



RAPPORT SYNTHÈSE 2008-2013

Chaire de recherche sur la séquestration géologique du CO₂

Par

Michel Malo et l'équipe de la Chaire de recherche

**Jean-Christophe Aznar, Karine Bédard, Maxime Claprood, Félix-Antoine Comeau,
Elena Konstantinovskaya, Bernard Giroux, Jean-Philibert Moutenet, Tien Dung Tran Ngoc***

* Co-auteurs en ordre alphabétique

Institut national de la recherche scientifique, Centre Eau Terre Environnement

Soumis au Bureau des changements climatiques

Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs

Février 2014 – Québec

Rapport de recherche INRS

R-1492

Table des matières

Liste des figures.....	5
Liste des tableaux	9
Avant-propos	11
1 Introduction	13
1.1 Le dioxyde de carbone (CO ₂) et les changements climatiques	13
2 Volet 1 - Inventaire.....	18
2.1 Les émissions de CO ₂ au Québec (objectif secondaire 2).....	18
2.2 Les projets de stockage géologique ailleurs dans le monde (objectif secondaire 3)	20
2.2.1 Les projets en opération.....	20
2.2.2 Les projets en construction.....	21
2.3 Potentiel de stockage géologique du CO ₂ au Québec (objectif secondaire 1)	24
2.3.1 Évaluation des bassins sédimentaires du sud du Québec	24
2.3.2 Méthodologie de l'évaluation du potentiel des bassins sédimentaires et résultats	26
2.3.3 Attributs spécifiques au stockage géologique du CO ₂ du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent	27
2.3.4 Les roches du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent dans le domaine parautochtone des Appalaches	29
2.3.5 Choix d'un site pour la caractérisation	31
2.4 Atteinte des objectifs du volet 1 de recherche.....	34
3 Volet 2 - Caractérisation du site de Bécancour	36
3.1 Caractérisation du réservoir en sous-surface	36
3.2 Modélisation numérique de l'injection du CO ₂	42
3.3 Caractérisation géochimique de surface du site de Bécancour.....	45
3.4 Atteinte des objectifs du volet 2	49
4 Volet 3 – Capacité de stockage	50
4.1 Capacité effective des aquifères salins du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent.	50
4.1.1 Modélisation géologique 3D du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent	50
4.1.2 Évaluation de la capacité effective de stockage du CO ₂ du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent.....	53

4.2	Capacité des aquifères salins du site de Bécancour.....	54
4.2.1	Modèle géologique 3D du site de Bécancour	54
4.2.2	Évaluation de la capacité de stockage du CO ₂ au site de Bécancour	56
4.3	Capacité de stockage de l'écaillé de Saint-Flavien par méthodes géostatistiques.....	59
4.4	Atteinte des objectifs du volet 3 de recherche.....	60
5	Volet 4 - Test pilote.....	61
5.1	Le projet pilote	61
5.2	Atteinte des objectifs du volet 4 de recherche	62
6	Volet 5 - Évaluation des enjeux juridiques, sociaux et économiques de la filière du CSC...	63
6.1	Encadrement juridique du stockage géologique du CO ₂ au Québec.....	63
6.2	Acceptabilité sociale du stockage géologique du CO ₂ au Québec.....	63
6.2.1	Sondages d'opinion	63
6.2.2	Résultats des sondages et analyse.....	65
6.2.3	Conclusion et acceptabilité d'un projet pilote au Québec	67
6.3	Enjeux économiques.....	68
6.3.1	Aperçus des coûts des projets industriels	68
6.3.2	Coûts d'un projet pilote au Québec	70
6.3.3	Le déploiement industriel du CSC autour de Bécancour.....	73
6.3.4	Un incitatif économique nécessaire ou une obligation à mettre en place la filière du CSC	79
6.4	Atteinte des objectifs du volet 5 de recherche.....	80
7	Formation et diffusion des résultats de la recherche	81
7.1	Formation de personnel hautement qualifié	81
7.2	Diffusion des résultats de la recherche	84
8	Bilan	85
9	Bibliographie	88

Liste des figures

Figure 1 – Relation entre la température mesurée à la surface de la Terre et la concentration de CO ₂ dans l’atmosphère de 1890 à 2010. Les températures moyennes sont calculées sur cinq ans. Source: NASA-GISS, CDIAC, NOAA ESRL.	14
Figure 2 – a) Émissions annuelles de GES anthropiques dans le monde, 1970–2004. b) Parts respectives des différents GES anthropiques dans les émissions totales de 2004, en équivalent-CO ₂ . c) Contribution des différents secteurs aux émissions totales de GES anthropiques en 2004, en équivalent-CO ₂ . (Modifié de IPCC, 2007)	15
Figure 3 – Illustration de la chaîne du CSC. 1) le captage à la source. 2) le transport vers les sites de stockage. 3) les différents types de stockage dans des roches sédimentaires (de gauche à droite) : un champ d’hydrocarbures avec récupération assistée de pétrole, un aquifère salin profond, un champ d’hydrocarbures épuisé.	16
Figure 4 – Prévvision de la réduction des émissions de CO ₂ dans l’atmosphère, selon l’IEA (2012).	17
Figure 5 – Localisation des grands émetteurs de CO ₂ au Québec en 2011. Source des données pour les émissions de CO ₂ : Environnement Canada (2011).	19
Figure 6 – À gauche, répartition des émissions de GES en 2010 émis par secteur d’activités au Québec, en équivalent-CO ₂ . À droite, parts respectives des différents GES émis par le secteur industriel en 2010 au Québec, en équivalent-CO ₂ . HFC : hydrofluorocarbures. PFC : perfluorocarbures. Source des données : MDDEFP (2013).	19
Figure 7 – Carte de localisation des projets de stockage géologique de CO ₂ en opération ou terminés dans le monde en 2012 (modifiée de GCCSI, 2012).	21
Figure 8 – Carte de localisation des projets de stockage géologique de CO ₂ en construction dans le monde en 2012 (modifiée de GCCSI, 2012).	23
Figure 9 – Carte de localisation de tous les projets de stockage géologiques du CO ₂ dans le monde (modifiée de GCCSI, 2012).	23
Figure 10 – Cible de stockage des projets de stockage géologique du CO ₂ en opération ou en construction dans le monde.	24
Figure 11 – Volumes de CO ₂ stockés annuellement par les projets de stockage géologique du CO ₂ en opération ou en construction dans le monde. Au Québec, les émissions en CO ₂ des grands émetteurs représentent environ 20 millions de tonnes par année.	24
Figure 12 – Principales divisions géologiques du Québec. Le rectangle rouge localise la Figure 13.	25
Figure 13 – Bassins sédimentaires du sud du Québec. P-C : permo-carbonifère. S-D : siluro-dévonien. O-S : ordovicien-silurien. ☐-O : cambro-ordovicien. Modifiée de Bédard <i>et al.</i>	

(INRSCO2-2011-V1.2). La localisation de cette figure est représentée par le rectangle rouge à la Figure 12.....	26
Figure 14 – Colonne stratigraphique des Basses-Terres du Saint-Laurent. Adaptée de Hofmann (1972), Globensky (1987), Salad Hersi <i>et al.</i> (2003) et Comeau <i>et al.</i> (2004).....	29
Figure 15 – Carte géologique des Basses-Terres du Saint-Laurent, d’après Globensky (1987). La projection en surface de la faille de Yamaska est en pointillé sur la carte. L’interprétation de la ligne sismique M-2001 est représentée à la Figure 16.	30
Figure 16 – Coupe géologique des zones potentielles de stockage du CO ₂ dans le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent (adaptée de Castonguay <i>et al.</i> (2010). La coupe est localisée sur la Figure 15 (ligne sismique M-2001).	30
Figure 17 – Étapes à suivre lors de l’identification de sites spécifiques pour le stockage géologique du CO ₂ (adaptée de Bachu, 2000, 2002, 2003; Gibson-Poole <i>et al.</i> , 2008).	31
Figure 18 – Puits d’exploration et profondeur de la base de la roche couverture des régions de Nicolet et de Villeroy.	33
Figure 19 – (a) Carte géologique de la région de Bécancour et projection des failles normales au toit du socle précambrien (tracés gris) (adaptée de Globensky, 1987; SOQUIP, 1984; SIGPEG, 2009). Les chiffres italiques indiquent le gradient de pression des fluides/le débit artésien, respectivement. (b) Profil sismique M2002 interprété (adaptée de Castonguay <i>et al.</i> , 2006).	37
Figure 20 – Modèle conceptuel de l’injection du CO ₂ dans les réservoirs salins des grès du Potsdam.	43
Figure 21 – Saturation du CO ₂ (Sg) dans le réservoir à t = 100, 300 et 500 ans avec des scénarios d’injection utilisant différentes perméabilités horizontales (kx) pour le Covey Hill (CH). a) kx = 0,89 mD. b) kx = 4,17 mD. Le Cairnside (CA) a une perméabilité uniforme de 8,9 mD.	44
Figure 22 – Évolution des différentes formes du CO ₂ stockées dans le réservoir en fonction du temps depuis l’injection. M _{aq} = CO ₂ aqueux dissous dans la saumure. M _{mob} = CO ₂ en gaz libre. M _{immob} = CO ₂ piégé par saturation résiduelle. M _{tot} = CO ₂ total stocké.	45
Figure 23 – Carte présentant les anomalies en hydrocarbures gazeux détectées. Les anomalies correspondent aux valeurs du 95 ^{ème} percentile.	48
Figure 24 – Carte géologique des Basses-Terres du Saint-Laurent (adaptée de Globensky, 1987). Localisation des puits et limites du modèle géologique 3D.	51
Figure 25 – Modèle géologique 3D volumique du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent. Les points de couleurs représentent les positions des sommets des unités dans les puits. Exagération verticale : 5X.	52
Figure 26 – Pyramide des capacités de stockage géologique du CO ₂ (adaptée de Bachu <i>et al.</i> , 2007).	53

Figure 27 – Représentation 3D du modèle géologique (13,6 km x 10,5 km x 3,2 km) de la plate-forme du Saint-Laurent dans la région de Bécancour. La position en surface (symboles jaunes) et les trajectoires (lignes rouges) des 11 puits sont présentés.	56
Figure 28 – Capacité de stockage du CO ₂ en fonction des facteurs d’efficacité estimés pour le sous-réservoir nord-est de la région de Bécancour.....	58
Figure 29 – Comparaison du facteur d’efficacité et de la capacité de stockage estimés entre les 3 sous-réservoirs de la région de Bécancour.	58
Figure 30 – Comparaison de la capacité de stockage relative entre les 3 sous-réservoirs de la région de Bécancour (NO, NE et SE) et les Basses-Terres du Saint-Laurent (BTSL).....	58
Figure 31 – Localisation des deux sites d’injection potentiels (points rouges) et des deux grands émetteurs du parc industriel de Bécancour (rectangles bleus).....	71
Figure 32 – Carte du volume des sources de CO ₂ pour les installations industrielles listées dans le Tableau 9, exception faite de celles qui vont être arrêtées ou significativement modifiées dans un futur proche (SNC-Lavalin, 2011).	77

Liste des tableaux

Tableau 1 – Évaluation des critères et classement des bassins du sud du Québec pour le stockage géologique du CO ₂ (INRSCO2-2011-V1.2).	27
Tableau 2 - Paramètres pétrophysiques des unités stratigraphiques dans la région de Bécancour au nord de la faille de Yamaska. (INRSCO2-2011-V2.5; INRSCO2-2011-V2.10)	39
Tableau 3 – Statistiques descriptives des gaz échantillonnés en 2011 et 2012 dans la région de Bécancour.	47
Tableau 4 – Capacité effective de stockage de CO ₂ des formations de Covey Hill et de Cairnside selon les différents facteurs d’efficacité pour les lithologies clastiques.	54
Tableau 5 – Masse totale de CO ₂ pouvant être stockée (G_{CO_2}) en millions de tonnes (Mt) et coefficient d’efficacité (E) calculés pour trois réalisations de porosité de l’unité réservoir de Saint-Flavien.	60
Tableau 6 – Coût de la tonne de CO ₂ évitée pour plusieurs technologies de production d’électricité.	69
Tableau 7 – Coût de quelques projets industriels de captage, transport et stockage géologique du CO ₂	70
Tableau 8 – Aperçu des coûts d’un projet pilote à Bécancour dans le cas de l’injection au Sud de la faille de Yamaska à une profondeur de 2000 mètres.	72
Tableau 9 – Émissions annuelles de GES des installations industrielles situées dans un rayon de 150 km autour de Bécancour (SNC-Lavalin, 2011).	76
Tableau 10 – Forces et faiblesses générales des principales sources de CO ₂ intéressantes pour le CSC à l’extérieur de Bécancour (SNC-Lavalin, 2011).	78
Tableau 11 – Études réalisées par des entités externes à l’INRS	80
Tableau 12 – Liste des étudiants et stagiaires.	82

Avant-propos

Le MDDEFP a sollicité l'INRS-ETE au début de 2008 pour créer une Chaire de recherche sur la séquestration géologique du CO₂ afin d'explorer cette option pour réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) dans la province. La subvention à l'INRS a été accordée à la suite d'un concours sur invitation; le ministère avait alors en main deux propositions. La Chaire a par ailleurs été créée dans une double optique : celui d'éclairer, par une argumentation scientifique solide, la décision d'aller de l'avant ou non en matière de stockage géologique du CO₂ comme les provinces de l'Ouest canadien, et de préparer une main-d'œuvre hautement qualifiée dans le domaine au Québec. L'INRS a donc formé une équipe multidisciplinaire de chercheurs dans un domaine de recherche non-traditionnel au Québec, celui de l'analyse des bassins sédimentaires et des réservoirs souterrains.

Les travaux de la Chaire devaient permettre au gouvernement et, en particulier au ministre du MDDEFP, de prendre des décisions conséquentes sur l'utilisation de cette filière technologique qui est en démonstration par des projets pilotes à travers le monde et qui sera utilisée de façon industrielle au Canada, en Saskatchewan et en Alberta. Dès les premières réunions du comité de suivi de la Chaire, on anticipait que peu importe si le gouvernement allait de l'avant avec un projet pilote de captage et de séquestration, il fallait plus de cinq ans pour constituer la base scientifique nécessaire et pour former les personnes qualifiées pouvant jouer un rôle dans l'appareil public pour cette prise de décision.

Les cimenteries, les alumineries, les aciéries et les raffineries de pétrole sont parmi les plus grands émetteurs industriels de CO₂ au Québec. Même si les procédés industriels se sont améliorés au cours des dernières années, les industries mentionnées plus haut ne peuvent réduire à zéro leurs émissions de CO₂. Le *Global CCS Institute (GCCSI, 2012)* rappelle que le stockage géologique du CO₂ est l'un des rares moyens actuellement de réduire les GES des industries mentionnées plus haut. La technologie est connue, prouvée par les grands projets pilotes en cours, mais aussi utilisée pour la récupération assistée de pétrole qui permet en même temps de stocker en profondeur le CO₂ injecté. L'Agence internationale de l'énergie estime également que le stockage géologique du CO₂ pourrait aider à réduire les émissions globales de CO₂ de 14% d'ici 2050, ce qui aiderait à stabiliser le climat et empêcher l'augmentation de 2 °C de la température globale qui semble inévitable sans utiliser tous les moyens à notre disposition.

Les objectifs principaux du programme de recherche de la Chaire étaient d'évaluer la capacité de stockage géologique du CO₂ au Québec, de tester quelques sites pour leur potentiel de rétention du CO₂ après injection et de former une expertise au Québec dans le domaine de la technologie du captage et de la séquestration géologique du CO₂ (CSC).

Les objectifs secondaires pour arriver à répondre aux objectifs principaux étaient de :

- 1) faire l'inventaire des réservoirs géologiques potentiels au Québec;
- 2) faire l'inventaire des sources majeures d'émissions de CO₂ au Québec;
- 3) compiler les travaux réalisés ailleurs dans le monde sur la technologie du CSC;
- 4) caractériser les paramètres géologiques et géophysiques des réservoirs potentiels;
- 5) évaluer leur capacité de séquestration géologique du CO₂;
- 6) choisir des sites potentiels pour réaliser des essais d'injection de CO₂;
- 7) tester un ou deux sites avec suivi sur une période d'un à deux ans pour évaluer la capacité de rétention du CO₂ et les risques de fuite.

En marge de l'atteinte de ces objectifs, des travaux complémentaires liés à l'évaluation des enjeux socio-économiques de l'implantation de la technologie du CSC au Québec (lois, sécurité, etc.) et des études technico-économiques pour l'implantation d'une usine pilote ont également été réalisés.

Cinq volets de recherche ont été définis au tout début des travaux de la Chaire afin d'atteindre les objectifs secondaires et de réaliser les travaux complémentaires :

1. Inventaire (objectifs 1, 2, 3)
2. Caractérisation (objectif 4)
3. Capacité de stockage (objectif 5)
4. Test-pilote (objectifs 6, 7)
5. Enjeux socio-économiques (travaux complémentaires)
6. Plusieurs activités ont été réalisées dans chacun des volets de recherche

Ce rapport synthèse présente une revue des travaux de recherche complétés au cours des cinq années d'activités de la Chaire pour chacun des volets de recherche, de même qu'une discussion sur l'atteinte des objectifs secondaires pour chacun des volets. Les résultats de la recherche présentés sont issus des activités présentées dans les Programmes annuels qui ont été validées par le comité de suivi de la Chaire à chaque année. Le Rapport synthèse est un complément au Rapport final envoyé par courriel au mois d'août 2013. Ce dernier rapport final fut soumis selon le format présenté à l'annexe B de la Convention d'aide financière entre le MDDEFP et l'INRS, comme tous les Rapports d'étape et les Rapports annuels remis au cours de 2008 à 2013. Il s'agissait d'un rapport consolidé des activités de la Chaire présentant toute l'information demandée dans le format prescrit par la Convention.

Enfin, le rapport synthèse présente un bilan de la formation du personnel hautement qualifié et de la diffusion de la recherche, et un bilan global des cinq années d'activités est présenté en fonction de l'atteinte des objectifs principaux.

1 Introduction

1.1 Le dioxyde de carbone (CO₂) et les changements climatiques

Au cours des dernières années, la menace des changements climatiques s'est trouvée au centre des débats de l'ensemble des parties prenantes du monde de l'énergie et de l'environnement. Le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC ou *IPPC: Intergovernmental Panel on Climate Change*) procède, à intervalles réguliers, à une évaluation de l'état des connaissances sur la question des changements climatiques de la planète, qui va dans le sens d'une augmentation globale de la température moyenne de la Terre. Son quatrième rapport (IPCC, 2007), auquel ont participé plus de 2 500 scientifiques de 130 pays, affirme que le réchauffement climatique depuis 1950 est très probablement d'origine anthropique, c'est-à-dire dû à l'activité humaine, et a comme principale cause : l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre (GES) dans l'atmosphère (IPCC, 2007). Le dioxyde de carbone (CO₂) est le GES anthropique le plus important dans l'atmosphère (Figure 1 et Figure 2) et est principalement émis par plusieurs types d'industries utilisant la combustion d'hydrocarbures et par certains procédés industriels (réactions chimiques lors de la fabrication de ciment, réactions chimiques dans les alumineries, etc.).

Après plusieurs années de progrès modestes, le rythme d'amélioration de l'efficacité énergétique au sein des pays membres de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) recommence à s'accélérer. L'investissement public dans les activités de recherche, de développement et de démonstration concernant les technologies à faible teneur en carbone et dans les énergies renouvelables, éolien et solaire en tête, progresse très nettement. Dans les transports, les grands constructeurs automobiles ajoutent des véhicules hybrides, rechargeables et entièrement électriques à leurs gammes de produits traditionnelles, et nombre de gouvernements lancent des programmes encourageant les consommateurs à les acheter. Ces avancées prometteuses ne sont que les premiers pas d'un long cheminement vers la transformation de nos modes de production et de consommation d'énergie. Malgré tout, les tendances qui entraînent la hausse de la demande d'énergie et des émissions de CO₂ continuent de s'intensifier à un rythme inexorable.

En effet, les évolutions actuelles de la situation énergétique et des émissions de CO₂ vont à l'encontre des mises en garde réitérées par le GIEC. Ce groupe arrive à la conclusion que des réductions d'au moins 50 % des émissions mondiales de CO₂ par rapport aux niveaux de l'an 1990 devront être réalisées à l'horizon de 2050 pour limiter l'augmentation des températures moyennes mondiales à long terme. Également, de nombreux scénarios énergétiques sont élaborés régulièrement par des organismes nationaux ou internationaux comme le *United States Department of Energy*, la Commission européenne, le *World Energy Council* ou encore par des membres de l'industrie pétrolière, tels que Shell, Exxon Mobil et BP. Tous s'accordent sur un point: à l'horizon 2020-2030, la demande en énergie va augmenter sur la planète et les énergies

fossiles continueront à satisfaire plus de 80 % de la demande. Même s'il est vraisemblable que les réserves pétrolières seront plus difficiles à trouver et à exploiter, les combustibles fossiles ont encore de beaux jours devant eux, car les mesures alternatives (économies d'énergie, transports propres, énergies renouvelables, etc.) ne sont toujours pas aujourd'hui en mesure de prendre le relais. Ainsi, les concentrations de CO₂ dans l'atmosphère devraient augmenter considérablement au cours des prochaines années, ce qui entraînera un risque d'accélération de l'augmentation de la température planétaire (IPCC, 2007). D'ailleurs, en mai 2013, la concentration de CO₂ dans l'atmosphère a été mesurée, pour la première fois, à un peu plus de 400 parties par million (Figure 1) (IEA, 2013). C'est ainsi que depuis plusieurs années, l'Agence internationale de l'énergie (AIE ou IEA : *International Energy Agency*) soutient qu'une révolution énergétique reposant sur le déploiement généralisé de technologies décarbonées (c.-à-d. conçues pour émettre le moins possible de CO₂) est nécessaire afin de s'attaquer au défi des changements climatiques.

L'inquiétude face à la sécurité énergétique, la menace des changements climatiques et la nécessité de satisfaire une demande d'énergie grandissante (spécialement dans les pays en développement) sont autant de défis majeurs que les décideurs du monde de l'énergie sont appelés à relever. Faire avancer la révolution vers des technologies à faible teneur en carbone résultera de millions de choix opérés par une multitude de parties prenantes. Il faudra également une panoplie de technologies existantes et nouvelles pour faire face à ces enjeux.

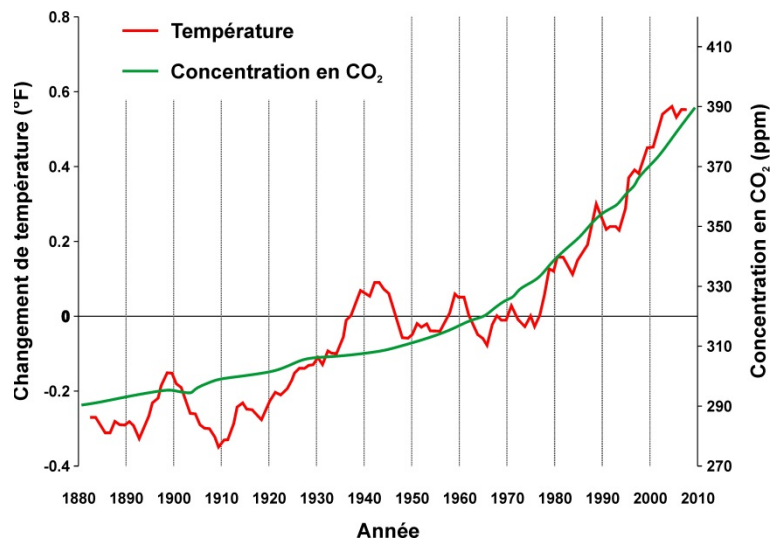


Figure 1 – Relation entre la température mesurée à la surface de la Terre et la concentration de CO₂ dans l'atmosphère de 1890 à 2010. Les températures moyennes sont calculées sur cinq ans. Source: NASA-GISS, CDIAC, NOAA ESRL.

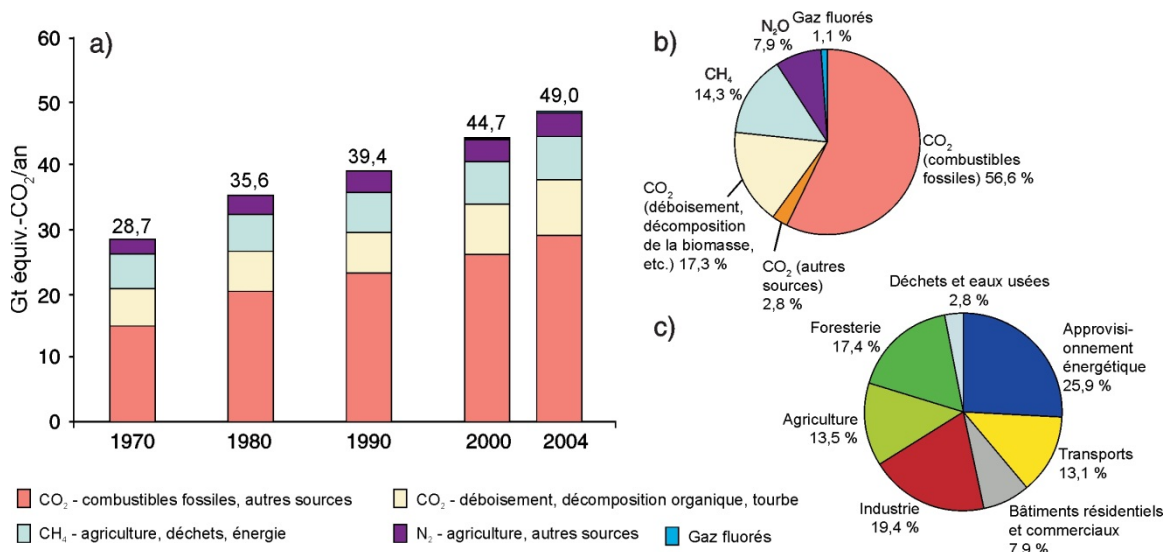


Figure 2 – a) Émissions annuelles de GES anthropiques dans le monde, 1970–2004. b) Parts respectives des différents GES anthropiques dans les émissions totales de 2004, en équivalent-CO₂. c) Contribution des différents secteurs aux émissions totales de GES anthropiques en 2004, en équivalent-CO₂. (Modifié de IPCC, 2007)

Plus de la moitié des émissions de CO₂ dans le monde est produite par des sources concentrées et fixes (centrales thermiques, cimenteries, raffineries, usines sidérurgiques...) qui vont encore continuer à utiliser des combustibles fossiles ou utiliser des procédés industriels émettant du CO₂ (IPCC, 2005). Dans ce contexte, parmi l'éventail de solutions proposées, l'idée de piéger le gaz carbonique à la source chaque fois que cela est possible s'avère de plus en plus adoptée. Des recherches sur le long terme sont aujourd'hui engagées pour détourner le dioxyde de carbone de l'atmosphère: fixation en un composé stable pour former des carbonates selon un processus naturel, biofixation du CO₂ par photosynthèse de microalgues, production de méthane avec du CO₂ grâce à des bactéries, etc.

Parmi les mesures d'atténuation visant à stabiliser les émissions anthropiques de CO₂ dans l'atmosphère, les recherches les plus prometteuses concernent le captage et le stockage (ou séquestration) géologique du CO₂ (CSC). Il s'agit de récupérer ce gaz là où il est produit en grande quantité, comme par exemple sur les cheminées industrielles, de le transporter jusqu'à un site de stockage et d'ensuite l'injecter en grande profondeur dans le sous-sol rocheux afin de l'isoler de l'atmosphère à long terme (Figure 3).

Dans le présent rapport, le choix a été fait d'utiliser uniquement le terme « stockage » au lieu du terme « séquestration » pour plusieurs raisons. Tout d'abord, le terme stockage est privilégié par les grands acteurs francophones œuvrant dans le secteur du CSC (par exemple : l'ADEME, le BRGM, Total et Ressources naturelles Canada). Il semble y avoir consensus sur l'utilisation de ce terme. D'ailleurs, en France, le terme à utiliser est « stockage » d'après la *Commission spécialisée de terminologie et de néologie dans le domaine de l'environnement* (2012). Ensuite, le terme stockage est bénéfique pour l'acceptabilité sociale du CSC. En effet, ce terme est perçu, par la

population en général, comme plus simple à comprendre et plus clair. En outre, il donne une meilleure image de cette technologie (Ha-Duong *et al.*, 2009). Enfin, le terme le plus couramment utilisé en anglais, par des acteurs internationaux comme le GCCSI, la ZEP et l'AIE, est *storage* qui se traduit littéralement par stockage.

Bien que les termes stockage et séquestration puissent être utilisés comme des synonymes, le terme séquestration devrait être réservé pour le processus à long terme où le CO₂ est piégé par minéralisation et ne peut plus migrer hors du réservoir (IPCC, 2005).

L'application réussie du CSC dans un certain nombre de secteurs industriels à fortes émissions de CO₂ (p.ex. la production d'électricité, la sidérurgie, l'industrie du ciment, l'industrie chimique et pétrochimique ainsi que le secteur des pâtes et papier) est peut-être la principale solution technologique nouvelle permettant de réduire les émissions directes dans l'industrie. En effet, selon l'AIE, cette option pourrait contribuer à la hauteur de 14 % de réduction des émissions de CO₂ dans l'atmosphère d'ici 2050 (Figure 4).

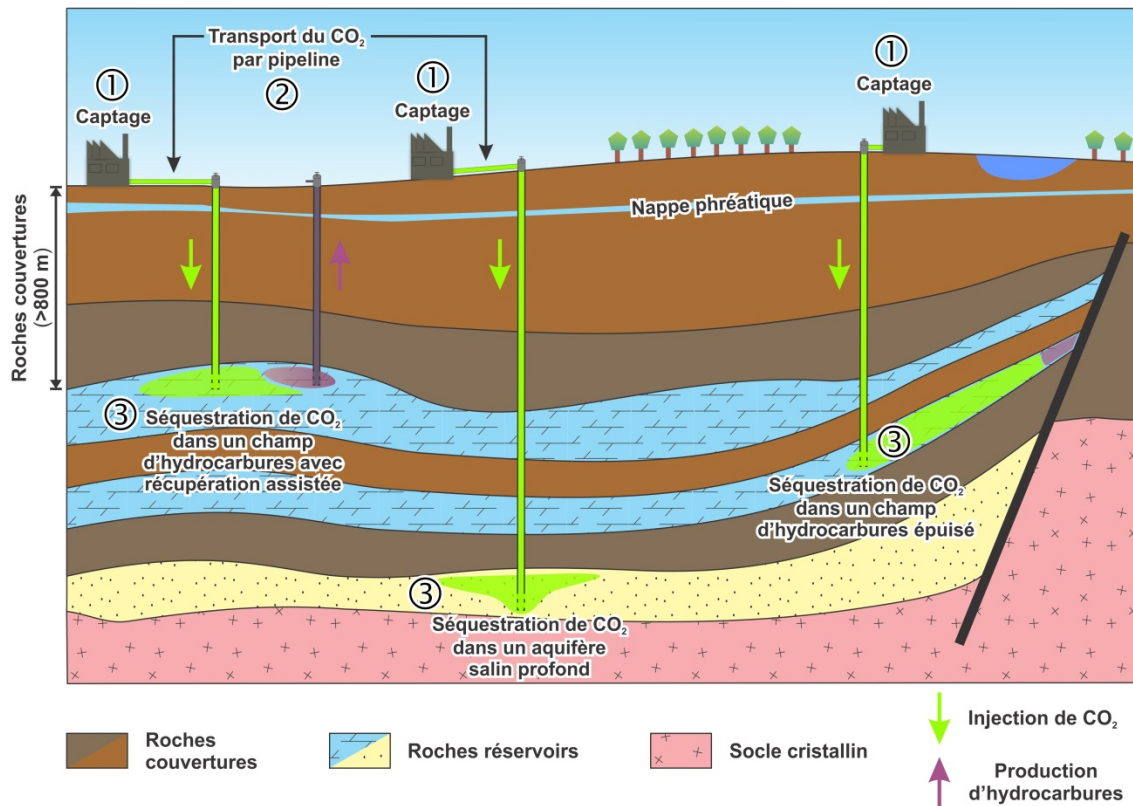


Figure 3 – Illustration de la chaîne du CSC. 1) le captage à la source. 2) le transport vers les sites de stockage. 3) les différents types de stockage dans des roches sédimentaires (de gauche à droite) : un champ d'hydrocarbures avec récupération assistée de pétrole, un aquifère salin profond, un champ d'hydrocarbures épuisé.

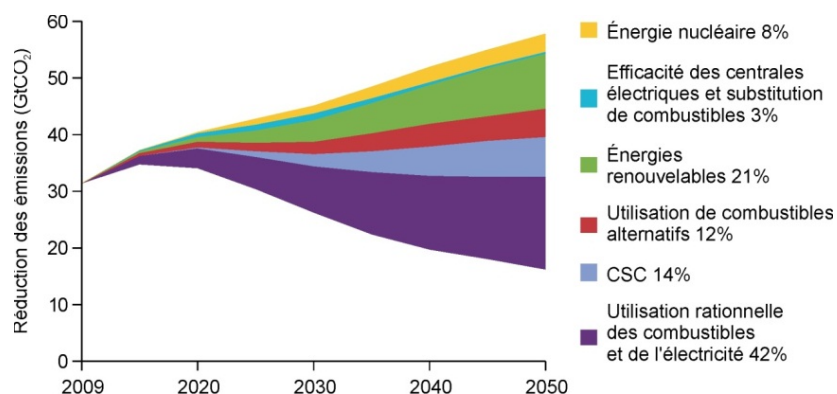


Figure 4 – Prévision de la réduction des émissions de CO₂ dans l'atmosphère, selon l'IEA (2012).

Ainsi, il faut accélérer la démonstration du CSC et mettre au point un encadrement juridique, tant au niveau national qu'international, pour faciliter son déploiement commercial. À l'échelle mondiale, la recherche de sites potentiels pour le stockage géologique du CO₂ va bon train dans les bassins sédimentaires déjà connus pour la qualité de leurs réservoirs géologiques.

C'est dans ce contexte qu'en 2008, le Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs du Québec (MDDEP) octroyait une subvention à l'Institut national de la recherche scientifique afin de mettre en place la « *Chaire de recherche sur la séquestration géologique du CO₂* ». La subvention d'une durée de cinq ans provient du Fonds vert et s'inscrit dans l'action 20 du Plan d'action 2006-2012 sur les changements climatiques (MDDEP, 2008).

2 Volet 1 - Inventaire

2.1 Les émissions de CO₂ au Québec (objectif secondaire 2)

La province de Québec s'est engagée à réduire ses émissions de GES de 20 % en 2020 par rapport à 1990 en vertu du *Décret sur l'adoption de la cible de réduction des émissions de gaz à effet de serre du Québec à l'horizon 2020* publié dans la Gazette officielle du Québec le 9 décembre 2009¹. Le gouvernement actuel a même haussé la cible à 25 % de réduction.

Même au Québec où l'électricité est principalement d'origine hydraulique, de grandes quantités de CO₂ sont émises continuellement. En 2010, les émissions de GES au Québec se chiffraient à 82,5 Mt éq. CO₂ (millions de tonnes d'équivalent CO₂), soit 10,4 tonnes par habitant, et représentaient ainsi 11,9 % des émissions canadiennes (MDDEFP, 2013). De 1990 à 2010, les émissions de GES au Québec ont diminué de 1,6 %. Au cours de cette période, la population a augmenté de 13 % et le PIB (Produit intérieur brut) de 48,6 %. Cette baisse de 1,6 % des émissions de GES depuis 1990 est attribuable principalement à la diminution des émissions des secteurs de l'industrie et des déchets (MDDEFP, 2013). La baisse dans ce secteur provient notamment d'améliorations techniques de certains procédés, de l'amélioration constante de l'efficacité énergétique et de substitutions de combustibles. Toutefois, les variations d'émissions les plus importantes de ce secteur sont influencées par des facteurs économiques comme la fermeture, permanente ou temporaire, de certaines entreprises, de même que par les changements dans les volumes de production.

Au Québec, environ 36 % des émissions de CO₂ sont produites par des sources concentrées et fixes appelées « *grands émetteurs* », car ils produisent un flux annuel de CO₂ supérieur à 100 000 tonnes (Figure 5) (MDDEFP, 2013). Tandis qu'ailleurs dans le monde, plus de 25 % des émissions de CO₂ proviennent de la production d'électricité (Figure 2), le Québec représente un cas particulier où 96 % de l'électricité consommée est d'origine hydraulique (MRN, 2013). Ainsi, les principales industries émettrices de GES au Québec sont celles de l'aluminium, des pâtes et papiers, du raffinage du pétrole, de la métallurgie, du ciment, de la chaux et des produits chimiques (MDDEFP, 2013).

En 2010, le secteur industriel a émis 27,1 Mt éq. CO₂, soit 32,9 % des émissions de la province (Figure 6). 89 % des émissions de GES du secteur industriel québécois étaient des émissions de CO₂, ce qui correspondait à environ 24,1 millions de tonnes de CO₂ par an (MDDEFP, 2013).

¹ D. 1187-2009, G.O.Q. 2009.II.5871, (*Loi sur la qualité de l'environnement*).

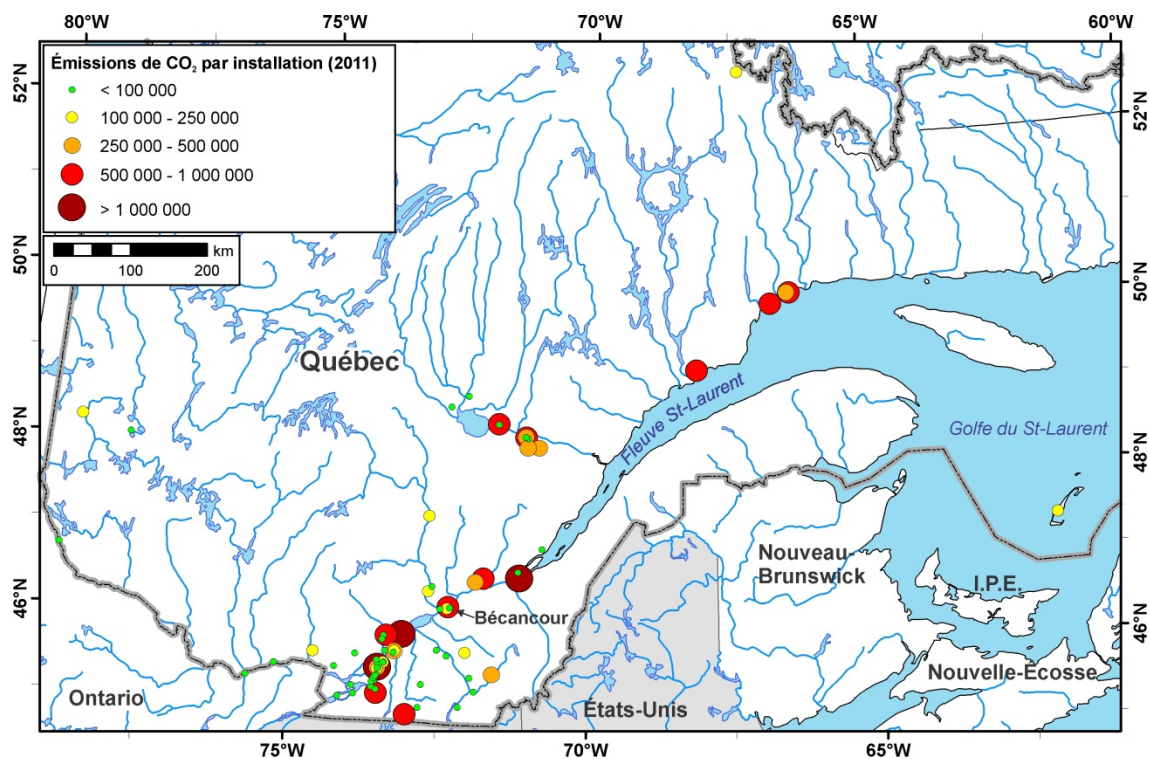


Figure 5 – Localisation des grands émetteurs de CO₂ au Québec en 2011. Source des données pour les émissions de CO₂ : Environnement Canada (2011).

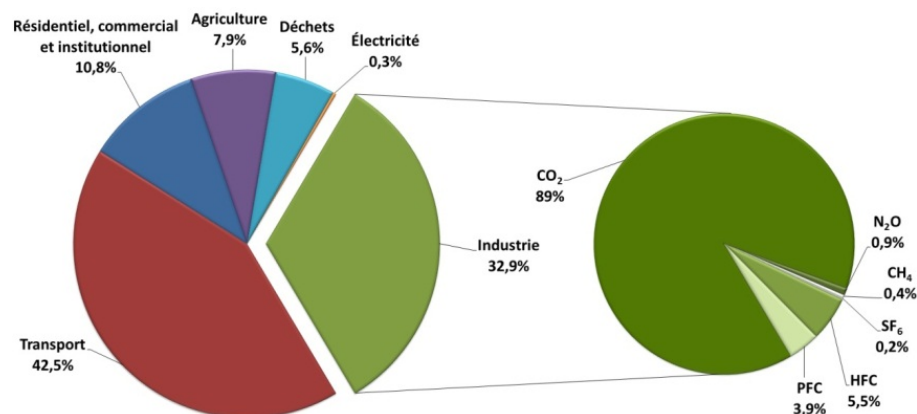


Figure 6 – À gauche, répartition des émissions de GES en 2010 émis par secteur d'activités au Québec, en équivalent-CO₂. À droite, parts respectives des différents GES émis par le secteur industriel en 2010 au Québec, en équivalent-CO₂. HFC : hydrofluorocarbures. PFC : perfluorocarbures. Source des données : MDDEFP (2013).

2.2 Les projets de stockage géologique ailleurs dans le monde (objectif secondaire 3)

Depuis le début des années 1990, plusieurs projets ont vu le jour dans le but d'évaluer la faisabilité du stockage géologique du CO₂. Une première opération a ainsi débuté en 1996 en Norvège sur le site de Sleipner, dans la mer du Nord. Sleipner est un gisement de gaz naturel contenant de 4 à 10 % de CO₂, taux qui doit être réduit à 2,5 % pour respecter les critères de vente. Le gaz est alors traité sur une plate-forme voisine où l'on extrait le CO₂, qui est alors directement injecté dans un aquifère salin en profondeur situé au-dessus de la formation géologique productrice de gaz naturel. Chaque année, un million de tonnes de CO₂ sont ainsi stockées, au lieu d'être rejetées dans l'atmosphère. L'opération est financièrement équilibrée car les frais d'injection sont compensés par l'exonération de paiement d'une taxe existant en Norvège sur les émissions offshore de CO₂. Depuis ce temps, plusieurs opérations de stockage géologique du CO₂ ont vu le jour, pouvant être séparés en deux grandes catégories : les projets industriels, et les projets pilotes (INRSCO2-2012-V5.3).

Les projets industriels sont des projets intégrés de captage et de stockage géologique du CO₂ à une échelle d'au moins : 800 000 tonnes de CO₂ par an pour une centrale de production d'électricité au charbon, ou 400 000 tonnes de CO₂ par an pour toutes autres installations industrielles (GCCSI, 2012). Ainsi, les projets pilotes sont plutôt de types expérimentaux, donc tous les autres projets qui ne répondent pas aux critères de définition des projets industriels.

2.2.1 Les projets en opération

À la fin 2012, 22 projets de stockage géologique du CO₂ étaient en opération dans le monde : 8 projets industriels et 14 projets pilotes (Figure 7) (INRSCO2-2012-V5.3). De plus, deux projets pilotes étaient terminés.

Parmi les projets industriels en opération, un des plus connu et médiatisé est le projet canadien situé en Saskatchewan : *Great Plains Synfuel Plant and Weyburn-Midale Project* (Figure 7). Depuis 2000, ce projet capte par précombustion le CO₂ émis par une usine de gazéification de charbon située dans l'État du Dakota du Nord aux États-Unis. Le CO₂ capté est transporté par pipeline sur 315 kilomètres avant d'être utilisé pour faire de la récupération assistée de pétrole (RAP) sur le site de Weyburn-Midale, au Canada, où trois millions de tonnes de CO₂ sont injectées par année. De 2000 à 2011, ce projet commercial a eu une composante scientifique. En effet, un programme de recherche international y fut implanté : l'*International Energy Agency Weyburn CO₂ Monitoring and Storage Project*. Le but était de tirer parti de cette opération industrielle afin d'étudier comment une opération de RAP avec du CO₂ pouvait être mise à profit pour stocker à long terme le CO₂ injecté. L'année 2012 a été celle de l'analyse des données recueillies et de la rédaction d'un guide de bonnes pratiques pour les futurs projets de CSC. Ce document a été rendu public fin novembre 2012 (Hitchon, 2012).

Le projet allemand *Ketzin Pilot Site* est un exemple typique de projet pilote présentement en opération (Figure 7). Depuis 2008, du CO₂ acheté à un prestataire est transporté par camion jusqu'au site d'injection où il est conservé dans deux réservoirs extérieurs avant d'être injecté dans un aquifère salin profond. De nombreuses techniques de monitoring sont déployées et testées dans le cadre de ce projet par différentes équipes européennes. En mai 2012, le projet avait déjà stocké 61 000 tonnes de CO₂, l'objectif initial étant d'injecter au total 60 000 tonnes. Le projet devrait perdurer jusqu'en 2020. De nombreux partenaires participent à ce projet qui est soutenu financièrement, entre autres, par l'Union européenne et le gouvernement allemand.

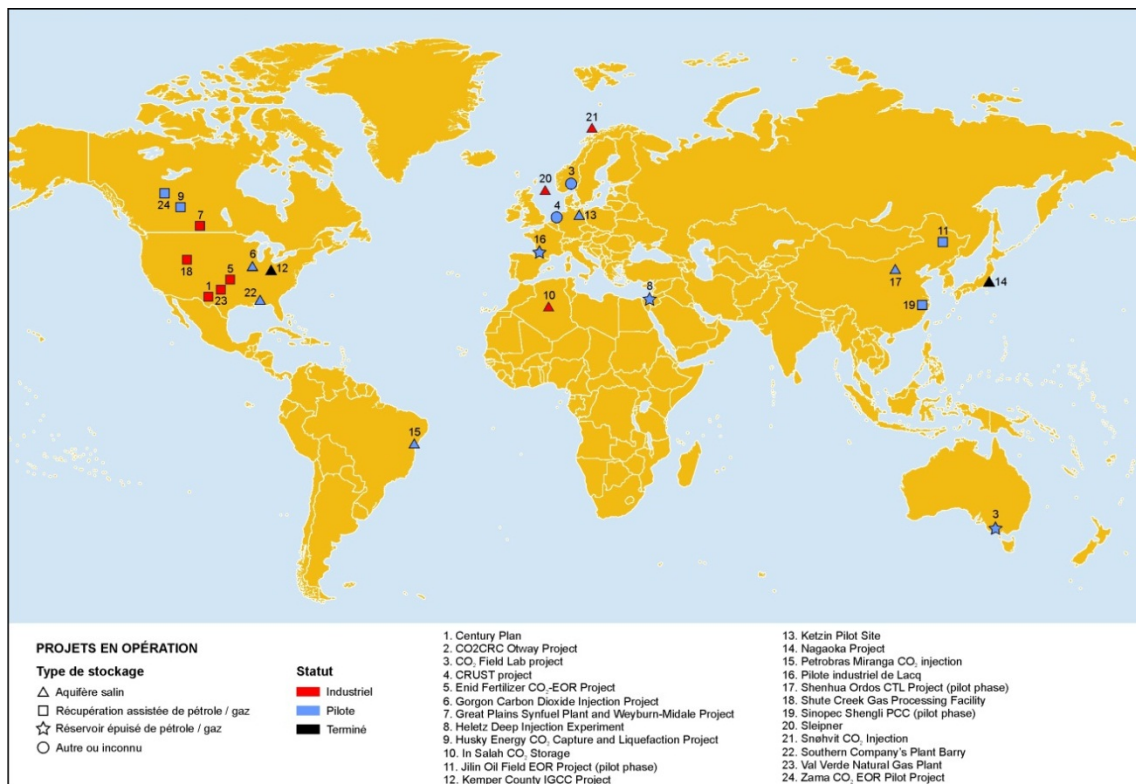


Figure 7 – Carte de localisation des projets de stockage géologique de CO₂ en opération ou terminés dans le monde en 2012 (modifiée de GCCSI, 2012).

2.2.2 Les projets en construction

À la fin 2012, 12 projets de stockage géologique du CO₂ étaient en construction dans le monde (Figure 8) (INRSCO2-2012-V5.3) : 9 projets industriels et 3 projets pilotes.

Parmi les projets industriels de stockage géologique du CO₂ présentement en construction, il y a un projet canadien situé en Saskatchewan qui devrait être inauguré en 2014 : *Boundary Dam Integrated Carbon Capture and Sequestration Demonstration Project* (Figure 8). Ce projet captera en postcombustion le CO₂ émis par une centrale de production d'électricité au charbon

suite à la rénovation d'une unité datant de 1968. Le CO₂ capté sera transporté par pipeline sur environ 100 kilomètres avant d'être utilisé pour faire de la récupération assistée de pétrole (RAP). De plus, une faible partie du CO₂ sera également fournie au projet pilote *Aquistore*. Ainsi, le projet *Boundary Dam* injectera un million de tonnes de CO₂ par an. Le coût total du projet est chiffré à 1,2 milliards dollars canadiens (incluant le coût de rénovation de la centrale). Le projet est réalisé dans le cadre d'un partenariat entre les gouvernements fédéral canadien, de la Saskatchewan, SaskPower et l'industrie privée.

Le projet *Aquistore*, situé également en Saskatchewan, est un des projets pilotes de stockage géologique du CO₂ présentement en construction (Figure 8) et devrait commencer à injecter du CO₂ en 2013, à un taux d'un peu moins d'un million de tonnes de CO₂ par année. Ce projet utilisera une fraction du CO₂ capté en postcombustion sur une centrale de production d'électricité au charbon dans le cadre du projet *Boundary Dam Integrated Carbon Capture and Sequestration Demonstration Project*. Le CO₂ capté sera transporté par pipeline sur moins de deux kilomètres avant d'être injecté dans un aquifère salin profond. Pour l'instant, le projet a recueilli 23 millions de dollars canadiens, dont 19 millions du gouvernement fédéral canadien et du gouvernement saskatchewanais, et est toujours à la recherche de financement. Les objectifs de ce projet sont principalement de démontrer que le stockage géologique du CO₂ dans un aquifère salin est sécuritaire; de confirmer qu'il constitue une option réaliste pour réduire les émissions de CO₂ dans l'atmosphère; et de développer de meilleures méthodes et technologies pour réaliser le monitoring du CO₂ injecté.

En plus des 22 projets en opération, des 12 en construction et des 2 terminés, une cinquantaine d'autres sont présentement à l'étude sur la planète (Figure 9) (GSSCI, 2012; INRSCO2-2012-V5.3).

Le stockage du CO₂ au sein d'aquifères salins ou l'utilisation du CO₂ pour faire de la récupération assistée de pétrole (RAP) dominant (Figure 10). La plupart des projets industriels en construction visent à utiliser le CO₂ pour faire de la RAP. Cela permet de les rendre économiquement viable en apportant une source de revenus à leurs exploitants par la vente de flux de CO₂ captés à des entreprises d'extraction pétrolière.

L'Amérique du Nord se démarque de toutes autres parties du monde pour ses volumes de CO₂ stockés jusqu'à ce jour (Figure 11). En effet, à eux seuls, les projets industriels présentement en opération en Amérique du Nord injectent annuellement une quantité de CO₂ dépassant celle émise annuellement dans l'atmosphère par les grands émetteurs québécois.

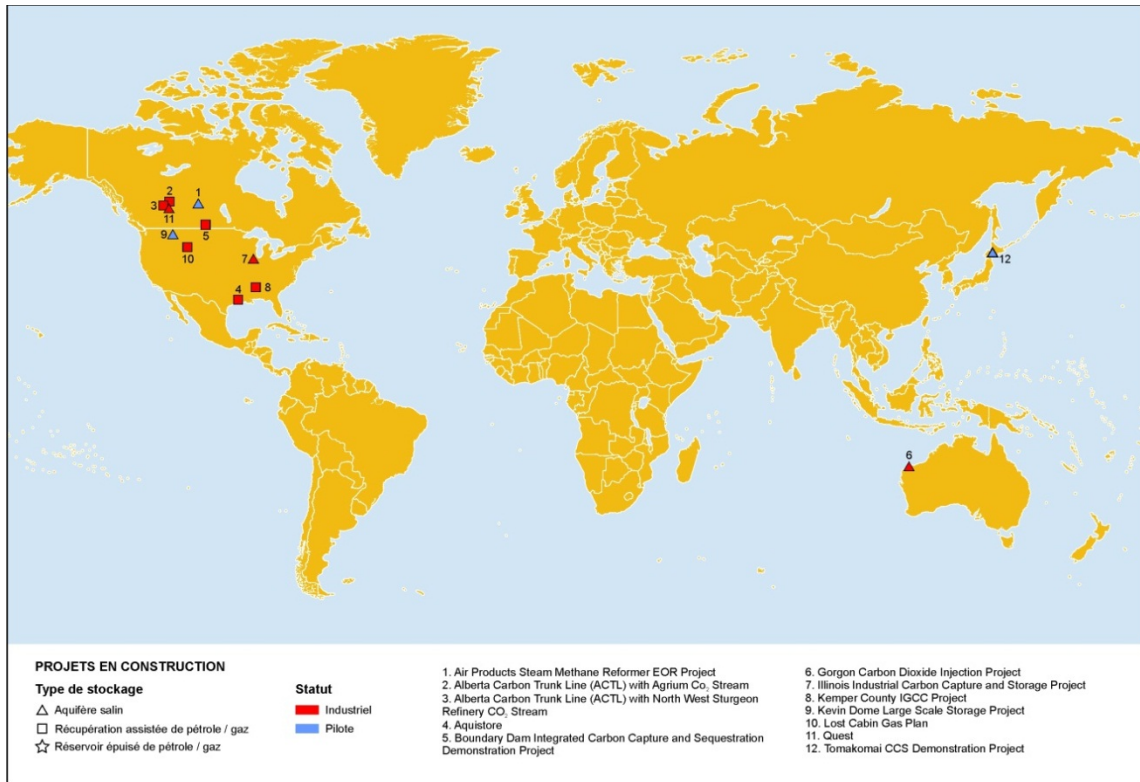


Figure 8 – Carte de localisation des projets de stockage géologique de CO₂ en construction dans le monde en 2012 (modifiée de GCCSI, 2012).

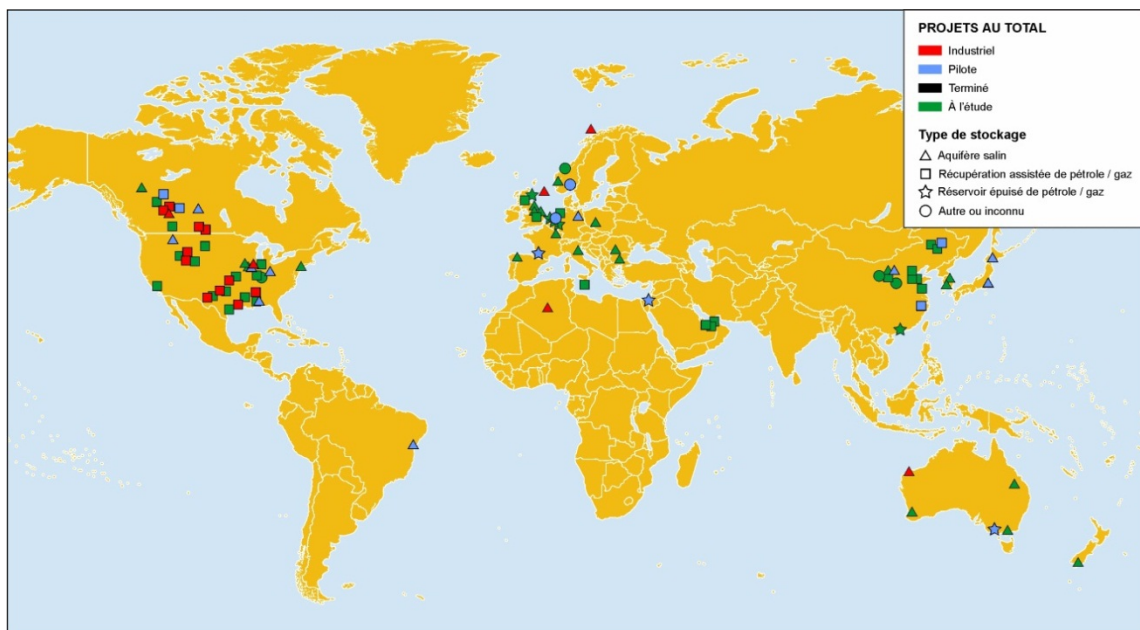


Figure 9 – Carte de localisation de tous les projets de stockage géologiques du CO₂ dans le monde (modifiée de GCCSI, 2012).

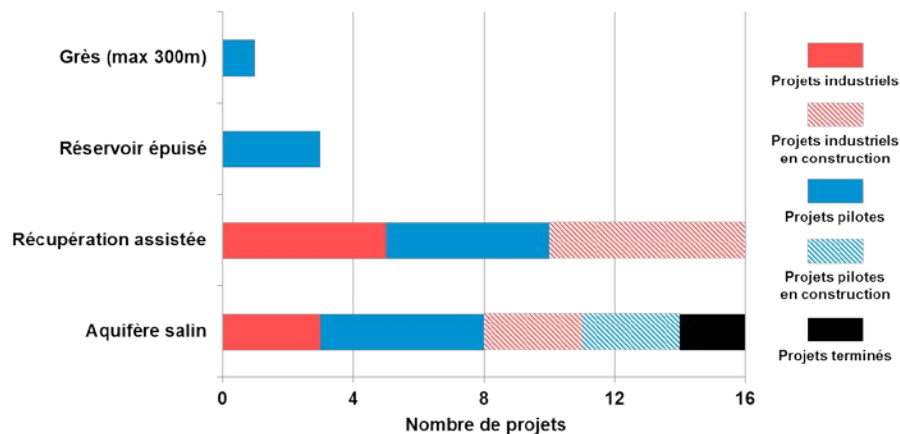


Figure 10 – Cible de stockage des projets de stockage géologique du CO₂ en opération ou en construction dans le monde.

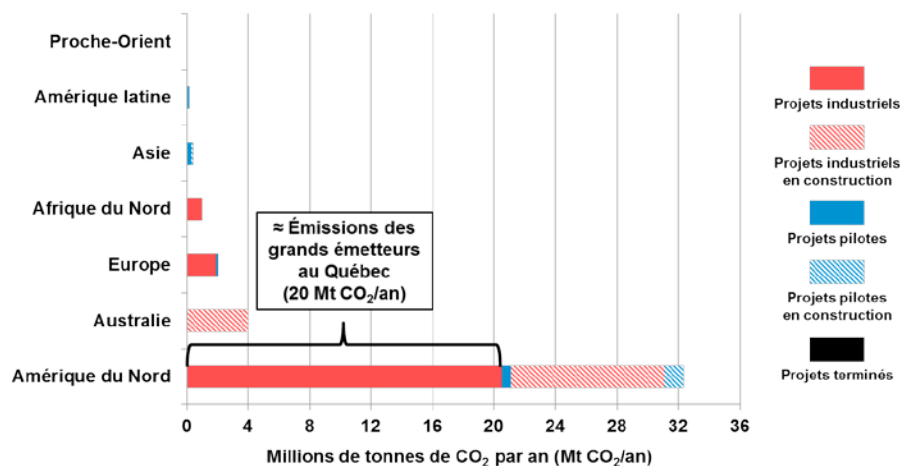


Figure 11 – Volumes de CO₂ stockés annuellement par les projets de stockage géologique du CO₂ en opération ou en construction dans le monde. Au Québec, les émissions en CO₂ des grands émetteurs représentent environ 20 millions de tonnes par année.

2.3 Potentiel de stockage géologique du CO₂ au Québec (objectif secondaire 1)

2.3.1 Évaluation des bassins sédimentaires du sud du Québec

Les milieux géologiques ciblés pour le stockage du CO₂ sont concentrés essentiellement dans les bassins sédimentaires (Bachu, 2003; Bachu *et al.*, 1994; IPCC, 2005; IEA, 2008). C'est au sud de la province de Québec que l'on retrouve des roches sédimentaires d'âge paléozoïque faisant partie de la chaîne de montagnes des Appalaches et de la plate-forme du Saint-Laurent (Figure 12). Plus de 90 % de la province de Québec est constituée de roches métamorphiques et magmatiques d'âge précambrien appartenant au Bouclier canadien qui s'étend au nord du fleuve

Saint-Laurent (Hocq *et al.*, 1994) (Figure 12). Toute cette région du Québec n'offre aucun potentiel de stockage géologique du CO₂. Ce n'est toutefois pas tous les bassins sédimentaires qui contiennent des milieux géologiques propices au stockage du CO₂. Par conséquent, les bassins sédimentaires n'offrent pas tous le même potentiel pour le stockage du CO₂.

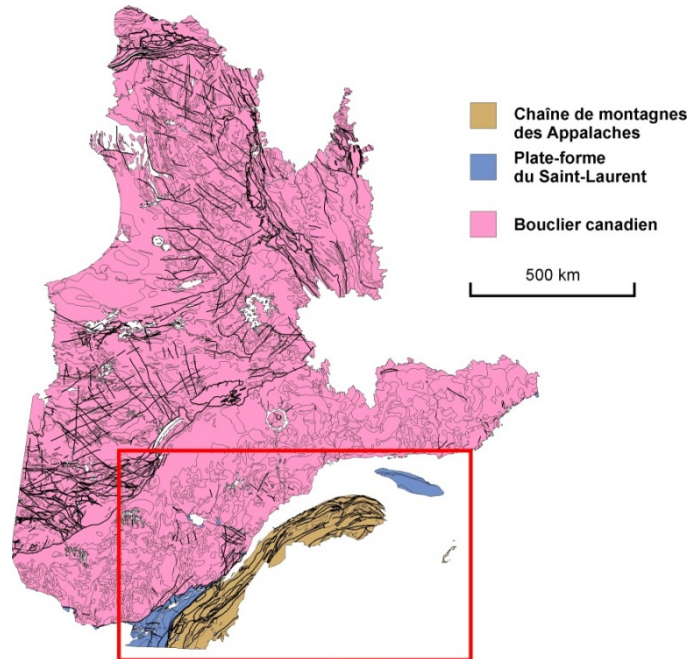


Figure 12 – Principales divisions géologiques du Québec. Le rectangle rouge localise la Figure 13.

C'est ainsi qu'une évaluation régionale du potentiel de stockage du CO₂ sur les bassins sédimentaires du sud du Québec a été menée afin d'identifier les bassins les plus prometteurs. Cette évaluation représente la première étape dans l'identification des meilleures régions pour le stockage géologique du CO₂ au Québec et sert par la suite de guide afin de concentrer des études plus spécifiques sur les zones offrant le potentiel le plus intéressant.

Le sud de la province de Québec est grossièrement divisé en deux provinces géologiques : la plate-forme du Saint-Laurent et la chaîne de montagne des Appalaches (Figure 12). La plate-forme du Saint-Laurent renferme deux bassins : le bassin cambro-ordovicien des Basses-Terres du Saint-Laurent et le bassin ordovicien-silurien d'Anticosti. Quant à elle, la chaîne de montagnes des Appalaches regroupent trois bassins distincts : le bassin cambro-ordovicien des Appalaches, le bassin siluro-dévonien de la Gaspésie et le bassin permien-carbonifère de Madeleine (Figure 13). Ces bassins correspondent aux divisions temporelles et spatiales majeures de la chaîne de montagnes des Appalaches canadiennes liées aux principaux événements orogéniques ainsi qu'aux grandes discordances régionales (Williams, 1995).

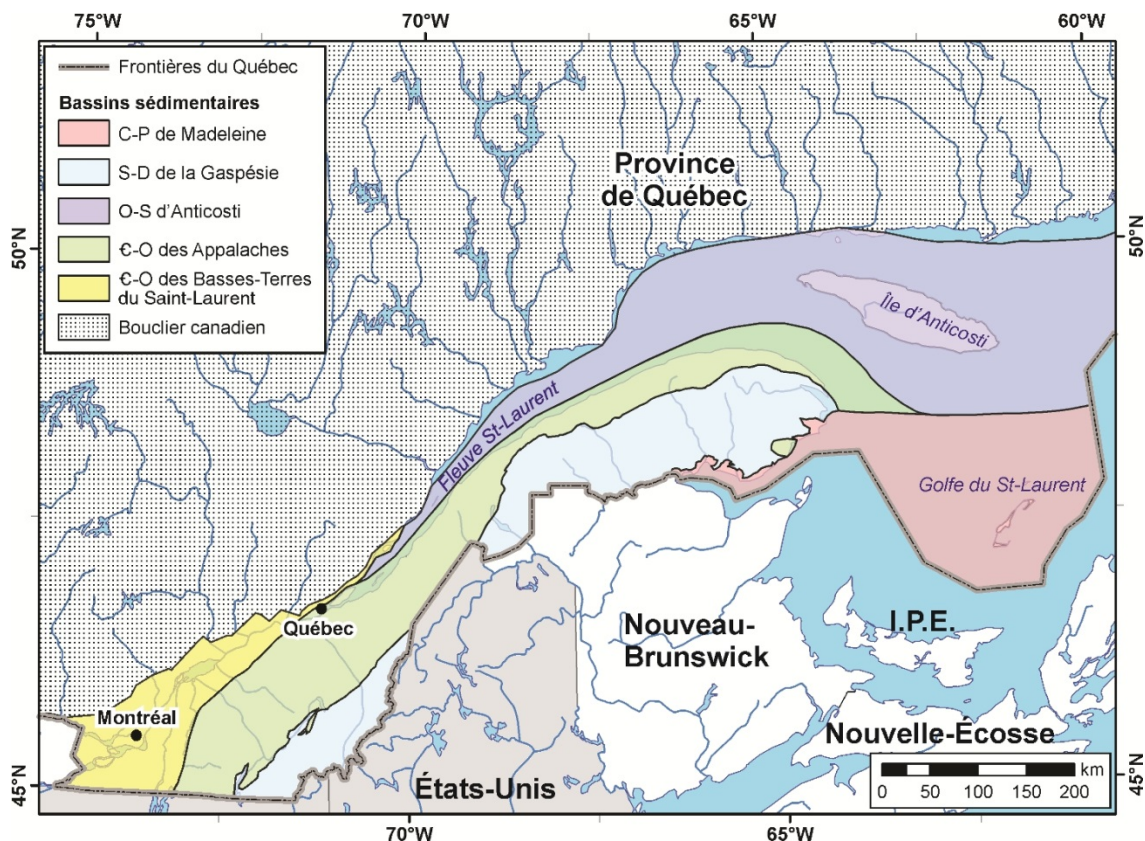


Figure 13 – Bassins sédimentaires du sud du Québec. P-C : permo-carbonifère. S-D : siluro-dévonien. O-S : ordovicien-silurien. C-O : cambro-ordovicien. Modifiée de Bédard *et al.* (INRSCO2-2011-V1.2). La localisation de cette figure est représentée par le rectangle rouge à la Figure 12.

2.3.2 Méthodologie de l'évaluation du potentiel des bassins sédimentaires et résultats

Le potentiel des bassins sédimentaires du sud du Québec pour le stockage géologique du CO₂ a été évalué suivant la méthodologie développée par Bachu (2003) et CO2CRC (2008). Le potentiel d'un bassin est évalué selon une évaluation qualitative de dix critères géologiques et cinq critères pratiques qui sont ensuite transformés en valeurs quantitatives. Le rapport (INRSCO2-2011-V1.2) présente de façon détaillée la méthode et l'application aux bassins sédimentaires du sud du Québec.

Le Tableau 1 présente le score de chacun des critères pour tous les bassins sédimentaires du sud du Québec, de même que le score global de chacun des bassins. C'est le bassin des Basses-Terres qui offre de loin le meilleur potentiel pour le stockage géologique du CO₂. Une grande quantité de données sismiques et de puits d'exploration pétrolière et gazière disponibles permettent d'initier une évaluation quantitative du potentiel de stockage géologique du CO₂ sur des sites spécifiques au sein du bassin. Ainsi, les propriétés des roches réservoirs (p. ex. : profondeur, épaisseur, porosité, perméabilité, salinité, etc.) ainsi que celles des roches couvertures (p. ex. : continuité latérale, épaisseur, pression capillaire) ont été évaluées plus en profondeur dans les chapitres suivants. Le bassin d'Anticosti, de même que le bassin de Madeleine, montrent

également un potentiel intéressant, mais sont moins attrayants à cause de leur localisation dans le golfe du Saint-Laurent. Les bassins des Appalaches et de la Gaspésie offrent un faible potentiel de par leur géologie plus complexe et l'intensité de la déformation.

Tableau 1 – Évaluation des critères et classement des bassins du sud du Québec pour le stockage géologique du CO₂ (INRSCO2-2011-V1.2).

Critères	Plate-forme du St-Laurent		Chaîne de montagnes des Appalaches		
	W-O des Basses-Terres	O-S d'Anticosti	W-O des Appalaches	S-D de la Gaspésie	C-P de Madeleine
Sismicité (environnement tectonique)	4	4	4	4	4
Superficie	3	5	5	4	4
Profondeur	4	4	N/A	4	4
Déformation	3	3	1	1	3
Ensembles réservoir-couverture	3	3	1	1	3
Géothermie	3	3	3	3	3
Potentiel en hydrocarbures	3	3	1	2	4
Évaporites	1	1	1	1	2
Charbon	1	1	1	1	2
Maturité d'exploration	3	2	1	2	2
On/Offshore	4	3	4	4	2
Climat	5	5	5	5	5
Accessibilité	4	2	4	4	2
Infrastructures	4	2	4	4	2
Sources de CO ₂	5	2	3	1	2
Score général (R^k)	0,84	0,70	0,51	0,59	0,68
Classement	1	2	5	4	3

2.3.3 Attributs spécifiques au stockage géologique du CO₂ du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent

Étant donné qu'aucune exploitation pétrolière n'est actuellement en cours au Québec, l'application de la récupération assistée de pétrole (RAP) ne peut être considérée pour le stockage géologique du CO₂. De plus, le seul réservoir épuisé, celui de Saint-Flavien, est présentement utilisé pour le stockage géologique du gaz naturel par Intragaz. Ainsi, la seule voie offrant un potentiel intéressant pour le stockage géologique du CO₂ au Québec réside dans les aquifères salins.

Un aquifère est un milieu poreux formé de matériaux géologiques possédant une perméabilité suffisante pour extraire des quantités d'eau appréciables, principalement avec un puits de

pompage. Les aquifères situés à de grandes profondeurs contiennent généralement des fluides hautement salins, communément appelés saumure, et sont omniprésents dans tous les bassins sédimentaires d'Amérique du Nord (Kharaka et Hanor, 2003), dont celui des Basses-Terres du Saint-Laurent (Pinti *et al.*, 2011).

La plupart des aquifères salins peuvent servir de cible pour le stockage géologique du CO₂ (Bachu *et al.*, 1994; IPCC, 2005; IEA, 2008). En effet, des roches telles les carbonates et les grès possèdent parfois une porosité suffisante pour fournir une bonne capacité de stockage et une perméabilité assez élevée pour permettre un bon taux d'injection. Puisque ces formations contiennent occasionnellement des hydrocarbures et qu'ils peuvent être exploités par des méthodes de pompage conventionnelles, on les appelle des roches réservoirs. L'association entre les roches réservoirs et des roches à faible perméabilité (que l'on nomme roches couvertures), tels les shales et les évaporites, à leur sommet est recherchée car ces dernières constituent une barrière physique à la migration verticale du CO₂ hors de l'unité de stockage prévue.

Dans le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent, les grès du Groupe de Potsdam, les dolomies du Groupe de Beekmantown, ainsi que les calcaires des groupes de Chazy/Black River/Trenton sont traditionnellement considérées par l'industrie pétrolière et gazière comme des roches réservoirs. Les unités géologiques subséquentes, soit le Shale d'Utica et les groupes de Sainte-Rosalie, de Lorraine et de Queenston, possèdent les caractéristiques requises pour être de bonnes roches couvertures (Figure 14).

D'ailleurs, la Formation de Covey Hill (Groupe de Potsdam) est l'équivalent du *Mount Simon Sandstone* que l'on retrouve dans les états américains de l'Illinois, du Wisconsin, du Michigan, de l'Ohio et du Kentucky (Barnes *et al.*, 2009; Becker *et al.*, 1978). Le *Mount Simon Sandstone* a été identifié comme étant la septième cible en importance pour sa capacité de stockage géologique du CO₂ aux États-Unis (U.S. Geological Survey Geologic Carbon Dioxide Storage Resources Assessment Team, 2013).

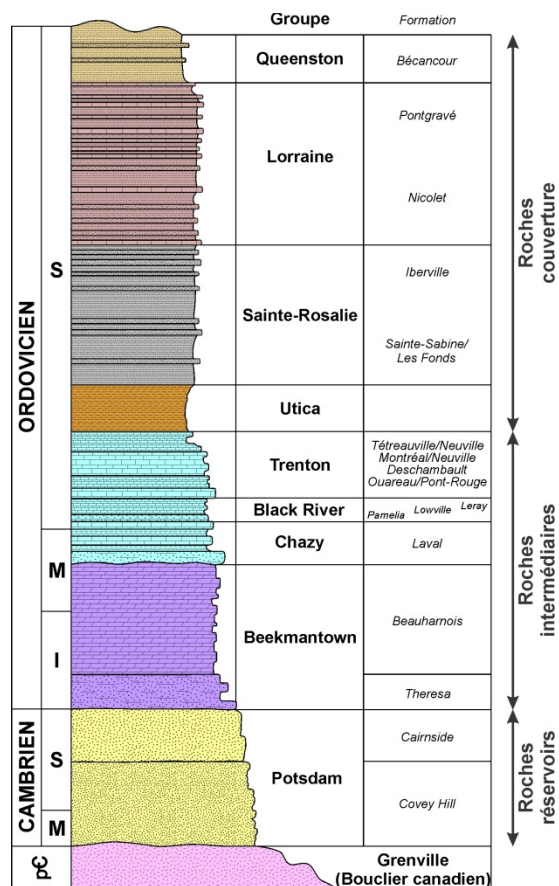


Figure 14 – Colonne stratigraphique des Basses-Terres du Saint-Laurent. Adaptée de Hofmann (1972), Globensky (1987), Salad Hersi *et al.* (2003) et Comeau *et al.* (2004).

2.3.4 Les roches du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent dans le domaine parautochtone des Appalaches

Un des types de réservoirs potentiels pour le stockage géologique du CO₂ dans les Basses-Terres du Saint Laurent est lié aux écaïlles tectoniques reconnues dans le domaine parautochtone le long du front structural des Appalaches du Québec (Figure 15 et Figure 16). Ces écaïlles sont localisées le long de la Ligne de Logan et elles sont, soit exposées à la surface, comme l'écaïlle de Saint-Dominique (Figure 15), soit empilées dans des duplex que l'on retrouve en profondeur à plus de 1 km, par exemple dans les régions de Saint-Simon, de Joly et de Saint-Flavien (Bertrand *et al.*, 2003; Castonguay *et al.*, 2010; INRSCO2-2012-V2.13; Séjourné *et al.*, 2003; Séjourné et Malo, 2007; Séjourné *et al.*, 2005; St-Pierre, 2013). Les écaïlles tectoniques sont essentiellement composées de carbonates et de grès du Paléozoïque inférieur de la plate-forme du Saint-Laurent (Figure 14). Les réservoirs d'hydrocarbures sont le plus souvent associés aux dolomies poreuses et/ou fracturées du Groupe de Beekmantown, comme le réservoir de gaz épuisé de Saint-Flavien, la structure de Joly qui a produit de l'eau de formation et les indices de gaz dans la région de Saint-Simon (Béland et Morin, 2000; Dykstra et Longman, 1995).

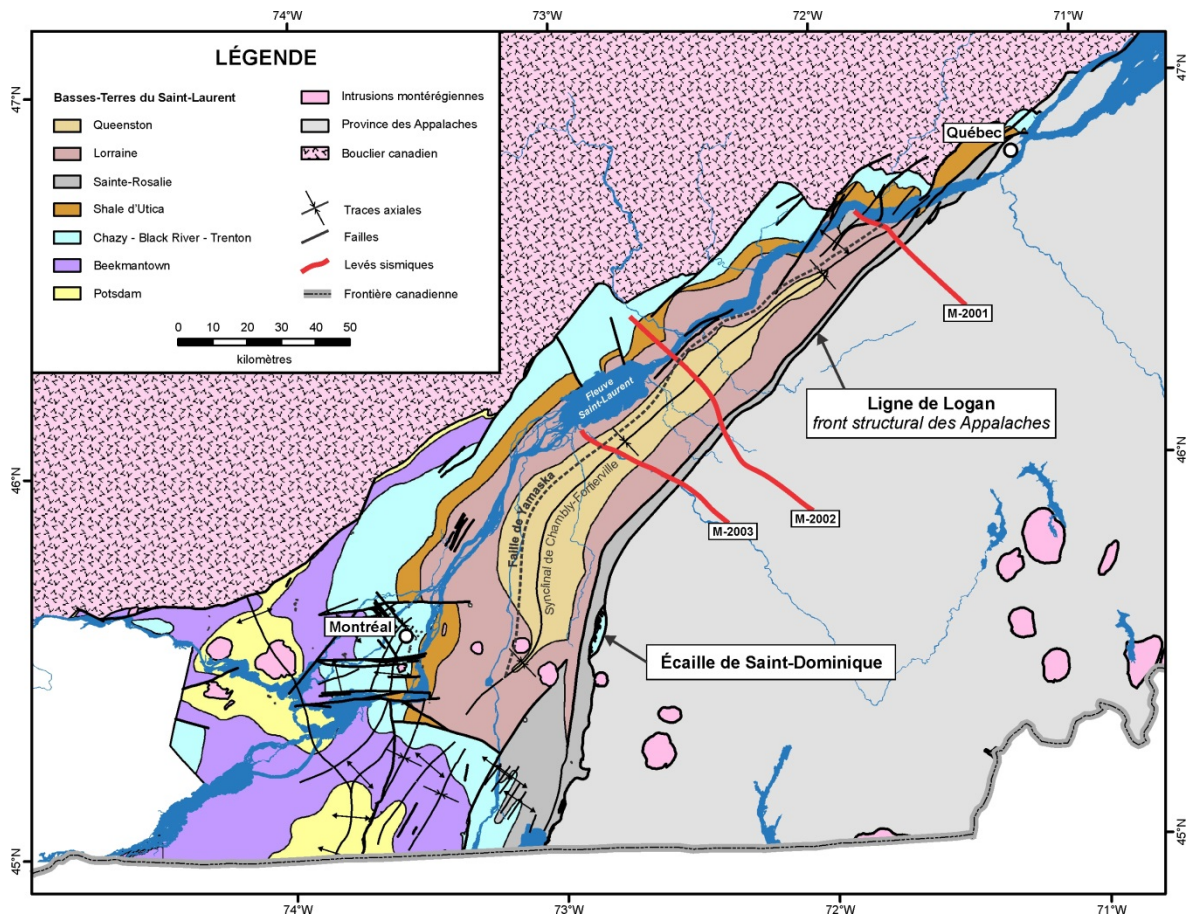


Figure 15 – Carte géologique des Basses-Terres du Saint-Laurent, d'après Globensky (1987). La projection en surface de la faille de Yamaska est en pointillé sur la carte. L'interprétation de la ligne sismique M-2001 est représentée à la Figure 16.

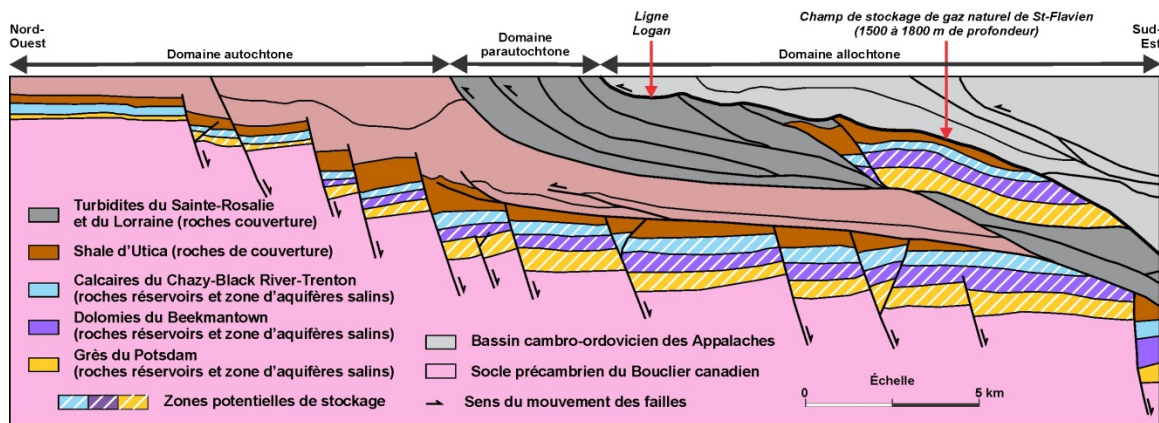


Figure 16 – Coupe géologique des zones potentielles de stockage du CO₂ dans le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent (adaptée de Castonguay *et al.* (2010). La coupe est localisée sur la Figure 15 (ligne sismique M-2001).

L'étude de la géométrie et de la position structurale des écaïlles de la plate-forme du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent en sous-surface dans le domaine parautochtone a permis d'analyser la continuité latérale des roches réservoirs et d'évaluer le potentiel du stockage du CO₂ associé à ces structures. Nos travaux (INRSCO2-2012-V2.5; St-Pierre, 2013) confirment que ces écaïlles représentent localement des cibles potentielles pour le stockage du CO₂. Toutefois, plusieurs paramètres géologiques démontrent une forte variabilité au sein des écaïlles. Leur géométrie complexe et la faible porosité des roches réservoirs ne font pas de ces écaïlles des cibles intéressantes pour le stockage du CO₂.

2.3.5 Choix d'un site pour la caractérisation

La sélection d'un site approprié pour le stockage d'un volume important de CO₂ nécessite plusieurs évaluations géologiques distinctes sur des échelles progressivement de plus en plus détaillées. Les différents niveaux d'évaluation vont d'une première sélection régionale très large, à l'échelle de la province, jusqu'à très détaillée afin d'identifier et de caractériser un site spécifique au stockage géologique du CO₂. Les étapes à suivre résumant les différentes échelles d'évaluation d'un site sont présentées à la Figure 17. Chaque niveau de détail réduit progressivement l'incertitude, mais est toutefois généralement accompagné d'une diminution du volume de stockage. En outre, chaque niveau de détail nécessite davantage d'efforts, des quantités croissantes de données, plus de temps et une hausse exponentielle des coûts.

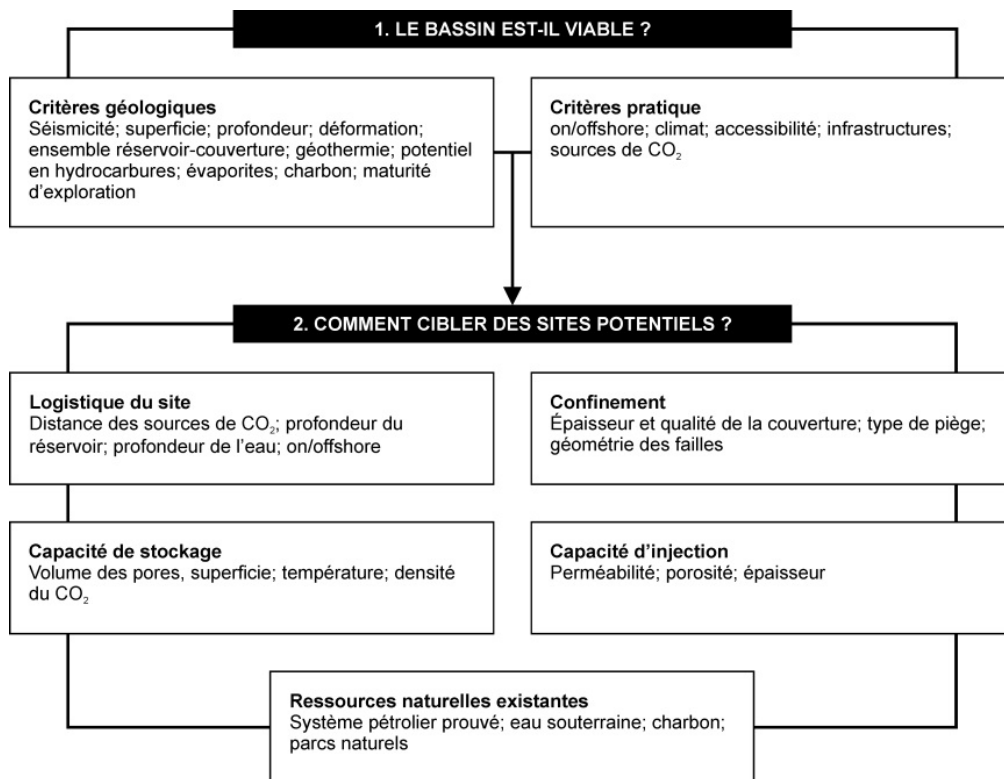


Figure 17 – Étapes à suivre lors de l'identification de sites spécifiques pour le stockage géologique du CO₂ (adaptée de Bachu, 2000, 2002, 2003; Gibson-Poole *et al.*, 2008).

Dans le sud du Québec, il a été démontré que le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent offrait le plus grand potentiel pour le stockage géologique du CO₂ (INRSCO2-2011-V1.2; Malo et Bédard, 2012) ou qu'il est d'une certaine façon viable pour le stockage géologique du CO₂ (Figure 17). Dans une deuxième étape, il s'agit de trouver un site qui n'est pas trop loin des sources de CO₂ et dont la profondeur et la capacité de confinement du réservoir sont adéquates. Il faudra par la suite procéder à la caractérisation du site pour évaluer la capacité de stockage et la capacité d'injection. La disponibilité des données géologiques et géophysiques est aussi un élément important à considérer dans le choix d'un site qui sera caractérisé. Les deux principales sources de données sont les levés sismiques et les puits d'exploration pour les hydrocarbures qui existent dans une région. Le site qui a été choisi pour une caractérisation dans le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent est celui de Bécancour. Les roches réservoirs sont connues et contiennent des aquifères salins à une profondeur adéquate. Ces roches surmontées de roches de couverture assureraient le confinement du CO₂ injecté. De façon tout aussi importante, c'est dans la région de Bécancour qu'il y a la plus forte densité de lignes sismiques et de puits d'exploration. Grâce à une entente de collaboration scientifique, la Chaire a pu obtenir les données confidentielles de sismique réflexion et de puits de la compagnie Junex détentrice des permis d'exploration dans la région de Bécancour. La compagnie Junex exploite également de façon commerciale les saumures présentes dans les roches réservoirs.

Le rapport INRSCO2-2012-V1.3 fait également état de deux autres sites potentiels pour le stockage géologique du CO₂, en tenant compte de :

- 1) la profondeur adéquate se situant entre 800 et 3500 mètres des couches réservoir et couverture;
- 2) la proximité des grands émetteurs de CO₂;
- 3) la densité élevée de données géoscientifiques disponibles (Figure 18).

Les deux régions retenues se situent entre Québec et Montréal, toutes deux au sud du fleuve Saint-Laurent : Nicolet et Villeroi.

Différentes informations géoscientifiques ont été comptabilisées afin d'obtenir un bref aperçu du potentiel de stockage géologique du CO₂ pour les sites ciblés de Nicolet et de Villeroi (INRSCO2-2012-V1.3), tels que :

- l'inventaire des puits présents;
- l'inventaire des carottes de forage récoltées;
- l'inventaire des profils sismiques réalisés;
- le gradient géothermique de la région;
- la porosité et la perméabilité des roches réservoirs ciblées;
- les caractéristiques de la roche couverture.

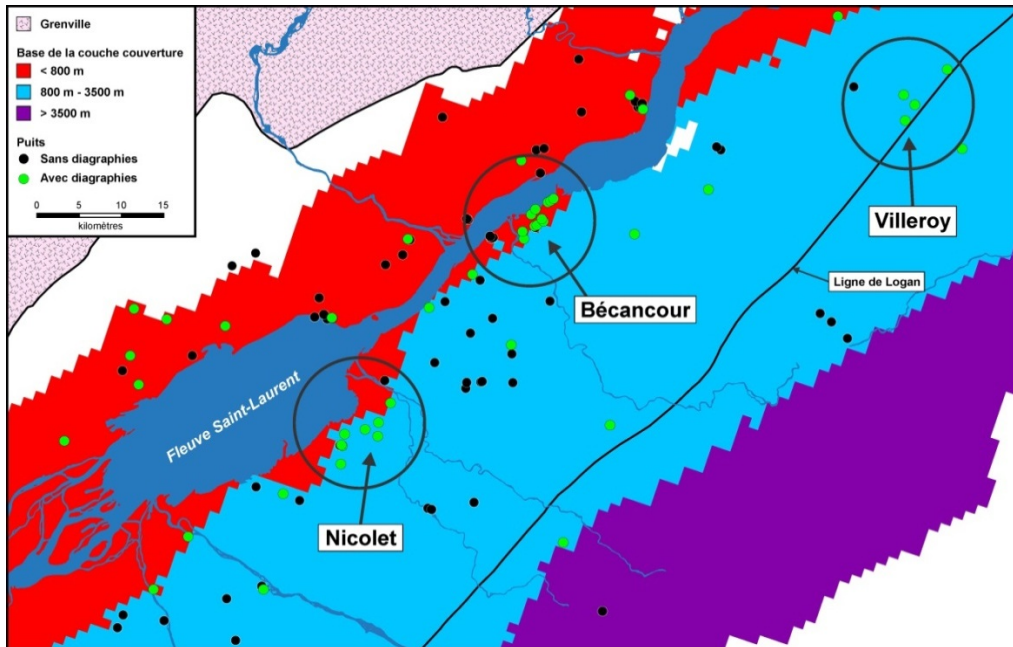


Figure 18 – Puits d’exploration et profondeur de la base de la roche couverture des régions de Nicolet et de Villeroy.

Le contexte géologique de la région de Nicolet s’apparente à celui de Bécancour et la quantité de données disponibles pour cette région y est beaucoup plus exhaustive que celle de Villeroy. En effet, la région de Nicolet renferme au total 16 puits d’exploration pétrolière et gazière (9 pour Villeroy), dont 7 traversent la séquence sédimentaire complète des Basses-Terres du Saint-Laurent et atteignent le socle précambrien (un seul pour Villeroy).

Les grès du Covey Hill, formation à la base du Potsdam, sont considérés comme étant les aquifères salins ayant le meilleur potentiel pour le stockage géologique du CO₂. De plus, cette unité est présente à une profondeur supérieure à 800 mètres autant dans la région de Nicolet que de Villeroy, ce qui leur permet de rencontrer les critères minimaux de pression et de température pour y stocker du CO₂ dans un état supercritique. En effet, les grès du Covey Hill se retrouvent à 1 300 mètres de profondeur dans la région de Nicolet et à 2 500 mètres dans la région de Villeroy. De plus, la base de la roche couverture, soit le Shale d’Utica, se retrouve à une profondeur également supérieure à 800 mètres dans les deux cas, soit à 850 mètres dans la région de Nicolet et 2 100 mètres dans la région de Villeroy.

La quantité de profils sismiques disponibles est le critère qui démarque le plus les régions de Nicolet et de Villeroy. Aucune donnée autre qu’en image TIFF n’est disponible pour la région de Villeroy, tandis que plusieurs données brutes et traitées sont disponibles dans la région de Nicolet.

Pour ces raisons, nous avons conclu qu’il sera possible de faire une évaluation plus poussée de la région de Nicolet en faisant l’acquisition et le traitement de données sismiques brutes puis en

évaluant le caractère pétrophysique des roches réservoirs à l'aide des diagrapies, tandis qu'il sera beaucoup plus difficile d'aller plus loin pour le cas de Villeroy, sans faire des travaux de forage supplémentaires et l'acquisition de nouvelles données sismiques sur le terrain.

2.4 Atteinte des objectifs du volet 1 de recherche

Les trois premiers objectifs secondaires ont été atteints et il n'y a pas vraiment d'écart avec ce qui a été proposé. La recherche des sites potentiels a été réalisée pour l'ensemble du Québec. C'est dans les bassins sédimentaires qu'il faut chercher des sites de stockage géologique du CO₂ et nous avons procédé à l'évaluation du potentiel des bassins sédimentaires du sud du Québec selon une méthode reconnue par les chercheurs dans le domaine du CSC en fonction de critères géologiques et pratiques. Initialement, nous voulions cibler des sites dans les secteurs où des sondages pétroliers avaient rencontré des hydrocarbures ou encore des eaux salines dans deux principales régions : les Basses-Terres du Saint-Laurent et la Gaspésie. Aucun site favorable n'a été ciblé en Gaspésie puisque les critères géologiques et pratiques des deux bassins sédimentaires présents en Gaspésie (Figure 13) sont peu favorables au stockage du CO₂. Nous n'avons donc pas examiné plus en détail les données des sondages existants et des levés sismiques. Les bassins d'Anticosti et de Madeleine (golfe du Saint-Laurent) sont plus favorables et un examen plus détaillé des données existantes permettrait éventuellement de cibler des sites potentiels de stockage. Il faut toutefois noter que même si ces deux dernières régions sont plus favorables selon notre analyse, les données de sismique et de puits ne sont pas nombreuses et que l'analyse du potentiel ne pourrait demeurer qu'au niveau régional. Il est loin d'être certain que nous pourrions procéder à la caractérisation d'un site en particulier comme nous avons fait pour le site de Bécancour (voir chapitre 3).

Nous avons ciblé deux sites dans le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent, le bassin le plus favorable au stockage du CO₂. Il s'agit des sites de Bécancour et de Nicolet qui possèdent des données disponibles pour en faire une caractérisation. La caractérisation a été réalisée pour le site de Bécancour (voir chapitre 3).

L'inventaire des sources majeures d'émission de CO₂ au Québec a été complété régulièrement à partir des données les plus récentes compilées par le MDDEFP ou le ministère fédéral de l'environnement. Les points d'émission spécifiques ont été géoréférencés et des cartes ont été produites pour illustrer la répartition géographique des principaux émetteurs de CO₂, la plus récente étant celle de 2011 (Figure 5). Au Québec, 36 % des émissions de CO₂ sont produites par des grands émetteurs produisant plus de 100 000 t CO₂ eq par année. Ce sont ces grands émetteurs qui sont visés par le CSC au Québec, soient les industries de l'aluminium, des pâtes et papiers, du raffinage du pétrole, de la métallurgie, du ciment, de la chaux et des produits chimiques.

La compilation des travaux réalisés ailleurs dans le monde sur la technologie du CSC a été faite quotidiennement. Une veille technologique a pris forme avec la mise en fonction du site internet

au mois de mars 2009 (<http://chaireco2.ete.inrs.ca/>). On peut y trouver des liens vers les autres projets dans le monde qui avaient des objectifs semblables à ceux de la Chaire, soit le stockage géologique du CO₂. Toutefois, notre veille a été étendue à tous les aspects de la technologie du CSC, incluant le captage du CO₂ à la source et son transport vers les sites de stockage géologique du CO₂. Le site internet a été mis à jour au fur et à mesure de l'obtention d'information. La recherche d'articles scientifiques a été faite continuellement, de même que l'annonce d'autres activités internationales sur le CSC. Les membres du comité de suivi de la Chaire ont reçu des courriels régulièrement qui contenaient de l'information sur le CSC à travers le monde. À la fin de 2012, 22 projets de stockage géologique du CO₂ étaient en opération dans le monde (8 projets industriels et 14 projets pilotes), 12 projets étaient en construction et une cinquantaine d'autres sont présentement à l'étude. L'Amérique du Nord se démarque par la quantité de CO₂ stockée à ce jour.

3 Volet 2 - Caractérisation du site de Bécancour

3.1 Caractérisation du réservoir en sous-surface

La caractérisation des propriétés géologiques, géo-pétrophysiques et hydrogéologiques du site potentiel de stockage du CO₂ à Bécancour a pour but :

- 1) d'identifier et de quantifier les propriétés des niveaux perméables des aquifères salins profonds capables d'absorber du CO₂;
- 2) d'établir leur étendue latérale;
- 3) d'étudier la localisation des niveaux peu perméables;
- 4) d'analyser l'orientation des failles dans la structure du site.

Les travaux qui ont été effectués dans le cadre de cette recherche incluent l'analyse des carottes et des diagraphies de 11 puits et l'interprétation structurale des lignes sismiques 2D (99,4 km) disponibles sur le site de Bécancour (Figure 19).

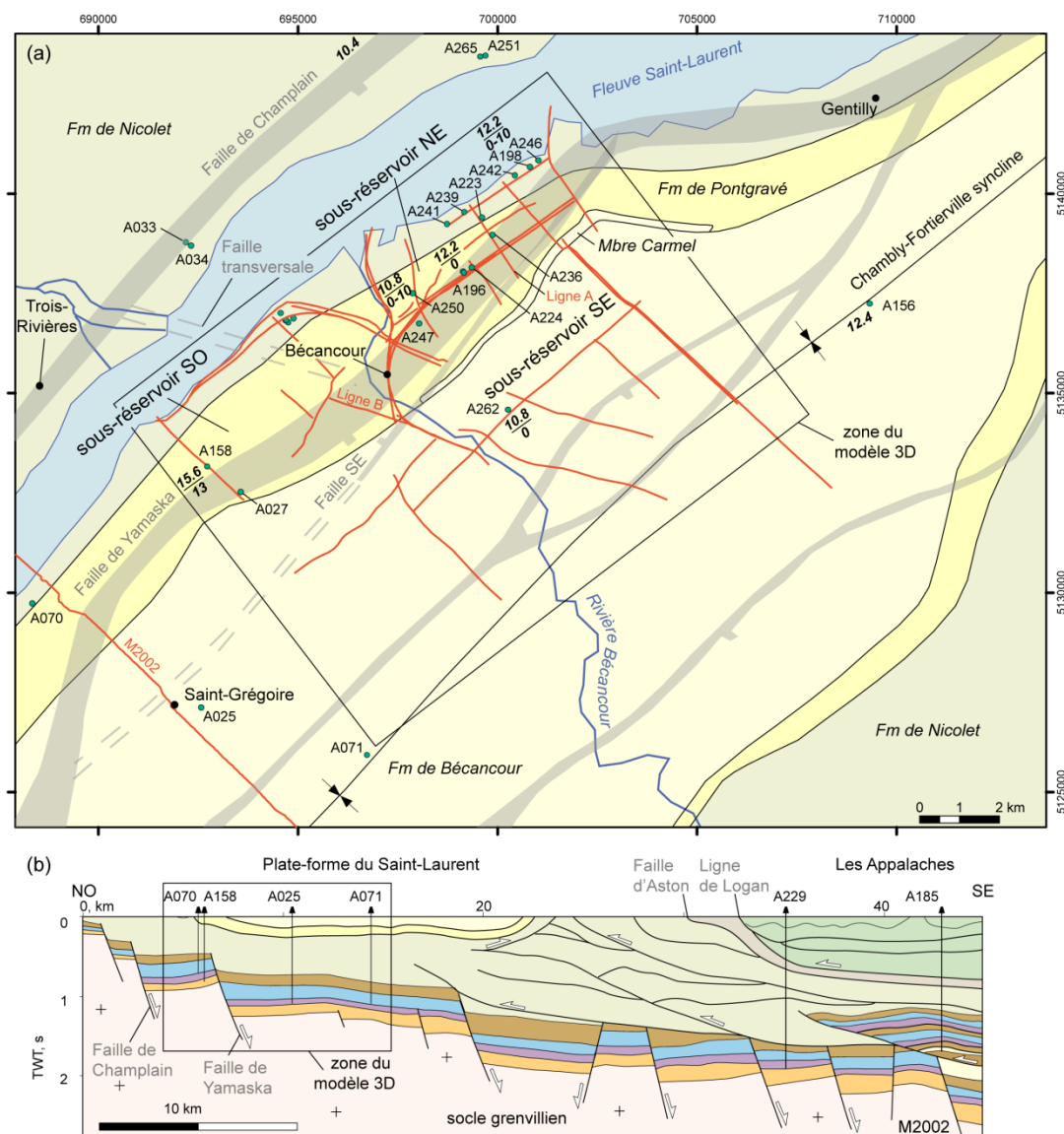


Figure 19 – (a) Carte géologique de la région de Bécancour et projection des failles normales au toit du socle précambrien (tracés gris) (adaptée de Globensky, 1987; SOQUIP, 1984; SIGPEG, 2009). Les chiffres italiques indiquent le gradient de pression des fluides/le débit artésien, respectivement. (b) Profil sismique M2002 interprété (adaptée de Castonguay *et al.*, 2006).

Lithologie et paramètres pétrophysiques des unités stratigraphiques

La succession sédimentaire de la plate-forme du Saint-Laurent du site de Bécancour inclut trois sections principales : les unités réservoirs, les unités intermédiaires et les unités de roche couverture (Figure 14) qui sont caractérisées par des paramètres pétrophysiques différents.

Le Tableau 2 présente l'ensemble des paramètres pétrophysiques des unités sédimentaires de la région de Bécancour. Les résultats proviennent d'une compilation des données recueillies de l'industrie de l'exploration des hydrocarbures dans leurs rapports de sondage et des analyses que

nous avons réalisées dans les laboratoires de l'INRS ou dans des laboratoires externes (Agat Laboratoire, Calgary; Divestco, Calgary; Fekete, Calgary; Université d'Alberta, Edmonton; Wheateford Laboratories, Houston). Dans un premier temps, ce sont la porosité (PHIE), la perméabilité (k) de matrice et l'épaisseur des intervalles productifs (*netpay*) qui ont été analysées. La porosité et la perméabilité de matrice des unités de roche couverture sont mesurées au laboratoire. Pour les autres unités, la porosité effective PHIE (i.e. volume de pores interconnectés par lesquels des fluides peuvent circuler) est déterminée à partir des diagraphies dans 8 puits de la région de Bécancour et leur valeur moyenne est calculée pour les intervalles productifs dans chaque unité. Les intervalles productifs et leur épaisseur moyenne sont déterminés dans les niveaux des unités dont la porosité effective est supérieure au seuil minimal de porosité (*porosity cutoff*) qui correspond à une perméabilité de 0,1 mD (Tableau 2). Pour déterminer la valeur du seuil minimal de porosité, la corrélation entre la porosité et la perméabilité de matrice a été établie pour chaque unité stratigraphique sur la base des analyses de carottes provenant de 37 puits des Basses-Terres du Saint-Laurent (INRSCO2-2010-V2.5). La perméabilité de matrice moyenne des intervalles productifs des unités est déterminée comme une valeur correspondant à la porosité effective moyenne des intervalles productifs sur les graphiques de corrélation porosité-perméabilité construits pour chaque unité. Les courbes de porosité effective ont été visualisées sur les diagraphies et les intervalles excédant le seuil minimal de porosité (intervalle productif) ont été corrélés entre les puits pour évaluer la continuité latérale des intervalles productifs adéquats pour le stockage du CO₂.

Les unités réservoirs sont représentées par les grès du Potsdam qui sont les plus poreux et les plus perméables et possèdent l'épaisseur d'intervalles productifs la plus significative (237 m) par rapport aux autres unités (3 à 7 m) de la succession sédimentaire (Tableau 2). Les grès quartzeux-feldspathiques de la Formation de Covey Hill représentent le meilleur réservoir et ils sont caractérisés par une épaisseur moyenne d'intervalles productifs de 187,5 m, une porosité moyenne de 6,2 %, une porosité effective des intervalles productifs de 6 % et une perméabilité de matrice des intervalles productifs de 0,26 mD. Les grès quartzeux de la Formation de Cairnside sont moins poreux (3,4 %), moins perméables (0,11 mD) et l'épaisseur de leurs intervalles productifs est moins significative (49,7 m) par rapport aux grès de la Formation de Covey Hill. La perméabilité de matrice horizontale dans les grès du Potsdam est 10 à 100 fois plus grande que la perméabilité verticale (Tran Ngoc *et al.*, 2012).

Tableau 2 - Paramètres pétrophysiques des unités stratigraphiques dans la région de Bécancour au nord de la faille de Yamaska. (INRSCO2-2011-V2.5; INRSCO2-2011-V2.10)

Unité stratigraphique	Lorraine	Utica	Trenton – Black River – Chazy	Beauharnois	Theresa	Cairnside	Covey Hill
ΔZ_{sup} (m)	671	89	148	52	56	105	198
ΔZ_{prof} (m)	1156	141	264	101	97	85	n/d
Netpay (m)	n/d	n/d	3,06	1,93	6,64	49,67	187,5
PHI_{car} (%)	n/d	4,04	3,42	1,15	2,17	3,35	6,22
$PHIE_{dia}$ (%)	3,94	1,85	2,17 - 2,85	1,83	4,40	3,31	5,99
$PHIE_m$ (netpay)	n/d	n/d	0,09	0,07	0,05	0,04	0,06
k_{hmax} (mD)	n/d	n/d	0,38	1,12	1,55	0,47	0,85
$k_{globale}$ (mD)	4×10^{-4}	3×10^{-4}	0,25 - 2,17	0,09 - 1,65	0,06 - 2,19	0,12 - 8,89	0,24 - 0,89
k_m (netpay) (mD)	n/d	n/d	0,16	0,23	0,12	0,11	0,26
Cutoff (k=0,1 mD)	n/d	n/d	0,06	0,04	0,04	0,03	0,02
ΔP (kPa/m)	9,7	14,7	10,9	10,7	11,4	12,5	12,2
Salinité des saumures (g/l)	n/d	n/d	175 – 230	140	157	242	109
Densité des saumures (kg/m ³)	n/d	n/d	1126,39	1124,58	1116,28	1191,31	1091,10
Viscosité des saumures (mPa·s)	n/d	n/d	1,25	1,04	1,21	1,29	0,88
T (°C)	n/d	n/d	25	30	31	32	35

ΔZ_{sup} , épaisseur moyenne des unités du bloc superficiel; ΔZ_{prof} , épaisseur moyenne des unités du bloc profond; **Netpay**, épaisseurs des intervalles productifs; PHI_{car} , porosité moyenne déterminée à partir des analyses de carottes; PHI_{dia} , porosité effective moyenne déterminée à partir des diagraphies; $PHIE_m$, porosité effective moyenne des intervalles productifs calculée à partir des diagraphies; k_{max} , perméabilité horizontale maximale moyenne selon les analyses de carottes; $k_{globale}$, perméabilité globale obtenue à partir des carottes, valeur médiane-moyenne; k_m , perméabilité de matrice moyenne des intervalles productifs déterminée à partir de la corrélation porosité-perméabilité établie sur la base des analyses de carottes; **Cutoff**, porosité pour $k=0,1$ mD; ΔP , Gradient de pression hydrostatique moyen obtenu par l'analyse des tests DST; **Salinité**, saumure échantillonnée dans les puits; **Densité et viscosité de la saumure**, calculées à partir de la salinité et des gradients de pression et de température régionaux; **T**, Température estimée au sommet de chaque unité du bloc réservoir au pied de la faille de Yamaska.

La perméabilité globale dans les grès du Potsdam est probablement 10 à 100 fois plus grande que leur perméabilité de matrice ce qui est supporté par les analyses des données de DST. Par exemple, la Formation de Cairnside est caractérisée par une perméabilité globale de 15 mD basé sur les données de DSTs allant jusqu'à 200 mD où elle est associée à une porosité de fracture de 5 % (Massé, 2009). La capacité de production de saumure dans cette formation était de 16,4 Ml/an en 2002 (Massé, 2009), ce qui indique que la présence de fractures joue un rôle important dans la perméabilité globale des aquifères salins de la région et sa distribution latérale. La perméabilité globale de la Formation de Covey Hill varie entre 0,02 mD et 0,4 mD. Néanmoins, vu le nombre très limité des DSTs disponibles, on peut plutôt se fier aux données de résistivité des formations pour évaluer leur perméabilité globale relative. La résistivité de formation est une valeur inverse de sa conductivité qui dépend de la concentration de saumure, de la porosité, de la taille du seuil des pores, et du facteur de géométrie des pores. Généralement, plus la roche est poreuse et perméable et/ou plus la saumure est saline, plus la conductivité de l'aquifère est forte et sa résistivité est faible. Les grès de la Formation de Covey Hill, qui sont plus poreux et systématiquement caractérisés par des valeurs de résistivité plus faibles ($\leq 10 \text{ ohm}\cdot\text{m}$) que les grès de la Formation de Cairnside (autour de $100 \text{ ohm}\cdot\text{m}$) et les autres unités, sont considérés avoir une meilleure perméabilité globale par rapport aux grès de la Formation de Cairnside.

Les unités intermédiaires incluent les grès quartzeux dolomitiques et les dolomies du Groupe de Beekmantown, et les calcaires argileux des groupes de Trenton, de Black River et de Chazy (Figure 14). Ces unités sont caractérisées par une porosité moyenne faible de 1 % à 2 % (Tableau 2). Les valeurs de la porosité effective et de la perméabilité de matrice des intervalles productifs dans les unités intermédiaires sont similaires à celles des unités réservoirs. Cependant, l'épaisseur moyenne des intervalles productifs dans les unités intermédiaires est très faible, moins de 7 m (Tableau 2), ce qui permet de considérer ces unités comme des unités 'tampon' qui ne sont pas favorables à la circulation de fluides. Effectivement, les unités intermédiaires sont caractérisées par des valeurs de résistivité plus élevées par rapport aux autres unités (entre 10^2 et $10^4 \text{ ohm}\cdot\text{m}$). Même si la perméabilité globale des unités intermédiaires variait entre 25 mD et 45 mD dans la Formation de Theresa et entre 18 mD et 400 mD dans le Groupe de Trenton, la perméabilité globale est surtout associée à une porosité secondaire de fracture (jusqu'à 8 %) et de dissolution (Massé, 2009) et sa distribution est très aléatoire.

Les unités de roche couverture incluent les shales calcaires de l'Utica et les grès, les siltstones et les shales du Groupe de Lorraine (Figure 14). Ces unités sont caractérisées par une porosité variable, généralement faible, et une perméabilité de matrice faible de l'ordre de $1 \times 10^{-4} \text{ mD}$ (Tableau 2) qui a été mesurée au laboratoire pour la carotte du shale d'Utica dans le puits A250. Ces paramètres pourraient être complétés par plus d'analyses des carottes mais déjà les données existantes permettent de considérer les roches à grain fin du Shale d'Utica et du Groupe de Lorraine comme une bonne roche couverture.

Continuité latérale des intervalles productifs

Les niveaux des intervalles productifs ayant une porosité effective élevée dans les grès de réservoir du Potsdam sont reconnaissables dans les puits de la région de Bécancour au nord de la faille de Yamaska, où ils sont tracés entre les puits, témoignent d'une bonne étendue latérale des niveaux perméables. Les mêmes intervalles productifs avec une porosité effective élevée sont aussi reconnus dans la zone plus profonde au sud de la faille de Yamaska (INRSCO2-2010-V2.5), ce qui permet de suggérer que leur étendue latérale y est aussi bien développée mais cela reste à confirmer car seulement un puits avec des diagraphies disponibles (A156) traverse les grès du Potsdam dans cette zone au sud.

Pression des fluides et température

Le gradient de pression des fluides est estimé dans les puits de la région de Bécancour à partir de l'étude des DSTs. Pour la majorité des puits analysés, le gradient de pression des fluides est de 10,8-12,2 kPa/m en s'élevant à 15,6 kPa dans la région de Sainte-Angèle (puits A158). Ceci est en accord avec les débits artésiens (Figure 19) observés *in situ* qui ont également 3 ordres de grandeur : $Q_1 = 0$, $0 < Q_2 < 10$ et $Q_3 = 13$ l/min (Tran Ngoc *et al.*, 2013a).

La variation latérale de pression des fluides et des débits artésiens permettent de suggérer la présence de deux sous-réservoirs au nord de la faille de Yamaska : au sud-ouest, dans la région de Sainte-Angèle, et au nord-est, à Bécancour. Le troisième sous-réservoir se trouve au sud-est de la faille de Yamaska (Figure 19). Le sous-réservoir de Saint-Angèle est probablement confiné et séparé du sous-réservoir de Bécancour par une faille transversale. La faille transversale qui n'est pas distinguée sur les lignes sismiques correspond à un linéament détecté par l'analyse des données de télédétection (Matton *et al.*, 2011) et associé avec un fort gradient linéaire dans les données du levé magnétique (INRSCO2-2010-V2.5). On observe une forte variation du gradient de pression des fluides de part et d'autre de ce linéament (Figure 19). La faille de Yamaska est aussi considéré comme non-perméable.

Le gradient géothermique de $23,5^\circ\text{C}/\text{km} \pm 0,6^\circ$ est estimé dans la région de Bécancour à partir des données de température du fond de puits non-corrigées (Tran Ngoc *et al.*, 2012). La température moyenne annuelle à la surface du sol est de 8°C . Basée sur ce gradient, la température du CO_2 supercritique ($T_c > 31^\circ\text{C}$) correspond à une profondeur d'environ 1000 m, i.e. aux grès du Potsdam au nord de la faille de Yamaska et aux roches silicoclastiques du Groupe de Lorraine au sud de la faille (Figure 19).

Propriétés des saumures et du CO_2

Les propriétés des eaux salines dans les unités sédimentaires de la région de Bécancour et le comportement possible du CO_2 injecté sont estimés avec les gradients de pression des fluides de 12,17 MPa/km, et de température de $23,5^\circ\text{C}/\text{km}$, et la salinité moyenne de chaque unité, en

utilisant le formule de Batzle et Wang (1992) (pour la saumure) et Span et Wagner (1996) (pour le CO₂).

La salinité moyenne des saumures dans chaque unité est estimée à partir des données de différents puits de la région de Bécancour (Tran Ngoc *et al.*, 2013a) et elle correspond à 175 g/l (Trenton), 215 g/l (Chazy-Black River), 140 g/l Beauharnois), 157 g/l (Theresa), 242 g/l (Cairnside) et 109 g/l (Covey Hill). La différence de salinité observée dans les unités peut indiquer une faible connectivité hydraulique verticale dans la succession sédimentaire.

La densité et la viscosité des saumures sont estimées à partir de leur salinité. La salinité varie entre 103 kg/m³ et 1 263 kg/m³ avec une moyenne de 1 145 kg/m³. La viscosité varie entre 0,66 mPa.s et 1,67 mPa.s avec une moyenne de 1,22 mPa.s. Ces valeurs estimées sont en accord avec les valeurs mesurées. Les valeurs de la densité et de la viscosité sont minimales dans la saumure de la Formation de Covey Hill (1 091 kg/m³, 0,875 mPa.s) et maximales dans la saumure de la Formation de Cairnside (1 191 kg/m³, 1,285 mPa.s) par rapport aux autres unités.

Le CO₂ se comportera comme un fluide supercritique dans les aquifères salins du Potsdam plus profonds que 1102 m au nord de la faille de Yamaska et dans toutes les unités des aquifères salins au sud de la faille (INRSCO2-2011-V2.10). La densité et la viscosité du CO₂ supercritique dans les aquifères de la région de Bécancour varient entre 799 kg/m³ et 806 kg/m³ et entre 0,070 mPa.s et 0,073 mPa.s, respectivement. On estime que le CO₂ supercritique sera dissous dans les saumures du réservoir avec une solubilité variant de 28 g/l dans le Theresa à 42 g/l dans le Covey Hill. Ces valeurs sont estimées pour les sommets des unités (Spycher et Pruess, 2005).

Pression maximale d'injection

L'étude géomécanique des roches des Basses-Terres du Saint-Laurent nous a permis d'estimer les pressions maximales d'injection du CO₂ qui n'occasionneraient pas de formation de fractures ou la réactivation de failles préexistantes (INRSCO2-2011-V2.4). L'orientation moyenne de la contrainte actuelle maximale horizontale dans les Basses-Terres du Saint-Laurent est de N60°E±20°. Le champ de contraintes actuel dans les roches paléozoïques des Basses-Terres du Saint-Laurent pour l'intervalle de profondeur entre 250 m et 4 km correspond à un régime tectonique de décrochement. La pression d'injection maximale durable qui n'induirait pas de fracturation en extension peut être estimée à 18,5 MPa-20 MPa pour une profondeur de 1 km. Le respect de la pression d'injection maximale permettra d'éviter la fracturation en extension de la roche de couverture et de préserver la stabilité mécanique des failles.

3.2 Modélisation numérique de l'injection du CO₂

La modélisation numérique de l'injection du CO₂ dans les grès du Potsdam (Tran Ngoc *et al.*, 2013c) est basée sur la loi de conservation de masse qui est couplée avec la loi de Darcy pour l'écoulement des fluides dans un milieu poreux/fracturé (Pruess et García, 2002). La connaissance sur la pression capillaire et la perméabilité relative en fonction de la saturation des

fluides est nécessaire puisque l'injection du CO₂ supercritique en aquifères salins constitue un système multiphasique. Les simulations numériques ont été effectuées avec le simulateur TOUGH2-ECO2N (Pruess *et al.*, 1999; Pruess et Spycher, 2007) et avec l'interface de Petrasim (Alcott *et al.*, 2006).

Modèle conceptuel et numérique

La modélisation numérique a été réalisée pour le sous-réservoir nord-est au nord de la faille de Yamaska (Figure 19) dont la surface est de 7×5 km, équivalent à une surface circulaire ayant un rayon 3,3 km (Figure 20). Seulement les grès du Potsdam ont été considérés pour l'injection du CO₂ dans le modèle, puisque les autres unités ont de faibles potentiels de stockage du CO₂. Les formations de Cairnside et de Covey Hill sont supposées homogènes dans cette modélisation. Le puits d'injection est coffré (diamètre de 0,15 m) pour toute la partie de la Formation de Cairnside.

Le volume cylindrique des roches est représenté par un modèle radial en 2D avec un puits d'injection au centre. Ce modèle a été discrétisé en 3 500 éléments avec un maillage très fin autour du puits d'injection. Un système fermé est considéré comme conditions limites. Certains processus n'ont pas été pris en compte dans cette modélisation comme la diffusion/dispersion, le changement de perméabilité par précipitation de sels et/ou la dissolution de roches, et la minéralisation. On a réalisé des simulations numériques sous les régimes d'isotherme, de non-hystérésis et de transport par convection de l'injection du CO₂.

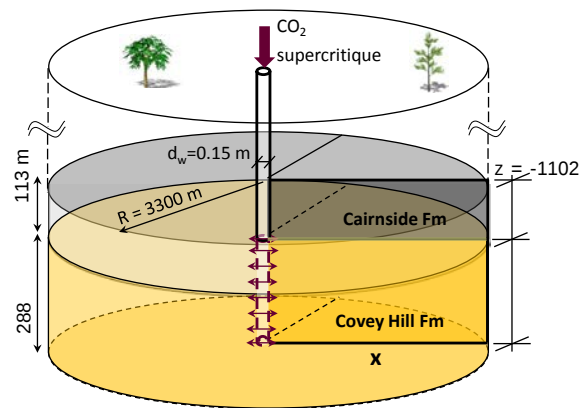


Figure 20 – Modèle conceptuel de l'injection du CO₂ dans les réservoirs salins des grès du Potsdam.

Comportement du panache de CO₂ injecté

Le comportement du CO₂ injecté est étudié à l'aide de simulations avec deux scénarios d'injection appliquant une perméabilité horizontale maximale pour la Formation de Covey Hill, $k_x = 0,89$ mD et $4,17$ mD. La perméabilité de $k_x = 0,89$ est appliquée comme une perméabilité de matrice dominante, tandis que celle de $k_x = 4,17$ mD, comme une perméabilité globale. La perméabilité de la Formation de Cairnside appliquée est de $k_x = 8,9$ mD. Une stratégie d'injection

du CO₂ intermittente avec des périodes d'arrêt de 0,5 an est adoptée afin de pouvoir atteindre une quantité maximale du CO₂ injectable. La durée totale de l'injection a été de 64,5 ans pour le cas de $k_x = 0,89$ mD et de 21,5 ans pour le cas de $k_x = 4,17$ mD. On a contrôlé la surpression ΔP en aquifères non seulement pendant l'injection ($\Delta P \leq 0,5 P_{\text{initial}}$), mais aussi après l'injection ($\Delta P \leq 0,3 P_{\text{initial}}$). La description des scénarios d'injection a été détaillée dans le rapport (INRSCO2-2011-V2.10).

La distribution spatiale du panache du CO₂ supercritique est démontrée par la saturation du CO₂ (S_g) à $t = 100, 300$ et 500 ans pour les deux scénarios d'injection (Figure 21). S_g est définie comme le pourcentage du volume de CO₂ dans le volume des pores ce qui permet d'estimer la quantité du CO₂ à un endroit donné si le volume de pores y est connu. Après 100 ans d'injection, le CO₂ est détectable à environ 570 m et 1 000 m du puits d'injection dans les formations de Covey Hill et de Cairnside, respectivement pour le cas de $k_x = 0,89$ mD et environ 700 et 770 m pour le cas de $k_x = 4,17$ mD (Figure 21).

Selon les deux scénarios d'injection, le total du CO₂ injecté est de l'ordre de 10 Mt après 500 ans d'injection intermittente (Figure 22). Le CO₂ injecté est stocké sous différentes formes : CO₂ dissous en phase liquide, CO₂ mobile en phase gazeuse libre et CO₂ immobile en phase gazeuse piégé dans les pores (Figure 22). La quantité du CO₂ immobile est plus importante dans le cas de $k_x = 4,17$ mD que dans le cas de $k_x = 0,89$ mD après l'arrêt d'injection, puisque la perméabilité plus grande permet au CO₂ de voyager sur une plus grande distance, ce qui facilitera le piégeage du CO₂ par capillarité via la saturation résiduelle.

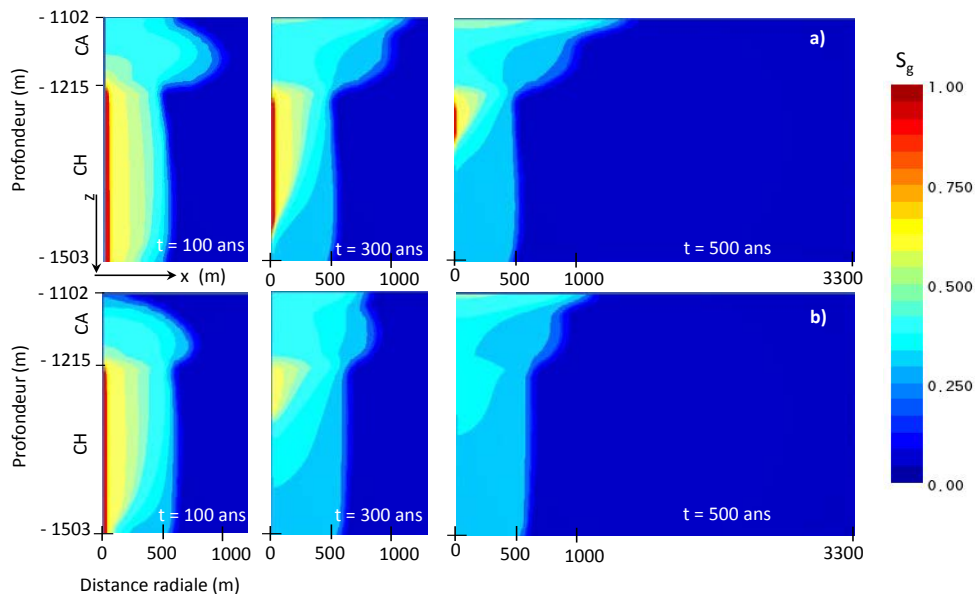


Figure 21 – Saturation du CO₂ (S_g) dans le réservoir à $t = 100, 300$ et 500 ans avec des scénarios d'injection utilisant différente perméabilités horizontales (k_x) pour le Covey Hill (CH). a) $k_x = 0,89$ mD. b) $k_x = 4,17$ mD. Le Cairnside (CA) a une perméabilité uniforme de 8,9 mD.

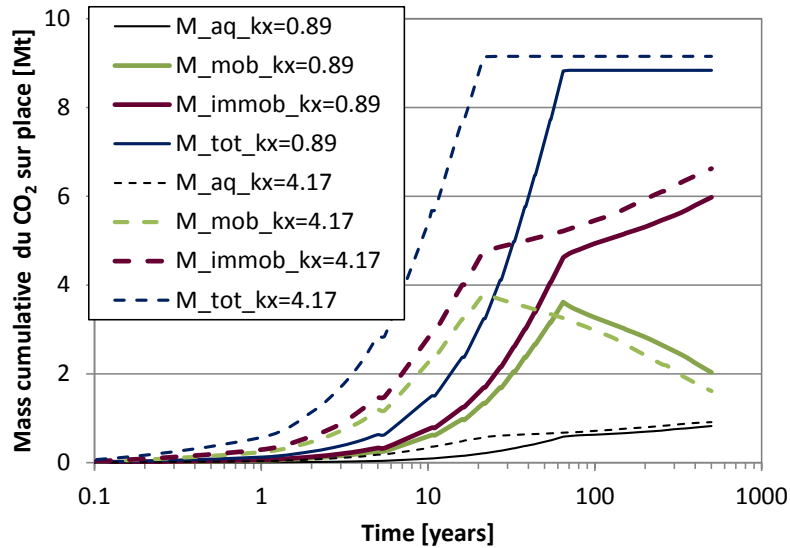


Figure 22 – Évolution des différentes formes du CO₂ stockées dans le réservoir en fonction du temps depuis l'injection. M_{aq} = CO₂ aqueux dissous dans la saumure. M_{mob} = CO₂ en gaz libre. M_{immob} = CO₂ piégé par saturation résiduelle. M_{tot} = CO₂ total stocké.

3.3 Caractérisation géochimique de surface du site de Bécancour

Les objectifs du volet géochimie de surface étaient d'identifier :

- 1) des valeurs de référence pour les concentrations en gaz (CO₂, hydrocarbures gazeux, radon) et pour les ratios isotopiques du carbone ¹³C/¹²C;
- 2) les zones de libération de gaz sur le site de Bécancour afin de définir des zones sensibles devant faire l'objet de suivis dans le futur.

Lors des phases de caractérisation des réservoirs géologiques de stockage de gaz naturel et/ou de CO₂, une attention particulière doit être portée quant à la capacité de rétention des gaz dans le réservoir en profondeur. Une zone d'enfouissement est jugée adéquate si une roche réservoir est surmontée d'une roche couverture imperméable. Cependant, une roche couverture imperméable ne l'est jamais totalement. Des remontées naturelles de gaz profonds sont souvent observées sur les territoires. Elles révèlent la présence de réseaux de failles qui devront par la suite faire l'objet d'attention. Les remontées de gaz injectés pourraient être localisées au niveau des points d'injection (forages), mais également le long des réseaux de failles naturelles (Annunziatellis *et al.*, 2008). La migration de CO₂ pourrait également entraîner celle d'autres gaz plus toxiques, comme le radon.

La zone de Bécancour est traversée par la faille de Yamaska qui n'apparaît pas en surface. Elle est scellée par les roches silicoclastiques à grain fin des flyschs du Lorraine tout comme les autres failles normales au nord-ouest de la faille de Yamaska (Figure 19b). La présence de fractures dans les roches couvertures superficielles est aussi envisagée. Ces discontinuités pourraient être des zones de libération préférentielle de gaz profonds. En cas d'injection de CO₂, un risque

pourrait provenir des migrations importantes de CO₂ et d'autres gaz le long des fractures et voir augmenter les concentrations de ces gaz dans l'atmosphère des territoires concernés. L'identification des failles et des fractures à un niveau local et régional, peut être réalisée avec des méthodes géochimiques et géophysiques ou les deux. Les levés géochimiques offrent également une mesure directe des éléments recherchés comme les concentrations en gaz.

Les gaz recueillis en surface des sols sont des indicateurs largement utilisés pour identifier les réseaux de failles et de fractures. On peut citer par exemple des gaz carbonés (les hydrocarbures gazeux comme l'éthane, le propane et le butane qui sont souvent mesurés), ou encore des gaz rares comme l'hélium, le radon et le thoron (Chadwick *et al.*, 2009; Voltattorni *et al.*, 2009). La mesure conjointe de différentes espèces gazeuses permet d'ailleurs de mieux définir les zones anomaliques où se rencontrent les fortes concentrations en gaz indicatrices des réseaux de failles et de fractures (Michel-le Pierres *et al.*, 2010). L'éthane, le propane, le butane sont souvent plus utilisés que le CO₂ ou le CH₄ (méthane). Ces gaz sont censés être moins influencés par l'activité en surface des sols que le CO₂ et le CH₄ qui peuvent être produits par la décomposition de la matière organique, l'activité microbienne, ou d'autres processus biogéniques. Il est courant d'attribuer une origine thermogénique aux hydrocarbures gazeux. Les mesures de CO₂ et de CH₄ peuvent pourtant, malgré les biais potentiels être aussi de bons indicateurs de la présence de remontées de gaz profonds. L'échantillonnage de ces gaz est plus facile que celui des hydrocarbures gazeux.

Les travaux effectués dans le volet géochimie de surface sont présentés et analysés dans deux rapports détaillés auxquels pourra se référer le lecteur intéressé (INRSCO2-2013-V2.16; INRSCO2-2013-V2.15).

Aperçu des résultats obtenus

Les valeurs de référence appelées parfois « baseline » ou « background » en anglais correspondent aux statistiques décrivant la distribution des valeurs (Tableau 3). Les valeurs de référence produites sont robustes du fait du nombre important de mesures effectuées (environ 1000 pour les gaz majeurs et 500 pour le radon). Dans les sols, les variabilités entre les sites sont marquées. Les écart-types sont importants par rapport aux moyennes.

Tableau 3 – Statistiques descriptives des gaz échantillonnés en 2011 et 2012 dans la région de Bécancour.

	n	Moyenne	Écart-type	min	max	p5	p95
Atmosphère							
CO ₂ (ppm)	7420	370,8	14,8	343	632	357	393
δ ¹³ C/ ¹² C	7420	-10	1,6	-15	-5	-12,7	-7,3
Sols							
CO ₂ (ppm)	1114	16 003	25 950	198	464 499	2087	43 799
δ ¹³ C/ ¹² C	854	-23,1	3,5	-30	-8,1	-27,2	-16
Méthane (ppm)	1114	492	12 105	1	401 249	1	68
Éthane (ppb)	1073	795	4031	0	84 284	11	2633
Propane (ppb)	1073	340	1806	0	35 104	0	1166
i-butane (ppb)	1073	57	320	0	6051	0	198
n-butane (ppb)	1073	81	570	0	11 132	0	223
Rn (Bq/m ³) *	508	6085	5924	3	48 625	548	16 434

* 511 sites visités, 508 mesures retenues

Les anomalies en gaz majeurs dans les gaz de sol sont essentiellement rencontrées dans la zone nord et le long de la rivière Bécancour (Figure 23). Il est tentant de rapprocher visuellement la présence d'anomalies avec d'autres entités spatiales comme la présence d'eau ou de routes. Ces hypothèses ont été testées. D'autres facteurs ont également été étudiés : données concernant les sols (textures, dépôts, physicochimie), conduites de gaz souterraines. Aucune des analyses effectuées ne montre que les variables confondantes étudiées pourraient déterminer les patrons spatiaux obtenus.

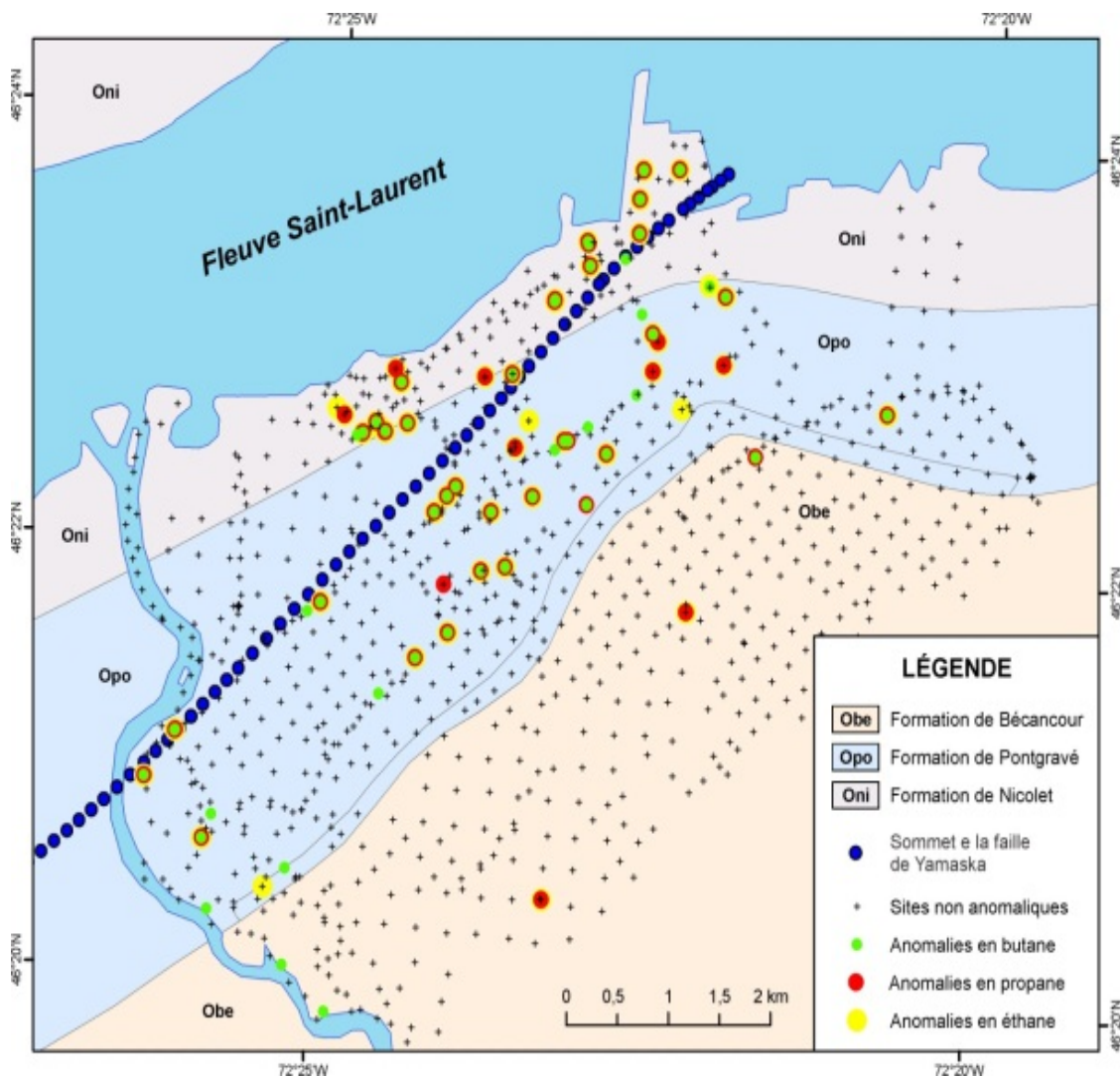


Figure 23 – Carte présentant les anomalies en hydrocarbures gazeux détectées. Les anomalies correspondent aux valeurs du 95^{ème} percentile.

Une première hypothèse consiste à attribuer l'origine des anomalies en gaz détectées à la faille de Yamaska et aux fractures superficielles associées. Visuellement, il existe en effet une bonne superposition entre les anomalies d'hydrocarbures gazeux et la faille de Yamaska. L'alignement dans l'axe NE-SO semble particulièrement évident (Figure 23).

Une hypothèse alternative est que les anomalies détectées sont générées par les couvertures superficielles (sols ou formations géologiques). Visuellement, les anomalies en hydrocarbures gazeux semblent être localisées dans la zone nord, à l'intérieur d'enveloppes correspondant aux formations de Pontgravé et de Nicolet (Figure 23). La source des anomalies détectées pourrait donc être ces formations riches en matière organique. Les gaz observés en surface n'auraient donc pas une origine profonde (situé en dessous des roches couvertures) mais plutôt une origine

superficielle. Des tests statistiques ont confirmé que les anomalies en éthane, propane et butane pouvaient être reliées à la géologie.

Nos travaux sur le site de Bécancour montrent que naturellement et avant tous travaux de stockage géologique du carbone, de fortes concentrations en CO₂, en méthane, en hydrocarbures et en radon peuvent être observées dans la région d'étude. Même s'il peut paraître tentant de relier ces émissions en surface à une migration de gaz profonds reliée à la faille de Yamaska, des hypothèses opposées peuvent être avancées (comme la présence de poches de gaz superficielles). Pour avancer dans l'interprétation des données recueillies, il est maintenant nécessaire d'identifier l'origine des gaz observés dans les sols.

3.4 Atteinte des objectifs du volet 2

Nous avons caractérisé le site de Bécancour et réalisé la modélisation de l'injection du CO₂ selon les méthodes reconnues dans le milieu de la recherche sur le stockage du CO₂. Nous avons donc atteint cet objectif pour le site de Bécancour, bien que certaines expériences aient dû être abandonnées suite à une recommandation de la Ville de Bécancour qui ne voulait pas que des travaux nécessitant l'ouverture d'anciens puits d'exploration pétrolière aient lieu sur leur territoire en 2012. Ces travaux sur le terrain nous auraient permis d'avoir des données plus précises sur la perméabilité et la géométrie en sous-surface des unités réservoirs. Nos travaux ont montré que les réservoirs souterrains de Bécancour sont propices au stockage sécuritaire du CO₂.

Les phases de travaux qui précèdent les projets pilotes d'injection sont la recherche de sites potentiels et la caractérisation des sites les plus propices. Ces phases de recherche et de caractérisation ont duré de 3 à 5 ans pour les projets pilotes existants. Notre objectif qui mentionne la caractérisation des réservoirs potentiels, donc plus d'un, était un peu trop optimiste. Seul le site de Bécancour a été caractérisé adéquatement même si nous avons entrepris des actions pour débiter une caractérisation du site de Nicolet. Il ne nous a pas été possible d'obtenir les levés sismiques publics auprès du MRN. Pour caractériser d'autres sites, il faudrait avoir la possibilité d'obtenir des données de qualité à un coût acceptable.

4 Volet 3 – Capacité de stockage

Nous avons réalisé trois calculs de capacité de stockage du CO₂ au cours de nos travaux. Le premier est au niveau régional pour l'ensemble du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent, les deux autres sont plus locaux pour le site de Bécancour et le réservoir épuisé de gaz naturel de Saint-Flavien.

4.1 Capacité effective des aquifères salins du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent

4.1.1 Modélisation géologique 3D du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent

Au Québec, le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent a été identifié comme étant celui qui présente le meilleur potentiel de stockage géologique du CO₂ et qu'il est le bassin à prioriser pour les études plus poussées (INRSCO2-2011-V1.2; Malo et Bédard, 2012). L'étape suivante consiste à évaluer la capacité de stockage du CO₂ du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent. Cette évaluation nécessite une connaissance plus fine du bassin, particulièrement de la géométrie de ses unités géologiques, car le volume des roches réservoirs ciblées doit être connu pour être en mesure de calculer la capacité de stockage du CO₂. En conséquence, cette évaluation est fondée sur la construction d'un modèle géologique 3D fiable.

Il est à noter que seule la partie non-déformée du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent a été modélisée et évaluée. Ainsi, les roches des écailles de chevauchement (ex. l'écaille de Saint-Flavien; Figure 16) n'ont donc pas été incluses car la modélisation de leur géométrie aurait été trop complexe, étant donné que trop peu de données existent à leur sujet à l'échelle du bassin. La capacité du réservoir de Saint-Flavien a toutefois été calculée parce que nous avons les données nécessaires fournies par Intragaz (voir 4.2).

Le modèle géologique 3D du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent a ainsi été conçu (INRSCO2-2013-V1.5) avec l'aide des données de base suivantes :

- la carte géologique de surface (Globensky, 1987) afin de déterminer les unités géologiques présentes en affleurement ou celles directement sous les dépôts meubles (Figure 24);
- la carte structurale du toit du socle précambrien du Bouclier canadien (SOQUIP, 1984; SIGPEG, 2009) afin de contraindre en profondeur la géométrie de la base du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent;
- les données de plus de quatre-vingts (80) puits réinterprétées à partir des diagraphies (INRSCO2-2010-V1.1; INRSCO2-2013-V1.4; SIGPEG, 2013) afin d'estimer la profondeur et l'épaisseur des unités géologiques (Figure 24);
- l'interprétation des linéaments structuraux (Matton et Rheault, 2011) afin de définir les failles normales présentes au sein du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent, en utilisant également la carte structurale du socle précambrien (SOQUIP, 1984; SIGPEG, 2009).

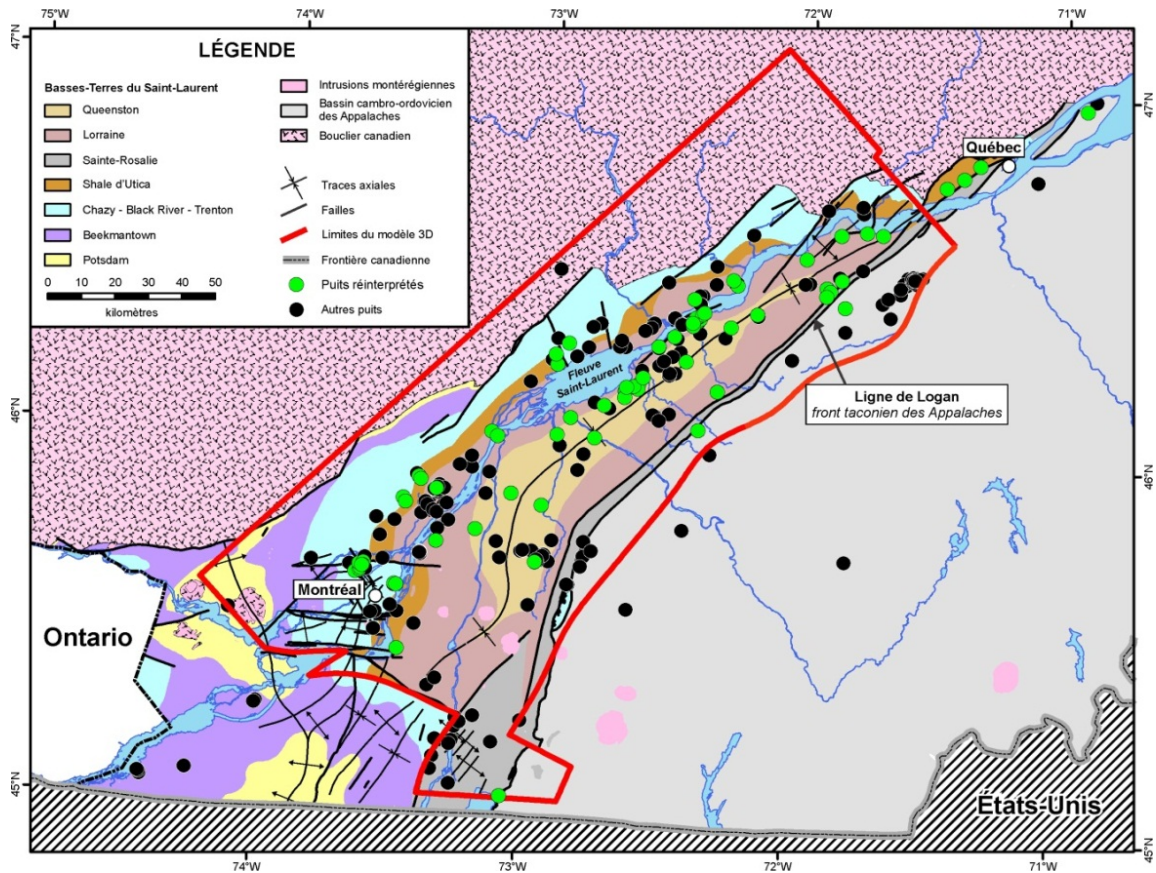


Figure 24 – Carte géologique des Basses-Terres du Saint-Laurent (adaptée de Globensky, 1987). Localisation des puits et limites du modèle géologique 3D.

La modélisation 3D du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent a été réalisée avec le logiciel GOCAD®, en intégrant les failles normales et les sommets de formations (Figure 25). Après que toutes les surfaces des sommets des unités géologiques aient été modélisées, un modèle volumique a été construit en remplissant l'espace entre chacune des surfaces pour chacun des blocs de faille avec des voxels (« *volume element* », en référence au pixel (« *picture element* ») en deux dimensions) ayant des propriétés différentes selon l'unité qu'ils représentent (Figure 25).

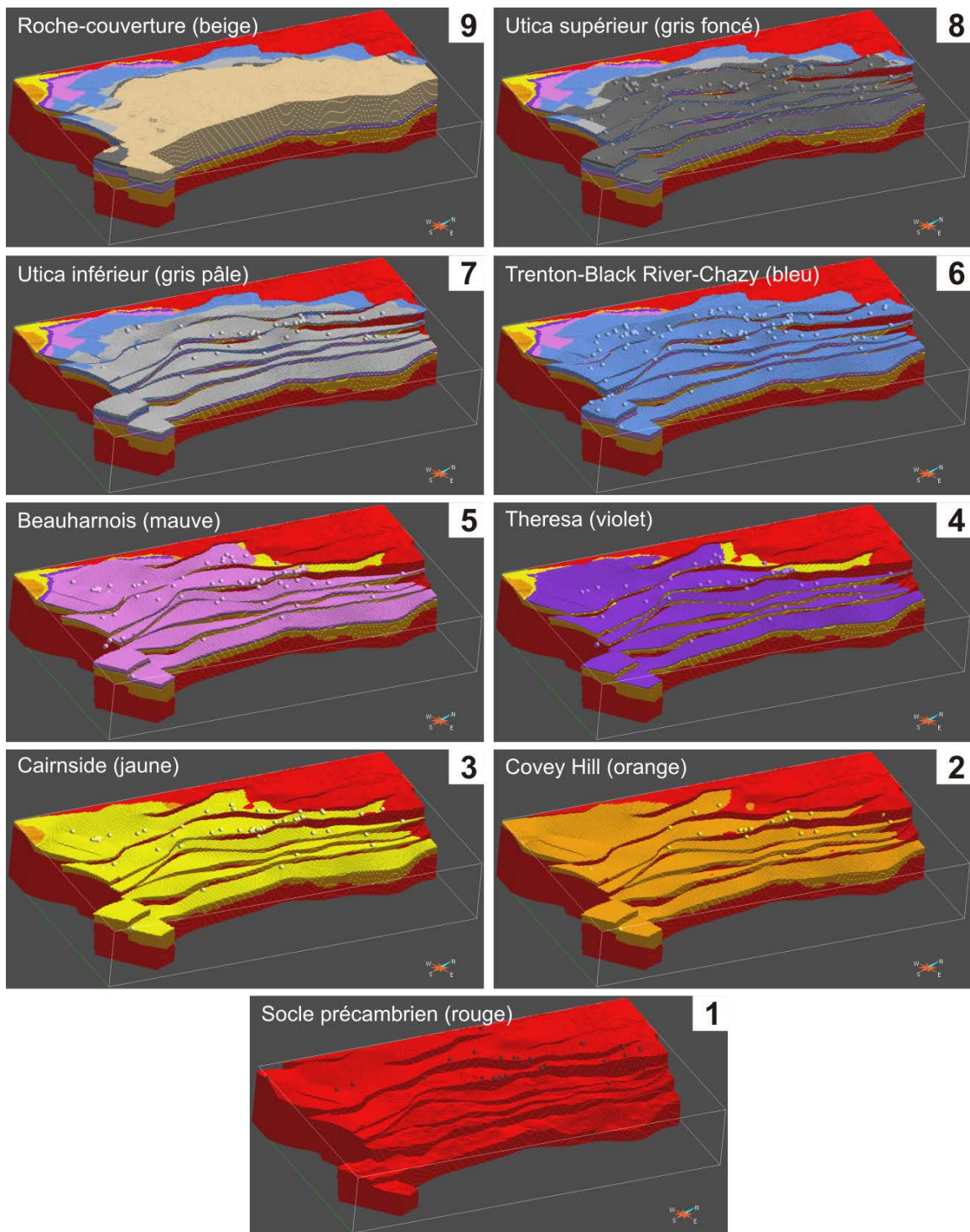


Figure 25 – Modèle géologique 3D volumique du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent. Les points de couleurs représentent les positions des sommets des unités dans les puits. Exagération verticale : 5X.

4.1.2 Évaluation de la capacité effective de stockage du CO₂ du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent

La capacité effective de stockage du bassin a été évalué (INRSCO2-2012-V3.1; INRSCO2-2013-V3.2; Bédard *et al.*, 2013c) selon la méthodologie publiée dans le *Carbon Sequestration Atlas of the United States and Canada* (NETL, 2010). Selon la pyramide techno-économique des ressources de Bachu *et al.* (2007) (Figure 26), La capacité effective est définie comme un sous-ensemble de la capacité totale du bassin, soit la capacité théorique que l'on restreint avec des limites techniques et géologiques (Bachu *et al.*, 2007). Ainsi, la capacité effective de stockage d'un bassin est limitée par une profondeur minimale ainsi que par des facteurs d'efficacité de stockage du CO₂ dans les aquifères salins, selon différentes probabilités.

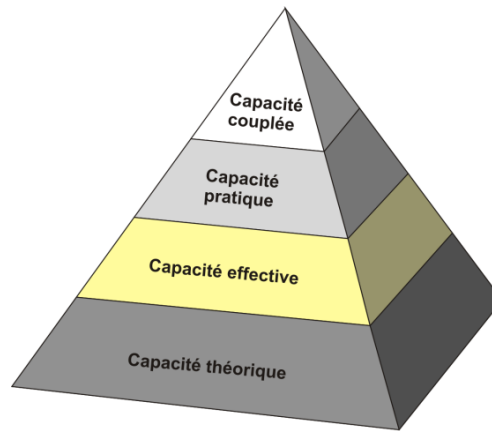


Figure 26 – Pyramide des capacités de stockage géologique du CO₂ (adaptée de Bachu *et al.*, 2007).

Le calcul de la capacité effective d'une unité géologique se fait à l'aide de l'équation ci-dessous :

$$M_{CO_2} = E_{salin} \times A \times h \times \varphi \times \rho_{CO_2}$$

M_{CO_2} : masse de CO₂ (kg)

E_{salin} : facteur d'efficacité de stockage du CO₂ pour les aquifères salins

A : aire des réservoirs du bassin (m²)

h : épaisseur des réservoirs du bassin (m)

φ : porosité des réservoirs du bassin (%)

ρ_{CO_2} : densité du CO₂ en profondeur (kg/m³)

Le modèle géologique 3D présenté précédemment nous a permis de déterminer le volume des unités de stockage dans l'équation plus haut ($A \times h$; la hauteur variant régionalement dans le

modèle). Les résultats des calculs de capacité effective de stockage du CO₂ pour les formations de Covey Hill et de Cairnside sont présentés au Tableau 4. Ce sont les deux seules formations ayant une porosité minimale pour envisager le stockage. La Formation de Covey Hill étant plus épaisse, donc plus volumineuse, et plus poreuse que la Formation de Cairnside, sa capacité effective de stockage du CO₂ est environ quatre fois plus importante. Ceci en fait la formation à prioriser pour les études futures pour la sélection de sites de stockage de CO₂.

En effet, la capacité effective de la Formation de Cairnside est de 0,42 gigatonnes de CO₂ avec un facteur d'efficacité moyen P₅₀ tandis qu'il est de 2,76 gigatonnes pour la Formation de Covey Hill pour ce même facteur d'efficacité.

Afin de mieux illustrer l'ordre de grandeur des capacités de stockage, il est utile de les comparer à la quantité de CO₂ émise par le secteur industriel du Québec. Les grands émetteurs (ceux qui émettent plus de 100 000 tonnes de CO₂ par année) génèrent près de 16 millions de tonnes de CO₂ par année dans la province de Québec (Environnement Canada, 2011).

Ainsi, le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent pourrait théoriquement stocker les émissions de CO₂ de la province pour une période allant de 50 à 535 ans, ce qui correspond aux capacités de stockage calculées pour les facteurs d'efficacité P₁₀ et P₉₀.

Tableau 4 – Capacité effective de stockage de CO₂ des formations de Covey Hill et de Cairnside selon les différents facteurs d'efficacité pour les lithologies clastiques.

Unité stratigraphique	Capacité avec E(P ₁₀) (gigatonne)	Capacité avec E(P ₅₀) (gigatonne)	Capacité avec E(P ₉₀) (gigatonne)
Cairnside	0,11	0,42	1,14
Covey Hill	0,70	2,76	7,44
TOTAL	0,81	3,18	8,58

4.2 Capacité des aquifères salins du site de Bécancour

Les données fournies par la caractérisation du site de Bécancour nous permettent de calculer la capacité plus fine du site de Bécancour par modélisation. Il s'agit d'une capacité qui se rapproche de la capacité couplée (Figure 26) puisque le site de Bécancour est à proximité de grands émetteurs (Figure 5), un des critères pour considérer que la capacité estimée est dite couplée (*matched capacity*) (Bachu *et al.*, 2007).

4.2.1 Modèle géologique 3D du site de Bécancour

La construction d'un modèle 3D des principales unités géologiques permet de définir un cadre pour la modélisation des propriétés pétrophysiques de chaque unité géologique, première étape permettant de simuler et d'évaluer le potentiel de stockage de CO₂ dans les aquifères salins de

Bécancour (Dubrule, 2003). Les données de sismique réflexion et de diagraphies de forage sont les principales données géophysiques utilisées pour cette étape de caractérisation de réservoir. Le principal défi du projet est d'optimiser l'utilisation des données éparses par méthodes géostatistiques pour modéliser les principaux horizons à partir des profils sismiques et des sommets de formation identifiés sur les diagraphies de forage. Près de 100 km de sections sismiques 2D (25 lignes sismiques) sont utilisées pour construire le modèle 3D de la région de Bécancour. Onze puits possèdent la diagraphie sonique nécessaire pour générer les tables de conversion temps-profondeur liant la sismique et les puits. Les horizons sismiques des sections sismiques pour lesquels les diagraphies soniques sont incomplètes ou absentes, ont été tracés en respectant la continuité des horizons entre les différentes lignes sismiques (Claprood *et al.*, 2010; Leguijt, 2009).

La méthodologie suivie pour construire le modèle géologique 3D de la région de Bécancour comporte cinq étapes, expliquées en détail dans le rapport (INRSCO2-2010-V2.11) :

- 1) identification des sommets de formation en profondeur;
- 2) pointé des horizons sismiques en temps-double et interprétation structurale de lignes sismiques;
- 3) création des tables de conversion temps-profondeur;
- 4) modélisation des surfaces géologiques en temps-double;
- 5) krigeage avec dérive externe.

Le modèle 3D des unités stratigraphiques est ainsi défini sur une grille géologique à partir des neuf horizons krigés en profondeur. Les cellules de la grille sont de dimensions 100 m x 100 m, avec une épaisseur de 60 m pour les cellules se trouvant entre le niveau de la surface et la limite supérieure du Shale d'Utica, de 40 m pour le Covey Hill, et de 20 m pour les autres unités géologiques. Le modèle 3D a une épaisseur totale de 3 200 m et contient 1 835 125 cellules (Figure 27).

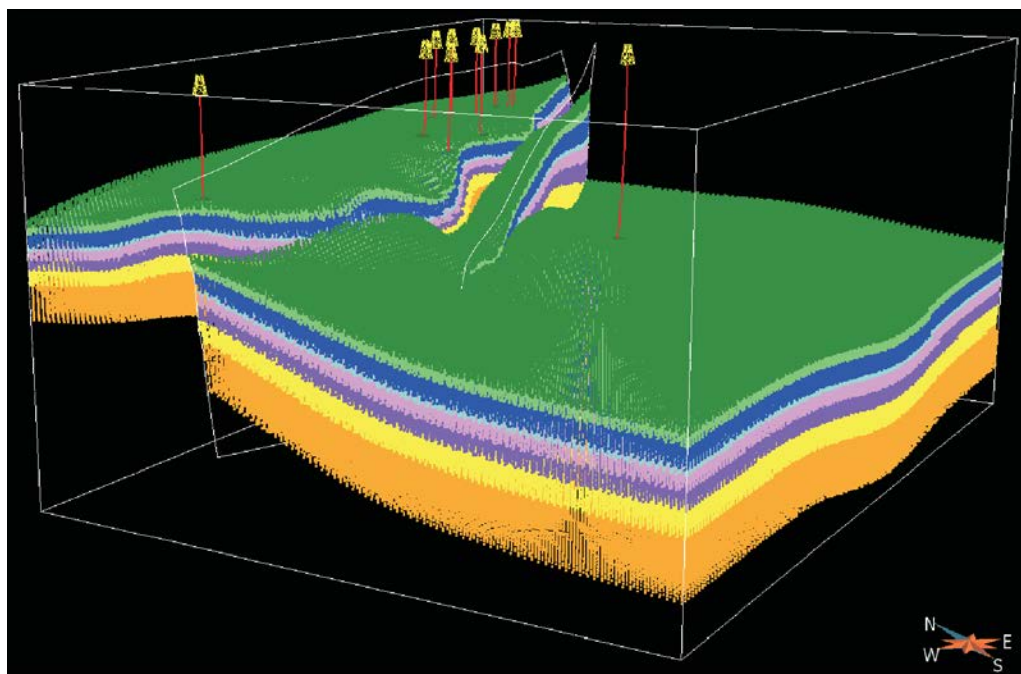


Figure 27 – Représentation 3D du modèle géologique (13,6 km x 10,5 km x 3,2 km) de la plate-forme du Saint-Laurent dans la région de Bécancour. La position en surface (symboles jaunes) et les trajectoires (lignes rouges) des 11 puits sont présentés.

4.2.2 Évaluation de la capacité de stockage du CO₂ au site de Bécancour

L'étude de la capacité effective de stockage géologique du CO₂ dans les aquifères salins de la région de Bécancour permet de calculer le volume physique des unités dans lequel on peut stocker le CO₂ tout en respectant les critères géologiques et d'ingénierie (Bachu *et al.*, 2007; Bradshaw *et al.*, 2007). La capacité effective des formations de Cairnside et de Covey Hill est estimée pour trois sous-réservoirs de la région de Bécancour : nord-est, nord-ouest et sud-est (Figure 19).

L'estimation de la capacité de stockage peut être faite par deux approches - dynamique et statique (U.S. Department of Energy, 2008). L'approche statique de volumétrie est appliquée au type de réservoir ouvert et celui dynamique de compressibilité au type de réservoir fermé. La capacité de stockage peut être calculée en se basant sur la masse ou sur le volume. Le facteur d'efficacité de stockage peut être estimé de manière locale ou globale; variable ou constante, et quantitative ou qualitative (Tran Ngoc *et al.*, 2013b). Pour l'approche statique (Goodman *et al.*, 2011), les données de la densité du CO₂ qui dépendent des gradients de température et de pression, de la porosité moyenne des unités géologiques, du volume de ces unités et des facteurs d'efficacité pour le stockage du CO₂ dans les aquifères salins sont utilisées.

L'approche dynamique appliquée pour la région de Bécancour est basée sur des simulations numériques (code TOUGH2) qui peuvent prendre en compte plusieurs processus impliqués simultanément dans l'injection et le stockage du CO₂ (Doughty *et al.*, 2001). Par conséquent,

cette approche peut donner l'estimation de la capacité et des facteurs d'efficacité de stockage plus précise que l'approche statique (De Silva et Ranjith, 2012). Le réservoir est considéré fermé, c'est-à-dire que le CO₂ injecté ne quitte pas le volume donné, ce qui permet d'estimer correctement la capacité de stockage.

La capacité de stockage du CO₂ dans le sous-réservoir nord-est de la région de Bécancour est estimée en fonction du facteur d'efficacité obtenu par différentes méthodes (Figure 28). Avec un facteur d'efficacité variant de 0,5% à 5,5%, la capacité de stockage varie de 2-3 Mt à 33-34 Mt (Figure 28). Par l'approche dynamique de TOUGH2, un facteur d'efficacité d'environ 1,4 % et une quantité du CO₂ stockable d'environ 10 Mt sont prédits pour le sous-réservoir de nord-est. La capacité de stockage du réservoir salin de la région de Bécancour (3 sous-réservoirs) est estimée à 62-110 Mt de CO₂, avec les facteurs d'efficacité de 1,2 % – 4,2 % (Figure 29).

L'estimation du facteur d'efficacité (Figure 29) et de la capacité de stockage (Figure 29) pour les 3 sous-réservoirs de la région de Bécancour est obtenue par l'approche dynamique, l'approche de volumétrie et l'approche de compressibilité. Pour l'ensemble du réservoir de Bécancour, la capacité obtenue par l'approche dynamique est égale à environ 0,6 de la capacité estimée par l'approche statique.

Pour pouvoir comparer la capacité de stockage estimée à l'échelle du réservoir de la région de Bécancour avec celle à l'échelle plus grande du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent, on utilise la capacité de stockage relative, c'est-à-dire la quantité du CO₂ stockable par surface (Figure 30). La capacité estimée pour le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent (INRSCO2-2013-V3.2) est de l'ordre de quatre fois moins que celle estimée pour le réservoir de Bécancour selon l'approche de volumétrie. La capacité estimée par surface à l'échelle de Bécancour est beaucoup plus élevée que celle à l'échelle des BTSL, parce que l'on a pris en compte la pression d'injection dans l'estimation qui fait augmenter la densité du CO₂ en réservoir à environ 850 kg/m³.

La modélisation numérique de l'injection du CO₂ dans les aquifères salins de Bécancour a démontré que l'injectivité dans le réservoir de Bécancour est faisable, mais avec un débit modéré (~ 4 – 18 kg/s), selon les scénarios d'injection intermittente dans le sous-réservoir nord-est. Avec ces débits modérés, on pourrait stocker du CO₂ pour un total d'environ 10 Mt par puits pour une durée variant de 20 ans à 65 ans en fonction de la perméabilité, i.e. 15 % à 50 % des émissions annuelles de CO₂ de la région de Bécancour (1 Mt/an). Une injectivité à l'échelle industrielle dans les aquifères salins de Bécancour est tout à fait possible si on prend l'exemple du site d'In Salah en Algérie (<http://www.insalahco2.com/>). La perméabilité de la formation d'injection de Krechba est de 5 mD (Hosa *et al.*, 2011), ce qui est comparable à la perméabilité globale des grès du Potsdam de la région de Bécancour (Tran Ngoc *et al.*, 2012). L'épaisseur de la formation de Krechba est de 29 m (Hosa *et al.*, 2011; Michael *et al.*, 2010), ce qui est beaucoup moins que l'épaisseur des intervalles productifs de la Formation de Covey Hill. La technique des multi-injecteurs (3 puits) et du puits horizontal a été déployée dans le site d'In Salah pour compenser la

perméabilité et l'épaisseur modérées de la formation d'injection de Krechba (Hosa *et al.*, 2011; Michael *et al.*, 2010).

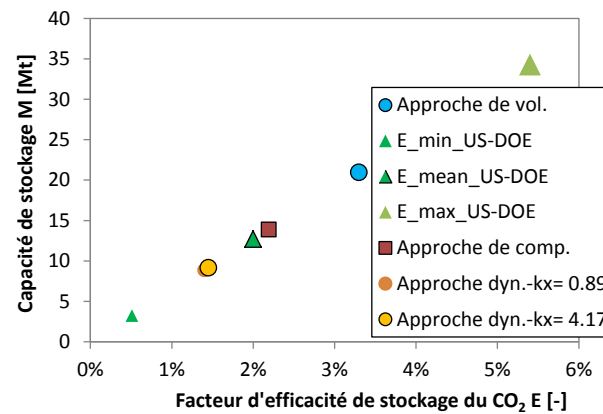


Figure 28 – Capacité de stockage du CO₂ en fonction des facteurs d'efficacité estimés pour le sous-réservoir nord-est de la région de Bécancour.

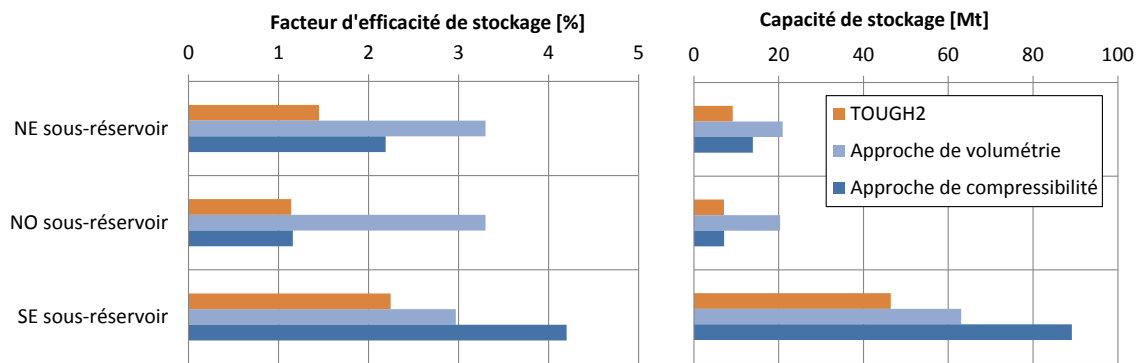


Figure 29 – Comparaison du facteur d'efficacité et de la capacité de stockage estimés entre les 3 sous-réservoirs de la région de Bécancour.

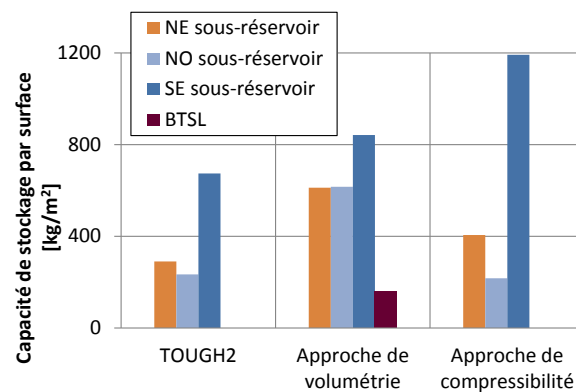


Figure 30 – Comparaison de la capacité de stockage relative entre les 3 sous-réservoirs de la région de Bécancour (NO, NE et SE) et les Basses-Terres du Saint-Laurent (BTSL).

4.3 Capacité de stockage de l'écaille de Saint-Flavien par méthodes géostatistiques

L'estimation du volume poreux et de la distribution de la porosité est une étape essentielle pour évaluer le potentiel d'un site pour le stockage géologique du CO₂. Cette caractérisation de la porosité est d'autant plus importante dans un contexte géologique comme les réservoirs potentiels identifiés dans les unités ordoviciennes et cambriennes des Basses-Terres du Saint-Laurent. En raison de la compaction induite par la profondeur, l'âge, et les mouvements tectoniques, ces unités sont peu poreuses même dans les zones « réservoir ». Le réservoir de Saint-Flavien est utilisé ici pour compléter une étude de cas virtuel de caractérisation de la porosité d'un réservoir pour le stockage géologique du CO₂, utilisant des méthodes géostatistiques telles que l'inversion sismique stochastique (ISS) et les simulations gaussiennes séquentielles avec approche bayésienne (BSS). Après plusieurs années d'exploitation, le réservoir de gaz naturel de Saint-Flavien est utilisé depuis 1998 comme réservoir souterrain pour le stockage saisonnier de gaz naturel. Il est exploité par la compagnie Intragaz (<http://www.intragaz.com/>) qui, en tant que partenaire scientifique de la Chaire, a rendu disponibles les données sismiques, les diagraphies, et les données de production nécessaires à la réalisation de ce projet.

Les méthodes géostatistiques utilisées pour modéliser la porosité en tous points de l'unité-réservoir de la Formation de Beauharnois est idéale pour tenir compte de l'hétérogénéité du réservoir. La porosité est simulée numériquement à partir des diagraphies aux puits et guidée par un cube d'impédance acoustique (IA) 3D obtenu de la sismique (Hu et Le Ravalec-Dupin, 2004; Mavko *et al.*, 2009; Mukerji *et al.*, 2001). La méthodologie employée utilise la relation statistique entre l'IA et la porosité par un algorithme bayésien pour simuler la porosité en tous points de la Formation de Beauharnois du champ gazier de Saint-Flavien (INRSCO2-2013-V2.14).

En utilisant les volumes poreux connectés et les paramètres pétrophysiques exprimant l'état initial à Saint-Flavien, la masse totale (G_{CO2}) de CO₂ pouvant être stockée est estimée selon les standards établis dans l'Atlas Nord-Américain pour le stockage du carbone (NACSAP, 2012) :

$$G_{CO_2} = A \times h \times \Phi \times (1 - S_w) \times B \times \rho \times E$$

où A est l'aire totale, h l'épaisseur, Φ la porosité, S_w la saturation en eau moyenne, B le facteur de volume de formation, ρ la densité du CO₂, et E est le coefficient d'efficacité de stockage. La masse totale G_{CO2} est calculée pour les trois réalisations géostatistiques de porosité. Le coefficient d'efficacité de stockage est estimé par le ratio du volume poreux connecté sur le volume poreux total du modèle. Le facteur B correspond à l'ajustement à effectuer pour tenir compte des variations de propriétés de CO₂ en fonction de la pression et de la température. Une valeur de B = 1 est utilisée pour les trois modèles puisqu'aucune correction supplémentaire ne doit être effectuée (NACSAP, 2012), la densité du CO₂ étant évaluée au niveau du réservoir. À la température (35°C) et pression lithostatique (19,9 MPa) du réservoir à l'état initial, la densité du CO₂ est estimée à 861,31 kg/m³. Selon Béland et Morin (2000), la saturation en eau est inférieure à 15 % à Saint-Flavien; une valeur de saturation en eau maximale de $S_w = 15\%$ est utilisée pour

les calculs. Le Tableau 5 présente la masse totale de CO₂ pouvant être stockée dans les trois réalisations A, B et C, ainsi que les coefficients d'efficacité associés.

Selon les paramètres utilisés et la réalisation géostatistique sur laquelle les calculs sont effectués, et en assumant que le réservoir soit complètement vidé de son gaz naturel, la masse totale de CO₂ qu'il est possible de stocker dans les limites du modèle de réservoir au site de Saint-Flavien se situe entre 1,0 Mt et 2,5 Mt, avec un coefficient d'efficacité estimé entre 27 % et 36 %. Ces valeurs se situent au-dessus du seuil minimal de 1,0 Mt établi dans l'Atlas Nord-Américain pour le stockage du carbone pour qu'un réservoir de gaz soit favorable à l'injection de CO₂ (NACSAP, 2012). Les valeurs du coefficient d'efficacité, évalué entre 27 % et 36 %, sont toutefois en-deçà du seuil minimal d'efficacité établi à 50 % dans l'Atlas. Les coefficients sont toutefois évalués d'une façon différente et les méthodologies employées peuvent expliquer cette différence.

Tableau 5 – Masse totale de CO₂ pouvant être stockée (G_{CO_2}) en millions de tonnes (Mt) et coefficient d'efficacité (E) calculés pour trois réalisations de porosité de l'unité réservoir de Saint-Flavien.

<i>Modèle</i>	<i>G_{CO_2} (Mt)</i>	<i>E</i>
A	1,03	0,268
B	1,65	0,310
C	2,50	0,362

4.4 Atteinte des objectifs du volet 3 de recherche

La Chaire a atteint ses objectifs pour réaliser une première évaluation de la capacité globale (effective) de stockage du CO₂ dans le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent. La première édition du *North American Carbon Storage Atlas* a été publiée en avril 2012 (NACSAP, 2012). Nos travaux sur l'évaluation de la capacité de stockage géologique du CO₂ dans les aquifères salins du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent y sont inclus avec ceux des autres provinces canadiennes. Les travaux pour faire une évaluation de la capacité de stockage du CO₂ dans le bassin d'Anticosti étaient en cours à la fin d'août 2013. La stratigraphie dans les puits a été standardisée, les lignes sismiques analysées et un modèle géologique 3D est en construction. L'analyse des rapports de sondage pour récupérer les paramètres pétrophysiques était aussi en cours afin d'évaluer si on peut effectuer le calcul tel que recommandé par le *Technical Committee of the National Atlas of CO₂ Storage Capacity in Canada*.

De plus, nous avons pu calculer la capacité de stockage à Bécancour. Nous avons également développé une méthode géostatistique pour modéliser la porosité d'un réservoir épuisé comme celui de Saint-Flavien à partir des données de sismique et de diagraphie en puits. Cette modélisation de la porosité nous permet d'évaluer un volume de pores et la capacité de stockage du réservoir de Saint-Flavien.

5 Volet 4 - Test pilote

Dans le cadre de ce volet de recherche, on a regroupé deux objectifs secondaires, celui de choisir un site (objectif 6), et celui de conduire un test pilote sur ce site (objectif 7). Nos travaux dans le volet 1, nous ont permis d'identifier deux sites avec des données géoscientifiques suffisantes pour entreprendre une caractérisation afin d'évaluer si le site est propice à la réalisation d'un test pilote. Un des deux sites, celui de Bécancour, a été caractérisé dans le cadre des activités de recherche du volet 3 de recherche et un test pilote pourrait y être mené.

5.1 Le projet pilote

Avant d'entreprendre un projet-pilote d'injection de CO₂ plusieurs étapes doivent être franchies dont l'évaluation des bassins sédimentaires pour leur potentiel de stockage, le choix des sites au sein des bassins, la caractérisation géologique et géophysique des sites, la modélisation et la simulation numérique du stockage, la caractérisation environnementale du site avant l'injection, et l'analyse de risques. Ces étapes s'échelonnent en général sur trois à cinq ans. En décembre 2011, nous avons complété l'évaluation des bassins sédimentaires et choisi le site de Bécancour pour la caractérisation. Nous avons jugé qu'après trois ans d'activités qu'il ne serait pas possible de réaliser le projet pilote pendant les cinq années prévues d'activités et qu'il serait donc opportun de remettre le développement du projet pilote d'injection dans une phase ultérieure de recherche de la Chaire. Ce report nous a permis de compléter la caractérisation géologique et géophysique et les simulations numériques d'injection au site de Bécancour, de même que la caractérisation environnementale géochimique de base. Une analyse de risques a été réalisée par une firme indépendante de la Chaire et spécialiste du stockage souterrain. C'est l'organisation environnementale non-gouvernementale IPAC-CO₂ (*International Performance Assessment Centre for Geologic Storage of Carbon Dioxide*), à Regina, qui a obtenu le mandat de réaliser l'analyse de risques suite à un appel d'offres public. Le rapport a été remis au mois d'août 2013. Les principales conclusions sont les suivantes : 1) le site de Bécancour est propice pour le stockage du CO₂, 2) le potentiel de stockage sécuritaire est excellent dans les saumures du Potsdam, 3) une meilleure caractérisation de la roche couverture et une modélisation géomécanique des réservoirs et de la roche couverture sont nécessaires pour confirmer la sécurité du site, et 4) l'établissement d'une ligne de base géochimique des sols avant le projet pilote devrait être réalisés. Nous avons déjà réalisé cette analyse dans nos travaux de caractérisation du site de Bécancour (voir plus haut, sous-chapitre 3.3).

Ce report nous permettait également d'analyser les règlements de la Loi sur les mines et de la Loi sur la qualité de l'environnement qui devraient être suivis pour le projet pilote. On pouvait aussi mieux consulter la population et les élus de la Ville de Bécancour, de même que les industriels et la direction de la Société du parc industriel et portuaire de Bécancour (SPIPB).

L'acceptabilité sociale d'un projet pilote, tel que celui envisagé, est nécessaire à sa réalisation. Malgré que nous ayons élaboré un plan de communication pour informer la population de

Bécancour, il n'a pas été mis en œuvre. Nous avons eu des réunions d'information avec la SPIPB et les industriels, de même qu'avec les autorités de la Ville de Bécancour, mais nous n'avons pas eu la chance de rencontrer les citoyens pour les informer de nos activités. Ces rencontres avec les citoyens doivent se faire, selon nous, de concert avec les autorités municipales. Notre sondage de 2011 a montré que 30 % des citoyens de la région de Bécancour/Trois-Rivières était favorable à l'implantation d'un projet pilote dans leur région. Ce pourcentage était de 41% en 2010 avant le début de la protestation citoyenne contre l'exploration du gaz de shale. C'est d'ailleurs cette protestation citoyenne qui a incité les autorités de Bécancour à nous demander de retarder la consultation des citoyens pour leur expliquer la technologie du CSC et la possibilité de réaliser un projet pilote dans le parc industriel de Bécancour. Cette étape de consultation est nécessaire et pourrait permettre de rallier des citoyens et faire augmenter le pourcentage de gens favorables à un projet pilote.

Le financement du projet-pilote a été un autre facteur majeur à considérer pour remettre la mise en oeuvre du projet pilote dans une phase ultérieure d'activités de la Chaire. Le coût du projet pilote n'était pas prévu dans le budget de 5 M\$ pour les cinq premières années. Dans la proposition de l'INRS au MDDEP pour l'établissement de la Chaire, on avait estimé grossièrement les coûts reliés aux sondages et au monitoring sismique à 10 M\$. On avait mentionné qu'on ne pouvait à ce moment évaluer les coûts de l'approvisionnement en CO₂ (captage et transport). Les coûts du monitoring géochimique (en sondage, dans l'air, les sols et les eaux de surface) n'avaient pas non plus été estimés. L'évaluation faite par SNC-Lavalin (voir plus bas) indique qu'un projet pilote à Bécancour pourrait coûter autour de 28 M\$. Le budget initial de la chaire couvrait les dépenses reliées à tout ce qui précède le projet pilote et le report de celui-ci n'a donc pas eu d'impact sur le budget de la Chaire.

Après trois ans d'activités de la Chaire, au mois de décembre 2011, l'INRS avisait donc la direction du Bureau des changements climatiques (BCC) qu'il ne serait pas possible de réaliser un projet pilote pendant les cinq premières années d'activités de la Chaire. Le volet de recherche concernant le projet pilote a donc été retiré de la convention de recherche suite à un accord entre l'INRS et le BCC.

5.2 Atteinte des objectifs du volet 4 de recherche

Ce volet n'a pas atteint son objectif de tester le stockage géologique du CO₂ dans un site par un projet pilote. Un site a toutefois été choisi et caractérisé. L'analyse de risques pré-projet pilote a suggéré qu'il était possible de stocker du CO₂ de façon sécuritaire à Bécancour.

6 Volet 5 - Évaluation des enjeux juridiques, sociaux et économiques de la filière du CSC

La filière du CSC a encore besoin de franchir de nombreux obstacles dont l'un d'eux se situe sur le plan économique. Toutefois, la technologie et ses coûts ne sont pas les seuls facteurs limitatifs au développement de cette filière à travers le monde et, plus particulièrement, au Canada et au Québec. En effet, le droit instaure également des frontières et joue un rôle qu'il ne faudrait pas sous-estimer. L'acceptabilité sociale joue également un rôle important dans la prise de décision d'implanter un projet pilote ou un projet industriel

6.1 Encadrement juridique du stockage géologique du CO₂ au Québec

Au Québec, la réflexion juridique sur le stockage géologique du CO₂ est moins avancée qu'ailleurs dans le monde (e.g. Europe, États-Unis, Alberta). Les textes existants n'ont pas été conçus, notamment la LQE et la LSM, pour s'appliquer à l'injection définitive du CO₂ dans un réservoir géologique. Les textes actuels devront évoluer de manière à s'adapter à cette nouvelle activité. Ainsi, par exemple, savoir si l'exploitant d'un site de stockage géologique du CO₂ sera totalement libéré de toute obligation après la phase de postfermeture, savoir si l'État prendra totalement la responsabilité du site, comme c'est le cas en Europe, ou bien encore savoir comment le stockage géologique du CO₂ finira, éventuellement, par être inclus dans le jeune marché du carbone au Québec est important. Sans ces nécessaires précisions, le cadre législatif et réglementaire québécois crée, actuellement, une certaine insécurité juridique qui risque de limiter le développement de projets de stockage géologique du CO₂ au Québec.

6.2 Acceptabilité sociale du stockage géologique du CO₂ au Québec

6.2.1 Sondages d'opinion

Au vu du contexte actuel concernant l'exploration pour le gaz de shale au Québec, du fait qu'un projet pilote pourrait prendre vie dans la région de Bécancour/Trois-Rivières, touchée par l'exploration pour le gaz de shale, nous avons voulu évaluer l'état de l'acceptabilité sociale du stockage géologique du CO₂ au Québec et son évolution en fonction du débat sur l'exploration du gaz de shale qui avait lieu au même moment dans la province. Deux sondages d'opinion identiques ont été réalisés par Léger Marketing, *via* Internet, en avril 2010 et en juin 2011. Les deux sondages ont été créés par l'équipe de la Chaire et les professionnels de Léger Marketing. Ils étaient inspirés d'autres sondages conduits en Amérique du Nord et en Europe (Curry, 2004; Curry *et al.*, 2007; Curry *et al.*, 2005; Ha-Duong *et al.*, 2009; Sharp *et al.*, 2009). Plusieurs questions étaient ouvertes mais la plupart des questions était à choix multiples avec une option « Je ne sais pas » disponible. Léger Marketing a conduit les sondages en utilisant son panel d'internautes *LégerWeb*, représentatif de la population du Québec. De plus, l'équipe de Léger Marketing a analysé et comparé les résultats des deux sondages en ayant recours à différents tests statistiques.

Les principaux objectifs des sondages étaient d'évaluer :

- 1) l'importance que les Québécois accordent à la problématique des changements climatiques;
- 2) leur niveau de connaissances sur les caractéristiques du CO₂ et sur ses impacts sur l'environnement;
- 3) la connaissance de diverses technologies « vertes », dont la technologie du stockage géologique du CO₂;
- 4) l'opinion des Québécois à l'égard de l'utilisation de cette technologie dans la province et de l'implantation d'un projet pilote dans leur région.

Comme il était présumé que peu de répondants auraient entendu parler du stockage géologique du CO₂, certaines parties des sondages ont été conçues pour les informer sur cette filière technologique. Ainsi, un court texte neutre avec une illustration expliquant le stockage géologique du CO₂ leur était fourni. Également, l'opinion de deux organisations non gouvernementales (ONG) sur le stockage géologique du CO₂ leur était présentée en ordre aléatoire : une favorable de Bellona (Norvège) et une défavorable de Greenpeace (France).

Pour évaluer si l'opinion des répondants envers le stockage géologique du CO₂ était fermement ancrée, ils ont été interrogés deux fois sur leur opinion à propos du stockage géologique du CO₂ et de l'idée d'avoir un projet pilote dans leur région : une fois après le court texte décrivant le stockage géologique du CO₂ et une fois après l'opinion des deux ONG sur le stockage géologique du CO₂. Une des deux ONG avait une opinion favorable, Bellona, et l'autre était contre la technologie, Greenpeace.

En 2010 et en 2011, un suréchantillonnage de la région de Bécancour/Trois-Rivières a été réalisé afin d'évaluer les variations d'opinions dans cette région comparativement au reste de la province, car c'est dans cette région que l'essentiel des études spécifiques de la Chaire a été réalisé pour caractériser un site potentiel pour un projet pilote d'injection de CO₂. C'est également l'épicentre de l'exploration du gaz de shale au Québec.

Aucune valeur prédictive ne peut être accordée à de tels sondages, d'autant plus que l'opinion publique sur la filière du CSC est naissante et donc sujette à évolution rapide. Une lecture attentive des résultats des sondages est nécessaire pour appréhender l'opinion des Québécois dans son intégralité. Néanmoins, les paragraphes subséquents basés sur un article publié dans la revue *Greenhouse Gases: Science and Technology*, soulignent les principaux résultats de ces deux sondages (Moutenet *et al.*, 2012b). La précision statistique des sondages est de 2,7 % avec un intervalle de confiance de 95 %.

6.2.2 Résultats des sondages et analyse

Quelques résultats généraux²

L'environnement était la quatrième préoccupation des répondants en 2011, la sixième en 2010. Les changements climatiques étaient le deuxième plus important problème environnemental en 2011 comme en 2010.

32 % des répondants en 2011, 31 % en 2010, considéraient qu'il fallait prioriser l'environnement plutôt que le développement économique. 46 % des répondants en 2011, 47 % en 2010, croyaient qu'il était urgent d'agir pour limiter les changements climatiques.

En 2011 et en 2010, les répondants connaissaient la majorité des technologies « vertes » proposées comme les voitures hybrides, l'énergie solaire ou l'efficacité énergétique.

Cependant, seulement 13 % en 2011, 14 % en 2010, disaient avoir déjà entendu parler du stockage (stockage dans les tableaux) géologique du CO₂. Ces résultats sont similaires à la moyenne nationale canadienne qui était de 17 % en 2010 (TransAlta, 2011).

Parmi les personnes ayant déjà entendu parler du stockage géologique du CO₂, 32 % en 2011 et 36 % en 2010 l'ont spontanément décrit comme une façon de stocker le CO₂ sous terre en répondant à une question ouverte. Pour 22 % des répondants en 2011, 18 % en 2010, le stockage géologique du CO₂ avait déjà été expérimenté dans le monde. Une large proportion de répondants ne savait pas si cette technologie avait déjà été testée. Pour les répondants affirmant que cette technologie avait déjà été expérimentée dans le monde, les États-Unis, l'Europe, le Canada et la Chine étaient les principales régions du monde citées comme celles où le stockage géologique du CO₂ avait déjà été testé.

Avant de lire l'opinion des deux ONG sur la filière du CSC, la question à choix multiple suivante a été posée aux répondants : « Pour vous, quelles conditions doivent être nécessairement réunies pour qu'un projet pilote de stockage géologique du CO₂ ait lieu dans votre région? ». En 2011 et en 2010, les résultats suggéraient que les répondants verraient un tel projet positivement si, entre autres :

- La protection de l'environnement était assurée;
- Des garanties en terme de sécurité étaient données;
- La population était informée et l'opinion des résidents locaux était prise en compte (à travers des consultations et des concertations publiques);
- Des garanties sur le devenir à long terme du CO₂ injecté étaient fournies.

² Les rapports de Léger Marketing sont disponibles auprès de la Chaire et au BCC.

Il faut noter que seulement 8 % des répondants en 2011, 6 % en 2010, ont choisi la réponse proposée : « Quelles que soient les conditions, je serai contre un tel projet. » Dans la région de Bécancour/Trois-Rivières, ils étaient 7 % en 2011, 3 % en 2010, à avoir choisi cette réponse.

Résultats spécifiques au stockage géologique du CO₂ en 2010

En 2010, les répondants n'étaient généralement pas contre la technologie du stockage géologique du CO₂ ou l'implantation d'un potentiel projet pilote dans leur région. En fait, ils étaient plutôt favorables à un tel projet.

Il semble que l'opinion de Greenpeace ait eu une influence plus importante sur les répondants car ceux-ci étaient moins favorables envers le stockage géologique du CO₂ après la lecture de l'opinion des deux ONG. De plus, ils ont répété des arguments provenant de l'opinion de Greenpeace pour expliquer pourquoi ils étaient contre la mise en place d'un projet pilote dans leur région dans une question ouverte à la fin du sondage. Une hypothèse est que les répondants ont été plus en accord avec Greenpeace car cette ONG est internationalement connue comparativement à Bellona qui est quasiment inconnue dans la province. De plus, cela renforce l'idée que l'opinion des répondants envers le stockage géologique du CO₂ n'était pas fermement ancrée.

Résultats spécifiques au stockage géologique du CO₂ en 2011

En 2011, la situation a changé légèrement alors que le débat sur l'exploration des gaz de shale avait eu lieu dans la province à la fin de l'année 2010. Les répondants étaient moins favorables à l'utilisation de la technologie du stockage géologique du CO₂. Le soutien envers l'utilisation du stockage géologique du CO₂ dans la province et envers un projet pilote dans la région des répondants a chuté d'environ 10 % en 2011 comparativement à 2010, aussi bien avant qu'après la présentation de l'opinion des deux ONG. Il s'agit d'un déclin significatif du soutien envers cette technologie.

En 2011, c'est la proportion des répondants contre l'utilisation du stockage géologique du CO₂ dans la province et contre la mise en place d'un projet pilote dans leur région qui a augmenté le plus significativement. La proportion des répondants favorables à l'utilisation du stockage géologique du CO₂ ou à l'implantation d'un projet pilote dans leur région a chuté le plus dans la région de Bécancour/Trois-Rivières en 2011 par rapport à 2010. Pour mémoire, les répondants de la région de Bécancour/Trois-Rivières étaient plus favorables en 2010 envers le stockage géologique du CO₂ en général et à un projet pilote dans leur région comparativement au reste de la province. Dans ce contexte, les résultats de 2011 pour la région de Bécancour/Trois-Rivières étaient similaires à ceux obtenus dans le reste de la province. Également, la proportion des répondants totalement opposés à la mise en place d'un projet pilote dans leur région a augmenté le plus dans la région de Bécancour/Trois-Rivières en 2011 comparativement à 2010.

Principaux changements dans la région de Bécancour/Trois-Rivières comparativement au reste de la province

Dans la région de Bécancour/Trois-Rivières, le changement le plus intéressant est probablement le fait qu'en 2010, 13 % des répondants contre un projet pilote dans leur région ont dit qu'ils l'étaient car cela n'était pas sécuritaire (résultat similaire au reste de la province). Mais en 2011, 23 % ont dit qu'ils étaient contre un projet pilote dans leur région car cela n'était pas sécuritaire (comparé à 16 % dans le reste de la province). Il s'agit d'une augmentation et d'un changement importants comparativement au reste de la province.

De manière générale, pour l'ensemble de la province, après avoir lu l'opinion des deux ONG, en 2011 et 2010, les répondants défavorables à l'implantation d'un projet pilote dans leur région considéraient le stockage géologique du CO₂ non sécuritaire et non prouvé (réponse à une question ouverte). La méconnaissance du stockage géologique du CO₂, de ses effets à long-terme, de ses conséquences et de ses coûts ont été des raisons additionnelles fournies pour justifier leur opinion défavorable.

Opinion publique sur les gaz de shale

Dans le sondage de 2011, une question concernant l'exploration des gaz de shale a été ajoutée. 94 % des répondants avaient déjà entendu parler des gaz de shale, et seulement 15 % des répondants étaient en faveur de l'exploration des gaz de shale dans la province. De plus, il a pu être établi qu'être en faveur de l'exploration des gaz de shale était une opinion plus répandue parmi les répondants qui étaient favorables à l'utilisation du stockage géologique du CO₂ dans la province. À l'inverse, ceux qui sont contre l'exploration du gaz de shale sont contre le stockage du CO₂. Cette contestation de l'exploration du gaz de shale nuit d'une certaine façon à l'acceptation de l'utilisation du CSC comme technologie pour réduire les gaz à effet de serre dans l'atmosphère. Dans les provinces de l'Ouest canadien, la population comprend les technologies liées à l'exploitation des hydrocarbures et est également plus favorable que les Québécois à l'utilisation du CSC.

6.2.3 Conclusion et acceptabilité d'un projet pilote au Québec

Il n'est pas possible de lier l'augmentation du nombre de répondants défavorables à l'utilisation de la technologie du stockage géologique du CO₂ dans la province ou à l'implantation d'un projet pilote dans leur région et l'augmentation des préoccupations envers la sécurité de cette technologie spécifiquement au débat qui a eu lieu sur l'exploration des gaz de shale. En outre, des influences comme les allégations de fuites sur le projet de stockage géologique du CO₂ de Weyburn-Midale en Saskatchewan ainsi que l'évolution des conditions politiques et économiques générales ont pu avoir un impact sur l'opinion des Québécois (INRS, 2011).

Toutefois, le stockage géologique du CO₂ et l'exploration des gaz de shale partagent les mêmes techniques (p. ex : la sismique réflexion et le forage). De ce fait, ces deux activités d'exploitation

du sous-sol rocheux peuvent être confondues par la population. Par conséquent, le contexte social dans une région où des activités liées à l'exploration des gaz de shale ont lieu peut ne pas être propice à l'acceptabilité sociale d'un projet de stockage géologique du CO₂ par la communauté locale.

Le stockage géologique du CO₂ est encore largement méconnu par le public et les applications effectives du procédé sont encore rares à l'échelle mondiale. L'acceptabilité sociale de ces projets est donc liée à une démonstration claire qu'ils sont efficaces et sans danger pour les populations et leur environnement (Sharma *et al.*, 2007). La confiance et l'adhésion des différents acteurs s'obtiennent par l'information concernant le procédé mais aussi grâce à surveillance approfondie de l'environnement et à la communication transparente des résultats de ces suivis.

6.3 Enjeux économiques

6.3.1 Aperçus des coûts des projets industriels

Les coûts de la filière du CSC sont généralement élevés et diffèrent grandement en fonction de nombreux facteurs. En particulier, les coûts de captage du CO₂ varient suivant le type d'installations industrielles desquelles est capté le CO₂. Ainsi, il est moins coûteux de déployer la filière du CSC dans des secteurs industriels tels que le traitement des gaz, les carburants de synthèse, la production d'éthanol et la production de fertilisants. Au contraire, il est plus coûteux de la déployer dans des secteurs industriels tels que la production d'électricité, la sidérurgie et la production de ciment (GCCSI, 2012). Par exemple, la seule étape du captage du CO₂ sur une unité de production de fertilisants augmente les coûts de production de cette unité de 3 %. À l'opposé, la seule étape du captage du CO₂ sur une cimenterie augmente les coûts de production de celle-ci d'au moins 39 % et d'au plus 52 % (Global CCS Institute (GCCSI) et Worley Parsons, 2011). Ces chiffres sont valables pour les premières unités de production dans chaque secteur industriel équipées d'un système de captage du CO₂. Avec le temps et l'amélioration des techniques, une certaine baisse des coûts liés à l'implantation de la filière CSC est attendue (GCCSI, 2012).

Il est nécessaire de comparer les coûts des projets de CSC avec ceux d'autres technologies à faibles émissions de CO₂ lorsque plusieurs alternatives sont disponibles pour réduire les émissions de GES d'un secteur industriel (GCCSI, 2012). Par exemple, il est possible de produire de l'électricité décarbonée à partir d'une centrale thermique au charbon qui capte et stocke son CO₂. Il est également possible de produire de l'électricité décarbonée en ayant recours à un parc d'éoliennes. Dès lors, il est envisageable de comparer les coûts des options technologiques à faibles émissions de CO₂. À titre d'illustration, en termes de production d'électricité, le coût de la tonne de CO₂ évitée varie, tel qu'indiqué dans le Tableau 6, entre différentes technologies (GCCSI, 2012).

Tableau 6 – Coût de la tonne de CO₂ évitée pour plusieurs technologies de production d’électricité.

Technologie de production d’électricité	Coût de la tonne de CO₂ évité en dollars américains
Géothermie	Entre -38 et 0
Hydroélectricité	Entre -27 et 0
Éolien terrestre	Entre -8 et 16
Nucléaire	Entre -7 et 25
Biomasse	Entre 9 et 49
Charbon avec filière CSC	Entre 23 et 92
Gaz naturel avec filière CSC	Entre 67 et 106
Éolien maritime	Entre 90 et 176
Solaire thermique	Entre 139 et 203
Solaire photovoltaïque	Entre 182 et 239

Dans ce contexte, la filière du CSC est économiquement compétitive avec les autres alternatives existantes pour réduire les émissions de GES du secteur de la production d’électricité. Par ailleurs, pour certains secteurs industriels, il n’existe pas d’autre alternative que le recours à la filière du CSC pour réduire significativement leurs émissions de CO₂ (IEA, 2013). Dès lors, en ce qui concerne certains secteurs industriels, le coût de la tonne de CO₂ évitée en ayant recours à la filière du CSC est le suivant :

- Entre 10 et 20 dollars américains pour les unités de production de fertilisants ;
- Entre 54 et 80 dollars américains pour les cimenteries ;
- Plus de 54 dollars américains pour les usines sidérurgiques (GCCSI, 2012).

Il faut également noter que c’est l’étape du captage qui représente la majorité des coûts de la filière CSC. Suivant les secteurs industriels concernés et les technologies utilisées, la part du coût du captage varie de manière importante. Néanmoins, il est possible de dire que cette étape correspond, généralement, à au moins 75 % des coûts totaux de la filière du CSC (ZEP, 2011).

Afin de fournir un ordre de grandeur, le coût de plusieurs projets industriels de captage, transport et stockage géologique du CO₂ est fourni dans le Tableau 7 ci-dessous (INRSCO2-2012-V5.3). Toutefois, ces coûts doivent être pris avec une certaine prudence car le détail précis des coûts des projets industriels n’est pas public. De ce fait, dans certains cas, les coûts présentés incluent la construction d’une nouvelle installation ou unité industrielle ou bien encore la rénovation d’une installation ou unité industrielle existante en plus des coûts spécifiques à la mise en œuvre de la filière du CSC.

Tableau 7 – Coût de quelques projets industriels de captage, transport et stockage géologique du CO₂.

Nom du projet	Coût du projet
Air Products Steam Methane Reformer EOR Project	430 millions de dollars américains
FutureGen 2,0 Oxy-Combustion Large Scale Test	1 milliard de dollars américains
Boundary Dam Integrated Carbon Capture and Sequestration Demonstration Project	1,2 milliard de dollars canadiens
Quest	Plus de 1 milliard de dollars canadiens
Gorgon Carbon Dioxide Injection Project	2 milliards de dollars australiens pour la partie CSC de ce projet gazier d'envergure de 43 milliards de dollars australiens

6.3.2 Coûts d'un projet pilote au Québec

En 2011, la Chaire a fait réaliser une analyse des coûts d'un projet pilote de stockage géologique du CO₂ dans les Basses-Terres du Saint-Laurent par SNC-Lavalin. Les coûts comprennent ceux reliés à l'injection du CO₂ et au monitoring de l'injection et de la période post-injection. Ce projet pilote consisterait à injecter 50 tonnes de CO₂ par jour en continu pendant un an, soit 18 250 tonnes de CO₂ au total, dans un réservoir géologique en profondeur. Ce projet serait localisé au sein de la municipalité de Bécancour, qui possède un parc industriel où se trouvent plusieurs grands émetteurs.

Deux options ont été envisagées lors de l'analyse pour l'injection (Figure 31) :

- Un site d'injection au nord de la faille de Yamaska à une profondeur de 1 000 mètres;
- Un site d'injection au sud de la faille de Yamaska à une profondeur de 2 000 mètres.

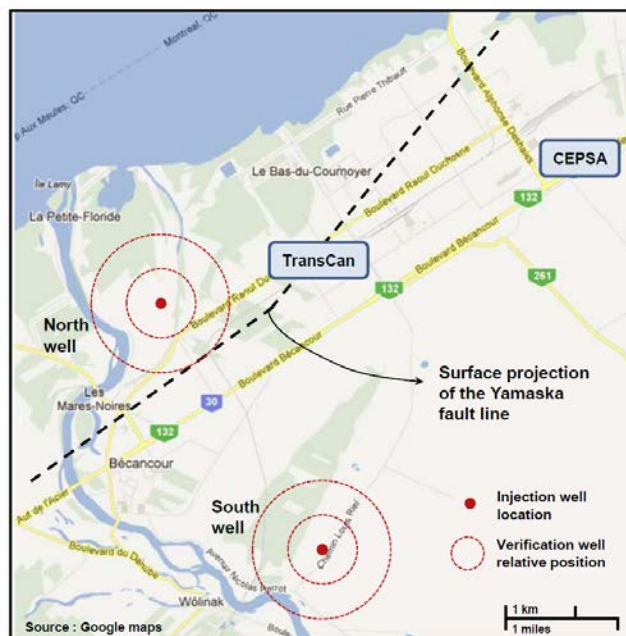


Figure 31 – Localisation des deux sites d’injection potentiels (points rouges) et des deux grands émetteurs du parc industriel de Bécancour (rectangles bleus).

Les coûts étant plus élevés pour l’injection à 2 000 mètres de profondeur, seuls ceux-ci sont présentés dans les paragraphes subséquents. De plus, l’analyse des coûts du projet pilote ne s’intéressait qu’à l’injection de CO₂ et non à son captage ou son transport. En effet, le CO₂ serait acheté auprès d’un tiers comme Air Liquide ou Praxair. Ainsi, tout comme le projet pilote de Ketzin en Allemagne, du CO₂ de qualité alimentaire (pureté supérieure à 99 %) serait acheminé par camion sur le site du projet pilote où il serait entreposé temporairement dans deux citernes extérieures, d’une capacité de 50 tonnes chacune. Ces dernières seraient installées sur une dalle de ciment. Afin d’assurer une opération en continu, les deux citernes seraient utilisées en alternance. Une pompe serait reliée aux citernes et servirait à mettre sous pression le CO₂ en vue de son injection dans le réservoir souterrain.

Un puits d’injection et deux puits d’échantillonnage pour la surveillance ont été prévus dans l’étude. Une surveillance géophysique et géochimique (monitoring) aurait lieu avant, pendant et après l’injection. Cette surveillance serait réalisée avec les instruments et méthodologies appropriés pour la collecte de données. Le suivi géophysique inclurait les diagraphies à la fin du forage, des levés VSP (*vertical seismic profiling*) avant injection, la surveillance microsismique continue avec des capteurs tri-axiaux (géophones) en puits et en surface, et des levés sismiques 3D et 2D (avant et après injection). Les diagraphies incluraient des mesures par rayon gamma, neutron, résonance magnétique nucléaire, induction électrique, et ondes acoustiques (ondes P et S). Le suivi géochimique par traçage dans les puits d’échantillonnage se ferait sur une période de 24 mois à tous les deux mois d’intervalle.

Le Tableau 8 énumère les coûts associés à l'implantation du projet pilote incluant les travaux de forage et de construction des puits, l'opération du puits d'injection pendant un an, ainsi que les travaux associés à la surveillance géophysique et géochimique. Les estimations présentées sont de type budget préliminaire avec un niveau de précision se situant typiquement entre -15 % et 30 %. L'estimation est basée sur un scénario plutôt optimiste ne contenant pas ou peu d'omission pouvant affecter les coûts significativement. Toutefois, en prenant compte des impondérables qui peuvent être relativement importants dans le domaine du forage, le niveau de précision du budget préliminaire devrait plutôt se situer entre -15 % et 50 %.

Tableau 8 – Aperçu des coûts d'un projet pilote à Bécancour dans le cas de l'injection au Sud de la faille de Yamaska à une profondeur de 2000 mètres.

Éléments	Coûts en dollars canadiens
Mise en œuvre du projet (inclus les coûts associés au forage et à la construction des puits d'injection et d'échantillonnage à 2000 mètres de profondeur)	13 670 000 \$
Coûts d'exploitation du projet (injection pendant un an, non inclus les coûts d'entretien, de réparation ou indirects comme par exemple les assurances)	4 400 000 \$
Surveillance géophysique (non inclus les coûts associés à l'obtention d'un permis et les autorisations de levé)	8 700 000 \$
Surveillance géochimique	950 000 \$
Abandon des puits	450 000 \$
	28 200 000 \$
COÛT TOTAL	(En tenant compte du niveau de précision, entre 23 000 000 et 41 000 000 \$; à cela s'ajoute 4 000 000 \$ par trou sec)

Un tel projet pilote serait économiquement comparable avec d'autres projets pilotes existant dans le monde. Ainsi, par exemple, le projet pilote d'Otway en Australie a coûté 40 millions de dollars australiens³. Le projet d'*Arche Daniels Midland*, aux États-Unis, a coûté 30 millions de dollars américains⁴. Toutefois, un tel projet permettrait :

- D'expérimenter la technologie dans les conditions géologiques rencontrées au Québec, en particulier dans des aquifères salins profonds;

³ Communication personnelle de Fred Cook.

⁴ Communication personnelle de Robert Finley.

- De tester des méthodes de surveillance géochimique et géophysique;
- De développer une expertise québécoise dans le domaine du CSC;
- D'offrir des opportunités de recherche pour des étudiants en maîtrise et au doctorat à l'INRS et dans les universités du Québec au travers de partenariats.

6.3.3 Le déploiement industriel du CSC autour de Bécancour

Fin 2011, la Chaire a mandaté SNC Lavalin pour faire une revue détaillée des possibilités de déploiement du CSC sur les installations industrielles fortement émettrices de GES autour de Bécancour, compte tenu des limitations techniques et de la viabilité économique d'un tel déploiement. Les paragraphes ci-dessous résument les principales conclusions de cette étude.

Les sources de CO₂ à Bécancour

En 2011, le Parc industriel et portuaire de Bécancour comportait 15 installations industrielles. Parmi celles-ci, en 2009, seulement quatre émettaient plus de 50 000 tonnes de CO₂ équivalent par année. Ensemble, ces quatre grands émetteurs ont émis 1 013 000 tonnes de CO₂ équivalent cette même année, soit environ 1,3% des émissions totales de GES de la province ou bien encore 4,1% des émissions de GES du secteur industriel québécois. Plus de 97,5% de ces émissions de CO₂ équivalent étaient des émissions réelles de CO₂.

Les quatre grands émetteurs précités à Bécancour étaient :

- L'Aluminerie de Bécancour qui a émis 740 000 tonnes de CO₂ équivalent en 2009,
- L'usine de production d'alkylbenzène linéaire CEPSA Chimie Bécancour qui a émis 63 000 tonnes de CO₂ équivalent en 2009,
- La fonderie Silicium Bécancour qui a émis 96 000 tonnes de CO₂ équivalent en 2009,
- La centrale électrique TransCanada Québec qui a émis 114 000 tonnes de CO₂ équivalent en 2009.

Les émissions de CO₂ équivalent de la centrale électrique TransCanada Québec varient énormément d'une année à l'autre en fonction de la production d'électricité que la centrale fournit à Hydro-Québec. Ainsi, par exemple, si en 2009, la centrale n'a émis que 114 000 tonnes de CO₂ équivalent, elle en a émis près de 1 700 000 tonnes en 2007.

Parmi les quatre grands émetteurs précités, SNC Lavalin a considéré qu'il n'était pas pertinent de poursuivre la réflexion sur le captage du CO₂ à partir de l'Aluminerie de Bécancour et de la fonderie Silicium Bécancour car leurs flux d'effluents gazeux contiennent des concentrations de CO₂ qui sont très faibles. Dès lors, du fait de cette dilution importante du CO₂, des équipements

très imposants et très onéreux seraient requis pour pouvoir capter le CO₂ émis par ces deux installations industrielles, rendant le principe non économiquement viable.

Le coût de deux usines de captage

Dans ce contexte, seules deux installations industrielles situées dans le Parc industriel et portuaire de Bécancour ont été retenues comme étant des candidates particulièrement susceptibles de pouvoir accueillir, d'un point de vue technique et économique, une unité de captage de CO₂. Il s'agit de l'usine de production d'alkylbenzène linéaire CEPSC Chimie Bécancour et de la centrale électrique TransCanada Québec. Ces deux installations industrielles émettent de grandes quantités de CO₂ de par leur consommation de gaz naturel.

L'analyse a été faite en se basant sur les conditions d'opération :

- de l'année 2009 pour l'usine de production d'alkylbenzène linéaire CEPSC Chimie Bécancour,
- de l'année 2007 pour la centrale de TransCanada Québec car cette dernière opère en capacité réduite depuis 2008. L'étude a analysé le potentiel de déploiement sur cette installation car elle pourrait de nouveau être utilisée à sa pleine capacité dans le futur suite à la fermeture de la centrale nucléaire de Gentilly.

Le design conceptuel ainsi que les coûts d'investissement ont été estimés pour une unité de captage de CO₂ sur ces deux installations. Il a été considéré qu'en plus de l'utilisation sous licence d'une technologie de captage par amines, une telle unité comporterait de nombreux équipements (par ex. un compresseur et du matériel de déshydratation).

Les coûts totaux d'investissement pour la construction d'une unité de captage pour l'usine de production d'alkylbenzène linéaire CEPSC Chimie Bécancour et pour la centrale de TransCanada Québec, avec un taux de captage du CO₂ de 90 %, ont été estimés à 75 millions de dollars canadiens et 332 millions de dollars canadiens respectivement, avec une marge d'erreur de plus ou moins 50 %.

Les autres sources de CO₂ dans un rayon de 150 km de Bécancour

Éventuellement, d'autres installations industrielles, situées dans un rayon de 150 km autour de Bécancour, pourraient participer au déploiement du CSC dans la région de Bécancour si leurs émissions y étaient acheminées (Tableau 9 et Figure 32). D'ailleurs, cela pourrait avoir lieu en ayant recours à un pipeline mutualisé pour réduire le coût du transport.

En la matière, les plus intéressantes sont :

- le complexe métallurgique QIT Fer et Titane à Sorel-Tracy qui émet de grandes quantités, relativement bien concentrées, de CO₂,

- l'aciérie d'Arcelor Mittal à Contrecoeur sur laquelle il serait facilement possible de capter un flux pur de CO₂, et
- la raffinerie de Suncor Energy à Montréal-Est qui émet de grandes quantités de CO₂ dont un flux très concentré en CO₂ (Tableau 10).

En effet, la distance n'est pas le seul aspect à prendre en compte. Certaines installations sont, par exemple, situées de l'autre côté du fleuve comme l'aluminerie de Deschambault d'Alcoa. Une telle situation complexifie le réseau de transport nécessaire pour acheminer leurs émissions de CO₂ à Bécancour. D'autres installations font partie de secteurs industriels pour lesquels le captage du CO₂ n'est pas encore une technologie mature. C'est le cas de la cimenterie de Saint-Basile de Ciment Québec. Également, certaines installations industrielles ont des flux d'effluents gazeux qui contiennent des particules, des SOx et des NOx qui peuvent engendrer des contraintes importantes pour une unité de captage du CO₂. La cimenterie de Joliette d'Holcim entre dans cette catégorie. Enfin, certaines installations industrielles peuvent avoir de nombreux points d'émission de CO₂, comme par exemple à la raffinerie de Lévis d'Ultramar, ce qui complique les procédés de captage du CO₂ (Tableau 10).

Tableau 9 – Émissions annuelles de GES des installations industrielles situées dans un rayon de 150 km autour de Bécancour (SNC-Lavalin, 2011).

Facility name (distance from Bécancour)	Industry type	GHG emissions in 2009		
		Reported (kt CO ₂ e)	Percentage of emissions in	
			Industry ^a	Quebec ^b
Facilities in the SPIPB industrial park				
Aluminerie de Bécancour Inc.	Aluminum smelting	740	3.0%	0.91%
CEPSA Chimie Bécancour	Linear alkylbenzene manufacturing	63	0.3%	0.08%
Silicium Bécancour Inc.	Metal silicium smelting	96	0.4%	0.12%
TransCanada Québec Inc.	Cogeneration unit	114	0.5%	0.14%
Facilities within 150 km from Bécancour with GHG emissions larger than 250 kt CO ₂ e/a				
Alcoa – Aluminerie de Deschambault (< 100 km)	Aluminum smelting	452	1.8%	0.55%
Ciment Québec – Cimenterie de Saint-Basile (< 150 km)	Cement manufacturing	570	2.3%	0.70%
Ultramar – Raffinerie Jean-Gaulin, Lévis (< 150 km)	Petroleum refining	1,398	5.7%	1.71%
Rio Tinto Alcan – Usine de Shawinigan (< 50 km) ^c	Aluminum smelting	301	1.2%	0.37%
Shell Canada – Raffinerie de Montréal-Est (< 150 km) ^c	Petroleum refining	1,225	5.0%	1.50%
Suncor Energy – Raffinerie de Montréal (< 150 km)	Petroleum refining	1,268	5.1%	1.55%
ArcelorMittal – Aciérie de Contrecoeur (< 150 km) ^d	Steelmaking	283	1.1%	0.35%
Holcim (Canada) – Usine de Joliette (< 100 km)	Cement manufacturing	704	2.9%	0.86%
Lafarge Canada – Usine de St-Constant (< 150 km)	Cement manufacturing	616	2.5%	0.75%
QIT Fer et titane – Complexe métallurgique de Sorel-Tracy (< 100 km)	Ilmenite smelting ^e	992	4.0%	1.21%
Thermal power plant				
Hydro-Québec – Centrale de Tracy (<100 km)	Oil power plant ^f	200	0.8%	0.24%

^a Total industrial GHG emissions in the province of Quebec approached 24,500 kt CO₂e in 2009.

^b Total GHG emissions in the province of Quebec were 81,700 kt CO₂e in 2009.

^c These plants are expected to be shutdown or significantly modified in the near future.

^d The direct reduced iron (DRI) process is used at this facility where syngas (CO + H₂) produced from natural gas reacts with the iron ore to yield sponge iron and CO₂ as a by-product.

^e Ilmenite is an iron / titanium mineral which upon smelting with coal or other carbonaceous reducing materials will generate pig iron, titanium dioxide slag, and CO₂ as a by-product.

^f Operates as a peaking unit.

Tableau 10 – Forces et faiblesses générales des principales sources de CO₂ intéressantes pour le CSC à l'extérieur de Bécancour (SNC-Lavalin, 2011).

Facility name (GHG emissions in 2009)	Source strengths	Source weaknesses
Alcoa – Aluminerie de Deschambault (452,000 t CO ₂ e)	Close to Bécancour (under 100 km).	Across the river; Same CO ₂ source issues as ABI.
Ciment Québec – Cimenterie de Saint-Basile (570,000 t CO ₂ e)	Relatively large CO ₂ source; Single CO ₂ source from kiln.	Across the river; Particulate, SO _x , and NO _x issues are significant; CO ₂ capture unproven in cement operations.
Ultramar – Raffinerie Jean-Gaulin, Lévis (1,398,000 t CO ₂ e)	Large CO ₂ source; On the same side of the river.	Does not have a steam methane reformer, therefore does not have a single higher-purity CO ₂ source; Greater distance from Bécancour; Many separate CO ₂ sources within the refinery.
Suncor Energy – Raffinerie de Montréal (1,268,000 t CO ₂ e)	Large CO ₂ source; Includes a steam methane reformer – yields a stream of high CO ₂ concentration from a Benfield unit.	Relatively far from Bécancour; Across the river.
ArcelorMittal – Aciérie de Contrecoeur (283,000 t CO ₂ e)	Steelmaking DRI process is potentially suited for CCS. May be able to easily isolate a stream of pure CO ₂ ; Close to Bécancour and same side of the river.	Relatively small CO ₂ source.
Holcim (Canada) – Usine de Joliette (704,000 t CO ₂ e)	Relatively large CO ₂ source; Relatively close to Bécancour; Single CO ₂ source from kiln.	Across the river; Particulate, SO _x , and NO _x issues are significant; CO ₂ capture unproven in cement operations.
Lafarge Canada – Usine de St-Constant (616,000 t CO ₂ e)	Relatively large CO ₂ source; On the same side of the river; Single CO ₂ source from kiln.	Particulate, SO _x , and NO _x issues are significant; CO ₂ capture unproven in cement operations; Greater distance from Bécancour.
QIT Fer et Titane – Complexe métallurgique de Sorel-Tracy (992,000 t CO ₂ e)	Large CO ₂ source and relatively high CO ₂ source stream concentration; Close to Bécancour; Same side of the river.	Unknown source stream contaminants.

6.3.4 Un incitatif économique nécessaire ou une obligation à mettre en place la filière du CSC

Les coûts de la filière CSC, même s'ils sont compétitifs avec d'autres alternatives de décarbonisation de notre société, restent élevés. Pour que l'exploitant d'un grand émetteur décide d'avoir recours à cette filière pour réduire l'impact environnemental de son installation, un incitatif ou une contrainte est nécessaire. En effet, « toute technologie de captage et de stockage de CO₂, aussi bon marché soit-elle, sera toujours plus onéreuse que l'émission gratuite de CO₂ dans l'atmosphère » (ADEME *et al.*, 2007). Cet incitatif ou cette contrainte peut prendre plusieurs formes, dont :

- Un revenu tiré de la vente du CO₂ à un tiers l'utilisant pour, par exemple, faire de la RAP ou pour rendre pétillant les boissons gazeuses qu'il commercialise;
- Un coût au CO₂ émis via l'instauration d'une taxe par tonne de CO₂ émis ou d'un système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES (marché du carbone);
- Une obligation, légale ou réglementaire, de capter et de stocker géologiquement les émissions de CO₂.

Tout d'abord, en ce qui concerne un revenu tiré de la vente du CO₂ à un tiers, il faut savoir que la tonne de CO₂ utilisée pour faire de la RAP s'échangeait à environ 40 dollars américains en 2011 (IEA et UNIDO, 2011). Aux États-Unis, la RAP utilisant du CO₂ représentait, en 2012, 5 % de la production pétrolière américaine (McConnell, 2012). En outre, la RAP permet de rendre certains projets de CSC économiquement viables en apportant une source de revenus à leurs exploitants *via* la vente des flux de CO₂ captés à des entreprises d'extraction pétrolière.

Ensuite, en ce qui a trait à une taxe sur les émissions de CO₂, la Norvège fournit un exemple intéressant. En effet, le projet de stockage géologique du CO₂ de Sleipner en Mer du Nord au large de la Norvège n'a pris vie que du fait de l'instauration d'une telle taxe en 1991. Il est donc économiquement bénéfique pour la compagnie Statoil de récupérer le CO₂ produit et de le stocker géologiquement plutôt que de l'émettre dans l'atmosphère et de payer la taxe en vigueur sur les émissions de CO₂ (IEA, 2013). Dans cet exemple précis, le montant de la taxe est supérieur au coût de la filière du CSC.

Également, en ce qui concerne un marché du carbone, le Québec a choisi de créer un incitatif pour les entreprises à réduire leurs émissions de GES en donnant un coût au CO₂ en mettant en place le système québécois de plafonnement et d'échange de droits d'émission qui est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2013.

Enfin, en ce qui a trait à une obligation de capter et de stocker géologiquement les émissions de CO₂, au Royaume-Uni, un projet de loi en discussion vise à obliger, indirectement, les centrales thermiques de production d'électricité à capter et à stocker géologiquement leurs émissions de CO₂. En effet, ce projet de loi prévoit un niveau d'émission de CO₂ par mégawattheure produit

de 450 kilogrammes pour les centrales thermiques de production d'électricité. Si ce seuil peut être atteint par les centrales au gaz récentes, il en est autrement pour les centrales au charbon (Hanly, 2012). Si ce projet de loi est adopté, indirectement, il obligera, du moins en partie, les nouvelles centrales thermiques au charbon de production d'électricité à capter et à stocker leurs émissions de CO₂ pour être capables d'atteindre ce niveau d'émissions et être autorisées à opérer (IEA, 2013; United Kingdom Parliament, 2013).

6.4 Atteinte des objectifs du volet 5 de recherche

Le focus de la Chaire portait sur la partie stockage de la filière du CSC. Néanmoins, nous avons voulu explorer ou analyser certains enjeux socio-économiques en lien avec cette filière technologique. Les activités de ce volet de recherche n'ont pas été définies initialement en 2008, mais ont été proposées dans les programmes annuels qui ont été soumis au début de chaque année au comité de suivi de la Chaire. Compte-tenu des activités que nous avons choisies de réaliser, nous croyons que le volet 5 de recherche a atteint ses objectifs et que les progrès ont été satisfaisants. Le Tableau 11 présente l'ensemble des études réalisées à l'externe, incluant celles du volet 5 de recherche.

Tableau 11 – Études réalisées par des entités externes à l'INRS

Nom du fournisseur	Titre	Coût
Effigis	Analyse thématique et structurale de données satellites haute résolution, région de Bécancour	26 534\$
IPAC-CO2 et Alborz Engineering Consultant	Geological Risk Analysis for CO ₂ Injection – Research Project in Bécancour, Québec	92 508\$
MIR-Téledétection	Analyse structurale de données satellites, topographiques et géophysiques, Basses-Terres du Saint-Laurent	26 456\$
Léger Marketing	Sondages en ligne auprès des Québécois sur une nouvelle technologie de réduction des émissions de GES (2010 et 2011)	21 750\$
	Stratégie de communication et de relations publiques dans le cadre de l'implantation d'un projet pilote de séquestration de CO ₂	21 276\$
SNC-Lavalin	Séquestration géologique du CO ₂ – Volet 1 : Analyse des coûts d'un projet pilote d'injection de CO ₂ dans les Basses-Terres du Saint-Laurent	Total des 2 volets: 53 190\$
	Geological sequestration of CO ₂ - Part 2 : Cost analysis of an industrial CCS complex in Bécancour, Québec	

7 Formation et diffusion des résultats de la recherche

7.1 Formation de personnel hautement qualifié

La recherche sur le stockage géologique du CO₂ est une recherche multidisciplinaire qui nécessite des connaissances en géologie, chimie, physique, biologie, mathématiques et en sciences sociales, pour ne nommer que ces disciplines. Notre équipe a été composée en grande partie de spécialistes du domaine des sciences de la Terre qui regroupe des chercheurs dans les diverses disciplines mentionnées plus haut. Les professeurs de l'INRS impliqués dans les travaux de la Chaire étaient des spécialistes en géologie (sédimentologie et stratigraphie, géologie structurale), hydrogéologie, géochimie et géophysique. Des chercheurs de la Commission géologique du Canada à Québec oeuvrant dans les mêmes disciplines ont participé aux travaux de la Chaire qui s'est également associée avec des laboratoires et des universités à l'extérieur : l'IFP-Énergies nouvelles à Paris, le *Lawrence Berkeley National Laboratory* à San Francisco, l'Université d'Alberta à Edmonton, et l'Université Laval à Québec. Les étudiants que nous avons formés ont eu la chance d'être encadrés par des chercheurs chevronnés provenant de ces diverses institutions. La liste des personnes impliquées dans les travaux de la Chaire (techniciens, étudiants, chercheurs, professeurs et collaborateurs externes) avec leur provenance et leur contribution est fournie dans le Rapport final du 30 août 2013 (Malo, 2013; point 2 - Équipe de recherche).

Nous avons formé des étudiants dans des disciplines nécessaires à l'étude du stockage géologique du CO₂ (Tableau 12). On compte sept stagiaires postdoctoraux, quatre étudiants au doctorat, quatre étudiants en maîtrise et sept stagiaires d'été. À ces étudiants, il faut ajouter les agents et associés de recherche (10), de même que les techniciens de terrain et de laboratoire (10) qui ont participé aux travaux. La liste de ces personnes et le nombre de mois qu'ils ont participé aux travaux se trouvent dans le Rapport final du 30 août 2013 (Malo, 2013; point 3 - Formation).

Tableau 12 – Liste des étudiants et stagiaires

Nom	Début	Fin	Titre	Emploi actuel	Employeur
<i>Maîtrise</i>					
Cyr, Guillaume *	09/2010	En cours	Analyse des données de sismique réflexion pour caractériser les aquifères salins profonds dans le cadre de la séquestration géologique du CO ₂ , région de Bécancour.		
Gosselin-Cliche, Benjamin	09/2010	12/2012	Modélisation par la méthode des coefficients optimaux de l'onde viscoélastique 2D et 3D dans le domaine fréquentiel.	Enseignant en physique	Cégep François-Xavier-Garneau
Grenier, Jean-François	06/2010	12/2013	Caractérisation pétrographique et pétrophysique du Groupe de Potsdam dans le forage A203, Basses-Terres du Saint-Laurent.	Géologue	CIMA+, Québec
St-Pierre, Benjamin *	09/2010	10/2013	Apport de la sismique-réflexion à l'analyse structurale de l'écaille de Saint-Simon	Géologue - Responsable des autorisations environnementales	MRN (Direction des titres miniers et des systèmes), Québec
*et stagiaire -été 2010					
<i>Doctorat</i>					
Dubreuil-Boisclair, Camille	09/2010	04/2013	Modélisation stochastique du réservoir d'hydrates de gaz de Mallik (développement de méthodes géostatistiques applicables aux réservoirs de Bécancour et Saint-Flavien)	Modélisatrice de réservoir sénior	Statoil, Norvège
Girou, Olivier	01/2012	En cours	Séquestration géologique du CO ₂ dans les Basses-Terres du Saint-Laurent: Impacts hydrogéologiques à l'échelle du bassin sédimentaire.		
Nzumotcha Tchoumkam, Linda Armelle	02/2011	En cours	Imagerie des aquifères salins profonds par méthodes électromagnétiques dans le but de contribuer à l'estimation du potentiel de stockage de CO ₂ à une échelle régionale		
Perozzi, Lorenzo	09/2010	En cours	Caractérisation sismique et pétrophysique d'un bassin aquifère pour la séquestration du CO ₂		

<i>Post doctorat</i>					
Aznar, Jean-Christophe	04/2012	10/2012	Caractérisation géochimique environnementale au site de Bécancour	Associé de recherche	INRS-ETE
Claprood, Maxime	10/2009	09/2011	Construction du modèle géologique 3D de Bécancour	Ingénieur	Matrix Solutions, Calgary
Diedro, Frank	11/2009	01/2012	Étude de la réactivité minérale des réservoirs géologiques de stockage du CO ₂ dans les Basses-Terres du Saint-Laurent, Québec	Associé de recherche	U. of Calgary –Department of Chemical and Petroleum Engineering
Lange, Sébastien	01/2011	06/2011	Analyse du background initial des concentrations de CO ₂ sur le site de Bécancour	Professionnel de recherche en physique des sols	U. Laval - Faculté des sciences de l'agriculture et de l'alimentation
Pronost, Julie	04/2009	04/2010	Analyse de la séquestration minéralogique du CO ₂ dans les halles minières à Thetford Mines	Retour en France	
Raymond, Jasmin	01/2012	06/2012	Analyse de l'utilisation du CO ₂ pour la géothermie et impact sur le stockage du CO ₂	Boursier Banting du CRSNG, chercheur post-doctoral	INRS-ETE
Tran Ngoc, Tien Dung	06/2010	12/2011	Simulation numérique du stockage géologique au site de Bécancour	Associé de recherche	INRS-ETE
<i>Stagiaire d'été</i>					
Brunet-Ladrie, Marie-Claude	05/2009	09/2009	Analyse des données pétrophysiques des puits	Géologue	Mines Osisko, Malartic
Horswill, Micha	05/2013	09/2013	Analyse des données de température en puits	Étudiante 2 ^e année, géologie – U. Laval	
Paucar, Hilda	08/2011	12/2011	Caractérisation des sols à Bécancour	Ingénieur-agronome	Travailleur autonome, Québec
Royer, Jonathan	05/2011	09/2011	Travaux de terrain en géophysique – méthodes magnéto-telluriques	Étudiant 4 ^e année, génie géologique – École Polytechnique	
Arushi Saxena	05/2013	09/2013	Traitement de données MT pour l'imagerie des aquifères à Bécancour	Étudiante – Indian Institute of Technology - Roorkee	

7.2 Diffusion des résultats de la recherche

Les résultats de notre recherche ont été diffusés régulièrement pendant les cinq années d'activités de la Chaire, d'abord par des rapports techniques soumis au MDDEFP à chaque année; puis par des présentations à divers forums québécois, canadiens, américains et internationaux; et des articles scientifiques dans des revues avec comité de lecture. Une liste de toutes ces publications et exposés est présentée dans le Rapport final du 30 août 2013 (Malo, 2013; point 4 - Diffusion des résultats). On retrouve également les publications par année d'activités sur le site internet de la Chaire qui a été un outil de diffusion pour nos rapports techniques (http://chaireco2.ete.inrs.ca/fr/publications_fr).

De plus, à chaque année en avril, un colloque a été tenu pour présenter l'avancement des travaux de la Chaire. Un thème a été retenu pour chacun des colloques et des invités de marque sont venus donner des conférences. Les quatre premiers colloques se sont tenus dans les locaux de l'INRS, tandis que le cinquième colloque a eu lieu en mai 2013 dans le cadre du congrès annuel de l'ACFAS qui se tenait à l'Université Laval à Québec. Chaque colloque a réuni autour de 80 personnes provenant du Québec, mais aussi des autres provinces canadiennes et des états de la Nouvelle-Angleterre aux États-Unis.

8 Bilan

Les objectifs principaux du programme de recherche de la Chaire étaient d'évaluer la capacité de séquestration géologique du CO₂ au Québec, de tester quelques sites pour leur potentiel de rétention du CO₂ après injection et de former une expertise au Québec dans le domaine de la technologie du CSC.

Nous croyons que le premier objectif a été atteint. Ce n'est pas l'ensemble du Québec qui est propice au stockage géologique du CO₂, mais bien la partie sud de la province dont le substrat rocheux est occupé par les roches sédimentaires des provinces géologiques de la plate-forme du Saint-Laurent et des Appalaches. Dans cette région au sud du fleuve Saint-Laurent, le bassin sédimentaire des Basses-Terres du Saint-Laurent se qualifie comme une région favorable et nous disposons d'assez de données géoscientifiques provenant des travaux de l'exploration pétrolière et gazière pour en évaluer la capacité de stockage. L'analyse des capacités de stockage géologique du CO₂ a été faite selon la procédure établie par le *Technical Committee of the National Atlas of CO₂ Storage Capacity in Canada*. L'analyse des capacités de stockage géologique du CO₂ au Québec a été intégrée dans la première édition du *North American Carbon Storage Atlas* qui a été publiée en avril 2012. En effet, la capacité de stockage varie de 0,81 à 8,58 gigatonnes en fonction des facteurs d'efficacité P₁₀ et P₉₀, ou encore de 3,18 gigatonnes pour une capacité médiane à P₅₀ (voir le Tableau 4). En comptant que les grands émetteurs produisent 20 millions de tonnes de CO₂ au Québec, le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent pourrait théoriquement stocker les émissions de CO₂ de la province pour une période allant de 40 à 430 ans, ce qui correspond aux capacités de stockage calculées pour les facteurs d'efficacité P₁₀ et P₉₀.

Le projet-pilote n'a pas été réalisé pour plusieurs raisons, dont le manque de temps pour réaliser le projet dans les cinq années d'activités de la Chaire et pour informer la population adéquatement, et le manque de financement. Plusieurs étapes nécessaires avant la réalisation d'un projet pilote ont toutefois été franchies : le choix d'un site pour réaliser sa caractérisation géologique et géophysique, la modélisation et la simulation numérique du stockage, la caractérisation environnementale avant l'injection, et l'analyse de risques. Toutes ces étapes n'ont été réalisées qu'à un seul site, celui de Bécancour. C'est le seul site qui pouvait être caractérisé avec les données géoscientifiques déjà existantes, des données publiques et des données confidentielles fournies par la compagnie Junex. L'analyse de risques indique que l'injection de CO₂ pourrait se faire de façon sécuritaire à Bécancour, mais qu'il faudrait auparavant mieux caractériser les risques de fuites à travers la roche couverture au-dessus des réservoirs potentiels et le long des failles. La modélisation de l'injection suggère que l'on pourrait injecter 10 Mt de CO₂ par puits sur 20 à 65 ans. Il faudrait éventuellement plus d'un puits d'injection en action pour y stocker annuellement le CO₂ émis dans la grande région de Bécancour.

Au cours des cinq années d'activités de la Chaire, nous avons formé du personnel dans les diverses disciplines qui sont nécessaires pour analyser le potentiel de stockage géologique du CO₂ dans le but d'implanter un projet pilote. Des projets ont été réalisés en géologie structurale et géomécanique, en sédimentologie et stratigraphie, en géochimie, en géophysique, en hydrogéologie, en modélisation numérique, et même en sciences sociales. Tous les projets ont gravité autour d'un projet concret sur le stockage géologique du CO₂ et ont impliqué des étudiants de tous les niveaux universitaires (baccalauréat, maîtrise, doctorat, postdoctorat), des agents et des assistants de recherche, et des techniciens. La plupart des étudiants se sont trouvés des emplois après leur passage à l'INRS au sein de la Chaire. Les agents et assistants de recherche qui ont quitté l'INRS à l'automne 2013 ont tous trouvé des emplois. Nous croyons avoir formé la première cohorte de spécialistes dans leur discipline propre qui serait apte à travailler sur des projets concrets sur le stockage du CO₂ au Québec ou ailleurs dans le monde.

En plus des objectifs orientés vers les aspects techniques du stockage géologique du CO₂ (recherche et caractérisation de site, calcul de capacité, préparation d'un projet pilote), nous avons analysé certains enjeux socio-économiques liés à l'implantation de la technologie du CSC au Québec et réalisé une étude technico-économique pour l'implantation d'un projet pilote. Au cours des cinq années, nous avons : 1) revu l'encadrement juridique de la séquestration géologique dans différents pays, dont l'Union européenne, le Japon et les États-Unis (INRSCO2-2010-V5.1), et plus spécifiquement en Alberta (INRSCO2-2011-V5); 2) analysé l'opinion des québécois sur la technologie du CSC et l'implantation d'un projet pilote (voir 6.2); 3) analysé le coût d'un projet pilote à Bécancour et l'opportunité du déploiement industriel du CSC autour de Bécancour (voir 6.3); et 4) réalisé une analyse de risques pour un projet pilote à Bécancour (voir Tableau 11 – IPAC-CO2 et Alborz Engineering Consultant).

La séquestration géologique du CO₂ au Québec ne sera éventuellement pas utilisée pour réduire l'empreinte carbone de centrales thermiques au charbon comme aux États-Unis ou en Chine, mais elle est toutefois une avenue fort intéressante dans des secteurs industriels propres au Québec : les cimenteries, les alumineries, les aciéries, les raffineries et les usines de production d'engrais. Le projet pilote du *Midland Geological Sequestration Consortium* en Illinois a permis de séquestrer près de 1 million de tonnes de CO₂ pendant sa première année. Le CO₂ a été capté à l'usine de production d'éthanol de la compagnie Archer Daniels Midland à Decatur et il a été injecté dans un grès de base à plus de 2 000 m de profondeur. Ce grès est tout à fait semblable à celui du Potsdam au Québec que nous avons étudié dans nos travaux.

C'est dans le secteur industriel que nous croyons qu'il existe un potentiel d'utilisation au Québec. Le Québec s'apprête à augmenter sa capacité de raffinage à Montréal comme à Lévis, une nouvelle cimenterie va éventuellement voir le jour à Port-Daniel, et une usine d'engrais est en développement à Bécancour, IFFCO. En effet, cette nouvelle activité industrielle produira entre 500 000 et 700 000 tonnes de CO₂ eq par année. L'exploitation de l'usine d'engrais pourrait débuter en 2017. Dans d'autres pays comme l'Australie, les compagnies exploitant des usines d'engrais cherchent à les localiser à proximité d'un bassin sédimentaire dans lequel on pourrait y

injecter le CO₂ produit. L'étude de la Chaire à Bécancour a déjà sensibilisé l'industrie et rien n'empêcherait un consortium d'entreprises industrielles régionales d'opter pour une solution de captage de CO₂ si la réglementation et la facilitation technique étaient au rendez-vous. Il resterait à voir la place de tels projets dans les grappes industrielles appropriées, mais plus important il restera à voir si la séquestration géologique du CO₂ peut se faire sans risques technologiques et impacts pour l'environnement et pour les populations concernées.

9 Bibliographie

Rapports de la Chaire

- INRSCO2-2010-V1.1.** Bédard, K., Duchaine, Y. et Malo, M. (2010) *Nouvelle analyse des données de puits gaziers et pétroliers dans la région de Sorel-Bécancour*. INRS, Québec. Rapport de recherche R-1166. 73 pages.
- INRSCO2-2011-V1.2.** Bédard, K., Comeau, F.-A. et Malo, M. (2011) *Évaluation du potentiel de séquestration géologique du CO₂ des bassins sédimentaires du sud du Québec*. INRS, Québec. Rapport de recherche R-1289. 25 pages. <http://espace.inrs.ca/529/>
- INRSCO2-2012-V1.3.** Comeau, F.-A., Bédard, K. et Malo, M. (2012) *Les régions de Nicolet et de Villeroi: état des connaissances pour la séquestration géologique du CO₂*. INRS, Québec. Rapport de recherche R1332. 52 pages. <http://espace.inrs.ca/532/>
- INRSCO2-2013-V1.4.** Comeau, F.-A., Bédard, K. et Malo, M. (2013) *Lithostratigraphie standardisée du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent basée sur l'étude des diagraphies*. INRS, Québec. Rapport de recherche R-1442. 201 pages. <http://espace.inrs.ca/1645/>
- INRSCO2-2013-V1.5.** Bédard, K., Comeau, F.-A. et Malo, M. (2013b) *Modélisation 3D du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent*. INRS, Québec. Rapport de recherche R-1439. 30 pages. <http://espace.inrs.ca/1643/>
- INRSCO2-2011-V2.4.** Konstantinovskaya, E.A. et Malo, M. (2011) *Stress actuel dans les Basses-Terres du Saint-Laurent à partir des élongations de puits : implications pour le stockage du CO₂*. INRS, Québec. Rapport de recherche R-1267. 32 pages. <http://espace.inrs.ca/523/>
- INRSCO2-2011-V2.5.** Konstantinovskaya, E.A., Tràn Ngoc, T.D., Lefebvre, R. et Malo, M. (2011) *Le potentiel de stockage expérimental du CO₂ dans les aquifères salins profonds de Bécancour : Partie II Évaluation de la porosité effective et de l'épaisseur productive nette*. INRS, Québec. Rapport de recherche R-1266. 46 pages. <http://espace.inrs.ca/524/>
- INRSCO2-2011-V2.10.** Tran Ngoc, T.D., Konstantinovskaya, E.A., Lefebvre, R. et Malo, M. (2011) *Caractérisation hydrogéologique et pétrophysique des aquifères salins profonds de la région de Bécancour pour leur potentiel de séquestration géologique du CO₂*. INRS, Québec. Rapport de recherche R1318. 65 pages. <http://espace.inrs.ca/1228/>
- INRSCO2-2011-V2.11.** Claprood, M., Giroux, B., Gloaguen, E., Duchesne, M., Konstantinovskaya, E.A. et Malo, M. (2011) *Modèle géologique des aquifères salins profonds de la région de Bécancour pour la séquestration du CO₂*. INRS, Québec. Rapport de recherche R-1322. 20 pages. <http://espace.inrs.ca/530/>
- INRSCO2-2012-V2.13.** Konstantinovskaya, E.A. et Malo, M. (2012) *Géométrie et séquence de mise en place des duplex dans la région du stockage de gaz naturel de Joly - Saint-Flavien : implication sur la continuité latérale du réservoir de Saint-Flavien*. INRS, Québec. Rapport de recherche R-1394. 50 pages.
- INRSCO2-2013-V2.14.** Claprood, M., Gloaguen, E., Giroux, B., Duchesne, M. et Malo, M. (2013) *Modélisation de la porosité du réservoir de gaz de Saint-Flavien par méthodes géostatistiques*. INRS, Québec. Rapport de recherche R-1445. 32 pages. <http://espace.inrs.ca/1655/>

- INRSCO2-2013-V2.15.** Paucar, H., Aznar, J.-C. et Malo, M. (2013) *Caractérisation des territoires de la région de Bécancour : Établissement d'un modèle d'occupation du sol et optimisation de l'échantillonnage des hydrocarbures gazeux dans les sols grâce aux images de télédétection*. INRS, Québec, Canada. Rapport de recherche. <http://espace.inrs.ca/1682/>
- INRSCO2-2013-V2.16.** Aznar, J.-C., Paucar, H. et Malo, M. (2013) *Mesures préliminaires des gaz de sol de la région de Bécancour : établissement de valeurs de référence et identification des zones de surveillance*. INRS, Québec, Canada.
- INRSCO2-2012-V3.1.** Bédard, K., Comeau, F.-A. et Malo, M. (2012) *Capacité effective de stockage géologique du CO₂ dans le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent*. INRS, Québec. Rapport de recherche R-1331. 21 pages. <http://espace.inrs.ca/531/>
- INRSCO2-2013-V3.2.** Bédard, K., Comeau, F.-A. et Malo, M. (2013a) *Comparaison entre les modèles géologiques 3D faillés et non-faillés pour les calculs de capacités effectives de stockage géologique du CO₂ dans le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent*. INRS, Québec. Rapport de recherche R-1440. 29 pages. <http://espace.inrs.ca/1644/>
- INRSCO2-2012-V5.3.** Moutenet, J.-P., Comeau, F.-A. et Malo, M. (2012a) *État de la situation des projets de séquestration géologique du CO₂ à travers le monde à la fin 2012*. INRS, Québec. Rapport de recherche R-1397. 26 pages. <http://espace.inrs.ca/1642/>
- Malo, M. (2013) *Rapport final du 30 août 2013 - Chaire de recherche et de développement sur la séquestration géologique du CO₂*. INRS, Québec. 39 pages.

Autres références

- ADEME, BRGM et IFP (2007) *Capter et stocker le CO₂ dans le sous-sol*. Bureau de Recherches Géologiques et Minières. 64 pages.
- Alcott, A., Swenson, D. et Hardeman, B. (2006) Using Petrasim to create, execute, and post-process TOUGH2 models. TOUGH symposium, Berkeley, USA, 15-17 May.
- Annunziatellis, A., Beaubien, S.E., Bigi, S., Ciotoli, G., Coltella, M. et Lombardi, S. (2008) Gas migration along fault systems and through the vadose zone in the Latera caldera (central Italy): Implications for CO₂ geological storage. International Journal of Greenhouse Gas Control, **2** (3), 353-372.
- Bachu, S. (2000) Sequestration of CO₂ in geological media: criteria and approach for site selection in response to climate change. Energy Conversion and Management, **41** (9), 953-970.
- Bachu, S. (2002) Sequestration of CO₂ in geological media in response to climate change: road map for site selection using the transform of the geological space into the CO₂ phase space. Energy Conversion and Management, **43** (1), 87-102.
- Bachu, S. (2003) Screening and ranking of sedimentary basins for sequestration of CO₂ in geological media in response to climate change. Environmental Geology, **44** (3), 277-289.
- Bachu, S., Bonijoly, D., Bradshaw, J., Burruss, R., Holloway, S., Christensen, N.P. et Mathiassen, O.M. (2007) CO₂ storage capacity estimation: Methodology and gaps. International Journal of Greenhouse Gas Control, **1** (4), 430-443.

- Bachu, S., Gunter, W.D. et Perkins, E.H. (1994) Aquifer disposal of CO₂: Hydrodynamic and mineral trapping. Energy Conversion and Management, **35** (4), 269-279.
- Barnes, D.A., Bacon, D.H. et Kelley, S.R. (2009) Geological sequestration of carbon dioxide in the Cambrian Mount Simon Sandstone: Regional storage capacity, site characterization, and large-scale injection feasibility, Michigan Basin. Environmental Geosciences, **16** (3), 163-183.
- Batzle, M. et Wang, Z. (1992) Seismic properties of pore fluids. Geophysics, **57** (11), 1396-1408.
- Becker, L.E., Hreha, A.J. et Dawson, T.A. (1978) *Pre-Knox (Cambrian) stratigraphy in Indiana*. Geological Survey bulletin. Bloomington. 72 pages.
- Bédard, K., Malo, M. et Comeau, F.-A. (2013c) CO₂ Geological Storage in the Province of Québec, Canada Capacity Evaluation of the St. Lawrence Lowlands basin. Energy Procedia, **37**, 5093-5100.
- Béland, P. et Morin, C. (2000) *Le gisement de gaz naturel de Saint-Flavien, Québec*. Ministère des Ressources naturelles, Direction du gaz et pétrole. Charlesbourg, Québec. 19 pages.
- Bertrand, R., Chagnon, A., Malo, M., Duchaine, Y., Lavoie, D. et 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** (2), 126-154.
- Bradshaw, J., Bachu, S., Bonijoly, D., Burruss, R., Holloway, S., Christensen, N.P. et Mathiassen, O.M. (2007) CO₂ storage capacity estimation: Issues and development of standards. International Journal of Greenhouse Gas Control, **1** (1), 62-68.
- Castonguay, S., Dietrich, J., Shinduke, R. et Laliberté, J.-Y. (2006) *Nouveau regard sur l'architecture de la Plate-forme du Saint-Laurent et des Appalaches du sud du Québec par le retraitement des profils de sismique réflexion M-2001, M-2002 et M-2003*. Commission géologique du Canada. Dossier public 5328. 19 pages.
- Castonguay, S., Lavoie, D., Dietrich, J. et Laliberte, J.-Y. (2010) Structure and petroleum plays of the St. Lawrence Platform and Appalachians in southern Quebec: insights from interpretation of MRNQ seismic reflection data. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, **58** (3), 219-234.
- Chadwick, R.A., Arts, R., Bentham, M., Eiken, O., Holloway, S., Kirby, G.A., Pearce, J.M., Williamson, J.P. et Zweigel, P. (2009) Review of monitoring issues and technologies associated with the long-term underground storage of carbon dioxide. Geological Society Special Publication, **313**, 257-275.
- Clapgood, M., Konstantinovskaya, E., Duchesne, M.J., Giroux, B., Malo, M., Massé, L. et Lavoie, J. (2010) Joint sonic log - 2D seismic analysis to model the petrophysical properties of aquifers for CO₂ storage in the Bécancour area, Québec, Canada. GeoCanada 2010, Calgary, Canada.
- CO₂CRC (2008) *Storage Capacity Estimation, Site Selection and Characterisation for CO₂ Storage Projects*. Cooperative Research Center for Greenhouse Gas Technologies. Canberra, Australie. CO₂CRC Report No. RPT08-1001. 52 pages.
- Comeau, F.-A., Kirkwood, D., Malo, M., Asselin, E. et Bertrand, R. (2004) Taconian mélanges in the parautochthonous zone of the Quebec Appalachians revisited: implications for foreland basin and thrust belt evolution. Canadian Journal of Earth Sciences, **41** (12), 1473-1490.

- Commission spécialisée de terminologie et de néologie dans le domaine de l'environnement (2012) *Vocabulaire de l'environnement*. Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie. France. 21 pages. http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Vocabulaire_de_l_environnement_2012-1.pdf
- Curry, T.E. (2004) Public awareness of carbon capture and storage: A survey of attitudes toward climate change mitigation. *Technology and Policy Program*. Massachusetts Institute of Technology, Boston, USA. **Mémoire de Maîtrise**, 94 pages.
- Curry, T.E., Ansolabehere, S. et Herzog, H. (2007) *A Survey of Public Attitudes towards Climate Change and Climate Change Mitigation Technologies in the United States: Analyses of 2006 Results*. Laboratory for Energy and the Environment. Cambridge, MA, États-Unis. MIT LFEE 2007-01 WP. 47 pages. http://sequestration.mit.edu/pdf/LFEE_2007_01_WP.pdf
- Curry, T.E., Reiner, D.M., De Figueiredo, M.A. et Herzog, H.J. (2005) *A Survey of Public Attitudes towards Energy & Environment in Great Britain*. Laboratory for Energy and the Environment. Cambridge, MA, États-Unis. MIT LFEE 2005-001 WP. 32 pages. http://www.stanford.edu/~kcarmel/CC_BehavChange_Course/readings/Additional%20Resources/Sample%20Intervention%20Docs/Surveys/mit.pdf
- De Silva, P.N.K. et Ranjith, P.G. (2012) A study of methodologies for CO₂ storage capacity estimation of saline aquifers. *Fuel*, **93**, 13-27.
- Doughty, C., Pruess, K., Benson, S.M., Hovorka, S.D., Knox, P.R. et Green, C.T. (2001) *Capacity Investigation of Brine-Bearing Sands of the Frio Formation for Geologic Sequestration of CO₂*. First National Conference on Carbon Sequestration, Washinton DC, USA, 15-17 Mai.
- Dubrule, O. (2003) *Geostatistics for Seismic Data Integration in Earth Models*. Society Of Exploration Geophysicists.
- Dykstra, J.C.F. et Longman, M.W. (1995) Gas reservoir potential of the Lower Ordovician Beekmantown Group, Quebec Lowlands, Canada. *AAPG Bulletin*, **79** (4), 513-530.
- Environnement Canada. *Données recueillies auprès des installations sur les gaz à effet de serre (2011)* [en ligne]. Disponible sur: <http://www.ec.gc.ca/ges-ghg/default.asp?lang=Fr&n=8044859A-1>.
- Gibson-Poole, C.M., Svendsen, L., Underschultz, J., Watson, M.N., Ennis-King, J., Ruth, P.J., Nelson, E.J., Daniel, R.F. et Cinar, Y. (2008) Site characterisation of a basin-scale CO₂ geological storage system: Gippsland Basin, southeast Australia. *Environmental Geology*, **54** (8), 1583-1606.
- Global CCS Institute (GCCSI) (2012) *The Global Status of CCS: 2012*. Canberra, Australia. 218 pages.
- Global CCS Institute (GCCSI) et Worley Parsons (2011) *Economic assessment of carbon capture and storage technologies: 2011 update*. Canberra, Australia. <http://cdn.globalccsinstitute.com/sites/default/files/publications/12786/economic-assessment-carbon-capture-and-storage-technologies-2011-update.pdf>
- Globensky, Y. (1987) *Géologie des Basses-Terres du Saint-Laurent*. Ministère de l'Énergie et des Ressources, Québec. MM 85-02. 63 pages.
- Goodman, A., Hakala, A., Bromhal, G., Deel, D., Rodosta, T., Frailey, S., Small, M., Allen, D., Romanov, V., Fazio, J., Huerta, N., McIntyre, D., Kutchko, B. et Guthrie, G. (2011) U.S. DOE methodology for the development of geologic storage potential for carbon dioxide at the national and regional scale. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, **5** (4), 952-965.

- Ha-Duong, M., Nadai, A. et Campos, A.S. (2009) A survey on the public perception of CCS in France. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, **3** (5), 633-640.
- Hanly, D. *Emission performance standards - Old option, new incentive for CCS* [en ligne]. Disponible sur: <http://www.globalccsinstitute.com/insights/authors/davidhanly/2012/12/04/emission-performance-standards-old-option-new-incentive-ccs>.
- Hitchon, B. (2012) *Best Practices for Validating CO₂ Geological Storage: Observations and guidance from the IEAGHG Weyburn-Midale CO₂ storage project*. Geoscience Publishing. Sherwood Park, Alberta. 353 pages.
- Hocq, M., Verpaelt, P., Chartrand, F., Clark, T., Lamothe, D., Brisebois, D., Brun, J. et Martineau, G. (1994) *Géologie du Québec*. Gouvernement du Québec, Ministère des ressources naturelles, MM 94-01. Les Publications du Québec. 154 pages.
- Hofmann, H.J. (1972) *Stratigraphy of the Montreal Area*. Geological Survey of Canada. 68 pages.
- Hosa, A., Esentia, M., Stewart, J. et Haszeldine, S. (2011) Injection of CO₂ into saline formations: Benchmarking worldwide projects. *Chemical Engineering Research and Design*, **89** (9), 1855-1864.
- Hu, L., Y. et Le Ravalec-Dupin, M. (2004) Éléments pour une modélisation géostatistique intégrée de réservoirs hétérogènes. *Oil & Gas Science and Technology - Rev. IFP*, **59** (2), 141-155.
- IEA (2013) *Technology Roadmap: Carbon Capture and Storage*. International Energy Agency. Paris, France. <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/name,39359,en.html>
- IEA et UNIDO (2011) *Technology Roadmap: Carbon Capture and Storage in Industrial Applications*. International Energy Agency, United Nations Industrial Development Organization. Paris, France. http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/ccs_industry.pdf
- INRS. *Nouveaux développements : pas de fuite de CO₂ à Weyburn* [en ligne]. Disponible sur: <http://chaireco2.ete.inrs.ca/fr/node/293>.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (ed. (2005) *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the IPCC*. [Metz, B., O. Davidson, H. de Coninck, M. Loos et L. Meyer (eds)]. Cambridge University Press. Cambridge, UK and New York, USA. 442 pages.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (ed. (2007) *Climate Change 2007: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the IPCC*. [Core writing team : Pacauri, R.K. et A. Reisinger (eds)]. Geneva, Switzerland. 104 pages.
- International Energy Agency (IEA) (2008) *CO₂ capture and storage: A key carbon abatement option*. OECD Publishing. Paris, France. 261 pages.
- International Energy Agency (IEA) (2012) *Energy Technology Perspectives 2012*. OECD Publishing. Paris, France. 690 pages.
- International Energy Agency (IEA) (2013) *World Energy Outlook Special Report 2013: Redrawing the Energy Climate Map*. OECD Publishing. 132 pages.
- Kharaka, Y.K. et Hanor, J.S. (2003) Deep Fluids in the Continents: I. Sedimentary Basins. Dans: Holland, H.D. et K.K. Turekian (eds.) *Treatise on Geochemistry*. Pergamon, Oxford. p. 1-48.

- Leguijt, J. (2009) Seismically constrained probabilistic reservoir modeling. *The Leading Edge*, **28** (12), 1478-1484.
- Malo, M. et Bédard, K. (2012) Basin-Scale Assessment for CO₂ Storage Prospectivity in the Province of Québec, Canada. *Energy Procedia*, **23**, 487-494.
- Massé, L. (2009) Le stockage géologique au Québec: le potentiel de Bécancour et de St-Simon. 1^{er} Colloque de la Chaire sur la séquestration géologique du CO₂, Québec, Canada, 20 avril.
- Matton, G. et Rheault, M. (2011) *Analyse structurale de données satellites, topographiques et géophysiques, Basses-Terres du Saint-Laurent*. VIASAT GeoTechnologies Inc. Montréal, Québec. Rapport soumis à l'Institut national de la recherche scientifique. 30 pages.
- Matton, M., Rheault, M., Konstantinovskaya, E. et Malo, M. (2011) Carte structurale des Basses-Terres du Saint-Laurent proposée par la télédétection et la géophysique. 3^e congrès annuel de l'Association pétrolière et gazière du Québec, Montréal, Québec, 24-25 octobre.
- Mavko, G., Mukerji, T. et Dvorkin, J. (2009) *The Rock physics Handbook - Tools for Seismic Analysis of Porous Media*. Cambridge University Press; 2nd edition. 524 pages.
- McConnell, C. *Adding "Utilization" to Carbon Capture and Storage* [en ligne]. Disponible sur: <http://energy.gov/articles/adding-utilization-carbon-capture-and-storage>.
- Michael, K., Golab, A., Shulakova, V., Ennis-King, J., Allinson, G., Sharma, S. et Aiken, T. (2010) Geological storage of CO₂ in saline aquifers--A review of the experience from existing storage operations. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, **4** (4), 659-667.
- Michel-le Pierres, K., Gal, F., Brach, M. et Guignat, S. (2010) Radon, helium and CO₂ measurements in soils overlying a former exploited oilfield, Pechelbronn district, Bas-Rhin, France. *Journal of Environmental Radioactivity*, **101** (10), 835-846.
- Ministère des Ressources naturelles du Québec (MRN). *Production d'électricité - Statistiques énergétiques pour l'année 2010* [en ligne]. Disponible sur: <http://www.mrn.gouv.qc.ca/energie/statistiques/statistiques-production-electricite.jsp>.
- Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (MDDEP) (2008) *Le Québec et les changements climatiques, un défi pour l'avenir - Plan d'action 2006 - 2012*. Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs. Québec. 52 pages. http://www.mddefp.gouv.qc.ca/changements/plan_action/2006-2012_fr.pdf
- Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs (MDDEFP) (2013) *Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre en 2010 et évolution depuis 1990*. Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs, Direction des politiques de la qualité de l'atmosphère. Québec. 20 pages. <http://www.mddefp.gouv.qc.ca/changements/ges/2010/inventaire1990-2010.pdf>
- Moutenet, J.P., Bédard, K. et Malo, M. (2012b) Public awareness and opinion on CCS in the province of Québec, Canada. *Greenhouse Gases-Science and Technology*, **2** (2), 126-135.
- Mukerji, T., Avseth, P., Mavko, G., Mukerji, T. et Dvorkin, J. (2001) Statistical rock physics: Combining rock physics, information theory, and geostatistics to reduce uncertainty in seismic reservoir characterization. *Leading Edge*, **20** (3), 313-319.
- NACSAP (2012) *The North American Carbon Storage Atlas, first edition*. U.S. Department of Energy, Natural Resources Canada, Secretaria de Energia de Mexico. 52 pages.

- National Energy Technology Laboratory (2010) *2010 Carbon Sequestration Atlas of the United States and Canada. Third edition*. U.S. Department of Energy. 162 pages.
- Pinti, D.L., Béland-Otis, C., Tremblay, A., Castro, M.C., Hall, C.M., Marcil, J.-S., Lavoie, J.-Y. et Lapointe, R. (2011) Fossil brines preserved in the St-Lawrence Lowlands, Québec, Canada as revealed by their chemistry and noble gas isotopes. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, **75** (15), 4228-4243.
- Pruess, K. et García, J. (2002) Multiphase flow dynamics during CO₂ disposal into saline aquifers. *Environmental Geology*, **42** (2-3), 282-295.
- Pruess, K., Oldenburg, C. et Moridis, G. (1999) *TOUGH2 user's guide, version 2.0*.
- Pruess, K. et Spycher, N. (2007) ECO₂N - A fluid property module for the TOUGH2 code for studies of CO₂ storage in saline aquifers. *Energy Conversion and Management*, **48** (6), 1761-1767.
- Salad Hersi, O., Lavoie, D. et Nowlan, G.S. (2003) Reappraisal of the Beekmantown Group sedimentology and stratigraphy, Montréal area, southwestern Quebec: implications for understanding the depositional evolution of the Lower-Middle Ordovician Laurentian passive margin of eastern Canada. *Canadian Journal of Earth Sciences*, **40** (2), 149-176.
- Séjourné, S., Dietrich, J. et Malo, M. (2003) Seismic characterization of the structural front of southern Quebec Appalachians. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, **51** (1), 29-44.
- Séjourné, S. et Malo, M. (2007) Pre-, syn-, and post-imbrication deformation of carbonate slices along the southern Quebec Appalachian front - implications for hydrocarbon exploration. *Canadian Journal of Earth Sciences*, **44** (4), 543-564.
- Séjourné, S., Malo, M., Savard, M.M. et Kirkwood, D. (2005) Multiple origin and regional significance of bedding parallel veins in a fold and thrust belt: The example of a carbonate slice. along the Appalachian structural front. *Tectonophysics*, **407** (3-4), 189-209.
- Sharma, S., Cook, P., Robinson, S. et Anderson, C. (2007) Regulatory challenges and managing public perception in planning a geological storage pilot project in Australia. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, **1** (2), 247-252.
- Sharp, J.D., Jaccard, M.K. et Keith, D.W. (2009) Anticipating public attitudes toward underground CO₂ storage. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, **3** (5), 641-651.
- SNC-Lavalin (2011) *Geological sequestration of CO₂ - Part 2: Cost analysis for an industrial CCS complex in Bécancour, Québec*. SNC-Lavalin, Division Environnement. Rapport interne à l'INRS, projet 607967. 44 pages.
- Société québécoise d'initiatives pétrolières (SOQUIP) (1984) *Carte structurale du socle (Basses-Terres du Saint-Laurent)*. Ministère des Ressources naturelles et de la Faune, Québec. DP 84-32.
- Span, R. et Wagner, W. (1996) A New Equation of State for Carbon Dioxide Covering the Fluid Region from the Triple-Point Temperature to 1100 K at Pressures up to 800 MPa. *Journal of Physical and Chemical Reference Data*, **25** (6), 1509-1596.
- Spycher, N. et Pruess, K. (2005) CO₂-H₂O mixtures in the geological sequestration of CO₂. II. Partitioning in chloride brines at 12-100°C and up to 600 bar. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, **69** (13), 3309-3320.

- St-Pierre, B. (2013) Apport de la sismique réflexion à l'analyse structurale de l'écaille Saint-Simon. Institut national de la recherche scientifique, Québec, Canada. **Mémoire de Maîtrise**, 110 pages.
- Système d'information géoscientifique pétrolier et gazier (SIGPEG) (2009) *Carte structurale du toit du socle précambrien (Vue 2D), région Basses-Terres*. Ministère des Ressources naturelles et de la Faune, Québec. Document AB_CSP_NAD83_G.
- Système d'information géoscientifique pétrolier et gazier (SIGPEG). *Base de données des puits forés du Québec [en ligne]*. Disponible sur: <http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca/>.
- Tran Ngoc, T.D., Doughty, C., Lefebvre, R. et Malo, M. (2013a) Injectivity of carbon dioxide in the St. Lawrence Platform, Quebec (Canada): A sensitivity study. *Greenhouse Gases: Science and Technology*, **3** (6), 516-540.
- Tran Ngoc, T.D., Lefebvre, R., Malo, M. et Doughty, C. (2012) *Feasibility of CO₂ injection in the deep saline aquifers of the Bécancour region, Québec (Canada)*. Proceedings TOUGH Symposium 2012, Berkeley, California, September 17-19.
- Tran Ngoc, T.D., Lefebvre, R., Malo, M. et Doughty, C. (2013b) *Estimating CO₂ storage capacity in saline aquifers: Revisited concept and application to the Bécancour area (Québec, Canada)*. European Geosciences Union General Assembly 2013, Vienne, Autriche, 7-12 avril.
- Tran Ngoc, T.D., Lefebvre, R., Malo, M. et Doughty, C. (2013c) *Modélisation numérique de la séquestration du CO₂ dans les aquifères salins profonds de la région de Bécancour, Québec : injectivité et capacité de stockage*. 81^e congrès de l'Association francophone pour le savoir (ACFAS), Colloque 217 - La séquestration du carbone : solutions pour réduire et compenser nos émissions de CO₂ dans l'atmosphère, Québec, 9 mai 2013.
- TransAlta (2011) *Project Pioneer - Canadian and Albertan perceptions of carbon capture and storage (CCS) – Establishing baselines - Non-confidential summary*. Global CCS Institute. <http://cdn.globalccsinstitute.com/sites/default/files/publications/27611/public-perceptions-report-2010-polling-results.pdf>
- U.S. Department of Energy (2008) *Methodology for development of geologic storage estimates for carbon dioxide*. Rapport interne. 37 pages. <http://pubs.usgs.gov/ds/774/>
- U.S. Geological Survey Geologic Carbon Dioxide Storage Resources Assessment Team (2013) *National assessment of geologic carbon dioxide storage resources - Results*. U.S. Geological Survey Circular 1386. 41 pages. <http://pubs.usgs.gov/circ/1386/>
- United Kingdom Parliament. *Energy Bill 2012-13 to 2013-14 [en ligne]*. Disponible sur: <http://services.parliament.uk/bills/2013-14/energy.html>.
- Voltattorni, N., Sciarra, A., Caramanna, G., Cinti, D., Pizzino, L. et Quattrocchi, F. (2009) Gas geochemistry of natural analogues for the studies of geological CO₂ sequestration. *Applied Geochemistry*, **24** (7), 1339-1346.
- Williams, H. (1995) Divisions temporelles et spatiales. Dans: Commission géologique du Canada (ed.) *Géologie de l'orogène appalachien-calédonien au Canada et au Groenland - Géologie du Canada* no 6. **Chapitre 2**. p. 21-47.
- ZEP (2011) *The Costs of CO₂ Capture, Transport and Storage: Post-demonstration CCS in the EU*. European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants. <http://www.zeroemissionsplatform.eu/downloads/811.html>