

Étude sur l'évaluation du potentiel en hydrogène naturel au Québec

Rapport de synthèse

État des connaissances géologiques, géophysiques et géochimiques

Stephan **Séjourné**

Félix-Antoine **Comeau**

Michel **Malo**

Maxime **Claprood**

Geneviève **Bordeleau**

Bernard **Giroux**

Erwan **Gloaguen**

Maria Luísa **Moreira dos Santos**

Jasmin **Raymond**

Rapport de recherche R2186

30 juin 2023

**IN
RS**

Institut national
de la recherche
scientifique

La préparation de ce document a été rendue possible grâce à la contribution financière du Ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie et à la participation des personnes suivantes :

ANALYSE ET RÉDACTION

Stephan Séjourné, géo., Ph.D.
Président d'Enki GéoSolutions inc.

Félix-Antoine Comeau, géo., M.Sc.
Professionnel de recherche
Institut national de la recherche scientifique

Michel Malo, géo., Ph.D.
Professeur honoraire
Institut national de la recherche scientifique

Maxime Claprood, géo., Ph.D.
Professionnel de recherche
Institut national de la recherche scientifique

Geneviève Bordeleau, Ph.D.
Professeure adjointe
Institut national de la recherche scientifique

Bernard Giroux, géo., Ph.D.
Professeur titulaire
Institut national de la recherche scientifique

Erwan Gloaguen, géo., Ph.D.
Professeur titulaire
Institut national de la recherche scientifique

Maria Luisa Moreira dos Santos, B.Sc.
Étudiante à la maîtrise
Institut national de la recherche scientifique

Jasmin Raymond, géo., Ph.D.
Professeur titulaire
Institut national de la recherche scientifique

© Institut national de la recherche scientifique & Ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie, 2024.

Référence à citer

Séjourné, S, Comeau, F.A., Malo, M., Claprood, M., Bordeleau, G., Giroux, B., Gloaguen, E., Moreira dos Santos, M.L., Raymond, j., 2023. *Étude sur l'évaluation du potentiel en hydrogène naturel au Québec. Rapport de synthèse : État des connaissances géologiques, géophysiques et géochimiques*. Préparé pour le Ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie. Institut national de la recherche scientifique, Centre Eau Terre Environnement, Québec. Rapport de recherche R2186, 79 p. <https://espace.inrs.ca/id/eprint/13573/>

Étude sur l'évaluation du potentiel en hydrogène naturel au Québec

Rapport de synthèse

État des connaissances géologiques, géophysiques et géochimiques

Stephan Séjourné

Félix-Antoine Comeau

Michel Malo

Maxime Claprood

Geneviève Bordeleau

Bernard Giroux

Erwan Gloaguen

Maria Luisa Moreira dos Santos

Jasmin Raymond

Rapport de recherche R2186

30 juin 2023

TABLE DES MATIÈRES

Résumé.....	9
1. Introduction	15
1.1 Mise en contexte.....	15
1.2 Description du contenu du rapport	15
1.3 Portée et limitations de l'étude.....	16
2. Synthèse des connaissances actuelles	19
2.1 Principales sources	19
2.2 Exemples représentatifs d'occurrences et d'accumulations.....	21
2.3 Compréhension des pièges.....	22
3. Bassins sédimentaires du sud du Québec	27
3.1 Définition des secteurs d'intérêt.....	27
3.2 Potentiel dans les secteurs étudiés.....	29
3.2.1 Complexes ophiolitiques (Secteurs A1 et A2).....	29
3.2.2 Intrusions montérégiennes (Secteur B).....	29
3.2.3 Fractures crustales (Secteurs C1 à C8).....	30
3.2.4 Roches mères profondes (Secteur D)	31
3.2.5 Couverture des Adirondacks (Secteur E)	31
3.2.6 Intrusions mafiques de Gaspésie (Secteur F).....	32
3.3 Analyses de gaz.....	32
4. Bouclier canadien du Québec	33
4.1 Définition des secteurs d'intérêt.....	33
4.2 Potentiel dans les secteurs étudiés.....	35
4.2.1 Bassins sédimentaires.....	35
4.2.2 Mines d'or	36
4.2.3 Kimberlites	36
4.2.4 Intrusions alcalines	36
5. Classement.....	37
5.1 Méthodologie	37
5.2 Résultats – Bassins sédimentaires du sud du Québec	38
5.3 Résultats – Bouclier canadien	41
6. Géophysique.....	43
6.1 Cible géophysique	43
6.2 Inventaire des données géophysiques disponibles	43
6.3 Pertinence des données de sismique-réflexion.....	46
6.4 Méthodes d'imagerie.....	47
7. Géochimique.....	49
7.1 Mise en contexte.....	49
7.2 Identification des failles potentiellement perméables	50
7.3 Inventaire comparatif des techniques de mesure géochimique disponibles.....	53
7.3.1 Dispositif d'échantillonnage.....	53

7.3.2	Mesures <i>in situ</i>	54
7.3.3	Mesures en laboratoire	54
7.3.4	Aperçu des coûts	55
8.	Développement de la filière dans le monde	57
8.1	Recherche académique.....	57
8.2	Exploration et production.....	58
8.2.1	Exploration	58
8.2.2	Production	59
8.2.3	Estimation des volumes.....	60
8.3	Encadrement réglementaire.....	64
9.	Recommandations et conclusions.....	67
10.	Remerciements.....	69
11.	Références.....	71
	Annexes hors texte	79
	Annexe 1. Synthèse des connaissances scientifiques actuelles sur les sources et les occurrences d'hydrogène naturel pertinentes dans le contexte géologique du Québec	79
	Annexe 2. Définition et inventaire des secteurs de roches sources potentielles pour l'hydrogène naturel – 1. Bassins sédimentaires du sud du Québec.....	79
	Annexe 3. Définition et inventaire des secteurs de roches sources potentielles pour l'hydrogène naturel – 2. Bouclier canadien.....	79
	Annexe 4. État des connaissances sur les méthodes géophysiques pour la recherche de l'hydrogène naturel, et inventaire des données pertinentes pour le Québec	79
	Annexe 5. État des connaissances géochimiques pour la détection de l'hydrogène, et inventaire des données géochimiques existantes permettant d'identifier des remontées de fluides profonds dans les bassins sédimentaires du sud du Québec.....	79

LISTES DES FIGURES

Figure 1. Carte de localisation des secteurs de sources potentielles d'hydrogène dans le sud du Québec	28
Figure 2. Carte de localisation et notation des secteurs de sources potentielles d'hydrogène dans le Bouclier canadien.....	34
Figure 3. Carte de localisation et notation des secteurs de sources potentielles d'hydrogène dans le sud du Québec.....	40
Figure 4. Carte de localisation et notation des secteurs de sources potentielles d'hydrogène dans le Bouclier canadien.....	42
Figure 5. Carte de situation des zones d'intérêt pour l'inventaire des données géophysiques	45
Figure 6. Concentrations en matières dissoutes totales dans les eaux souterraines du sud du Québec	52
Figure 7. Comparaison des coûts de mesure de l'hydrogène et des autres gaz associés à l'aide de détecteurs multigaz portatifs (<i>in situ</i>) ou d'analyses en laboratoire (<i>ex situ</i>)	55
Figure 8. Compilation non-exhaustive du nombre de publications scientifiques consacrées à l'hydrogène naturel	58

LISTES DES TABLEAUX

Tableau 1. Classification retenue pour noter les attributs des différents secteurs d'intérêt pour l'hydrogène naturel au Québec	37
Tableau 2. Sommaire du classement des différents secteurs d'intérêt pour les roches sources d'hydrogène naturel dans le sud du Québec	39
Tableau 3. Sommaire du classement des différents secteurs d'intérêt pour les roches sources d'hydrogène naturel dans le Bouclier canadien	41
Tableau 4. Identification des zones d'intérêt pour l'inventaire des données géophysiques	44
Tableau 5. Compilation de quatre estimations de la ressource en hydrogène pour différents sites prospectifs dans le monde.....	63
Tableau 6. Comparaison entre les volumes récupérables et la production d'hydrogène d'un électrolyseur, en nombre d'années.....	63
Tableau 7. Compilation de l'estimation des flux d'hydrogène naturel dans le sol de dépressions circulaires dans trois localités représentatives dans le monde, et comparaison avec le taux de production d'hydrogène par un électrolyseur pendant une heure de fonctionnement	63

RÉSUMÉ

L'hydrogène naturel est une ressource émergente qui bénéficie déjà d'une large reconnaissance académique dans le monde et qui fait désormais l'objet d'un intérêt particulier de la part de l'industrie. Les efforts pour mettre cette ressource en valeur sont encore au stade de l'exploration, à l'exception d'un projet pilote de production au Mali, mais déjà certains États adaptent leur cadre réglementaire en conséquence. Cette source d'énergie sans carbone pourrait devenir un élément important de la transition énergétique, en complément à l'hydrogène vert.

Le présent travail s'est attaché à :

- 1) Dresser et expliciter l'état des connaissances géologiques actuelles sur les sources et les occurrences d'hydrogène naturel dans le monde, en se concentrant sur les environnements géologiques pertinents pour le Québec
- 2) Définir et inventorier les secteurs propices à la présence de roches pouvant avoir produit de l'hydrogène naturel au cours de leur histoire géologique et cataloguer les occurrences d'hydrogène rapportées dans la littérature au Québec
- 3) Faire la revue actualisée des méthodes géophysiques pour la recherche de l'hydrogène, et dresser l'inventaire des données géophysiques disponibles
- 4) Dresser l'inventaire des méthodes géochimiques disponibles pour détecter l'hydrogène et réaliser une identification préliminaire des zones de failles potentiellement perméables dans le bassin sédimentaire des Basses-Terres du Saint-Laurent.
- 5) Présenter succinctement un tour d'horizon de la filière hydrogène naturel, telle qu'elle se dessine aujourd'hui dans le monde
- 6) Proposer des recommandations pour valider la présence d'hydrogène naturel au Québec et, éventuellement, mettre en valeur cette nouvelle ressource

État des connaissances géologiques

Parmi les différents mécanismes géologiques connus comme pouvant produire de l'hydrogène naturel, les plus pertinents en contexte québécois incluent : 1) l'altération hydrothermale et particulièrement le processus de serpentinisation des roches mafiques et ultramafiques; 2) la radiolyse de l'eau en présence de roches faiblement radioactives, tels les granites; 3) la décomposition de la matière organique des shales par enfouissement ou par métamorphisme de contact; ainsi que 4) le dégazage du manteau et du noyau.

Présentement, l'exploration pour l'hydrogène naturel dans le monde est principalement concentrée dans les bassins sédimentaires, d'une part parce que les données de l'industrie pétrolière permettent d'évaluer rapidement la présence de différents types de gaz en sous-surface, tels l'hydrogène et l'hélium, d'autre part parce que les bassins sédimentaires contiennent des roches couvertures à même de retenir au moins en partie l'hydrogène, dans des quantités plus ou moins importantes, de la même manière que les hydrocarbures. D'autres types de réservoirs potentiels peuvent toutefois être envisagés et commencent à retenir l'attention pour l'exploration, en particulier les roches cristallines du socle, qui sont aussi souvent elles-mêmes des roches sources

pour l'hydrogène naturel. Il reste encore beaucoup de zones d'ombres à investiguer avant de pouvoir comprendre les propriétés des environnements géologiques qui sont les plus propices à la découverte d'accumulations exploitables d'hydrogène naturel. Ceci est dû notamment à la diversité des roches sources pouvant produire l'hydrogène, et à la réactivité de ce gaz avec les phases minérales et organiques avec lesquelles il peut être en contact.

Contrairement aux réservoirs d'hydrocarbures qui s'épuisent à mesure qu'on les produit, la charge en gaz des réservoirs d'hydrogène apparaît au contraire transitoire, le réservoir étant parfois encore alimenté aujourd'hui par la source. Dans certaines conditions, il est envisageable que cette recharge soit renouvelable à l'échelle humaine.

Inventaire non-exhaustif des roches sources potentielles et des occurrences

Des roches pouvant produire naturellement de l'hydrogène ont été identifiées dans différents contextes géologiques du Québec, autant dans les bassins sédimentaires du sud de la province que dans les roches cristallines et les bassins du Bouclier canadien. Cet inventaire repose sur les données disponibles qui ont été consultées, mais il doit encore être validé par l'étude des caractéristiques des roches considérées et par des mesures sur le terrain.

Dans le sud du Québec, les régions qui retiennent le plus l'attention sont celles qui correspondent aux intrusions mafiques des Collines montérégiennes en Montérégie ainsi qu'aux roches ultramafiques des complexes ophiolitiques de l'Estrie et de la Gaspésie. Dans le Bouclier, les régions d'intérêt privilégié sont les ceintures de roches vertes archéennes de l'Abitibi ainsi que les bassins sédimentaires de Mistassini et des Monts Otish. D'autres secteurs ont également été identifiés dans le sud du Québec et dans le Bouclier, pour lesquels les données suggèrent un potentiel moindre ou une plus grande incertitude. Enfin, l'absence de données probantes à l'heure actuelle dans les régions qui n'ont pas été considérées ici ne doit pas fermer définitivement la porte aux recherches dans ces régions.

Par ailleurs, des analyses de gaz ponctuelles témoignent localement de la présence d'hydrogène en faible concentration dans certaines régions du Québec. Ces jeux de données sont délicats à exploiter, car l'hydrogène analysé est parfois causé par une contamination ou un artefact. Dans les cas où la possibilité d'une contamination ou d'un artefact a pu être écartée, des concentrations en hydrogène de l'ordre de 0,1 à 0,5% voire 2,5% ont été documentées dans des puits d'hydrocarbures du sud du Québec. De même, dans le Bouclier canadien, des analyses de gaz dissous provenant de l'eau de formation échantillonnée dans des mines d'or d'Abitibi présentent des concentrations en hydrogène allant jusqu'à 3,6%. De l'hydrogène est également documenté dans des inclusions fluides dans le bassin sédimentaire de Mistassini (28 à 92% d'hydrogène) et le pluton du Lac Brisson (jusqu'à 35% d'hydrogène). Bien que peu représentatives à l'échelle régionale, ces valeurs sont considérées comme des indices probants compte tenu du fait qu'elles coïncident spatialement avec la présence de roches sources potentielles. Par ailleurs, la localisation de ces échantillons ne répond pas nécessairement à des objectifs d'exploration pour l'hydrogène naturel, ce qui peut induire un effet de loupe sur des « faux négatifs » et masquer le potentiel pour l'hydrogène à une échelle plus régionale.

Enfin, un classement relatif des différents secteurs d'intérêt a été élaboré sur la base de quatre critères : 1) la qualité des données géologiques locales, 2) l'existence et la valeur d'analogues ailleurs dans le monde, 3) la nature des roches réservoirs qui pourraient éventuellement être chargées en hydrogène et 4) la proximité avec des utilisateurs finaux. Le classement général et la localisation des différents secteurs d'intérêt sont présentés à la Figure A. Une note maximale ne signifie pas qu'il y a 100% de chances que de l'hydrogène soit produit dans un secteur donné, car la notation est relative aux autres secteurs.

Méthodes géophysiques et inventaire des données disponibles

Les cibles géophysiques qui sont privilégiées ici pour la recherche d'hydrogène naturel sont principalement représentées par les formations riches en fer et par les anomalies en Thorium et en Uranium. La très forte réactivité de l'hydrogène rend peu probable la détection directe d'émanations depuis la surface par des méthodes géophysiques. En revanche, les quantités importantes de fer impliquées dans certains types de roches sources d'hydrogène font de la méthode aéromagnétique une méthode particulièrement bien adaptée à cette étude. Les anomalies radioactives quant à elles, pourraient refléter un enrichissement local dû à la remontée de fluides ou de matériaux profonds, susceptibles de créer également des anomalies thermiques. Dans les deux cas, les opérations hélicoptères sont parfaitement adaptées aux dimensions de ces sources car elles permettent de réaliser des levés de très haute résolution lorsqu'effectués à très basse hauteur et avec des lignes de vol très serrées.

Outre les mesures du champ magnétique terrestre et les mesures spectrométriques du rayonnement gamma, les méthodes géophysiques les plus pertinentes qui ont été considérées incluent également les mesures du flux de chaleur, les mesures magnétotelluriques pour la recherche des failles profondes et les mesures électromagnétiques pour localiser des conducteurs riches en sulfures de fer. Un inventaire des données disponibles a été réalisé à partir des données géophysiques collectées entre 1970 et mars 2023 dans les zones d'intérêts identifiées dans le cadre de la présente étude. La majorité des levés répertoriés sont d'origine privée et portent sur des zones restreintes. À l'inverse, les projets publics sont moins nombreux mais s'étendent sur des superficies beaucoup plus vastes et permettent généralement de couvrir toutes les zones d'intérêt géologique identifiées. Des données de sismique-réflexion sont également disponibles, principalement dans le sud du Québec. Cette technique permet principalement de définir la géométrie des assemblages rocheux en sous-surface (sources et réservoirs), mais pas de détecter l'hydrogène spécifiquement.

Enfin, les méthodes d'imagerie aérienne ou satellitaire peuvent permettre de repérer des dépressions de surface si celles-ci possèdent la résolution spatiale appropriée. De telles dépressions de surface sont associées à des émanations d'hydrogène dans plusieurs sites bien documentés ailleurs dans le monde. Plusieurs types de données d'imagerie et satellitaires sont publiquement disponibles pour l'ensemble du Québec. Les deux principales sources de données sont les images de relief et les images satellites, dont la résolution est trop faible pour permettre de détecter les dépressions de surface potentiellement générées par l'hydrogène mais qui peuvent être utiles lorsque combinées avec les données de failles régionales et locales pour détecter les grandes zones de déformation. Les données LIDAR, de résolution spatiale beaucoup plus fine et adéquate pour identifier les dépressions de surface, sont disponibles au sud du 52e parallèle. Deux constats s'imposent sur l'analyse des images aéroportées ou satellites : 1) les zones d'intérêts sont trop

larges pour permettre une détection et une interprétation manuelle des dépressions circulaires pouvant s'y trouver et 2) une grande partie de la zone d'étude (le Bouclier canadien) se trouve dans une région de pergélisol où l'action des glaciers a laissé des traces qui peuvent être confondues avec d'éventuelles anomalies circulaires associées à l'hydrogène. Dans les deux cas, une approche utilisant l'apprentissage profond permettrait de répondre à ces défis.

Méthodes géochimiques

Complémentaires aux méthodes d'investigation géologiques et géophysiques, les méthodes géochimiques permettent de raffiner l'évaluation du potentiel pour l'hydrogène d'une région donnée, soit par l'échantillonnage direct des gaz présents dans le sol, soit indirectement par l'examen des propriétés géochimiques des eaux souterraines. Pour cette dernière approche, les bassins sédimentaires du sud du Québec, et particulièrement les Basses-Terres du Saint-Laurent, représentent un terrain propice à ce genre d'études en raison de la densité des analyses d'eaux souterraines disponibles et de la relativement bonne compréhension que l'on a de la distribution des failles en profondeur. Il est ainsi possible d'examiner les bases de données hydrogéochimiques disponibles pour les aquifères superficiels, dans le but d'en extraire les informations qui pourraient indiquer que certaines failles sont perméables et agissent comme des conduits pour la migration de fluides profonds vers la surface. En effet, les roches sources potentielles pour l'hydrogène sont principalement situées en profondeur sous la couverture sédimentaire et cette couverture est susceptible de retenir l'hydrogène, qui ne sera donc pas (ou peu) détecté en surface à moins qu'une zone de fractures ou une faille perméable ne facilite sa migration. L'examen des bases de données hydrogéochimiques pour le sud du Québec a ainsi mis en évidence trois secteurs dans les Basses-Terres du Saint-Laurent, où des indicateurs suggèrent que des fluides profonds ont pu remonter vers la surface le long de failles perméables ou partiellement perméables, soit : 1) le secteur de la Faille de la Rivière Jacques-Cartier près de Saint-Edouard-de-Lotbinière, 2) le secteur de la Faille d'Aston et de la Ligne de Logan à l'ouest de Drummondville et 3) le secteur au sud de Montréal.

Une fois qu'un secteur géographiquement restreint a été identifié comme étant favorable pour la présence d'hydrogène naturel, des méthodes d'investigation géochimique directes permettent de confirmer ce potentiel par l'échantillonnage et l'analyse des gaz présents à cet endroit. La stratégie d'échantillonnage et de mesure doit être adaptée au contexte local, qui peut être très variable : mines souterraines, puits d'hydrocarbures, eaux souterraines, zone non saturée près de la surface du sol. Dans le cadre de la présente étude, l'inventaire des techniques de mesure géochimique s'est limité aux émanations près de la surface du sol, pour des questions d'accessibilité en vue des premiers levés de terrain au Québec. Les dispositifs d'échantillonnage décrits dans la littérature diffèrent souvent d'un auteur à l'autre mais peuvent se résumer à une sonde entrée dans le sol et par où les gaz seront prélevés. La mesure de ces gaz (hydrogène mais aussi gaz associés) peut se faire *in situ* à l'aide d'un détecteur portatif, ou en laboratoire après prélèvement.

Aperçu de la filière hydrogène dans le monde

L'intérêt du monde académique pour l'hydrogène naturel s'est considérablement accru au cours des cinq dernières années, et a permis la découverte ou la redécouverte d'émanations d'hydrogène sur tous les continents. La France, l'Australie et les États-Unis sont présentement les États les plus

actifs sur ce plan, avec des programmes de recherche au niveau de pôles universitaires autant qu'au niveau d'organismes de recherche publics.

L'exploration pour l'hydrogène est en plein essor dans certaines régions du globe, mais le manque de données collectées spécifiquement pour l'hydrogène, la diversité des types de roches sources possibles ainsi que les relations complexes entre l'hydrogène et son environnement géologique font qu'il est encore difficile de définir des stratégies d'exploration qui pourraient être standardisées et généralisées à l'extérieur d'une région particulière. La notion de « système hydrogène » n'est pas encore tout à fait formalisée et des efforts de recherche et développement sont encore nécessaires pour optimiser les modes de production et de mise en valeur de la ressource.

Enfin, quelques États ont commencé à mettre à jour leur réglementation afin d'encadrer l'exploration et l'exploitation de l'hydrogène naturel, notamment l'Australie-Méridionale et la France. Au-delà de ces changements réglementaires, l'hydrogène naturel est susceptible d'être présent dans des régions qui n'ont pas d'historique d'activité minière ou pétrolière : des conflits d'usage et la question de l'acceptabilité sociale doivent être anticipés afin de pouvoir mettre en valeur cette ressource émergente de manière équitable.

Recommandations

Cette étude repose sur des données publiques qui n'ont pas été collectées dans une optique d'exploration pour l'hydrogène, et elle n'a pas pour vocation de démontrer la présence effective d'hydrogène bien que les données examinées confirment déjà localement la présence d'hydrogène en faible concentration dans certaines régions du Québec. Trois cas de figure sont envisageables : 1) certaines des roches sources potentielles identifiées ici ont déjà produit de l'hydrogène et celui-ci se retrouve à présent piégé dans des réservoirs ou a été perdu, 2) certaines roches sources continuent à produire de l'hydrogène aujourd'hui et 3) certaines roches sources ont le potentiel de produire de l'hydrogène si elles sont stimulées adéquatement (on parle alors d'hydrogène orange plutôt que d'hydrogène naturel).

Si le Québec souhaite confirmer la présence d'hydrogène naturel dans son sous-sol, trois recommandations principales sont formulées ci-après, qui visent à améliorer les chances de trouver effectivement de l'hydrogène naturel en quantités exploitables et à préparer la mise en valeur de cette ressource :

Recommandation 1 – Valider la présence d'hydrogène naturel sur le terrain, par le biais de levés géochimiques réalisés dans des secteurs clés

Recommandation 2 – Développer des outils et techniques d'exploration appropriés pour les problématiques propres au Québec, notamment en adaptant les méthodes d'investigation géophysiques, d'imagerie et géochimiques existantes et en procédant à des analyses en laboratoire et à des simulations numériques pour mieux définir les propriétés des réservoirs potentiels et des roches couvertures

Recommandation 3 – Débuter une réflexion sur la mise à jour du cadre réglementaire, afin d'anticiper l'intérêt pour cette ressource émergente ainsi que les possibles conflits d'usage et problèmes d'acceptabilité que sa mise en valeur pourrait impliquer

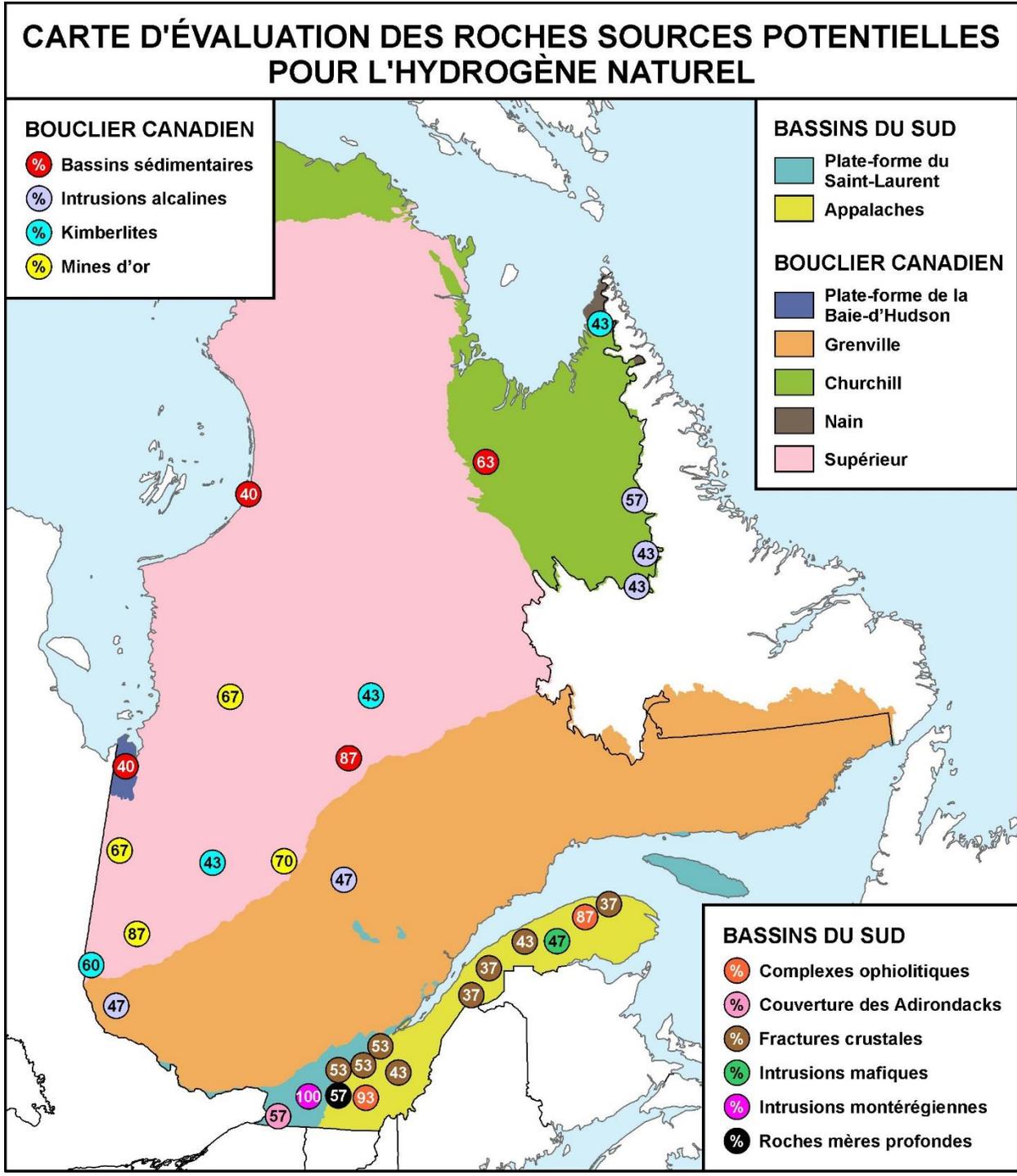


Figure A. Carte de localisation et notation des secteurs de roches sources potentielles d'hydrogène au Québec. Les valeurs indiquées correspondent à la note, en pourcentage, attribuée à chacun des secteurs considérés. Fond cartographique : SIGEOM (2023).

1. INTRODUCTION

1.1 Mise en contexte

Le dihydrogène (ou simplement « hydrogène », H₂) commence à être inclus dans l'équation énergétique de nombreux pays. Le développement de l'hydrogène vert, en particulier, pourrait permettre d'accélérer la décarbonation de nos sources d'énergie et, dans cette optique, le Gouvernement du Québec a publié récemment sa Stratégie sur l'hydrogène vert et les bionénergies (MERN, 2022). D'autres formes d'hydrogène manufacturé sont également considérées dans le monde, selon les matières premières et les sources d'énergie disponibles. Si certaines, comme l'hydrogène vert, n'émettent pas de CO₂, toutes requièrent un apport énergétique important.

À l'inverse, l'hydrogène naturel, aussi parfois appelé hydrogène blanc ou hydrogène doré (« *gold hydrogen* »), désigne une forme d'hydrogène qui est produite naturellement dans la croûte ou le manteau terrestre par des processus géologiques. À ce titre l'hydrogène naturel pourrait représenter une source d'approvisionnement non-carbonée complémentaire à l'hydrogène vert.

Si l'hydrogène naturel a été identifié et documenté de manière occasionnelle ou fortuite dans de nombreux environnements géologiques depuis plus d'un siècle (Zgonnik, 2020), ce n'est que depuis quelques années qu'il a commencé à retenir l'attention des milieux académique, gouvernemental et industriel à travers le monde. Bien qu'aucun site ne fasse encore l'objet d'une production d'hydrogène naturel hormis un projet pilote au Mali, les premières découvertes significatives d'émanations en surface motivent les efforts d'exploration de compagnies privées ce qui, en retour, incite certains États ou territoires à encadrer l'exploration et la production de cette ressource, comme par exemple en France ou en Australie.

Dans ce contexte effervescent, la question se pose de savoir si cette ressource naturelle émergente peut être présente au Québec. Dans cette optique, le Ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie (MEIE) a mandaté l'INRS, Centre Eau Terre et Environnement (INRS-ETE) pour entreprendre la première évaluation du potentiel en hydrogène naturel au Québec. Le présent rapport fait état des résultats de ces travaux.

1.2 Description du contenu du rapport

Ce rapport s'articule autour de six sections qui présentent tour à tour :

- 1) L'état des connaissances actuelles sur les sources et les occurrences d'hydrogène naturel qui sont pertinentes pour le contexte géologique du Québec (Section 2)
- 2) L'inventaire des régions où des roches sources d'hydrogène peuvent être présentes dans les bassins sédimentaires du sud du Québec (Section 3)
- 3) L'inventaire des régions où des roches sources d'hydrogène peuvent être présentes dans le Bouclier canadien (Section 4)
- 4) Le classement relatif des différentes régions étudiées dans le sud du Québec et dans le Bouclier canadien (Section 5)

- 5) L'état des connaissances sur les méthodes géophysiques pertinentes pour la recherche d'hydrogène naturel et un inventaire des données géophysiques disponibles au Québec (Section 6)
- 6) L'état des connaissances sur les méthodes géochimiques pertinentes pour la recherche d'hydrogène naturel et un inventaire des données géochimiques disponibles au Québec (Section 7)

Un aperçu de la « filière hydrogène naturel » est ensuite présenté à la Section 8, dans laquelle des exemples sont donnés pour illustrer les efforts en cours dans les domaines académique, industriel et gouvernemental dans le monde. Enfin, les conclusions qui sont présentées en fin de rapport proposent également des recommandations dans le but de mettre en valeur le potentiel de l'hydrogène naturel au Québec, si cette avenue est retenue.

Les sections 2 à 7 présentées ici constituent un résumé de cinq études techniques plus détaillées, qui constituent les annexes du présent rapport de synthèse :

- Section 2 (**Annexe 1**) :
« Volet 1 - État des connaissances scientifiques actuelles sur les sources et les occurrences d'hydrogène naturel pertinentes pour le contexte géologique du Québec »
Séjourné, S., Comeau, F.A., Malo, M. (84 p.)
- Section 3 (**Annexe 2** à l'exception du classement des différents secteurs étudiés) :
« Volet 2 - Définition et inventaire des secteurs de roches sources potentielles pour l'hydrogène naturel – 1. Bassins sédimentaires du sud du Québec »
Séjourné, S., Comeau, F.A., Malo, M. (135 p.)
- Section 4 (**Annexe 3** à l'exception du classement des différents secteurs étudiés) :
« Volet 3 - Définition et inventaire des secteurs de roches sources potentielles pour l'hydrogène naturel – 2. Bouclier canadien »
Comeau, F.A., Séjourné, S., Malo, M. (88 p.)
- Section 5 (**Annexes 2 et 3**) – Parties consacrées au classement des secteurs étudiés
- Section 6 (**Annexe 4**) :
« Volet 4 - État des connaissances sur les méthodes géophysiques pour la recherche de l'hydrogène naturel et inventaire des données pertinentes pour le Québec »
Claprood, M., Séjourné, S., Giroux, B., Gloaguen, E., Mouge, P., Mulliez, V. (87 p.)
- Section 7 (**Annexe 5**) :
« Volet 5 - État des connaissances géochimiques pour la détection de l'hydrogène et inventaire des données géochimiques existantes permettant d'identifier des remontées de fluides profonds dans les bassins sédimentaires du sud du Québec »
Bordeleau, G., Moreira dos Santos, M.L. (31 p.)

1.3 Portée et limitations de l'étude

Ce rapport vise à dresser un inventaire des données géologiques disponibles qui permettent de supposer la présence de roches sources pour l'hydrogène naturel au Québec, et à présenter les

principaux outils scientifiques qui pourraient permettre de confirmer la présence éventuelle de cette ressource, en particulier les méthodes géophysiques et géochimiques. Bien que les auteurs se soient efforcés de couvrir les principaux champs d'investigation de la manière la plus complète possible, ce travail demeure non-exhaustif. En particulier, une analyse plus approfondie des caractéristiques de chacune des roches sources potentielles considérées demeure nécessaire afin de confirmer son potentiel de production réel.

Ce rapport n'a pas pour objectif de confirmer la présence éventuelle d'hydrogène naturel dans les secteurs étudiés et les résultats présentés ici ne doivent pas occulter la possibilité que de l'hydrogène, ou des roches sources d'hydrogène, soient présents en dehors des secteurs étudiés. En particulier, ce rapport repose exclusivement sur des données publiques, qui n'ont pas été collectées dans une optique d'exploration pour l'hydrogène naturel : dans certains cas, l'absence d'indices d'hydrogène peut engendrer des « faux négatifs » qui masquent le potentiel réel d'une région. Les résultats présentés ici ne se substituent pas à la collecte de données sur le terrain.

Enfin, la finalité de ce rapport n'est pas de promouvoir ou de décourager la recherche d'hydrogène naturel au Québec, mais simplement de présenter un inventaire objectif des données disponibles.

2. SYNTHÈSE DES CONNAISSANCES ACTUELLES

Cette section constitue un résumé des principaux résultats de l'étude « Synthèse des connaissances scientifiques actuelles sur les sources et les occurrences d'hydrogène naturel pertinentes dans le contexte géologique du Québec » (Annexe 1, hors texte).

2.1 Principales sources

Les principales sources d'hydrogène naturel qui sont pertinentes dans le contexte géologique du Québec incluent le dégazage du manteau et du noyau, la radiolyse de l'eau en présence de roches faiblement radioactives, l'altération hydrothermale (principalement le processus de serpentinisation), ainsi que la décomposition de la matière organique. La synthèse présentée ici doit beaucoup aux travaux de Zgonnik (2020), qui présente un inventaire très complet des sources et des occurrences d'hydrogène naturel dans le monde.

L'idée que de l'hydrogène soit présent dans le manteau et le noyau a longtemps fait figure de rapport minoritaire, car elle paraît peu compatible avec le modèle d'accrétion planétaire communément accepté. Ce modèle n'est toutefois pas parfait et implique que le noyau ait une densité environ 10% plus élevée que celle effectivement mesurée par des méthodes géophysiques. La présence d'éléments légers constituant un alliage avec le fer et le nickel du noyau est nécessaire pour expliquer cette différence (Poirier, 1994). Les études sur le sujet attirent de plus en plus l'attention de la communauté scientifique et des modèles commencent à être proposés pour réconcilier le processus d'accrétion planétaire avec la présence possible de grandes quantités d'hydrogène dans le manteau et le noyau primitifs (environ 4% en poids selon Toulhoat et Zgonnik, 2022). De l'hydrogène dit primordial serait ainsi présent dans le manteau, soit par dégazage du noyau, soit par capture au moment de l'accrétion planétaire, soit par hydratation de l'asthénosphère dans les zones de subduction. Des observations directes supportent par ailleurs la présence d'eau – donc d'hydrogène – dans le manteau (Williams et Hemley, 2001; Weiss et al., 2022). D'un point de vue pratique, seul l'hydrogène présent dans la croûte terrestre continentale présente un potentiel de captation et d'exploitation : un mécanisme permettant la migration de l'hydrogène mantellique vers la croûte est donc nécessaire, par exemple par le biais de fractures crustales qui se prolongent jusqu'au manteau.

La radiolyse de l'eau est un autre mécanisme qui permet de produire de l'hydrogène naturel. La décomposition de l'eau par radiolyse consiste en la dissociation de cette molécule en différents produits radiolytiques – incluant l'hydrogène – sous l'effet d'une radiation ionisante. Dans l'environnement géologique, ce sont principalement les isotopes radioactifs de l'uranium, du thorium et du potassium qui sont susceptibles d'initier la radiolyse. Une origine radiolytique pour l'hydrogène est notamment présumée ou avérée dans plusieurs gisements d'uranium, notamment en Saskatchewan (Levinson, 1977; Dubessy et al., 1989; Truche et al., 2018). D'une manière plus générale, on retrouve ces éléments radioactifs en plus faible concentration dans les roches magmatiques et particulièrement certains types de granites. Ils sont également présents dans certains produits d'érosion dans les roches sédimentaires, notamment dans les shales, ainsi que dans les dérivés métamorphiques de tous ces précurseurs. Certains minéraux communs dans les environnements sédimentaires peuvent aussi agir comme agents catalytiques de la radiolyse,

notamment la pyrite, la calcite et divers oxydes. Fait notable, la radiolyse peut également produire de l'hélium.

L'altération hydrothermale est un processus au cours duquel un minéral est exposé à un fluide aqueux plus chaud que la roche encaissante. Le minéral, instable dans ces nouvelles conditions, réagit chimiquement avec le fluide pour former, par hydrolyse, un ou plusieurs nouveaux minéraux qui sont à l'équilibre dans ces conditions. L'un des processus les plus efficaces et les mieux compris pour produire de l'hydrogène naturel dans ces circonstances est l'oxydation du fer ferreux (Fe^{2+}) en fer ferrique (Fe^{3+}), une réaction qui s'accompagne de la réduction de l'hydrogène de l'eau en dihydrogène tandis que l'oxygène se recombine avec le fer pour former un autre minéral, la magnétite. Les roches dites ultramafiques, et dans une moindre mesure les roches dites mafiques, d'origine mantellique, sont par définition riches en fer (et en magnésium), ce qui en fait les principaux candidats pour la production d'hydrogène par altération hydrothermale (McCullom et Seewald, 2013). Parmi les différents minéraux riches en fer que contiennent les roches mafiques et ultramafiques, l'olivine est particulièrement sensible à l'altération hydrothermale à faible profondeur. Un phénomène dit de serpentinitisation se produit alors, qui conduit à la formation d'un nouveau minéral (la serpentine) et à la libération de dihydrogène. De fait, de l'hydrogène naturel est effectivement détecté dans de nombreux environnements géologiques dominés par des roches mafiques et ultramafiques, autant aux dorsales médio-océaniques qu'en milieu continental.

La dégradation de la matière organique et son évolution vers les différentes formes d'hydrocarbures solides, liquides et gazeux a lieu suivant un processus dit de maturation thermique, au cours duquel les chaînes carbonées de la matière organique se fragmentent peu à peu sous l'effet de la chaleur croissante, pour finalement donner du méthane, qui est composé d'un atome de carbone et de quatre atomes d'hydrogène. Le stade ultime de cette transformation est la destruction de cette molécule, pour former du carbone amorphe (le graphite) et de l'hydrogène. Des expériences menées en laboratoire ont montré que la production géologique de l'hydrogène à partir de la matière organique à haute température peut se produire à un rythme suffisant pour assurer l'établissement de communautés microbiennes en profondeur (Mahlstedt et al., 2022). D'autres auteurs relèvent cependant que l'hydrogène ainsi produit peut être recombéné pour former de l'eau (Suzuki et al., 2017; Zgonnik, 2020).

D'autres mécanismes peuvent également être considérés dans le contexte géologique du Québec, comme par exemple de la friction des roches dans les zones de failles, mais ces mécanismes sont généralement considérés comme étant de moindre importance, ou sont simplement moins bien étudiés. Certains micro-organismes sont aussi capables de produire du dihydrogène selon différents processus catalytiques. Si ces réactions métaboliques sont principalement étudiées en laboratoire et dans les sols, un nombre croissant d'études se penchent sur la dynamique de ces phénomènes biologiques dans le substratum rocheux, notamment sous l'impulsion des recherches sur la production d'hydrogène vert et sur le stockage géologique d'hydrogène (Gregory et al., 2019). La production d'hydrogène par les micro-organismes est toutefois souvent intimement associée à sa consommation *in situ* par d'autres espèces commensales, de sorte que la production d'hydrogène par des processus biologiques conduit rarement à des accumulations significatives.

Enfin, certains chercheurs commencent à envisager la possibilité de susciter artificiellement la production d'hydrogène dans l'environnement géologique. On parle dans ce cas d'« hydrogène

orange » plutôt que d'hydrogène naturel (Osselin et al., 2022). Bien que l'on soit déjà capable de reproduire ce processus en laboratoire, son application industrielle dans un environnement géologique naturel demeure encore conceptuelle.

2.2 Exemples représentatifs d'occurrences et d'accumulations

On ne trouve généralement que ce que l'on cherche, et l'hydrogène naturel n'échappe pas à cette règle bien qu'il soit documenté de manière anecdotique depuis plus d'une centaine d'années. Zgonnik (2020) cite notamment plusieurs exemples de sites géologiques abondamment étudiés pour leurs émanations en gaz combustibles, mais où la présence d'hydrogène naturel n'a été confirmée que très tardivement, comme le cas du massif rocheux de Khibiny en Russie, où la présence d'hydrogène n'a été reconnue qu'après une vingtaine d'années de travaux de recherche, ou encore le site de Yanartaş en Turquie, qui est supposé être à l'origine du mythe grec de la Chimère et où des émanations d'hydrogène et de méthane s'enflamment spontanément en surface (Etiopie, 2023).

De même, ce n'est que depuis une dizaine d'années que l'association entre l'hydrogène naturel et certains types de dépressions de surface a été reconnue. Ces anomalies circulaires (plus rarement ovoïdes) sont caractérisées par une dépression centrale peu marquée et par une différence dans la végétation ou dans la santé de la végétation par rapport au milieu environnant. Des flux d'hydrogène ont été mesurés dans les sols de ces dépressions de surface, à des débits variant entre 180 et 35 000 m³/jour/km². Les dépressions de surface les plus spectaculaires – ou du moins les mieux documentées – sont situées en Russie (Larin et al., 2014), en Caroline du Nord et du Sud (Zgonnik et al., 2015), en Australie (Frery et al., 2021; Moretti et al., 2021a), au Brésil (Prinzhofer et al., 2019; Moretti et al. 2021b) et en Namibie (Moretti et al., 2022). Si toutes les dépressions de surface ne sont pas associées à de l'hydrogène, la liste des localités confirmées s'allonge chaque année à mesure que l'hydrogène naturel retient de plus en plus l'attention.

L'absence de dépressions de surface ne traduit pas nécessairement l'absence d'hydrogène en profondeur, notamment lorsque les dépôts meubles superficiels ne sont pas suffisamment épais pour qu'une dépression puisse se développer, lorsque la consommation par les micro-organismes atténue le flux d'hydrogène en surface, ou lorsqu'une couverture suffisamment imperméable empêche la migration du gaz vers la surface. On observe ce dernier phénomène par exemple dans le cas du site de Bourakebougou au Mali où, en dépit de la présence avérée d'un réservoir à faible profondeur, seules quelques dépressions isolées sont visibles en surface à proximité du site de découverte (Prinzhofer et al., 2018).

Le site de Bourakebougou est d'ailleurs un cas d'école. Découvert de manière fortuite après une explosion accidentelle au cours d'un forage réalisé pour l'eau potable, ce site a depuis fait l'objet d'une campagne d'exploration pour l'hydrogène naturel, qui a permis de mettre en évidence la présence de cinq réservoirs d'hydrogène superposés, à des profondeurs variant entre 200 et 1 500 m. Ces réservoirs sont situés dans des roches sédimentaires (carbonates et grès) et sont séparés les uns des autres par des roches filoniennes qui assurent l'étanchéité des différents réservoirs. Les travaux de délimitation du gisement indiquent que celui-ci s'étend sur une superficie d'au moins 780 km². La concentration en hydrogène dans ces réservoirs est supérieure

à 98%, le reste étant constitué de gaz naturel et d'azote. La source de l'hydrogène est vraisemblablement le socle granitique sous-jacent. Depuis 2012, ce site fait l'objet d'un projet pilote de production d'électricité pour électrifier le village où a eu lieu la découverte.

De manière moins spectaculaire, on trouve également de l'hydrogène naturel en proportions variables dans des puits d'hydrocarbures forés dans des régions où des roches sources d'hydrogène sont documentées. C'est le cas au Kansas, où les analyses d'échantillons de gaz prélevés dans deux puits forés dans les années 1980 ont révélé des concentrations d'hydrogène de l'ordre de 30 à 34% (avec 66 à 70% d'azote et seulement des traces de gaz naturel). Ces deux puits ne sont pas des cas isolés car sept autres puits forés dans la même région comportaient aussi de l'hydrogène, à des concentrations plus faibles de l'ordre de 0,2 à 0,5%. Ces puits ont fait l'objet de travaux de recherche détaillés qui ont montré qu'une partie de l'hydrogène était imputable à des artéfacts (fermentation microbienne et corrosion des coffrages en acier) mais que l'essentiel correspondait effectivement à de l'hydrogène naturel. La source de cet hydrogène est vraisemblablement le socle sous la couverture sédimentaire, qui contient des roches mafiques riches en fer et qui présente localement des évidences de serpentinisation (Guélard et al., 2017). Fait notable, des travaux d'exploration dédiés à l'hydrogène naturel sont présentement en cours dans l'État voisin du Nebraska, dans un contexte géologique similaire. Les résultats préliminaires de cette campagne de forage montrent que de l'hydrogène y est présent à l'interface entre le socle et la couverture sédimentaire.

Outre la présence d'hydrogène dans certains puits d'hydrocarbures forés dans les bassins sédimentaires, l'hydrogène naturel est également documenté dans des mines creusées dans les roches du Bouclier canadien et d'autres boucliers comme en Afrique du Sud, en Finlande et dans des pays de l'ex-URSS. Au Canada, les travaux pionniers de Sherwood Lollar et al. (1993a, 1993b) ont ainsi mis en évidence la présence d'hydrogène dissous dans l'eau de puits de mines en Ontario, à des concentrations pouvant aller jusqu'à 57%, en association avec du méthane (Sherwood Lollar et al., 2006). L'interprétation des données géochimiques, couplée à l'analyse de l'ADN bactérien présent dans les eaux analysées, a montré que l'hydrogène et le méthane avaient une origine essentiellement abiotique, mais qu'une partie était aussi produite *in situ* par des micro-organismes. Certains micro-organismes présents dans le médium géologique sont également susceptibles de consommer l'hydrogène, ce qui peut expliquer pourquoi de l'hydrogène naturel est présent dans l'eau de certains puits de mines et absent dans d'autres puits d'un même secteur, comme cela a été mis en évidence en Afrique du Sud (Karolytė et al., 2022). Des gaz dissous ont également été analysés dans quelques mines du Québec, révélant notamment la présence d'hydrogène à la mine Sigma de Val-d'Or (0,51% d'hydrogène) et à la mine La Ronde (3,63%). Dans le cas des autres mines québécoises étudiées, la concentration en hydrogène n'a pas été analysée.

2.3 Compréhension des pièges

L'hydrogène étant un gaz, les facteurs qui conduisent à son accumulation dans un médium géologique peuvent être formalisés par la notion de « système hydrogène », selon un parallèle fait avec le concept de « système pétrolier » développé pour l'exploration pour les hydrocarbures.

Un système pétrolier décrit les éléments (une roche source, une roche réservoir, une roche imperméable et une roche couverture) et les processus (la formation d'un piège, la génération, la

migration et l'accumulation des hydrocarbures) qui doivent s'agencer dans le temps et l'espace de manière à conduire à une accumulation d'hydrocarbures. Plusieurs systèmes pétroliers peuvent coexister dans une même région, mais s'il manque un seul élément, le système est dysfonctionnel et ne permet pas l'accumulation d'hydrocarbures. La formalisation d'un système hydrogène sur ce modèle en est encore à ses débuts. En particulier, le manque de données collectées spécifiquement pour l'hydrogène, la diversité des types de roches sources possibles, ainsi que les relations complexes entre l'hydrogène et son environnement géologique, font qu'il est encore difficile de définir des stratégies d'exploration qui pourraient être standardisées et généralisées à l'extérieur d'une région particulière. Les premiers forages réalisés pour exploiter le pétrole remontent aux années 1850, et la compréhension de la géologie des hydrocarbures s'est lentement améliorée jusqu'à arriver à la notion de système pétrolier dans les années 1970, qui fut finalement formalisée par Magoon et Dow (1994). Dans le cas de l'hydrogène naturel, les méthodes d'investigation actuelles, autant scientifiques que techniques, sont beaucoup plus évoluées que dans les années 1850 et il est raisonnable d'espérer que le concept de système hydrogène puisse être formalisé dans un futur proche.

En attendant, les conditions qui conduisent à la formation d'une accumulation d'hydrogène exploitable sont peu à peu précisées à mesure que des découvertes d'exploration et des résultats de travaux de recherche sont publiés sur le sujet. C'est le cas notamment pour le mode de migration de l'hydrogène, que Lopez-Lazaro et al. (2019) ont étudié en modélisant l'influence de la profondeur et de la salinité des aquifères sur la solubilité de l'hydrogène. Ces auteurs ont ainsi montré que l'hydrogène en solution peut être transporté latéralement sur de grandes distances depuis sa roche source si l'aquifère porteur est suffisamment profond (voir l'exemple d'occurrence au Kansas mentionné ci-dessus). En l'absence d'aquifère profond, ou lorsqu'une décompression ou une diminution de la température provoquent son dégazage, la vitesse de migration de l'hydrogène gazeux à travers le roc est alors contrôlée par la diffusivité du gaz. Le coefficient de diffusion de l'hydrogène gazeux dans les roches varie fortement selon les types de roches concernées, voire selon les minéraux en présence, et la détermination de ce coefficient doit tenir compte des spécificités géologiques locales et du flux d'hydrogène entrant. Ainsi la diffusivité de l'hydrogène dépend notamment de la perméabilité et de la porosité du roc comme c'est le cas pour les autres gaz, mais également de la pression et de la température, de la compétition avec d'autres phases gazeuses ou aqueuses, de la mouillabilité des minéraux constituant la roche, des phénomènes d'adsorption qui peuvent retenir l'hydrogène à la surface des argiles et des possibles réactions organiques et inorganiques susceptibles de consommer l'hydrogène.

La migration de l'hydrogène est arrêtée ou ralentie lorsque le gaz rencontre une barrière relativement imperméable. Dans les environnements sédimentaires, les roches couvertures considérées comme imperméables aux gaz sont principalement les shales et les évaporites, mais il existe toute une gradation dans la gamme de perméabilité des autres roches sédimentaires, et des carbonates ou des grès peuvent aussi être localement considérés comme imperméables. Les roches cristallines sont essentiellement imperméables, même si elles peuvent avoir une porosité appréciable, comme dans le cas des basaltes. La présence de fractures nuit évidemment au caractère imperméable d'une roche, et de fait les roches sources d'hydrogène ont souvent besoin d'être traversées par des réseaux de fractures naturelles pour que l'hydrogène puisse s'en échapper. Bien que la molécule de dihydrogène soit plus petite que la molécule de méthane, il semble que les roches couvertures « classiques » soient également capables de retenir au moins partiellement

l'hydrogène. L'exemple des réservoirs superposés découverts au Mali peut être rappelé ici, de même que les réservoirs d'hélium, un atome dont le diamètre est comparable à celui de la molécule de dihydrogène (Tedesco, 2022). Toutefois, et à l'exception peut-être des évaporites, qui sont moins perméables encore que les shales, mais pour lesquelles très peu de données sont disponibles et qui ne sont présentes au Québec que dans le Golfe du Saint-Laurent, aucune roche n'est totalement imperméable à l'hydrogène gazeux. Il s'agit-là d'un point important qui introduit la notion de réservoir transitoire.

L'examen des modes de migration de l'hydrogène et des types de couvertures pouvant assurer l'accumulation de ce gaz met en lumière la nature dynamique, ou transitoire, des réservoirs d'hydrogène. Contrairement aux réservoirs conventionnels de gaz naturel qui retiennent l'essentiel de leur charge, mais qui ne se renouvellent pas au fil du temps, les réservoirs d'hydrogène peuvent en effet perdre une partie de leur charge par diffusion dans la couverture, en même temps qu'un apport d'hydrogène continu d'être assuré par la source. Le caractère renouvelable des réservoirs d'hydrogène fait encore débat, et n'est certainement pas vrai dans tous les contextes géologiques, mais il semble se confirmer dans certains cas. Ainsi le site pilote au Mali décrit précédemment est en exploitation depuis 2012 sans que la production semble entraîner une diminution de la pression du réservoir (Brière et al., 2017; Brière, 2022), et par ailleurs la présence de monoxyde de carbone, un composé très réactif qui n'est pas stable en profondeur, mais qui est pourtant présent dans certains des puits du site à des concentrations élevées, conforte l'hypothèse d'une régénération active et renouvelable de la charge du réservoir (Prinzhofer et al., 2018). D'une manière plus générale, des observations de plus en plus nombreuses et les bilans de masse les plus à jour indiquent que la production naturelle d'hydrogène peut être un phénomène contemporain et continu, avec une production annuelle (sous-estimée) de l'ordre d'une vingtaine de millions de tonnes à l'échelle du globe.

En dépit des nombreuses occurrences d'hydrogène documentées en surface et en profondeur dans le monde, il existe encore très peu d'études permettant de caractériser des réservoirs d'hydrogène exploitables. Dans le cas du site pilote au Mali encore, les résultats des forages ont permis de montrer que les réservoirs concernés avaient les attributs de réservoirs conventionnels de type pétrolier et gazier (Maiga et al., 2022). À l'opposé, les roches de socle dans lesquelles on trouve de l'hydrogène dans les mines d'or Bouclier canadien sont d'une nature très différente, et sont notamment dépourvues de perméabilité à moins d'être traversées par des réseaux de fractures naturelles. Un troisième type de réservoir, intermédiaire aux deux premiers, est celui présentement exploré au Nebraska (voir Section 2.2) et qui est localisé dans des roches du socle naturellement fracturées, dont la couverture est assurée par les roches sédimentaires sus-jacentes. Outre le socle naturellement fracturé et les réservoirs sédimentaires conventionnels, il convient de rappeler que les émanations associées aux dépressions de surface correspondent parfois à des flux d'hydrogène qui ne sont pas négligeables. Dans les cas où aucun réservoir n'est associé en profondeur à ces émanations, la capture de l'hydrogène en surface pourrait être envisagée.

Au final, il reste encore beaucoup de zones d'ombres à investiguer avant de pouvoir comprendre les propriétés des environnements géologiques qui sont les plus propices à la découverte d'accumulations exploitables d'hydrogène naturel. Ceci est dû notamment à la diversité des roches sources pouvant produire l'hydrogène, et à la réactivité de ce gaz avec les phases minérales et organiques avec lesquelles il peut être en contact. L'identification des éléments constituant un

système hydrogène fonctionnel nécessite de mettre en commun des champs d'expertise de la géologie qui sont parfois très éloignés les uns des autres, comme la géochimie des roches ultramafiques pour comprendre les mécanismes de production et la géologie pétrolière pour étudier le comportement du gaz.

3. BASSINS SÉDIMENTAIRES DU SUD DU QUÉBEC

Cette section constitue un résumé des principaux résultats de l'étude « Définition et inventaire des secteurs de roches sources potentielles pour l'hydrogène naturel – 1. Bassins sédimentaires du sud du Québec » (Annexe 2, hors texte).

3.1 Définition des secteurs d'intérêt

Dans le sud du Québec, les principaux ensembles géologiques reconnus en surface correspondent à des roches sédimentaires d'âge cambrien à carbonifère, auxquelles s'ajoutent localement des unités de roches magmatiques intrusives et extrusives d'âges variables. La nature du socle sous-jacent est méconnue, si ce n'est que l'essentiel de ce socle est en continuité avec les roches de la Province de Grenville du Bouclier canadien.

Les secteurs d'intérêt au sein desquels des roches sources d'hydrogène peuvent être présentes dans le sud du Québec ont été définis sur la base des connaissances actuelles sur les sources d'hydrogène naturel dans le monde. Quatorze secteurs ont ainsi été identifiés, qui ont été regroupés en six catégories selon leurs affinités (**Figure 1**) :

- Les ceintures ophiolitiques (**Secteurs A1 et A2**)
- Les intrusions montérégiennes et les roches filoniennes associées (**Secteur B**)
- Les corridors de fractures crustales interprétés (**Secteurs C1 à C8**)
- Les roches mères à hydrocarbures (**Secteur D**)
- Le socle sous la couverture sédimentaire des Adirondacks (**Secteur E**)
- Les roches intrusives de la Gaspésie (**Secteur F**)

Ces secteurs sont localisés dans le sud-ouest du Québec, le Bas-Saint-Laurent et la Gaspésie. Deux autres régions géographiquement étendues ne comportent pas de secteurs d'intérêt pour le moment : Anticosti et le Golfe du Saint-Laurent. Les données disponibles ne permettent pas, à l'heure actuelle, d'identifier des roches sources pour l'hydrogène à des profondeurs raisonnables dans ces régions. L'absence de données probantes sur la présence de roches sources ne doit toutefois pas fermer définitivement la porte aux recherches dans ces régions. Dans le cas d'Anticosti par exemple, l'origine des structures annulaires reconnaissables dans la végétation dans la partie centre-ouest de l'île mériterait d'être investiguée plus avant.

Les différents secteurs d'intérêt ont été sélectionnés et délimités de manière à donner un aperçu représentatif de la nature et de l'extension des roches qui peuvent être des sources d'hydrogène dans le sud du Québec. Ceci ne signifie pas que de l'hydrogène naturel pourra être découvert au sein de chacun de ces secteurs, et par ailleurs le potentiel pour l'hydrogène naturel dans le sud du Québec ne saurait être limité à ces secteurs, puisque ce gaz peut migrer sur de grandes distances sous sa forme dissoute lorsque l'environnement géologique s'y prête.

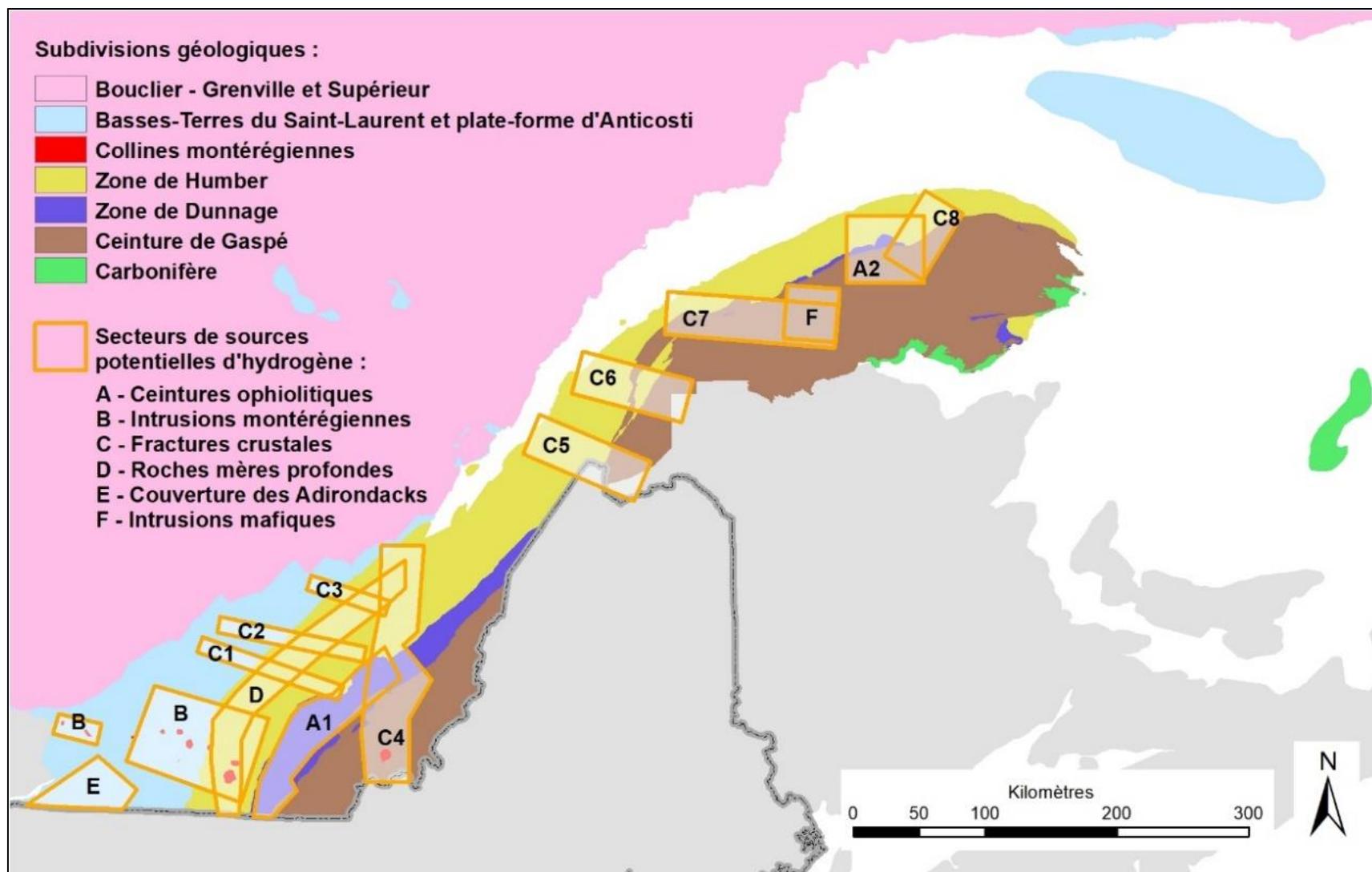


Figure 1. Carte de localisation des secteurs de sources potentielles d'hydrogène dans le sud du Québec. Fond cartographique : SIGEOM (2023).

3.2 Potentiel dans les secteurs étudiés

3.2.1 Complexes ophiolitiques (Secteurs A1 et A2)

Les complexes ophiolitiques du sud-ouest du Québec (Secteur A1) et de la Gaspésie (Secteur A2) comportent des roches ultramafiques partiellement ou totalement serpentinisées. Ce processus de serpentinitisation est reconnu pour produire de l'hydrogène.

Le potentiel pour la production d'hydrogène à partir des ophiolites du sud-ouest du Québec et de la Gaspésie est supporté par la découverte récente d'hydrogène naturel associé à des sources d'eau alcalines dans le complexe ophiolitique de Bay of Islands, sur la côte occidentale de Terre-Neuve (Szponar et al., 2013). Les complexes ophiolitiques de Terre-Neuve présentent de grandes similitudes minéralogiques avec ceux du Québec, notamment en ce qui concerne le potentiel de serpentinitisation. À Terre-Neuve, le processus de serpentinitisation associé aux occurrences d'hydrogène naturel est interprété comme étant présentement actif. Des observations similaires ont été rapportées pour d'autres complexes ophiolitiques dans le monde, notamment en Californie, aux Philippines, en Albanie, au Kosovo et à Oman. À Oman, des flux d'hydrogène de l'ordre de 70 à 150 m³/km³/jour ont été mesurés (Zgonnik et al., 2019); en Albanie et au Kosovo, les études suggèrent que le processus de serpentinitisation a lieu à basse température, de l'ordre de 70 à 100 °C (Lévy et al., 2023).

Dans le sud-ouest du Québec et en Gaspésie, les ophiolites observées à l'affleurement sont très largement serpentinisées dans de nombreuses régions, de sorte que l'hydrogène produit par la serpentinitisation a eu le temps de migrer hors des ophiolites : dans ces régions, les réservoirs et les pièges éventuels sont à rechercher dans les roches sédimentaires voisines. Plusieurs secteurs présentent également des ophiolites peu serpentinisées, pour lesquelles un processus de production d'hydrogène pourrait être actif aujourd'hui.

Une seule étude concernant l'hydrogène a été recensée pour les secteurs A1 et A2, qui portait sur la capacité des roches ultramafiques de Thetford-Mines et du Mont-Albert à produire de l'hydrogène gazeux selon un processus industriel de déserpentinitisation par chauffage. Les résultats expérimentaux de ces travaux ont montré que les échantillons analysés pouvaient produire jusqu'à 22% d'hydrogène par ce procédé, qui a été breveté (Morency, 1989).

3.2.2 Intrusions montérégiennes (Secteur B)

Les intrusions montérégiennes et les roches filoniennes associées sont composées notamment de roches ultramafiques à mafiques susceptibles d'être serpentinisées. Ce processus de serpentinitisation est reconnu pour produire de l'hydrogène. Par ailleurs, certaines intrusions et roches filoniennes associées sont radioactives, de sorte que la radiolyse de l'eau peut être également considérée comme un processus viable de production d'hydrogène naturel dans le secteur. Enfin, lorsque les intrusions traversent des roches mères à hydrocarbures (ici, le Shale d'Utica), le chauffage intense par métamorphisme de contact au moment de leur mise en place peut aussi induire le crackage des chaînes hydrocarbonées et la production d'hydrogène à partir de la matière organique. Trois processus propices à la production d'hydrogène naturel peuvent donc coexister dans ce secteur, avec la serpentinitisation comme processus dominant.

À l’affleurement, la répartition des roches mafiques et ultramafiques dans les intrusions montérégiennes varie au sein d’une même colline et régionalement elle est plus significative à l’ouest, les roches felsiques étant dominantes à l’est. Les proportions de roches ultramafiques les plus importantes sont documentées dans les monts Saint-Bruno et Rougemont, et le mont Saint-Hilaire comporte également une proportion significative de gabbros à olivine. Le potentiel pour l’hydrogène dans cette région ne se limite pas aux collines elles-mêmes car d’importants volumes de roches intrusives sont interprétés en profondeur (Feininger et Goodacre, 1995), particulièrement à proximité des monts Saint-Bruno, Saint-Hilaire, Rougemont, et Saint-Grégoire. Selon les données disponibles – incomplètes – les olivines des intrusions montérégiennes sont plus riches en fer que celles des complexes ophiolitiques du Québec, ce qui augmente d’autant leur potentiel pour la production d’hydrogène.

Dans ce secteur, les réservoirs potentiels (couches de grès et de carbonates) sont situés directement au-dessus des grands volumes de roches intrusives interprétés en profondeur et sont coiffés d’une couverture de shale qui peut excéder 2 000 m d’épaisseur.

3.2.3 Fractures crustales (Secteurs C1 à C8)

Les corridors de fractures crustales correspondent à des couloirs de failles majeures qui s’enracinent profondément dans le socle et sont même susceptibles de traverser la croûte jusqu’au manteau. Ces corridors de déformation peuvent servir de conduits à la migration de fluides profonds contenant de l’hydrogène d’origine crustale voire mantellique (Zgonnik, 2020). Alternativement, ces mêmes corridors ont pu permettre la mise en place de roches ultramafiques susceptibles d’être serpentinisées et donc de produire de l’hydrogène *in situ*.

Dans les corridors de fractures crustales du sud-ouest du Québec (secteurs C1 à C4), les roches réservoirs pour l’hydrogène qui sont potentiellement présentes sont essentiellement les mêmes que celles décrites dans le cas des intrusions montérégiennes, soit des grès et des carbonates sous une couverture de shale, mais leur géométrie peut être plus complexe localement dans la partie appalachienne du bassin. L’examen des données disponibles n’a toutefois pas permis de relever des indices supportant la circulation de fluides profonds ou la présence d’hydrogène naturel dans ces secteurs.

À l’inverse, dans les corridors de fractures crustales du Bas-Saint-Laurent et de la Gaspésie (secteurs C5 à C8), plusieurs évidences de terrain supportent la circulation localisée de fluides d’origine profonde, en particulier la présence de roches filoniennes d’origine mantellique. Certains forages pétroliers et gaziers ont par ailleurs traversé des intrusions de roches ultramafiques dont certaines présentent des évidences de serpentinitisation. Les roches réservoirs potentielles dans ces quatre secteurs sont des grès et des carbonates, et la structure de ces réservoirs reflète la complexité de l’histoire tectonique de la région.

À l’exception de quelques régions bien documentées (comme par exemple une structure identifiée dans le secteur C7) le potentiel pour l’hydrogène dans les corridors de fractures crustales demeure très incertain faute de données suffisantes pour délimiter précisément la position des fractures crustales et pour bien contraindre l’extension et les propriétés des roches réservoirs et couvertures potentielles.

3.2.4 Roches mères profondes (Secteur D)

Les roches mères à hydrocarbures, lorsqu'elles sont suffisamment chauffées, peuvent libérer de l'hydrogène par crackage des chaînes hydrocarbonées qu'elles renferment. Parmi les différentes roches mères à hydrocarbures connues dans le sud du Québec, le Shale d'Utica dans sa partie la plus profonde a été retenu ici car les autres roches mères sont soit trop peu profondes, soit insuffisamment documentées.

Dans le secteur d'intérêt, le Shale d'Utica peut atteindre jusqu'à 6 600 m de profondeur et son degré de maturité thermique a atteint un stade suffisamment élevé pour permettre la libération de l'hydrogène. Dans la partie sud du secteur D, le shale est également traversé localement par des intrusions (intrusions montérégiennes, voir Section 3.2.2) : l'augmentation de la température lors de la mise en place du magma a ainsi pu accélérer la maturation de la matière organique à cet endroit.

Les roches réservoirs d'hydrogène envisageables dans le secteur d'intérêt sont représentées par des écailles de carbonates et de grès imbriquées et transportées au-dessus du Shale d'Utica lors de la formation des Appalaches. L'exemple classique de réservoir gazier développé dans ce contexte géologique est le réservoir de Saint-Flavien (Bertrand et al., 2003), qui est aujourd'hui reconverti en réservoir de stockage de gaz naturel.

D'une manière générale, les connaissances demeurent limitées quant au potentiel de génération de l'hydrogène par crackage de la matière organique, et les réservoirs potentiels qui ont été forés dans le secteur d'intérêt n'ont pas démontré la présence d'hydrogène mais plutôt de gaz naturel (méthane) ou de CO₂.

3.2.5 Couverture des Adirondacks (Secteur E)

Sur la base de corrélations régionales et de données géophysiques, le socle présent sous la couverture sédimentaire au sud de Montréal pourrait être en continuité avec des roches du Bouclier canadien qui comprennent des assemblages riches en minéraux ferromagnésiens, notamment de l'olivine, et qui sont susceptibles de produire de l'hydrogène s'ils sont en contact avec des fluides hydrothermaux.

À cet endroit, le bassin sédimentaire n'est épais que de 500 à 1 000 m. Il est constitué de grès et de carbonates qui peuvent former localement une couverture imparfaite, mais qui ont surtout des attributs de roches réservoirs. Le secteur E comporte de surcroît plusieurs discontinuités structurales reconnaissables dans le socle, dont certaines correspondent à des failles en surface.

Faute de comporter une couverture imperméable, ce secteur n'est vraisemblablement pas propice à l'accumulation de volumes importants d'hydrogène dans les sédiments. Son intérêt réside ici dans la faible épaisseur de la couverture sédimentaire au-dessus de roches sources potentielles et dans la présence de discontinuités structurales enracinées dans le socle : la présence éventuelle d'hydrogène pourrait y être détectée en surface plus facilement que dans d'autres secteurs d'intérêt dotés d'une épaisse couverture imperméable de shales. Ce secteur pourrait ainsi servir à tester différentes méthodes d'investigation à moindre coût.

3.2.6 Intrusions mafiques de Gaspésie (Secteur F)

Un puits d'exploration foré pour les hydrocarbures a traversé des roches intrusives mafiques dans le secteur F. Ces roches contiennent des minéraux ferromagnésiens et présentent des évidences d'altération hydrothermale, donc un potentiel pour produire de l'hydrogène naturel. Elles sont encaissées dans des grès et sont coiffées par une épaisse couverture de shale. Des traces d'hydrogène et d'azote ont été détectées dans le puits, qui coïncident spatialement avec la présence des roches intrusives.

Dans ce contexte géologique, le potentiel pour l'hydrogène apparaît limité dans la mesure où les volumes d'hydrogène naturel pouvant être produits sont proportionnels aux faibles volumes de roches intrusives sources qui sont impliquées. Cependant, l'association avec des roches réservoirs reconnues et avec une couverture imperméable très épaisse font de ce type d'environnement une cible d'exploration pour l'hydrogène qui pourrait être validée dans le secteur étudié, avant d'être étendue à d'autres régions de la Gaspésie qui présentent un contexte géologique comparable. De fait, au moins deux autres puits pétroliers et gazières pourraient présenter des caractéristiques similaires, dont l'un a confirmé la présence d'hydrogène et l'autre a révélé la présence d'un gaz inerte, possiblement de l'azote ou du CO₂. Une autre cible d'exploration dans un contexte comparable est la structure identifiée dans le secteur C7 (voir Section 3.2.3).

3.3 Analyses de gaz

Les bassins sédimentaires du sud du Québec ont fait l'objet de travaux d'exploration pétrolière et gazière qui apportent des informations sur la nature des fluides présents en sous-surface, une information qui est rarement disponible dans le cas des secteurs du Bouclier canadien. La consultation de la base de données SIGPEG (2023) a permis de recenser 100 analyses d'hydrogène réparties dans 33 puits d'hydrocarbures. Les informations relatives aux concentrations en azote, en CO₂ et en hélium ont également été examinées, car ces gaz peuvent servir d'indicateurs sur la source des fluides et la possible présence d'hydrogène.

La distribution géographique des analyses de gaz étudiées est très hétérogène et l'examen de ces données est particulièrement délicat, car 1) l'hydrogène échantillonné dans les puits d'hydrocarbures est parfois un artéfact et 2) la localisation de ces puits ne répond pas nécessairement à des objectifs d'exploration pour l'hydrogène naturel. Ce jeu de données peut donc induire des « faux négatifs » et masquer le potentiel pour l'hydrogène à une échelle plus régionale, ou à l'inverse provoquer un effet de loupe sur des « faux positifs » qui sont en fait des artéfacts d'origine humaine.

Sauf exception, les concentrations en hydrogène dans ces analyses sont toujours faibles, mais certaines sont significatives, de l'ordre de 0,1 à 0,5%, et peuvent s'élever jusqu'à 2,5% d'hydrogène, dans les cas où une origine humaine a pu être écartée. Des concentrations en hydrogène plus élevées allant jusqu'à 70% ont également été documentées, mais elles correspondaient toujours à des artéfacts, qui ont été révélés par l'examen détaillé de la séquence des opérations réalisées dans les puits avant l'échantillonnage. Dans certains cas, une ambiguïté demeure, et il n'a pas été possible de confirmer l'origine naturelle ou artificielle de l'hydrogène mesuré.

4. BOUCLIER CANADIEN DU QUÉBEC

Cette section constitue un résumé des principaux résultats de l'étude « Définition et inventaire des secteurs de roches sources potentielles pour l'hydrogène naturel – 2. Bouclier canadien » (Annexe 3, hors texte).

4.1 Définition des secteurs d'intérêt

Le Bouclier canadien représente plus de 90% de la superficie du Québec. Il est constitué de roches précambriennes et peut être subdivisé en trois provinces géologiques principales, soit le Supérieur, le Churchill et le Grenville. Deux autres provinces sont également présentes, qui ne couvrent qu'une très petite superficie au Québec et s'étendent principalement au Labrador (la Province de Nain) et en Ontario (la Province du Sud). Des bassins sédimentaires d'âge paléozoïque occupent aussi de petites superficies localement, et reposent en discordance sur le Bouclier.

Les secteurs d'intérêt au sein desquels des roches sources d'hydrogène peuvent être présentes dans la partie québécoise du Bouclier canadien ont été définis sur la base des connaissances actuelles sur les sources d'hydrogène naturel dans le monde. Dix-sept secteurs ont ainsi été identifiés, qui ont été regroupés en quatre catégories selon leurs affinités (**Figure 2**) :

- Les bassins sédimentaires (**Secteurs B1 à B4**)
- Les mines d'or (**Secteurs M1 à M4**)
- Les champs de kimberlites (**Secteurs K1 à K4**)
- Les intrusions alcalines (**Secteurs I1 à I5**)

Les différents secteurs d'intérêt ont été sélectionnés et délimités de manière à donner un aperçu représentatif de la nature et de l'extension des roches qui peuvent être des sources d'hydrogène dans la partie québécoise du Bouclier canadien. Ceci ne signifie pas que de l'hydrogène naturel pourra être découvert au sein de chacun de ces secteurs, et par ailleurs le potentiel pour l'hydrogène naturel dans le Bouclier ne saurait être limité à ces secteurs, puisque certains secteurs qui n'ont pas été retenus ici peuvent également contenir des roches sources pour l'hydrogène.

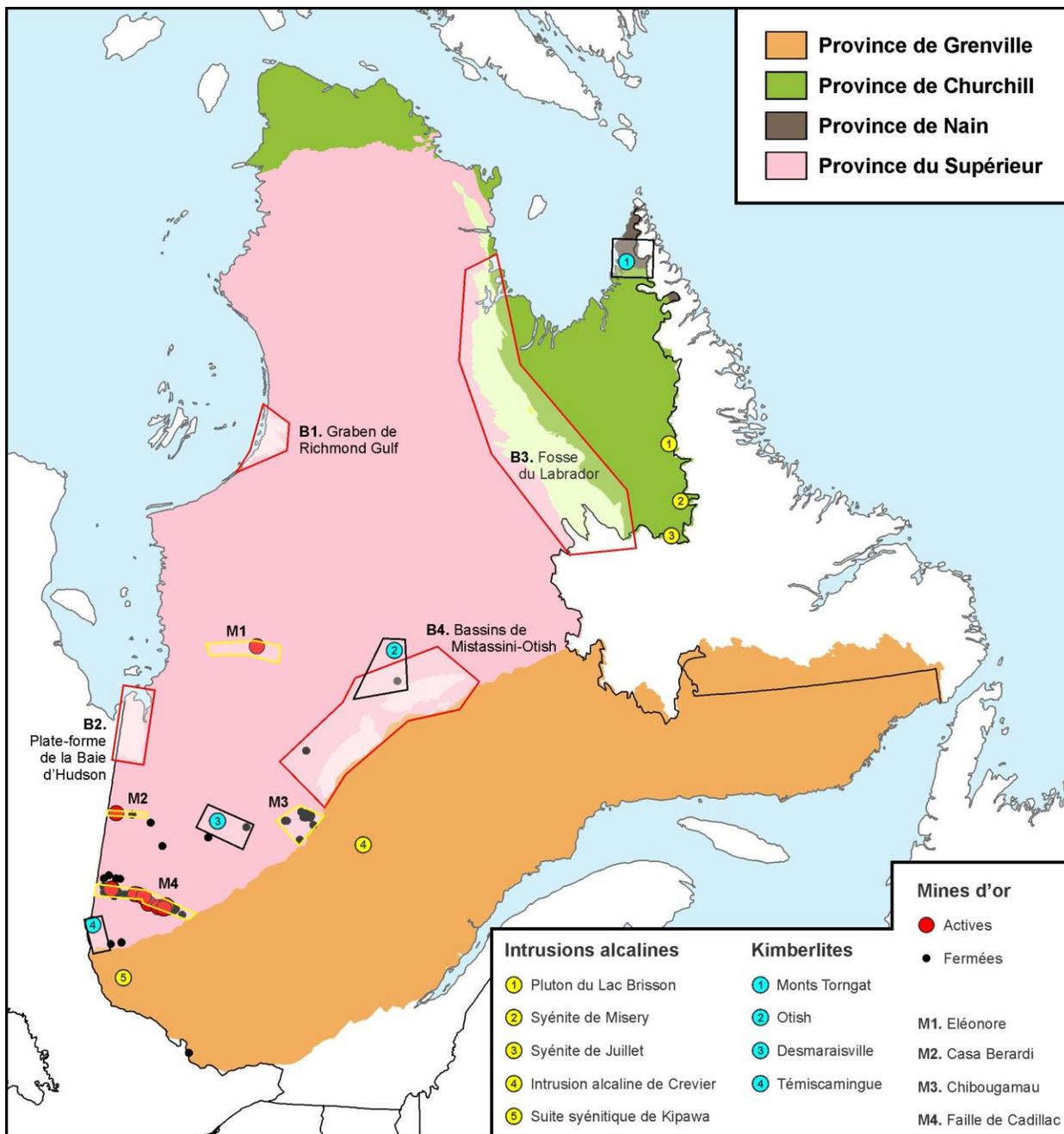


Figure 2. Carte de localisation et notation des secteurs de sources potentielles d'hydrogène dans le Bouclier canadien. Fond cartographique : SIGEOM (2023).

4.2 Potentiel dans les secteurs étudiés

4.2.1 Bassins sédimentaires

La Fosse du Labrador et les bassins de Mistassini et Otish comportent une variété de roches sources potentielles pour l'hydrogène. À l'inverse, le Graben de Richmond Gulf et la partie québécoise du Bassin d'Hudson offrent peu de potentiel pour des roches sources d'hydrogène sur la base des données actuellement disponibles, mais leur nature sédimentaire en fait malgré tout des régions d'intérêt dans la mesure où les sédiments peuvent offrir une couverture à d'éventuelles accumulations en profondeur.

Le Bassin de Mistassini comprend des formations de fer et des indices d'uranium, deux contextes géologiques propices à la production d'hydrogène naturel. Le bassin comprend des grès et des carbonates pouvant avoir développé des propriétés de réservoir, ainsi que des argilites qui peuvent fournir une couverture imperméable à des accumulations d'hydrogène. Le Bassin des monts Otish comprend des roches filoniennes mafiques à olivine. Cette région abrite également des indices d'uranium.

La Fosse du Labrador comprend dans la région de Schefferville des formations de fer, un type de roches propice à la production d'hydrogène et pour lequel un analogue est documenté en Namibie. La Fosse comprend aussi des roches mafiques et ultramafiques susceptibles de produire de l'hydrogène par un processus de serpentinisation. Des grès et des dolomies pouvant avoir développé des propriétés de réservoir sont également présents. Dans la région de Schefferville, les roches mafiques à ultramafiques sont de surcroît surmontées par des mudstones et des turbidites qui peuvent fournir une couverture à d'éventuelles accumulations d'hydrogène.

Le Graben de Richmond Gulf repose en discordance ou en contact faillé sur un socle archéen principalement constitué de granitoïdes qui, s'ils sont suffisamment riches en éléments radiogéniques, peuvent produire de l'hydrogène par radiolyse. La séquence sédimentaire comprend par ailleurs des volcanites et des roches filoniennes mafiques susceptibles de produire de l'hydrogène par un processus d'altération hydrothermale. Les failles normales associées au graben peuvent contribuer à la circulation des fluides depuis la profondeur. Ces failles ne se propagent pas dans la partie sommitale de la séquence sédimentaire, qui peut ainsi servir de couverture pour une éventuelle accumulation de fluides. Les volcanites et le filon-couche présents dans ce graben peuvent également servir de couverture, selon un modèle comparable à celui du réservoir d'hydrogène découvert au Mali, à Bourakebougou.

Enfin, le Bassin d'Hudson dans sa partie québécoise repose en discordance sur des gneiss, des paragneiss et des granitoïdes ainsi que, localement, sur des volcaniques comprenant des gabbros. Les granitoïdes et les roches ultramafiques peuvent être considérés comme des roches sources pour l'hydrogène si leur chimie est adéquate. Par ailleurs, une zone de failles de cisaillement traverse les roches du socle archéen à proximité et se prolonge sous le bassin sédimentaire : cette zone de failles peut servir de conduit pour la circulation de fluides profonds. Toutefois, la faible épaisseur du bassin à cet endroit, de l'ordre d'une centaine de mètres, limite fortement la possibilité qu'une accumulation d'hydrogène soit présente.

4.2.2 Mines d'or

Les mines d'or de la Province du Supérieur sont localisées dans des roches archéennes qui comprennent notamment des roches mafiques et plus rarement ultramafiques, ainsi que des intrusions de granitoïdes. Ces types de roches sont susceptibles de produire de l'hydrogène, par un processus d'altération hydrothermale dans le premier cas et par la radiolyse de l'eau dans le cas des granitoïdes. La région de la mine Éléonore comprend de surcroît des roches sédimentaires qui incluent des formations de fer.

Les mines d'or de la région de l'Abitibi sont par ailleurs localisées dans une ceinture de roches vertes qui s'étend également en Ontario, où de l'hydrogène dissous est documenté dans l'eau de plusieurs mines à des concentrations très variables, allant de 0,06 à 57,8% H₂. Du méthane et de l'azote d'origine abiotique sont associés à l'hydrogène. Une origine microbienne est parfois documentée pour le méthane, l'activité bactérienne pouvant alors consommer l'hydrogène initialement présent, ou à mesure que celui-ci est produit. Lorsque l'origine de l'hydrogène peut être déterminée dans les mines ontariennes, des processus de serpentinisation et/ou de radiolyse sont identifiés. Les gaz dissous dans l'eau des mines d'or du Québec n'ont pas fait l'objet d'études aussi approfondies que dans le cas de leurs analogues ontariens, mais des concentrations de l'ordre de 0,5 à 1,8% H₂ sont cependant rapportées dans deux cas (mines Sigma et La Ronde).

Des anneaux de végétation dégradée sont documentés dans ces mêmes régions au Québec et en Ontario. Ces anneaux n'ont pas les mêmes caractéristiques que les dépressions circulaires qui sont associées à des émanations d'hydrogène ailleurs dans le monde, mais ils témoignent *a minima* d'un environnement réducteur qui pourrait être associé à la présence d'hydrogène naturel dans les sols. Cette hypothèse demeure à confirmer par des vérifications sur le terrain.

4.2.3 Kimberlites

Les kimberlites sont des roches ultramafiques très riches en volatils et qui proviennent du manteau. La littérature documente, dans le monde, de nombreuses évidences de la présence d'hydrogène moléculaire et d'eau présents en inclusions fluides dans des diamants associés aux kimberlites. Ces roches sont également susceptibles d'être serpentinisées. Un phénomène de serpentinisation à basse température a d'ailleurs été mis en évidence dans le cas du champ de kimberlites de Témiscamingue, immédiatement de l'autre côté de la frontière avec l'Ontario. En outre, la présence de kimberlites peut également être associée à des fractures crustales susceptibles de servir de conduit pour la migration de fluides profonds.

4.2.4 Intrusions alcalines

Certains granites peralcalins dans le monde sont reconnus pour contenir de l'hydrogène en inclusions fluides, et dans un cas au moins l'hydrogène y est également présent dans des réseaux de fractures naturelles. Dans le cas du Pluton du Lac Brisson à la frontière entre le Québec et le Labrador, de l'hydrogène est documenté dans des inclusions fluides à des concentrations variant de 1,1 à 35% (Salvi et Williams-Jones, 1997). Le mécanisme proposé pour expliquer la formation de l'hydrogène dans ces inclusions est l'altération hydrothermale d'un minéral riche en fer, l'arfvedsonite (Truche et al., 2021). Outre ce minéral particulier, d'autres roches riches en fer peuvent être également présentes localement, comme c'est le cas pour la Syénite de Juillet, qui comprend des enclaves de formations de fer et de métavolcanites mafiques.

5. CLASSEMENT

Cette section constitue un résumé du classement réalisé pour les secteurs d'intérêt étudiés dans les bassins sédimentaires du sud du Québec (Annexe 2, hors texte) et dans le Bouclier canadien (Annexe 3, hors texte).

5.1 Méthodologie

La notation des différents secteurs d'intérêt pour l'hydrogène naturel au Québec tient compte de quatre critères fondamentaux auxquels sont attribuées des pondérations différentes (**Tableau 1**).

Tableau 1. Classification retenue pour noter les attributs des différents secteurs d'intérêt pour l'hydrogène naturel au Québec.

Critère	Valeur	Pondération
Valeur des indices géologiques de la roche source potentielle		
Indices significatifs	3	4
Indices raisonnables	2	
Indices anecdotiques	1	
Existence d'analogues dans le monde pour la roche source identifiée		
Très bien documenté et/ou Volumes importants	3	3
Moyennement documenté et/ou Volumes moyens	2	
Peu documenté ou Volumes marginaux	1	
Meilleur type de réservoir envisageable dans le secteur d'intérêt		
Conventionnel de type gazier bien compris	3	2
Conventionnel de type gazier peu documenté	2	
Roche source in situ	1	
Proximité des utilisateurs finaux		
Utilisateurs nombreux, dans la même région	3	1
Utilisateurs peu nombreux, dans la même région	2	
Région éloignée	1	

La valeur des indices géologiques et des attributs de la roche source potentielle reçoit une pondération de 4, supérieure à celles des autres catégories. Ce critère reflète la qualité des indicateurs géologiques documentés dans un secteur donné, qui laissent penser que de l'hydrogène peut être produit, ou avoir été produit, par la roche source de ce secteur.

L'existence d'analogues connus ailleurs dans le monde pour la roche source concernée reçoit une pondération de 3. Ce critère a été introduit pour nuancer le poids de la note attribuée aux indices géologiques locaux. L'objectif est d'éviter de sous-évaluer un secteur (effet de « faux négatif ») si celui-ci ne dispose que de peu de données géologiques. Une pondération inférieure à celle de la première catégorie permet de préserver la prépondérance des indices géologiques documentés directement.

La nature du meilleur type de réservoir d'hydrogène envisageable dans le secteur d'intérêt reçoit une pondération de 2. Si des travaux futurs permettent de confirmer la présence d'hydrogène naturel dans l'un des secteurs d'intérêt, la forme que pourrait y prendre une possible accumulation d'hydrogène influencera la décision de pousser plus avant les travaux d'exploration. Dans cette optique, ce critère reflète le contexte géologique et les enjeux technologiques associés à la recherche et à l'exploitation d'une possible accumulation d'hydrogène naturel.

La proximité du secteur d'intérêt avec des utilisateurs finaux reçoit une pondération de 1. Ce critère est indépendant des attributs géologiques du secteur et vise à renseigner sur le potentiel de développement de la ressource advenant une découverte. Une pondération inférieure à celle des autres critères a été appliquée afin de ne pas défavoriser excessivement un secteur autrement bien noté, considérant qu'une découverte en milieu éloigné peut en retour attirer de nouveaux utilisateurs et conduire au développement de nouvelles infrastructures.

La notation pondérée pour un secteur donné peut avoir une note qui varie de 10 à 30 en valeur absolue, soit de 33% à 100%. La possibilité d'obtenir une valeur nulle n'est pas introduite dans ce système de notation, car l'exercice porte sur des secteurs d'intérêts qui ont déjà fait l'objet d'une sélection préalable pour leur potentiel en roches sources d'hydrogène. À l'inverse, la note maximale ne signifie pas qu'il y a 100% de chances que de l'hydrogène soit produit dans un secteur donné, car la notation est relative aux autres secteurs : ainsi un réservoir d'hydrogène qui serait découvert dans un secteur donné ne serait pas noté sur cette échelle et serait classé hors-catégorie. Par ailleurs, il n'est pas possible de quantifier objectivement les critères considérés faute de disposer d'indicateurs directs de la présence d'hydrogène naturel, comme par exemple des mesures de gaz dans le sol. Une courte explication est donc proposée à côté de chacun des critères dans les Annexes 2 et 3 pour justifier la notation.

5.2 Résultats – Bassins sédimentaires du sud du Québec

Le classement général des différents secteurs d'intérêt est présenté par note décroissante au **Tableau 2**. Les différents secteurs d'intérêt dans les bassins sédimentaires du sud du Québec sont localisés avec leur notation à la **Figure 3**. Le détail du classement par région géographique et le détail de la notation pour chaque secteur sont présentés dans l'Annexe 2.

Le classement des secteurs d'intérêt fait ressortir trois secteurs très bien notés : les intrusions montréalaises (100%) et les complexes ophiolitiques de l'Estrie (93%) et de Gaspésie (87%). Le détail de la notation pour ces trois secteurs montre que les notes obtenues sont identiques pour les critères de la géologie et des analogues : à toutes fins pratiques, ces trois secteurs peuvent être considérés comme étant d'intérêt égal (et élevé) en ce qui a trait à la qualité des sources possibles d'hydrogène, la distinction entre les secteurs se faisant seulement au niveau des réservoirs d'hydrogène potentiels ou de la proximité avec des utilisateurs finaux.

Un second groupe de secteurs d'intérêt correspond à des notes moyennes entre 47 et 57% : certains corridors de fractures crustales, la roche mère profonde, les intrusions mafiques et la couverture des Adirondacks. Enfin un troisième groupe de secteurs de sources potentielles d'hydrogène regroupe les secteurs ayant obtenu les plus basses notes, entre 37 et 43% (pour un minimum

possible de 33%). Une faible note pour les critères de la géologie et des analogues est toujours à l'origine de cette position dans le classement.

Tableau 2. Sommaire par note décroissante du classement des différents secteurs d'intérêt pour les roches sources d'hydrogène naturel dans les bassins sédimentaires du sud du Québec.

Région	Secteur d'intérêt pour les roches sources d'hydrogène	Note (%)
Sud-ouest du Québec	A1 Ceinture ophiolitique de l'Estrie	93
	B Intrusions montérégiennes	100
	C1 à C3 Fractures crustales au sud du Saint-Laurent	53
	C4 Fractures crustales de Chaudière-Appalaches	43
	D Shale d'Utica profond	57
	E Couverture des Adirondacks	57
Bas-Saint-Laurent et Gaspésie	A2 Ceinture ophiolitique de Gaspésie	87
	C5, C6, C8 Fractures crustales du Bas-St.L. et de Gaspésie	37
	C7 Fractures crustales du Bas-St.L. et de Gaspésie	43
	F Intrusions mafiques de Gaspésie	47

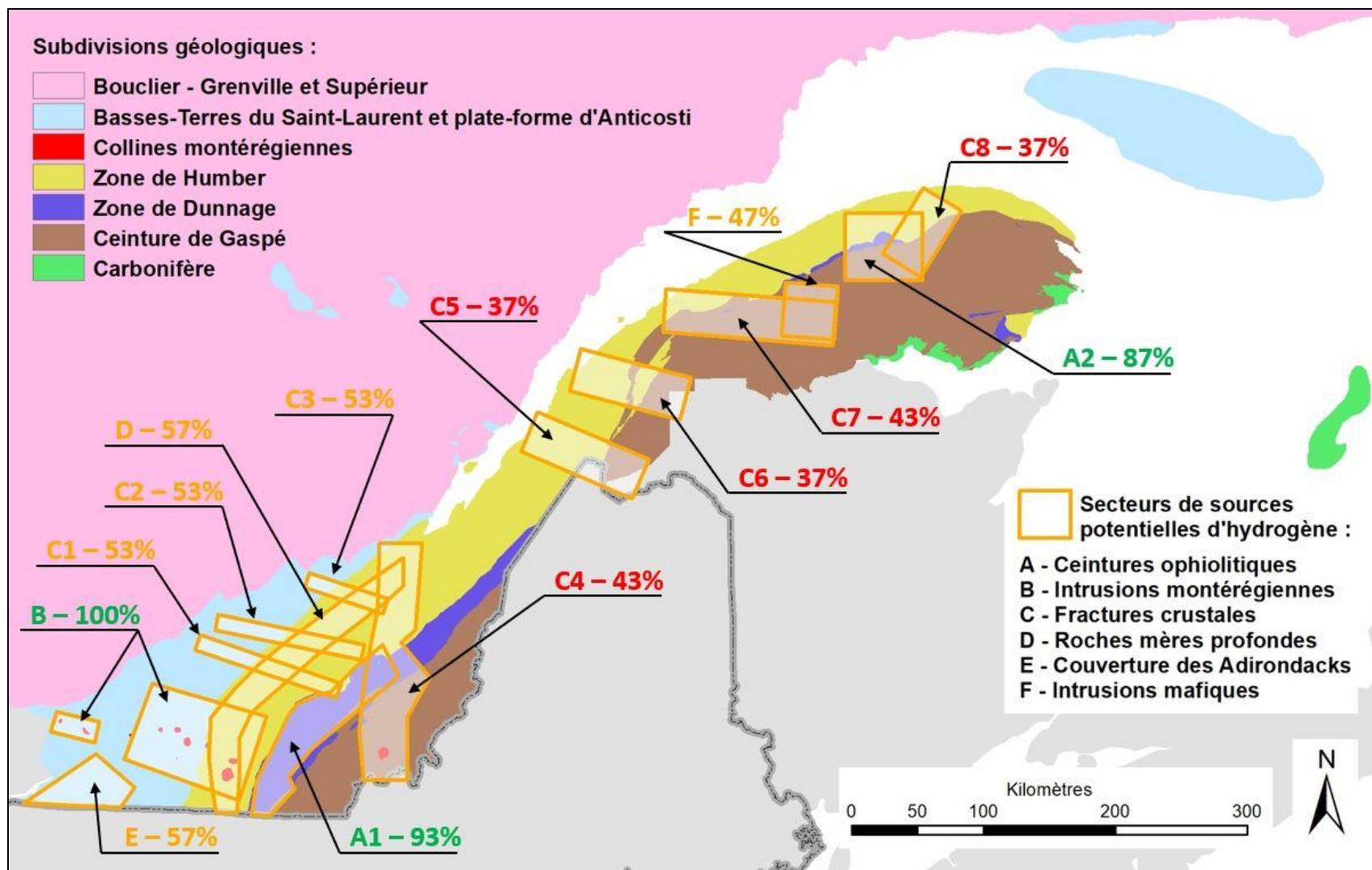


Figure 3. Carte de localisation et notation des secteurs de sources potentielles d'hydrogène dans les bassins sédimentaires du sud du Québec. Fond cartographique : SIGEOM (2023).

5.3 Résultats – Bouclier canadien

Le classement général des différents secteurs d'intérêt est présenté par note au **Tableau 3**. Les différents secteurs d'intérêt dans le Bouclier canadien sont localisés avec leur notation à la **Figure 4**. Le détail du classement par région géographique et le détail de la notation pour chaque secteur sont présentés dans l'Annexe 3.

Le classement des secteurs d'intérêt fait ressortir deux secteurs très bien notés : les mines d'or des zones de faille de l'Abitibi (87%) et les bassins de Mistassini et d'Otish (87%). Le détail de la notation pour ces trois secteurs montre que les notes obtenues sont identiques pour les critères de la géologie et des analogues : à toutes fins pratiques, ces deux secteurs peuvent être considérés comme étant d'intérêt égal (et élevé) en ce qui a trait à la qualité des sources possibles d'hydrogène, la distinction entre les secteurs se faisant seulement au niveau des réservoirs d'hydrogène potentiels ou de la proximité avec des utilisateurs finaux.

Un second groupe de secteurs d'intérêt correspond à des notes moyennes entre 57 et 70% : les mines d'or en des zones de faille, le vaste bassin sédimentaire de la Fosse du Labrador, le champ de kimberlites de Témiscamingue et le Pluton du Lac Brisson. Enfin, un troisième groupe de secteurs de sources potentielles d'hydrogène regroupe les secteurs ayant obtenu les plus basses notes, entre 40 et 47% (pour un minimum possible de 33%). Une faible note pour les critères de la géologie et des analogues est toujours à l'origine de cette position dans le classement.

Tableau 3. Sommaire par note décroissante du classement des différents secteurs d'intérêt pour les roches sources d'hydrogène naturel dans le Bouclier canadien.

Secteur d'intérêt pour les roches sources d'hydrogène		Note (%)
M4	Mines des zones de faille de l'Abitibi	87
B4	Bassins Mistassini/Otish	87
M3	Chibougamau	70
M1 et M2	Mines Éléonore et Casa Berardi	67
B3	Fosse du Labrador	63
K4	Kimberlites Témiscamingue	60
I1	Pluton du Lac Brisson	57
I4 et I5	Intrusions de Crevier et Kipawa	47
K1, K2, K3	Kimberlites Torngat/Otish/Desmaraisville	43
I2 et I3	Syénites Misery/Juillet	43
B1 et B2	Bassins Hudson et Richmond Gulf	40

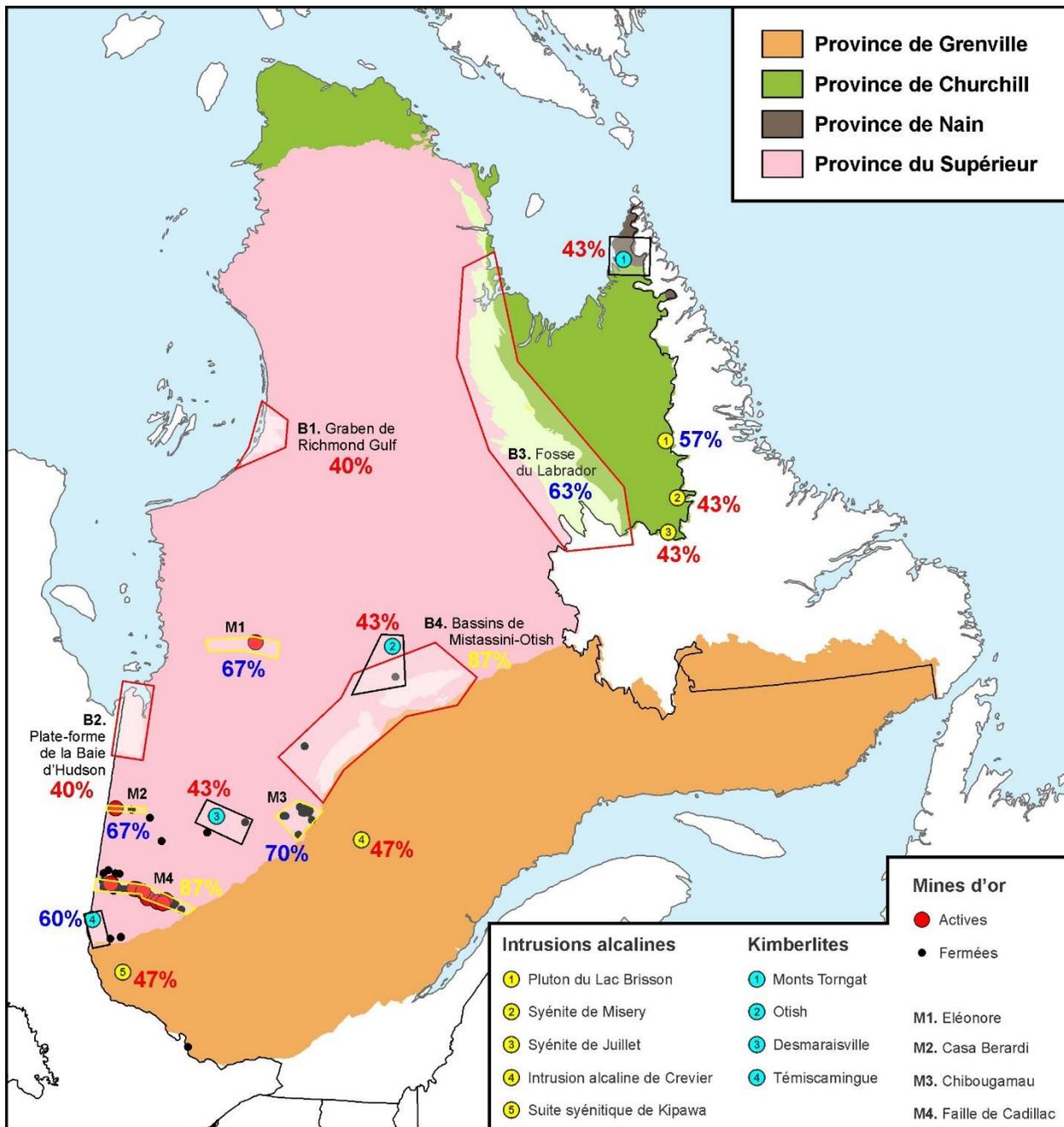


Figure 4. Carte de localisation et notation des secteurs de sources potentielles d'hydrogène dans le Bouclier canadien. Fond cartographique : SIGEOM (2023).

6. GÉOPHYSIQUE

Cette section constitue un résumé des principaux résultats de l'étude « État des connaissances sur les méthodes géophysiques » (Annexe 4, hors texte).

6.1 Cible géophysique

Cette section se concentre sur la recherche d'indices pouvant conduire à des découvertes d'hydrogène par méthodes géophysiques avec pour objectif que ces découvertes puissent avoir un intérêt économique. Selon l'état des connaissances issu de la revue bibliographique, l'origine de l'hydrogène naturel la plus communément admise résulte de l'oxydation du fer ferreux en fer ferrique corrélativement de la réduction de l'eau en hydrogène. Les formations archéennes de fer rubanées constituent aussi une source potentielle importante d'hydrogène qui sont examinées en raison des grandes quantités de fer mises en jeu. Le Québec renferme une quantité importante de formations riches en fer, soit disséminé, soit en place. Le but de ce travail étant de privilégier les sites les plus probables, on se concentrera dans un premier temps sur les formations riches en fer ferreux les plus importantes à la fois en volume et en concentration.

Des anomalies de Thorium et/ou d'Uranium pourraient également refléter un enrichissement local dû à la remontée de fluides ou de matériaux profonds, susceptibles de créer également des anomalies thermiques. Ce résultat plaide ainsi en faveur des relevés de spectrométrie du rayonnement gamma de haute résolution (basse hauteur et lignes de vol resserrées) afin d'identifier la présence de ces anomalies sur les sites retenus pour cette étude. Cette méthode offrirait ainsi une alternative avantageuse aux mesures de flux de chaleur difficiles à mettre en œuvre à grande échelle. Le Thorium est l'élément qui montre les plus forts contrastes entre les différents types de roches et par conséquent l'élément le plus clairement représentatif de la présence des isotopes radioactifs susceptibles de fournir une source de chaleur. Les anomalies de Thorium devraient être un bon indicateur du flux de chaleur.

6.2 Inventaire des données géophysiques disponibles

Compte tenu du modèle de production de l'hydrogène naturel interprété au Québec, les méthodes géophysiques les plus pertinentes pour l'exploration de l'hydrogène naturel sont dans l'ordre :

1. Les mesures du champ magnétique terrestre,
2. Les mesures du flux de chaleur,
3. Les mesures spectrométriques du rayonnement gamma.

Accessoirement, deux autres méthodes peuvent être envisagées :

4. Les mesures magnétotelluriques pour la recherche des failles profondes,
5. Les mesures électromagnétiques pour localiser des conducteurs riches en FeS.

La très forte réactivité de l'hydrogène rend peu probable la détection directe d'émanations depuis la surface par des méthodes géophysiques. En revanche, les quantités importantes de fer à l'état ferreux et surtout à l'état partiellement oxydé, comme dans la magnétite, font de la méthode aéromagnétique une méthode particulièrement bien adaptée à cette étude. Les levés hélicoptérés de très haute résolution sont parfaitement adaptés aux dimensions de ces sources. Un levé de très haute résolution et à très basse hauteur devra donc être réalisé sur tous les sites identifiés. Des

mesures aéromagnétiques prises à basse altitude avec des lignes de vol très serrées (25 m d'espacement) seraient nécessaires pour identifier les structures superficielles.

L'inventaire est réalisé à partir des données géophysiques collectées entre 1970 et 2023 dans les zones d'intérêts identifiées dans le cadre des travaux d'évaluation du potentiel en hydrogène naturel au Québec (**Tableau 4** et **Figure 5**).

Tableau 4. Identification des zones d'intérêt à l'aide d'un numéro d'identification unique.

Blocs d'intérêts	Zones d'intérêts	Numéro d'identification
Sud-Est	Corridors Crustaux 1	1
	Corridors Crustaux 2	2
	Corridors Crustaux 3	3
	Corridors Crustaux 4	4
	Ophiolites et mafiques	5
	Puits C090	6
Sud-Ouest	Bassin Mince	7
	Corridors Crustaux 1	8
	Corridors Crustaux 2	9
	Corridors Crustaux 3	10
	Corridors Crustaux 4	11
	Montréalésiennes 1	12
	Montréalésiennes 2	13
	Ophiolites	14
	Utica profond	15
Bouclier Canadien	Bassin Hudson	16
	Bassin Richmond Gulf	17
	Bassins Mistassini et Otish	18
	Fosse du Labrador	19
	Kimberlites 1	20
	Kimberlites 2	21
	Kimberlites 3	22
	Kimberlites 4	23
	Mines 1	24
	Mines 2	25
	Mines 3	26
	Mines 4	27

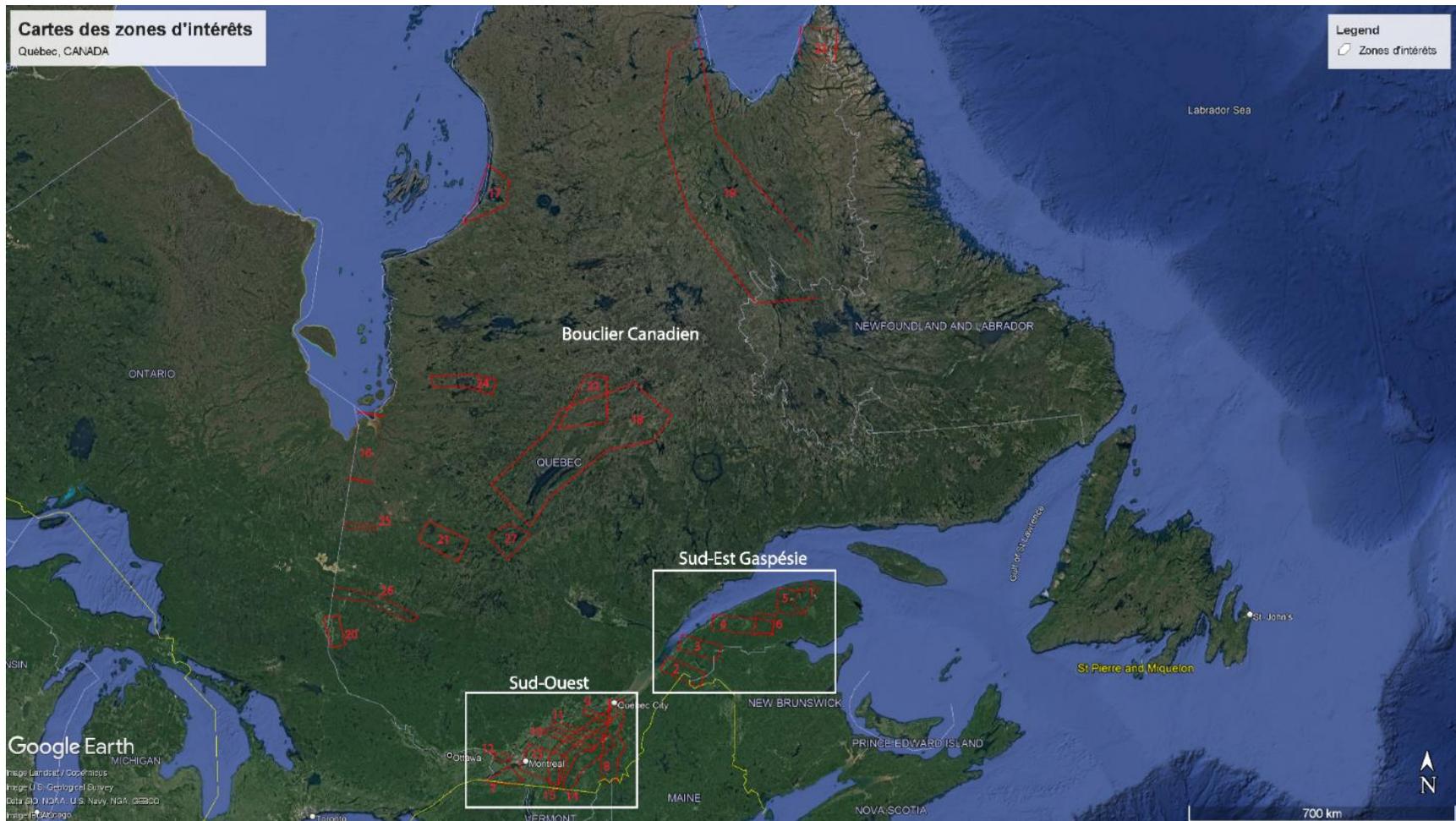


Figure 5. Carte de situation des zones d'intérêt géologique.

L'inventaire des données électromagnétiques, magnétométriques et radiométriques, montre que la méthode magnétométrique est la plus représentée, suivie des méthodes électromagnétiques. Cela s'explique largement par le coût plus faible des études magnétométriques et par son intérêt dans le contexte de l'exploration des ressources naturelles au Québec. La majorité des levés répertoriés sont d'origine privée. Ils sont cependant très concentrés sur une zone limitée et de surface assez limitée. Tandis que les projets publics sont certes moins nombreux, mais beaucoup plus vastes et permettent de couvrir généralement toutes les zones d'intérêt géologique identifiées. La majorité des projets a été réalisée entre 2000 et 2016 au Québec.

L'inventaire des données de magnétotellurique montre une couverture limitée de ces données au Québec, limitée aux secteurs des kimberlites et des mines. Cette méthode ayant d'abord pour objectif d'identifier des structures profondes, il est envisageable de détecter ces structures hors des zones d'intérêt et éventuellement de les extrapoler dans la zone d'intérêt. Ces données, mêmes anciennes, peuvent être un atout et être corrélées avec les données sismiques disponibles.

6.3 Pertinence des données de sismique-réflexion

La sismique-réflexion est une méthode d'investigation géophysique qui permet de détecter des contrastes dans la vitesse de propagation des ondes dans le roc et les dépôts meubles. Essentiellement, ces contrastes servent à interpréter la géométrie du sous-sol et donc à identifier la présence de roches réservoirs ou de conduits de migration pour les fluides, mais ne permettent pas de détecter l'hydrogène spécifiquement. L'inventaire classe les données sismiques selon la disponibilité des données brutes, des données traitées et des images statiques diffusées par le Ministère des Ressources naturelles et des Forêts du Québec. Outre le critère d'âge (1970 ou plus récent), la sélection des lignes sismiques recensées ici repose sur leur inclusion à l'intérieur de l'aire d'investigation retenue pour chacun des secteurs de sources potentielles d'hydrogène naturel.

Le cœur des Basses-Terres du Saint-Laurent et la partie frontale de la zone de Humber sont les régions qui ont la couverture sismique la plus étendue, en raison de l'intérêt de ces régions pour l'industrie pétrolière. La majorité des lignes sismiques enregistrées dans les secteurs de sources potentielles d'hydrogène ne sont pas actuellement disponibles.

Dans la région des intrusions montérégiennes, la Commission géologique du Canada (CGC) a procédé à l'enregistrement d'une série de lignes sismiques peu profondes à haute résolution pour imager la stratigraphie des dépôts meubles en 2009 et 2010. Localement, l'atténuation du signal sismique dans les dépôts meubles a été interprétée comme pouvant correspondre à des figures d'échappement de fluides (gaz ou eau) depuis le roc vers la surface (Pugin et Pullan, 2013; Pugin et al., 2013). La signification géologique de ces structures doit toutefois être interprétée avec prudence, car certaines structures peuvent correspondre à des artefacts générés lors du processus d'acquisition ou de traitement de la ligne sismique (Duchesne et al., 2016).

La couverture sismique en Gaspésie et dans le Bas-Saint-Laurent est moins étendue que dans le cas des Basses-Terres du Saint-Laurent, malgré un historique d'exploration pétrolière plus ancien. L'essentiel des lignes sismiques est concentré dans la partie orientale de la péninsule gaspésienne, à l'écart des secteurs de sources potentielles d'hydrogène retenus. Dans le Bouclier canadien les

lignes de sismique-réflexion disponibles sont celles acquises dans le cadre du projet Lithoprobe 8 entre 1990 et 1993 (RNCAN, 2023).

6.4 Méthodes d'imagerie

Des dépressions de surface de forme plus ou moins circulaire correspondant à des émanations d'hydrogène sont documentées dans le monde. Ces structures sont caractérisées par une dépression centrale peu marquée et une dégradation dans la végétation ou dans la santé de celle-ci par rapport au milieu environnant. Les dépressions de surface peuvent être détectées par les principales méthodes d'imagerie si celles-ci possèdent la résolution spatiale appropriée. Plusieurs types de données d'imagerie et satellitaire sont publiquement disponibles pour l'ensemble du Québec. L'inventaire des données d'imagerie au Québec repose en premier lieu sur les informations extraites à partir du site de Données Québec :

- <https://www.donneesquebec.ca/>

Les deux principales sources de données sont les images de relief et les images satellites, qui sont disponibles à l'échelle du Québec à une résolution de 20 m à 30 m. Bien que cette résolution soit trop faible pour y détecter les dépressions de surface potentiellement générées par l'hydrogène, cette carte peut être utile lorsque combinée avec les données de failles régionales et locales pour détecter les grandes zones de déformation. Les données LIDAR contiennent le modèle numérique de terrain à une résolution spatiale de 1 m et sont disponibles au sud du 52^e parallèle. Des mosaïques d'images satellites sont disponibles et sont conçues en combinant plusieurs tuiles adjacentes d'images satellite du capteur Landsat ou Sentinel :

- <https://www.donneesquebec.ca/recherche/dataset?organization=&q=satellite>

La couverture des mosaïques varie selon les années d'acquisition, allant du Québec méridional à l'ensemble du Québec. Les données satellites récentes (2021 et 2022) proviennent du capteur Sentinel-2 et offrent une résolution spatiale de 10m à la grandeur du Québec. Ces données satellites contiennent les bandes spectrales bleu (bande 2), proche infrarouge (bande 8) et infrarouge à ondes courtes (bande 11).

Plusieurs anomalies de végétation, formant des anneaux de végétation à la santé dégradée, sont visibles sur les images satellites et les images aéroportées dans la zone d'intérêt de l'Abitibi. Le LIDAR disponible pour la région, permet de valider ces structures sur des données de haute résolution spatiale. Bien que la coïncidence spatiale régionale de ces anneaux avec des indices d'hydrogène dans certaines mines d'or et la présence d'un environnement fortement réducteur dans les sols sont deux indices recevables pour soupçonner la présence d'hydrogène, il ne s'agit encore que de pistes de réflexion qui demeurent à confirmer par des mesures d'hydrogène sur le terrain.

Deux constats s'imposent sur l'analyse des images aéroportées ou satellites. La zone d'intérêt étant si large, il est impensable de faire une détection et interprétation manuelle des dépressions circulaires pouvant exister. Une approche utilisant l'apprentissage profond doit être envisagée afin de permettre l'analyse sur une zone si étendue. De plus, une grande portion de la zone d'étude (Bouclier canadien) se trouvant dans une région de pergélisol où l'action des glaciers a laissé des

traces, il faut pouvoir distinguer les sources pouvant générer des dépressions circulaires, si ce type de phénomène est détecté. Encore une fois, une approche utilisant l'apprentissage profond permettrait de répondre à ce constat.

7. GÉOCHIMIQUE

Cette section constitue un résumé des principaux résultats de l'étude « État des connaissances géochimiques pour la détection de l'hydrogène, et inventaire des données géochimiques existantes permettant d'identifier des remontées de fluides profonds dans les bassins sédimentaires du sud du Québec » (Annexe 5, hors texte).

7.1 Mise en contexte

L'évaluation générale des contextes favorables à la production d'hydrogène naturel au Québec repose principalement sur l'utilisation de données géologiques. Cependant, dans le sud du Québec, il est également possible et souhaitable d'utiliser les données disponibles sur la géochimie des eaux souterraines, afin de repérer des indications sur des zones où des fluides profonds (contenant possiblement de l'hydrogène) remontent naturellement vers la surface à travers des zones de failles perméables. Ces remontées naturelles contiennent normalement des fluides salins ayant été transportés à partir de grandes profondeurs (plusieurs centaines de mètres) vers la surface, en suivant les systèmes d'écoulement régionaux profonds.

Cette approche est prometteuse dans les bassins sédimentaires du sud du Québec, et particulièrement dans les Basses-Terres du Saint-Laurent, où l'on dispose d'une bonne densité de données hydrogéochimiques et d'une relativement bonne compréhension de la disposition des failles en profondeur. Or, en l'absence d'activités d'exploration ou d'exploitation pour les hydrocarbures actuellement au Québec, il est difficile d'envisager procéder à des mesures d'hydrogène sur les fluides présents dans les réservoirs profonds, situés à plusieurs centaines de mètres, voire quelques kilomètres sous la surface. Il est néanmoins possible que certaines zones de failles géologiques perméables permettent une remontée naturelle de ces fluides vers les aquifères superficiels, offrant ainsi une « fenêtre » sur la composition des fluides profonds qui pourraient potentiellement contenir de l'hydrogène naturel. L'identification des failles qui pourraient être perméables sur une grande distance verticale n'a pas encore été faite de façon exhaustive au Québec.

La première partie de la Section 7 sera donc consacrée à la visualisation des données hydrogéochimiques disponibles publiquement pour les bassins sédimentaires du sud du Québec et à l'identification de failles potentiellement perméables à partir des valeurs de salinité de l'eau et de leur concordance avec la localisation de failles. Les zones identifiées représentent des endroits prometteurs pour éventuellement débiter les recherches d'hydrogène naturel à coût raisonnable. Ces éventuelles premières recherches cibleraient préférentiellement les gaz dans les sols de la zone non saturée, qui sont facilement accessibles et ne nécessitent pas de réaliser des forages coûteux ou d'accéder à des puits d'hydrocarbures. La deuxième partie de la Section 7 est donc consacrée à résumer les méthodes d'échantillonnage et de mesure de l'hydrogène dans les gaz du sol.

7.2 Identification des failles potentiellement perméables

La région ciblée pour la recherche d'indicateurs géochimiques liés à l'hydrogène naturel a été définie comme les Basses-Terres du Saint-Laurent et les Appalaches dans les bassins sédimentaires du sud du Québec, pour deux raisons. Premièrement, au niveau du contexte géologique, les épaisses successions de roches sédimentaires retrouvées dans ces provinces géologiques et recouvrant le socle grenvillien, ont démontré globalement une très faible perméabilité matricielle, et une porosité de fracture plus importante le long de certaines failles (Ladevèze et al., 2018). De la même manière que cette couverture sédimentaire a permis de conserver les hydrocarbures produits et piégés en profondeur, il est postulé qu'elle pourrait également maintenir piégé de l'hydrogène naturel produit en profondeur. Cet hydrogène pourrait potentiellement être détecté près de la surface à des endroits très localisés représentant des voies de migration préférentielle. Deuxièmement, cette zone d'étude comporte la majorité des données hydrogéochimiques disponibles pour les aquifères superficiels du Québec, et donc la densité des données hydrogéochimiques disponibles permet une comparaison de la salinité de l'eau en fonction de la localisation des failles.

Pour le Québec, la très vaste majorité des données publiques liées à la chimie des eaux souterraines provient des Projets d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines (PACES), réalisés par différentes universités à la demande du Gouvernement du Québec. Les projets ont été réalisés en différentes phases, dont certaines sont terminées et pour lesquelles les données ont été publiées (période 2009-2025, 13 projets régionaux), ainsi qu'une dernière phase pour laquelle les données n'ont pas encore été publiées (période 2018-2022, 4 projets régionaux, plus 2 projets de plus petite envergure). Des données provenant de quelques autres projets distincts sont également disponibles publiquement et ont été utilisées pour définir la région d'intérêt. Ainsi, la liste des sources de données utilisées est la suivante :

- La **base de données globale de tous les PACES réalisés entre 2009 et 2015**.
- Le **PACES Bas-Saint-Laurent-Gaspésie (période 2018-2022)**, dont les données n'ont pas encore été publiées mais ont pu être obtenues auprès de la chercheuse principale du projet.
- Les données d'un projet portant sur la **caractérisation géologique et géochimique du secteur Haldimand, Gaspé** (Peel, 2014; Raynauld et al., 2014).
- Les données d'un projet de la Commission géologique du Canada (CGC) intitulé « **gaz de shale Saint-Édouard** », réalisé dans la municipalité de Saint-Édouard-de-Lotbinière et ses environs.
- La base de données du **Réseau de suivi des eaux souterraines du Québec (RSESQ)** du Ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs (MELCCFP).

La base de données finale comprenant toutes ces sources de données comporte 1 715 échantillons situés dans la zone d'étude (sur un total de 2 963 pour tout le Québec), dont la quasi-totalité possède minimalement des mesures de profondeur du puits, des informations sur la géologie ainsi que des valeurs de concentration d'ions majeurs (calcium, Ca^{2+} ; sodium, Na^+ ; potassium, K^+ ; magnésium Mg^{2+} ; chlorure, Cl^- ; bicarbonate, HCO_3^- ; nitrate, NO_3^- ; sulfate, SO_4^{2-}) et de paramètres physicochimiques (température, oxygène dissous, pH, conductivité électrique, potentiel d'oxydo-réduction).

L'indicateur choisi pour identifier les failles potentiellement perméables est la salinité de l'eau, ce qui représente sa teneur en sels dissous. On peut exprimer la salinité en différentes unités, notamment en milligrammes par litre (mg/L) de matières dissoutes totales (MDT). Le calcul prend en compte les ions suivants : Ca^{2+} Na^+ K^+ Mg^{2+} Cl^- HCO_3^- SO_4^{2-} CO_3^{2-} SiO_2 . Dans les eaux souterraines, on peut classer les valeurs de MDT en différentes catégories. Les valeurs sous 1 000 mg/L sont considérées comme de l'eau douce, celles entre 1 000 et 10 000 mg/L comme de l'eau saumâtre, et celles au-delà de 10 000 mg/L comme de l'eau salée (Freeze et Cherry, 1979). Selon les données obtenues, dans le sud du Québec les eaux souterraines sont généralement douces (médiane 254 mg/L, moyenne 513 mg/L), alors que les eaux saumâtres ou salées sont plutôt rares, constituant respectivement 6% et 0,7% des données disponibles (**Figure 6**). Ces valeurs élevées peuvent être liées à quatre phénomènes principaux, soit : 1) une migration ascendante de fluides salins d'origine profonde le long de zones de failles ou d'autres chemins de migration préférentielle (ex : puits d'hydrocarbures mal scellé); 2) la présence de sel provenant des argiles de la mer de Champlain; et 3) l'intrusion d'eau de mer dans les aquifères le long du littoral, et 4) l'utilisation de sel déglaçant sur les routes. La présence de puits contenant de l'eau avec une salinité élevée, situés le long d'une zone de faille sans pour autant être le long du littoral ou d'une route principale, peut donc être un bon indicateur de sa perméabilité.

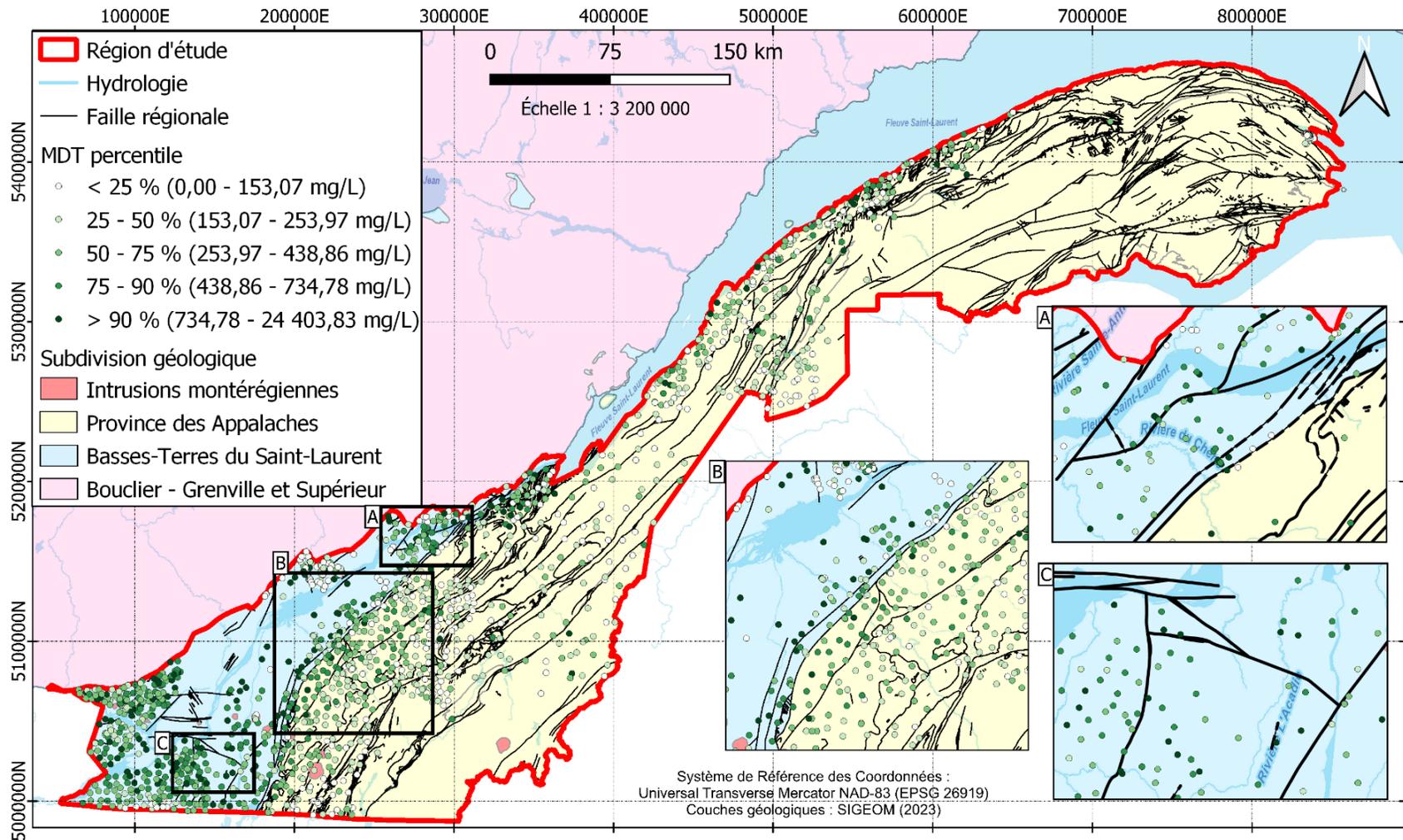


Figure 6. Concentrations en matières dissoutes totales (MDT, mg/L) dans les eaux souterraines du sud du Québec, groupées en fonction des classes de percentiles.

Dans la zone d'étude, quelques puits avec des salinités élevées sont situés le long du littoral dans la région du Bas-Saint-Laurent, ce qui correspond également à la portion de l'autoroute 20 entre Kamouraska et Rimouski (**Figure 6**). Ces valeurs ne sont pas localisées le long de failles cartographiées, ainsi dans ce cas les salinités élevées sont plus probablement le résultat d'intrusion d'eau marine ou de l'utilisation de sel déglaçant. On retrouve également des salinités parmi les 90% les plus élevées dans les Basses-Terres du Saint-Laurent, soit près de Montréal ainsi que le long du corridor entre Montréal et Québec (**Figure 6**). Cette zone pourrait correspondre avec la présence d'argiles de l'ancienne mer de Champlain (Cloutier, 2004). On y retrouve également plusieurs routes principales, dont la route 148 entre Montréal et Ottawa, l'autoroute 15 au nord et au sud de Montréal, ainsi que l'autoroute 20 entre Montréal et Québec. Or, si l'on considère uniquement les valeurs qui se trouvent près des failles géologiques, on peut alors identifier trois secteurs présentant des failles potentiellement perméables, soit le secteur de la faille normale de la Rivière Jacques-Cartier près de Saint-Edouard-de-Lotbinière (**Figure 6**, encadré A), le secteur de la Faille d'Aston et de la Ligne de Logan à l'ouest de Drummondville (failles de chevauchement, encadré B), et le secteur au sud de Montréal (failles normales, encadré C).

7.3 Inventaire comparatif des techniques de mesure géochimique disponibles

Dans l'optique d'effectuer des mesures de concentrations (et potentiellement de composition isotopique) de l'hydrogène naturel dans les différents environnements géologiques théoriquement favorables, il est nécessaire d'établir une stratégie d'échantillonnage et de mesure adéquate. L'hydrogène pourrait être mesuré dans différents environnements, comme dans des mines souterraines, dans des puits d'hydrocarbures, dans l'eau souterraine ou dans la zone non saturée près de la surface du sol. Pour des questions d'accessibilité en vue des premiers levés de terrain au Québec, la présente étude se focalise uniquement sur ce dernier contexte, soit les émanations près de la surface du sol. En effet, l'hydrogène étant très léger, s'il est produit dans des formations géologiques profondes, il tendra à migrer de façon ascendante vers la surface au travers de réseaux de fractures perméables et, de façon plus limitée, à travers la matrice géologique. On peut donc envisager de tenter de détecter des émanations d'hydrogène dans les gaz du sol superficiel, juste avant que cet hydrogène n'atteigne l'atmosphère.

7.3.1 Dispositif d'échantillonnage

La majorité des études ayant mesuré l'hydrogène naturel dans les gaz du sol ont utilisé un système de tige métallique creuse et perforée dans sa partie inférieure (ex : Sukhanova et al., 2013; Zgonnik et al., 2015; Prinzhofer et al., 2018; Prinzhofer et al., 2019; Pasquet et al., 2022). Différents dispositifs commerciaux ou fabriqués sur mesure ont été mentionnés, qui diffèrent notamment par leur méthode d'enfoncement dans le sol. Certaines études ont mentionné avoir enfoncé les tiges en forant au préalable un trou avec une perceuse et une longue mèche, puis la mèche a été retirée et remplacée par la tige perforée (Halas et al., 2021). D'autres études sur les gaz du sol ont enfoncé la tige perforée directement à l'aide d'une perceuse, car la tige avait un embout supérieur compatible avec la perceuse. Finalement, certaines études ont enfoncé la tige à l'aide d'une masse ou d'un système coulissant à percussion (*slide hammer*). Il a été postulé dans certaines études que l'utilisation d'une perceuse pouvait générer du H₂ par altération des minéraux sous l'effet de

friction de la mèche, ce qui cause des « artefacts » dans les mesures de H₂. De tels artefacts n'auraient pas été générés lorsque l'enfoncement par percussion a été utilisé (Halas et al., 2021). Dans tous les cas, généralement la tige perforée a été enfoncée jusqu'à une profondeur variant entre 80 cm et 100 cm, et parfois moins profondément si la hauteur de la nappe phréatique était très élevée. Un tuyau flexible relie ensuite la partie supérieure de la tige perforée à un dispositif d'échantillonnage, qui peut être un détecteur multigaz ou de H₂ (mesures *in situ*) ou encore, un septum pour le prélèvement d'échantillons gazeux à l'aide d'une seringue (mesures *ex situ*).

7.3.2 Mesures *in situ*

Les mesures *in situ* à l'aide de détecteurs d'hydrogène ou de détecteurs multigaz ont l'avantage de permettre un grand nombre de mesures pour un prix d'achat fixe. La plupart des études ont utilisé des détecteurs multigaz conçus initialement pour détecter les fuites de gaz hors de la tuyauterie dans des environnements industriels. Ces détecteurs peuvent être instrumentés avec différents capteurs (le nombre maximal varie selon le modèle), dont des capteurs pour le H₂, H₂S, CO₂, CO, O₂, etc. Bien que plusieurs modèles de détecteurs multigaz existent sur le marché, seuls quelques-uns d'entre eux offrent des capteurs pour le H₂. Les principaux modèles utilisés pour la recherche d'hydrogène sont le Geotech GA5000 et le Draeger x-am 5000 (Halas et al., 2021). Deux autres modèles ont été parfois utilisés, soit le Optimax Biogas analyzer (un détecteur multigaz), et le Variotec 460 Tracergas (un détecteur exclusivement pour l'hydrogène) (Moretti, communication personnelle, 2023). Lorsque des concentrations de H₂ ont été détectées à l'aide de détecteurs portatifs, certaines études ont ensuite utilisé des capteurs développés spécifiquement pour l'hydrogène, et qui peuvent être laissés en place pendant plusieurs mois afin de capter les variations temporelles dans les concentrations de H₂. À ce jour, le seul modèle documenté dans la littérature et qui peut être disponible commercialement est le capteur ParHys de Engie, France. Cependant, dans certaines études menées en Russie, des détecteurs développés par le Engineering Physics Institute de Moscou ont été utilisés. Ces détecteurs seraient sélectifs pour le H₂ et ne seraient pas affectés par le H₂S, CO, et les autres gaz (Larin et al., 2014). D'autres modèles sont présentement en cours de développement, notamment en France et en Australie.

7.3.3 Mesures en laboratoire

En l'absence d'un détecteur multigaz, il est possible de prélever des échantillons de gaz et de les envoyer pour analyse à un laboratoire. L'avantage des mesures en laboratoire est de permettre : 1) des mesures de gaz à des endroits jugés prometteurs si l'on ne possède pas encore de détecteur multigaz ou si l'on n'a que quelques échantillons à prendre; 2) de mesurer certains gaz qui peuvent accompagner le H₂ et qui ne sont pas disponibles sur les capteurs des détecteurs multigaz (ex : azote, N; hélium, He); et 3) de déterminer la composition isotopique du H₂ ou des autres gaz. Les échantillons gazeux sont généralement prélevés avec une seringue à travers un septum connecté à la tuyauterie de la tige perforée. Dans la majorité des études récentes, ces échantillons ont été introduits dans un tube de type Vacutainer®, qui était préalablement mis sous vide (ex : Larin et al., 2014; Deville et al., 2016; Guélard et al., 2017). Des échantillons d'eau ont également été prélevés, et entreposés dans des bouteilles de polyéthylène haute densité (HDPE) (Hao et al., 2020). Certains échantillons de gaz ont aussi été entreposés dans des sacs imperméables aux gaz (Halas et al., 2021).

Les concentrations de H₂ et d'autres gaz peuvent ensuite être mesurées via différentes méthodes qui impliquent toutes une chromatographie en phase gazeuse (gas chromatography, GC) suivie soit d'un détecteur à ionisation de flamme (GC-FID), d'un détecteur à conductivité thermique (GC-TCD) (Hosgormez et al., 2008; Deville et al., 2016; Guélard et al., 2017), ou d'un spectromètre de masse (Varlet et al., 2013). Outre le H₂, les principaux gaz associés qui ont été analysés sont le méthane (CH₄), l'éthane (C₂H₆), le propane (C₃H₈), le butane (C₄H₁₀), le dioxyde de carbone (CO₂), l'azote (N₂), l'oxygène (O₂), le dioxyde de soufre (H₂S) et l'hélium (He). Généralement, les gaz associés (à l'exception de He) sont analysés en utilisant l'He comme gaz porteur dans le système (Snavely et Subramaniam, 1998). Or, le H₂ étant chimiquement proche de l'He, il nécessite généralement l'utilisation d'un autre gaz porteur, comme le N₂. Ainsi, généralement il faut procéder à deux analyses distinctes si l'on veut pouvoir mesurer toute la suite de gaz d'intérêt (Guélard et al., 2017). Finalement, les échantillons gazeux peuvent permettre de déterminer la composition en isotopes stables du H₂ ($\delta^2\text{H}$). Ces analyses peuvent être faites par chromatographie en phase gazeuse suivi d'une combustion et d'une mesure sur un spectromètre de masse à ratios isotopiques (GC-C-IRMS) (Hilkert et al., 1999; Guélard et al., 2017).

7.3.4 Aperçu des coûts

Au niveau des coûts, des soumissions ont été demandées à l'automne 2022 pour les modèles GA5000 et x-am 8000; les prix oscillaient entre 6 500\$ et 17 000\$ pour ces détecteurs multigaz portatifs. Pour les analyses en laboratoire, les soumissions obtenues étaient d'environ 50\$ par échantillon pour les analyses de H₂, et 50\$ pour les analyses des autres gaz connexes, pour un total de 100\$/échantillon pour la suite complète de gaz d'intérêt. Il apparaît donc clair que l'achat d'un détecteur multigaz portatif devient rapidement rentable, c'est-à-dire dès lors que l'on souhaite mesurer plus de 100 à 200 échantillons (**Figure 7**). Tous les prix mentionnés sont en dollars canadiens.

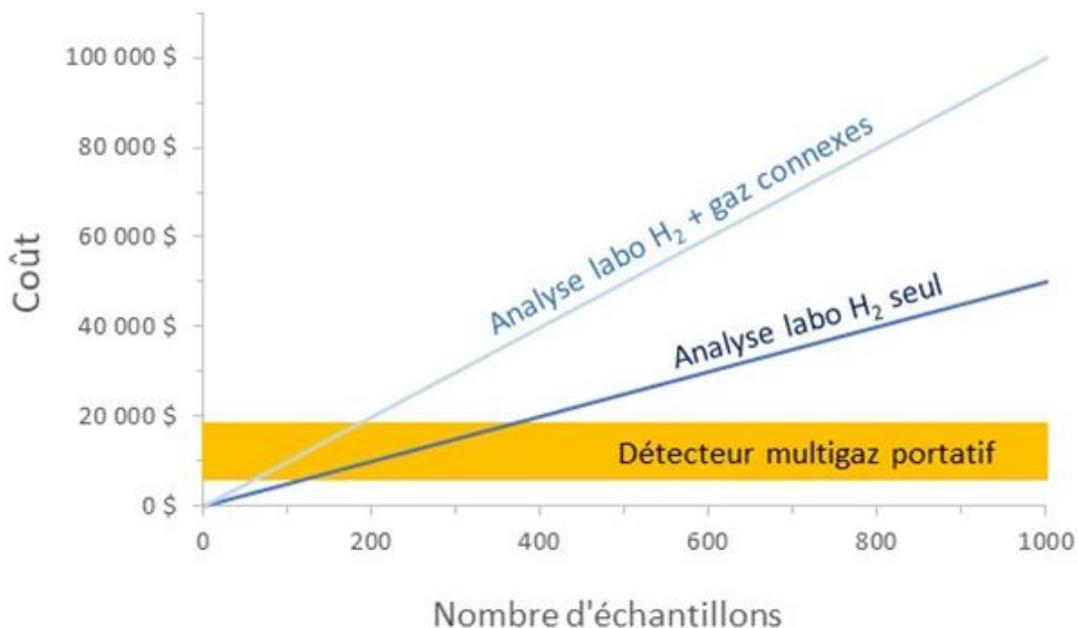


Figure 7. Comparaison des coûts de mesure de l'hydrogène (H₂) et des autres gaz associés (ex : CH₄, CO₂) à l'aide de détecteurs multigaz portatifs (*in situ*) ou d'analyses en laboratoire (*ex situ*).

8. DÉVELOPPEMENT DE LA FILIÈRE DANS LE MONDE

Bien que la présence de volumes significatifs d'hydrogène naturel ne soit pas encore démontrée au Québec, il apparaît pertinent de présenter succinctement ici les principales tendances qui orientent présentement la filière hydrogène naturel dans le monde, en faisant un lien avec le Québec chaque fois que c'est pertinent.

8.1 Recherche académique

Des évidences d'hydrogène naturel sont documentées depuis plus d'un siècle – la plus ancienne publication scientifique qui en fasse état recensée par Zgonnik (2020) date de 1888 – mais ces occurrences ont longtemps été considérées comme anecdotiques. L'hydrogène naturel a commencé à attirer l'attention des milieux scientifiques avec l'exploration des dorsales médio-océaniques à partir des années 1970, l'hydrogène y étant fréquemment associé aux fumeurs noirs et pouvant servir de source d'énergie aux communautés microbiennes de cet environnement (Urabe et al., 2015). S'il est difficile de mettre une date sur le début de l'intérêt du milieu académique pour l'hydrogène naturel comme source d'énergie non-carbonée pouvant répondre aux besoins de la consommation humaine, on peut toutefois situer cette date vers le milieu des années 2010. C'est à cette époque en effet que Weber (2021) observe la première augmentation significative du nombre de publications scientifiques qui font explicitement référence à l'hydrogène naturel comme source d'énergie (**Figure 8**).

Sans proposer une revue exhaustive des programmes de recherche actuellement en cours sur l'hydrogène naturel, on peut remarquer que les efforts les plus importants ont d'abord été déployés en France, suivie chronologiquement par l'Australie puis les États-Unis. En France d'abord, la recherche universitaire s'articule autour de plusieurs pôles universitaires en partenariat avec des organismes publics, comme le Bureau de recherches Géologiques et Minières (BRGM) et l'Institut Français du pétrole – Énergies nouvelles (IFPEN). La région Nouvelle-Aquitaine notamment, finance présentement un programme de recherche destiné à mettre en valeur le potentiel en hydrogène naturel de cette région. En Australie, Geoscience Australia et le Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation (CSIRO) mènent présentement des projets de recherche en partenariat avec différents États australiens et des compagnies d'exploration, qui portent notamment sur la mise en évidence des flux d'hydrogène dans le sol (détection, suivi à long terme et développement de techniques de détection) et sur la mise en valeur du potentiel (voir notamment : Boreham et al., 2021; Frery et al., 2021). Aux États-Unis enfin, le United States Geological Survey (USGS) a lancé, en partenariat avec le Colorado School of Mines, un programme de recherche industrielle portant notamment sur les minéraux critiques (incluant l'hydrogène naturel) et la géothermie. Concernant l'hydrogène, les objectifs de ce programme visent à 1) définir un système hydrogène (voir Section 2.3), 2) cartographier les secteurs les plus prospectifs du pays, 3) développer des outils et des stratégies d'exploration et 4) évaluer la possibilité de produire de l'hydrogène orange (Ellis et Gelman, 2022; USGS, 2023).

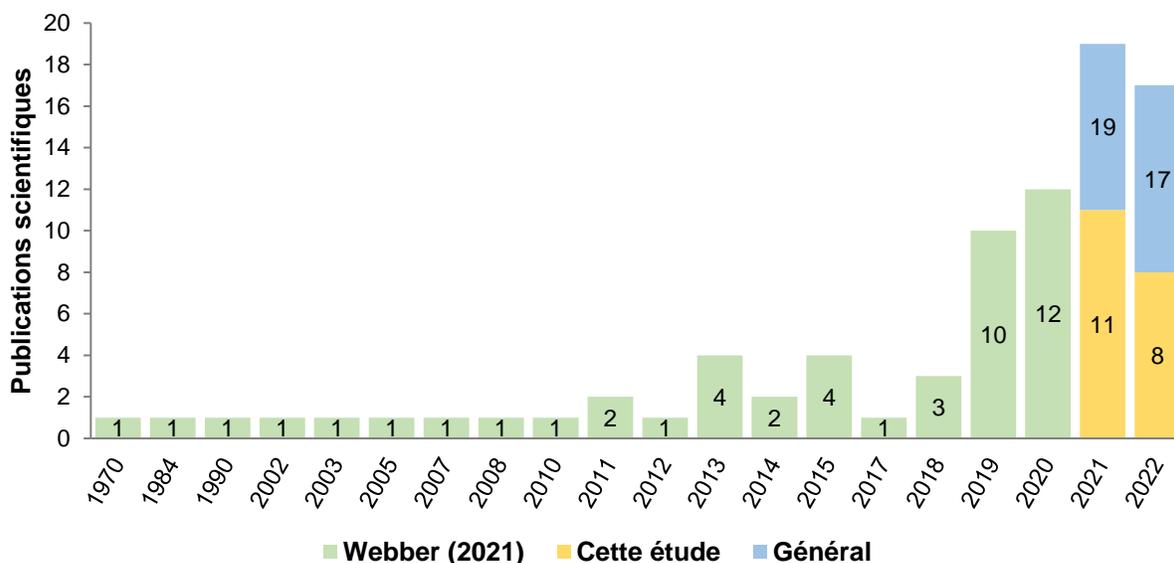


Figure 8. Compilation non-exhaustive du nombre de publications scientifiques consacrées à l'hydrogène naturel. « Weber (2021) » : compilation des publications qui font explicitement référence à l'hydrogène naturel comme source d'énergie, selon cet auteur; « Cette étude » : nombre de publications avec comité de lecture consultées dans le cadre de la présente étude, publiées en 2021 ou 2022, et pertinentes pour le contexte géologique du Québec; « Général » : nombre de publications avec comité de lecture consultées dans le cadre de la présente étude, publiées en 2021 ou 2022, sans égard pour leur pertinence au contexte géologique du Québec. La compilation des publications recensées ici pour les années 2021 et 2022 ne suit pas la même méthodologie que Webber (2021) et sous-estime le nombre total de publications traitant de l'hydrogène naturel pour ces deux dernières années.

Rappelons que l'hydrogène orange est un concept récent qui consiste à accélérer la production d'hydrogène naturel en injectant de l'eau dans des formations riches en fer. Il s'agit d'une extension industrielle de la notion d'hydrogène naturel qui a été formalisée par Osselin et al. (2022). Ces auteurs évaluent notamment la possibilité d'injecter du CO₂ en même temps que de l'eau afin de séquestrer le CO₂ tout en libérant de l'hydrogène. Cette idée fait écho au processus breveté de production d'hydrogène par déserpentinisation et par chauffage qui a été testé sur les roches ultramafiques des complexes ophiolitiques de l'Estrie et de Gaspésie (Morency, 1989).

Au Québec, une première maîtrise sur l'hydrogène naturel a débuté à l'automne 2022, intitulée « Évaluation préliminaire de la présence d'hydrogène naturel dans le sud du Québec ». Ce travail consistera principalement à 1) analyser les indicateurs directs et indirects de la présence d'hydrogène, 2) procéder à des levés géochimiques sur le terrain et 3) déterminer le mécanisme de production de l'hydrogène éventuellement détecté.

8.2 Exploration et production

8.2.1 Exploration

Bien qu'il s'agisse d'une forme d'énergie décarbonée, l'hydrogène naturel est un fluide et par conséquent ses modes d'exploration et de production ont des affinités évidentes avec ceux

développés par l'industrie gazière, au même titre par exemple que l'exploration pour l'hélium, la géothermie profonde ou certaines formes de séquestration du CO₂. Les environnements géologiques dans lesquels on peut trouver de l'hydrogène ne sont cependant pas limités aux bassins sédimentaires riches en matière organique, et les techniques propres à l'industrie gazière ne sont pas toujours appropriées.

Les principaux outils et les principales techniques d'exploration ont été exposés dans l'Annexe 1 et dans les Sections 6 et 7. La recherche dans les bases de données, l'échantillonnage géochimique des gaz de sol, l'imagerie aérienne ou satellitaire, ainsi que les méthodes géophysiques aéroportées, sont des techniques non-intrusives et non-destructives qui sont utilisées dès les toutes premières phases de l'exploration. Une autre technique géophysique, la sismique-réflexion, peut également être utilisée à un stade précoce de l'exploration, mais elle est surtout utile pour caractériser la géométrie d'un réservoir après sa découverte. Ces méthodes n'apportent toutefois pas la confirmation que de l'hydrogène naturel est effectivement présent en profondeur, ce qui doit être validé par des forages exploratoires.

8.2.2 Production

Qu'ils soient exploratoires ou de production, les forages pour l'hydrogène naturel devront évidemment se conformer à des règles strictes de sécurité, autant pour la sécurité du personnel que pour assurer la protection de l'environnement, mais ces règles pourraient être quelque peu différentes de celles qui régissent les forages gaziers classiques, car les propriétés physico-chimiques de l'hydrogène gazeux diffèrent sensiblement de celles du gaz naturel. En particulier, la densité, la viscosité, la solubilité, le pouvoir calorifique par volume et l'énergie minimale d'ignition de l'hydrogène sont plus faibles que pour le méthane, tandis que la chaleur spécifique, la diffusivité, le pouvoir calorifique par masse, la température de flamme maximale et la vitesse de combustion sont plus élevés pour l'hydrogène, qui a également des plages d'explosivité et d'inflammabilité plus étalées. Par ailleurs, l'hydrogène étant un gaz corrosif pour certains types d'acier (Ghosh et al., 2018; Martin et Sofronis, 2022), il est susceptible d'accélérer l'usure des coffrages en acier si ceux-ci ne sont pas sélectionnés et traités de manière appropriée. L'usage d'alliages particuliers ou d'un tubage interne en PVC pourrait être nécessaire pour assurer la pérennité des forages de production. Il n'entre pas dans le cadre de la présente étude de détailler les mesures de sécurité et les adaptations qui seront nécessaires pour assurer la sécurité des forages pour l'hydrogène naturel, mais il convient de souligner que, bien que l'hydrogène naturel soit une ressource émergente, l'essentiel des enjeux liés aux forages pour l'hydrogène sont déjà pris en considération dans les travaux de recherche et développement réalisés pour le stockage d'hydrogène en cavité saline ou en aquifère qui sont actuellement en cours dans le monde (Gombert et al., 2021; INERIS, 2021; Löffler et al., 2022).

Il faut également souligner qu'aucun réservoir d'hydrogène naturel n'est encore en production dans le monde, à l'exception d'un projet pilote au Mali (Prinzhofer et Deville, 2015; Prinzhofer et al., 2018). Dans ces circonstances, le concept de production à l'aide d'un forage de type pétrolier et gazier s'impose par analogie avec une pratique connue, mais cette fixité fonctionnelle, bien que légitime, ne doit pas occulter la possibilité que des techniques innovantes soient développées dans le futur. Par exemple, dans le cas d'une découverte associée à une mine en socle cristallin, on peut envisager qu'une galerie de mine soit scellée et transformée en réservoir. À l'inverse, en l'absence de réservoir, des émanations naturelles dans les sols pourraient être captées en surface par un

dispositif comparable aux « tentes » expérimentales qui ont été déployées avec succès au large de la Californie pour capter du gaz naturel (Boles et al., 2001).

Rappelons ici que l'hydrogène naturel peut être présent dans des environnements géologiques très diversifiés, qui ne sont pas nécessairement restreints aux bassins sédimentaires producteurs d'hydrocarbures ou aux camps miniers déjà bien développés. On parle ici d'une ressource émergente qui sera possiblement décentralisée : à ce titre, et considérant les enjeux techniques et économiques associés au transport de l'hydrogène, un usage local pourrait être privilégié.

Enfin, la valorisation de ressources associées pourrait être un facteur incitatif important dans le développement des efforts d'exploration et dans la mise en production d'une découverte éventuelle. On pense ici en premier lieu à l'hélium, qui peut être génétiquement associé à l'hydrogène naturel lorsque celui-ci est produit par la radiolyse. De fait, plusieurs compagnies d'exploration initialement orientées vers l'hélium ont commencé à se tourner vers l'hydrogène après que des concentrations significatives d'hydrogène eussent été rencontrées en association avec leurs découvertes d'hélium. La géothermie de haute température est un autre exemple, bien qu'il ne semble pas pertinent dans le cas du Québec, d'association de l'hydrogène naturel avec une autre ressource (Leila et al., 2021).

8.2.3 Estimation des volumes

Même sans ressource associée, la valorisation d'un réservoir d'hydrogène naturel implique d'être capable d'évaluer correctement le volume de la ressource en place et, *in fine*, d'en évaluer les réserves prouvées. Le processus n'est pas trivial, car les estimations de ressource et de réserve obéissent à une codification très stricte (suivant la norme du *Canadian Oil & Gas Evaluation Handbook* au Canada, SPEE-PSC, 2007) qui n'est pas encore adaptée à l'hydrogène naturel. Une toute première estimation de réserve a été réalisée dans le cas du projet pilote de production d'hydrogène au Mali. Cette évaluation a été faite selon les critères de l'instrument NI-51-201 applicable aux « sources d'énergie alternatives », plutôt que selon les critères applicables aux hydrocarbures (NI-51-101) ou aux ressources minières (NI-43-101). Les résultats de cette évaluation n'ont pas été publiés, l'opérateur étant une compagnie privée qui n'est pas soumise à une obligation de divulgation, mais le détail de la méthodologie suivie est présenté dans Brière (2021).

Moins contraignantes que les estimations de réserves et ne nécessitant pas de confirmer que l'hydrogène puisse être effectivement produit, les estimations de la ressource initialement en place permettent d'avoir une idée des volumes potentiellement présents dans un périmètre ou un réservoir donné. De telles estimations de la ressource en place commencent à être publiées, notamment par des compagnies d'exploration australiennes. Quatre estimations ont été recensées dans le **Tableau 5** :

- L'estimation 1 concerne une licence d'exploration en Australie-Méridionale, dans une région où des puits d'exploration pour les hydrocarbures forés dans les années 1920-1930 ont révélé la présence d'hydrogène à des concentrations allant jusqu'à 70% (Moretti et al., 2021a).
- L'estimation 2 porte sur une cible d'exploration située dans le Bassin Amadeus (Territoire du Nord, Australie), dans un secteur où un puits foré pour les hydrocarbures a documenté une concentration d'hydrogène de 11% en 2014. 2A correspond à l'estimation initiale,

réalisée dans le cadre d'un projet d'exploration pour l'hélium. 2B correspond à une mise à jour de cette estimation sur la base de nouvelles données sismiques et d'une étude consacrée spécifiquement à l'hydrogène naturel.

- L'estimation 3 fait état de l'évaluation qui a été faite des réservoirs du site de Bourakebougou au Mali. L'estimation de la réserve n'est pas publique et la valeur indiquée dans le **Tableau 5** correspond à la valeur minimale de la ressource en place.

Comparer ces estimations entre elles est un exercice difficile, dans la mesure où les réservoirs concernés n'ont pas nécessairement les mêmes propriétés ni les mêmes dimensions. Pour donner une idée des volumes impliqués, une comparaison est proposée avec la production annuelle d'un électrolyseur. Pour réaliser cet exercice, la quantité d'hydrogène qui pourrait être effectivement extraite de ces réservoirs a été estimée en considérant des taux de récupération variant entre 1% et 50% de l'estimé le plus probable (« P50 » au **Tableau 5**) de la ressource initialement en place. L'électrolyseur retenu pour les fins de la comparaison est celui présentement installé à Bécancour (HyLYZER 4000-30) : il s'agit d'un modèle de type membrane échangeuse de proton (PEM), d'une puissance de 20 MW, d'une efficacité de 51 kWh/kg H₂ et d'une capacité de 4 000 Nm³ H₂/heure, avec une durée de vie de l'ordre de 80 000 heures (Cummins, 2021). Les résultats de cette comparaison sont présentés au **Tableau 6**. Dans le cas du réservoir découvert au Mali par exemple, un taux de récupération de 1% signifie que la quantité d'hydrogène qui pourrait être produite correspondrait à environ 15 années de fonctionnement de l'électrolyseur considéré, à environ 78 années de fonctionnement si 5% de la ressource peut être effectivement extraite, etc.

Une telle comparaison permet d'apprécier les ordres de grandeur impliqués mais ces résultats doivent être interprétés avec beaucoup de précaution car : 1) ils reposent sur des estimations de volumes en place qui demeurent imprécises, 2) le choix du modèle d'électrolyseur est arbitraire et 3) le calcul repose sur les seuls paramètres mentionnés ci-dessus et ne tient pas compte des périodes d'arrêt de l'appareil. En particulier, un taux de récupération de la ressource plus précis ne peut être estimé à l'heure actuelle car un seul réservoir d'hydrogène est actuellement en production (pilote) dans le monde. À titre de comparaison, un taux de récupération de l'ordre de 80% n'est pas inhabituel dans le cas des réservoirs conventionnels de gaz naturel, mais ce taux peut être aussi bas que 3% à 5% dans le cas des réservoirs de gaz non-conventionnels. Dans le cas d'un réservoir d'hydrogène, il est vraisemblable de penser que les taux de récupération seront initialement bas, et augmenteront à mesure que les connaissances et les technologies se développeront.

Outre les estimations de la ressource initialement en place, qui portent sur des réservoirs que l'on suppose statiques, on peut compléter le tableau en considérant les flux d'hydrogène naturel mesurés dans les sols dans certaines structures circulaires. Ces flux peuvent correspondre à des fuites hors de réservoirs sous-jacents, ou à des migrations provenant directement de roches sources – dans ce dernier cas le mécanisme de production est encore actif. Des flux d'hydrogène dans les sols ont été mesurés dans plusieurs localités dans le monde. Le **Tableau 7** présente un résumé de certaines de ces mesures, et les compare au taux de production de l'électrolyseur de référence selon les mêmes paramètres et avec les mêmes mises en garde que précédemment. De cet exercice, il ressort que certaines dépressions circulaires peuvent produire, en une heure, l'équivalent de jusqu'à 30% de la production de l'électrolyseur de référence (en considérant une dépression de 1 km²).

Au final, il convient de rappeler que l'exploration pour l'hydrogène naturel dans le monde en est encore à ses tout débuts et qu'il n'existe pas encore d'exemple de site en production, à l'exception d'un projet pilote unique dont il serait prématuré de considérer qu'il est représentatif. Une part de spéculation existe autour de cette ressource émergente comme c'est le cas pour d'autres ressources, et beaucoup de chemin reste à parcourir avant de pouvoir pleinement rationaliser les stratégies d'exploration et mesurer l'ampleur réelle des réserves extractibles. Cette observation milite en faveur de l'établissement d'un cadre réglementaire qui permette d'encadrer les efforts d'exploration afin de ne pas nuire à la mise en valeur de cette ressource.

Tableau 5. Compilation de quatre estimations de la ressource en hydrogène initialement en place pour différents sites prospectifs dans le monde. Bcf : milliards de pieds cubes; Bscf : idem à Bcf, aux conditions de pression et température standards; P90, P50 et P10 : valeurs estimées selon un calcul probabiliste (ex : P90 signifie qu'il y a 90% de probabilité que la ressource soit supérieure à la valeur indiquée).

No	Localité	Unités	Estimation de la ressource initialement en place				Source
			P90	P50	P10	Médiane	
1	Australie, Australie-Méridionale, Licence PEL 687	10 ³ tonnes	207	1313	8820		Gold Hydrogen (2022)
2A	Australie, Territoire du Nord, Licence EP 125	Bcf	5	23	81		Gluyas et al. (2022)
2B	(3 structures définies après un levé sismique)	Bscf	204,3	813,8	2586,4	993,9	Gluyas et al. (2022)
3	Mali, Bourakebougou	10 ⁹ m ³		> 60			Brière (2023)

Tableau 6. Comparaison entre les volumes récupérables (selon le taux de récupération) et la production d'hydrogène d'un électrolyseur, en nombre d'années. Voir le texte pour la discussion et les mises en garde.

No	Localité	P50 (tonnes)	Équivalent en années de production d'un PEM 20 MW pour différents taux de récupération de la ressource			
			1%	5%	10%	50%
1	Australie, Australie-Méridionale, Licence PEL 687	1 313 000	3,8	19,1	38,2	191,1
2A	Australie, Territoire du Nord, Licence EP 125	58 537	0,2	0,9	1,7	8,5
2B	(3 structures définies après un levé sismique)	2 071 207	6,0	30,1	60,3	301,5
3	Mali, Bourakebougou	5 392 774	15,7	78,5	157,0	784,9

Tableau 7. Compilation de l'estimation des flux d'hydrogène naturel dans le sol de dépressions circulaires dans trois localités représentatives dans le monde, et comparaison avec le taux de production d'hydrogène par un électrolyseur pendant une heure de fonctionnement. Voir le texte pour la discussion et les mises en garde.

Localité	Source	Flux mesuré dans le sol (m ³ /h/km ²)		Équivalent à la production d'un PEM 20 MW (1 h)	
		minimum	maximum	minimum	maximum
Russie occidentale	Larin et al. (2014)	125	833,3	3,1%	20,8%
Caroline du Nord	Zgonnik et al. (2015)	7,5	183,3	0,2%	4,6%
Brésil (site Campinas)	Moretti et al. (2021b)	1166,7	1750	29,2%	43,8%

8.3 Encadrement réglementaire

Parce que l'hydrogène naturel est une ressource émergente, son exploration et son exploitation ne sont pas encore prises en compte par la plupart des corpus réglementaires dans le monde. La nature de la ressource pose également problème : il s'agit d'un gaz combustible, donc difficilement compatible avec les règlements qui encadrent la sécurité des opérations minières, mais il s'agit aussi d'une source d'énergie non carbonée qui peut être présente aussi bien dans les bassins sédimentaires que dans les roches cristallines, donc imparfaitement compatible avec la réglementation sur les hydrocarbures. Les quelques États qui commencent à intégrer l'hydrogène naturel à leur corpus réglementaire adoptent différentes stratégies, comme l'Australie-Méridionale qui a intégré l'hydrogène à sa réglementation sur les hydrocarbures et la France qui à l'inverse a choisi de l'intégrer à sa réglementation minière, l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures y étant interdits.

Le premier État à s'être doté des outils nécessaires à l'encadrement de l'exploration et de l'exploitation de l'hydrogène est l'Australie-Méridionale. Cette décision a été motivée par la découverte d'émanations d'hydrogène dans les sols et par la redécouverte de la présence d'hydrogène dans des puits d'hydrocarbures forés dans les années 1920 et 1930 dans cet État (Moretti et al., 2021a). La réglementation sur les hydrocarbures et la géothermie (*Petroleum and Geothermal Energy Regulations 2013*) a ainsi été adaptée en février 2021 pour que « l'hydrogène, les composés hydrogénés, et les sous-produits de la production de l'hydrogène » fassent désormais partie des substances réglementées dans le cadre de la loi sur les hydrocarbures et la géothermie (*Petroleum and Geothermal Energy Act 2000*) et pour que le transport d'hydrogène par gazoduc soit autorisé. L'hydrogène vert n'est pas inclus dans ce corpus réglementaire, et fera l'objet d'un encadrement distinct dans le cadre du futur *Hydrogen and Renewable Energy Act*.

En Australie-Méridionale l'exploration pour l'hydrogène naturel est donc désormais possible par le biais d'une Licence d'Exploration Pétrolière, qui est valide pour une durée de 5 ans renouvelable deux fois. Le soumissionnaire doit présenter un programme technique d'exploration ainsi que des garanties financières qui incluent les travaux de réhabilitation éventuels. Des détails sur la géologie de l'hydrogène naturel, son exploration et son cadre réglementaire sont présentés sur le site internet du Département de l'Énergie et des Mines de cet État (DEM, 2023).

En France, la réglementation a été adaptée en avril 2022 pour inclure l'hydrogène naturel dans la liste des substances assujetties aux Code minier (MTE, 2022). Auparavant l'hydrogène n'était pas encadré explicitement, mais pouvait l'être indirectement et imparfaitement, soit par le Code minier s'il était associé à l'une des substances réglementées par celui-ci (notamment l'hélium et les hydrocarbures), soit à défaut par le Code de l'environnement, auquel cas c'était la réglementation propre aux carrières qui s'appliquait (Rigal-Casta, 2022).

Fait notable, l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures sont interdites en France, comme c'est aussi le cas au Québec. Cependant le titulaire d'une licence est autorisé à « *intégrer ces hydrocarbures dans un processus industriel dès lors que leur extraction est reconnue comme le préalable indispensable à la valorisation des substances sur lesquelles porte le titre d'exploitation ou qu'elle résulte d'impératifs liés à la maîtrise des risques. La valorisation éventuelle des*

hydrocarbures ainsi extraits est strictement limitée à un usage local, sans injection dans un réseau de transport ou liquéfaction » (République française, 2022).

Au Québec le cadre réglementaire actuel ne prévoit pas le cas de l'hydrogène naturel, sauf dans le cadre très précis du Chapitre VII de la Loi mettant fin à la recherche d'hydrocarbures ou de réservoirs souterrains, à la production d'hydrocarbures et à l'exploitation de la saumure (Gouvernement du Québec, 2023a). Ce chapitre prévoit la possibilité d'autoriser des projets pilotes à des fins d'acquisition de connaissances géoscientifiques relatives au potentiel de séquestration du CO₂ ou du stockage d'hydrogène produit à partir d'une source d'énergie renouvelable, au potentiel de géothermie profonde, au potentiel en minéraux critiques et stratégiques de la saumure et « à toute autre activité qui favorise la transition énergétique ou la carboneutralité ou qui participe à l'atteinte des objectifs de lutte contre les changements climatiques ». Cette mesure s'applique toutefois uniquement aux puits d'hydrocarbures encore ouverts et qui devront être fermés définitivement dans le cadre de la Loi.

Par ailleurs cette même Loi ne ferme pas la porte à l'exploration pour l'hydrogène naturel, dans la mesure où la recherche de réservoirs souterrains n'est interdite que lorsque celle-ci est faite dans l'intention de rechercher, stocker ou exploiter spécifiquement des hydrocarbures (pétrole ou gaz) ou de la saumure, mais elle limite les possibilités d'application, car l'interdiction s'applique aussi à toutes les substances produites avec le gaz naturel, contrairement au Code minier français. Enfin, la Loi sur les Mines du Québec ne s'applique pas à l'hydrogène naturel puisqu'elle régit des substances minérales, qui sont définies comme étant exclusivement des « substances minérales naturelles solides » (Gouvernement du Québec, 2023b).

Quelle que soit la stratégie adoptée par les États pour intégrer l'hydrogène naturel au corpus réglementaire, pour qu'il soit réussi et socialement accepté, l'encadrement de cette ressource émergente ne saurait se limiter à l'ajout d'une mention dans un texte de loi. Par exemple, la question se pose de savoir si le détenteur d'un claim minier se verrait automatiquement attribuer l'exclusivité du droit de rechercher de l'hydrogène naturel sur son claim au même titre que toutes les autres substances minérales, sans qu'il y ait nécessairement un intérêt de sa part et donc sans encourager la mise en valeur de cette nouvelle ressource, ou si à l'inverse d'éventuelles licences d'exploration pour l'hydrogène seraient attribuées indépendamment des titres miniers, créant ainsi un risque de conflit d'usage. Des conflits d'usage et des enjeux d'acceptabilité sociale sont aussi à prévoir dans les régions qui sont potentiellement prospectives pour l'hydrogène, mais qui n'ont pas ou peu d'antécédents d'exploration minière ou d'exploration pour les hydrocarbures. Une période de transition est à prévoir, pendant laquelle les organismes publics et les différentes parties prenantes pourront être consultés, de manière à définir un cadre réglementaire clair et équitable.

9. RECOMMANDATIONS ET CONCLUSIONS

L'hydrogène naturel est une ressource émergente qui bénéficie déjà d'une large reconnaissance académique dans le monde et qui fait désormais l'objet d'un intérêt particulier de la part de l'industrie. Les efforts pour mettre cette ressource en valeur sont encore au stade de l'exploration, à l'exception d'un projet pilote de production au Mali, mais déjà certains États adaptent leur cadre réglementaire en conséquence. Cette source d'énergie sans carbone pourrait devenir un élément important de la transition énergétique, en complément à l'hydrogène vert.

La présente étude a montré que des roches pouvant produire naturellement de l'hydrogène sont présentes dans différents contextes géologiques du Québec, autant dans les bassins sédimentaires du sud de la province que dans les bassins et les roches cristallines du Bouclier canadien.

Dans le sud du Québec, les régions qui retiennent le plus l'attention sont celles qui correspondent aux intrusions mafiques des Collines montérégiennes en Montérégie ainsi qu'aux roches ultramafiques des complexes ophiolitiques du sud-ouest et de la Gaspésie. Dans le Bouclier, les régions d'intérêt privilégié sont les ceintures de roches vertes archéennes de l'Abitibi ainsi que les bassins sédimentaires de Mistassini et des Monts Otish.

Cette étude repose sur des données publiques qui n'ont pas été collectées dans une optique d'exploration pour l'hydrogène, et n'avait pas pour vocation de démontrer la présence effective d'hydrogène, même si certaines données confirment déjà localement la présence d'hydrogène en faible concentration dans certaines régions du Québec. Trois cas de figure sont envisageables : 1) certaines roches sources potentielles ont déjà produit de l'hydrogène et celui-ci se trouve à présent piégé dans des réservoirs ou a été perdu, 2) certaines roches sources continuent à produire de l'hydrogène aujourd'hui et 3) certaines roches sources ont le potentiel de produire de l'hydrogène si elles sont stimulées adéquatement (on parle alors d'hydrogène orange plutôt que d'hydrogène naturel).

Si le Québec souhaite confirmer la présence d'hydrogène naturel dans son sous-sol, la première démarche consistera évidemment à procéder à des vérifications sur le terrain. Au-delà de cette évidence, trois recommandations principales sont formulées ici, qui visent à améliorer les chances de trouver effectivement de l'hydrogène naturel et à préparer la mise en valeur de cette ressource.

Recommandation 1 – Valider la présence d'hydrogène naturel

Étape 1 : Raffiner l'inventaire des roches potentiellement sources d'hydrogène, en se concentrant sur celles identifiées comme prioritaires, afin de cibler des secteurs géographiquement restreints qui pourront faire l'objet de campagnes d'échantillonnage géochimique.

Étape 2 : Procéder à des levés géochimiques, par l'échantillonnage des gaz de sol, dans les secteurs clés identifiés précédemment. Pour les secteurs les plus concluants, un suivi dans le temps des flux de gaz est également préconisé.

Étape 3 : Sur la base des données géochimiques collectées sur le terrain et de compléments d'évaluation éventuels par des méthodes géologiques et géophysiques, clarifier le ou les systèmes hydrogènes en présence (source, migration, réservoir, piège).

Recommandation 2 – Développer des outils et techniques d’exploration

Étape 1 : Analyser les découvertes éventuelles, ainsi que les données disponibles pour les secteurs jugés prospectifs, mais pour lesquels les données ne permettent pas de confirmer la présence d’hydrogène naturel, afin de pouvoir orienter l’exploration de manière adéquate. En particulier, des analyses en laboratoire et des simulations numériques pourraient permettre de mieux comprendre la mobilité de l’hydrogène naturel dans les matériaux géologiques (perméabilité à l’hydrogène dans les milieux poreux ou fracturés, réactions avec l’encaissant, etc.) et de mieux définir les types de réservoirs et de pièges naturels.

Étape 2 : Adapter les techniques d’échantillonnage et d’analyse géochimique aux contraintes québécoises. Par exemple, des efforts de recherche et développement sont nécessaires pour pouvoir caractériser la présence d’hydrogène potentiellement associée aux mines d’or d’Abitibi.

Étape 3 : Adapter les techniques de reconnaissance géophysique et d’imagerie aux contraintes québécoises. Par exemple, les dépressions circulaires ne se développent pas dans tous les types d’environnement et il serait souhaitable de développer des outils et des méthodes adaptés aux types d’émanation d’hydrogène qui pourront être mis en évidence au Québec. De même, l’automatisation des analyses d’imagerie suivant une approche « nuagique » et un code d’apprentissage profond pourraient permettre d’accélérer la recherche d’indices en surface témoignant de la présence d’hydrogène naturel.

Recommandation 3 – Débuter une réflexion sur la mise à jour du cadre réglementaire

Étape 1 : Clarifier le contexte dans lequel l’exploration et la production d’hydrogène naturel pourraient avoir lieu. Par exemple : techniques pétrolières et gazières versus techniques minières, réservoirs en milieu sédimentaire versus dans le socle cristallin.

Étape 2 : Examiner les stratégies d’adaptation développées dans d’autres juridictions, et évaluer les enseignements qui peuvent en être tirés dans le contexte juridique, réglementaire, social et géographique du Québec. Par exemple : privilège d’exploration réservé initialement à une compagnie d’État (SOQUEM, SOQUIP, etc.) versus ouverture au privé dès le début.

Étape 3 : Évaluer les adaptations qui seront nécessaires pour encadrer les enjeux sécuritaires et environnementaux de l’exploration et de l’exploitation. Par exemple : clarifier les règles à respecter pour limiter la corrosion des coffrages et établir des distances de sécurité qui tiennent compte des propriétés physico-chimiques de l’hydrogène ou encore définir les impacts environnementaux liés à l’exploration ou l’exploitation de réservoirs d’hydrogène naturel.

10. REMERCIEMENTS

L'INRS et Enki GéoSolutions reconnaissent la contribution de Valentin Mulliez et Pascal Mouge de Novatem pour la rédaction de la Section 6 (méthodes géophysiques). La contribution de Novatem se limite à ces sections et Novatem n'a pas pris connaissance des informations contenues dans les autres sections du rapport.

Par ailleurs, plusieurs collègues ont été consultés dans le cadre de ce travail, que les auteurs tiennent à remercier ici. En particulier : Isabelle Moretti (Université de Pau et des Pays de l'Adour – France) pour sa contribution générale à la maturation du rapport, Ugo Geymond et Dan Lévy (Institut de Physique du Globe de Paris) pour leur retour d'expérience sur les processus de serpentinitisation, Abdelali Moukhsil (Ministère des Ressources naturelles et des Forêts) pour sa contribution significative à l'identification des intrusions alcalines, Lyal Harris (INRS, Centre Eau Terre Environnement) qui a suggéré la position de certains corridors de fractures crustales dans le sud-ouest du Québec et en Gaspésie, Alain Tremblay (Université du Québec à Montréal) qui nous a orienté vers les processus de production d'hydrogène par déserpentinitisation dans la ceinture ophiolitique de l'Estrie, et Jean-Michel Schroetter (Bureau de recherches Géologiques et Minières, Unité CGEO, Orléans, France) pour ses lumières sur les ophiolites du sud du Québec.

Nous tenons aussi à souligner l'apport de tous les collègues consultés dans le cadre de ce travail.

11. RÉFÉRENCES

Les références consignées ici sont limitées à celles citées dans le présent rapport. Des sources plus complètes sont présentées dans les rapports annexés portant sur l'état des connaissances générales, sur l'inventaire des roches sources au Québec, sur les méthodes géophysiques et sur les méthodes géochimiques.

- Bertrand, R., Chagnon, A., Malo, M., Duchaine, Y., Lavoie, D., Savard, M.M., 2003. Sedimentologic, diagenetic and tectonic evolution of the Saint-Flavien gas reservoir at the structural front of the Quebec Appalachians. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology* 51: 126-154. <https://doi.org/10.2113/51.2.126>
- Boles, J.R., Clark, J.F., Leifer, I., Washburn, L., 2001. Temporal variation in natural methane seep rate due to tides, Coal Oil Point area, California. *Journal of Geophysical Research* 106: 27077-27086. <https://doi.org/10.1029/2000JC000774>
- Boreham, C.J., Edwards, D.S., Czado, K., Rollet, N., Wang, L., van der Wielen, S., Champion, D., Blewett, R., Feitz, A., Henson, P.A., 2021. Hydrogen in Australian natural gas: occurrences, sources and resources. *The Australian Petroleum Production and Exploration Association Journal* 61: 163-191. <https://doi.org/10.1071/AJ20044>
- Brière, D., 2021. Natural hydrogen reserve certification. H-NAT Summit 2021, 2-3 juin 2021, consulté en ligne le 3 juin 2021. <https://www.hnatsummit.com/>
- Brière, D., 2022. Producing white hydrogen in Mali. H-NAT Summit 2022, 21-22 juin 2022, consulté en ligne le 21 juin 2022. <https://www.hnatsummit.com/>
- Brière, D., 2023. Citation dans un article de revue scientifique: « Hydrogène blanc: L'énergie que personne n'attendait », *Epsilon*, No 23: 22-29. <https://www.epsilon.com/common/product-article/138>
- Brière, D., Jerzykiewicz, T., Śliwiński, W., 2017. On generating a geological model for hydrogen gas in the southern Taoudenni megabasin (Bourakebougou Area, Mali). *AAPG Search and Discovery*, Article No 42041, 12 p. https://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2017/42041jerzykiewicz/ndx_jerzykiewicz.pdf.html
- Cloutier, V., 2004. Origine et évolution géochimique des eaux souterraines du système aquifère des Basses-Laurentides dans les roches sédimentaires paléozoïques des Basses-Terres-du Saint-Laurent, Québec, Canada. Thèse de doctorat, Institut national de la recherche scientifique, 402 p. <https://espace.inrs.ca/id/eprint/1445/>
- Cummins, 2021. HyLYZER® Water electrolyzers. Cummins, fiche technique, 2 p. Consultée en ligne le 28 mai 2023. <https://mart.cummins.com/imagelibrary/data/assetfiles/0070328.pdf>
- DEM, 2023. Natural Hydrogen. Department of Energy and Mines, Southern Australia. Site internet gouvernemental (consulté en ligne le 6 mai 2023). <https://www.energymining.sa.gov.au/industry/energy-resources/geology-and-prospectivity/natural-hydrogen>
- Deville, E., Prinzhofer, A., 2016. The origin of N₂-H₂-CH₄-rich natural gas seepages in ophiolitic context: A major and noble gases study of fluid seepages in New Caledonia. *Chemical Geology* 440: 139-147. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2016.06.011>
- Dubessy, J., Poty, B., Ramboz, C., 1989. Advances in C-O-H-N-S fluid geochemistry based on micro-Raman spectrometric analysis of fluid inclusions. *European Journal of Mineralogy* 1: 517-534. <https://doi.org/10.1127/ejm/1/4/0517>

- Duchesne, M.J., Pugin, A.J.-M., Fabien-Ouellet, G., Sauvageau, M., 2016. Detection of near-surface hydrocarbon seeps using P- and S-wave reflections. *Interpretation* 4, 17p. <http://dx.doi.org/10.1190/INT-2015-0175.1>
- Ellis, G., Gelman, S.E., 2022. A preliminary model of global subsurface natural hydrogen resource potential. Geological Society of America, Annual Meeting, Denver, 9-12 octobre 2022, Abstract with program 54, no 5. <https://gsa.confex.com/gsa/2022AM/meetingapp.cgi/Paper/380270>
- Etiopé, G., 2023. Massive release of natural hydrogen from a geological seep (Chimaera, Turkey): Gas advection as a proxy of subsurface gas migration and pressurised accumulations. *International Journal of Hydrogen Energy* 48: 9172-9187. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.12.025>
- Feininger, T., Goodacre, A.K., 1995. The eight classical Monteregeian hills at depth and the mechanism of their intrusion. *Canadian Journal of Earth Sciences* 32: 1350-1364. <https://doi.org/10.1139/e95-109>
- Freeze, R.A., Cherry, J.A., 1979. *Groundwater*. Prentice-Hall Inc., Englewood Cliffs 7632, 604 p. http://hydrogeologistswithoutborders.org/wordpress/wp-content/uploads/Freeze_and_Cherry_1979-smaller.pdf
- Frery, E., Langhi, L., Maison, M., Moretti, I., 2021. Natural hydrogen seeps identified in the North Perth Basin, Western Australia. *International Journal of Hydrogen Energy* 46: 31158-31173. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.07.023>
- Guélard, J., Beaumont, V., Rouchon, V., Guyot, F., Pillot, D., Jézéquel, D., Ader, M., Newell, K.D., Deville, E., 2017. Natural H₂ in Kansas: Deep or shallow origin? *Geochemistry, Geophysics, Geosystems* 18: 1841-1865. <https://doi.org/10.1002/2016GC006544>
- Ghosh, G., Rostron, P., Garg, R., Panday, A., 2018. Hydrogen induced cracking of pipeline and pressure vessel steels: A review. *Engineering Fracture Mechanics* 199: 609-618. <https://doi.org/10.1016/j.engfracmech.2018.06.018>
- Gluyas, J., Ballentine, C., Easton, S., Malone, A., 2022. Hydrogen, helium and other non-hydrocarbon gases of the Amadeus Basin, Northern Territory, Australia. H-NAT Summit 2022, 21-22 juin 2022, consulté en ligne le 21 juin 2022. <https://www.hnatsummit.com/>
- Gold Hydrogen, 2022. Developing naturally occurring Australia hydrogen resources. Gold Hydrogen, présentation corporative, septembre 2022, 27 p. Consulté en ligne le 15 décembre 2022. <https://www.goldhydrogen.com.au/docs/20221129-Gold-Hydrogen-NDRS-Presentation.pdf>
- Gombert, P., Lafortune, S., Pokryszka, Z., Lacroix, E., de Donato, P., Jozja, N., 2021. Monitoring scheme for the detection of hydrogen leakage from a deep underground storage. Part 2: Physico-chemical impacts of hydrogen injection into a shallow chalky aquifer. *Applied Sciences* 11, 26 p. <https://doi.org/10.3390/app11062686>
- Gouvernement du Québec, 2023a. Loi mettant fin à la recherche d'hydrocarbures ou de réservoirs souterrains, à la production d'hydrocarbures et à l'exploitation de la saumure. Éditeur officiel du Québec, 20 p. À jour au 15 mars 2023. <https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/fr/document/lc/R-1.01>
- Gouvernement du Québec, 2023b. Loi sur les mines. Éditeur officiel du Québec, 76 p. À jour au 15 mars 2023. <https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/fr/pdf/lc/M-13.1.pdf>
- Gregory, S.P., Barnett, M.J., Field, L.P., Milodowski, A.E., 2019. Subsurface microbial hydrogen cycling - Natural occurrence and implications for industry. *Microorganisms* 7, 27 p.

- <https://doi.org/10.3390%2Fmicroorganisms7020053>
- Halas, P., Dupuy, A., Franceschi, M., Bordmann, V., Fleury, J.-M., Duclerc, D., 2021. Hydrogen gas in circular depressions in South Gironde, France: Flux, stock, or artefact? *Applied Geochemistry* 127, no 104928. <https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2021.104928>
- Hao, Y., Pang, Z., Tian, J., Wang, Y., Li, Z., Li, L., Xing, L., 2020. Origin and evolution of hydrogen-rich gas discharges from a hot spring in the eastern coastal area of China. *Chemical Geology* 538, no. 119477. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2020.119477>
- Hilkert, A.W., Douthitt, C.B., Schlüter, H.J., Brand, W.A., 1999. Isotope ratio monitoring gas chromatography/Mass spectrometry of D/H by high temperature conversion isotope ratio mass spectrometry. *Rapid Communications in Mass Spectrometry* 13: 1226-1230. [https://doi.org/10.1002/\(SICI\)1097-0231\(19990715\)13:13<1226::AID-RCM575>3.0.CO;2-9](https://doi.org/10.1002/(SICI)1097-0231(19990715)13:13<1226::AID-RCM575>3.0.CO;2-9)
- Hosgormez, H., Etiope, G., Yalçın, M.N., 2008. New evidence for a mixed inorganic and organic origin of the Olympic Chimaera fire (Turkey): a large onshore seepage of abiogenic gas. *Geofluids* 8: 263-273. <https://doi.org/10.1111/j.1468-8123.2008.00226.x>
- Ineris, 2021. Livrable L6.3 du projet ROSTOCK-H - État des connaissances sur le stockage de l'hydrogène en cavité saline et apport du projet ROSTOCK-H. Institut national de l'environnement industriel et des risques, rapport 159826 - 2702809 - v1.0, 71 p. https://www.ineris.fr/sites/ineris.fr/files/contribution/Documents/Ineris-159826-2702809-Rostock-H-Livrable%206.3-Etat%20des%20connaissances-v3_0.pdf
- Karolytè, R., Warr, O., van Heerden, E., Flude, S., de Lange, F., Webb, S., Ballentine, C.J., Sherwood Lollar, B., 2022. The role of porosity in H₂/He production ratios in fracture fluids from the Witwatersrand Basin, South Africa. *Chemical Geology* 595: 120788. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2022.120788>
- Larin, N., Zgonnik, V., Rodina, S., Deville, E., Prinzhofer, A., Larin, V., 2014. Natural molecular hydrogen seepage associated with surficial, rounded depressions on the European craton in Russia. *Natural Resources Research* 24: 369-383. <https://doi.org/10.1007/s11053-014-9257-5>
- Leila, M., Lévy, D., Battani, A., Piccardi, L., Šegvić, B., Badurina, L., Pasquet, G., Combaudon, V., Moretti, I., 2021. Origin of continuous hydrogen flux in gas manifestations at the Larderello geothermal field, Central Italy. *Chemical Geology* 585, no 120564. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2021.120564>
- Levinson, A.A., 1977. Hydrogen – A reducing agent in some uranium deposits. *Canadian Journal of Earth Sciences* 14: 2679-2681. <https://doi.org/10.1139/e77-235>
- Lévy, D., Boka-Mene, M., Meshi, A., Fejza, I., Guermont, T., Hauville, B., Pelissier, N., 2023. Looking for natural hydrogen in Albania and Kosova. *Frontiers in Earth Sciences* 11, 14 p. <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/feart.2023.1167634/full>
- Löffler, M., Schrader, M., Lüders, K., Werban, U., Hornbruch, G., Dahmke, A., Vogt, C., Richnow, H., 2022. Stable Hydrogen Isotope Fractionation of Hydrogen in a Field Injection Experiment: Simulation of a Gaseous H₂ Leakage. *ACS Earth and Space Chemistry* 6: 631-641. <https://doi.org/10.1021/acsearthspacechem.1c00254>
- Lopez-Lazaro, C., Bachaud, P., Moretti, I., Ferrando, N., 2019. Predicting the phase behavior of hydrogen in NaCl brines by molecular simulation for geological applications. *BSGF - Earth Sciences Bulletin* 190, 15 p. <https://doi.org/10.1051/bsgf/2019008>
- Magoon, L.B., Dow, W.G., 1994. The petroleum system. Dans: Magoon, L.B., Dow, W.G. (éds.), *The petroleum system - from source to trap*, AAPG Memoir 60: 3-24.

- <https://doi.org/10.1306/M60585>
- Mahlstedt, M., Horsfield, B., Weniger, P., Misch, D., Shi, X., Noah, M., Boreham, C., 2022. Molecular hydrogen from organic sources in geological systems. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 105: 104704. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2022.104704>
- Maiga, O., Deville, E., Prinzhofer, A., Laval, J., Diallo, A., 2022. Natural hydrogen accumulation and storage: The example of the Bourakebougou Field, Mali. H-NAT Summit 2022, 21-22 juin 2022, consulté en ligne le 21 juin 2022. <https://www.hnatsummit.com/>
- Martin, M.L., Sofronis, P., 2022. Hydrogen-induced cracking and blistering in steels: A review. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 101, 11 p. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2022.104547>
- McCollom, T.M., Seewald, J.S., 2013. Serpentinites, hydrogen, and life. *Elements* 9: 129-134. <https://doi.org/10.2113/gselements.9.2.129>
- MERN, 2022. Stratégie québécoise sur l'hydrogène vert et les bioénergies 2030. Gouvernement du Québec, document numérique, 78 p. https://cdn-contenu.quebec.ca/cdn-contenu/adm/min/economie/publications-adm/politique/PO_strategie_hydrogene-vert-bioenergies_version-ecran_MEIE.pdf
- Morency, M. 1989. Production of elements and compounds by deserpentinization of ultramafic rock - Sommaire du brevet 1262031. Base de données sur les brevets canadiens, Office de la propriété intellectuelle du Canada, 29 p. https://www.ic.gc.ca/opic-cipo/cpd/fra/brevet/1262031/sommaire.html?query=1262031&type=basic_search
- Moretti, I., Brouilly, E., Loiseau, K., Prinzhofer, A., Deville, E., 2021a. Hydrogen emanations in intracratonic areas: New guide lines for early exploration basin screening. *Geosciences* 11, 28 p. <https://doi.org/10.3390/geosciences11030145>
- Moretti, I., Prinzhofer, A., Françolin, J., Pacheco, C., Rosanne, M., Rupin, F., Mertens, J., 2021b. Long-term monitoring of natural hydrogen superficial emissions in a brazilian cratonic environment. Sporadic large pulses versus daily periodic emissions. *International Journal of Hydrogen Energy* 46: 3615-3628. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.11.026>
- Moretti, I., Geymond, U., Pasquet, G., Aimar, L., Rabaute, A., 2022. Natural hydrogen emanations in Namibia: Field acquisition and vegetation indexes from multispectral satellite image analysis. *International Journal of Hydrogen Energy* 47: 35588-35607. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.08.135>
- MTE, 2022. Ordonnance no 2022-536 du 13 avril 2022 modifiant le modèle minier et les régimes légaux relevant du code minier. Ministère de la Transition Écologique, Journal Officiel de la République Française, 14 avril 2022. Texte 13 sur 185, 11 p. <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000045570540>
- Osselin, F., Soullain, C., Fauguerolles, C., Gaucher, E.C., Scaillet, B., Pichavant, M., 2022. Orange hydrogen is the new green. *Nature Geoscience* 15: 765-769. <https://www.nature.com/articles/s41561-022-01043-9>
- Pasquet, G., Houssein Hassan, R., Sissmann, O., Varet, J., Moretti I., 2022. An attempt to study natural H₂ resources across an oceanic ridge penetrating a continent: The Asal–Ghoubbet Rift (Republic of Djibouti). *Geosciences* 12, no 16. <https://doi.org/10.3390/geosciences12010016>
- Poirier, J.-P., 1994. Light elements in the Earth's outer core: A critical review. *Physics of the Earth and Planetary Interiors* 85: 319-337. [https://doi.org/10.1016/0031-9201\(94\)90120-1](https://doi.org/10.1016/0031-9201(94)90120-1)

- Prinzhofer, A., Deville, E., 2015. Hydrogène naturel, la prochaine révolution énergétique ? Belin, 187 p.
<https://www.belin-editeur.com/hydrogene-naturel-la-prochaine-revolution-energetique>
- Prinzhofer, A., Cissé, C.S.T., Diallo, A.B., 2018. Discovery of a large accumulation of natural hydrogen in Bourakebougou (Mali). *International Journal of Hydrogen Energy* 43: 19315-19326. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.08.193>
- Prinzhofer, A., Moretti, I., Françolin, J., Pacheco, C., D'Agostino, A., Werly, J., Rupin, F., 2019. Natural hydrogen continuous emission from sedimentary basins: The example of a Brazilian H₂-emitting structure. *International Journal of Hydrogen Energy* 44: 5676-5685.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.01.119>
- Pugin, A.J.-M., Pullan, S.E., 2013. High-resolution shallow seismic reflection profiles for groundwater studies in the Montérégie region, east of Montreal, Quebec. Geological Survey of Canada, Open File No 7346, 15p. <https://doi.org/10.4095/292393>
- Pugin, A.J.-M., Pullan, S.E., Duchesne, M.J., 2013. Regional hydrostratigraphy and insights into fluid flow through a clay aquitard from shallow seismic reflection data. *The Leading Edge* 32: 742-748. <https://doi.org/10.1190/tle32070742.1>
- Raynauld, M., Peel, M., Lefebvre, R., Crow, H., Molson, J., Ahad, J., Gloaguen, E., 2014. Caractérisation hydrogéologique du secteur Haldimand. Institut national de la recherche scientifique, Québec, Rapport de recherche R-1497, 229 p.
https://www.environnement.gouv.qc.ca/eau/rapport-haldimand/haldimand_rapport.pdf
- République française, 2022. Code minier. Légifrance. Dernière modification en date du 12 novembre 2022. https://www.legifrance.gouv.fr/codes/texte_lc/LEGITEXT000023501962/
- Rigal-Casta, A., 2022. Natural H₂ discovery versus current regulation: How do authorities adjust to a permit application. H-NAT Summit 2022, 21-22 juin 2022, consulté en ligne le 22 juin 2022. <https://www.hnatsummit.com/>
- RNCan, 2023. Transect Lithoprobe 8 - Abitibi-Grenville. Ressources naturelles Canada, Archive de données sismiques régionales 2D, données ouvertes.
<https://open.canada.ca/data/fr/dataset/6a480542-1f8d-495f-99c9-db4f623c780b>
- Sherwood Lollar, B., Frape, S.K., Weise, S.M., Fritz, P., Macko, S.A., Welhan, J.A., 1993a. Abiogenic methanogenesis in crystalline rocks. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 57: 5087-5097. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(93\)90610-9](https://doi.org/10.1016/0016-7037(93)90610-9)
- Sherwood Lollar, B., Frape, S.K., Fritz, P., Macko, S.A., Welhan, J.A., Blomqvist, R., Lahermo, P.W., 1993b. Evidence for bacterially generated hydrocarbon gas in Canadian shield and fennoscandian shield rocks. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 57: 5073-5085.
[https://doi.org/10.1016/0016-7037\(93\)90609-Z](https://doi.org/10.1016/0016-7037(93)90609-Z)
- Sherwood Lollar, B., Lacrampe-Couloume, G., Slater, G.F., Ward, J., Moser, D.P., Gihring, T.M., Lin, L.-H., Onstott, T.C., 2006. Unravelling abiogenic and biogenic sources of methane in the Earth's deep subsurface. *Chemical Geology* 226: 328-339.
<https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2005.09.027>
- SIGEOM, 2023. Système d'Information GÉOMinière. Ministère des Ressources naturelles et des Forêts. Base de données géoréférencées disponible en ligne. <http://sigeom.mrnf.gouv.qc.ca>
- SIGPEG, 2023. Système d'Information Géoscientifique Pétrolier et Gazier. Ministère des Ressources naturelles et des Forêts. Base de données disponible en ligne.
<http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca>

- Snavely K., Subramaniam, B., 1998. Thermal conductivity detector analysis of hydrogen using helium carrier gas and HayeSep(R) D Columns. *Journal of Chromatographic Science* 36: 191-196. <https://doi.org/10.1093/chromsci/36.4.191>
- SPEE-PSC, 2007. Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook (COGEH). Society of Petroleum Evaluation Engineers et Petroleum Society of Canada, Second Edition, Septembre 2007, 455 p. <https://speecanada.org/coge-handbook-subscription/cogeh-individual-subscription/>
- Sukhanova, N.,I., Trofimov, S.Y., Polyanskaya, L.M., Larin, N.V., Larin, V.N., 2013. Changes in the humus status and the structure of the microbial biomass in hydrogen exhalation places. *Eurasian Soil Science* 46: 135-144. <https://doi.org/10.1134/S1064229313020142>
- Suzuki, N., Saito, H., Hoshino, T., 2017. Hydrogen gas of organic origin in shales and metapelites. *International Journal of Coal Geology* 173: 227-236. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2017.02.014>
- Szponar, N., Brazelton, W.J., Schrenk, M.O., Bower, D.M., Steele, A., Morrill, P.L., 2013. Geochemistry of a continental site of serpentinization, the Tablelands Ophiolite, Gros Morne National Park: A Mars analogue. *Icarus* 224: 286-296. <https://doi.org/10.1016/j.icarus.2012.07.004>
- Tedesco, S., 2022. Geology and production of helium and associated gases. Elsevier, Première édition, 381 p. <https://www.elsevier.com/books/geology-and-production-of-helium-and-associated-gases/tedesco/978-0-323-90988-4>
- Toulhoat, H., Zgonnik, V., 2022. Chemical differentiation of planets: A core issue. *The Astrophysical Journal* 924, 18 p. <https://doi.org/10.3847/1538-4357/ac300b>
- Truche, L., Joubert, G., Dargent, M., Martz, P., Cathelineau, M., Rigaudier, T., Quirt, D., 2018. Clay minerals trap hydrogen in the Earth's crust: Evidence from the Cigar Lake uranium deposit, Athabasca. *Earth and Planetary Science Letters* 493: 186-197. <https://doi.org/10.1016/j.epsl.2018.04.038>
- Urabe, T., Ishibashi, J.I., Sunamura, M., Okino, K., Takai, K., Suzuki, K., 2015. Introduction of TAIGA concept. Dans: Ishibashi, J.I., et al. (éds.), *Subseafloor Biosphere Linked to Hydrothermal Systems: TAIGA Concept*. Springer, Chapter 1: 3-10. https://doi.org/10.1007/978-4-431-54865-2_1
- USGS, 2023. A previously overlooked, potential geologic source of energy could increase the renewability and lower the carbon footprint of our nation's energy portfolio: natural hydrogen. United States Geological Survey, Featured Story, 13 avril 2023. Consulté en ligne le 11 mai 2023. <https://www.usgs.gov/news/featured-story/potential-geologic-hydrogen-next-generation-energy>
- Varlet, V., Smith, F., Augsburger, M., 2013. Indirect hydrogen analysis by gas chromatography coupled to mass spectrometry (GC-MS). *Journal of Mass Spectrometry* 48: 914-918. <https://doi.org/10.1002/jms.3232>
- Webber, M., 2021. Natural H₂ – Overview of the current research ecosystem and need for additional effort. H-NAT Summit 2021, 2-3 juin 2021, consulté en ligne le 3 juin 2021. <https://www.hnatsummit.com/>
- Weiss, Y., Czas, J., Navon, O., 2022. Fluid inclusions in fibrous diamonds. *Reviews in Mineralogy and Geochemistry* 88: 475-532. <https://doi.org/10.2138/rmg.2022.88.09>
- Williams, Q., Hemley, R.J., 2001. Hydrogen in the deep Earth. *Annual Review of Earth and Planetary Sciences* 29: 365-418. <https://doi.org/10.1146/annurev.earth.29.1.365>

- Zgonnik, V., 2020. The occurrence and geoscience of natural hydrogen: A comprehensive review. *Earth-Science Reviews* 203, no 103140. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2020.103140>
- Zgonnik, V., Beaumont, V., Deville, E., Larin, N., Pillot, D., Farrell, K.M., 2015. Evidence for natural molecular hydrogen seepage associated with Carolina bays (surficial, ovoid depressions on the Atlantic Coastal Plain, Province of the USA). *Progress in Earth and Planetary Science* 2, 15 p. <https://doi.org/10.1186/s40645-015-0062-5>
- Zgonnik, V., Beaumont, V., Larin, N., Pillot, D., Deville, E., 2019. Diffused flow of molecular hydrogen through the Western Hajar mountains, Northern Oman. *Arabian Journal of Geosciences* 12, 10 p. <https://link.springer.com/article/10.1007/s12517-019-4242-2>

ANNEXES HORS TEXTE

Annexe 1. Synthèse des connaissances scientifiques actuelles sur les sources et les occurrences d'hydrogène naturel pertinentes dans le contexte géologique du Québec

Annexe 2. Définition et inventaire des secteurs de roches sources potentielles pour l'hydrogène naturel – 1. Bassins sédimentaires du sud du Québec

Annexe 3. Définition et inventaire des secteurs de roches sources potentielles pour l'hydrogène naturel – 2. Bouclier canadien

Annexe 4. État des connaissances sur les méthodes géophysiques pour la recherche de l'hydrogène naturel, et inventaire des données pertinentes pour le Québec

Annexe 5. État des connaissances géochimiques pour la détection de l'hydrogène, et inventaire des données géochimiques existantes permettant d'identifier des remontées de fluides profonds dans les bassins sédimentaires du sud du Québec