a Parallel FEM Technique. *Rock Mech. Rock Eng.* doi:10.1007/s00603-012-0252-z

- Lowry, T.S., Kalinina, E., Hadgu, T., McKenna, S.A., 2011. Modeling the risk of geothermal energy production using GT-mod, in: Geothermal Resources Council Annual Meeting 2011, Geothermal 2011, October 23, 2011 - October 26, 2011, Transactions - Geothermal Resources Council. Geothermal Resources Council, pp. 465–468.
- Luo, C., Huang, L., Gong, Y., Ma, W., 2012. Thermodynamic comparison of different types of geothermal power plant systems and case studies in China. *Renew. Energy* 48, 155–160. doi:10.1016/j.renene.2012.04.037
- Maize, K., 2011. Can U.S. Geothermal Power Fulfill Its Potential? *Power* 155, 95–98.
- Majorowicz, J., Minea, V., 2012a. Geothermal energy potential in the St-Lawrence River area, Quebec. *Geothermics* 43, 25–36. doi:10.1016/j.geothermics.2012.03.002
- Majorowicz, J., Minea, V., 2012b. Geothermal energy potential in the St-Lawrence River area, Quebec. *Geothermics* 43, 25–36. doi:10.1016/j.geothermics.2012.03.002
- M.I.T., 2006. The Future of Geothermal Energy - Impact of Enhanced Geothermal Systems (EGS) on the United States in the 21st Century. Massachusetts Institute of Technology.
- Ronald DiPippo, 2008. *Geothermal Power Plants: Principles, Applications, Case Studies and Environmental Impact*, 2nd Ed. ed. Elsevier.
- R. Therrien, R.G. McLaren, E.A. Sudicky, S. Panday, 2010. HydroGeoSphere: A Three-dimensional Numerical Model Describing Fully-integrated Subsurface and Surface Flow and Solute Transport.
- Sanjuan et al., 2006. Tracer testing of the geothermal heat exchanger at Soultz-sous-Forêts (France) between 2000 and 2005.
- Sanyal, Subir K., 2009. Cost of electric power from enhanced geothermal systems - Its sensitivity and optimization, in: GRC Transactions. pp. 245–249.
- Sullivan, J.L., Clark, C.E., Han, J., Wang, M., 2010. Life cycle analysis of geothermal systems in comparison to other power systems, in: Geothermal Resources Council Annual Meeting 2010, Geothermal 2010, October 24, 2010 - October 27, 2010, Transactions - Geothermal Resources Council. Geothermal Resources Council, pp. 128–132.
- Tester, J.W., et al., (2006), *The future of geothermal energy*, Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, Massachusetts, 372 p.
- Tzschichholz, F., Herrmann, H.J., Roman, H.E., Pfuff, M., 1994. Beam model for hydraulic fracturing. *Phys. Rev. B* 49, 7056–7059.

Wang, S.Y., Sun, L., Au, A.S.K., Yang, T.H., Tang, C.A., 2009. 2D-numerical analysis of hydraulic fracturing in heterogeneous geo-materials. *Constr. Build. Mater.* 23, 2196–2206. doi:10.1016/j.conbuildmat.2008.12.004

Wood, W.W., 2009. Enhanced Geothermal Systems: An Opportunity for Hydrogeology. *Ground Water* 47, 751–751. doi:10.1111/j.1745-6584.2009.00573.x

Xu, T., Rose, P., Pruess, K., 2008. Numerical simulation of calcite scale removal by chelating agents around a geothermal injection well, in: *Geothermal Resources Council Annual Meeting 2008: "Geothermal - Gaining Steam"*, October 5, 2008 - October 8, 2008, Transactions - Geothermal Resources Council. Geothermal Resources Council, pp. 212–216.

Yari, M., 2010. Exergetic analysis of various types of geothermal power plants. *Renew. Energy* 35, 112–121. doi:10.1016/j.renene.2009.07.023

Zhou, L., Hou, M.Z., 2013. A new numerical 3D-model for simulation of hydraulic fracturing in consideration of hydro-mechanical coupling effects. *Int. J. Rock Mech. Min. Sci.* 60, 370–380. doi:10.1016/j.ijrmms.2013.01.006



## Chapitre 6 : Conclusions et recommandations

---

### 6.1 Résultats

Le projet *Intégration de la géothermie profonde dans le portefeuille énergétique canadien* a permis de faire avancer la filière énergétique que représente la géothermie profonde stimulée dans l'Est du Canada.

#### Potentiel géothermique au Québec

Le potentiel de la géothermie profonde pour des fins de production d'électricité a été évalué et cartographié pour le Québec. Les Basses-Terres du Saint-Laurent (BTSL) et les Appalaches ont été particulièrement ciblées. Des cartes indiquant le flux de chaleur et la température à différentes profondeurs ont été réalisées à partir des données géophysiques et des mesures de température existantes disponibles pour ces formations (anciens puits d'exploration pétrolière et gazière qui appartiennent au domaine public). Un modèle 3-D a été bâti pour le bassin de BTSL. À 4 km les températures atteignent les 120 °C dans certaines zones des BTSL. À 7 km, l'extrapolation des températures faite à partir du modèle indique qu'elles peuvent dépasser les 180 °C, voire 200 °C dans certaines zones restreintes. Le gradient de température se situerait entre environ 14 et 34 °C/km selon l'emplacement. Les ressources géothermiques des BTSL entre 3 et 10 km et à une température atteignant 150 °C permettrait d'atteindre une valeur production totale de 38 500 MW si on considère un facteur de récupération de 20 %, un maximum théorique. Avec un facteur de récupération de 2 %, plus proche de ce qui est envisageable à moyen terme avec les systèmes géothermiques stimulés (EGS), cette valeur est davantage de l'ordre de 3 850 MW.<sup>8</sup> La majorité de ce potentiel se retrouve dans le socle, sous la couche sédimentaire. Le potentiel des grès du Groupe de Potsdam renferment près de 50 à 500 MW selon l'hypothèse utilisée comme facteur de récupération.

Différents travaux d'analyse de paramètres géophysiques (sources radiogéniques, profondeur de Curie, densité, susceptibilité magnétique, etc.) ont également été effectués pour mieux contraindre les modèles et tendent vers une amélioration des techniques d'exploration pour localiser les ressources géothermiques profondes.

---

<sup>8</sup> Une synthèse des méthodes de quantification des ressources géothermiques est disponible dans le document 2.5 de l'Annexe B.

## **Systemes géothermiques profonds pour des ressources de basse qualité**

Des travaux ont été effectués pour simuler aussi bien les centrales géothermiques elles-mêmes (optimisation des cycles et des fluides) que les systèmes géothermiques en entier. La simulation de systèmes géothermiques profonds couplant le réservoir et la centrale a permis de cerner les principaux facteurs influençant la production d'électricité géothermique, mieux prévoir l'impact que pourrait avoir l'évolution des technologies et d'effectuer une analyse d'opportunité à partir des constituantes principales de coût d'un tel système. Les résultats indiquent qu'un projet commercial est difficilement envisageable à court ou moyen terme au Québec, spécialement si la ressource est à une température inférieure à 150 °C. Par exemple, pour un doublet ayant un réservoir à 150 °C à une profondeur de 6000 m (gradient représentatif de bons sites des Basses-Terres-du-Saint-Laurent), les résultats indiquent que :

- Le scénario de base permet d'obtenir une puissance de l'ordre de 650 kW<sub>el</sub> par doublet et un coût estimé de l'ordre de 0,80 \$/kWh.
- Le scénario optimiste permet d'obtenir une puissance de l'ordre 2 MW<sub>el</sub> et un coût estimé à plus de 0,25 \$/kWh ou 0,15 \$/kWh pour le coût de forage alternatif réduit.<sup>9</sup>
- Le scénario pessimiste ne permet de générer que 100 kW<sub>el</sub> par doublet à un coût de quelques dollars par kWh.

Les simulations montrent qu'avec un site ayant un gradient moyen limité à 25 °C/km, tel que typiquement retrouvé dans le sud du Québec, il est envisageable de générer une puissance de quelques mégawatts avec des perspectives éventuelles de coût intéressantes à partir de réservoirs ayant une température de l'ordre de 175 °C, ce qui implique une profondeur de 7000 m et plus. Bien que les forages géothermiques se sont limités jusqu'à maintenant à environ 5000 m, des forages de plus de 9000 m sont réalisés en vue de l'exploitation d'hydrocarbures.

### **Ciblage de sites géothermiques**

La grille d'analyse de sites géothermiques développée pour identifier, analyser et classer les sites favorables à l'exploitation géothermique au Québec a permis de comparer 9 sites jugés propices à la géothermie profonde avec des critères portant sur la qualité de la ressource géothermique mais aussi sur des éléments à caractère économique ou social. De façon générale, les sites identifiés ne sont pas favorables à la réalisation d'un projet pilote d'envergure pour la production d'électricité géothermique à court terme, notamment en raison des grandes profondeurs requises, de l'incertitude au niveau de la température et du risque au niveau du développement des réservoirs

---

<sup>9</sup> Scénario alternatif considérant une percée technologique, basé sur un coût de forage par kilomètres équivalent à un coût de forage d'un puits de 2 km.

profonds. Parmi les sites analysés, ce sont ceux du bassin des Basses-Terres-du-Saint-Laurent (BTSL), plus précisément dans la région administrative du Centre-du-Québec, qui se démarquent en raison de la qualité de la ressource, de la présence d'infrastructures et de marchés. Ces sites sont situés dans une région où la couche sédimentaire est relativement épaisse.

### **Aspects techniques, sociaux, environnementaux et légaux dans l'intégration de la géothermie profonde**

Les centrales d'une puissance inférieure à 5 MW, tel qu'envisageable pour les ressources géothermiques présentes au Québec, peuvent être intégrées directement sur le réseau de distribution moyenne tension ce qui réduit les coûts et les contraintes relatives à la sélection de sites.

Les centrales géothermiques ont des impacts restreints sur l'environnement et sont gérables. Les aspects relatifs aux ressources en eaux et à la sismicité induite devront être considérés avec attention. Pour faciliter l'acceptation sociale, il faut consulter et informer la population dès le début du projet et considérer leur opinion face aux solutions de mitigations envisagées.

Il n'y a actuellement au Québec aucune loi spécifique qui accorde à l'État des droits sur les ressources géothermiques et qui permettrait d'en gérer l'exploration et l'exploitation, comme cela se fait, par exemple en Colombie Britannique, en Californie, en France et en Australie. Le cas échéant, il faudrait s'en remettre aux lois sur les mines et les hydrocarbures.

## **6.2 Recommandations**

Bien que la maîtrise de cette technologie donne à long terme, l'accès à une source de production d'énergie électrique de base, propre, abondante et renouvelable, les résultats des travaux effectués dans le projet ne pointent pas vers la réalisation d'un projet commercial compétitif de production d'électricité à court ou moyen terme. Un projet pilote d'envergure est donc difficilement envisageable à l'heure actuelle, d'autant plus qu'il comporterait un niveau de risque important en ce qui concerne la prévision des performances. Toutefois, à terme, la diminution des coûts de forage profonds et le développement d'expertise pour la création de réservoirs géothermiques dans le socle (fracturation et stimulation) pourraient permettre d'envisager sérieusement le développement de cette filière et la mise en œuvre d'un projet de démonstration de production d'électricité. D'ici là un travail peut être effectué afin d'accélérer le développement de la filière le moment venu et de réduire le niveau d'incertitude quant aux performances raisonnablement atteignables. La température ciblée devrait être supérieure à 150 °C et idéalement atteindre 175 °C.

### **Réduire l'incertitude sur les ressources en place**

La plupart des données de température de fond de puits n'ont pas été prises à l'équilibre. D'autre part, elles proviennent de puits dont la profondeur est inférieure à 4600 m, voire à 2000 m pour la majorité d'entre-elles. Davantage de données sont nécessaires afin de réduire l'incertitude à des profondeurs atteignant les 6 ou 7 km. Dans des régions comme le nord du Québec, le nombre de données disponibles est très faible. D'abord, des travaux d'exploration géologique peuvent être réalisés pour réduire l'incertitude face à l'évaluation du potentiel géothermique. Les travaux devront reposer sur davantage de données, notamment des mesures de température à l'équilibre, d'abord dans des forages d'une profondeur intermédiaire à celle des réservoirs pour, ensuite, éventuellement forer à des profondeurs non encore atteintes au Québec. Par ailleurs, l'exploration en vue de la production d'hydrocarbures, par exemple dans la région de Gaspé, pourrait constituer une opportunité.

Les techniques d'exploration avancées basées sur des paramètres géophysiques pourraient à terme permettre de cibler beaucoup mieux les sites propices au développement de systèmes géothermiques en ciblant des sources de chaleur et en caractérisant la structure des formations en place.

### **Évaluer les opportunités de valorisation de la chaleur**

Le projet s'est concentré sur l'évaluation du potentiel de production d'électricité. Toutefois, l'efficacité de conversion thermique/électrique est faible pour une ressource à basse température. La production de chaleur pourrait constituer une alternative à l'utilisation de combustible dans certaines régions où un marché pour la chaleur est présent. La combinaison de la production de chaleur et d'électricité pourrait offrir une avenue pour amortir les coûts de l'ensemble du projet. Les outils développés dans le cadre de ce projet pourraient être utilisés aisément pour évaluer les opportunités de valorisation de la chaleur.

### **Développer des technologies optimisées pour une ressource à basse température et un climat froid**

Les cycles thermodynamiques et les équipements des centrales géothermiques auraient avantage à être développés de façon à augmenter leur flexibilité pour supporter une baisse de température en fin de vie et profiter au maximum de températures hivernales. Les modèles devraient être raffinés en ce sens, idéalement en synergie avec des travaux expérimentaux.

### **Simuler les réservoirs géothermiques dans une optique d'innovation et d'optimisation des ressources types de l'Est du Canada**

La simulation de réservoirs avec des modèles intégrant le transfert de chaleur et l'écoulement des fluides, puis la chimie et la géo-mécanique, aurait avantage à être utilisée pour optimiser la ressource. Au-delà de l'évaluation de la durée de vie d'un réservoir, la simulation peut servir à innover en optimisant l'interface puits/fractures, en maximisant l'utilisation des fractures existantes et en testant différentes configurations de fractures artificielles.

### **Suivre les développements technologiques ayant un impact sur la géothermie profonde**

À défaut d'y participer, un suivi des développements technologiques ayant un impact sur la géothermie profonde permettra de mieux cibler le bon moment pour démarrer un projet expérimental d'envergure. Ce suivi devrait inclure :

- Technologies de forage de puits profond (forages géothermiques et pétroliers)
- Stimulation ciblée de fracture dans les réservoirs géothermiques
- Création de réseaux de fractures (géothermie et exploitation d'hydrocarbures)
- Projets expérimentaux de géothermie EGS, notamment le projet FORGE aux États-Unis



## **Annexe A : Optimisation des procédés de coagulation et de filtration par membrane pour le traitement des eaux des centrales de géothermie profonde**

---

**Contenu de la proposition NIP 359841 – programme RDA2 du CRSG déposé par le Centre National en électrochimie et technologies environnementales du Collège de Shawinigan (CNETE) et soutenu par l’institut de recherche d’Hydro-Québec.**

Projet a débuté le 1<sup>ier</sup> septembre 2015 et la fin prévue est le 31 août 2017.

**Optimisation des procédés de coagulation et de filtration par membrane pour le traitement des eaux des centrales de géothermie profonde**

**SOMMAIRE :** Dans son portefeuille de projets d’innovation stratégique, l’Institut de recherche d’Hydro-Québec évalue le potentiel et investit dans la R-D de technologies d’exploitation de la géothermie profonde au Québec pour la production d’électricité. Ce projet fait d’ailleurs l’objet d’une *Initiative ÉcoÉnergie sur l’innovation* intitulée *Intégration de la géothermie profonde dans le portefeuille énergétique canadien*, qui réunit divers partenaires dont l’INRS-ÉTÉ et l’Université Laval et dont l’Institut de recherche d’Hydro-Québec est le promoteur. La géothermie consiste en l’exploitation de sources de chaleur à des températures élevées, dans des zones sous-terraines profondes. Bien qu’il s’agit d’une source d’énergie renouvelable, les techniques de construction et d’exploitation des sites de géothermie profonde utilisent de grandes quantités d’eau à trois étapes distinctes : le forage des puits ; la fracturation (création du réservoir) et l’exploitation de la centrale géothermique. En plus des enjeux d’approvisionnement en eau, la qualité des eaux ultimes à rejeter dans l’environnement lors des étapes de forage et de fracturation doit être considérée. Le géofluide utilisé pour la production d’électricité par la centrale est réinjecté dans le puits géothermique par la suite, mais il aurait potentiellement avantage à être traité pour éviter des problèmes de corrosion et de dépôts minéraux dans les équipements. Pour une exploitation durable, économique et respectueuse de l’environnement, Hydro-Québec souhaite évaluer certains procédés pour un traitement efficace des différents effluents générés dans les sites de géothermie profonde et, s’il y a lieu, déterminer les adaptations nécessaires. Les procédés les plus prometteurs sont les techniques de coagulation-floculation et les procédés de filtration par membrane. À cet effet, Hydro-Québec a sollicité les services du CNETE pour une collaboration avec l’équipe de son Institut de recherche responsable de ce projet.

**CONTEXTE** : La plupart des sources d'énergies actuellement exploitées sont non renouvelables (gaz naturel, pétrole, charbon) et les réserves sont en constante diminution. De plus, l'exploitation et l'utilisation de ces sources d'énergie sont responsables d'une part importante des gaz à effet de serre. Dans ce contexte, le développement des sources d'énergie propres et renouvelables (géothermie, éolien, solaire, bio-énergies, etc.) est devenu un enjeu stratégique et économique important. Toutefois, l'exploitation de ces sources d'énergie nécessite le développement de technologies nouvelles ou l'adaptation de certaines technologies existantes. Le développement et l'exploitation de ces ressources ont connu des trajectoires différentes en raison des défis techniques et technologiques propres à chaque source d'énergie. La géothermie présente un potentiel intéressant de fournir une énergie propre pouvant diversifier le portefeuille énergétique et augmenter la sécurité énergétique au cours des prochaines décennies. Toutefois, cette technique nécessite le développement de procédés de traitement d'eau performants, d'une part, pour un recyclage efficace de l'eau et la réduction de l'impact environnemental et d'autres parts, pour préserver l'intégrité et le bon fonctionnement des équipements de la centrale, notamment les puits et les échangeurs de chaleur.

Principe de la géothermie profonde : Le principe général des technologies géothermiques de production d'électricité à l'étude pour le Québec est simple. On crée d'abord un réservoir géothermique par stimulation ou fracturation hydraulique de roches profondes des bassins sédimentaires ou des socles fracturés. Pour ce faire, de l'eau relativement froide est injectée par un puits d'injection à grande pression et débit élevé dans les roches profondes ayant au début une perméabilité relativement réduite. Ces roches seront ainsi artificiellement fracturées afin d'en augmenter la perméabilité, qui est la propriété d'un sol à se laisser traverser par l'eau. Elles pourront alors constituer un réservoir géothermique apte à fournir de la chaleur qui sera par la suite valorisée pour produire de l'électricité dans une centrale géothermique. Lors de l'opération de la centrale géothermique, de l'eau est injectée par un puits d'injection. En circulant dans les fissures des roches chaudes, l'eau se réchauffe et remonte ensuite vers la surface par un ou plusieurs puits de production afin d'en extraire la chaleur. Une fois la chaleur extraite pour produire de l'électricité et potentiellement du chauffage industriel ou urbain, l'eau est réinjectée dans le sous-sol, aux mêmes profondeurs, et le cycle recommence. Durant son cycle de production, l'eau utilisée dans le procédé de géothermie se charge en divers minéraux. La nature et les teneurs de ces éléments varient selon la nature géologique des sols. Pour un recyclage efficace de l'eau et pour préserver l'intégrité et le bon fonctionnement des équipements de la centrale géothermique, il est important de développer des procédés de traitement d'eau efficaces, économiques et adaptés aux particularités des sites d'exploitation. De plus, pour une application respectueuse de l'environnement, deux autres effluents liquides, les boues de forage et les liquides utilisés pour la fracturation du roc, nécessitent également un traitement adéquat. Le risque de contamination peut cependant être difficilement prédit en amont d'un projet d'implantation car il est spécifique au site d'exploitation et de sa formation rocheuse en profondeur<sup>(1)</sup>.

La géothermie profonde utilise de grandes quantités d'eau à trois étapes distinctes : le forage des puits, la fracturation (création du réservoir) et l'exploitation de la centrale géothermique. Outre les enjeux d'approvisionnement à partir des sources naturelles environnantes, la qualité des eaux ultimes et relâchées dans le milieu doit être considérée. Dans les puits de géothermie profonde, la quantité de solides dissous augmente significativement lorsque la température est plus élevée, ce qui augmente l'impact d'une contamination environnementale des eaux de surface et des aquifères. Une attention dans le choix du site de forage, ainsi qu'une conception soignée des puits et des équipements en surface peuvent minimiser les risques environnementaux. Durant l'opération des centrales géothermiques, même si la production ultime d'eau usée est limitée en réinjectant les fluides dans les puits, il peut être nécessaire d'extraire une partie des solides dissous qu'il contient pour limiter leur déposition dans les conduites du procédé, notamment après l'échange de chaleur, et d'en disposer adéquatement<sup>(2)</sup>. On trouvera ci-dessous, quelques caractéristiques de principaux effluents géothermiques.

Eaux de forage : À l'étape du forage des puits, des boues sont utilisées pour lubrifier et refroidir les têtes de forage, pour maintenir la pression hydrostatique dans le trou et pour dégager vers la surface les débris de roches. Ces boues contiennent différentes matières inorganiques et produits chimiques pour contrôler la densité et la viscosité du fluide ainsi que pour limiter les pertes de fluide dans les formations rocheuses. Les boues sont généralement à base d'eau bien qu'on puisse utiliser des boues à base d'huile pour une meilleure stabilité de forage à haute température<sup>(2)</sup>.

Eaux de fracturation : Une fois le puits foré, de l'eau est pompée dans le puits pour conditionner le réservoir thermique. La fracturation d'un puits peut nécessiter jusqu'à 55 000 m<sup>3</sup> d'eau. On ajoute à cette eau divers produits chimiques (acides, agents réducteurs, surfactants, inhibiteurs de corrosion, etc.). Pour le nettoyage des puits après le forage et la fracturation chimique, un acide fort est utilisé (généralement du HCl) dans des concentrations de 3 à 28 %<sup>(3)</sup>.

Eaux d'extraction géothermique (géofluide) : Les débits d'eau utilisés sont de l'ordre de 1500 à 1900 m<sup>3</sup>/jour/MW électrique. Au contact de la roche qui compose le réservoir, les géofluides forment des solutions complexes qui causent des problèmes de dépôts minéraux dans des puits, les pompes, les valves, les tuyaux et les échangeurs de chaleur de la centrale<sup>(2)</sup>. Les géofluides sont généralement riches en solides dissous dans des concentrations variables d'un site à l'autre allant de 1 g/L à 250 g/L<sup>(4)</sup>. De plus, s'ils sont acides, les géofluides peuvent être responsables de la corrosion des équipements de la centrale géothermique. Ces phénomènes mènent à la réduction des débits dans les puits de production et les puits d'injection, à des arrêts coûteux du procédé, à une réduction de

l'efficacité de la centrale et à des bris d'équipement. Les dépôts de minéraux dans les échangeurs de chaleur (notamment des sulfures métalliques, le carbonate de calcium et la silice) réduisent le coefficient de transfert thermique de l'appareil jusqu'à 30 à 50 %<sup>(2)</sup>.

**PROPOSITION DÉTAILLÉE :** Les procédés géothermiques génèrent des effluents composés de diverses substances organiques et minérales. Une exploitation responsable et respectueuse de l'environnement nécessite le développement de procédés de traitement d'eau efficaces et économiques. L'objectif principal de ce projet consiste à évaluer les performances des procédés de coagulation et de filtration par membrane et à les adapter pour un traitement efficace des différents effluents générés durant la construction de la centrale et le traitement du géofluide circulé pendant l'opération d'un site de géothermie profonde. Les objectifs spécifiques sont : 1) Sélection des coagulants et floculants les plus performants. 2) Optimisation des paramètres d'application (dosage des produits, pH, séparation solide-liquide). 3) Détermination des membranes de filtration les plus efficaces (nanofiltration ou osmose inverse). 4) Optimisation des paramètres d'opération (débits, pression, taux de récupération d'eau, colmatage et lavage des membranes). 5) Évaluation de la combinaison des deux techniques et validation des résultats à l'échelle pilote en laboratoire. 6) Estimation des coûts et évaluation de la consommation énergétique spécifique des différentes options évaluées.

La coagulation consiste en la déstabilisation des matières solubles et colloïdales par l'ajout d'un agent coagulant afin de favoriser leurs agrégations (formation de floc). Selon leur densité, les floccs peuvent soit flotter soit décanter. Les agents coagulants les plus utilisés en traitement des eaux sont des sels de fer ou d'aluminium. Dans certains cas, pour accélérer l'agrégation, des agents floculant peuvent être utilisés (polymères ioniques ou neutres). Bien que ce procédé soit connu et bien documenté dans la littérature spécialisée, sa mise en œuvre pour une application nouvelle, nécessite un travail de R-D important, pour le type d'eau manipulé en géothermie profonde, afin de déterminer le niveau d'efficacité et de déterminer les principaux paramètres d'application (dose de coagulant et floculant, pH, procédé de séparation solide-liquide).

Les procédés de séparation par membrane représentent des alternatives de choix dans la résolution de nombreux problèmes reliés aux opérations de séparation, d'extraction et de purification dans de nombreux secteurs de l'industrie. Grâce à leur large gamme de pouvoir de séparation, à la diversité des matériaux membranaires, des modules et des configurations, et à leur caractère modulaire, les procédés membranaires sont utilisés dans plusieurs secteurs de l'industrie (agroalimentaire<sup>(5,6)</sup>, biotechnologie<sup>(7,8)</sup>, eau potable<sup>(9-11)</sup>, environnement<sup>(12-14)</sup>, etc.). Cependant, chaque application nouvelle nécessite un travail expérimental important afin de permettre une exploitation spécifique, efficace et économique.

Calendrier des activités et méthodologie : La réalisation des travaux prévus dans le cadre de ce projet s'échelonne sur une période de deux ans (Mai 2015 à Avril 2017) et sont répartis en cinq étapes.

Étape 1 : Caractérisation et composition des eaux (deux mois) : En se basant sur les données de la littérature spécialisée et les données fournies par Hydro-Québec ou ses partenaires nous élaborerons une composition synthétique d'échantillons d'eau la plus représentative possible des effluents générés par les procédés de géothermie profonde (boues de forage, eau de fracturation du roc et eau caloporteur (géofluide)).

Un effort particulier sera fait pour établir des contacts et d'obtenir des échantillons réels d'effluents provenant de sites de forage (gaz de schistes ou autres) dans le but de comparer et/ou valider les compositions chimiques représentatives et éventuellement d'ajuster ces compositions au besoin.

Étape 2 : Mise au point du procédé de coagulation (6 mois) : Pour chaque type d'effluent (synthétique et réel), nous déterminerons et optimiserons le procédé de traitement par coagulation-floculation. Ceci consiste à déterminer le type de coagulant (sels de fer ou d'aluminium), dosage du coagulant et des agents de floculation, le pH optimal.

Étape 3 : Mise au point et optimisation du procédé de filtration par membrane (6 mois) : dans cette étape, nous évaluerons les performances de plusieurs membranes de filtration afin de déterminer la plus efficace et la mieux adaptée à chacun des effluents testés (synthétique et réel). Cette étape sera complétée par l'optimisation des paramètres d'opération pour chacune des membranes retenues. Les principaux paramètres à optimiser sont : la pression de filtration, les débits de perméat et d'alimentation, le taux de récupération d'eau traitée, ainsi que le colmatage et le lavage des membranes.

Étape 4 : Combinaison des deux procédés et validations à l'échelle pilote (8 mois) : Selon les résultats des étapes 2 et 3, nous évaluerons les avantages de la combinaison des deux procédés. En effet, dans certains cas, l'association de deux procédés est indispensable (la coagulation permettrait une forte réduction du colmatage du procédé membranaire et ce dernier permet une efficacité accrue en terme de séparation de matière organique et surtout des ions minéraux). Cette étape comportera également la validation à l'échelle pilote en laboratoire des procédés retenus. En plus de la validation des performances, les essais pilotes permettront de déterminer les principaux critères de mise à l'échelle des différents procédés.

Étape 5 : Analyses des résultats, rapports et transfert technologique (2 mois) : Cette étape sera consacrée à l'analyse des résultats, la rédaction des rapports et l'évaluation du transfert technologique au client. Les résultats attendus consistent en la détermination des procédés de

traitement les plus efficaces et les mieux adaptés aux particularités de chacun des trois types d'effluents de la géothermie profonde identifiés.

**EXPERTISE DE L'ÉQUIPE** : L'expertise et le rôle du personnel scientifique et technique qui sera impliqué dans la réalisation du projet sont résumés ci-dessous.

**Mohamed Rahni, Ph.D., chercheur au CNETE et responsable du projet** : M. Rahni possède quinze ans d'expérience dans le domaine des procédés de traitement des eaux et celui des applications des procédés de filtration membranaires. Il a réalisé plusieurs projets et transferts technologiques dans différents secteurs industriels. Dans le cadre du projet, il s'occupera de la préparation des protocoles expérimentaux, de la planification des travaux et supervisera le travail technique des différents procédés. Il aura également la responsabilité des analyses des résultats et la rédaction des rapports. Il assurera également la communication avec le partenaire.

**Pierre Bouchard, Ph.D., professeur-chercheur** : M. Bouchard possède dix-huit ans d'expérience en enseignement et en recherche appliquée. Il a réalisé plusieurs projets, notamment dans le traitement d'effluents industriels et dans la valorisation de produits à valeur ajoutée. M. Bouchard s'occupera des analyses chimiques prévues dans le projet. Il supervisera également les techniciens et stagiaires impliqués dans la réalisation des travaux.

**Dominic Lavoie, technicien au CNETE** : M. Lavoie est le technicien responsable de l'opération des systèmes de traitement des eaux et de filtration et de plusieurs équipements analytiques. Pour le projet, M. Lavoie se chargera de la réalisation des essais de coagulation et de filtration par membrane.

**Jean-Philippe Marineau, technicien au CNETE** : M. Marineau est technicien responsable des analyses chimiques. Dans le cadre du projet, il aura la responsabilité de la réalisation des analyses chimiques et physico-chimiques prévues, de la compilation des résultats et de l'entretien des équipements.

**GESTION DE LA RECHERCHE** : Madame Sylvie Le Sieur, à titre de candidate principale, s'assurera du respect des délais de réalisation du projet. La gestion scientifique quotidienne du projet sera assurée par M. Mohamed Rahni en collaboration avec Mme Nancy Déziel, Directrice générale du CNETE. Cette gestion comprend l'élaboration des protocoles expérimentaux, la planification et la supervisions des travaux, l'encadrement des stagiaires et la communication avec le partenaire. Quant à la gestion administrative, le projet sera intégré dans le processus de gestion administrative et financière des projets et des activités de recherche en application au sein du Collège et du CNETE.

**FORMATION DE PERSONNEL HAUTEMENT QUALIFIÉ :** À chacune des deux années, un étudiant de 3<sup>e</sup> année du Collège Shawinigan au programme de Techniques de laboratoire – volet chimie analytique sera embauché pour un stage de formation rémunéré d'une durée de 16 semaines. Dans le cadre de ce stage, il participera à la réalisation d'une partie des essais de de traitement et de certaines analyses physico-chimiques. Ceci lui permettra d'acquérir de l'expérience dans l'application des techniques de traitement et d'analyses en lien direct avec une application concrète. Pour le D<sup>r</sup> Bouchard, l'implication à ce projet permettra d'enrichir certains de ses cours de laboratoire en y incluant des considérations pratiques tirées de problématiques industrielles réelles.

**IMPORTANCE DES RÉSULTATS ET DE LEUR PERTINENCE POUR LE SECTEUR PRIVÉ :** À court terme, pour Hydro-Québec, les résultats scientifiques et les procédés qui seront développés dans le cadre de ce projet contribueront à la réalisation des objectifs de développement et à anticiper les contraintes et les exigences technologiques qu'aurait l'exploitation à grande échelle de la filière de géothermie profonde. Les retombées de ce projet ne se limitent pas à Hydro-Québec, une fois le niveau de risque abaissé et la faisabilité des technologies démontrée, le projet intéressera d'autres entreprises et générera d'autres collaborations, notamment avec les concepteurs des systèmes de traitement des eaux et de filtration membranaires. De plus, les centrales électriques sont des installations de grandes envergures et leur construction impliquent différentes expertises et techniques (ingénierie, équipements de transport et de traitement d'eau, transport d'électricité, etc.) et par conséquent, une activité économique importante pour plusieurs entreprises. De plus, l'expertise développée servira les besoins de développement d'autres secteurs d'énergies renouvelables (biodiesel, bioéthanol, etc.) pour le traitement et le recyclage de l'eau, la concentration et la valorisation des coproduits, etc.

**AVANTAGES POUR LE CANADA :** Le potentiel de retombées du projet pour le Québec et le Canada est important, et ce, tant d'un point de vue économique qu'environnemental. Le développement des technologies permettant la production d'énergie renouvelable, à travers une exploitation respectueuse de l'environnement des ressources géothermiques, pourrait devenir un élément important pour affirmer une position environnementale positive du Canada sur la scène internationale. Quant à l'avantage économique, le Canada dispose d'un potentiel théorique de géothermie profonde important. De plus, la construction des installations de production d'énergie et de traitement des eaux implique plusieurs technologies et expertise et par conséquent, une augmentation de l'activité économique.

**INDICATEURS :** **1)** Participation de deux étudiants stagiaires du Collège Shawinigan. **2)** Le CNETE organise régulièrement des visites de ses laboratoires pour les étudiants du Collège. Ce projet sera intégré dans le programme des visites et servira d'exemple pour montrer aux étudiants le rôle et l'implication du technicien dans le domaine de la recherche et du développement. **3)** Transfert technologique au partenaire : réunions, présentations et différents mécanismes de suivi (courriels d'information, rapports mensuels sommaires, rapports détaillés).

*Traitement des eaux des centrales de géothermie profonde.*

---

1

*Centre National en Électrochimie et en Technologies Environnementales (CNETE).*

---

*Traitement des eaux des centrales de géothermie profonde.*

Préparé par : Mohamed Rahni, Ph.D, chercheur  
Centre National en Électrochimie et en Technologies  
Environnementales (CNETE)  
2263, avenue du Collège  
Shawinigan (Qc)  
G9N 6V8  
Tél : 819 539 8508 Poste 106

Révisé par : Nicholas Berrouard, Responsable R&D

Pour : James Kendall, Chercheur



CENTRE NATIONAL EN ÉLECTROCHIMIE ET EN TECHNOLOGIES ENVIRONNEMENTALES

**Rapport synthèse**  
**Mai 2017**

**Optimisation des procédés de coagulation et de filtration par membrane pour le traitement des eaux des centrales de géothermie profonde.**

Centre National en Électrochimie et en Technologies Environnementales  
La recherche appliquée au service de la compétitivité des entreprises

Québec NSERC CRSNG Développement économique Canada provinces et territoires du Québec Canada

Laboratoire des Technologies de l'Énergie (LTE)  
Institut de Recherches d'Hydro-Québec.

Mai 2017

2

*Centre National en Électrochimie et en Technologies Environnementales (CNETE).*

*Traitement des eaux des centrales de géothermie profonde.*

## 1 Description de la problématique

Les procédés géothermiques génèrent des effluents composés de diverses substances organiques et minérales. Une exploitation responsable et respectueuse de l'environnement nécessite le développement de procédés de traitement des eaux efficaces et économiques. Le procédé d'extraction de l'énergie par géothermie profonde utilise de grandes quantités d'eau à trois étapes distinctes : Le forage des puits ; La fracturation (création du réservoir) ; L'exploitation de la centrale géothermique. Outre les enjeux d'approvisionnement à partir des sources naturelles environnantes, la qualité des eaux ultimes et relâchées dans le milieu doit être considérée.

Eaux de forage : À l'étape du forage des puits, des boues sont utilisées pour lubrifier et refroidir les têtes de forage, pour maintenir la pression hydrostatique dans le trou et pour dégager vers la surface les débris de roches. Ces boues contiennent différentes matières inorganiques et produits chimiques pour contrôler la densité et la viscosité du fluide ainsi que pour limiter les pertes de fluide dans les formations rocheuses. Les boues sont généralement à base d'eau bien qu'on puisse utiliser des boues à base d'huile pour une meilleure stabilité de forage à haute température.

Eaux de fracturation : Une fois le puits foré, de l'eau est pompé dans le puits pour conditionner le réservoir thermique. La fracturation d'un puit peut nécessiter jusqu'à 55000 m<sup>3</sup> d'eau. Cette eau contient divers produits chimiques (acide, agents réducteurs, surfactants, inhibiteurs de corrosion, etc.). Pour le nettoyage des puits après le forage et la fracturation chimique, un acide fort est utilisé (généralement du HCl) dans des concentrations de 3 à 28 %.

Eaux d'extraction géothermique (géofluide): Les débits d'eau utilisés sont de l'ordre de 1500 à 1900 m<sup>3</sup>/jour/MW électrique. Au contact de la roche qui compose le réservoir, les géofluides forment des solutions complexes qui causent souvent des problèmes de dépôts minéraux et de corrosion dans les puits, les pompes, les valves, les tuyaux et les échangeurs de chaleur de la centrale. Les géofluides sont généralement riches en solides dissous dans des concentrations variables d'un site à l'autre allant de 1 g/L à 250 g/L. Les géofluides acides et chargés de minéraux sont responsables de la corrosion et de la déposition de matières dans les équipements de la centrale géothermique. Ce phénomène mène à la réduction des débits dans les puits de production et les puits d'injection, à des arrêts coûteux du procédé, à une réduction de l'efficacité de la centrale et à des bris d'équipement. Les dépôts de minéraux dans les échangeurs de chaleur (notamment des sulfures métalliques, le carbonate de calcium et la silice) réduisent le coefficient de transfert thermique de l'appareil jusqu'à 30 à 50 %.

## 2 Objectifs du projet

L'objectif principal de ce projet consiste à évaluer les performances des procédés de coagulation et de filtration par membrane et à les adapter pour un traitement efficace des différents effluents générés durant la construction et l'opération d'un site de géothermie profonde. Les objectifs spécifiques sont :

3

---

*Centre National en Électrochimie et en Technologies Environnementales (CNETE).*

---

*Traitement des eaux des centrales de géothermie profonde.*

- 1) Sélection des coagulants et flocculant les plus performants.
- 2) Optimisation des paramètres d'application (dosage des produits, pH, séparation solide-liquide).
- 3) Détermination des membranes de filtration les plus efficace (nanofiltration ou osmose inverse).
- 4) Optimisation des paramètres d'opération (débits, pression, taux de récupération d'eau, colmatage et lavage des membranes).

### **3 Planification et déroulement des travaux**

La réalisation de ce projet a été planifiée sur une durée de 2 ans (septembre 2015 à septembre 2017). Les travaux ont été répartis en quatre étapes.

Étape 1 : Caractérisation et composition des synthétique des eaux (deux mois) : La préparation des eaux synthétiques à traiter a été basée sur les données de la littérature spécialisée, résumées dans le rapport du LTE (Rapport technique IREQ-2015-0048 intitulé : Géothermie profonde – Eaux de procédé).

Étape 2 : Mise au point du procédé de coagulation (6 mois) : Dans cette étape, nous avons évalué les performances du sulfate ferrique pour le traitement de différentes compositions d'eaux synthétiques les plus représentatives des eaux de forage et de fracturation.

Étape 3 : Mise au point et optimisation du procédé de filtration par membrane (6 mois) : dans cette étape, nous avons évalué les performances de quatre membranes d'osmose inverse et de nanofiltration. Les membranes ont été testées avec trois types d'eaux de compositions différentes en nature et en concentration des divers composés chimiques utilisés (simulation du géofluide).

Étape 4 : Combinaison des deux procédés et validations à l'échelle pilote (8 mois) : La réalisation de cette étape a été conditionnelle aux résultats des étapes 2 et 3. Les résultats obtenus dans les étapes 2 et 3 nous ont montré qu'il n'était pas pertinent de combiner les deux procédés. De plus, pour certains types d'eau d'extraction (géofluide), la forte pression osmotique limite l'utilisation des procédés d'osmose inverse et de nanofiltration. De ce fait, nous avons modifié l'objectif de cette étape du projet. Le nouvel objectif consiste en l'exploitation de la pression osmotique des eaux d'extraction (géofluide) pour le traitement des eaux usées municipales par osmose directe. En effet, la technique d'osmose directe connaît actuellement un développement important grâce à la disponibilité sur le marché de nouvelles membranes plus performantes, comparativement aux membranes d'osmose inverse conventionnelles.

Étape 5 - Analyses des résultats, rapports et transfert technologique (2 mois) : Cette étape sera consacrée à l'analyse des résultats, la rédaction des rapports et l'évaluation du transfert technologique au client. Les résultats attendus consistent en la détermination des procédés de traitement les plus efficaces et les plus adaptés aux particularités de chacun des trois effluents de la géothermie profonde.

#### **4 Avancement des travaux**

Les travaux prévus dans les étapes 1, 2 et 3 ont été complétés durant la première année et les six premiers mois de la deuxième année. D'une manière générale, le procédé de coagulation a montré une bonne efficacité pour l'enlèvement des matières en suspensions et des polymères présents dans la solution à traiter. Cependant, il n'a pas permis un enlèvement significatif de certains additifs (minéraux et alcools). Quant au procédé de filtration membranaire, l'efficacité des membranes testées dépend de la composition et surtout de la charge des minéraux dans l'eau à traiter. Une très bonne efficacité de traitement a été obtenue avec les solutions faiblement chargées en sels. Par contre, pour les solutions fortement chargées en sels, la forte pression osmotique ne permet pas l'utilisation des membranes d'osmose inverse et les membranes de nanofiltration n'ont pas permis de réaliser une ségrégation significative entre les ions multivalent et monovalent. Suite à ces résultats, nous avons convenus de modifier l'objectif de l'étape 4 afin d'évaluer la possibilité d'exploiter la force osmotique des solutions fortement chargées en sels pour le traitement des eaux usées par osmose directe.

Actuellement, les travaux sont consacrés à la réalisation de l'objectif de l'étape 4. Ces travaux comportent une série d'essais de filtration par osmose directe à l'échelle laboratoire pour le traitement de l'eau usée de la ville de Shawinigan. À des fins de comparaison des performances (efficacité de traitement, colmatage des membranes etc.), des essais comparatifs seront réalisés avec des membranes d'osmose inverse ou de nanofiltration. Les essais d'osmose directe seront réalisés avec différentes compositions d'eaux d'extraction (géofluide). Les paramètres qui seront étudiés sont : le débit de transfert d'eau de la solution à traiter vers la solution osmotique, le taux de récupération de l'eau à partir de l'eau usée à traiter, l'effet des débits d'alimentation et l'évaluation du colmatage des membranes. Les essais de filtration avec des membranes d'osmose inverse ou de nanofiltration seront réalisés à différentes pressions et différents débits d'alimentation. Les pressions qui seront testées correspondront aux pressions osmotiques des eaux d'extraction (géofluide). La réalisation du projet sera complétée par les travaux de l'étape 5 qui seront consacrés à l'analyse des résultats, la rédaction des rapports et le transfert des données à notre partenaire, le LTE.

#### **5 Formation des étudiants**

Durant les 18 premiers mois du projet, quatre étudiants des programmes de chimie analytique et de gestion des eaux du Collège Shawinigan ont participé à la réalisation d'une partie des travaux et ce, à travers des stages d'une durée de 16 semaines chacun. Durant ces stages les étudiants ont bénéficiés d'une formation pratique dans l'opération et l'entretien des systèmes de filtration et des équipements analytiques.

---

*Traitement des eaux des centrales de géothermie profonde.*

Actuellement, un étudiant de premier cycle universitaire du département de génie des eaux de l'Université Laval participe à la réalisation des travaux de la quatrième étape du projet, soit les travaux d'évaluation et de comparaison entre l'osmose directe et l'osmose inverse pour le traitement des eaux usées. Cette participation se déroule dans le cadre d'un stage de 12 semaines.

## **6 Budget et matériel acheté pour le projet**

Ce projet bénéficie d'un soutien financier du programme RDA niveau 2 du CRSNG de 75 000\$ par année avec une contribution du LTE en argent de 37 500\$ par année et contribution en nature de 7000\$ par année. La répartition des dépenses pour chacune des deux années est la suivantes : Gestion administrative du projet : 15 000\$. Salaires (chercheurs, techniciens et stagiaires) : 87 500\$.

Achat de matériel : 10 000\$.

La portion réservée à l'achat du matériel a été consacrée essentiellement à l'achat de consommables pour les équipements d'analyses, achat des membranes utilisées pour la réalisation du projet et achat des produits chimiques pour la composition des eaux synthétiques. Une partie de l'argent a servie à l'achat des accessoires pour la construction d'un système de filtration à l'échelle laboratoire pour le procédé d'osmose directe (deux pompes péristaltiques d'une capacité de 2L/minutes et l'usinage d'une cellule de filtration).

6

---

*Centre National en Électrochimie et en Technologies Environnementales (CNETE).*

## **Annexe B : Documents stockés sur support informatique**

---

La liste des documents suivants est stockée dans le support informatique qui a été joint à ce rapport et vient compléter le contenu synthétisé. Les documents sont numérotés en fonction du chapitre dans lequel ils ont été présentés avec une indication sur le type de document (rapport technique, présentation, Fiche technique, etc.).

**Document 2.1 (Rapport) :** Richard, M-A, (2016a) *Production d'électricité avec des systèmes géothermiques stimulés au Québec : analyse des résultats d'un outil de simulation*, Hydro-Québec, rapport IREQ-2016-0001, 146 pages

**Document 2.2 (Présentation) :** Richard, M-A, (2015), Electricity generation performance from low-grade heat in enhanced geothermal systems, *Joint Assembly AGU-GAC-MAC-CGU*, Montréal, 5 may 2015.

**Document 2.3 (Présentation) :** Enhanced geothermal systems for electricity generation in the Quebec province: a plausible option? Colloque sur la géothermie au Québec, Québec le 8 février 2016

**Document 2.4 (Rapport) :** Richard, M-A, F-A Comeau, K. Bédard, M. Malo (2016b) *Géothermie profonde : grille de sélection de sites géothermiques*, Hydro-Québec, rapport IREQ-2016-0023, 66 pages

**Document 2.5 (Fiche technique) :** Richard, M-A (2016) *Fiche technique sur les méthodes de quantification des ressources géothermiques*, Hydro-Québec, 12 pages

**Document 2.6 (Fiche technique) :** Angers, Pierre (2016) *Fiche technique sur l'interconnexion de la géothermie profonde au réseau électriques*, Hydro-Québec, 5 pages

**Document 3.1 (Rapport) :** Bédard, K., Comeau, F.-A., Millet, E., Raymond, J., Malo, M., Gloaguen, E. 2016. *Évaluation des ressources géothermiques du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent*. Rapport soumis à l'Institut de recherche d'Hydro-Québec, INRS-ETE, Rapport de recherche R-1659, 99 p

**Document 3.2 (Rapport) :** Chabot-Bergeron, A., Raymond, J., Malo, M., Comeau, F.-A. (2016) *Évaluation du potentiel de génération d'électricité géothermique en Gaspésie : régions de la vallée de la Matapédia et de Gaspé*. Rapport soumis à l'Institut de recherche d'Hydro-Québec, INRS-ETE, Rapport de recherche R-1661, 69 p.

**Document 3.3 (Communication orale) :** Malo, M., Raymond, J., Bédard, K., Comeau, F.-A., Nasr, M., Minea, V., Richard, M.-A. 2016. *Geothermal resources assessment of the St. Lawrence Lowlands sedimentary basin*, Québec, Canada. 35th International Geological Congress, Le Cap, Afrique du Sud, 27 août – 4 septembre 2016.

**Document 3.4 (Rapport) :** Malo, F., Malo, M., Raymond, J. 2016. *L'acceptabilité sociale des projets d'énergie géothermique au Québec*. Rapport soumis à l'Institut de recherche d'Hydro-Québec, INRS-ETE, Rapport de recherche R-1662, 58 p.

**Document 3.5 (Rapport) :** Lavoie, R., Malo, M., Raymond, J. 2015. *Impacts environnementaux potentiels liés à la géothermie profonde*. Rapport soumis à l'Institut de recherche d'Hydro-Québec, INRS-ETE, Rapport de recherche R-1650, 24 p.