

Mémoire de l'INRS – Projet de Loi 21 - Pour l'amélioration de la loi pour mettre fin à la recherche et à la production d'hydrocarbures en soutenant la mise en valeur durable des réservoirs souterrains

22 février 2022

Mémoire déposé dans le cadre des consultations de la CAPERN au sujet du projet de loi 21 « Loi visant principalement à mettre fin à la recherche et à la production d'hydrocarbures ainsi qu'au financement public de ces activités »



Institut national
de la recherche
scientifique

Sommaire exécutif

Dans le cadre de la phase de consultation précédant l'adoption de la « Loi visant principalement à mettre fin à la recherche et à la production d'hydrocarbures ainsi qu'au financement public de ces activités », des chercheurs de l'Institut national de la recherche scientifique ont remarqué certains enjeux importants qu'ils souhaitent par le présent mémoire présenter à l'attention des membres de la Commission de l'agriculture, des pêcheries, de l'énergie et des ressources naturelles (CAPERN).

L'interdiction d'exploiter les hydrocarbures au Québec proposé dans le projet de Loi représente un signal fort en matière de lutte aux changements climatiques et démontre le désir du gouvernement d'engager la province de Québec dans la transition énergétique. C'est dans cette optique que le gouvernement doit prendre en considération que l'usage des réservoirs souterrains, sans exploitation des hydrocarbures, est non seulement compatible avec la transition énergétique, mais aussi nécessaire à la lutte contre les changements climatiques. Le développement de nouvelles filières technologiques mettant en valeur les réservoirs souterrains, permettant la production ou le stockage d'énergies alternatives ou même la séquestration du carbone, pourrait accélérer la transition vers une économie faible en carbone. D'ailleurs, des investissements de la part du gouvernement dans des projets pilotes visant le développement de filières technologiques durables impliquant les réservoirs souterrains — sans exploitation des hydrocarbures — représentent une opportunité économique pour stimuler les investissements privés. Ceci permettrait de dégager des investissements privés ou publics pour le déploiement de ces nouvelles technologies pouvant compenser en partie le coût de la fermeture des puits identifiés comme incombant aux contribuables québécois dans le projet de Loi.

1) Systèmes géothermiques - Les systèmes géothermiques profonds permettent d'exploiter la chaleur terrestre. Dans les Basses-Terres du Saint-Laurent, une température de 60 °C pourrait être atteinte dans certaines anomalies thermiques à moins de 2 km de profondeur. Des ressources de température plus faible, généralement moins profondes, pourraient également être utilisées à l'aide de pompes à chaleur. Dans un climat froid comme celui du Québec, les secteurs qui pourraient bénéficier de la chaleur géothermique pour répondre à leurs besoins de chauffage sont nombreux. Le développement de réseaux de chaleur urbains chauffés grâce à la chaleur naturelle du sous-sol pourrait par exemple être envisagé en milieux urbains. L'exploitation de ressources géothermiques profondes pourrait ainsi aider à atteindre l'objectif de réduction de 50% des émissions de GES liées au chauffage des bâtiments résidentiels, commerciaux et institutionnels émis dans le plan pour une économie verte 2030. En milieu rural, des serres agricoles pourraient également être chauffées grâce à cette chaleur géothermique, permettant d'atteindre les objectifs gouvernementaux en terme de production agricole locale à l'année, tout en évitant les émissions de GES liés à des systèmes de chauffage au gaz.

2) Capture et stockage du CO₂ - Bien que la priorité demeure la réduction à la source des émissions de gaz à effet de serre et l'abandon progressif des sources fossiles d'énergie, une période de transition sera nécessaire pour la mise en place d'une économie carbone neutre. De plus, de nombreux secteurs industriels majeurs au Québec ne pourront pas atteindre la carboneutralité, dû aux émissions inhérentes à leurs procédés (p. ex. production de ciment et de chaux) ou avec les technologies actuelles (p. ex. production d'aluminium et d'acier). La séquestration du CO₂ pourrait aussi servir à rendre carbonégatives différentes formes d'énergies misant sur la biomasse ou sur la

biométhanisation, de même qu'amoindrir encore davantage l'impact des biogaz brûlés (méthane converti en dioxyde de carbone) captés dans les sites d'enfouissement. Une quantité colossale de travaux de recherche réalisés depuis les 20 dernières années, de même que des projets à grande échelle partout dans le monde, ont permis de largement améliorer l'efficacité des procédés de capture, ainsi que de mieux comprendre et prévoir le comportement du CO₂ lors de son stockage. Un potentiel de stockage de CO₂ a été identifié au Québec dans les aquifères profonds salins des Basses-Terres du Saint-Laurent, qui pourraient stocker au total entre 0,81 et 8,58 gigatonnes de CO₂. Il serait également possible de stocker le CO₂ dans des réservoirs de gaz épuisés. Bien que la capture du CO₂ atmosphérique soit en développement, l'idéal serait de l'intercepter lorsqu'il est concentré à la sortie de sources concentrées et fixes (i.e. cheminées) et de l'injecter localement pour minimiser le transport par pipeline et ses risques associés. Une fois injecté, le volume qu'il occupe est 250 fois plus petit qu'à la surface, et au terme d'un processus de dissolution (passage du CO₂ dans l'eau) il peut ensuite se transformer en carbonates (roches) stables et inertes. Pour diminuer les émissions de GES, le stockage souterrain de carbone doit être envisagé et développé en complément aux efforts d'intégration des énergies renouvelables et d'électrification des transports si le Québec veut atteindre ses cibles. Cependant, les technologies de capture et de stockage du carbone ne doivent en aucun cas être un prétexte ou une diversion pour permettre le maintien ou retarder la décroissance dans les activités d'exploitation des hydrocarbures, et devront être balisées par des critères stricts d'acceptabilité.

3) Hydrogène vert – Le Plan pour une économie verte 2030, prévoit le développement de la filière « Hydrogène vert ». La production d'hydrogène ne pourra pas toujours être en phase avec la demande. Des infrastructures de stockage seront donc nécessaires si le Québec devient un producteur important. Le stockage souterrain est reconnu comme le seul moyen de stocker de grands volumes d'hydrogène, tout en minimisant l'empreinte en surface des installations. Une infrastructure de stockage souterrain est de plus en plus vulnérable qu'une infrastructure de surface à des actions terroristes ou feux accidentels. Le stockage souterrain d'hydrogène n'a encore été réalisé que sur quelques sites dans le monde, par exemple dans des cavernes de sel à Teesside au Royaume-Uni depuis 1972, et dans le golf du Texas depuis 1983. Parce qu'elles sont trop loin des consommateurs, les formations géologiques des Iles-de-la-Madeleine, soit les seules formations de sel au Québec, ne sont pas propices au stockage de l'hydrogène. Il deviendra inévitable de développer des technologies de stockage souterrain dans les autres types de formations géologiques pour que le Québec devienne un réel leader dans le domaine de l'hydrogène.

4) Extraction de minéraux critiques et stratégiques - Dans le Plan québécois pour la valorisation des minéraux critiques et stratégiques 2020-2025 il est notamment prévu d'explorer le potentiel du Québec en minéraux critiques et stratégiques. Si les activités minières, qu'elles soient à ciel ouvert ou en galeries, ont généralement un fort impact environnemental, l'extraction de minéraux critiques et stratégiques à partir de saumures pompées en profondeur a une empreinte environnementale beaucoup moins importante. Il serait donc pertinent d'étudier le potentiel des saumures en utilisant les puits profonds existants avant de les « abandonner ». L'extraction de minéraux critiques et stratégiques à partir de saumure peut être réalisée à partir de saumure pompée pour d'autres usages, par exemple dans un système géothermique, permettant ainsi d'optimiser l'usage des installations.

Conclusion

Les réservoirs souterrains peuvent contribuer à une réduction significative des émissions de GES et il ne faudrait pas priver le Québec de leur potentiel. Le financement de projets

pilotes en production d'énergie géothermique, stockage du CO₂ et de l'hydrogène, de même que pour l'extraction des minéraux critiques et stratégiques des saumures permettrait au Québec d'assumer un leadership fort dans le domaine des énergies vertes. L'adoption de celles-ci représenterait également une opportunité de création d'emplois. De plus, ces projets permettraient de montrer que le gouvernement désire réellement accélérer la transition énergétique et atteindre ses objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Pour arriver à décarboniser notre économie, il faut des moyens ambitieux qui impliquent entre autres des acteurs privés et publics du secteur des sciences de la Terre et de l'environnement possédant l'expertise nécessaire pour valoriser le potentiel des réservoirs souterrains dans une optique de lutte aux changements climatiques. Grâce à son expertise en géologie, ressources géologiques et géosciences environnementales, le Centre Eau Terre Environnement de l'Institut national de la recherche scientifique est stratégiquement outillé et particulièrement bien positionné pour accompagner le gouvernement du Québec dans une vaste campagne d'acquisition de données sur le potentiel stratégique des réservoirs souterrains du Québec visant la réduction massive des GES. Il nous fera plaisir de répondre à l'appel du gouvernement pour mettre en œuvre les recommandations contenues dans le présent mémoire.

Liste des recommandations

Le projet de loi démontre une ouverture pour des projets pilotes visant à acquérir des connaissances géoscientifiques relatives au potentiel de production d'énergie géothermique issue de sources profondes, de séquestration de CO₂, de stockage d'hydrogène vert et d'extraction de minéraux critiques et stratégiques de la saumure, mais certaines recommandations sont essentielles à intégrer au projet de Loi pour ne pas freiner ce potentiel :

Recommandations spécifiques à la rédaction du projet de Loi 21

1. Le terme « réservoir souterrain » dans le projet de loi pourrait être remplacé par « réservoir souterrain d'hydrocarbures », en retirant les mots « pouvant contenir » des hydrocarbures de la définition. La définition actuellement trop large inclut des formations rocheuses poreuses et perméables permettant le développement des filières énergétiques et de stockage durable. La définition non amendée pourrait empêcher l'exécution des projets pilotes et, à plus long terme, l'adoption des technologies visées.
2. Pour éviter toutes confusions avec les ressources géothermiques superficielles, il faudrait définir ce qu'est une ressource géothermique superficielle versus profonde.
3. L'interdiction d'exploiter la saumure dans le cadre d'un projet pilote (article 42) risque de freiner, voire de rendre impossibles les projets pilotes mentionnés à l'article 43. Au minimum, il convient de clarifier que l'exploitation de la saumure n'entraverait pas la récupération de sa chaleur dans des systèmes géothermiques en boucle ouverte. Sans cela, des essais pilotes nécessaires pour le développement de cette technologie seraient de fait interdits par la loi. L'interdiction d'exploiter la saumure, entraînant donc la nécessité de la réinjecter, ajoute des coûts considérables aux essais pilotes visant à caractériser les propriétés hydrauliques des formations rocheuses, nécessaires pour le développement des technologies citées à l'article 43. Une option pour réduire le coût de ces essais et ainsi les rendre plus accessibles serait de permettre aux acteurs réalisant un essai pilote d'utiliser cette saumure, sans la vendre, tant que la Loi sur la qualité de l'environnement est respectée.
4. La durée des projets pilotes fixée à 3 ans, ou 5 ans dans le cas d'une prolongation, pourrait être insuffisante pour la caractérisation du sous-sol et la mise en œuvre de nouvelles technologies complexes. Il conviendrait de permettre la prolongation de certains projets pilotes au-delà de 5 ans sur démonstration au ministère concerné de la pertinence d'une prolongation.

Recommandations visant l'élaboration d'une stratégie nationale d'utilisation et de reconversion des puits

5. La fermeture définitive des puits par les titulaires de licences révoquées (article 10) pose problème. Il semble y avoir une incohérence dans les exceptions prévues à la fermeture définitive des puits pour le stockage d'hydrocarbures en l'absence d'exception pour l'exploitation et le stockage d'énergies renouvelables. Il ne serait pas économique ni stratégique dans une transition accélérée vers une économie décarbonée de négliger le potentiel d'utilisation des puits existants pour des études pilotes ou même leur reconversion. Nous recommandons donc que le gouvernement du Québec procède à une étude du potentiel de chacun des puits existants avant d'amorcer toute procédure d'abandon pour des puits ne présentant pas de risques immédiats pour l'environnement. De plus, avant d'amorcer la

fermeture définitive des puits, il est critique que le gouvernement du Québec lance de grandes campagnes d'acquisition de données pour évaluer les opportunités stratégiques des puits existants pour les filières de la géothermie profonde, de l'exploitation des saumures, du stockage du CO₂ ou de l'hydrogène.

6. Nous recommandons de rendre accessible gratuitement sur internet l'ensemble des données obtenues lors de toute campagne d'exploration. Il pourrait s'agir d'enrichir et moderniser la base de données existante du Système d'information géoscientifique pétrolier et gazier (SIGPEG) pour lui permettre d'intégrer les nouvelles informations.

Recommandation visant l'élaboration d'un cadre réglementaire clair

7. Le gouvernement doit rédiger un cadre réglementaire clair et précis pour l'exploration et l'exploitation des ressources géothermiques profondes, des activités de stockage d'hydrogène vert et de CO₂ ainsi que de l'extraction de minéraux critiques et stratégiques à partir de la saumure afin que les institutions de recherche ou les entreprises privées conçoivent leurs projets en fonction de celui-ci. L'approbation et la détermination des cas d'infraction ne peuvent se faire au cas par cas par le ministre, car elle laisse peu de prévisibilité aux acteurs. La démarche à suivre et les informations requises mériteraient d'être clarifiées. Un cadre réglementaire précis assurera le respect de bonnes pratiques en matière de protection de l'environnement dans ces projets. De plus, cela permettrait de donner plus de prévisibilité pour les entreprises qui voudraient investir dans ces domaines, mais qui pourraient percevoir l'absence de réglementation comme un risque financier.

À propos

L'Institut national de la recherche scientifique (INRS)

L'[INRS](#) est un établissement universitaire dédié exclusivement à la recherche et à la formation aux cycles supérieurs. Depuis sa création en 1969, il contribue activement au développement économique, social et culturel du Québec. L'INRS est 1^{er} au Québec en intensité de recherche. Il est composé de quatre centres de recherche et de formation interdisciplinaires, situés à Québec, à Montréal, à Laval et à Varennes, qui concentrent leurs activités dans des secteurs stratégiques : [Eau Terre Environnement](#), [Énergie Matériaux Télécommunications](#), [Urbanisation Culture Société](#) et [Armand-Frappier Santé Biotechnologie](#). Sa communauté compte plus de 1500 membres étudiants, stagiaires postdoctoraux, membres du corps professoral et membres du personnel.

Résumé de l'expertise des auteur.e.s

Violaine Gascuel est une étudiante au doctorat à l'Institut national de la Recherche scientifique (INRS). Elle a commencé à s'intéresser à la géothermie alors qu'elle était étudiante à l'ENSEGID, une école d'ingénieurs française, spécialisée dans les métiers de géosciences et de l'environnement. Elle est d'abord arrivée au Québec dans le cadre d'un stage à l'INRS dans l'équipe de Jasmin Raymond et Michel Malo, qui lui ont permis de réaliser un premier projet dans le domaine de la géothermie, portant sur l'évaluation du potentiel géothermique de l'île d'Anticosti. À l'issue de son stage, elle a choisi de rester au Québec et a commencé un doctorat intitulé : « Évaluation des ressources géothermiques de profondeur intermédiaire dans la région de Bécancour : sélection d'un système d'échangeur pour une production de chaleur optimale. », codirigée par Jasmin Raymond et par Christine Rivard de la Commission géologique du Canada. Dans le cadre de ce projet, elle s'est en particulier intéressée à la possibilité d'utiliser des échangeurs en fond de puits coaxiaux de 1 à 3 km de profondeur pour extraire de la chaleur. L'ensemble de ses connaissances en géologie, en environnement, ainsi que celles sur les différents systèmes géothermiques (incluant les résultats de ses travaux de doctorat utilisant, entre autres, de la modélisation numérique), l'ont aidée à avoir une vision globale et critique du projet de loi et l'ont guidée pour la rédaction.

Louis-César Pasquier est professeur agrégé au centre Eau Terre Environnement de l'INRS. Depuis plus de 10 ans, il s'intéresse à la question de la capture, du stockage et de l'utilisation de carbone. Il se spécialise dans le développement de technologies environnementales utilisant la carbonatation minérale pour réduire les émissions de CO₂ des industries. Ses travaux couvrent autant les aspects techniques, économiques et environnementaux et sont pour la plupart réalisés en collaboration avec des partenaires privés. Au-delà, c'est l'ensemble de la filière environnementale qui est au cœur de ses travaux de recherche, allant de la valorisation des matières résiduelles, le traitement des sols contaminés, la qualité de l'air et le traitement de minerais.

Jasmin Raymond est un hydrogéologue de formation et professeur intéressé par les phénomènes de transfert thermique appliqués aux sciences de la Terre. Il effectue de la recherche sur l'énergie géothermique. Ses projets actuels concernent les ressources de très basse à haute température associées tant aux pompes à chaleur géothermique qu'aux centrales de production d'électricité, sont réalisés sur quatre continents, de l'arctique aux

tropiques, et aident au développement de solutions énergétiques durables pour répondre aux besoins grandissants de notre société. Primé par la Société canadienne de géotechnique, titulaire d'une chaire de recherche de l'Institut nordique du Québec et appuyé par l'UNESCO, le professeur Raymond dirige le Laboratoire ouvert de géothermie utilisé pour caractériser les propriétés thermophysiques du roc, essentielles à la modélisation des systèmes géothermiques de toutes sortes. L'objectif principal de ses projets, réalisés en collaboration avec des concepteurs, promoteurs, manufacturiers et responsables de réglementations, est d'améliorer l'efficacité et la rentabilité des systèmes géothermiques par le biais d'innovations scientifiques et sociales.

Louise Hénault-Ethier est directrice du Centre Eau Terre Environnement et professeure associée à l'INRS. Elle a contribué au transfert des connaissances à l'attention des décideurs dans de nombreux dossiers stratégiques pour le Québec, notamment en lien avec l'économie circulaire et l'agriculture durable. Ses intérêts de recherche s'articulent autour de l'adaptation aux changements climatiques, des solutions inspirées de la nature, de la valorisation du carbone et de l'impact environnemental de différentes activités industrielles. Elle a enseigné différentes matières en sciences de la Terre portant sur les filières technologiques non renouvelables (charbon, pétrole, gaz, nucléaire, etc.), l'environnement géologique, l'hydrologie et les études d'impact environnementales. Elle possède un doctorat en science de l'environnement (UQAM, 2016), une maîtrise en sciences multidisciplinaire en ingénierie environnementale, en géochimie organique et en biologie (Concordia, 2007), et une formation de base en biologie (Concordia 2004).

Citation suggérée

Gascuel, Violaine, Louis-César Pasquier, Jasmin Raymond et Louise Hénault-Ethier (2022) *Mémoire de l'INRS – Projet de Loi 21 – Pour l'amélioration de la loi pour mettre fin à la recherche et à la production d'hydrocarbures en soutenant la mise en valeur durable des réservoirs souterrains*. Institut national de la recherche scientifique. Déposé dans le cadre des consultations de la CAPERN au sujet du projet de loi 21 « Loi visant principalement à mettre fin à la recherche et à la production d'hydrocarbures ainsi qu'au financement public de ces activités ». 30 p.

Table des matières

Sommaire exécutif	1
Liste des recommandations	4
À propos	6
L'Institut national de la recherche scientifique (INRS)	6
Résumé de l'expertise des auteur.e.s	6
Table des matières	8
1. Mise en contexte	9
2. Des opportunités pour le Québec	10
2.1. Ressources géothermiques	10
2.2. Capture et séquestration du CO ₂ (CSC)	14
2.3. Hydrogène vert	17
2.4. Extraction de minéraux critiques et stratégiques	18
3. Recommandations	20
3.1. Recommandations spécifiques à la rédaction du projet de Loi 21	20
Recommandation 1 – Réservoir souterrain	20
Recommandation 2 - Géothermie profonde	21
Recommandation 3 - Saumure	21
Recommandation 4 - Durée des projets pilotes	22
3.2. Recommandations visant l'élaboration d'une stratégie nationale d'utilisation et de reconversion des puits	23
Recommandation 5 – Étude du potentiel de chacun de puits existants	23
Recommandation 6 - Accès libre aux données d'exploration	24
3.3. Recommandation visant l'élaboration d'un cadre réglementaire clair	27
Recommandation 7 – Cadre réglementaire clair et précis	27
4. Conclusions	28
5. Références	29

1. Mise en contexte

Les changements climatiques ont maintenant des impacts visibles sur notre environnement et l'urgence climatique impose une réduction drastique des émissions de GES. Dans son rapport de 2021, le GIEC déclare sans équivoque que la combustion d'hydrocarbures comme source d'énergie est la principale source de gaz à effet de serre (GES) responsables des changements climatiques. Parmi les différents GES, le CO₂ est le principal gaz émis et représente près de 80% des émissions mondiales. L'exploitation des hydrocarbures entraîne aussi des émissions directes et fugitives de CH₄, un GES avec un potentiel de réchauffement climatique 21X plus important que le CO₂. C'est dans ce contexte que le gouvernement du Québec a décidé de mettre fin à la recherche et la production d'hydrocarbures sur son territoire en déposant le projet de loi 21 « Loi visant principalement à mettre fin à la recherche et à la production d'hydrocarbures ainsi qu'au financement public de ces activités ». Dans le cadre de la phase de consultation précédant l'adoption de la Loi, des chercheurs de l'Institut national de la recherche scientifique ont remarqué certains enjeux scientifiques importants qu'ils souhaitent, par le présent mémoire, présenter à l'attention des membres de la Commission de l'agriculture, des pêcheries, de l'énergie et des ressources naturelles (CAPERN).

L'interdiction d'exploiter les hydrocarbures au Québec représente un signal fort en matière de lutte aux changements climatiques et s'inscrit en cohérence avec les recommandations scientifiques qui démontrent que c'est la combustion des énergies fossiles qui a enclenché les changements climatiques. De surcroît, cette mise en valeur démontre le désir du gouvernement d'engager la province de Québec dans la transition énergétique. C'est dans cette optique que le gouvernement doit prendre en considération que l'usage des réservoirs souterrains, sans exploitation des hydrocarbures, est non seulement compatible avec la production d'énergies « vertes » (à faibles émissions de carbone), mais aussi nécessaire à la lutte contre les changements climatiques en éliminant de l'atmosphère du CO₂ et en le séquestrant. Le développement de nouvelles filières technologiques mettant en valeur les réservoirs souterrains (pour des fins non reliées aux hydrocarbures), permettant la production ou le stockage d'énergies alternatives ou même la séquestration du carbone, pourrait accélérer la transition vers une économie faible en carbone. Les filières technologiques sur lesquels les chercheuses et chercheurs souhaitent attirer l'attention de la CAPERN incluent les ressources géothermiques profondes (source d'énergie durable), l'hydrogène vert (nécessitant des capacités de stockage), de même que la séquestration géologique du carbone (comme outils complémentaires aux mesures de réduction à la source des GES, même en l'absence d'exploitation des hydrocarbures), ou encore l'extraction des minéraux nécessaires jugés critiques pour la transition énergétique par le biais de la saumure qui y est naturellement présente.

Dans le chapitre VII du projet de loi visant principalement à mettre fin à la recherche et à la production d'hydrocarbures ainsi qu'au financement public de ces activités, il est stipulé que le ministre pourrait autoriser par arrêté des projets pilotes visant les réservoirs souterrains. Parmi ces projets pilotes sont cités des projets permettant d'acquérir des connaissances géoscientifiques relatives au potentiel pour les ressources géothermiques profondes, pour le stockage de CO₂ ou d'hydrogène ou pour l'extraction de minéraux critiques et stratégiques de la saumure. Cependant, d'autres articles de ce même projet de loi entravent le développement de ces technologies, rendant leur développement difficile au Québec.

2. Des opportunités pour le Québec

La fin de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures au Québec représente la fin d'une ère, mais aussi une nouvelle opportunité pour amorcer un virage vers une économie sans carbone. Le secteur des sciences de la Terre peut contribuer de façon importante à la transition énergétique en valorisant le plein potentiel des réservoirs souterrains pour des fins autres que celle de l'exploitation des hydrocarbures. D'ailleurs, le développement de plusieurs filières technologiques durables impliquant les réservoirs souterrains pourrait représenter une opportunité économique de taille pour stimuler les investissements privés permettant une prise en charge adéquate des puits actuels, et ce sans que la facture de leur fermeture prématurée n'incombe largement aux contribuables québécois.

La section qui suit présente quelques exemples d'applications.

2.1. Ressources géothermiques

Origine de la chaleur géothermique

La température du milieu souterrain augmente naturellement avec sa profondeur. Cette chaleur est issue d'une part de l'énergie initiale de formation de la planète Terre, qui se refroidit depuis sa création, et d'autre part de la désintégration des éléments radioactifs naturellement présents dans le manteau terrestre (Davies, 1980). Une faible portion de cette chaleur est disponible à des profondeurs accessibles par l'homme. Les systèmes géothermiques profonds permettent d'exploiter la chaleur terrestre.

Cette source d'énergie a une faible empreinte carbone et est disponible en permanence, indépendamment des conditions climatiques.

Source de chaleur directe

Si certaines régions volcaniques ont un accès plus direct à cette source d'énergie et peuvent la transformer en électricité, la production d'électricité d'origine géothermique est plus complexe au Québec, car il faut ici rejoindre une profondeur plus importante pour atteindre des températures exploitables. Cependant, le climat froid du Québec favorise l'utilisation directe de la chaleur géothermique. En effet des ressources moins chaudes, et donc moins profondes, sont facilement exploitables pour le chauffage des bâtiments. Dans les Basses-Terres du Saint-Laurent, il existe des anomalies géothermiques particulièrement propices à la production de chaleur où une température de 60 °C pourrait être atteinte à moins de 2 km de profondeur (Bédard et al., 2020). Même en dehors de ces anomalies, l'utilisation de la chaleur géothermique profonde reste prometteuse lorsque la demande en chaleur est importante.

Fonctionnement des systèmes géothermiques en boucle ouverte

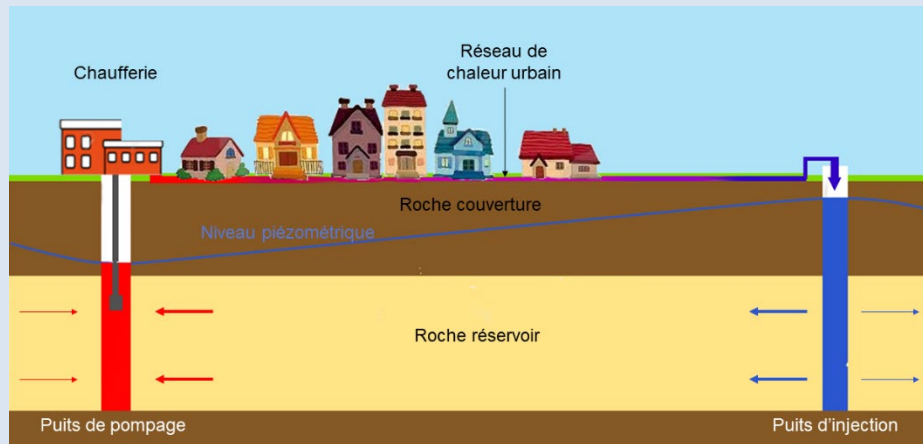


Figure 1: Principe de fonctionnement d'un doublet géothermique, ici utilisé pour fournir de la chaleur à un réseau de chaleur urbain. La couleur rouge représente la saumure chaude, tandis que la couleur bleue représente la saumure refroidie.

Les systèmes de doublets sont les plus communs pour l'exploitation de ressources géothermiques à moyenne et grande profondeur (concept présenté à la Figure 1). Ils sont typiquement composés de deux puits, un puits de pompage (rouge sur la figure), qui permet d'extraire l'eau ou de la saumure chaude du réservoir, et un puits de réinjection (bleu sur la figure) pour retourner l'eau ou la saumure sous terre une fois la chaleur extraite, permettant ainsi de maintenir la pression dans le réservoir à long terme (Menjoz & Sauty, 1982; Rivera Diaz *et al.*, 2016).

Des systèmes alternatifs peuvent être envisagés, comprenant par exemple plusieurs puits de pompage ou plusieurs puits de réinjection lorsque l'on souhaite exploiter la chaleur géothermique à plus grande échelle (p. ex. projet de Deep en Saskatchewan). Pour des projets de plus faible envergure, l'utilisation d'un unique puits en boucle ouverte sur le principe de la colonne permanente pourrait également être envisagée.

Depuis le début des années 2000, il est devenu de plus en plus courant d'utiliser des puits déviés, pour le pompage ou pour la réinjection, avec des degrés de déviation qui ont augmenté de pair avec la capacité technique de forage (En 2018, un puits géothermique horizontal a été foré avec succès à Cachan dans le bassin Parisien). Les puits déviés permettent en effet de pomper ou d'injecter plus facilement du fluide dans des réservoirs sédimentaires, qui présentent souvent une hétérogénéité horizontale plus faible que leur hétérogénéité verticale.

Dans l'ensemble de ces systèmes, l'accès à une formation rocheuse réservoir suffisamment perméable (i.e. permettant à l'eau de s'écouler à travers la roche) est essentiel. Dans les faits, ces formations rocheuses sont souvent hétérogènes. L'hétérogénéité du réservoir peut avoir une influence significative sur le comportement de ces systèmes sur le long terme. Il est donc important de bien caractériser le réservoir dans une phase d'exploration. La température du réservoir ainsi que ses propriétés thermiques sont également des paramètres essentiels pour juger du potentiel d'un système, leur variabilité spatiale est cependant plus faible et génère moins d'enjeux.

Fonctionnement des systèmes géothermiques en boucle fermée

Les échangeurs géothermiques fermés permettent d'extraire la chaleur du sous-sol par conduction. Un fluide circule alors en boucle fermée dans un forage, sans contact direct avec la roche environnante ou avec les fluides qu'elle peut contenir. Différents types de systèmes sont possibles.

Les échangeurs de chaleur en forage (ECF) constituent la technologie la plus mature parmi les ouvrages en boucle fermée. Ils sont en effet très courants dans les systèmes géothermiques de faible profondeur (dizaines à centaines de mètres). Bien que le nombre de systèmes dépassant 500 m de profondeur soit beaucoup plus limité, il existe plusieurs ouvrages pilotes de plus de 1000 m de profondeur dans le monde (En Europe, aux États-Unis et en Chine). Les ECFs sont composés de tuyaux formant une boucle fermée, insérés dans un forage vertical. Il a été démontré que la configuration coaxiale (Figure 2) serait la plus adaptée pour une installation dans un puits profond (Law et al. 2015; Holmberg et al. 2016). Un fluide, le plus souvent de l'eau, parfois additionnée d'antigel, circule dans ces tuyaux et se réchauffe par conduction.

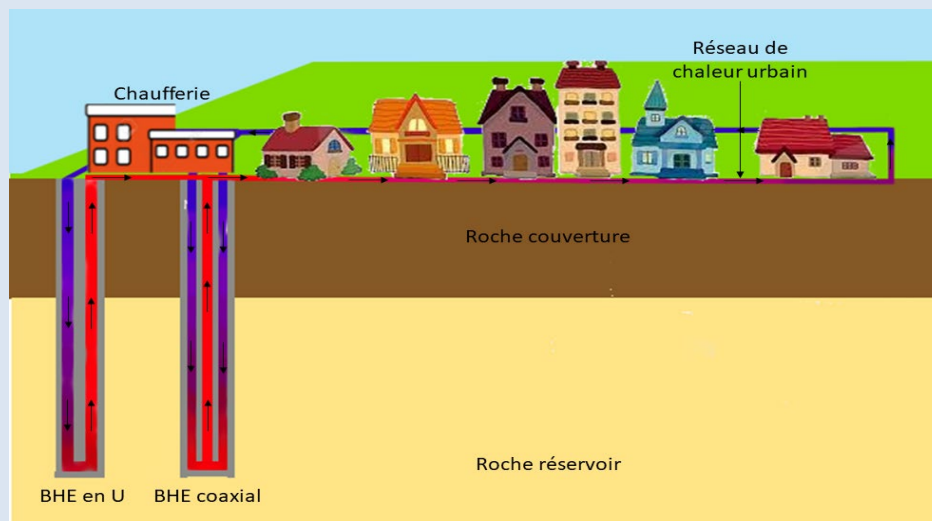


Figure 2: Principe de fonctionnement d'échangeurs de chaleur en forage, ici utilisé pour fournir de la chaleur à un réseau de chaleur urbain. La couleur rouge représente la saumure chaude, tandis que la couleur bleue représente la saumure refroidie.

Avec l'amélioration récente des techniques de forage, d'autres concepts de systèmes géothermiques en boucle fermée, avec des forages se rejoignant en profondeur, ont été envisagés. L'un des plus avancés serait le Eavor loop dont la construction du premier site pilote, le "Derek Riddell Eavor-Lite Demonstration facility", a débuté en 2019 en Alberta.

Le principal avantage des systèmes en boucle fermée est qu'ils peuvent être implantés dans tous les contextes géologiques, même dans le cas où la perméabilité des unités serait faible ou nulle. Leur performance dépendant en partie de la température et de la conductivité thermique des unités traversées (Le Lous et al., 2015). Une étude géologique préliminaire est donc nécessaire. Cependant, ces paramètres étant moins variables que la perméabilité des roches et la zone affectée par le système étant moins grande, l'étude n'a pas besoin d'être d'aussi grande envergure que pour un système ouvert. Malgré les avantages de cette technologie, dans le cas où les conditions géologiques nécessaires à l'implantation d'un doublet géothermique sont réunies, un doublet géothermique serait nettement plus efficace qu'un ECF (Un doublet pourrait être jusqu'à 100 fois plus efficace pour extraire de la chaleur si la perméabilité du réservoir visé est bonne, d'après les résultats préliminaires d'une étude en cours à l'INRS).

Substitution aux hydrocarbures et réduction de la demande électrique

Premièrement, l'utilisation de la chaleur géothermique en substitut à la combustion d'hydrocarbures pétroliers diminue directement les émissions de GES. Deuxièmement, la substitution de l'énergie électrique par la chaleur géothermique en hiver contribue à une réduction de la consommation d'électricité à des fins de chauffage, permettant de mieux faire face à la demande de pointe hivernale ou encore de libérer de l'énergie utile à l'électrification des transports. Si la température de la ressource exploitée n'est pas suffisante pour une application donnée, celle-ci peut être rehaussée à l'aide de pompes à chaleur géothermique, soit une technologie d'efficacité énergétique permettant des économies de chauffage de plus de 60 à 70 %.

Exemples de secteurs d'application

Réseaux de chaleur urbains

La chaleur géothermique profonde pourrait être utilisée pour alimenter des réseaux de chaleur urbains. Cette source d'énergie propre aiderait à atteindre l'objectif de réduire de 50 % par rapport au niveau de 1990 les émissions de gaz à effet de serre liées au chauffage des bâtiments résidentiels, commerciaux et institutionnels, émis dans le plan pour une économie verte 2030 par le gouvernement du Québec. C'est un usage qui est largement développé en île de France, permettant de chauffer près de 220 000 équivalents logements d'après l'Agence de la transition écologique (ADEME), principalement à l'aide de doublets géothermiques.

Chauffage de serres agricoles

La chaleur géothermique pourrait diminuer la dépendance aux produits pétroliers dans le secteur serricole. En effet, la quasi-totalité des serres agricoles utilise des hydrocarbures pour se chauffer. La conversion au chauffage électrique directe d'une partie importante de l'industrie est difficilement envisageable étant donné l'éloignement de plusieurs régions agricoles des réseaux de distribution électrique triphasés, et contribuerait à une augmentation substantielle de la consommation électrique dans la province, et ce notamment en période de pointe hivernale critique. La chaleur géothermique quant à elle contribuerait à améliorer la sécurité alimentaire avec la production de légumes locaux sans toutefois augmenter les émissions de gaz à effet de serre ou la demande de pointe électrique. C'est un modèle qui est déjà utilisé aux Pays-Bas où en 2018, 18 systèmes géothermiques profonds alimentaient des serres, avec une capacité de production de 200 MW thermique.

Et beaucoup d'autres secteurs

D'autres applications pourraient être envisagées par exemple dans le secteur industriel pour le séchage de matériaux ou même pour le déneigement des infrastructures (Yu et al. 2020). Bien que la température de la ressource puisse être un facteur déterminant, les champs d'applications possibles sont seulement limités par l'identification de besoins spécifiques en chaleur par les acteurs de la géothermie ainsi que par leur imagination.

2.2. Capture et séquestration du CO₂ (CSC)

L'utilisation des technologies de CSC ne doit en aucun cas être un prétexte ou une diversion pour encourager le maintien ou retarder la décroissance des activités d'exploitation des hydrocarbures. Il doit aussi être totalement dissocié des activités visant à maximiser la récupération d'hydrocarbure par injection dans les réservoirs. Le Québec, tournant le dos à l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures, permet d'envisager une activité équilibrée de CSC restreinte exclusivement aux procédés pour lesquels il n'existe à court terme aucune alternative énergétique durable ou pour réduire l'empreinte des procédés biogéniques dont les émissions de CO₂ sont difficilement évitables (cimenteries, digestion anaérobie, émissions des sites d'enfouissements).

Sources de CO₂ qui persisteront dans une industrie moins dépendante des énergies fossiles

Bien que la priorité demeure la réduction à la source des émissions de gaz à effet de serre et l'abandon des sources fossiles d'énergie, même en n'exploitant aucun hydrocarbure au Québec, la nécessaire et urgente transition ne se fera pas de manière immédiate et spontanée. De plus, de nombreux secteurs industriels majeurs au Québec ne pourront pas atteindre la carboneutralité des émissions inhérentes à leurs procédés (p. ex. production de ciment et de chaux) ou avec les technologies actuelles (p. ex. production d'aluminium et d'acier). En effet, pour produire du ciment, il faut calciner un type de roche (riche en carbonate de calcium). Non seulement faut-il atteindre des températures très élevées nécessitant actuellement la combustion d'hydrocarbures - donc le dégagement de CO₂ - qu'il faudra éventuellement substituer par une énergie plus durable, mais la réaction chimique elle-même entraîne le rejet de CO₂.



Par ailleurs, la transition énergétique misera possiblement sur le déploiement d'énergies renouvelables (biomasse énergétique, biométhanisation) qui impliquent des émissions de CO₂ biogéniques. Lorsque les plantes grandissent, elles fixent le CO₂ atmosphérique grâce à la photosynthèse. Or, lorsque les plantes sont brûlées comme source de combustible (biomasse énergétique) ou se décomposent (par exemple dans les procédés de biométhanisation), on ne comptabilise pas ces émissions de CO₂ comme des émissions nettes (parce qu'elles sont équivalentes au CO₂ qui avait été fixé auparavant dans le cycle naturel du carbone et sont donc considérées carboneutres). Le biogaz généré dans les réacteurs anaérobiques, utilisés par exemple pour valoriser nos résidus de table, est composé d'un mélange de 50 à 75% de méthane (CH₄) et de 25 à 50% de gaz carbonique (CO₂) (Saidi et Abada 2007). Avec le déploiement actuellement soutenu par le gouvernement du Québec de ces technologies, le nombre d'usines de biométhanisation est en croissance sur tout notre territoire. Autre exemple, pour éviter les émissions fugitives, le méthane récupéré des sites d'enfouissement est souvent brûlé en CO₂ (pour réduire son potentiel de réchauffement climatique), puis rejeté directement dans l'atmosphère via des cheminées. Cependant, si on parvenait à capter le CO₂ de ces sources

fixes, comme les cheminées, on pourrait avoir un bilan carbone négatif, encore mieux que carboneutre, pour ces activités.

Historique des technologies de capture et stockage du dioxyde de carbone

La capture et le stockage du CO₂ (CSC) représentent un potentiel de réduction indéniable à court et moyen terme (Lau et al., 2021). Sans cet outil, la capacité d'atteindre les objectifs en matière d'émissions, au Québec et plus globalement dans le monde, est considérablement réduite.

Le CSC est loin d'être une idée nouvelle. La quantité colossale de travaux de recherche réalisés depuis les 20 dernières années ont permis de largement améliorer l'efficacité des procédés de capture, ainsi que de mieux comprendre et prévoir le comportement du CO₂ lors de son stockage. Plus récemment, l'utilisation du CO₂ comme matière première pour la production de produits à valeur ajoutée comme des produits chimiques intermédiaires, des carburants (méthanol) ou des polymères est devenue un sujet de plus en plus concret (Osman et al., 2020). Il peut aussi être converti sous forme de carbonates, stables et inertes via la réaction de carbonatation. Les produits obtenus sont facilement réutilisables comme matériaux de construction. Cette approche a également l'avantage d'intégrer des matières résiduelles alcalines comme le béton usé ou certains résidus miniers (Sanna et al., 2014).

Fonctionnement de la capture de carbone

Bien que des technologies de capture du CO₂ atmosphérique soient en cours de développement, l'endroit le plus rationnel pour intercepter le CO₂ reste à la sortie de sources fixes, plus concentrées, avant qu'il ne soit relargué dans l'atmosphère. Il est aussi possible de le capter par des processus de gazéification (production d'hydrogène et de CO₂) ou d'oxycombustion (combustion dans l'oxygène plutôt que dans l'air). Une fois capté (purifié), le gaz est compressé pour atteindre sa forme supercritique et est prêt à être transporté par pipeline jusqu'au lieu de stockage. Pour éviter le transport du CO₂ sur de trop longues distances et limiter les risques associés, un réseau d'injection dispersé sur l'ensemble du territoire du Québec pourrait permettre à terme d'injecter le CO₂ localement, près de son site de production. Ainsi donc, l'accès aux puits et l'installation des industries émettrices de CO₂ pourraient être positionnés de façon cohérente sur le territoire.

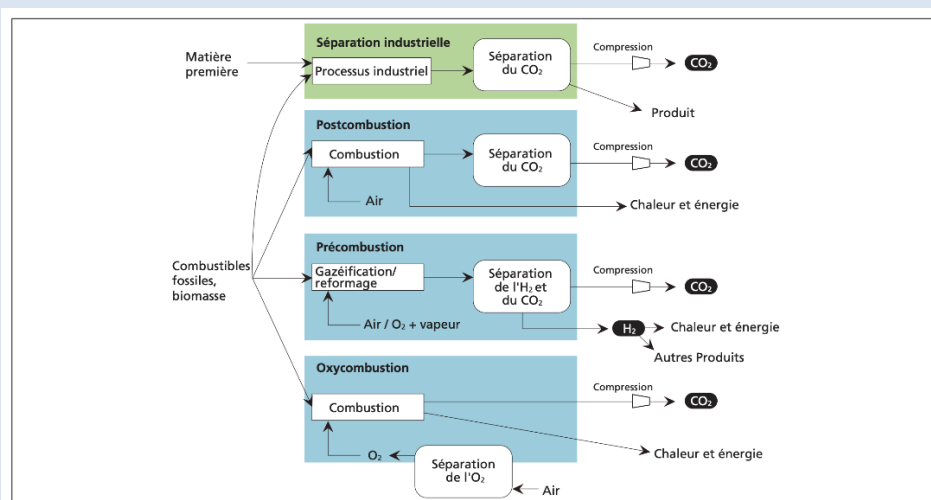


Figure 3 : Différentes options de capture du CO₂

(IPCC, 2005)

Fonctionnement du stockage de carbone

Le CO₂ peut être stocké dans différents types de réservoirs géologiques, comme des aquifères salins ou des réservoirs de gaz épuisés, qui représenteraient les principaux sites au Québec. Le site peut se simplifier en deux types roches: l'une poreuse (p. ex. un grès ou certains carbonates) pour permettre au CO₂ de se diffuser et l'autre imperméable (roche couverture) pour le retenir dans le sous-sol. Aux profondeurs où il est injecté, le CO₂ reste sous sa forme supercritique et se diffuse comme un gaz, mais est dense comme un liquide. Le volume qu'il occupe est également 250 fois plus petit qu'à la surface. Dans le réservoir, différents processus interviennent entre le CO₂, la roche et la saumure dans le cas de l'aquifère salin profond. Il est ainsi possible d'avoir un processus de dissolution (passage du CO₂ dans l'eau) et par la suite de minéralisation où le CO₂ va se transformer en carbonates (roches) stables et inertes. L'évaluation de la sécurité d'un site de stockage commence par une caractérisation précise et approfondie du site. Les données recueillies permettent d'utiliser des outils de modélisations bâtis sur les nombreuses années d'expériences accumulées à travers le monde sur différents sites. Une fois validée, l'injection est réalisée jusqu'à ce que la capacité maximale du réservoir soit atteinte. Au cours des phases de remplissage et après la fermeture, divers outils de surveillance peuvent être utilisés pour assurer l'intégrité du réservoir et la stabilité du CO₂.

Exemples d'utilisation du CSC

Partout dans le monde, des exemples d'utilisation du CSC à grande échelle ont démontré la capacité de cette filière pour réduire les émissions liées à la production d'énergie ou celles issues du secteur industriel. On peut entre autres citer l'unité de captage des émissions de la centrale thermique de Boundary Dam en Saskatchewan, qui a capté plus de quatre millions de tonnes de CO₂ depuis sa mise en route en 2014 (SaskPower, 2022). Cette unité était la première installation de ce type dans le monde et elle a permis de dérisquer de nombreux verrous technologiques. Cependant, le modèle basé sur la récupération assisté du pétrole utilisé dans ce projet n'est pas une trajectoire souhaitable. En Europe, le coût de plus en plus élevé des émissions de CO₂ associé à diverses initiatives régionales et nationales stimule la mise en place d'un nombre grandissant de projets de capture dans divers secteurs. C'est d'ailleurs le manque d'une valeur conséquente sur la molécule (CO₂) et l'absence d'un engagement clair des gouvernements qui ont entre autres grandement limité le développement à plus grande échelle du CSC par un stockage géologique (Scott et al., 2013).

Utilité de la capture et du stockage du carbone dans le contexte québécois de la bourse du carbone

Avec le système de plafonnement et d'échange de droits d'émissions, le Québec présente un contexte plus que propice pour la mise en place d'un marché pour le carbone. La réduction des allocations d'émissions dans le secteur industriel, associé au prix en constante hausse des unités d'émissions entraînera un besoin important de solutions afin de gérer les plusieurs millions de tonnes de CO₂ qui devront être captées. C'est donc un ensemble de technologies qui sera nécessaire pour répondre à la demande. L'importante capacité de stockage que représente de la séquestration géologique sera un élément majeur et indéniable pour répondre à la demande. Encore une fois, dans le contexte

québécois, le CSC ne doit pas être un prétexte technologique pour retarder la transition énergétique et son utilisation doit ainsi être clairement balisée.

Potentiel de stockage du CO₂ au Québec

Le potentiel de stockage de CO₂ au Québec a été identifié par des travaux précédents et les aquifères profonds salins des Basses-Terres du Saint-Laurent font partie de réservoirs potentiels qui pourraient stocker au total entre 0,81 et 8,58 gigatonnes de CO₂ dépendamment du facteur d'efficacité moyen (Malo et al., 2014).

Le stockage souterrain de carbone est donc une activité d'intérêt, qui devra être développée en complément aux efforts d'intégration des énergies renouvelables et d'électrification des transports si le Québec veut atteindre ses cibles.

2.3. Hydrogène vert

Production et consommation d'hydrogène asynchrones

Le Plan pour une économie verte 2030, prévoit le développement de la filière Hydrogène vert. Or, la production d'hydrogène vert ne pourra pas toujours être en phase avec la demande. En fonction de la stratégie choisie pour gérer la production d'énergie sur le territoire, la production d'hydrogène vert pourrait se faire en continu ou de façon intermittente en fonction de surplus de production d'électricité renouvelable. La demande pourrait elle aussi être variable dans le temps, à plus ou moins grande échelle selon les applications qui seront développées (usages potentiels dans le secteur des transports, mais aussi dans l'industrie ou encore comme énergie d'appoint pour répondre à des demandes de pointe pour le chauffage de bâtiment ou la production d'électricité).

Des infrastructures de stockage d'hydrogène seront donc nécessaires si le Québec devient un producteur important.

Importance stratégique du stockage souterrain

Le stockage souterrain est reconnu comme le seul moyen de stocker de grands volumes d'hydrogène, tout en minimisant l'empreinte en surface des installations. Une infrastructure de stockage souterrain est de plus moins vulnérable qu'une infrastructure de surface à des actions terroristes ou feux accidentels (Tarkowski, 2019). Les technologies de stockage souterrain seront essentielles pour que l'hydrogène remplace en volume significatif les hydrocarbures pétroliers qui sont naturellement stockés dans le sous-sol.

Stockage souterrain de l'hydrogène dans des dômes de sel

Le stockage souterrain d'hydrogène n'a encore été réalisé que sur quelques sites dans le monde, par exemple dans des cavernes de sel à Teesside au Royaume-Uni depuis 1972, et dans le golf du Texas depuis 1983. Ces projets ont démontré la faisabilité de stockage d'hydrogène à long terme dans des dômes de sel. Au Québec, le seul endroit possédant des formations géologiques composées de sel se situe aux Îles de la Madeleine qui ne sont pas propices au stockage d'hydrogène puisqu'elles sont situées trop loin des consommateurs. Il deviendra inévitable de développer des technologies de stockage

souterrain dans les autres types de formations géologiques pour que le Québec devienne un réel leader dans le domaine de l'hydrogène. Le stockage dans des réservoirs souterrains est envisagé dans plusieurs études (Tarkowski 2019). Grâce à son expertise en géologie, ressources géologiques et géosciences environnementales, le Centre Eau Terre Environnement de l'Institut national de la recherche scientifique est stratégiquement outillé pour répondre aux besoins du gouvernement pour identifier les formations géologiques prometteuses pour le stockage de l'hydrogène.

2.4. Extraction de minéraux critiques et stratégiques

Plan québécois pour la valorisation des minéraux critiques et stratégiques 2020-2025

Dans le Plan québécois pour la valorisation des minéraux critiques et stratégiques 2020-2025, il est notamment prévu d'explorer le potentiel du Québec en minéraux critiques et stratégiques en les cartographiant et en collectant des données; et d'appuyer financièrement des projets en exploration, en transformation, [...] ainsi qu'en recherche et développement. Puisque les activités minières, qu'elles soient à ciel ouvert ou en galeries, ont un fort impact environnemental, il est primordial d'explorer d'autres sources de minéraux critiques et stratégiques ayant une empreinte environnementale potentiellement moins importante. La récente politique en matière de valorisation des minéraux critiques et stratégiques propose un plan d'action qui s'articule autour de la mise en valeur des ressources disponibles au Québec. La limitation d'exploitation des saumures discutée dans le projet de loi ne doit pas contrevenir à cette opportunité, étant donné le potentiel environnemental qui s'y rattache.

Avantage de l'extraction de minéraux critiques et stratégiques de saumures pompées en profondeur

L'extraction de minéraux critiques et stratégiques de saumures pompées en profondeur peut permettre d'accéder à ces minéraux sans excavation ou broyage des roches encaissantes. Plusieurs technologies permettant la concentration des minéraux d'intérêt tout en évitant le recours à des marais salants sont disponibles ou en cours de développement. Pour le lithium par exemple il serait envisageable d'avoir recours à des technologies comme l'adsorption du lithium sur des solvants inorganiques, la sorption sur une résine ou un polymère, la précipitation chimique et le procédé d'osmose inversé (Pistilli 2015, Choubey et al. 2016, Stringfellow et Dobson 2021).

Cette approche d'extraction des minéraux critiques et stratégiques peut présenter certains avantages par rapport à une exploitation minière conventionnelle, notamment du point de vue environnemental.

La saumure appauvrie peut quant à elle être réinjectée dans son réservoir d'origine pour éviter d'avoir à la traiter et maintenir la pression du réservoir sur le long terme. Ceci, en comparaison avec une exploitation minière qui génère d'importantes quantités de résidus, limite considérablement l'empreinte écologique. Enfin, l'extraction de minéraux critiques et stratégiques de saumures peut permettre de générer un produit directement sous une forme à haute valeur ajoutée, ce qui raccourcit la chaîne de valorisation.

Synergies possibles entre activités géothermiques et d'extractions de minéraux

Les bénéfices environnementaux peuvent être d'autant plus importants si l'installation peut combiner cette activité à d'autres activités favorisant la réduction des émissions de GES.

Dans le champ géothermique de Salton Sea en Californie, plusieurs opérateurs de centrales géothermiques ont récemment investi pour construire des infrastructures permettant d'ajouter l'extraction du lithium à leurs activités (McKibben et al. 2021, Stringfellow et Dobson 2021). La saumure sera pompée vers la surface, sa chaleur utilisée par la centrale pour produire de l'électricité, du lithium et éventuellement du zinc et du manganèse en seront ensuite extraits. La saumure refroidie et appauvrie en minéraux d'intérêt sera finalement réinjectée en profondeur. Cette combinaison a rendu possible un investissement majeur pour une nouvelle centrale géothermique, dont une part non négligeable des revenus proviendra de l'extraction de minéraux critiques.

La co-exploitation énergétique et minérale est également une possibilité qui est explorée en Europe dans le cadre du projet EuGeli. En décembre 2021, plusieurs kilogrammes de lithium de qualité batterie ont été produits à partir de la saumure circulant dans la centrale géothermique de Soultz-Sous-Forêts (France), d'après le Bureau de Recherches Géologiques et Minières (BRGM). Des études sont en cours pour passer à l'échelle industrielle d'exploitation.

3. Recommandations

3.1. Recommandations spécifiques à la rédaction du projet de Loi 21

Le projet de loi démontre une ouverture pour des projets pilotes visant à acquérir des connaissances géoscientifiques relatives au potentiel de production d'énergie géothermique issue de sources profondes, de séquestration de CO₂, de stockage d'hydrogène vert et d'extraction de minéraux critiques et stratégiques de la saumure (voir l'article 43). Cependant, l'utilisation de certains termes et définition dans ce même projet de loi pourrait rendre difficile la mise en œuvre de ces projets pilotes.

Recommandation 1 – Réservoir souterrain

Le terme « réservoir souterrain » dans le projet de loi pourrait être remplacé par « réservoir souterrain d'hydrocarbures », en retirant les mots « pouvant contenir » des hydrocarbures de la définition. La définition actuellement trop large inclut des formations rocheuses poreuses et perméables permettant le développement des filières énergétiques et de stockage durable. La définition non amendée pourrait empêcher l'exécution des projets pilotes et, à plus long terme, l'adoption des technologies visées.

La présence d'une formation rocheuse poreuse et perméable en profondeur et donc sa caractérisation préalable sont nécessaires pour le développement des ressources géothermiques profondes avec puits ouverts, de stockage d'hydrogène ou de CO₂ et pour l'extraction de minéraux critiques de la saumure (voir le fonctionnement des systèmes géothermiques en boucle ouverte donnée en exemple en 2.1). La définition de « réservoir souterrain » utilisée dans le projet de loi est très large et inclut ces formations. En effet, d'après cette définition, peut être qualifié de « réservoir souterrain » tout environnement géologique présent en sous-surface contenant ou pouvant contenir notamment des hydrocarbures dans un réseau de porosité naturelle ou dans la roche mère. Or, les caractéristiques hydrauliques qui font d'une formation rocheuse une formation cible pour l'exploitation en boucle ouverte de ressources géothermiques profondes, le stockage de CO₂ ou d'hydrogène (c'est-à-dire le « réseau de porosité naturelle ») en font également un bon réservoir pour stocker du gaz naturel. Le terme « pouvant contenir » pose donc problème. En effet, même si ces formations ne contiennent pas naturellement d'hydrocarbures, elles pourraient techniquement être utilisées pour en stocker.

Le terme « réservoir souterrain » dans le projet de loi pourrait être remplacé par « réservoir souterrain d'hydrocarbures » et les mots « pouvant contenir » des hydrocarbures devraient être retirés de la définition. Une teneur minimale en hydrocarbures à partir de laquelle une formation est considérée comme un réservoir souterrain d'hydrocarbures pourrait de plus être ajoutée à cette définition. Cela permettrait d'éviter d'inclure des réservoirs contenant des hydrocarbures à l'état de traces dans l'appellation « réservoirs souterrains d'hydrocarbures » alors qu'ils pourraient servir à la transition énergétique.

Recommandation 2 - Géothermie profonde

Pour éviter toutes confusions avec les ressources géothermiques superficielles, il faudrait définir ce qu'est une ressource géothermique superficielle versus profonde.

Le terme « géothermie profonde » utilisé dans le projet de loi demeure vague. Au Québec, des systèmes de pompes à chaleur géothermique sont déjà utilisés dans un grand nombre de bâtiments. Elles permettent de chauffer et climatiser de façon efficace des bâtiments de toutes sortes, soit des maisons, écoles, hôpitaux, édifices commerciaux et même l'agrandissement de l'Assemblée nationale à Québec. Les systèmes de pompes à chaleur géothermique exploitent généralement des ressources superficielles via des puits ou des échangeurs de chaleur aménagés à quelques centaines de mètres de profondeur (généralement moins de 200 m de profondeur). L'installation de systèmes de pompes à chaleur géothermique est déjà régie par le Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection. Pour éviter toutes confusions avec les ressources géothermiques superficielles, il faudrait définir ce qu'est une ressource géothermique superficielle versus profonde. Nous pensons qu'il ne faudrait pas indiquer une limite de profondeur fixe entre les deux types de ressources, puisque les échangeurs de chaleurs associés aux systèmes géothermiques superficiels sont de plus en plus profonds, mais identifier les caractéristiques qui les distinguent. Par exemple, ce pourrait être le calibre des foreuses nécessaires à l'installation des systèmes, qui est plus important (foreuse de type pétrolière) dans le cas des ressources profondes.

Recommandation 3 - Saumure

L'interdiction d'exploiter la saumure dans le cadre d'un projet pilote (article 42) risque de freiner, voire de rendre impossibles les projets pilotes mentionnés à l'article 43. Au minimum, il convient de clarifier que l'exploitation de la saumure n'entraverait pas la récupération de sa chaleur dans des systèmes géothermiques en boucle ouverte. Sans cela, des essais pilotes nécessaires pour le développement de cette technologie seraient de fait interdits par la loi. L'interdiction d'exploiter la saumure, entraînant donc la nécessité de la réinjecter, ajoute des coûts considérables aux essais pilotes visant à caractériser les propriétés hydrauliques des formations rocheuses, nécessaires pour le développement des technologies citées à l'article 43. Une option pour réduire le coût de ces essais et ainsi les rendre plus accessibles serait de permettre aux acteurs réalisant un essai pilote d'utiliser cette saumure, sans la vendre, tant que la Loi sur la qualité de l'environnement est respectée.

Qu'est-ce que la saumure ?

De l'eau souterraine est naturellement présente dans les formations rocheuses. Dans les formations profondes, l'eau est généralement salée et est donc qualifiée de « saumure ». Sa salinité peut être d'origine — quand la formation rocheuse s'est formée au fond d'un océan —, ou peut être due à la dissolution de minéraux contenus dans les roches durant les millions d'années où eau et minéraux sont restés en contact étroit. Ces phénomènes sont souvent combinés.

L'interdiction d'exploiter la saumure dans le cadre d'un projet pilote énoncée dans l'article 42 pose problème. Premièrement, il n'est pas évident qu'avec cette interdiction, il soit possible de valider la présence de minéraux critiques et stratégiques dans la saumure, l'un des projets pourtant cités à l'article 43. Deuxièmement, avec un système géothermique en boucle ouverte, on exploite la chaleur naturelle de la saumure qui est extraite avant d'être réinjectée plus froide. En fonction de l'interprétation qui est faite de la loi, il pourrait être considéré que l'on exploite une caractéristique intrinsèque de cette saumure et donc la saumure elle-même. Il s'agirait au minimum de clarifier ce point pour être sûr que cette interdiction n'empêche pas le développement de ces technologies.

Finalement, l'interdiction d'exploiter la saumure peut nuire à des essais pilotes visant à caractériser les propriétés hydrauliques de formations rocheuses. En effet, des essais de pompage sont généralement réalisés pour déterminer la perméabilité (c'est-à-dire la capacité à laisser circuler un fluide) d'une formation. Il peut être nécessaire de pomper pendant plusieurs jours pour que le résultat de l'essai soit représentatif des formations généralement hétérogènes et d'un volume de roche significatif autour du puits. Ces essais peuvent donc produire des volumes non négligeables de saumure. S'il est obligatoire de la réinjecter dans la formation, il est alors nécessaire de trouver soit un lieu où la stocker pendant l'essai, soit un autre puits permettant de la réinjecter en temps réel. Dans les deux cas, son transport doit être organisé. Ajoutons enfin que l'opération de réinjection est techniquement plus complexe que le pompage lui-même et peut induire une augmentation de coûts considérable. L'interdiction d'exploiter la saumure dans le cadre d'un projet pilote pourrait donc limiter ou même empêcher la réalisation de tels essais pilotes. Une option pour réduire le coût de ces essais serait de permettre aux acteurs réalisant un essai pilote un usage non commercial de cette saumure, tant que la Loi sur la qualité de l'environnement est respectée.

Recommandation 4 - Durée des projets pilotes

La durée des projets pilotes fixée à 3 ans, ou 5 ans dans le cas d'une prolongation, pourrait être insuffisante pour la caractérisation du sous-sol et la mise en œuvre de nouvelles technologies complexes. Il conviendrait de permettre la prolongation de certains projets pilotes au-delà de 5 ans sur démonstration au ministère concerné de la pertinence d'une prolongation.

La durée maximale de 3 ans, prolongeable jusqu'à 5 ans par le ministre telle qu'énoncée dans l'article 44 pour un projet pilote apparaît comme trop courte. En effet, la caractérisation du sous-sol et la mise en œuvre de nouvelles technologies peuvent être complexes, ce qui augmente la durée nécessaire. Par exemple, la centrale géothermique de Soultz-Sous-Forêts, située dans le Bas-Rhin (France), a été le lieu d'un programme scientifique européen impliquant des forages, de la stimulation et des tests hydrauliques qui se sont succédé pendant une vingtaine d'années, avant que la centrale ne soit finalement mise en service en 2008. La technologie développée à Soultz était alors à l'avant-garde. Cette technologie n'avait encore été mise en œuvre que dans un seul projet, à Fenton Hill aux États-Unis, de 1972 à 1995. Le projet de Fenton Hill a permis de nombreuses avancées techniques, mais n'a jamais produit d'électricité ou de chaleur commercialement. Il est probable que, pour des projets pilotes se concentrant uniquement sur la caractérisation du milieu souterrain et l'adaptation de technologies existantes au contexte québécois, le temps nécessaire soit moins long que dans le cas de Soultz-Sous-Forêts. Cependant, pour ne pas pénaliser le développement de technologies d'avant-garde au Québec, notre recommandation serait de ne pas fixer de durée maximale pour les projets pilotes. Un projet pilote pourrait ainsi être poursuivi tant qu'un suivi et une approbation de prolongation sont acceptés auprès du ministère concerné.

3.2 Recommandations visant l'élaboration d'une stratégie nationale d'utilisation et de reconversion des puits

Recommandation 5 – Étude du potentiel de chacun de puits existants

La fermeture définitive des puits par les titulaires de licences révoquées (article 10) pose problème. Il semble y avoir une incohérence dans les exceptions prévues à la fermeture définitive des puits pour le stockage d'hydrocarbures en l'absence d'exception pour l'exploitation et le stockage d'énergies renouvelables. Il ne serait pas économique ni stratégique dans une transition accélérée vers une économie décarbonée de négliger le potentiel d'utilisation des puits existants pour des études pilotes ou même leur reconversion. Nous recommandons donc que le gouvernement du Québec procède à une étude du potentiel de chacun des puits existants avant d'amorcer toute procédure d'abandon pour des puits ne présentant pas de risques immédiats pour l'environnement. De plus, avant d'amorcer la fermeture définitive des puits, il est critique que le gouvernement du Québec lance de grandes campagnes d'acquisition de données pour évaluer les opportunités stratégiques des puits existants pour les filières de la géothermie profonde, de l'exploitation des saumures, du stockage du CO₂ ou de l'hydrogène.

L'article 10 du projet de loi indique que « le titulaire d'une licence révoquée doit procéder à la fermeture définitive des puits qui ont été forés en vertu de sa licence ». Une exception est prévue pour les puits « utilisés en vertu d'une licence de stockage au sens de la Loi sur le stockage de gaz naturel et sur les conduites de gaz naturel et de pétrole ». Dans un projet de loi voué à mettre fin à l'exploitation des hydrocarbures, il semble ici y avoir une incohérence à prévoir des exceptions à la fermeture définitive des puits pour fins le

stockage d'hydrocarbures, tandis que les projets d'exploitation et de stockage pour une transition vers une économie sobre en carbone ne sont pas sujets à une exception à la fermeture définitive.

Un suivi environnemental est réalisé par le MERN pour identifier les puits présentant des risques de fuites de méthane ou autres substances nocives pour l'environnement. Ils seront fermés en priorité. Nous sommes en complet accord avec cette approche. Cependant, nous pensons que les puits ne présentant pas de fuite ou danger immédiat pourraient non seulement être utilisés pour l'acquisition de données géoscientifiques, tel que prévu dans le projet de loi, mais que certains d'entre eux pourraient également présenter un bon potentiel pour une conversion à plus long terme pour des usages compatibles avec la transition énergétique sobre en carbone.

Recommandation 6 - Accès libre aux données d'exploration

Nous recommandons de rendre accessible gratuitement sur internet l'ensemble des données obtenues lors de toute campagne d'exploration. Il pourrait s'agir d'enrichir et moderniser la base de données existante du Système d'information géoscientifique pétrolier et gazier (SIGPEG) pour lui permettre d'intégrer les nouvelles informations.

Nous recommandons une mise à disposition dans le domaine public de l'ensemble des données obtenues lors de toute campagne d'exploration, y compris par des compagnies privées. La méconnaissance du sous-sol étant l'un des principaux freins au développement des technologies visées, une base de données commune pourrait être un outil puissant pour permettre un développement plus rapide de ces technologies. L'accès libre aux données de forage représente un moyen important dans la recherche, pour le développement et pour les investissements publics ou privés. En effet, deux bases de données entretenues par les ministères existent actuellement pour répertorier la description des forages réalisés au Québec, soit le [Système d'information hydrogéologique \(SIH\)](#) et le [Système d'information géoscientifique pétrolier et gazier \(SIGPEG\)](#). La seconde base de données pourrait être mise à jour pour héberger toute nouvelle information entourant l'exploration des réservoirs souterrains effectués dans une optique de transition énergétique. La seconde base de données pourrait être mise à jour pour héberger toute nouvelle information entourant l'exploration des réservoirs souterrains effectués dans une optique de transition énergétique.

Opportunité de reconversion des puits existants

Le forage de nouveaux puits, nécessaires pour développer les ressources géothermiques profondes, le stockage de CO₂ ou d'hydrogène ou encore l'extraction de minéraux critiques et stratégiques de la saumure, implique des coûts importants (Marcil et al. 2019). La loi devrait permettre la reconversion d'anciens puits d'hydrocarbure strictement réglementée pour des usages limités à la transition énergétique, dans une démarche d'économie circulaire, de stimulation de l'économie verte, de création d'emplois et de réduction des GES. Il ne serait pas économique ni stratégique dans une transition accélérée vers une économie décarbonée de négliger le potentiel de reconversion des puits existants en exigeant leur fermeture avant même d'avoir caractérisé leur potentiel autre que celui lié aux hydrocarbures dont l'interdiction ferme a été annoncée. En permettant la reconversion

de puits répondants aux critères de risque environnemental et pour des activités énergétiques faible en carbone, les investissements privés pourraient diminuer l'enveloppe totale requise pour la fermeture des puits. En effet, le projet de Loi prévoit que le gouvernement épargnerait 75% des frais relatifs à la fermeture des puits, représentant une somme de 33 millions \$ pour les contribuables québécois.

Études d'opportunité de reconversion préalables à la fermeture des puits

Nous proposons de modifier l'article 10 du projet de loi pour permettre une possible reconversion des puits d'hydrocarbures sous conditions strictes.

L'abandon d'un puits est une procédure lourde qui implique généralement d'installer un ou plusieurs bouchons de ciment à l'intérieur du puits, rendant un possible réemploi impraticable et quasi impossible.

Nous recommandons donc que le gouvernement du Québec procède à une étude de chacun des puits existants en considérant une potentielle reconversion avant d'amorcer toute procédure d'abandon pour des puits ne présentant pas de risques immédiats pour l'environnement. Cette étude permettrait d'identifier les opportunités de reconversion pour chacun de ces puits en fonction de ses particularités techniques et des autres acteurs présents sur le territoire (par exemple, grands émetteurs pour le CSC, proximité d'utilisateurs de chaleur pour la géothermie). Elle permettrait également d'identifier les enjeux environnementaux et contraintes techniques associées à une possible reconversion. La décision d'autoriser la reconversion d'un puits serait prise par le ministère après l'examen de ce dossier. Si une reconversion n'est pas jugée souhaitable, le propriétaire aurait pour obligation de fermer le puits définitivement, tel que le prévoit le projet de loi actuel. Si cette recommandation est appliquée, les délais prévus dans cette procédure auraient besoin d'être redéfinis pour tenir compte du temps nécessaire à l'étude de reconversion et à son examen. Pour permettre une bonne gestion de ces dossiers, l'établissement d'un cadre réglementaire clair définissant les éléments qui doivent figurer dans l'étude et les règles de sécurité à respecter dans le cadre d'une reconversion sera nécessaire.

Exemples d'options envisageables pour la reconversion des puits

D'anciens puits d'hydrocarbures pourraient être reconvertis en puits de pompage ou réinjection pour un système géothermique en boucle ouverte (p. ex. Scafidi et al. 2019). Pour que cela soit possible, il faut que ces puits traversent une formation poreuse et perméable appropriée pour ce type de technologies. Si le puits en question ne produisait que peu ou pas d'hydrocarbures, il pourrait être reconverti en puits géothermique, le peu d'hydrocarbure produit étant réinjecté dans le réservoir. De la saumure a cependant besoin d'être pompée à des débits conséquents pour produire une quantité adéquate d'énergie géothermique, en particulier si une ressource de température modérée est exploitée. Or les puits d'hydrocarbure ont le plus souvent été conçus de manière à coproduire le moins d'eau douce ou de saumure possible. Il pourrait donc être nécessaire de modifier les anciens puits d'hydrocarbure pour permettre une augmentation de la production ou capacité d'injection de saumures dans le réservoir. Dans des cas où la formation cible ne serait pas assez perméable, certains auteurs proposent de stimuler le roc pour augmenter sa perméabilité autour du puits. Ces technologies permettent de rouvrir des fractures existantes pour augmenter le débit de circulation du fluide dans la formation visée grâce à une stimulation hydraulique, chimique ou encore thermique (p. ex. Caulk et Tomac 2017). Cependant, selon le US Geological Survey, la fracturation hydraulique ou l'injection de fluides résiduels dans le sous-sol a entraîné un accroissement des tremblements de terre au centre des États-Unis. Le tremblement de terre le plus important associé à la fracturation hydraulique a été répertorié au Texas (États-Unis) en 2018. Dans le cas d'une exploitation

des ressources géothermiques, une stimulation localisée autour du puits, moins susceptible de générer des tremblements de terre perceptibles par les habitants pourrait être suffisante. Le type de stimulation envisagé et les risques associés devraient être bien caractérisés et encadrés avant l'autorisation de tout projet.

Bien que la quantité de chaleur pouvant être produite soit moindre, un ancien puits d'hydrocarbures pourrait également faire l'objet d'une reconversion en échangeur de chaleur à circuit fermé. Comparé à des échangeurs en boucle ouverte, ce type de système aurait pour avantages non seulement de permettre la reconversion de puits qui ne traversent pas de formations suffisamment perméables pour l'utilisation d'un système en boucle ouverte, mais aussi d'éviter toute coproduction d'hydrocarbures, et de minimiser les problèmes de corrosion et colmatage des installations. Cette solution est testée en ce moment à Kiskunhalas en Hongrie par *MS Energy Solutions*. Un échangeur en boucle fermée de la technologie *We Heat* y a été installé dans un ancien puits d'hydrocarbures. Le système a une puissance thermique d'environ 0,5 MW, ce qui serait suffisant pour chauffer un bâtiment bien isolé de 20 000 à 30 000 m², ou alternativement une serre de 1 à 1,5 hectare. D'autres projets de ce type sont également en cours, notamment au Royaume-Uni. Au Québec, une étude réalisée à l'INRS a démontré qu'en aménageant un échangeur de chaleur de 2000 m de profondeur dans un ancien puits d'hydrocarbures avec un système de pompe à chaleur, il serait possible de produire environ 1400 MWh d'énergie nette pendant la première année de fonctionnement (énergie thermique produite moins électricité consommée) en supposant une opération continue. Cela correspond à la consommation de chaleur d'une cinquantaine de maisons typiques québécoises. Il est cependant important de garder à l'esprit que dans les faits, la production devra être modulée de manière à s'adapter à la demande et ne sera donc pas continue. Il est donc à prévoir que la production de chaleur soit inférieure à ce qui a été modélisé en considérant une utilisation toute l'année en continu.

Dans ces deux cas, la chaleur géothermique ne peut pas être transportée sur de grandes distances. Ce type de reconversion d'un puits pétrolier ou gazier pourrait néanmoins être déployé pour chauffer des bâtiments existants situés à proximité, ou pour chauffer de nouveaux bâtiments s'installant sciemment à côté de cette source de chaleur renouvelable. Dans le but d'accélérer les démarches du gouvernement en vue d'une plus grande autonomie alimentaire, le développement de nouvelles serres chauffées à l'aide de ces systèmes pourrait être envisagé en zones rurales en installant les bâtiments stratégiquement à proximité des puits à fort potentiel de production de chaleur géothermique.

Les anciens puits de gaz et d'hydrocarbures sont également de potentiels sites pour le stockage géologique du CO₂. Le projet Porthos prévoit le transport de CO₂ capté par différentes compagnies dans la région de Rotterdam à une vingtaine de km des côtes. Le CO₂ sera ensuite injecté dans 3 anciens réservoirs de gaz situés à 3 km de profondeur sous la mer du Nord. La capacité de stockage est évaluée à 37 millions de tonnes de CO₂ (2,5 millions sur 15 ans) (Global CCS institute, 2021). Ceci permettrait de stocker l'équivalent des émissions des cimenteries québécoises sur 15 années.

3.3 Recommandation visant l'élaboration d'un cadre réglementaire clair

Recommandation 7 – Cadre réglementaire clair et précis

Le gouvernement doit rédiger un cadre réglementaire clair et précis pour l'exploration et l'exploitation des ressources géothermiques profondes, des activités de stockage d'hydrogène vert et de CO₂ ainsi que de l'extraction de minéraux critiques et stratégiques à partir de la saumure afin que les institutions de recherche ou les entreprises privées conçoivent leur projet en fonction de celui-ci. L'approbation et la détermination des cas d'infraction ne peuvent se faire au cas par cas par le ministre car elle laisse peu de prévisibilité aux acteurs. La démarche à suivre et les informations requises mériteraient d'être clarifiées. Un cadre réglementaire précis assurera le respect de bonnes pratiques en matière de protection de l'environnement dans ces projets. De plus, cela permettrait de donner plus de prévisibilité pour les entreprises qui voudraient investir dans ces domaines, mais qui pourraient percevoir l'absence de réglementation comme un risque financier.

Un cadre réglementaire clair et précis est nécessaire pour le bon développement des ressources géothermiques profondes, des activités de stockage d'hydrogène vert et de CO₂ ainsi que de l'extraction de minéraux critiques et stratégiques de la saumure. En effet, les acteurs d'un projet, qu'ils soient rattachés à une institution de recherche ou qu'ils proviennent des entreprises privées, ont besoin de connaître la réglementation qu'ils devront respecter dès les toutes premières phases de leur projet, de manière à pouvoir le concevoir en fonction de celle-ci et estimer les coûts en amont.

Dans ce contexte, il apparaît que des précisions additionnelles sur les règles à respecter pour un projet pilote dans un ancien puits d'hydrocarbures, et documents à soumettre pour que celui-ci soit approuvé sont nécessaires. En effet, il est indiqué dans l'article 43 du projet de loi qu'un tel essai pourrait être autorisé par arrêté du ministre. Les normes et obligations applicables, ainsi que les dispositions du projet dont la violation constitue une infraction seraient déterminées au cas par cas par le ministre. Cette mesure permettrait de réaliser quelques projets pilotes à court terme en supposant des échanges répétés entre les acteurs du projet et le ministère pour en définir toutes les modalités. Cependant, elle laisse peu de prévisibilité aux acteurs d'un projet pour qui il sera difficile de déterminer avant de faire leur demande si leur projet pilote est susceptible de recevoir une autorisation. La démarche à suivre pour faire la demande elle-même et les informations requises dans cette demande mériteraient également d'être clarifiées.

Suivant l'adoption du présent projet de loi, nous recommandons de définir un cadre réglementaire clair et précis encadrant le développement des ressources géothermiques profondes, des activités de stockage d'hydrogène vert et de CO₂ ainsi que de l'extraction de minéraux critiques et stratégiques de la saumure. Cette réglementation assurera le respect de bonnes pratiques en matière de protection de l'environnement dans ces projets. De plus, cela permettrait de donner plus de prévisibilité (mettre en confiance et permettre de développer des projets bien orientés dès le départ) aux entreprises qui voudraient investir dans ces domaines, mais qui pourraient percevoir l'absence de réglementation comme un risque financier.

4. Conclusions

En terminant, nous encourageons le gouvernement à investir dans des projets pilotes pour favoriser l'utilisation des réservoirs souterrains compatibles avec la transition énergétique vers une utilisation exclusive de sources d'énergie à faibles émissions de carbone. Au-delà du projet de loi actuel, le gouvernement devrait se positionner comme leader pour financer des projets pilotes de production d'énergie géothermique, de séquestration du CO₂ et de stockage souterrain d'hydrogène. Le potentiel de contribuer à la transition énergétique par une utilisation des réservoirs souterrains est substantiel et il ne faudrait pas en priver le Québec. Près de 40% de l'énergie consommée par la province provient actuellement de sources fossiles. Pour tourner définitivement le dos aux énergies fossiles, nous aurons assurément besoin de valoriser nos réservoirs souterrains présents dans le sud Québec, des Basses-Terres du Saint-Laurent à la Gaspésie. La capture et la séquestration du CO₂ doivent être strictement balisées afin de ne pas servir de prétexte pour maintenir ou retarder la sortie de notre dépendance aux hydrocarbures.

Ce serait une excellente opportunité de stimuler une économie verte tout en créant des emplois, pour démontrer que le gouvernement souhaite profondément accélérer la transition énergétique en se dotant des outils et d'un plan nécessaire à l'atteinte de ses objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Pour arriver à décarboniser notre économie, il faut des moyens ambitieux qui impliquent des acteurs à tous les niveaux, dont le secteur des sciences de la Terre et de l'environnement qui possèdent l'expertise pour valoriser le potentiel des réservoirs souterrains dans une optique de lutte aux changements climatiques. Les experts du Centre Eau Terre Environnement de l'Institut national de la recherche scientifique peuvent appuyer le gouvernement québécois dans cette transition.

5. Références

Baria, R., J. Baumgärtner, A. Gérard, R. Jung et J. Garnish (1999). "European HDR research programme at Soultz-sous-Forêts (France) 1987–1996." *Geothermics* 28(4): 655-669.

Bédard, K., F.-A. Comeau, J. Raymond, E. Gloaguen, M. Malo et M.-A. Richard (2020). "Deep geothermal resource assessment of the St. Lawrence Lowlands sedimentary basin (Québec) based on 3D regional geological modelling." *Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources* 6(3): 46.

Bureau des ressources géologiques et minières (2022) "Combining lithium production and geothermal energy: a successful completion to the EuGeLi project" consulté le 2022-02-17 depuis <https://www.brgm.fr/fr/actualite/actualite/coupler-production-lithium-geothermie-succes-projet-eugeli>

Caulk, R. A. et I. Tomac (2017). "Reuse of abandoned oil and gas wells for geothermal energy production." *Renewable Energy* 112: 388-397.

Choubey, P. K., M.-s. Kim, R. R. Srivastava, J.-c. Lee and J.-Y. Lee (2016). "Advance review on the exploitation of the prominent energy-storage element: Lithium. Part I: From mineral and brine resources." *Minerals Engineering* 89: 119-137.

Davies, G. F. (1980). "Thermal histories of convective Earth models and constraints on radiogenic heat production in the Earth." *Journal of Geophysical Research: Solid Earth* 85(B5): 2517-2530.

Duchane, D. et D. Brown (2002). "Hot dry rock (HDR) geothermal energy research and development at Fenton Hill, New Mexico." *Geo-Heat Centre Quarterly Bulletin* 23.

Global CCS institute (2021). *The Global Status of CCS: 2021*. Australia

Gouvernement du Québec, "Plan québécois pour la valorisation des minéraux critiques et stratégiques 2020-2025" consulté le 2022-02-21 depuis <https://www.quebec.ca/gouvernement/politiques-orientations/plan-quebecois-valorisation-mineraux-critiques-strategiques>

Gouvernement du Québec. (2021, 2021-10-26). "2030 Plan pour une économie verte 2030." consulté le 2022-01-17, 2022, depuis <https://www.quebec.ca/en/government/policies-orientations/plan-green-economy>

Gouvernement du Québec (2009-2022). Projets d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines (PACES) consulté le 2022-02-21 depuis <https://www.environnement.gouv.qc.ca/eau/souterraines/programmes/acquisition-connaissance.htm>

Holmberg, H., J. Acuña, E. Næss and O. K. Sønju (2016). "Thermal evaluation of coaxial deep borehole heat exchangers." *Renewable Energy* 97: 65-76.

IPCC, 2005: IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Metz, B., O. Davidson, H. C. de Coninck, M. Loos, and L. A. Meyer (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 442 pp.

Kurnia, J. C., M. S. Shatri, Z. A. Putra, J. Zaini, W. Caesarendra et A. P. Sasmito (2022). "Geothermal energy extraction using abandoned oil and gas wells: Techno-economic and policy review." *International Journal of Energy Research* 46(1): 28-60.

Lau, H. C., Ramakrishna, S., Zhang, K., & Radhamani, A. V. (2021). The Role of Carbon Capture and Storage in the Energy Transition. *Energy & Fuels*, 35(9), 7364-7386. doi:10.1021/acs.energyfuels.1c00032
Law, R., D. Bridgland, D. Nicholson and M. Chendorain (2015). *Heat extraction from deep single wells*. Proceedings World Geothermal Congress.

- Lund, J. W. et A. N. Toth (2021). "Direct utilization of geothermal energy 2020 worldwide review." *Geothermics* 90: 101915.
- Malo et al., (2014) RAPPORT SYNTHÈSE 2008-2013 Chaire de recherche sur la séquestration géologique du CO₂. Rapport R-1492. Institut national de la recherche scientifique.
- Marcil, J-S, Pasquier, P et Lévesque, M (2019) – Valoriser les investissements en géo-énergie en utilisant des puits profonds d'hydrocarbures non productifs pour extraire de l'énergie géothermique. Congrès annuel Québec Mines+Énergie, Québec, Canada.
- McKibben, M , Elders, W et Raju, A (2021)_ Lithium and Other Geothermal Mineral and Energy Resources Beneath the Salton Sea. *Crisis at the salton sea: The Vital Role of Science, 2021*
- Menjöz, A. et J. P. Sauty (1982). "Characteristics and effects of geothermal resources exploitation." *Journal of Hydrology* **56**(1): 49-59.
- Osman, A.I., Hefny, M., Abdel Maksoud, M.I.A. *et al.* Recent advances in carbon capture storage and utilisation technologies: a review. *Environ Chem Lett* **19**, 797–849 (2021). <https://doi.org/10.1007/s10311-020-01133-3>
- Pistilli, M., 2015. POSCO Lithium Brine Processing Technology Could be a Game Changer. <<http://lithiuminvestingnews.com/7146/posco-lithium-brine-processing-technology-extraction-li3-energy-simbol-chile-signumbox/>> (assessed 23 March 2015).
- Rivera Diaz, A., E. Kaya et S. J. Zarrouk (2016). "Reinjection in geothermal fields – A worldwide review update." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **53**: 105-162.
- Saidi, A. and B. Abada (2007). "La biométhanisation: une solution pour un développement durable." *Rev. Energ. Ren.: CER* **7**: 31-35.
- A., Uibu, M., Caramanna, G., Kuusik, R., & Maroto-Valer, M. (2014). A review of mineral carbonation technologies to sequester CO₂. *Chemical Society Reviews*, *43*(23), 8049-8080.
- Saskpower (2022). BD3 status update : January 2022 <https://www.saskpower.com/about-us/our-company/blog/bd3-status-update-january-2022> (consultée le 20 février 2022 à 17h20)
- Scafidi, J. et S. M. Gilfillan (2019). "Offsetting Carbon Capture and Storage costs with methane and geothermal energy production through reuse of a depleted hydrocarbon field coupled with a saline aquifer." *International Journal of Greenhouse Gas Control* 90: 102788.
- Scott, V., Gilfillan, S., Markusson, N., Chalmers, H., & Haszeldine, R. S. (2013). Last chance for carbon capture and storage. *Nature Climate Change*, *3*(2), 105-111. doi:10.1038/nclimate1695
- Stringfellow, W. T. et P. F. Dobson (2021). "Technology for the Recovery of Lithium from Geothermal Brines." *Energies* *14*(20): 6805.
- Tanase, I. E. (2016). "Geothermal reinjection in sedimentary basins." *UNU Geothermal Training Programme, Reports* (39).
- Tarkowski, R. (2019). "Underground hydrogen storage: Characteristics and prospects." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* *105*: 86-94.
- Yu, X., M. T. Hurley, T. Li, G. Lei, A. Pedarla et A. J. Puppala (2020). "Experimental feasibility study of a new attached hydronic loop design for geothermal heating of bridge decks." *Applied Thermal Engineering* *164*: 114507.