



**Caractérisation hydrogéologique et pétrophysique des aquifères salins
profonds de la région de Bécancour pour leur potentiel de
séquestration géologique du CO₂**

RAPPORT INRSCO2-2011-V2.10

par

**Tien Dung Tran Ngoc
Elena Konstantinovskaya
René Lefebvre
et
Michel Malo**

Soumis au Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs

2011 – Québec

R-1318

Préambule

Le Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (MDDEP) a octroyé une subvention à l'INRS-ETE pour mettre en place une chaire de recherche sur la séquestration géologique du CO₂ au Québec. Le décret n° 714-2008 approuvant l'octroi a été adopté le 25 juin 2008. La subvention d'une durée de cinq ans (exercices financiers 2008-2009 à 2012-2013) provient du Fonds vert. La création de la chaire s'inscrit dans l'action 20 du Plan d'action 2006-2012 sur les changements climatiques intitulé « Le Québec et les changements climatiques, un défi pour l'avenir ».

Les travaux de la chaire permettront d'explorer les principales options de séquestration géologique du CO₂ au Québec. Les objectifs principaux sont d'évaluer la capacité de stockage 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 du CO₂ (CSC). Les objectifs secondaires pour arriver à répondre aux objectifs principaux sont de: 1) faire l'inventaire des réservoirs géologiques potentiels au Québec; 2) faire l'inventaire des sources majeures d'émission 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 stockage; 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 des objectifs mentionnés plus haut, les travaux complémentaires concernent 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.

Les cinq volets de recherche suivants permettront d'atteindre les objectifs et de réaliser les travaux complémentaires :

1. Inventaire
2. Caractérisation
3. Capacité de stockage
4. Test-pilote
5. Enjeux socio-économiques.

Le présent rapport sur la caractérisation hydrogéologique et pétrophysique des aquifères salins profonds de la région de Bécancour fait partie du volet de recherche Caractérisation. Une meilleure compréhension retirée à partir de cette caractérisation est utile pour assurer le stockage de CO₂ à long terme.

Sommaire

La caractérisation des aquifères salins est une étape cruciale après l'étape préliminaire de l'évaluation prospective à l'échelle du bassin pour identifier les sites potentiels et propices au stockage géologique du CO₂, et ce avant l'étape de l'injection de CO₂. Les caractéristiques hydrogéologiques et pétrophysiques des aquifères salins profonds de la région de Bécancour ont été répertoriées afin de mieux comprendre les conditions physico-chimiques *in situ* du réservoir de Bécancour et de pouvoir déterminer quelle unité avait le meilleur potentiel pour l'injection du CO₂. Cette caractérisation a été basée sur les données d'essais aux tiges, des tests hydrauliques des puits, des logs diagraphiques des puits, des échantillons de saumures et des analyses de carottes. Les pressions hydrostatiques mesurées à partir des différents puits de la région et des différentes unités sont différentes avec des gradients de pression ΔP dont la valeur moyenne est de 12.17 kPa/m. Le gradient de pression est de 10.78 kPa/m à 12.17 kPa/m dans la partie nord-est de la région et de 15.60 kPa/m dans sa partie sud-ouest. Les différents débits artésiens $Q \approx 0$, $0 < Q < 10$ et $Q = 13$ l/min établis dans la région correspondent aux différents ordres de grandeur de ΔP . Ceci montre que le réservoir est partiellement en surpression et non-homogène à l'échelle régionale. L'anisotropie de la perméabilité dans les différentes unités ($k_{\text{horizontale}}/k_{\text{verticale}} \geq 10-100$) indique une prédominance de la connectivité hydraulique latérale. Le profil de la salinité du réservoir qui varie de 109 à 242 g/l dans les différents aquifères confirme que la connectivité verticale entre les aquifères est faible. Le profil de la température obtenu à partir des données géothermiques indique un gradient de 23.5°C/km. Les profils de porosité, de perméabilité et d'intervalles productifs ont été établis pour toutes les unités des aquifères en utilisant les analyses des carottes et des diagraphies. L'étendue latérale des intervalles productifs est observée non seulement dans les diagraphies, mais aussi dans les profils de pression, de température et de salinité. La densité et la viscosité des saumures et du CO₂ sous les conditions de pression et de température du réservoir sont calculées pour les différentes unités lithologiques. Le CO₂ devient supercritique à partir de 1145 m de profondeur dans la formation gréseuse de Covey Hill. Parmi les unités stratigraphiques étudiées, l'aquifère dans les grès du Covey Hill est considéré comme le meilleur candidat pour l'injection et le stockage du CO₂ dans la région de Bécancour; il est caractérisé par une pression ≥ 14 MPa, une température ≥ 35 °C, une salinité ~ 109 g/l, une perméabilité de matrice $\sim 0.3-0.9$ mD, une porosité ~ 6 %, et un volume unitaire de pores disponibles ~ 12 m³/m². Finalement, le présent rapport fournit l'information fondamentale pour les études prochaines concernant les simulations numériques d'injection de CO₂ et les analyses de risques de fuite.

TABLE DES MATIÈRES

Préambule	iii
Sommaire	4
1. Introduction	11
2. Données et méthodes	12
3. Contexte géologique de la région.....	15
4. Conditions hydro-géo-thermo-chimiques des aquifères salins	18
4.1. Hydrogéologie	18
4.2. Température	21
4.3. Composition chimique des saumures et leurs salinités.....	23
5. Analyse des propriétés pétrophysiques du réservoir.....	24
5.1. Porosité	24
5.2. Perméabilité	30
5.3. Relation entre la porosité et la perméabilité	36
5.4. Densité des unités stratigraphiques.....	37
5.5. Intervalles productifs, leurs volumes de pores et leurs continuités latérales	38
6. Estimation de la densité et de la viscosité des saumures et du CO₂ dans le réservoir	43
6.1. Densité et viscosité des saumures	43
6.2. Densité et viscosité du CO ₂ dans le réservoir	44
7. Discussion	46
8. Conclusions	47
9. Remerciements.....	51
10. Références	52
ANNEXES.....	55
Annexe 1 : Données des pressions hydrostatiques des différentes unités obtenues par l'analyse des tests DST (TVD = True Vertical Depth ou vraie profondeur).	56
Annexe 2 : Données des températures dans les différentes unités obtenues par l'enregistrement lors des tests DST (tableau supérieur) et par des diagraphies (tableau inférieur) (TVD = True Vertical Depth ou vraie profondeur). Le gradient est calculé en	

considérant la température de la surface de 8 °C.....	57
Annexe 3 : Composition chimique des saumures dont les échantillons ont été pris lors des tests dans les différentes unités de la région de Bécancour (tableau supérieur) (Prof. d'éch. = Profondeur dans le forage à laquelle les échantillons ont été pris; Bc = Formation de Bécancour, Tr = Groupe de Trenton, Ch = Groupe de Chazy, Bl = Groupe de Black-River, Bh = Formation de Beauharnois, Th = Formation de Theresa, Ca = Formation de Cairnside et CH = Formation de Covey Hill). Le tableau supérieur contient les données provenant des rapports de forage archivés au MNRF et le tableau inférieur les données internes de Junex. Inc.....	59
Annexe 4 : Données de la salinité dans les différentes unités des puits de la région de Bécancour.	61
Annexe 5 : Diagraphie de la porosité effective et le <i>cutoff</i> de la porosité dans les différentes unités des puits de la région de Bécancour.	62

Liste des tableaux

Tableau 1 : Résumé des puits considérés dont les données hydro-géo-chimiques et pétrophysiques sont disponible (* : puits de la région de Nicolet; température mesurée ponctuellement lors des tests DST et au fond du puits des diagraphies = Diagrap.; Prod. = production; Sal. = salinité; n = porosité; k = perméabilité). Les données du MRNF ont été archivées sous le nom « année de forage-O-n° de puits » par exemple « 2006OA252 », sauf les données de la température obtenues à partir des diagraphies. 15

Tableau 2 : Nombre de mesures disponibles dans les carottes et les diagraphies (n = porosité; k = perméabilité et ρ = densité de grains). 15

Tableau 3 : Données des débits artésiens observés à différents puits. Le Puits A255 se trouve sur la rive nord du fleuve de Saint-Laurent, en face de la région de Bécancour). 19

Tableau 4 : Température estimée au sommet de chaque unité du bloc réservoir au pied de la faille de Yamaska. 23

Tableau 5 : Paramètres statistiques de la porosité obtenue à partir des carottes (en haut) et de la porosité effective à partir des diagraphies pour chaque unité du réservoir (écart-type = erreur standard; niveau de confiance pour la moyenne des données calculée dans le cas de la distribution normale, par exemple pour le Covey Hill : l'intervalle $(0.622 - 0.35) \leq \text{moyenne } m \leq (0.622 + 0.35)$ de confiance de m à 95%). 27

Tableau 6 : Indicateurs statistiques pour la comparaison entre les porosités obtenues à partir des carottes et des diagraphies (MB : moyenne biaisée des porosités des carottes par rapport à celles des diagraphies, MAE : moyenne d'erreur absolue et RMSE : moyenne d'erreur relative de la racine carrée. BTSL = Basses-Terres du Saint-Laurent et Bc = Bécancour). 30

Tableau 7 : Paramètres statistiques de la perméabilité obtenue à partir des analyses de carottes pour chaque unité réservoir (écart-type = erreur standard ; niveau de confiance pour la moyenne des données calculé dans le cas de la distribution normale (par exemple pour le Covey Hill : l'intervalle $(0.85 - 0.476) \leq \text{moyenne } m \leq (0.85 + 0.476)$ de confiance de m à 95%). 32

Tableau 8 : Paramètres statistiques de la perméabilité obtenue à partir des carottes pour chaque unité du réservoir (écart-type = erreur standard). 34

Tableau 9 : Densités des roches dans les unités sédimentaires des BTSL à partir des analyses de carottes (écart-type = erreur standard). 38

Tableau 10 : Paramètres hydrogéologiques et pétrophysiques représentatifs pour les différentes unités stratigraphiques de la région de Bécancour. Les épaisseurs des unités sont obtenues en faisant la moyenne arithmétique des niveaux stratigraphiques connus dans les données des puits. Il faut noter que le nombre de puits est limité pour les formations de Cairnside (3) et de Covey Hill (2). * - données non disponibles). 49

Liste des figures

Figure 1 : Localisation de la région d'étude de Bécancour.	11
Figure 2 : Localisation des puits dans la région de Bécancour sur une carte de base montrant la topographie du socle sous la couverture sédimentaire (d'après Thériault et al., 2005).	14
Figure 3 : Vue schématisée de la structure géologique de la région de Bécancour, d'après Castonguay et al. (2010 (dessinée par Cantin-Plante, Junex Inc.). Noter le déplacement des unités stratigraphiques par la faille de Yamaska entre les blocs supérieur et inférieur de la faille.....	16
Figure 4 : Colonne stratigraphique simplifiée de la séquence sédimentaire des Basses-Terres du Saint-Laurent (modifiée de Bédard et al., 2010).....	16
Figure 5 : Composition minérale de la dolomie gréseuse du Groupe de Beekmantown et du grès du Groupe de Potsdam dans les Basses-Terres du Saint-Laurent (données obtenues à partir de l'analyse des carottes du puits A223 pour la dolomie et du puits A196 pour le grès, Diedro et al., 2011).....	17
Figure 6 : Composition minérale des unités de couverture dans les Basses-Terres du Saint-Laurent (données d'après Thériault, 2008).	17
Figure 7 : Pression hydrostatique obtenue à partir des tests DST pour les profondeurs des différentes unités (TVD = True Vertical Depth ou vraie profondeur).	19
Figure 8 : Profil des pressions hydrostatiques obtenues à partir des analyses des tests DST et leurs gradients en comparaison avec ceux de la densité minimale et maximale des saumures du réservoir. Les gradients de pression du Groupe de Lorraine et de l'Utica du Document DB25 (2010). Pour les données de pression hydrostatique voir l'Annexe 1, densité de saumure - Figure 40.....	20
Figure 9 : Distribution des différents gradients de pression hydrostatique dans la région de Bécancour. La carte du socle d'après Thériault et al. (2005). Pour les des données de gradient de pression hydrostatique voir la Figure 8....	20
Figure 10 : Distribution de différents débits artésiens observés à chacun des puits dans la région de Bécancour. La carte des contours en temps double (TWT) du toit de la Formation de Covey Hill, Konstantinovskaya et al., (2011). Pour les données de débit artésien voir le Tableau 3.	21
Figure 11 : Températures des différentes unités obtenues à l'aide des tests DST. Voir Annexe 2 pour les données de température.	22
Figure 12 : Estimation du gradient géothermique de la région de Bécancour à partir des données de température analysées.....	22
Figure 13 : Salinité mesurée dans les différentes unités des puits de la région de Bécancour (données voir Annexe 4).	23
Figure 14 : Salinité moyenne dans les différentes unités de la région de Bécancour avec l'écart-type standard (erreur standard) de 22 g/l pour le Trenton, 14 g/l pour le Beauharnois, 113g/l pour le Theresa, 75 g/l, pour le Cairnside et 40 g/l pour le Covey Hill. L'écart-type pour le Theresa est de 13 g/l si on ne tient pas compte des données du puits A196 (voir Annexe 4).	24
Figure 15 : Histogramme de la porosité et de la perméabilité des unités réservoirs de Bécancour.	24
Figure 16 : Histogrammes et lois statistiques de distribution ajustés de la porosité des unités d'Utica, de Trenton, de	

Beauharnois, de Theresa, de Cairnside et de Covey Hill, obtenues par l'analyse des carottes (m = moyenne; μ = médiane et σ = écart-type. Dans la loi normale, $m = \mu$). 26

Figure 17 : Courbes de fréquence cumulative de la porosité obtenues par l'analyse des carottes des unités d'Utica, de Trenton, de Beauharnois, de Theresa, de Cairnside et de Covey Hill. 27

Figure 18 : Histogrammes de la porosité effective obtenues à partir des diagraphies pour l'Utica, le Trenton, le Chazy, le Beauharnois, le Theresa, le Cairnside et le Covey Hill, (d'après les données de Konstantinovskaya et al., 2011). 28

Figure 19 : Courbes de la fréquence cumulative de la porosité effective obtenues à partir des diagraphies du Lorraine, de l'Utica, du Trenton, du Chazy, du Beauharnois, du Theresa, du Cairnside et du Covey Hill..... 29

Figure 20 : Comparaison entre les porosités obtenues à partir des carottes et des diagraphies dans les Basses-Terres du Saint-Laurent. 29

Figure 21 : Histogrammes et distributions log normales ajustées de la perméabilité k_{hmax} obtenues par l'analyse des carottes (m = moyenne; μ = médiane et σ = écart-type) du Trenton, du Beauharnois, du Theresa, du Cairnside et du Covey Hill. 31

Figure 22 : Courbes de la fréquence cumulative de la perméabilité k_{hmax} obtenues par l'analyse des carottes pour le Trenton, le Beauharnois, le Theresa, le Cairnside et le Covey Hill..... 31

Figure 23 : Histogrammes des perméabilités k_{hmax} obtenues par l'analyse des carottes pour l'ensemble des unités. ... 32

Figure 24 : Histogrammes des perméabilités de k_{h90} et k_v obtenues par l'analyse des carottes pour l'ensemble des unités..... 33

Figure 25 : Courbes de la fréquence cumulative de la perméabilité de k_{max} , k_{h90} et k_v obtenues par l'analyse des carottes pour l'ensemble des unités. 33

Figure 26 : Profil de la perméabilité obtenue par l'analyse des carottes (valeurs médianes) des unités du réservoir salin..... 33

Figure 27 : Relation entre la perméabilité obtenues à partir des analyses des carottes des unités réservoirs dans la région de Bécancour, k_{hv} vs k_{h90} (a) et k_{hmax} vs k_v (b)..... 35

Figure 28 : Perméabilité des unités réservoirs obtenues par l'analyse des tests DST dans la région de Bécancour (calculées par Brunner et al.,2010). 35

Figure 29 : Perméabilité en fonction de la porosité dans les unités réservoirs de la région de Bécancour à partir des analyses de carottes (k_{hmax}) et des tests DST. Les porosités correspondant aux perméabilités des tests DST ont été estimées à l'aide des diagraphies. Une loi exponentielle est proposée pour le Cairnside et le Covey Hill (lignes rouges). 36

Figure 30 : Stratification avec micro-fractures dans les calcaires du Groupe de Trenton. 37

Figure 31 : Densité des roches des unités dans les BTSL, à partir des analyses des carottes (Figure en haute pour la valeur médiane et en bas pour la valeur moyenne; symboles triangulaires = densité apparente et symboles rectangulaire = densité desgrains; Tr = Groupe de Trenton, Bh = Formation de Beauharnois, Th = Formation de Theresa, Ca = Formation de Cairnside et CH = Formation de Covey Hill)..... 38

Figure 32 : Épaisseur des intervalles productifs dans les différentes unités réservoirs de la région de Bécancour

<i>(d'après Konstantinovskaya et al., 2011)</i>	40
<i>Figure 33 : Pourcentage des épaisseurs des intervalles productifs par rapport aux épaisseurs totales des différentes unités réservoirs de la région de Bécancour.</i>	40
<i>Figure 34 : Intervalle productif et son pourcentage par rapport à l'épaisseur totale dans les différentes unités réservoirs de la région de Bécancour.</i>	41
<i>Figure 35 : Porosité des intervalles productifs dans les différentes unités réservoirs de Bécancour</i>	41
<i>Figure 36 : Volume des pores des intervalles productifs dans les différentes unités réservoirs de Bécancour.</i>	42
<i>Figure 37 : Volume unitaire des pores des intervalles productifs dans les différentes unités réservoirs de Bécancour.</i>	42
<i>Figure 38 : Densité de la saumure estimée dans les différentes unités de la région de Bécancour</i>	43
<i>Figure 39 : Viscosité dynamique de la saumure estimée dans les différentes unités de la région de Bécancour.</i>	43
<i>Figure 40 : Densité moyenne de la saumure estimée dans les différentes unités de la région de Bécancour</i>	44
<i>Figure 41 : Viscosité moyenne de la saumure estimée dans les différentes unités de la région de Bécancour.</i>	44
<i>Figure 42 : Diagramme de la densité du CO₂ sous les conditions de pression et de température du réservoir de Bécancour. Les symboles entourés par l'ovale rouge montrent les densités de CO₂ prédites dans les différentes unités de la région de Bécancour (en carré pour le bloc superficiel du réservoir et en triangle pour le bloc profond).</i>	45
<i>Figure 43 : Variation de la densité et de la viscosité du CO₂ sous les conditions de pression et de température calculées pour les toits de formations (symboles pleins : densité : symboles vides : viscosité; carré : bloc superficiel; triangle : bloc profond).</i>	45
<i>Figure 44 : Nombres adimensionnels du rapport entre les densités (gauche) et les viscosités (droite) du CO₂ et des saumures. Les calculs ont été faits à partir des données au sommet des unités des deux blocs réservoirs.</i>	47

1. Introduction

La caractérisation d'un site éventuel de stockage est une étape nécessaire et obligatoire avant d'en arriver à l'étape d'injection. En effet, de complexes processus physico-chimiques interviennent lorsque le CO₂ est injecté dans un milieu géologique. À cette fin, plusieurs caractéristiques pétrophysiques du réservoir doivent être utilisées i.e. des mesures géophysiques (diagraphies, profils sismiques), des tests hydrodynamiques (essai aux tiges ou *drill stem test* (DST), test de puits, tests de traceurs) et des analyses de carottes. Un répertoire des sites dans le monde qui sont à l'étape de la caractérisation ou de l'opération peut être trouvé dans GCCSI (2011). En Alberta (Canada), des caractérisations à l'échelle du bassin sédimentaire et à l'échelle d'un site choisi ont été effectuées pour des projets de stockage du CO₂ dans des réservoirs d'hydrocarbures épuisés et des aquifères salins profonds (Bachu *et al.*, 2008). De nombreuses données existantes de l'industrie pétrolière ont alors été utilisées. Le site du Lac de Wabamun, dans la partie ouest de l'Alberta (Michael *et al.*, 2009) et le site de Weyburn-Midale dans le Sud-Est de la Saskatchewan (Canada) (Whittaker, 2005) sont des exemples de caractérisation hydrogéologique pétrophysique. Doughty *et al.* (2008) ont réalisé la caractérisation hydrogéologique et pétrophysique pour le site pilote de Frio au Texas (USA).

Les bassins sédimentaires du Québec (plate-forme du Saint-Laurent, Appalaches, Gaspésie, Madeleine) ont été évalués pour identifier le potentiel de stockage géologique du CO₂ (Bédard *et al.*, 2011). Parmi ceux-ci, le sous-bassin des Basses-Terres de la plate-forme du Saint-Laurent est reconnu comme le plus prospectif selon des critères géologiques et pratiques reconnus dans la littérature (Bachu, 2003). Dans ce bassin, plusieurs régions (Bécancour, Nicolet, Villeroy) seront soumises à une évaluation en termes d'études hydrogéologiques, pétrophysiques et géophysiques pour déterminer un site spécifique favorable à l'injection du CO₂.

Le présent rapport porte sur la région de Bécancour qui se trouve sur la rive sud de la vallée du Saint-Laurent, entre les villes de Québec (à 120 km au Nord-Est) et de Montréal (à 150 km au Sud-Ouest) (Figure 1). Cette région a été jugée propice au stockage potentiel de CO₂ pour plusieurs raisons tant scientifiques qu'économiques. Les critères suivants sont présents dans la région d'étude:

- Des aquifères salins profonds, dont la salinité est très élevée, où le CO₂ pourra être stocké en condition supercritique (à 31°C et 7380 kPa);
- Des couches de couverture au-dessus des aquifères salins ayant une épaisseur d'environ 800 m avec une faible perméabilité de l'ordre de 1×10^{-4} mD (1×10^{-12} m/s) (O'Shea, 2010);
- Peu d'activités sismiques (Konstantinovskaya *et al.*, 2010a);
- Proximité de grands émetteurs de CO₂ (~ 1 Mt/année de CO₂);
- Disponibilité des données sur le site. Des puits ouverts pourraient servir comme puits d'injection du CO₂ ou d'observation de sa migration dans le cadre d'un éventuel site pilote;
- Profondeur des aquifères salins moindre sur la plate-forme de la rive sud du Saint-Laurent (~1 km) qu'en s'éloignant vers les sud-est et le front des Appalaches (> 2-3 km).

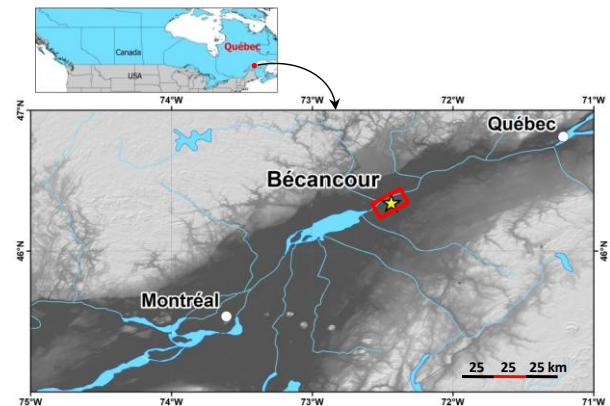


Figure 1 : Localisation de la région d'étude de Bécancour.

Les aquifères de la région de Bécancour qui ont été formés depuis plus de 400 millions d'années contiennent des saumures extrêmement salées. Présentement, elles sont exploitées par Junex Inc. et utilisées comme produits déglacant et abat-poussière (<http://www.junex.ca>). Les travaux récents sur la caractérisation géologique de cette région ont porté sur la lithologie des unités stratigraphiques, la redéfinition des toits de formations à partir des diagraphies dans les 18 puits, l'interprétation de la structure tectonique, l'étendue latérale des unités réservoirs et de la roche de couverture, et la position de la faille de Yamaska à partir de l'interprétation des données de 30 profils

sismiques (Konstantinovskaya *et al.*, 2010a, b). L'épaisseur et l'étendue des intervalles productifs ont été déterminées pour les aquifères salins profonds de la région (Konstantinovskaya *et al.*, 2011).

Pour évaluer le potentiel de stockage et le comportement du CO₂ supercritique qui va déplacer des saumures dans le sous-sol et être en mesure de proposer des scénarios d'injection de CO₂ (taux d'injection, nombre d'injecteurs, puits d'injection verticaux et/ou horizontaux, durée d'injection) en réservoirs salins au site de Bécancour, il est nécessaire de définir les conditions hydrauliques, thermiques et chimiques ainsi que les propriétés pétrophysiques des unités géologiques (Tran Ngoc *et al.*, 2011a).

Le présent rapport décrit les conditions hydro-géo-thermo-chemo-pétrophysiques du site de Bécancour. Pour cela, on utilise des données existantes de forage et de production disponibles de l'exploration pétrolière (analyses des carottes, tests DST, tests de puits, analyses des fluides de forage, etc.). La pression, la température, la salinité et la densité des fluides en fonction de la profondeur, ainsi que les paramètres pétrophysiques des unités (la porosité et la perméabilité) des formations géologiques seront établis. Ces derniers paramètres sont analysés en utilisant les méthodes statistiques pour pouvoir obtenir des valeurs représentatives attribuables à chaque unité.

L'analyse de ces données permet d'identifier les unités stratigraphiques les plus prometteuses dans la région de Bécancour ainsi que de prédire à quelle profondeur sera atteint l'état supercritique du CO₂ dans ces unités (Tran Ngoc *et al.*, 2011b). Ces travaux sont requis d'une part pour estimer la quantité de CO₂ stockable dans le réservoir de Bécancour et d'autre part pour servir de base à la modélisation numérique du stockage du CO₂ dans ces unités.

2. Données et méthodes

Les données sont trouvées dans des rapports de forage qui sont disponibles au Ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec (MRNF) (<http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca/gpg/classes/igpg>). Selon la profondeur, on a deux groupes de puits, peu profonds et profonds, qui sont localisés au nord-ouest et au sud-est respectivement de la faille de Yamaska (Figure 2). La plupart des données proviennent de 20 puits localisés dans la région de Bécancour (Figure 2). Cependant, nous utilisons certaines données de 8 puits de la région de Nicolet (voir Figure 2) qui se trouve à ~15 km au sud-ouest de la région de Bécancour. Ceci

nous permet d'avoir des informations supplémentaires sur les caractéristiques pétrophysiques et hydrogéologiques des unités stratigraphiques des deux régions. Le Tableau 1 présente le type de données disponibles pour les puits de la région concernant les conditions hydrauliques, la température, la chimie des saumures, et la caractérisation pétrophysique. Les puits sont verticaux, avec une déviation variable qui est plus importante dans les puits A165A, A196, A224, A231, A236, A242, A246 et A247. D'autres caractéristiques des puits sont indiquées dans le Tableau 1: l'année du forage, sa profondeur et la longueur de la partie d'ouverture du puits « open-hole ». Ceux-ci vont servir d'une part à la construction du modèle numérique pour l'injection du CO₂, ainsi que pour la localisation des puits d'observation et d'autre part à l'évaluation des risques de fuite de CO₂ à travers ces puits (Celia and Nordbotten, 2009).

Certains tests DST fournissent plusieurs données sur les conditions hydrogéochimiques *in situ* dans les unités géologiques testées. Les pressions hydrostatiques et les perméabilités de différents intervalles ont été obtenues en utilisant la méthode de Horner (Mattar et Hawkers, 1984) pour l'analyse des tests DST. Il existe plusieurs valeurs de la pression hydrostatique qui dépendent du temps, parce que les tests DST ne sont obtenus que pour un intervalle de temps de 30 à 120 minutes et que l'on est probablement en réservoir limité. Nous avons utilisé la valeur de pression à la phase soit initiale, soit finale de la courbe de rabattement/remontée de pression dans les tests DST. Les tests de production nous ont donné les débits de fluides dans 9 puits (Tableau 1).

Les données de température des unités géologiques dans les puits de la région de Bécancour proviennent de plusieurs sources (Tableau 1): des mesures lors des tests DTS ; des mesures de la température enregistrée au fond des puits (Lefebvre, 1982 et archive 1980TA000-01, Sigpeg-MRNF). Le gradient géothermique est établi à partir des profils de température.

La composition chimique des saumures a été obtenue par l'analyse des échantillons de saumures pris soit lors des tests DST, soit lors de l'exploitation de la saumure par Junex. Les données de Junex de la composition des saumures (Pinti *et al.*, 2011) récoltées dans les puits reflètent *a priori* la composition du mélange des saumures de différentes unités puisque les échantillons ont été récoltés dans des puits ouverts. La salinité de la saumure, ou la quantité des solides dissous (*Total Dissolved Solids*, TDS = salinité) a été mesurée soit sur

site, soit en laboratoire. Les échantillons de saumures ont été pris par un séparateur de liquides lors des tests DST et analysés en laboratoire pour sa composition chimique (Tableau 1). Certains paramètres comme la salinité et la densité ont pu être mesurés *in situ* par test rapide de pistonnage, pendant et après le forage (A158, A198, A239 et A250, données de Junex). Afin de représenter la salinité de chaque intervalle, nous avons calculé des moyennes arithmétiques des données disponibles. Notons que la composition chimique des saumures analysées en laboratoire peut être différente de la composition initiale en place à cause des conditions ambiantes dans le laboratoire.

L'estimation de la densité et de la viscosité des saumures doit être précise, notamment dans les conditions *in situ*. Parmi plusieurs algorithmes de cette estimation, Adams et Bachu (2002) ont proposé d'utiliser l'algorithme de Batzle et Wang (1992) qui est une bonne estimation sur une large gamme de conditions. La densité et la viscosité dépendent fortement de la salinité de la saumure et sont modifiées par la variation de température (forte diminution avec la croissance de T) et de la pression de formation (légère augmentation avec la croissance de P). L'algorithme de Batzle et Wang (1992) a été programmé par notre équipe (en utilisant Matlab) ou par CREWES (<http://www.crewes.org>). La prédiction de la densité et de la viscosité du CO_2 dans les conditions du réservoir de Bécancour peut aussi être faite par l'utilisation de l'algorithme proposé par Span et Wagner (1996).

On s'intéresse aux paramètres pétrophysiques, i. e. la porosité (n), la perméabilité (k) et la densité de grains « grain density » (ρ_s), provenant des analyses de carottes. Généralement, les carottes sont échantillonnées dans les zones démontrant le plus de potentiel d'être des réservoirs, donc des zones plus poreuses et plus perméables. Ces zones peuvent être sélectionnées en se fiant aux logs diagraphiques de forage. Particulièrement, trois composantes principales de la perméabilité ont été mesurées sur les carottes. Pour avoir assez de données, on utilise les résultats de l'analyse des carottes des puits de la région de Bécancour et certains de la région voisine de Nicolet. Les 800 mesures disponibles réalisées sur la totalité de 260 m de carottes sont assez nombreuses pour faire de l'analyse statistique. Notons qu'il y a moins de données disponibles pour la Formation de Beauharnois (25

mesures) par rapport aux autres unités (voir Tableau 2). On établit la densité et la distribution de n et k par des histogrammes et la fréquence cumulative de toutes les unités. La description statistique permet d'obtenir les paramètres importants, i. e. les moyennes, les médianes (qui sont correspondantes à la probabilité de 50%) et les écart-types. Les moyennes considérées comme les limites supérieures sont plus importantes que les médianes. La porosité effective a été également calculée à partir des données (> 1000 valeurs, voir Tableau 2) des diagraphies disponibles de huit puits en utilisant la méthode de Doveton (1986). Parmi ceux-ci, il n'y a qu'un seul puits qui a des données pour toute la Formation de Covey Hill (A198) et trois puits pour la Formation de Cairnside. L'analyse statistique est donc aussi appliquée à la porosité effective.

Nous appliquons les techniques d'analyses de réservoir pétrolier pour déterminer les intervalles productifs ou « net pay » (Konstantinovskaya *et al.*, 2011), i.e. les intervalles dans lesquels les fluides peuvent migrer ou se déplacer. Tout d'abord, on identifie le seuil minimal de porosité des unités « porosity cutoff » qui est correspondant à la perméabilité de 0.1 mD sur le graphique de la relation entre k et n obtenu de l'analyse des carottes. Ensuite, on calcule l'épaisseur des « net pay » en prenant en compte l'endroit où la porosité effective des diagraphies est supérieure à celle du « cutoff ». Les « net pay » relatifs sont calculés comme le rapport entre l'épaisseur du « net pay » et l'épaisseur brute de chaque unité dans chaque puits. Puisque huit puits ont des données sur la porosité effective (Tableau 1), il est préférable de représenter les « net pay » par des valeurs de moyenne arithmétique pour les puits qui traversent toute l'unité (Trenton et Beauharnois) et par la moyenne pondérée en tenant compte du nombre de mesures disponibles de porosité effective (Theresa et Cairnside). Enfin, on peut déduire la porosité moyenne des « net pay » (de chaque unité) et la perméabilité moyenne correspondante à partir de la relation entre k et n .

L'étude analytique et/ou statistique des données utilisées permet de déterminer les conditions représentatives hydro-chimique, géothermique et pétrophysique du réservoir. L'inter-analyse des données hydro-géo-péto-chimiques aide à établir la cohérence des données et la compréhension hydrogéologique des aquifères de la région.

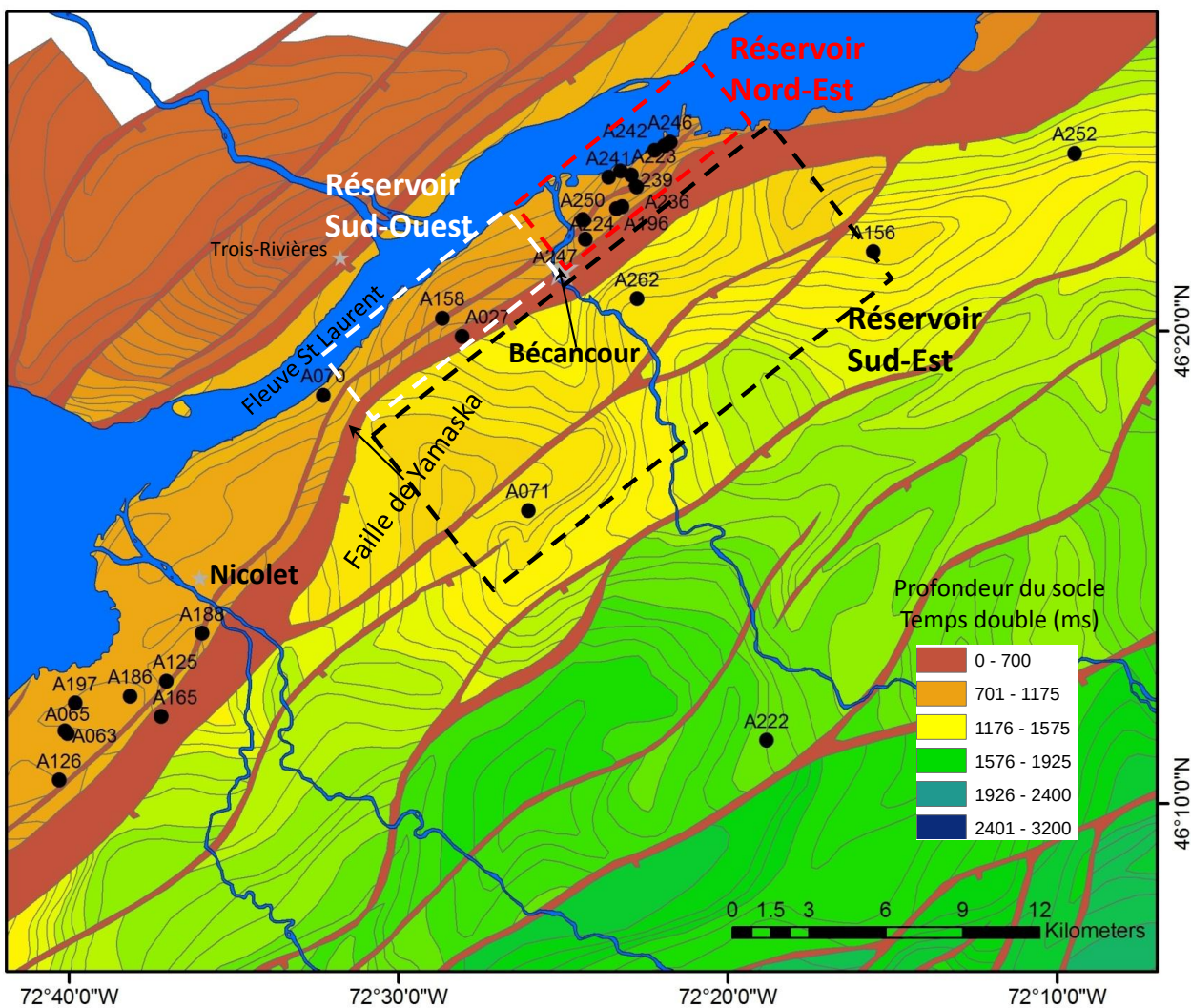


Figure 2 : Localisation des puits dans la région de Bécancour sur une carte de base montrant la topographie du socle sous la couverture sédimentaire (d'après Thériault et al., 2005).

Tableau 1 : Résumé des puits considérés dont les données hydro-géo-chimiques et pétrophysiques sont disponible (* : puits de la région de Nicolet; température mesurée ponctuellement lors des tests DST et au fond du puits des diagraphies = Diagraph.;Prod. = production; Sal. = salinité; n = porosité; k = perméabilité). Les données du MRNF ont été archivées sous le nom « année de forage-O-n° de puits » par exemple « 2006OA252 », sauf les données de la température obtenues à partir des diagraphies.

N°	Puits		Année de forage	Profondeur [mKB]	Open-hole [m]	Hydraulique			Température		Chimie de saumures		Pétrophysique	
	Peu profond	Profond				DST	Test-Prod.	Test de puits	DST	Diagrap.	DST (sal.)	Composition	Carotte (n-k)	Diagrap. (n)
1	A027		1933	1603	442							x		
2	A063*		1959	921						x				
3	A065*		1962	1352	191	3			x				x	
4	A070		1956	1256	568	3			x					
5		A071	1956	1986	1554							x		
6	A125*		1963	1281									x	
7	A126*		1963	1343	151	8			x		x	x	x	
8		A156	1970	2612	762	3	x		x		x	x	x	
9	A158		1971	1390	222	3	x	x			x	x		
10	A165	A165A*	1972	2239	501	4			x		x		x	
11	A186*		1977	1395						x			x	
12	A188*		1978	1410						x			x	
13	A196		1980	1370		7	x	x	x	x	x	x	x	
14	A197*		1980	1190						x			x	
15	A198		1981	1265		8	x	x	x	x	x	x	x	x
16		A222*	1993	3454						x				
17	A223		1993	1001		1				x			x	x
18	A224		1993	1003						x				
19	A236		2002	920	220						x	x		
20	A238		2003	888								x		x
21	A239		2003	936	150		x	x	x		x	x		
22	A241		2003	1054	391	1						x		x
23	A242		2003	981	314									
24	A246		2004	999	267		x				x	x		x
25	A247		2004	1064	260						x	x		x
26	A250		2006	1048	875	4	x		x	x	x	x		x
27		A252	2006	2612		1							x	
28		A262		1093		1	x							x

Tableau 2 : Nombre de mesures disponibles dans les carottes et les diagraphies (n = porosité; k = perméabilité et ρ = densité de grains).

Groupe/Formation	Carottes		Diagraphies
	Longueur totale [m]	Nombre de mesures de n, k et ρ	
Lorraine			24886
Utica			2195
Chazy			10627
Trenton	40.55	146	997
Beauharnois	11.26	25	2794
Theresa	50.79	96	1482
Cairnside	86.27	254	1260
Covey Hill	66.94	269	1941

3. Contexte géologique de la région

Les unités stratigraphiques de la région de Bécancour font partie de la succession sédimentaire paléozoïque de la Plate-forme du Saint-Laurent, qui se situe entre le socle grenvillien au nord-ouest et le front des écaillles des Appalaches au sud-est (Globensky, 1987). Elles se distinguent bien par leurs caractéristiques

pétrophysiques et constituent en partie des unités de couverture (peu ou pas perméables) et des unités réservoir (perméables). L'épaisseur totale des unités est de 1500 – 3000 m (Figure 3).

Les unités plus anciennes de la base vers le sommet sont formées des grès du Groupe de Potsdam, des dolomies du Groupe de Beekmantown, des calcaires des groupes de Chazy, de Black River et de Trenton. Ils sont recouverts du Shale d'Utica et des siltstones et shales des groupes de Lorraine et de Queenston. Le Groupe de Potsdam est constitué des grès quartzo-feldspathique de la Formation de Covey Hill et des grès quartzeux de la Formation de Cairnside. Le Groupe de Beekmantown comprend les grès dolomitiques de la Formation de Theresa et les dolomies de la Formation de Beauharnois. Les aquifères salins de la région de Bécancour se trouvent principalement dans ces unités entre 800 et 2400 m de profondeur dans les réservoirs gréseux, dolomitiques et calcareux. La stratigraphie simplifiée est présentée sur la Figure 4. Par la suite, nous utiliserons les noms des groupes et des formations pour désigner les unités géologiques.

Les unités ont été déposées sur le socle métamorphique grenvillien (Figure 3). L'analyse des carottes des puits A223 et A196 (Figure 5) au microscope électronique à balayage (MEB) a donné la composition de la dolomie gréseuse du Theresa (A223) et du grès du Covey Hill (A196). La dolomite représente 64% dans le grès dolomitique du Theresa et le quartz 44% des grès du Covey Hill. Il n'y a que 4% de minéraux argileux dans le grès dolomitique du Theresa et environ 50% dans le grès du Covey Hill.

Les unités de couverture, qui empêchent la migration du CO₂ vers la surface, sont formées des roches de l'Utica et du Lorraine dont la composition minéralogique est présentée dans la Figure 6. L'argile est le minéral dominant pour les shales du Lorraine et la calcite pour les shales de l'Utica. Le pourcentage d'argiles dans les shales du Lorraine et de l'Utica est de 55% et 25%, respectivement. L'argile consiste en illite (composition principale occupant (65-85%), chlorite (10-25%) et kaolinite (5%)) (Thériault, 2008).

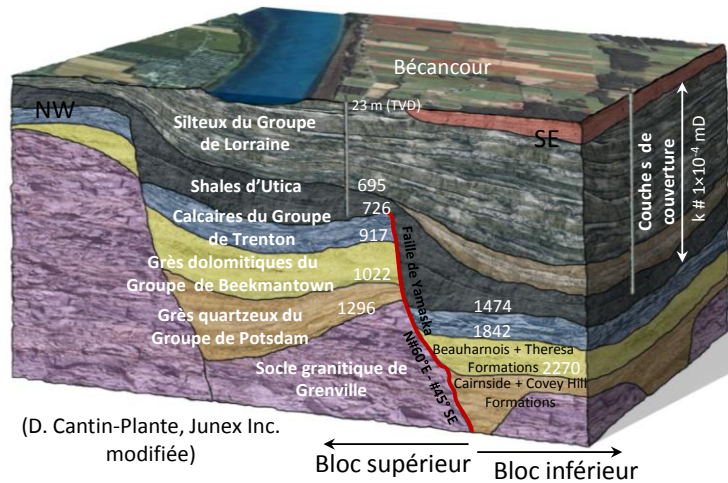


Figure 3 : Vue schématisée de la structure géologique de la région de Bécancour, d'après Castonguay et al. (2010) (dessinée par Cantin-Plante, Junex Inc.). Noter le déplacement des unités stratigraphiques par la faille de Yamaska entre les blocs supérieur et inférieur de la faille.

Age		Groupe/Formation	Type de roches
ORDOVICIEN	SUPÉRIEUR	Queenston	Shales & siltstones
		Lorraine	
		Upper Utica	Shales
		Lower Utica	Shales calcaireux
		Trenton	Calcaires
	MOYEN	Black River/Chazy	Dolomies & calcaires fossilifères
		Beauharnois	Dolomies
		Beekmantown	
		Theresa	Grès dolomitiques
		Cairnside	Sandstones (quartzite)
CAMBRIEN	INFÉRIEUR	Potsdam	
		Covey Hill	Grès & conglomerats feldspathique
PRECAMBRIEN		Socle de Grenville	Granite

Figure 4 : Colonne stratigraphique simplifiée de la séquence sédimentaire des Basses-Terres du Saint-Laurent (modifiée de Bédard et al., 2010)

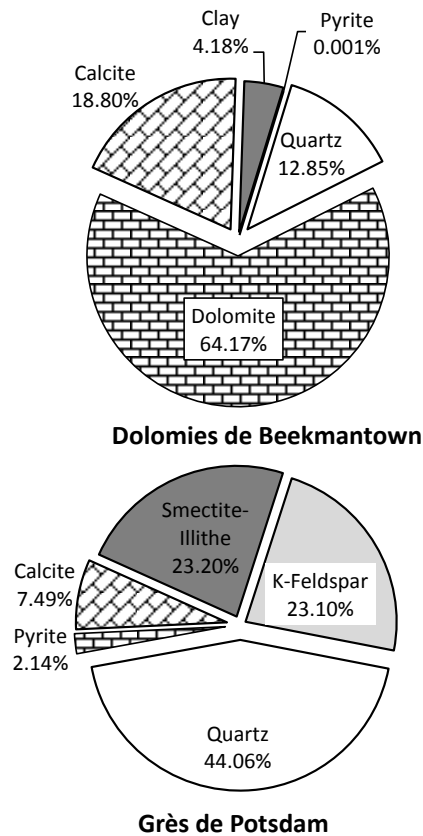


Figure 5 : Composition minérale de la dolomie gréseuse du Groupe de Beekmantown et du grès du Groupe de Potsdam dans les Basses-Terres du Saint-Laurent (données obtenues à partir de l'analyse des carottes du puits A223 pour la dolomie et du puits A196 pour le grès, données d'après Diedro et al., 2011).

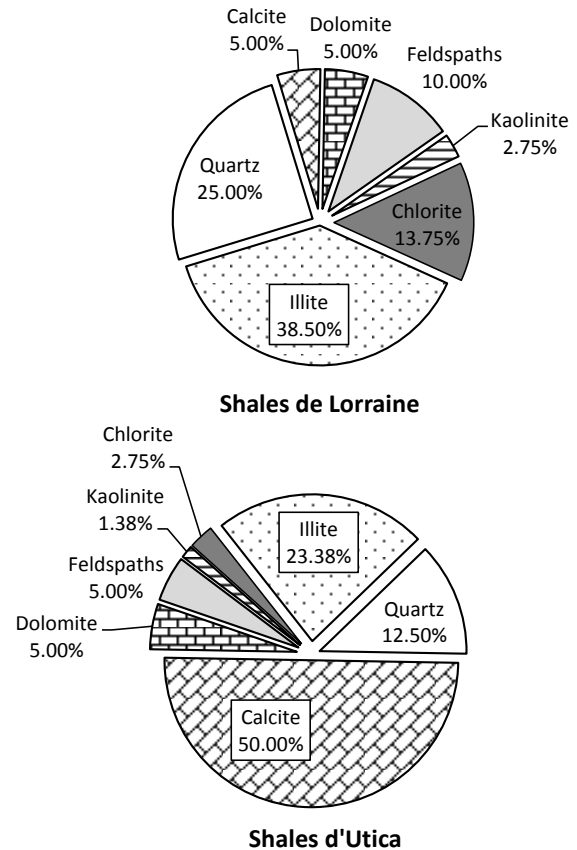


Figure 6 : Composition minérale des unités de couverture dans les Basses-Terres du Saint-Laurent (données d'après Thériault, 2008).

Généralement, les épaisseurs des formations augmentent en direction SE (Figure 3, Tableau 10). L'épaisseur des couches de couverture varie de 616 m à 1470 m pour le Groupe de Lorraine et de 74 m à 173 m pour le Shale d'Utica dans les compartiments NO et SE de la faille de Yamaska, respectivement (Konstantinovskaya et al., 2010 a, b). Il existe un endroit dont l'épaisseur de l'Utica n'est que de 3 m au NO de la faille. Seulement deux puits (A196 et A198) pénètrent le socle grenvillien dans la région de Bécancour.

Les unités stratigraphiques et le socle grenvillien de la région de Bécancour sont affectés par une série de failles normales (Figure 2) dont la principale est celle de Yamaska (Konstantinovskaya et al., 2011). Ces

failles sont de direction SO-NE avec un fort pendage vers le SE (Thériault et al., 2005; Castonguay et al., 2010; Konstantinovskaya et al., 2010a). L'interprétation des lignes sismiques dans la région de Bécancour a permis de confirmer que l'unité de couverture du Lorraine n'est pas affectée par la faille de Yamaska (Konstantinovskaya et al., 2010a). La faille de Yamaska est traversée par les puits A027 et A165A. Les roches sont fracturées dans la zone de faille.

Cependant, il est nécessaire de déterminer si les fractures liées aux failles sont perméables ou non pour en tenir compte dans la modélisation de la séquestration.

4. Conditions hydro-géo-thermo-chimiques des aquifères salins

4.1. Hydrogéologie

L'analyse des tests DST permet d'obtenir les pressions hydrostatiques des différents intervalles testés. Les gradients des pressions hydrostatiques sont calculés à partir des données de pression disponibles (voir Figure 7 et Annexe 1), tandis que le gradient de pression dans le Lorraine est du même ordre que celui de l'eau 9.7 kPa/m (Figure 8). Les shales de l'Utica montrent un gradient beaucoup plus important de 14.7 kPa/m. Ce gradient est normalement observé dans les roches imperméables comme des shales qui sont très compactés et contiennent des fluides emprisonnés dans les micro-pores de la roche provoquant ainsi une pression de formation anormalement très élevée. Pour les unités réservoirs le gradient régional de pression est en moyenne de $\Delta P_2 = 12.17$ kPa/m, variant de $\Delta P_1 = 10.78$ kPa/m dans la partie nord-est de la région à $\Delta P_3 = 15.60$ kPa/m dans la partie sud-ouest (Figure 8). En comparant ces gradients avec ceux calculés à partir de la densité des saumures minimale $\rho_{\min} = 1090$ kg/m³ et maximale $\rho_{\max} = 1191$ kg/m³ (voir le paragraphe 6.1 pour l'estimation de la densité en utilisant les salinités des saumures mesurées), nous pouvons constater que le réservoir de la région est partiellement en surpression (partie jaune claire dans la Figure 8). La région sud-ouest au nord de la faille de Yamaska (A158) est la plus sur-pressurisée (Figure 9). Ceci est en accord avec les débits artésiens observés *in situ* qui ont également 3 ordres de valeurs : $Q_1 = 0$, $0 < Q_2 < 10$ et $Q_3 = 13$ l/min (Figure 10, Tableau 3). Le débit artésien le plus important est observé dans la région sud-ouest au nord de la faille de Yamaska (A158).

Les données sur la distribution de la pression hydrostatique et du débit artésien dans les puits de la région de Bécancour nous permettent de conclure que le réservoir n'est pas homogène à l'échelle régionale. Cette conclusion est supportée par les observations précédentes montrant que la courbe de remontée de pression d'un test des puits A158 et A196 indique que le réservoir est fermé (Lavoie, 1979; 1992). Il existe apparemment deux sous-réservoirs distincts dans le

compartiment nord-ouest de la faille de Yamaska séparés approximativement par la rivière Bécancour (Figure 9 et Figure 10). Les sous-réservoirs nord-est (puits A196-A198) et sud-ouest (A158) ont des gradients de pression hydrostatique et des débits artésiens différents (Figure 9 et Figure 10). Ces deux sous-réservoirs sont probablement séparés par une zone de transfert liée à une barrière structurale ou lithologique (Konstantinovskaya *et al.*, 2011). Le sous-réservoir sud-ouest (A158) avec un gradient de pression (15.6 kPa/m) et un débit artésien (13 l/min) plus élevés peut représenter un « piège » local hydraulique qui serait limité par le sous-réservoir au nord-est (A196-A198, $\Delta P_2 = 12.17$ kPa/m) et l'autre réservoir autour du puits A070 ($\Delta P = 9.2$ kPa/m) (Figure 2) qui ont des valeurs de gradient de pression hydrostatique et de débit artésien plus faibles (Annexe 1 et Tableau 3).

La faible variation du gradient de pression dans la partie nord-est de la région indique que les propriétés hydrauliques des unités du compartiment nord de la faille de Yamaska, (A198-A250 pour le Trenton, A196-A198 pour le Theresa, A196-A198 pour le Covey Hill) et du compartiment sud de la faille (A252-A262 pour le Beauharnois) (Figure 7 et Figure 9) sont constantes sur une grande étendue latérale. Il est possible que le sous-réservoir nord-est dans le compartiment nord de la faille de Yamaska soit hydrauliquement connecté au réservoir dans le compartiment sud de la faille (Figure 9). Les unités des groupes de Trenton, de Beekmantown et de Potsdam dans les deux compartiments de la faille sont caractérisées par des valeurs de gradient de pression hydrostatique semblables qui varient entre 10.78 kPa/m et 12.17 kPa/m (Figure 7 et Figure 8). Si c'est le cas, la faille de Yamaska est probablement conductible dans ce secteur. Notons que, le puits A165A qui est foré dans la faille de Yamaska (Figure 2) a le même gradient de pression (10.78 kPa/m) que celui de l'ensemble du réservoir (Figure 8). Par contre, la faille est probablement non-perméable dans le segment sud-ouest (Figure 9 et Figure 10), où elle délimite le sous-réservoir sur-pressurisé du sud-ouest (A158). Finalement, aucun écoulement régional n'est observé pour l'instant.

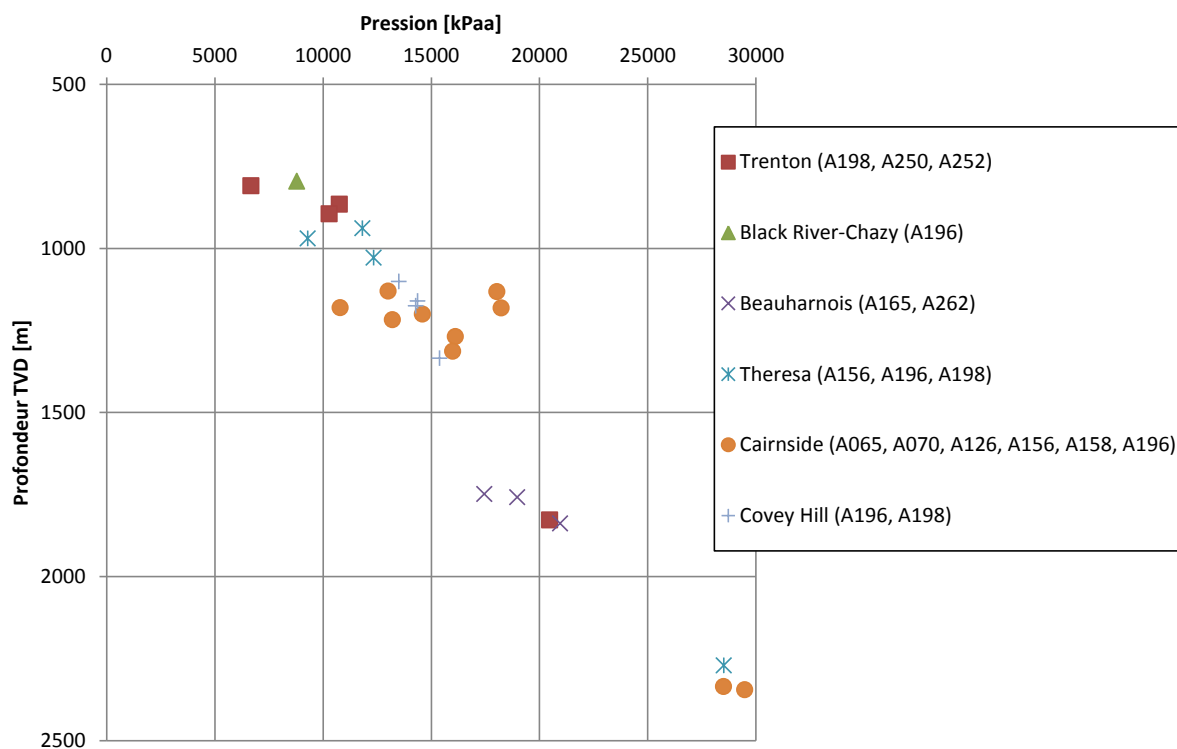


Figure 7 : Pression hydrostatique obtenue à partir des tests DST pour les profondeurs des différentes unités (TVD = True Vertical Depth ou vraie profondeur).

Tableau 3 : Données des débits artésiens observés à différents puits. Le Puits A255 se trouve sur la rive nord du fleuve Saint-Laurent, en face de la région de Bécancour).

Puits	Débit artésien [l/min]
A158	13
A196	0
A198	< 2
A239	10
A246	débit faible
A247	débit faible
A250	2.6
A255	0.8
A262	0

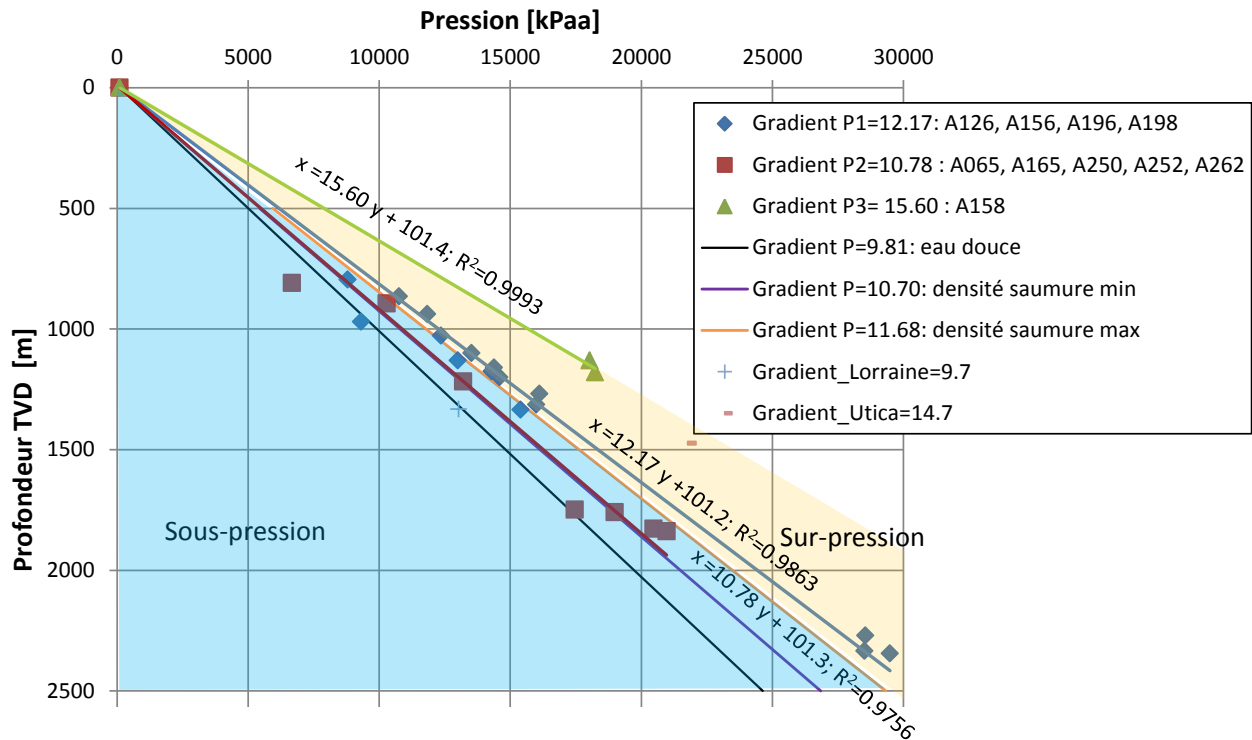


Figure 8 : Profil des pressions hydrostatiques obtenues à partir des analyses des tests DST et leurs gradients en comparaison avec ceux de la densité minimale et maximale des saumures de réservoir. Les gradients de pression du Groupe de Lorraine et d'Utica proviennent du BAPE (Document DB25, 2010). Pour les données de pression hydrostatique voir **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**, Densité de la saumure - Figure 40.

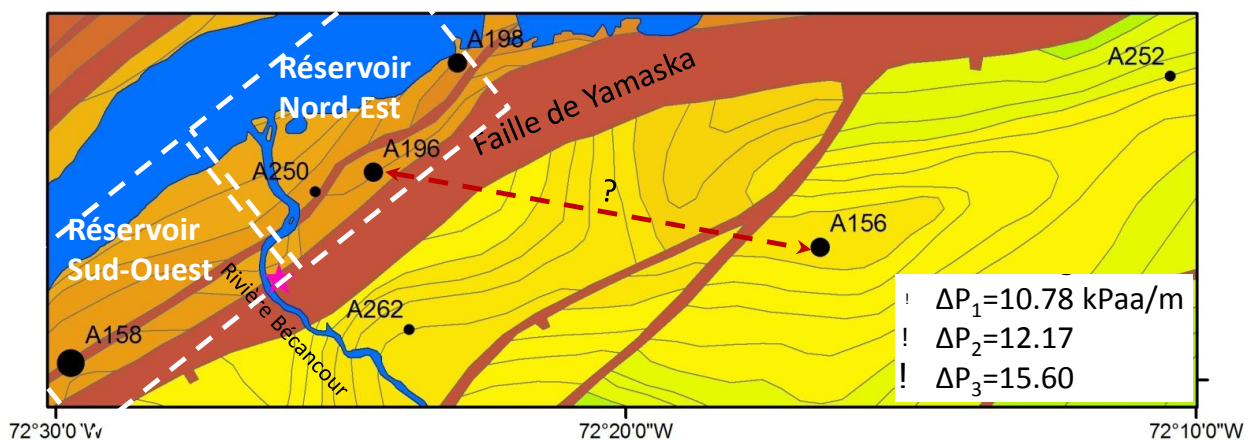


Figure 9 : Distribution des différents gradients de pression hydrostatique dans la région de Bécancour. La carte du socle d'après Thériault et al. (2005). Pour les données de gradient de pression hydrostatique voir la Figure 8.

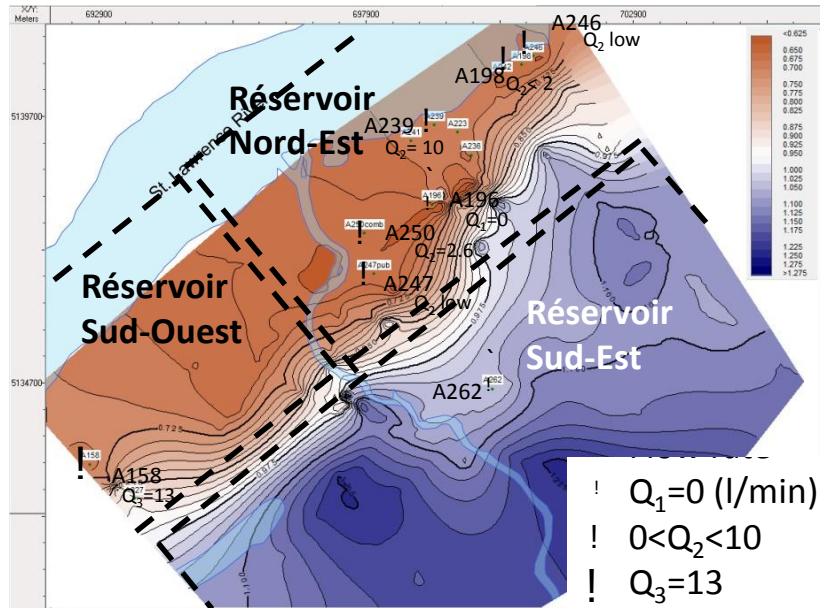


Figure 10 : Distribution de différents débits artésiens observés à chacun des puits dans la région de Bécancour. La carte des contours en temps double (TWT) du toit de la Formation de Covey Hill, Konstantinovskaya et al., (2011). Pour les données de débit artésien voir le Tableau 3.

4.2. Température

Les données de la température aux différentes profondeurs qui correspondent aux unités géologiques dans les différents puits de la région de Bécancour proviennent de plusieurs sources (Tableau 1 et Annexe 2). Les températures minimale et maximale sont de 26.5 °C pour le Trenton et 61 °C pour le Covey Hill, respectivement (Figure 11). La Figure 12 présente la température en fonction de la profondeur dans différents intervalles et l'estimation du gradient géothermique de la région de Bécancour, respectivement. Ce gradient estimé est de

2.35°C/100 m à partir des données de température (Annexe 2), en considérant la température moyenne annuelle à la surface du sol de 8°C (SNC-Lavalin, 2003). Ce gradient correspond à celui d'un réservoir froid (*cold*), propice à la séquestration géologique du CO₂ (Bachu, 2003 ; Nordbotten *et al.*, 2005). En utilisant le gradient régional de température, on peut estimer que la température du sommet de chaque unité du bloc réservoir au pied de la faille de Yamaska varie entre 25 °C et 35 °C (Tableau 4). La température du CO₂ supercritique ($T_c > 31$ °C) n'apparaît que dans les grès du Cairnside (32 °C) et du Covey Hill (35 °C).

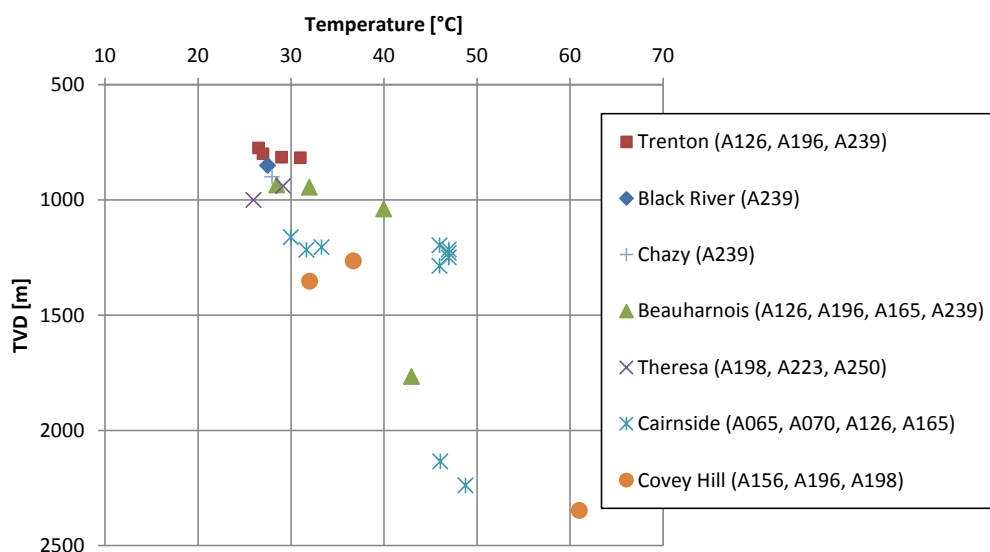


Figure 11 : Températures des différentes unités obtenues à l'aide des tests DST. Voir Annexe 2 pour les données de température.

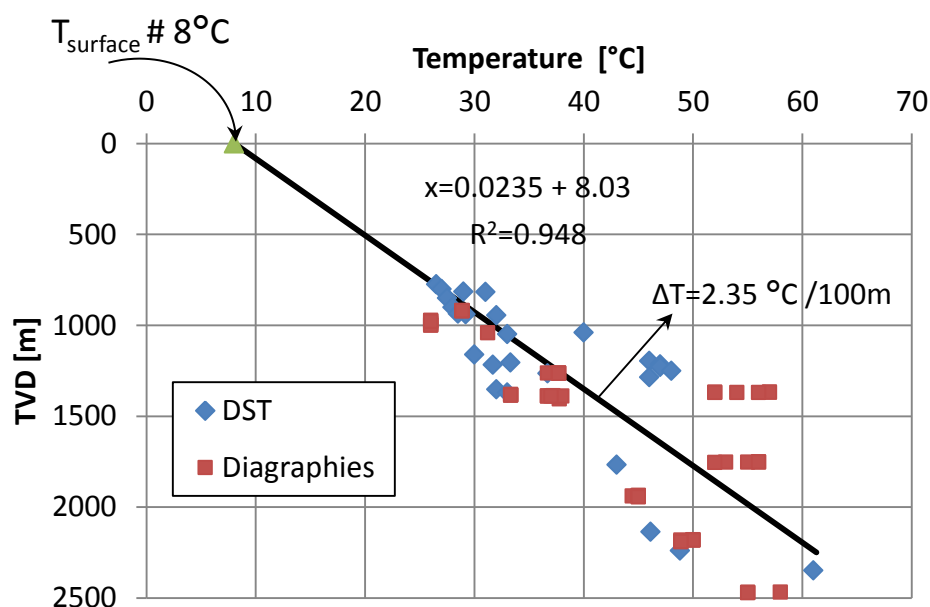


Figure 12 : Estimation du gradient géothermique de la région de Bécancour à partir des données de température analysées.

Tableau 4 : Température estimée au sommet de chaque unité du bloc réservoir au pied de la faille de Yamaska.

Groupe/Formation	Temperature [°C]
Trenton	25
Beauharnois	30
Theresa	31
Cairnside	32
Covey Hill	35

4.3. Composition chimique des saumures et leurs salinités

La composition chimique des saumures des échantillons prélevés dans les différentes unités des puits de Bécancour est présentée dans l'Annexe 3. La composition des ions indique que la saumure des aquifères salins de Bécancour est de type de Ca- Na-Cl (Francke et Thorade, 2010) (voir Annexe 3) qui dérive probablement de la dissolution de l'halite (Pinti *et al.*, 2011). Dans l'analyse chimique des saumures, on

observe que la salinité est égale à l'ordre de grandeur de la somme de l'ensemble des composants trouvés dans la solution (voir Annexe 3). Les salinités de la saumure dans les différentes unités et les différents puits (Annexe 4) sont reportées sur la Figure 13. Elles varient largement de 60 à 340 g/l, ce qui est beaucoup plus élevé que la salinité de l'eau de mer (35 g/l). Cela indique que les aquifères salins de Bécancour ne sont pas des ressources d'eau potable. Comme la composition minérale des unités stratigraphiques varie d'un niveau à l'autre (calcaire-dolomite-grès), les salinités sont aussi différentes pour chaque unité (Figure 13). Dans le cas d'une bonne communication hydraulique verticale les saumures pourraient se mélanger et les salinités seraient semblables ou homogénéisées. La différence de salinité observée dans les unités sédimentaires de la région de Bécancour peut indiquer une difficulté de connectivité hydraulique verticale dans la séquence.

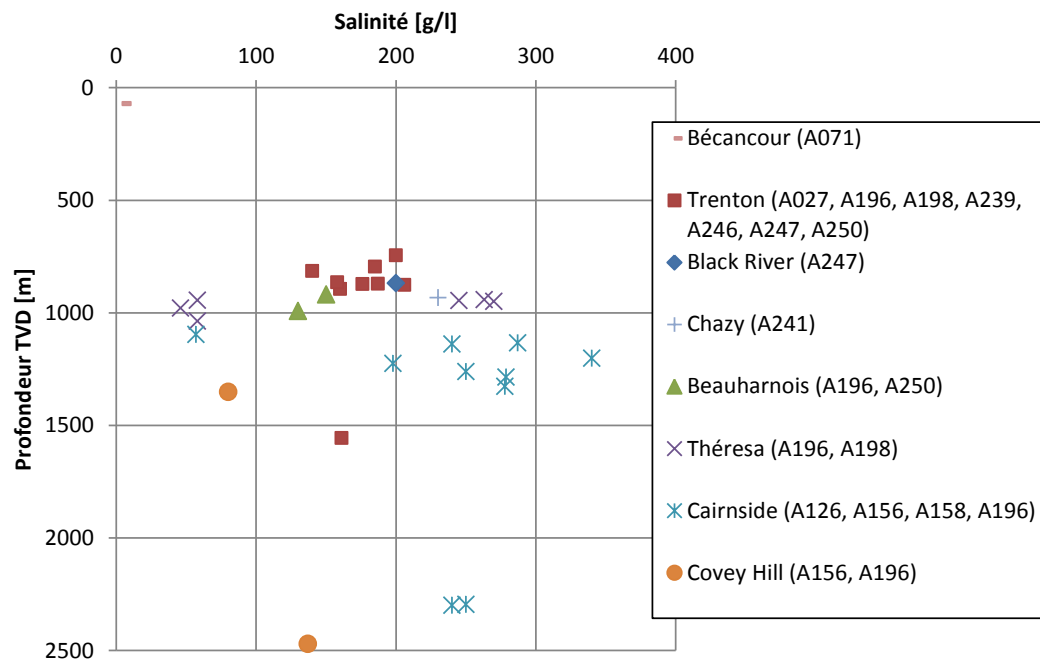


Figure 13 : Salinité mesurée dans les différentes unités des puits de la région de Bécancour (données voir Annexe 4).

La Figure 13 montre que les valeurs de salinité ne sont pas corrélées avec la profondeur comme les pressions et les températures (Figure 8 et Figure 12). Les valeurs de salinité mesurées dans les différentes unités du puits

A196 (sauf pour une valeur dans le Cairnside) sont les plus faibles par rapport à la salinité trouvée ailleurs dans la même formation (Annexe 4). Si l'on exclut ces données, la variation latérale régionale de la salinité

reste faible dans chaque unité (Figure 13). En fait, l'écart-type de la salinité des unités du Trenton, du Beauharnois, du Theresa et du Cairnside est calculé à 18, 14, 13 et 40 g/l, respectivement en ne tenant pas compte des valeurs de salinité du puits A196. Les valeurs de salinité moyenne par formation (Figure 14, Annexe 4) indiquent une plus faible salinité pour le Covey Hill (109 g/l) et une plus forte pour le Cairnside (242 g/l).

La salinité de la Formation de Cairnside obtenue à partir d'une série de valeurs est fiable étant également confirmée par Junex (Massé, 2009). La salinité de la Formation de Covey Hill présentée ici doit être vérifiée car on n'a que deux valeurs de salinité pour cette formation. D'après Junex, la salinité augmente de 248 g/l à 292 g/l dans le puits A198 du Beekmantown vers le Potsdam (y compris le Covey Hill).

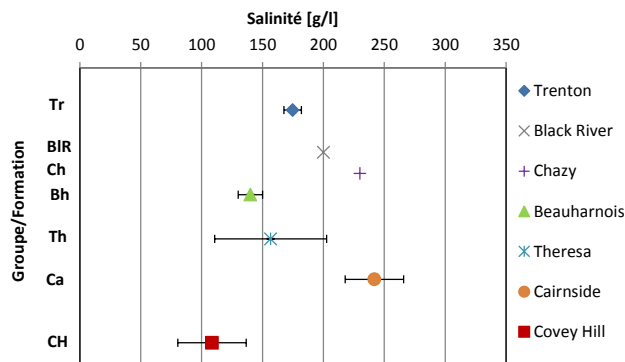


Figure 14 : Salinité moyenne dans les différentes unités de la région de Bécancour avec l'écart-type standard de 22 g/l pour le Trenton, 14 g/l pour le Beauharnois, 113g/l pour le Theresa, 75 g/l pour le Cairnside et 40 g/l pour le Covey Hill. L'écart-type pour le Theresa est de 13 g/l si on ne tient pas compte des données du puits A196 (voir Annexe 4).

5. Analyse des propriétés pétrophysiques du réservoir

L'analyse statistique de la porosité et de la perméabilité obtenues à partir de l'analyse des carottes dans les différentes unités stratigraphiques de la région de Bécancour (Figure 15) indique que les valeurs de porosité de 5% et de perméabilité de 0.1 mD sont les plus caractéristiques pour la région.

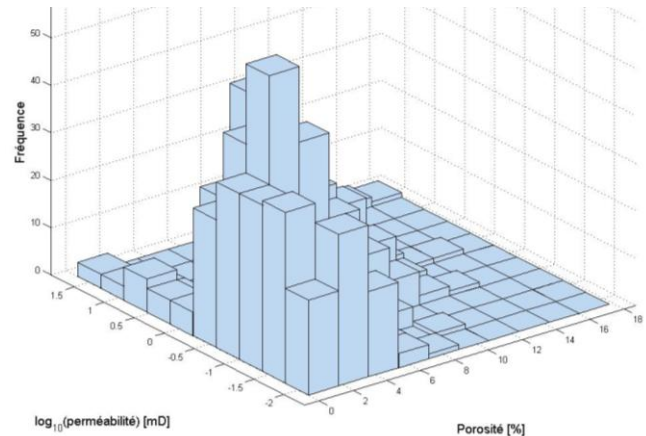


Figure 15 : Histogramme de la porosité et de la perméabilité des unités réservoirs de Bécancour.

5.1. Porosité

Les histogrammes de la porosité obtenue à partir des analyses des carottes sont présentés sur la Figure 16, alors que les fréquences cumulatives le sont sur la Figure 17. La description statistique des moyennes et des écart-types est présentée dans le Tableau 5. Pour les zones d'aquifères salins, la porosité est minimale dans les dolomies du Beekmantown (< 1%) et maximale dans les grès du Potsdam (5%). Pour les couches de couverture, la valeur médiane de porosité est de 4% dans les roches du Shale d'Utica (Tableau 5). La porosité des roches de couverture est de 5% pour le Lorraine et 0.7-6.6% pour l'Utica selon la source BAPE (Document DB25, 2010). Une loi de distribution normale est observée pour les groupes de Trenton et de Postdam, tandis que le Beekmantown présente une loi log normale (Figure 16). Cependant, la distribution log normale n'est pas le meilleur ajustement pour les données du Theresa, si l'on compare la moyenne et l'écart-type des données et de l'ajustement (Figure 16 et Tableau 5). Les caractéristiques statistiques sont très légèrement modifiées et la forme des histogrammes reste inchangeable en utilisant les données supplémentaires des puits aux alentours de la région d'étude. Les intervalles de confiance qui correspondent au niveau de 68%, 75% et 95% sont également présentés dans le Tableau 5.

La porosité effective a été calculée à partir des diagraphies dans la région de Bécancour (Konstantinovskaya *et al.*, 2011). Les histogrammes et les fréquences cumulatives de cette porosité sont montrés sur les Figure 18 et Figure 19 pour chaque unité respectivement. Les valeurs de porosité obtenues

à partir des carottes et à partir des diagraphies sont du même ordre de grandeur, surtout dans les grès du Potsdam (Tableau 5).

On observe une similarité dans la forme des histogrammes et des courbes de la répartition obtenues par deux méthodes de mesures. La porosité déterminée dans les aquifères salins de Bécancour présente un comportement de loi normale (sauf pour le Beauharnois) comme proposé dans la littérature. On

remarque que la distribution gaussienne et la répartition en forme de *S* très lisse sont plus visibles pour les porosités obtenues par des diagraphies (Figure 18 et Figure 19) que par des carottes, notamment pour le Potsdam (Figure 16 et Figure 17) parce que le nombre des données disponibles à partir des carottes n'est peut-être pas suffisant par rapport au nombre de données obtenues des diagraphies.

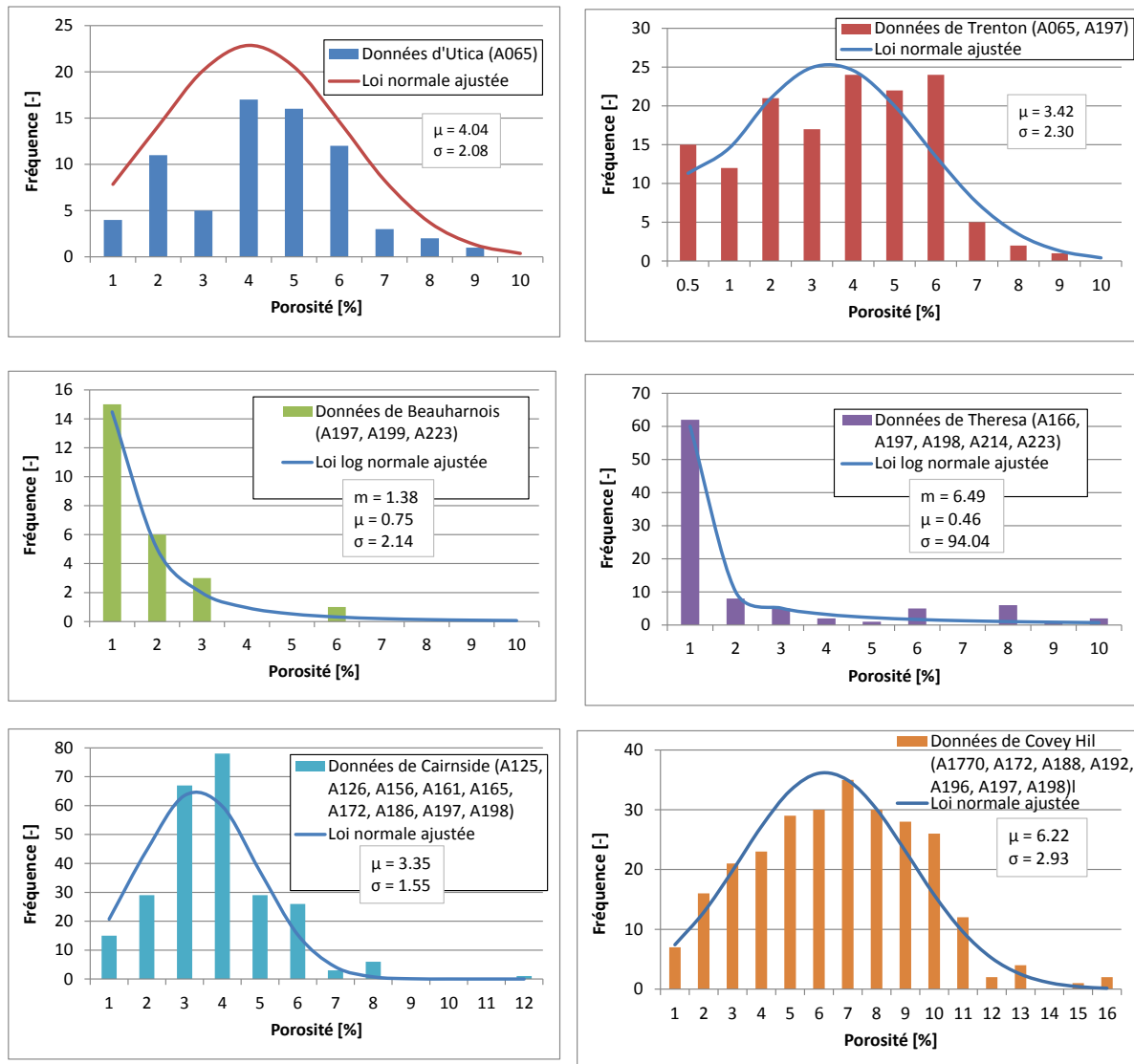


Figure 16 : Histogrammes et lois statistiques de distribution ajustés de la porosité des unités d'Utica, de Trenton, de Beauharnois, de Theresa, de Cairnside et de Covey Hill, obtenues par l'analyse des carottes (m = moyenne; μ = médiane et σ = écart-type. Dans la loi normale, $m = \mu$).

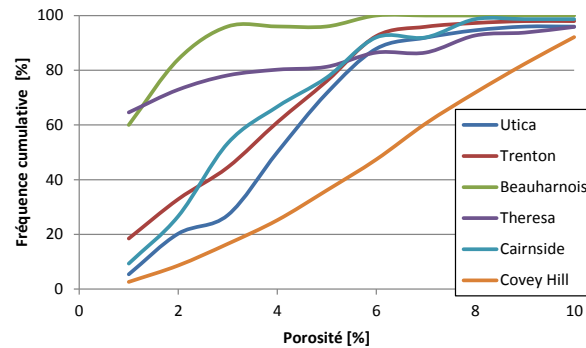


Figure 17 : Courbes de fréquence cumulative de la porosité obtenues par l'analyse des carottes des unités d'Utica, de Trenton, de Beauharnois, de Theresa, de Cairnside et de Covey Hill.

Tableau 5 : Paramètres statistiques de la porosité obtenue à partir des carottes (en haut) et de la porosité effective à partir des diagraphies pour chaque unité du réservoir (niveau de confiance pour la moyenne des données calculée dans le cas de la distribution normale, par exemple pour le Covey Hill : l'intervalle $(0.622 - 0.35) \leq \text{moyenne } m \leq (0.622 + 0.35)$ de confiance de m à 95%).

Porosité de la carotte	Utica	Trenton	Beauharnois	Thérèse	Cairnside	Covey Hill		
Max [%]	11.90	11.90	5.60	17.80	0.01	15.80		
Min [%]	0.80	0.10	0.10	0.00	0.09	0.50		
Moyenne [%]	4.04	3.42	1.15	2.17	3.35	6.22		
Médiane [%]	4.00	3.40	0.95	0.40	3.30	6.30		
Écart-type [%]	2.08	2.30	1.19	3.45	1.55	2.93		
Niveau de confiance 95% [%]	0.38	0.38	0.50	0.70	0.19	0.35		
Porosité de la diagraphie	Lorraine	Utica	Trenton	Chazy	Beauharnois	Thérèse	Cairnside	Covey Hill
Moyenne [%]	3.94	1.85	2.17	2.85	1.83	4.40	3.31	5.99
Médiane [%]	0.59	1.51	0.81	2.16	0.31	2.57	3.35	5.86
Ecart type	6.23	2.73	5.87	3.36	5.93	18.27	2.36	2.36

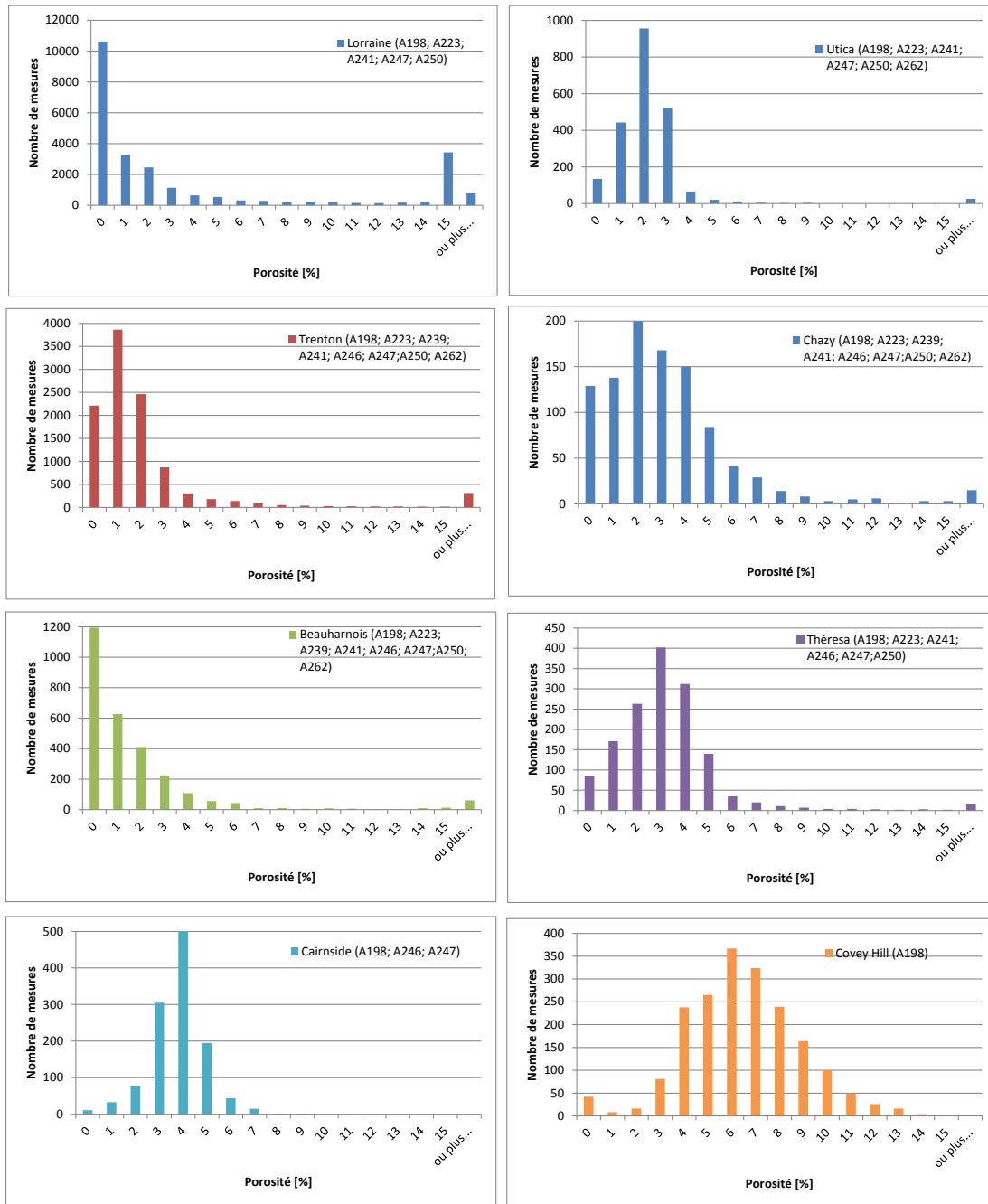


Figure 18 : Histogrammes de la porosité effective obtenues à partir des diagaphies pour le Lorraine, l'Utica, le Trenton, le Chazy, le Beauharnois, le Theresa, le Cairnside et le Covey Hill, (d'après les données de Konstantinovskaya et al., 2011).

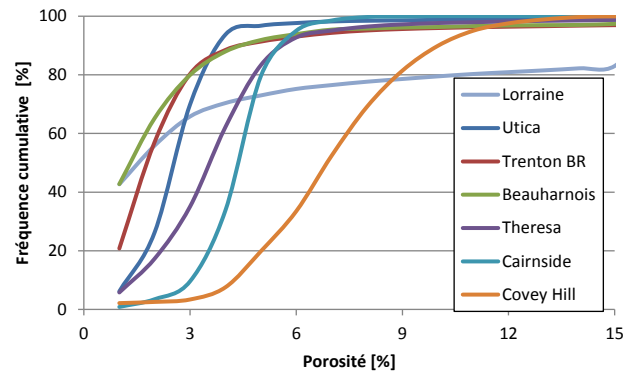


Figure 19 : Courbes de la fréquence cumulative de la porosité effective obtenues à partir des diagraphies du Lorraine, de l'Utica, du Trenton, du Chazy, du Beauharnois, du Theresa, du Cairnside et du Covey Hill.

Bien que les carottes soient sélectionnées dans les zones poreuses identifiées à partir des diagraphies, il est nécessaire de comparer quantitativement les valeurs de porosité obtenues par les deux méthodes de mesure mentionnées ci-dessus. Les données de porosité obtenue à partir de l'analyse des carottes et des diagraphies dans les deux puits de la région de Bécancour (A198 et A223) sont complétées par les données des autres puits des Basses-Terres du Saint-Laurent (BTSL) (Figure 20). La tendance générale montre que les porosités des deux types de mesures

sont égales avec un écart de $\pm 3\%$. (Figure 20). Cette erreur peut être observée dans d'autres études, par exemple dans l'étude du grès cambrien de Mount Simon (Barnes *et al.*, 2009). On peut quantifier cette tendance par les indicateurs statistiques présentés dans le Tableau 6. Cette analyse indique que les deux types de données sont fiables pour une porosité obtenue à partir de l'analyse des carottes et des diagraphies de puits. Les valeurs moyennes présentées dans le Tableau 5 sont donc considérées représentatives pour la porosité des unités géologiques de la région de Bécancour.

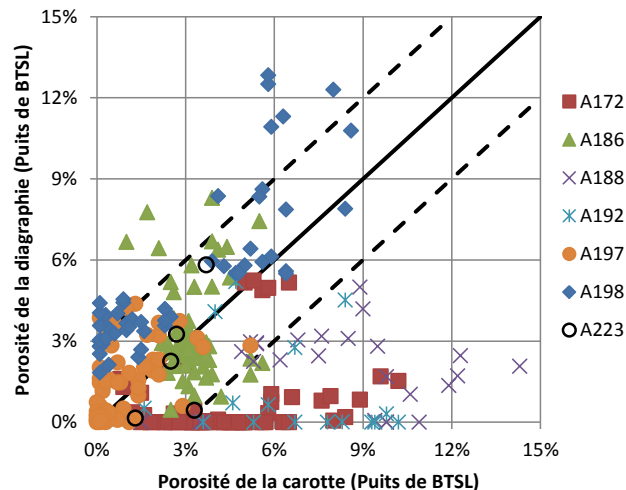


Figure 20 : Comparaison entre les porosités obtenues à partir des carottes et des diagraphies dans les Basses-Terres du Saint-Laurent.

Tableau 6 : Indicateurs statistiques pour la comparaison entre les porosités obtenues à partir des carottes et des diagraphies (MB : moyenne biaisée des porosités des carottes par rapport à celles des diagraphies, MAE : moyenne d'erreur absolue et RMSE : moyenne d'erreur relative de la racine carrée. BTSL = Basses-Terres du Saint-Laurent et Bc= Bécancour).

Critères	MB	MAE	RMSE
Puits_BTSL	1.1%	2.7%	3.7%
Puits_Bc	-2.2%	2.4%	2.8%

5.2. Perméabilité

Les analyses des carottes dans les rapports de forages contiennent des données de perméabilité. On distingue les perméabilités mesurées dans trois directions principales dans les carottes : verticale (k_v), horizontale où la perméabilité est la plus importante (k_{hmax}), et horizontale (k_{h90}) qui est perpendiculaire à la direction de k_{hmax} .

Les histogrammes et les courbes de probabilité cumulative de la perméabilité de k_{hmax} sont présentés sur les Figure 21 et Figure 22, respectivement. Les histogrammes des données de chaque unité et l'ensemble des données disponibles peuvent être reproduits par une distribution log-normale qui est souvent observée pour la perméabilité dans un réservoir poreux (Figure 21 et Figure 23). Les paramètres

statistiques calculés pour chaque unité sont reportés dans le Tableau 7. La meilleure perméabilité k_{hmax} est dans le Covey Hill (0.25 mD la valeur médiane) alors que la plus faible (0.01 mD) est dans le Trenton. La valeur minimale de 0.01mD est le seuil inférieur de la mesure et la perméabilité de certaines mesures pourrait donc être enregistrée comme 0.01 mD dans le cas où la perméabilité à mesurer est très faible.

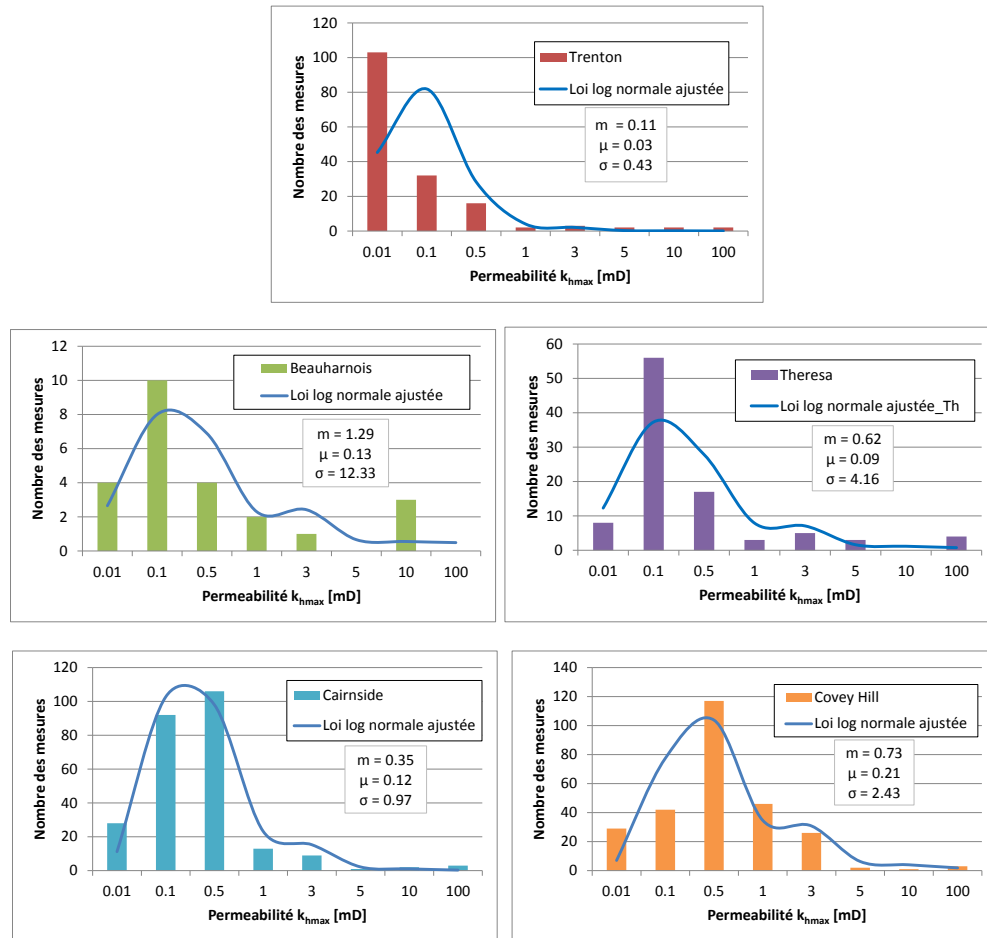


Figure 21 : Histogrammes et distributions log normales ajustées de la perméabilité k_{hmax} obtenues par l'analyse des carottes (m = moyenne; μ = médiane et σ = écart-type) du Trenton, du Beauharnois, du Theresa, du Cairnside et du Covey Hill.

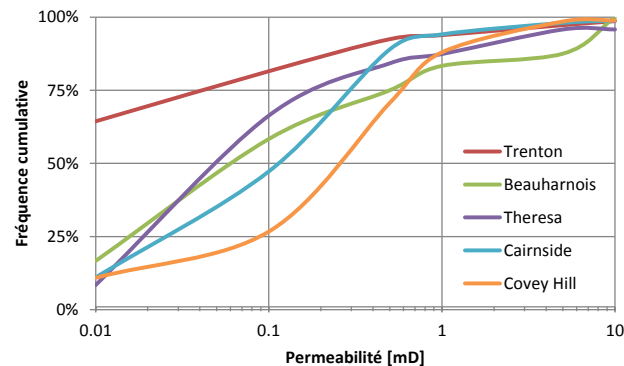


Figure 22 : Courbes de la fréquence cumulative de la perméabilité k_{hmax} obtenues par l'analyse des carottes pour le Trenton, le Beauharnois, le Theresa, le Cairnside et le Covey Hill.

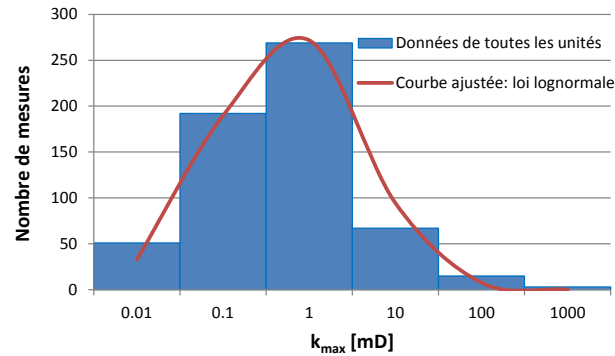


Figure 23 : Histogrammes des perméabilités k_{hmax} obtenues par l'analyse des carottes pour l'ensemble des unités.

Tableau 7 : Paramètres statistiques de la perméabilité obtenue à partir des analyses de carottes pour chaque unité réservoir (niveau de confiance pour la moyenne des données calculé dans le cas de la distribution normale (par exemple pour le Covey Hill : l'intervalle $(0.85 - 0.476) \leq \text{moyenne } m \leq (0.85 + 0.476)$ de confiance de m à 95%).

Perméabilité de la carotte	Trenton	Beauharnois	Theresa	Cairnside	Covey Hill
Max [mD]	17.00	8.14	43.10	17.50	49.40
Min [mD]	0.010	0.010	0.007	0.010	0.010
Moyenne [mD]	0.38	1.12	1.55	0.47	0.85
Médiane [mD]	0.01	0.10	0.06	0.12	0.25
Écart-type [mD]	1.83	2.44	6.13	1.72	3.94
Niveau de confiance 95% [mD]	0.284	1.029	1.250	0.213	0.476

L'analyse statistique ci-dessus est basée sur les données de la perméabilité maximale mesurée des carottes, k_{hmax} . Pour déterminer l'anisotropie de la perméabilité du réservoir régional, on compare la perméabilité k_{h90} et k_v obtenues à partir de l'analyse des carottes avec k_{hmax} . Les histogrammes de k_{h90} et k_v de toutes les unités (Figure 24) et leurs probabilités cumulatives (Figure 25) démontrent toujours une distribution log-normale, tandis que les histogrammes de k_{hmax} et k_{h90} ont les mêmes distributions (Figure 23 et Figure 24), la distribution de l'histogramme de k_{hmax} est différente de celle de k_v (Figure 24). La moitié des données de k_v a la valeur de 0.01 mD (Figure 24). L'histogramme et la fréquence cumulative de k_{h90} et k_v pour les unités individuelles ne sont pas présentés ici. Les moyennes,

les médianes et les écart-types obtenus pour toutes les unités, ainsi que pour chaque unité sont présentés sur le Tableau 8. Les paramètres statistiques de k_{hmax} présentés au Tableau 7 sont modifiés par rapport à ceux du Tableau 8 par le fait qu'un certain nombre de données qui n'ont pas les trois composantes est enlevé. Les composantes principales du tenseur de la perméabilité de chaque unité sont représentées à la Figure 26.

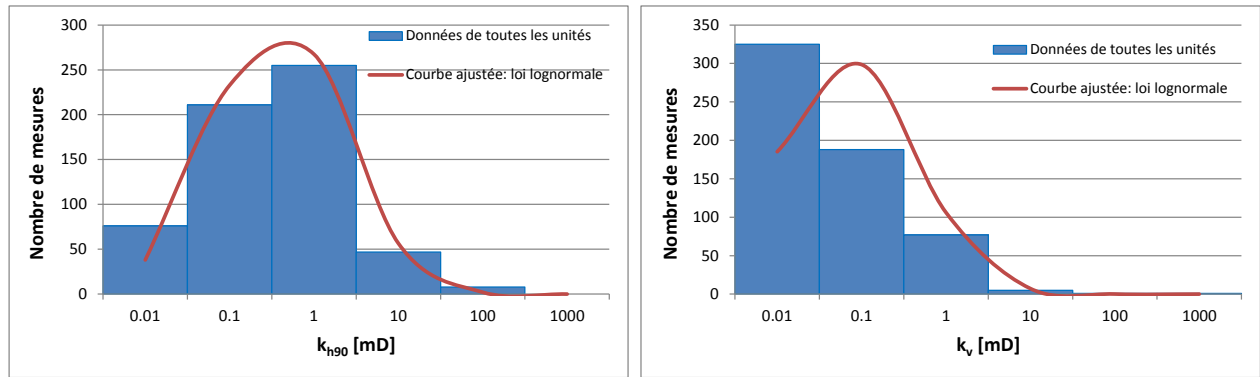


Figure 24 : Histogrammes des perméabilités de k_{h90} et k_v obtenues par l'analyse des carottes pour l'ensemble des unités.

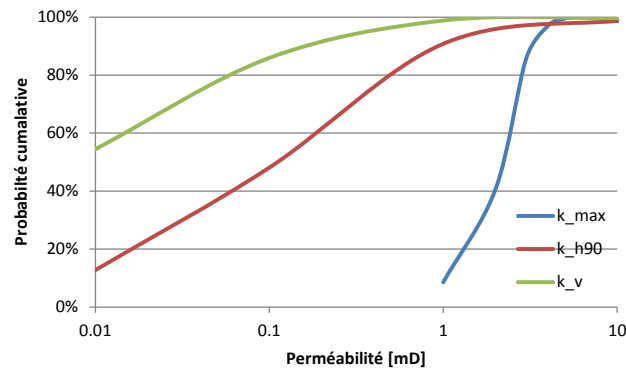


Figure 25 : Courbes de la fréquence cumulative de la perméabilité de k_{max} , k_{h90} et k_v obtenues par l'analyse des carottes pour l'ensemble des unités.

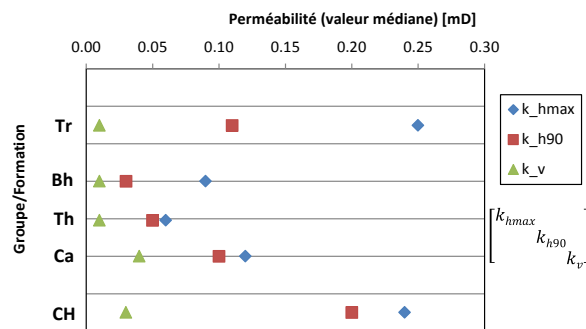


Figure 26 : Profil de la perméabilité obtenue par l'analyse des carottes (valeurs médianes) des unités du réservoir salin.

Tableau 8 : Paramètres statistiques de la perméabilité obtenue à partir des carottes pour chaque unité du réservoir.

Perméabilité [mD]	Moyenne			Médiane			Ecart-type		
	$k_x=k_{max}$	$k_y=k_{90}$	$k_z=k_v$	$k_x=k_{max}$	$k_y=k_{90}$	$k_z=k_v$	$k_x=k_{max}$	$k_y=k_{90}$	$k_z=k_v$
Toutes unités	3.37	0.75	0.43	0.16	0.11	0.01	35.55	3.53	7.65
Trenton	2.17	0.76	0.01	0.25	0.11	0.01	4.09	1.53	0.00
Beauharnois	1.65	0.66	0.03	0.09	0.03	0.01	4.30	2.33	0.15
Thérèse	2.19	0.80	5.90	0.06	0.05	0.01	8.66	4.03	31.49
Cairnside	8.89	1.03	0.06	0.12	0.10	0.04	65.83	4.73	0.10
Covey Hill	0.89	0.65	0.12	0.24	0.20	0.03	4.09	3.12	0.44

Perméabilité [mD]	Moyenne			Erreur standard			Moyenne $\pm$ barre d'erreur		
	$k_x=k_{max}$	$k_y=k_{90}$	$k_z=k_v$	$k_x=k_{max}$	$k_y=k_{90}$	$k_z=k_v$	$k_x=k_{max}$	$k_y=k_{90}$	$k_z=k_v$
Toutes unités	3.37	0.75	0.43	1.45	0.14	0.31	3.37 ± 1.45	0.75 ± 0.14	0.43 ± 0.31
Trenton	2.17	0.76	0.01	0.77	0.29	0.00	2.17 ± 0.77	0.76 ± 0.29	0.01 ± 0.00
Beauharnois	1.65	0.66	0.03	0.58	0.31	0.02	1.65 ± 0.58	0.66 ± 0.31	0.03 ± 0.02
Thérèse	2.19	0.80	5.90	1.42	0.66	5.18	2.19 ± 0.66	0.80 ± 0.66	5.90 ± 5.18
Cairnside	8.89	1.03	0.06	5.02	0.36	0.01	8.89 ± 5.02	1.03 ± 0.36	0.06 ± 0.01
Covey Hill	0.89	0.65	0.12	0.24	0.18	0.03	0.89 ± 0.24	0.65 ± 0.18	0.12 ± 0.03

L'anisotropie de la perméabilité des aquifères salins de Bécancour est mise en évidence par une valeur de la perméabilité horizontale k_h plus élevée que celle de la perméabilité verticale k_v avec un facteur de 10 – 100, alors que la valeur de k_{hmax} est plus grande que k_{h90} avec un facteur de 3 (Figure 27 et Tableau 8). La fracturation prononcée (SOQUIP, 1981; Massé, 2009) dans les unités ne fait pas augmenter beaucoup k_v . Parmi toutes les unités, il n'y a que dans le Thérèse qu'il existe quelques mesures où $k_v = k_h$ (Figure 27). Ceci indique que l'écoulement, s'il y a lieu, est dominant dans le plan horizontal des aquifères, i.e. parallèlement aux strates. L'écoulement est plus difficile dans le sens vertical, perpendiculaire aux strates. La valeur moyenne de la perméabilité horizontale k_{hmax} déterminée peut être considérée dans une classe de $k \leq 1$ mD qui prédit un confinement propice dans le temps du CO₂ injecté (ordre de plusieurs centaines d'années à plusieurs centaines de milliers d'années (Burke, 2011)). La perméabilité des couches de couverture des shales, est de 4×10^{-4} mD pour le Lorraine et de 3×10^{-4} mD pour l'Utica (BAPE, 2010). Sinon, la perméabilité de ces barrières peut être déduite à partir du pourcentage des argiles dans les shales (Figure 5). La perméabilité de ces shales peut être estimée de l'ordre de 1×10^{-4} mD (Alpin et Yang, 1998; Broichhausen *et al.*, 2005; Basava-Reddi et Wildgust, 2011).

Les perméabilités des aquifères du réservoir de Bécancour ont été également obtenues à l'issue des tests *in situ* en faisant l'analyse des courbes de pression en fonction du temps des DST qui ont été récemment effectués de nouveau pour certains puits de Bécancour par FEKETE (Bruiner *et al.*, 2010). La perméabilité obtenue à partir des DST représente la perméabilité globale de formation, i.e. la perméabilité de matrice et de fractures (Figure 28). Cette perméabilité globale est beaucoup plus élevée (facteur 100) (Figure 28) que la perméabilité de matrice obtenue à partir des analyses de carottes en laboratoire (Figure 27). Effectivement, cette différence entre la perméabilité de matrice et la perméabilité globale est souvent rencontrée (Brosse *et al.*, 2010 par exemple) à cause de l'effet d'échelles (macroscopisation) : le test DST est un test de grande échelle qui tient compte de la présence de fractures. La perméabilité du Cairnside varie de 0.1 à 500 mD, (Figure 28). Ceci peut être en accord avec les mesures sur les carottes dont l'écart-type est le plus important parmi les unités (Tableau 8), du fait de la fracturation (SOQUIP, 1981; Massé, 2009). La perméabilité la plus élevée (456 mD) estimée à partir du test DST (#3) est observée dans le Cairnside du puits A158 pour lequel les très fortes valeurs du gradient de pression et du débit artésien sont reconnues (Lavoie, 1979). Dans le Groupe de Trenton plusieurs tests DST ont répété la valeur de k de l'ordre de 200 mD.

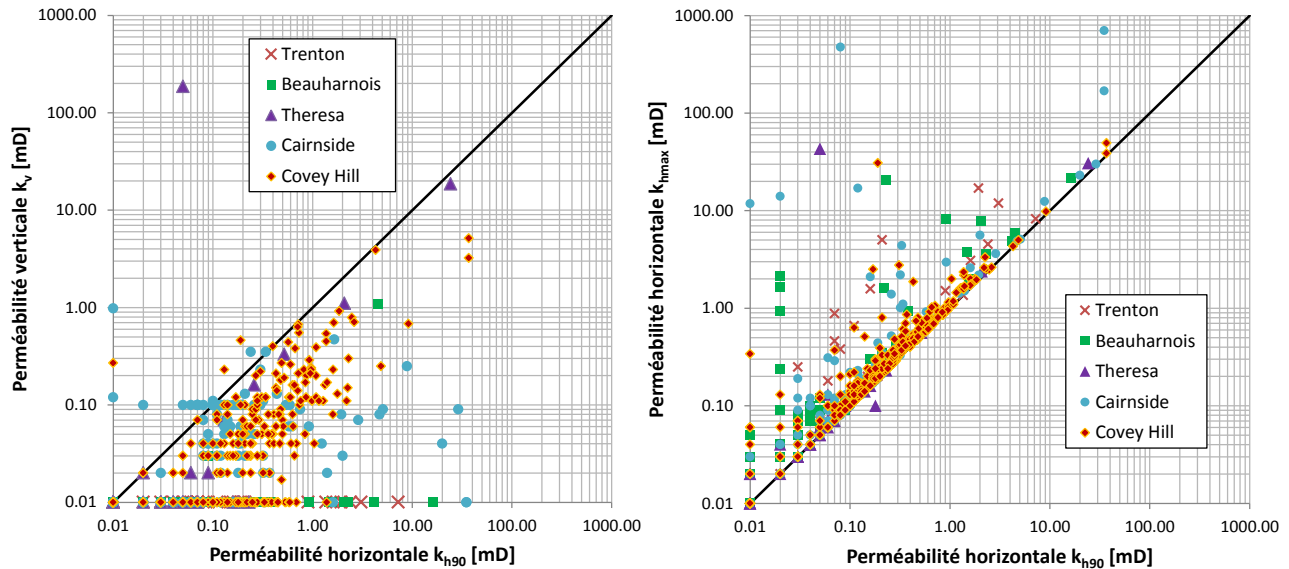


Figure 27 : Relation entre la perméabilité obtenue à partir des analyses des carottes des unités réservoirs dans la région de Bécancour, k_{hv} vs k_{h90} (droite) et k_{hmax} vs k_v (gauche).

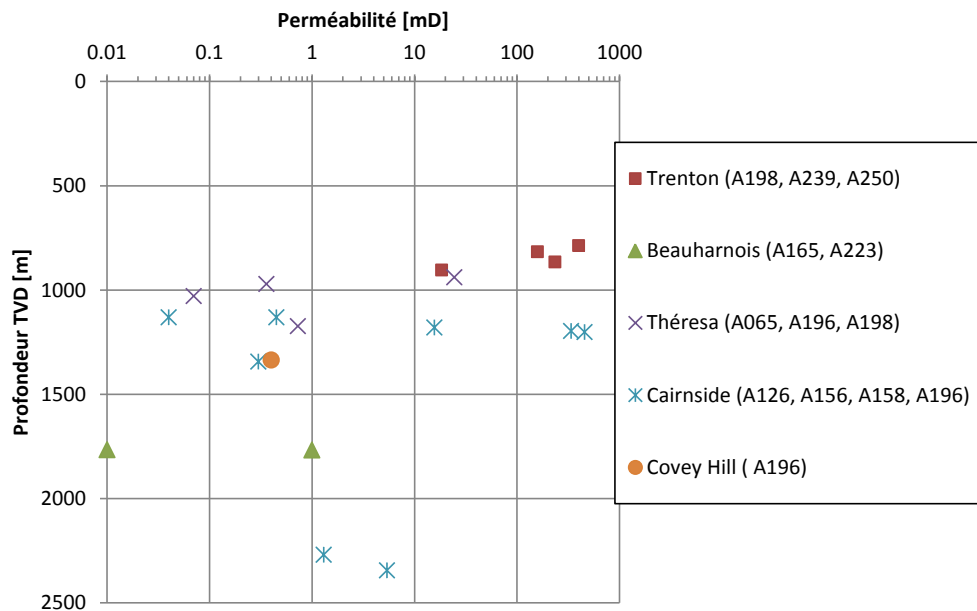


Figure 28 : Perméabilité des unités réservoirs obtenue par l'analyse des tests DST dans la région de Bécancour (calculées par Brunner et al., 2010 et d'autres).

5.3. Relation entre la porosité et la perméabilité

La croissance de la perméabilité k_{hmax} avec l'augmentation de la porosité dans les unités sédimentaires de la région de Bécancour (Figure 29) indique que la perméabilité est contrôlée principalement par la porosité des roches. Cependant, certaines données du Trenton, du Beauharnois et du Theresa démontrent que l'augmentation de la perméabilité est indépendante de la porosité (Figure 29). Ceci est lié à l'effet de la fracturation observée dans les carottes et dans les affleurements de ces unités, surtout pour les calcaires du Trenton (Figure 30). La porosité globale reflète un milieu à double-porosité, *i.e.* celle de fractures et celle de matrice. Les formations de Cairnside et de Covey Hill ont la même tendance pour la relation entre n et k (Figure 29). Une loi exponentielle peut être proposée pour la relation entre n et k dans les grès du Potsdam (Figure 29).

Les grès de la Formation de Covey Hill sont

caractérisés par une porosité maximale k_{hmax} de 10-12% avec une moyenne de 6% qui correspond à une perméabilité de 0.3 mD (Figure 29). Des perméabilités encore plus faibles sont aussi observées dans le Cairnside (0.1mD) et le Theresa (0.2 mD) (Figure 29). La très fine granulométrie des grès peut expliquer les faibles perméabilités. De plus, les pores des grès du Covey Hill sont souvent colmatés par une matrice micacée, tandis qu'une cristallisation de quartz dans les grès du Cairnside et de dolomie dans les grès du Theresa vient souvent remplir les pores intergranulaires (Héroux et *al.*, 1975 ; Konstantinovskaya et Malo, 2010).

Les corrélations entre n et k obtenues permettent de déterminer l'intervalle de ces relations, *i.e.* les limites supérieure et inférieure, et la tendance centrale (Figure 29) qui caractérisent les intervalles productifs des unités réservoirs à Bécancour (Konstantinovskaya et *al.*, 2011).

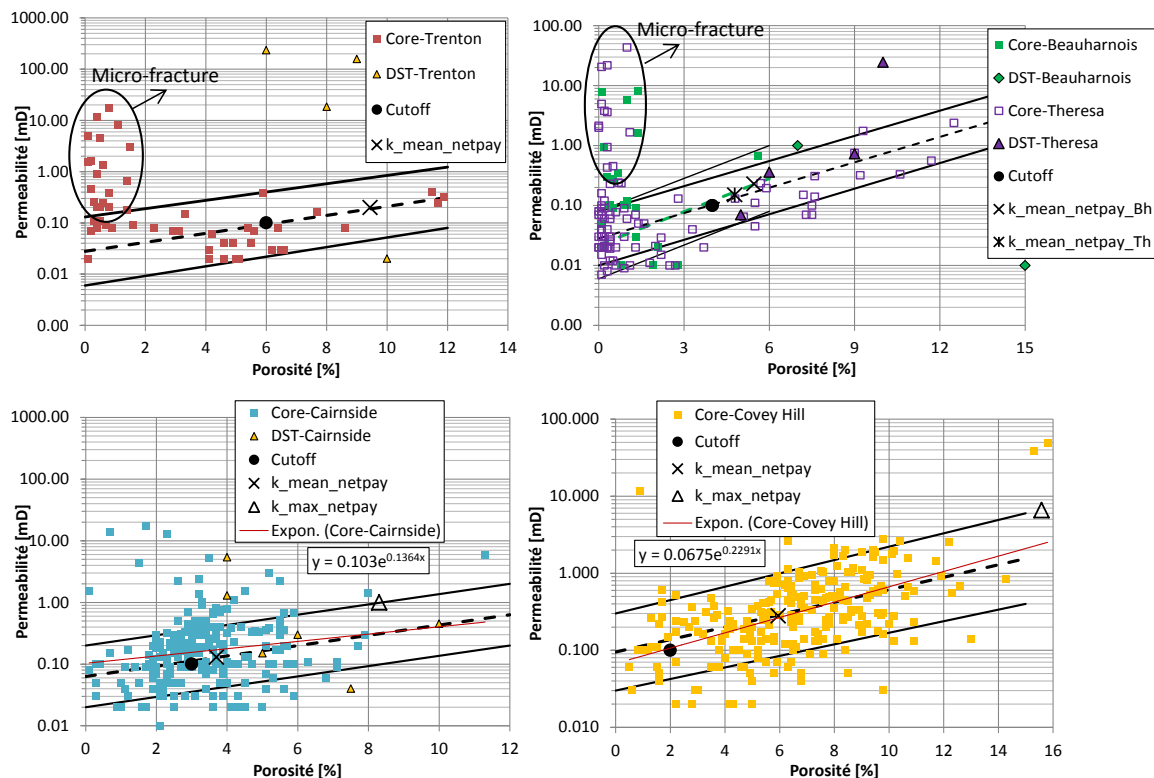


Figure 29 : Perméabilité en fonction de la porosité dans les unités réservoirs de la région de Bécancour à partir des analyses de carottes (k_{hmax}) et de tests DST. Les porosités correspondantes aux perméabilités des tests DST ont été estimées à l'aide des diagraphies. Une loi exponentielle est proposée pour le Cairnside et le Covey Hill (lignes rouges).



Figure 30 : Stratification avec micro-fractures dans les calcaires du Groupe de Trenton.

5.4. Densité des unités stratigraphiques

Les données de densité des roches dans les unités sédimentaires de la région de Bécancour sont disponibles à partir des analyses de carottes dans les rapports de forages. L'analyse statistique des données de la densité des roches (Tableau 9,

Figure 31) indique que les grès du Potsdam sont caractérisés par une plus faible densité par rapport aux roches des autres unités (2450 kg/m^3). La faible densité des grès du Covey Hill correspond à une porosité plus élevée (6%) par rapport aux autres unités (Figure 29). Les grès dolomitiques du Beekmantown ont la plus

forte densité ($2710\text{-}2720 \text{ kg/m}^3$) (Tableau 9). Cette observation sur la densité est en accord avec la valeur de la porosité des unités de 6% pour le Potsdam et de $< 1\%$ pour le Beekmantown (Tableau 5), ainsi qu'avec la composition minérale (Figure 5) (la dolomie est plus dense que le quartz). La densité des roches de couverture (shales du Lorraine et de l'Utica) est de l'ordre de 2700 kg/m^3 (Pinti *et al.*, 2011).

Tableau 9 : Densités des roches dans les unités sédimentaires des BTSL à partir des analyses de carottes.

Densité apparente [kg/m ³]	Trenton	Beauharnois	Thérèse	Cairnside	Covey Hill
Moyenne	2684.52	2707.08	2722.18	2574.87	2456.57
Médiane	2690.00	2720.00	2710.00	2580.00	2450.00
Ecart type	14.85	60.40	100.59	42.49	81.21
Min	2640.00	2550.00	2330.00	2460.00	2240.00
Max	2700.00	2780.00	2862.00	2700.00	2690.00

Densité des grains [kg/m ³]	Trenton	Beauharnois	Thérèse	Cairnside	Covey Hill
Moyenne	2703.10	2743.20	2725.29	2653.46	2631.94
Médiane	2700.00	2740.00	2705.00	2650.00	2630.00
Ecart type	9.75	53.52	69.40	17.66	18.03
Min	2670.00	2670.00	2610.00	2610.00	2590.00
Max	2720.00	2830.00	2840.00	2730.00	2710.00

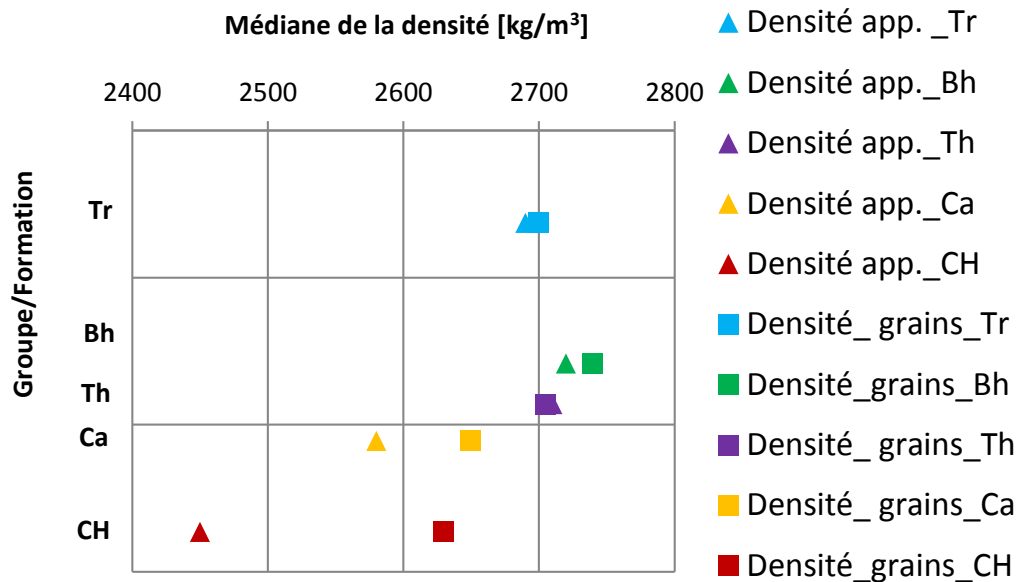


Figure 31 : Densité des roches des unités dans les BTSL, à partir des analyses des carottes (symboles triangulaires = densité apparente et symboles rectangulaires = densité des grains; Tr = Groupe de Trenton, Bh = Formation de Beauharnois, Th = Formation de Theresa, Ca = Formation de Cairnside et CH = Formation de Covey Hill).

5.5. Intervalles productifs, leurs volumes de pores et leurs continuités latérales

Le seuil minimal de porosité (« porosity cutoff ») pour une perméabilité $k = 0.1$ mD est de 6% pour le Trenton/Chazy, 4% pour le Beauharnois, 4% pour le Theresa, 3% pour le Cairnside, et 2% pour le Covey

Hill (symboles en cercle noir sur la Figure 29). L'épaisseur des intervalles productifs est présentée sur la Figure 32 (Konstantinovskaya *et al.*, 2011) en comparant le seuil de porosité avec la porosité des diagraphies (voir Annexe 5). La porosité moyenne des intervalles productifs (de chaque unité) et la perméabilité moyenne correspondante (croix et

triangles dans la Figure 29) sont reportées dans le Tableau 10. La Figure 33 présente les épaisseurs des intervalles productifs relatifs des différentes unités. Les intervalles productifs des calcaires du Trenton et des dolomies du Beekmantown n'occupent pas plus que 15% de l'épaisseur d'intervalle qui montre une répartition aléatoire des zones poreuses (Figure 34). Les intervalles productifs des grès du Potsdam sont beaucoup plus importants, soit 50 m (61% de l'épaisseur d'unité) pour les grès quartzeux du Cairnside, et 187.5 m (96% de l'épaisseur d'unité) pour les grès quartzo-feldspathiques du Covey Hill (Figure 34) (Konstantinovskaya *et al.*, 2011). C'est le Covey Hill qui montre la plus grande épaisseur d'intervalles productifs qui augmentent donc avec la profondeur. On note que les intervalles productifs du Trenton, du Chazy et du Beauharnois déterminés dans le puits A262 du bloc profond sont de mêmes ordres de grandeur que ceux déterminés dans les puits du bloc superficiel. Il est probable que l'échec de certains DST peut être expliqué parce que les tests ont été réalisés dans des zones non « productives ». Ce n'est donc pas par hasard qu'on dispose de plus de données de pression hydrostatique dans le Groupe de Potsdam que dans les unités supérieures (voir Figure 7).

La porosité représentative des intervalles productifs est la porosité moyenne dans les intervalles productifs (Annexe 5) et elle est supérieure à la porosité du seuil minimal de porosité (Figure 35, Tableau 10). Le

produit de l'épaisseur et de la porosité de l'intervalle productif correspond au volume unitaire des pores disponibles où les fluides peuvent facilement circuler dans ces intervalles productifs (Figure 36). Le plus grand volume de pores se trouve dans le Covey Hill. Une capacité effective de stockage de CO₂ est donc plus importante dans cette unité et sera estimée à partir du volume des pores disponibles (DOE-USA, 2008 ; Goodman, 2011). La valeur représentative du volume unitaire des pores du Covey Hill est de 12 m³/m² et 0.1 - 2 m³/m² pour les autres unités (Figure 37).

Des intervalles productifs dans les unités réservoirs ont été identifiés sur les diagraphies de porosité effective (plus grande que le seuil minimal de porosité) et tracés latéralement entre les puits de la région de Bécancour (Konstantinovskaya *et al.*, 2011). Cette étude démontre que les intervalles productifs sont latéralement étendus mais changent d'épaisseur en fonction du relief du socle ou de l'emplacement du puits par rapport à la faille de Yamaska. Selon les données disponibles, les épaisseurs des formations et donc des intervalles productifs du Potsdam sont plus grandes dans le compartiment sud de la faille de Yamaska (bloc profond, A156) que dans son compartiment nord (bloc superficiel, A198). La continuité latérale des intervalles productifs peut correspondre à la continuité latérale des pressions, des températures et des salinités (voir chapitre 4), au moins dans le sous-réservoir nord-est de la région.

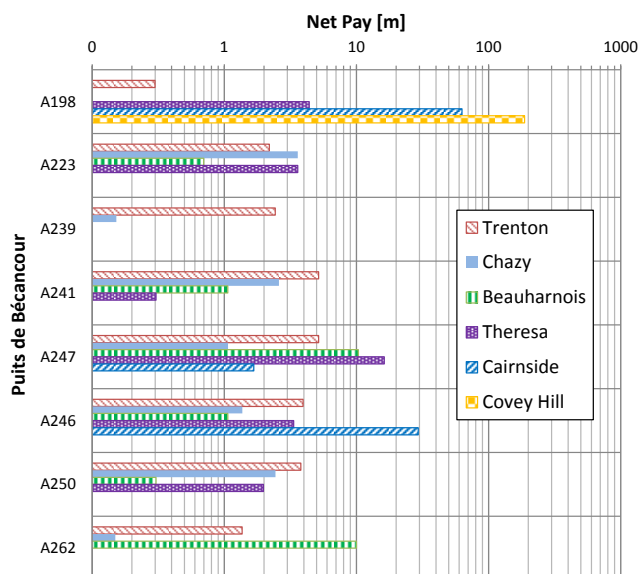


Figure 32 : Épaisseur des intervalles productifs dans les différentes unités réservoirs de la région de Bécancour (d'après Konstantinovskaya et al., 2011).

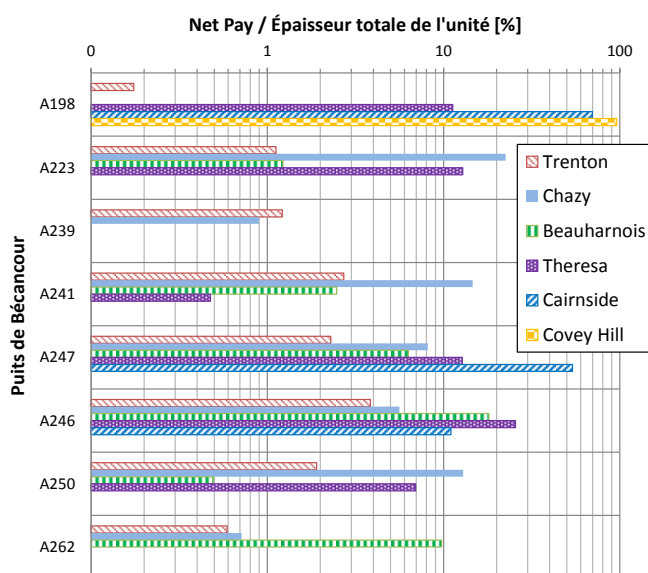


Figure 33 : Pourcentage des épaisseurs des intervalles productifs par rapport aux épaisseurs totales des différentes unités réservoirs de la région de Bécancour.

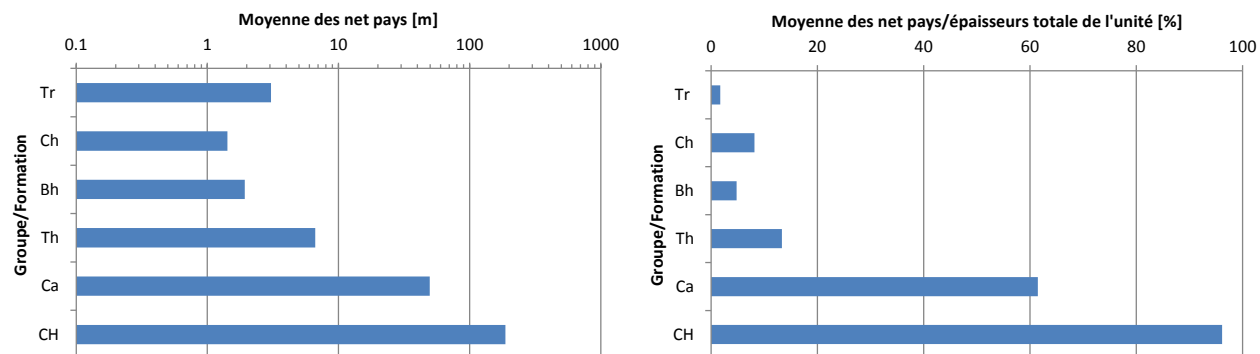


Figure 34 : Intervalle productif et son pourcentage par rapport à l'épaisseur totale dans les différentes unités réservoirs de la région de Bécancour.

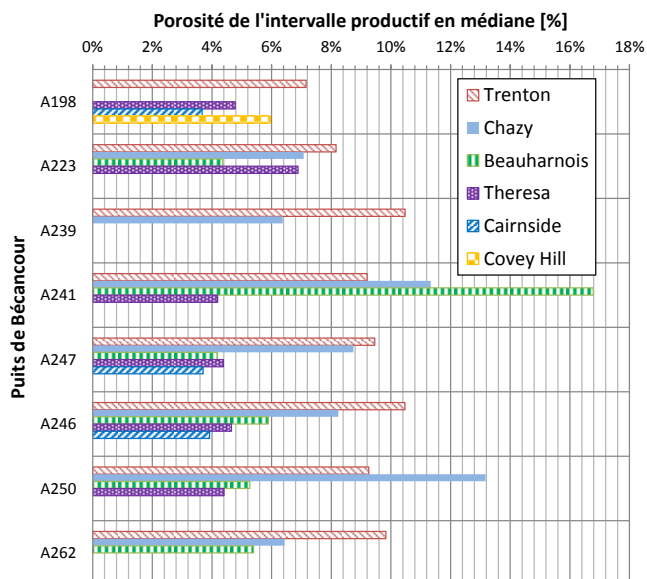


Figure 35 : Porosité des intervalles productifs dans les différentes unités réservoirs de Bécancour.

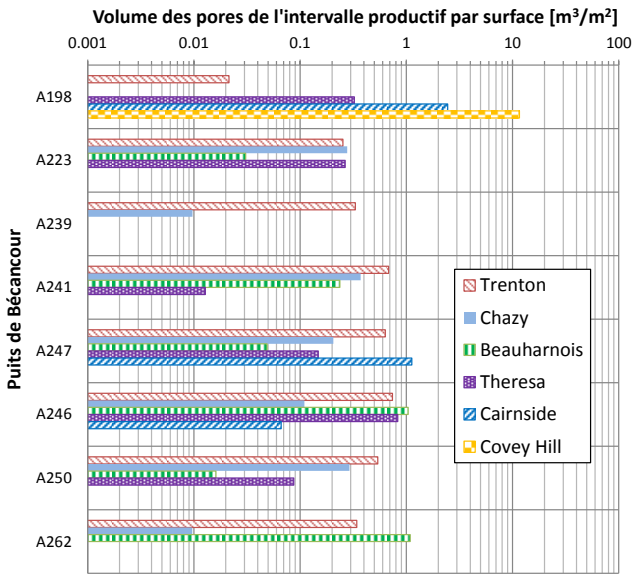


Figure 36 : Volume des pores des intervalles productifs dans les différentes unités réservoirs de Bécancour.

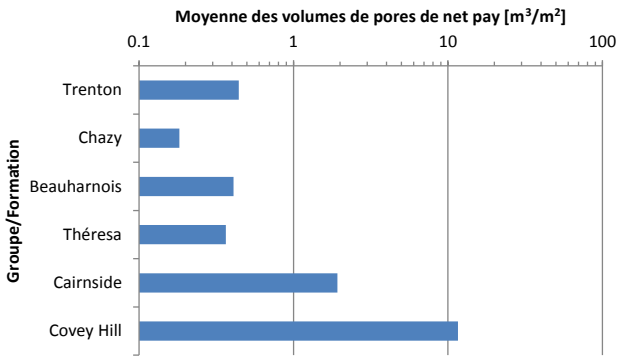


Figure 37 : Volume unitaire des pores des intervalles productifs dans les différentes unités réservoirs de Bécancour.

6. Estimation de la densité et de la viscosité des saumures et du CO₂ dans le réservoir

6.1. Densité et viscosité des saumures

En tenant compte des gradients régionaux de pression de 12.17 kPa/m et de température de 2.35 °C/100 m (Figure 8 et Figure 12), la densité et la viscosité

dynamique de la saumure sont calculées à partir de la salinité présentée sur la Figure 13. Le résultat obtenu de la densité et de la viscosité des différentes unités est présenté sur les Figure 38 et Figure 39 respectivement. La densité de la saumure varie entre 1031-1263 kg/m³ et 0.66-1.67 mPa.s pour la viscosité. La densité et la viscosité moyennes sur l'ensemble des aquifères de la région sont de 1145 kg/m³ et 1.22 mPa.s respectivement. Quelques valeurs de la densité et de la viscosité mesurées sont en bon accord avec les valeurs estimées ici.

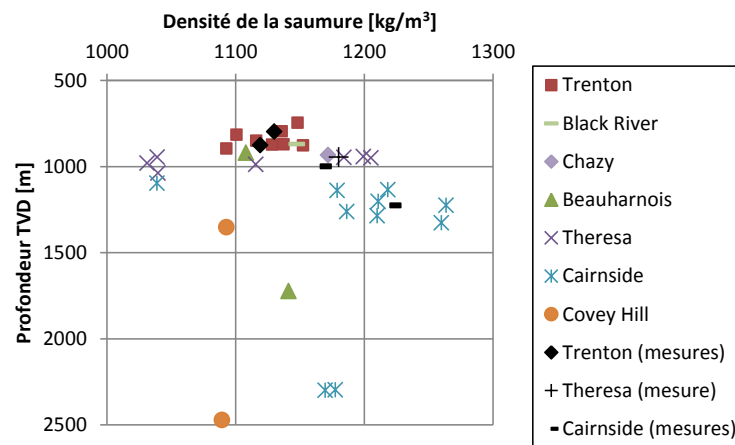


Figure 38 : Densité de la saumure estimée dans les différentes unités de la région de Bécancour.

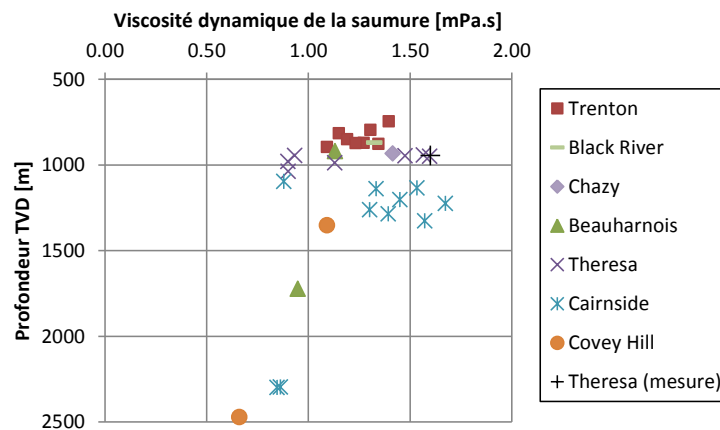


Figure 39 : Viscosité dynamique de la saumure estimée dans les différentes unités de la région de Bécancour.

La densité et la viscosité moyennes dans les différentes unités sont montrées sur les Figure 40 et Figure 41 respectivement. Les grès du Covey Hill montrent les plus faibles valeurs de densité et de viscosité avec ρ_{min}

$= 1091.1 \text{ kg/m}^3$ et $\mu_{min} = 0.875 \text{ mPa.s}$, alors que les plus fortes valeurs se trouvent dans les grès du Cairnside avec $\rho_{max} = 1191.4 \text{ kg/m}^3$ et $\mu_{max} = 1.285 \text{ mPa.s}$.

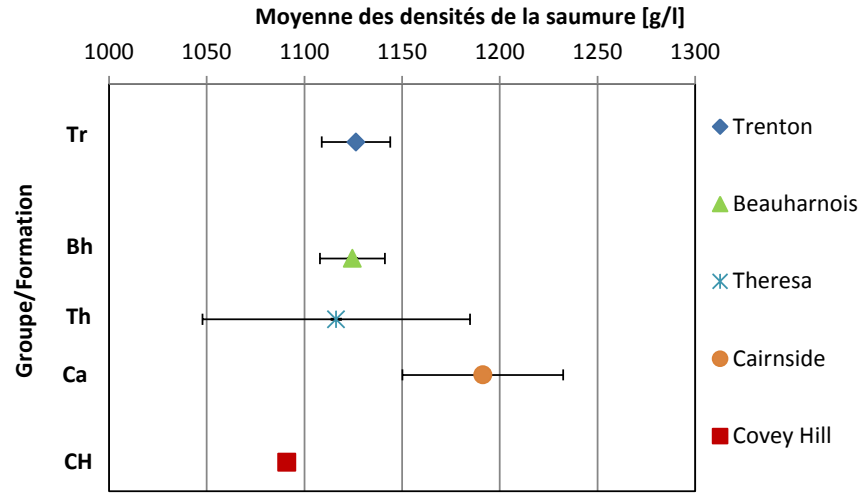


Figure 40 : Densité moyenne de la saumure estimée dans les différentes unités de la région de Bécancour.

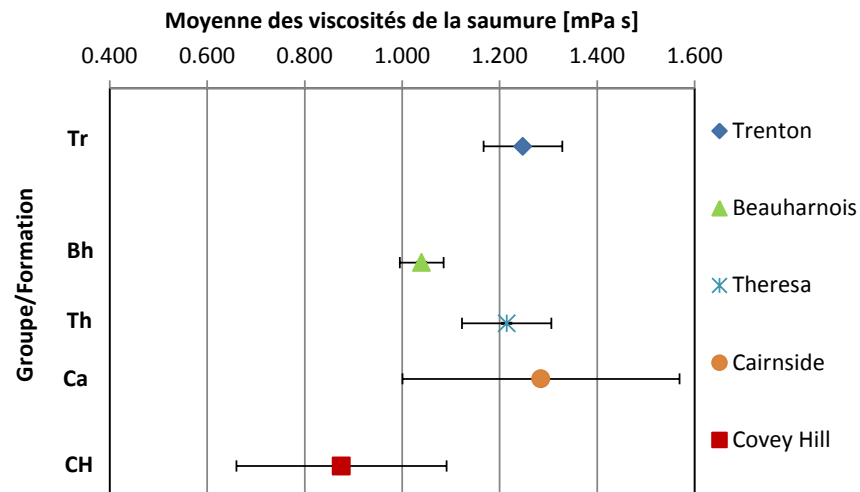


Figure 41 : Viscosité moyenne de la saumure estimée dans les différentes unités de la région de Bécancour.

6.2. Densité et viscosité du CO₂ dans le réservoir

La densité et la viscosité du CO₂ influencent très significativement la capacité de sa séquestration géologique. On a besoin de leur valeur d'une part pour estimer la quantité du CO₂ injectable dans le réservoir, et d'autre part pour simuler numériquement son comportement avec le milieu géologique. La densité et la viscosité changent en fonction de la température et de la pression. Normalement, le CO₂ peut se trouver

dans l'état supercritique ($T_c = 31.1\text{ °C}$ et $P_c = 7.38\text{ MPa}$) à partir d'environ 800 m de profondeur (Doughty, 2008). Sa densité varie de 150 à $> 800\text{ kg/m}^3$ pour différentes conditions de pression (8 à $> 70\text{ MPa}$) et de température (32 à 210 °C) dans un réservoir sédimentaire en profondeur de 800 à $> 2000\text{ m}$ (Bachu, 2003).

L'état du CO₂ une fois stocké est prédit dans les aquifères de Bécancour, en tenant compte des conditions de P et T connues ($\Delta P = 12.15\text{ kPa/m}$ et ΔT

= 2.35 °C/100 m) au sommet des formations (Figure 42). Ce calcul a été fait en utilisant l'algorithme proposé par Span et Wagner (1996). Selon les résultats obtenus, le CO₂ sera totalement dans la zone supercritique pour les aquifères de la Formation de Covey Hill à partir de 1145 m de profondeur dans le

bloc superficiel le compartiment nord de la faille de Yamaska. La densité du CO₂ supercritique dans les aquifères de Bécancour varie entre 800 et 806 kg/m³. La viscosité du CO₂ dans le réservoir varie de l'ordre de 0.7 – 0.73 mPa.s (Figure 43).

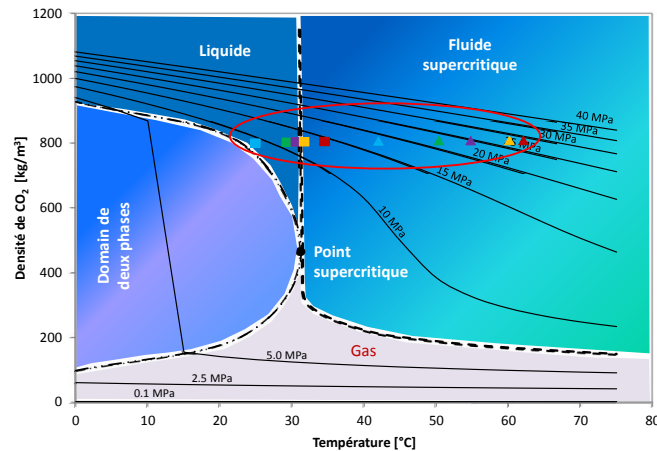


Figure 42 : Diagramme de la densité du CO₂ sous les conditions de pression et de température du réservoir de Bécancour. Les symboles entourés par l'ovale rouge montrent les densités de CO₂ prédites (détail voir Figure 43) dans les différentes unités de la région de Bécancour (en carré pour le bloc peu profond du réservoir et en triangle pour le bloc profond).

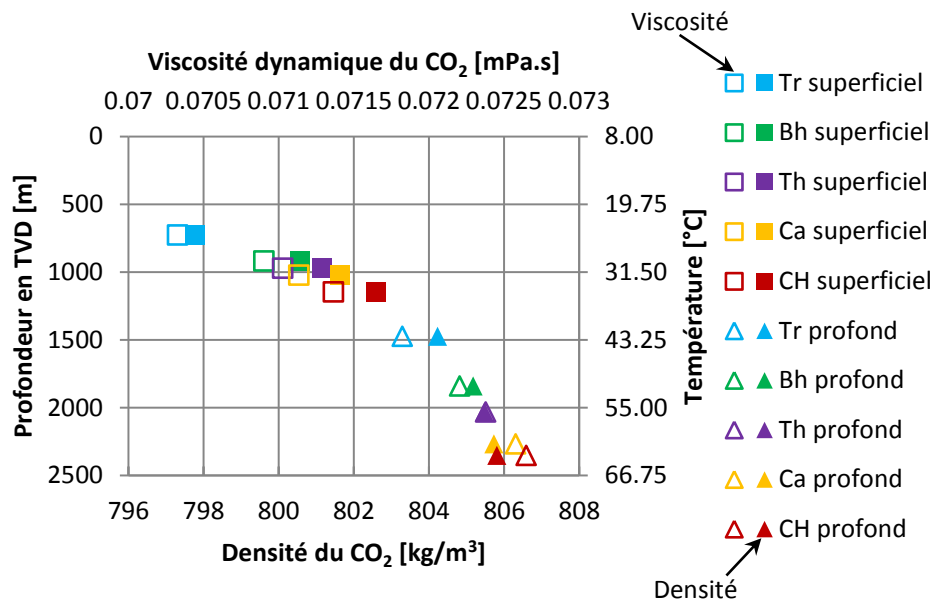


Figure 43 : Variation de la densité et de la viscosité du CO₂ sous les conditions de pression et de température calculées pour les toits de formations (symboles pleins : densité : symboles vides : viscosité; carré : bloc superficiel; triangle : bloc profond).

7. Discussion

L'hydraulique du réservoir de la région de Bécancour peut être comprise de manière directe ou indirecte à partir de la caractérisation hydrogéologique et pétrophysique de ses aquifères salins. Cette caractérisation est réalisée en utilisant les données interférentes hydro-géo-chimio-pétrophysiques discutées plus haut.

Le réservoir de la région de Bécancour est divisé par la faille de Yamaska en deux blocs réservoirs supérieur et inférieur dans les compartiments nord et sud de la faille. Le réservoir du compartiment nord de la faille de Yamaska est compartimentalisé par une frontière hydraulique en deux sous-réservoirs nord-est et sud-ouest, parce que l'on y observe une variation latérale des gradients de pression de formation et des débits artésiens. De plus, l'aquifère dans le Cairnside est hyper-salin (Hanor, 1994) tel qu'indiqué par une forte salinité (280-340 g/l, Figure 13) dans le puits A158 (sous-réservoir sud-ouest) qui est supérieure à la salinité moyenne de cette formation (242 g/l) dans la région de Bécancour. On peut constater que le sous-réservoir sud-ouest est isolé et caractérisé par une salinité de saumure et un gradient de pression hydrostatique plus élevés qu'ailleurs dans la région de Bécancour. Il s'agit donc d'un réservoir confiné à l'échelle régionale.

La salinité est un critère important pour bien choisir un aquifère dans lequel on injecte du CO₂ car une forte salinité diminue la solubilité du CO₂ supercritique dans la saumure (Kumar *et al.*, 2004). À ce stade, la Formation de Covey Hill ayant la plus faible salinité (Figure 13) serait l'unité la plus propice pour l'injection de CO₂.

Les températures de chaque unité à différents endroits dans le sous-réservoir nord-est indiquent le même gradient géothermique (Annexe 2; Figure 11), ce qui implique une continuité latérale de la température. Cet effet est caractéristique des deux côtés de la faille de Yamaska, au moins pour le Trenton (A242-A246-A262 : données de Junex) et pour le Covey Hill (A156 et A198). La continuité latérale de la température est aussi observée dans le sous-réservoir sud-ouest dans le Beauharnois (A165A-A196) et le Cairnside (A165A-A070).

À l'échelle régionale, ce n'est pas évident de préciser le type de réservoir d'aquifère, ou d'aquitard ou d'aquiclude pour les unités lithologiques de Bécancour. La conductivité hydraulique K représentative des unités

sédimentaires est de 10^{-9} m/s (= 0.1 mD) obtenue à partir des analyses des carottes. Cette conductivité indique que le type de réservoir de la région de Bécancour est aquitard (c'est une unité de faible perméabilité mais qui peut emmagasiner de l'eau souterraine et la transférer lentement d'un aquifère à un autre), ($K > 10^{-7}$ m/s (10 mD) : aquifère ; $K < 10^{-7}$ m/s : aquitard ; Lefebvre, 2010). Les shales des Groupes de Lorraine et d'Utica ont une perméabilité de 10^{-4} mD et sont considérés comme les roches de couverture. Toutefois, ils ne sont pas parfaitement imperméables. Zhou *et al.*, (2008) ont défini un intervalle de $10^{-8} < k < 10^{-1}$ mD pour des roches de couverture et de socle qui ne sont pas parfaitement imperméables. En somme, le bloc des aquitards avec les couches de couverture et le socle métamorphique grenvillien, constituent un système hydraulique « semi-fermé ».

L'hydraulique des fluides dans les intervalles perméables du réservoir peut être évaluée à l'aide de l'analyse hydro-pétrophysique et chimique des saumures et des roches. L'anisotropie de la perméabilité observée dans le réservoir de Bécancour indique que les perméabilités horizontales sont beaucoup plus importantes que la perméabilité verticale. Ce qui veut dire que les fluides circulent préférentiellement dans le sens horizontal, parallèlement aux strates sous une sollicitation extérieure. Cette connectivité hydraulique latérale est également confirmée par la forte variation de salinité dans les différentes unités stratigraphiques, ce qui indique que la connectivité verticale entre les aquitards est difficile. Si un fluide est injecté dans le réservoir de Bécancour, l'écoulement et le transport s'effectueront en priorité latéralement. De plus, les fluides peuvent circuler de manière homogène dans les sens latéraux, car les perméabilités horizontales sont de mêmes ordres grandeurs (Tableau 8).

Les aquifères salins sont représentés par les intervalles productifs. L'épaisseur totale des intervalles productifs dans les unités gréseuses du Cairnside et du Covey Hill est plus importante par rapport à celle des autres formations. Le Covey Hill est l'unité la plus homogène en termes de distributions pétrophysiques. L'étendue latérale des intervalles productifs observée dans la région de Bécancour est supportée par les données des diagraphies et par la continuité latérale des pressions (à l'échelle des sous-réservoirs), des températures et des salinités, au moins dans le sous-réservoir nord-est du compartiment nord de la faille de Yamaska. Pour connaître l'étendue latérale des unités stratigraphiques, on peut aussi comparer la composition chimique de la saumure du même intervalle à différents puits. Les

données détaillées de Junex Inc. ne peuvent pas être utilisées pour cette fin, puisque les saumures analysés sont *a priori* un mélange des saumures des différentes unités.

Il est important de déterminer si la faille de Yamaska est ouverte ou fermée à la circulation des fluides. Les gradients de pression, de température et de salinité sont similaires dans les unités à travers cette faille régionale. Les données de la lithologie, de la pression, de la température et de la salinité dans les puits de la région et dans le puits A165A qui traversent la faille de Yamaska indiquent que les paramètres hydrogéothermo-chimiques sont similaires aux mêmes paramètres dans les puits dans les deux compartiments de la faille (sauf le sous-réservoir sud-ouest du bloc superficiel). Quel que soit le rôle de la faille de Yamaska, les deux parties de la faille montrent les mêmes caractéristiques au point de vue réservoir. Une étude plus poussée pourrait permettre de déterminer si la faille de Yamaska est fermée ou ouverte permettant

un écoulement le long du plan de faille.

Les nombres adimensionnels qui contrôlent les processus du déplacement du CO₂ injecté dans le bassin de saumure peuvent être estimés en se basant sur la présente caractérisation (dans Espinoza *et al.*, 2011). Le nombre adimensionnel $R = \rho_{\text{CO}_2} / \rho_{\text{saumure}}$ et $M = \mu_{\text{CO}_2} / \mu_{\text{saumure}}$, le rapport entre les densités et les viscosités du CO₂ et de la saumure, sont calculés dans les conditions de pression et de température au sommet des unités des deux blocs réservoirs (Figure 44). Alors que le nombre R reste de l'ordre de 0.72 pour l'ensemble du réservoir, M est changé par un ordre de grandeur (0.05 à 0.11), du bloc supérieur (réservoir tiède et peu profond) à celui inférieur (réservoir tiède et profond). Ceci indique que l'on peut s'attendre à ce que le CO₂ ait une tendance à surmonter (*override*) la saumure à cause du contraste de la densité et de la viscosité entre les fluides (Nordbotten *et al.*, 2005). L'augmentation du M avec la profondeur montrent également que le déplacement du CO₂ sera plus stable dans les unités plus profondes.

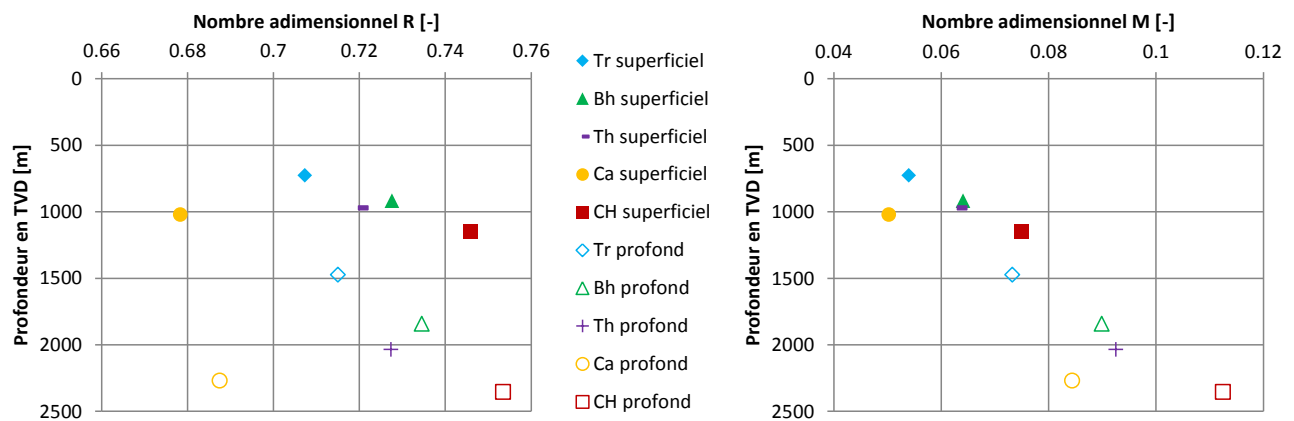


Figure 44 : Nombres adimensionnels du rapport entre les densités (gauche) et les viscosités (droite) du CO₂ et des saumures. Les calculs ont été faits à partir des données au sommet des unités des deux blocs réservoirs.

8. Conclusions

Les paramètres hydrogéologiques et pétrophysiques des aquifères salins profonds de la région de Bécancour obtenus dans cette étude sont présentés dans le Tableau 10. La Formation de Covey Hill est la meilleure candidate pour l'injection du CO₂, car l'aquifère présent au sein de cette unité possède les intervalles productifs les plus épais, la meilleure conductivité hydraulique et la meilleure porosité par rapport aux autres unités. Les grès du Covey Hill se trouvent à la bonne profondeur pour avoir un champ de pression, de température et de salinité approprié à l'état supercritique du CO₂. Les mécanismes de piégeage du

CO₂ dans le Covey Hill pourront inclure le piégeage hydrodynamique, le piégeage résiduel et le piégeage par solubilité pour une échelle de temps à court terme, et le piégeage minéral pour une échelle de temps à long terme. Bien que la perméabilité de matrice dans le Covey Hill est faible (0.3-0.9 mD) et que la perméabilité souhaitée de 1 mD - 1 D soit celle qui permet une plus facile injectivité donc plus économique (Burke, 2011), dans le cas de Bécancour, la faible perméabilité (Cinar *et al.*, 2008) peut être compensée par l'augmentation du nombre d'injecteurs et/ou par la déviation horizontale des puits d'injection. De plus, comme les aquifères salins de la région de Bécancour sont exploités pour la saumure, on peut proposer un

scénario d'injection de CO₂ et d'exploitation simultanées. De plus, l'injection du CO₂ alternativement avec l'eau peut être proposée pour améliorer la capacité du stockage grâce à la diminution de la salinité des fluides. La prépondérance de la communication hydraulique latérale accompagnée avec une perméabilité de l'ordre de 0.1 mD peut éliminer les risques de la remontée du CO₂ vers la surface du sol.

L'identification de la densité et de la viscosité du CO₂ dans cette étude permet de prédire son état dans les conditions de pression et de température du réservoir de Bécancour. L'état supercritique de CO₂ est attendu dans tous les aquifères salins du bloc réservoir profond au sud de la faille de Yamaska. L'état supercritique du CO₂ commence à partir d'une profondeur de 1145 m dans le réservoir moins profond au nord de la faille de Yamaska.

Les couches de couverture du réservoir de Bécancour possèdent des épaisseurs, des pressions de formation, des porosités et des perméabilités appropriées pour leur rôle de piégeage physique afin de contrer la remontée du CO₂. L'étude poussée sur le comportement géomécanique de ces couches de couverture est prévue dans les travaux subséquents de la chaire. Les aquifères au-dessus du Covey Hill étant peu poreux et peu perméables peuvent représenter un milieu de « tampon » pour l'injection et le stockage du CO₂ et empêcheront la migration de CO₂ vers la surface.

La caractérisation hydrogéologique et pétrophysique des aquifères salins profonds de la région de Bécancour nous permet de constater que :

- le modèle conceptuel de l'injection du CO₂ est envisagé dans l'aquifère de la Formation de Covey Hill du réservoir de Bécancour qui est caractérisé par une pression hydrostatique ≥ 14 MPa, une température ≥ 35 °C, une salinité ≈ 109 g/l, une perméabilité de matrice ≈ 0.3 mD, une porosité $\approx 6\%$, un intervalle productif ≈ 188 m et un volume unitaire de

pores ≈ 12 m³/m². Dans ce modèle conceptuel on va définir la taille du réservoir, les conditions initiales et aux limites hydro-géothermiques, et la capacité de stockage.

- selon sa caractérisation hydro-géopétrophysique, le réservoir de la région de Bécancour peut être divisé en multi-réservoirs potentiels pour le stockage de CO₂ : sous-réservoirs nord-est et sud-ouest du compartiment nord de la faille de Yamaska et réservoir du compartiment sud. Le meilleur choix pour le site pilote d'injection et de stockage de CO₂ est le sous-réservoir nord-est du compartiment nord de la faille de Yamaska (région des puits A196-A198) où la pression hydrostatique est moindre et l'effet artésien n'est pas très important ; l'étendue latérale des intervalles productifs est également établie ; la profondeur de la base de l'Utica est de l'ordre de 700 m.
- la capacité effective de stockage du CO₂ estimée préliminairement est de l'ordre de 15Mt dans le Covey Hill dans le sous-réservoir nord-est du compartiment nord de la faille de Yamaska dont l'aire à la surface est de 7 km x 5 km.

Les paramètres hydrodynamiques des unités gréseuses du Potsdam ciblées pour l'injection du CO₂ seront obtenus à l'aide de l'analyse de pression capillaire dans les carottes en laboratoire qui sont présentés dans Tran Ngoc *et al.*, (2013). La prochaine étape de la présente étude sera consacrée à la modélisation numérique de l'injection du CO₂ dans le réservoir salin en utilisant le code commercial TOUGH2 (Pruess *et al.*, 1999).

Tableau 10 : Paramètres hydrogéologiques et pétrophysiques représentatifs pour les différentes unités stratigraphiques de la région de Bécancour. Les épaisseurs des unités sont obtenues en faisant la moyenne arithmétique des niveaux stratigraphiques connus dans les données des puits. Il faut noter que le nombre de puits est limité pour les formations de Cairnside (3) et de Covey Hill (2). (Perméabilité globale: valeur médiane-moyenne - données non disponibles).*

Paramètre moyenné	Lorraine	Utica	Trenton	Beauharnois	Theresa	Cairnside	Covey Hill
Type de roche	Shales silteux	Shales calcaires	Calcaire argileux	Dolomie	Grès dolomitique	Grès quartzeux	Grès quartzo-feldspa.
Epaisseur totale (bloc superficiel) [m]	670.6	80.8	147.9	52.0	55.5	104.6	197.5
Epaisseur totale (bloc profond) [m]	1155.7	140.6	264.2	100.7	97.0	85.2	
Porosité globale [%]	3.94	4.04	3.40	0.95	2.50	3.35	5.86
Perméabilité globale [mD]	0.0004	0.0003	0.25-2.17	0.09-1.65	0.06-2.19	0.12-8.89	0.24-0.89
Net pay [m]			3.06	1.93	6.64	49.67	187.50
Net pay / epaisseur totale [%]			1.74	4.81	13.32	61.48	96.15
Volume de pores de net pay [m ³ /m ²]			0.44	0.41	0.37	1.92	11.60
Gradient de pressions [kPa/m]			12.17	12.17	12.17	12.17	12.17
Gradient de températures [°C/100 m]			2.35	2.35	2.35	2.35	2.35
Salinité de saumures [g/l]			174.78	140.00	156.67	241.82	108.50
Densité de saumures [kg/m ³]			1126.39	1124.58	1116.28	1191.31	1091.10
Viscosité de saumures [mPa.s]			1.248	1.040	1.214	1.285	0.875

9. Remerciements

Nous remercions le Ministère du Développement Durable, de l'Environnement et des Parcs du Québec pour le support financier du présent projet. Nous sommes reconnaissants à Luc Massé et l'équipe de

JUNEX inc. pour l'accès aux données et pour les nombreuses discussions concernant les résultats obtenus. Un grand merci est adressé à Linda Aubert, Karine Bédard et Maxime Claprood pour le support technique.

10. Références

- Adams, J. J. et Bachu, S. 2002. Equations of state for basin geofluids: algorithm review and intercomparison for brines. *Geofluids*, 2, 257–271.
- Aplin, A. C. et Yang, Y. 1998. Influence of lithology and compaction on the pore size distribution and modelled permeability of some mudrocks from the Norwegian margin. *Mar Petrol Geol.*, 15, 163–175.
- Bachu, S. 2003. Screening and ranking of sedimentary basins for sequestration of CO₂ in geological media in response to climate change. *Environmental Geology*, 44:277–289.
- Bachu, S., Buschkuehle, M. et Michael, K. 2008. Subsurface characterization of the Brazeau Nisku Q pool reservoir for acid gas injection. Energy Resources Conservation Board, ERCB/AGS Special Report 095, 62p.
- 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, USA. *Environmental Geosciences*, 16(3), 163–183.
- Basava-Reddi, L. et Wildgust, N. 2011. Caprock systems for CO₂ geological storage in deep saline formations. 10th annual Carbon Capture and Sequestration Conference, Pittsburgh, Pennsylvania, May 2-5, 201.
- Batzle, M. et Wang, Z. 1992. Seismic properties of pore fluids. *Geophysics*, 57, 1396–1408.
- Bédard, K., Duchaine, Y. et Malo, M. 2010. Nouvelle analyse des données de puits gaziers et pétroliers dans la région de Sorel-Bécancour. Rapport INRSCO2-2010-V1.1. 72 p.
- BAPE (Bureau d'Audiences Publiques sur l'Environnement du Québec), APGQDocument DB25, Commission du BAPE sur les gaz de schistes : http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/Gaz_de_schiste/documents/DB25%20tableau%20de%20shales.pdf (Consulté le 10/12/2010)
- Broichhausen, H., Littke, R. et Hantschel, T. 2005. Mudstone compaction and its influence on overpressure generation, elucidated by a 3D case study in the North Sea. *Int. J. Earth Sci. (Geol Rundsch)*, 94: 956–978
- Brosse, E. *et al.* 2010. Selection and characterization of geological sites able to host a pilot-scale CO₂ storage in the Paris basin (GéoCarbone-PICOREF). *Oil and Gas Science and Technology-Rev. IFP*, 65 (3), 375-403.
- Brunner, F., Dean, L. et Mireault, R. 2010. Estimate of reservoir pressure, formation permeability and wellbore “skin” for DST tests for 5 wells of Bécancour area, St. Lawrence Platform, Quebec. CD ROM.
- Burke, L. 2011. Quantifying lateral migration of sequestered carbon dioxide based on rock properties and permeability classifications. 10th annual Carbon Capture and Sequestration Conference, Pittsburgh, Pennsylvania, May 2-5, 201.
- Castonguay, S., Lavoie, D., Dietrich, J. & 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.
- Celia, M. A. et Nordbotten, J. M. 2009. Practical Modeling Approaches for Geological Storage of Carbon Dioxide. *Ground Water* 47(5), 627-638.
- Cinar, Y., Bukhteeva, O., Neal, P. R., Allinson, W. G. et Paterson, L. 2008. CO₂ storage in low permeability formations. *SPE*, 114028.
- CO2CRC. 2008. Storage Capacity Estimation, Site Selection and Characterisation for CO₂ Storage Projects. Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies, Canberra. CO2CRC. Report No. RPT08-1001. 52pp.
- CREWES-
<http://www.crewes.org/ResearchLinks/ExplorerPrograms/FlProp/FluidProp.htm>-(Consulté le 10/06/2011)
- Diedro, F., Parra, T., Tasse N. et Malo, M. 2011. Étude de la réactivité minérale des réservoirs géologiques en condition de pression et de température dans les basses terres du St Laurent, Québec, Canada. Rapport INRSCO2-2011-R1286 (sous press).
- DOE-US. 2008. Methodology for development of geologic storage estimates for carbon dioxide. National Energy Technology Laboratory, p37 (http://www.netl.doe.gov/technologies/carbon_seq/refs/helf/methodology2008.pdf, Consulté le 10/03/2011)
- Doughty, C. 2008. Estimating plume volume for geologic storage of CO₂ in saline aquifers. *Ground Water*, 46 (6), 810-813.
- Doughty, C., Freifeld, B. M. et Trautz, R. C. 2008. Site characterization for CO₂ geologic storage and vice versa: the Frio brine pilot, Texas, USA as a case study.

Environmental Geology, 54, 1635–1656.

Espinoza, D. N., Kim, S. H. et Santamarina, J. C. 2011. CO₂ geological storage - Geotechnical implications. KSCE Journal of Civil Engineering - Special issue: Energy Geotechnology, 15(4), 707-719, doi: 10.1007/s12205-011-0011-9.

Francke, H. et Thorade, M. 2010. Density and viscosity of brine: An overview from a process engineers perspective. Chemie der Erde, 70 (S3), 23–32.

Global Carbon Capture and Storage Institute (GCCSI) 2011. The Global Status of CCS: 2010. GCCSI, 200 p (www.globalccsinstitute.com/resources/publications/global-status-ccs-2010)

Globensky, Y. 1987. Géologie des Basses-Terres du Saint-Laurent. Ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec, MM 85-02, 63 pages.

Goodman *et al.* 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), 952–965.

Hanor, J. S. 1994. Origin of saline fluids in sedimentary basins. In: Geofluids: Origin, Migration and Evolution of Fluids in Sedimentary Basins (ed J. Parnell), Geological Society of London Special Publication, 78, 151–74.

Héroux, Y., Lapalme, R. et Chagnon, A., 1975. Étude conclusive des grès de base du Groupe de Potsdam des Basses-Terres du Saint-Laurent. Rapport INRS-Pétrole, 9 p.

Konstantinovskaya E., et Malo, M. 2010b. Lithostratigraphie et structure des Basses-Terres du Saint-Laurent dans les régions de Joliette, de Trois-Rivières et de Nicolet (Étude de terrain). Rapport INRSCO2-2010-VC2.2, 78 p. (http://chaireco2.ete.inrs.ca/?q=fr/publications_fr)

Konstantinovskaya E., Claprood M., Duchesne M., Malo M. et Lefebvre R. 2010a. Le potentiel de stockage de CO₂ expérimental dans les aquifères salins profonds de Bécancour : Partie I, Analyse des diagraphies et des profils sismiques. Rapport INRSCO2-2010-VC2.1, 59 p. (http://chaireco2.ete.inrs.ca/?q=fr/publications_fr)

Konstantinovskaya, E.A., Claprood, M., Duchesne, M., Malo, M., Bédard, K., Giroux, B., Massé, L., et Marcil, J.-S. 2010b. Preliminary geological and geophysical study of a potential CO₂ storage site in deep saline aquifers of the Bécancour area, St. Lawrence

Lowlands, Québec: GeoCanada 2010 Conference, Working with the Earth, Calgary, Canada, May 10-14, 4 p; poster (http://chaireco2.ete.inrs.ca/?q=fr/publications_fr)

Konstantinovskaya, E., Tran 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-ETE, Rapport R1266 INRSCO2-2011-V2.4, 49 p. (http://chaireco2.ete.inrs.ca/?q=fr/publications_fr)

Kumar, A, Noh, M., Pope, G. A., Sepehrnoori, K., Bryant, S. et Lake, L. W. 2004. Reservoir simulation of CO₂ storage in deep saline aquifers. SPE, 89343.

Lavoie, J.-Y. 1979. Étude du puits Husky Bruyères No. 1 quant à son potentiel « réservoir-souterrain », Memo au dossier dans : JUNEX Inc., Husky Bruyères no. 1, rapport de modification de puits, 2002.

Lavoie, J.-Y. 1992. Évaluation potentiel gazier de la propriété St-Laurent d'Intermont (permis 780, 789 et 822) couvrant 35 300 hectares, et recommandations quant à la mise en valeur du réservoir gazier rencontré entre les cotes 968,5 m et 982 m dans le puits Soquip-Petrofina-Bécancour No. 1. Les Ressources Naturelles Jaltin Inc. Dossier 1980OA196-05- Sigpeg-MRNF.

Lefebvre, P. 1980. Gradient géothermique dans les Basses Terres. Rapport N° 9206. Dossier N° de dossier: 1980TA000-01. Sigpeg-MRNF.

Lefebvre, R. 2011. Écoulement multiphase en milieux poreux. Notes de cours (GEO9602) du 3^e cycle. Institut national de recherche scientifique - Centre Eau Terre Environnement. (Consulté le 30/03/2011, au <http://ete.inrs.ca/rene-lefebvre?f=enseignement>. [Écoulement multiphase en milieux poreux. Cours de 3^e cycle.](http://ete.inrs.ca/rene-lefebvre?f=enseignement)).

Malo, M. et Bédard, K. 2011. Basin-scale assessment for CO₂ storage prospectivity in the province of Quebec, Canada. 10th annual Carbon Capture and Sequestration Conference, Pittsburgh, Pennsylvania, May 2-5, 2011.

Massé, L. 2009. Geological storage in Québec: 1^{er} colloque de la Chaire en séquestration géologique du CO₂ : La technologie du CSC au Québec: Qui sont les acteurs, Québec, 20 Avril 2009. (http://chaireco2.ete.inrs.ca/sites/chaireco2.ete.inrs.ca/files/Junex_CSC_Quebec_20-04-09.pdf).

Mattar et Hawkers. 1984. Start of the semi-logstraight line in buildup analysis. 35th annual technical meeting

of Petroleum Soc. of CIM. Calgary, Alberta. June 10-13 1984, pp. 393-400.

Michael, K., Bachu, S., Buschkuehle, B. F., Haug, K. et Talman, S. (2009). Comprehensive characterization of a potential site for CO₂ geological storage in central Alberta, Canada. (Grobe, M., Pashin, J. C. et Dodge, R. L., eds). Carbon dioxide sequestration in geological media-State of the science: AAPG Studies in Geology 59, p. 227-240.

Nordbotten, J. M., Celia, M. A. et Bachu, S. 2005. Injection and storage of CO₂ in deep saline aquifers: Analytical solution for CO₂ plume evolution during injection. *Transport in Porous Media*, 58(3), 339-360, doi:10.1007/s11242-004-0670-9.

O'Shea K. 2010. Gas de Shale-The water myth. APGQ, Montréal, 25-26 Oct 2010.

Pinti, D. L. *et al.* 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 (2011) 4228–4243.

Pruess, K., Oldenburg, C. et Moridis, G. 1999. TOUGH2 user's guide, version 2.0. Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA, November, Report LBNL-43134

SIGPEG-<http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca>

SNC-Lavalin. 2003. Étude d'impact sur l'environnement -Centrale de cogénération-Bécancour, Québec. (http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/becancour/documents/PR3-1_volume1.pdf)

SOQUIP. 1981. Analyse de carotte. Dossier 1971OA158_08- Sigpeg-MRNF

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. *J. Phys. Chem. Ref. Data*, 25 (6), 1509–1596.

Thériault, R., Laliberté, J.-Y., Brisebois, D. et Rheault, M. 2005. Fingerprinting of the Ottawa-Bonnechère and Saguenay grabens under the St. Lawrence Lowlands and Québec Appalachians: prime targets for hydrocarbon exploration: Geological Association of Canada, Abstracts, Halifax, Nova Scotia, 65.

Thériault, R. 2008. Caractérisation géochimique et minéralogique et évaluation du potentiel gazéifère des shales de l'Utica et du Lorraine, basses-Terres du Saint-Laurent. Québec Exploration 2008, Québec. Résumés, p. 21.

Tran Ngoc, T.D., Konstantinovskaya, E., Lefebvre, R.,

Malo, M., and Massé, L., 2011a. Characterization of deep saline aquifers for CO₂ storage in the Bécancour region (Québec). 10th annual Carbon Capture and Sequestration Conference, Pittsburgh, Pennsylvania, May 2-5, 2001.

Tran Ngoc, T.D., Konstantinovskaya, E., Lefebvre, R., Malo, M., and Massé, L., 2011b. Geotechnical characterization of deep saline aquifers for CO₂ geological storage in the Bécancour region, Québec International Conference on Geotechnics for Sustainable Development (GEOTEC HANOI 2011), Ha Noi, Oct. 6-7, 2011, ISBN 978604820008, 10 p. (accepté)

Trần Ngọc, T. D., Lefebvre, R., Konstantinovskaya, E. et Malo, M. 2013. Characterization of deep saline aquifers in the Bécancour area, St. Lawrence Lowlands, Québec, Canada: Implications for CO₂ geological storage. To submit to *Environmental Earth Sciences*.

Zhou, Q., Birkholzer, J. T., Tsang, C. F. et Rutqvist, J. 2008. A method for quick assessment of CO₂ storage capacity in closed and semi-closed saline formations. *Int. J. of Greenhouse Gas Control*, 2, 626 – 639.

Whittaker, S.G. 2005. Geological characterization of the Weyburn Field for geological storage of CO₂: Summary of Phase I results of the IEA GHG Weyburn CO₂ Monitoring and Storage Project; in Summary of Investigations 2005, Volume 1, Saskatchewan Geological Survey, Sask. Industry Resources, Misc. Rep. 2005-4.1, CD-ROM, Paper A-1, 6p.

ANNEXES

Annexe 1 : Données des pressions hydrostatiques des différentes unités obtenues par l'analyse des tests DST (TVD = True Vertical Depth ou vraie profondeur).

Groupe/Formation	Nom de puits	TVD [m]	Pression [kPaa]	Gradient [kPaa/m]
Trenton	A250	809.5	6673	8.24
	A198	865.6	10758.23	12.43
	A250	894.4	10287	11.50
	A252	1827.6	20466	11.20
Black River-Chazy	A196	795.4	8792.1	11.05
Beauharnois	A165	1748.8	17457.4505	9.98
	A165	1758.8	18984.0035	10.79
	A262	1838.0	20962	11.40
Theresa	A156	2271.0	28536.3365	12.57
	A196	970.1	9308	9.60
	A196	1028.0	12352	12.02
	A198	938.6	11828	12.60
Cairnside	A196	1129.9	13001	11.51
	A070	1181.0	10788.6065	9.14
	A158	1132.0	18028.3565	15.93
	A158	1181.3	18235.2065	15.44
	A126	1200.6	14587.7515	12.15
	A065	1217.6	13208.75	10.85
	A126	1268.6	16111.5465	12.70
	A126	1313.6	15987.4365	12.17
	A156	2335.0	28508.7565	12.21
Covey Hill	A156	2345.0	29480.9515	12.57
	A198	1100.5	13517	12.28
	A198	1160.4	14383	12.39
	A198	1175.4	14288.87	12.16
	A196	1334.8	15390	11.53

Annexe 2 : Données des températures dans les différentes unités obtenues par l'enregistrement lors des tests DST (tableau supérieur) et par des diagraphies (tableau inférieur) (TVD = True Vertical Depth ou vraie profondeur). Le gradient est calculé en considérant la température de la surface de 8 °C.

Groupe/Formation	Nom de puits	TVD [m]	Temperature [°C]	Gradient [°C/km]
Trenton	A239	775.0	26.5	23.87
	A239	800.0	27.0	23.75
	A196	815.0	29.0	25.77
	A126	816.6	31.0	28.16
Black River	A239	850.0	27.5	22.94
Chazy	A239	900.0	28.0	22.22
Beauharnois	A239	935.0	28.5	21.93
	A196	945.5	32.0	25.38
	A126	1039.3	40.0	30.79
	A165A	1766.0	43.0	19.82
Theresa	A198	940.0	29.2	22.55
	A223	1000.0	26.0	18.00
	A250	1041.0	31.2	22.29
Cairnside	A065	1162.0	30.0	18.93
	A065	1217.0	31.7	19.47
	A070	1205.0	33.3	21.00
	A126	1197.0	46.0	31.75
	A126	1215.0	47.0	32.10
	A126	1230.0	47.0	31.71
	A126	1250.0	47.0	31.20
	A126	1286.0	46.0	29.55
	A165A	2135.0	46.1	17.85
Covey Hill	A165A	2238.9	48.8	18.22
	A196	1352.5	32.0	17.74
	A198	1265.0	36.7	22.69
	A156	2348.0	61.0	22.57

Groupe/Formation	Nom de puits	TVD [m]	Temperature [°C]	Gradient [°C/km]
Nicolet	A222	2456.9	58.0	20.4
	A222	2459.0	55.0	19.1
	A222	2459.0	55.0	19.1
	A222	2459.6	55.0	19.1
Trenton	A063	918.4	28.9	22.7
	A063	919.6	28.9	22.7
	A063	919.6	28.9	22.7
	A063	919.8	28.9	22.7
Theresa	A223	988.5	26.0	18.2
	A223	996.0	26.0	18.1
	A223	999.6	26.0	18.0
	A223	999.8	26.0	18.0
	A224	963.5	26.0	18.7
	A224	968.8	26.0	18.6
	A224	969.2	26.0	18.6
Cairnside	A250	1024.0	31.2	22.7
	A165A	2095.8	50.0	20.0
	A165A	2097.1	50.0	20.0
	A165A	2097.1	50.0	20.0
	A165A	2097.1	48.9	19.5
	A165A	2104.6	48.9	19.4
Postdam	A165A	2105.2	48.9	19.4
	A195	1709.3	56.0	28.1
	A195	1711.9	53.0	26.3
	A195	1711.9	52.0	25.7
	A195	1712.4	55.0	27.4
Précambrien	A195	1712.8	56.0	28.0
	A186	1376.2	33.3	18.4
	A165	1930.9	45.0	19.2
	A165	1934.3	45.0	19.1
	A165	1934.9	44.4	18.8
	A165	1935.2	45.0	19.1
	A165	1937.0	45.0	19.1
	A165	1940.0	45.0	19.1
	A186	1380.2	33.3	18.4
	A186	1380.2	33.3	18.4
	A188	1402.3	37.8	21.2
	A196	1362.7	52.0	32.3
	A196	1362.7	57.0	36.0
	A196	1362.7	57.0	36.0
	A196	1363.2	56.0	35.2
	A196	1363.2	54.0	33.7
	A196	1363.5	52.0	32.3
	A197	1382.9	37.2	21.1
	A197	1384.4	36.7	20.7
	A197	1384.9	36.7	20.7
	A197	1384.9	38.0	21.7
	A197	1384.9	37.0	20.9
	A198	1257.4	36.7	22.8
	A198	1257.4	37.7	23.6
	A198	1257.4	37.7	23.6
	A198	1257.9	37.7	23.6
	A222	3440.0	75.0	19.5
	A222	3440.0	74.0	19.2

Annexe 3 : Composition chimique des saumures dont les échantillons ont été pris lors des tests dans les différentes unités de la région de Bécancour (tableau supérieur) (Prof. d'éch. = Profondeur dans le forage à laquelle les échantillons ont été pris; Bc = Formation de Bécancour, Tr = Groupe de Trenton, Ch = Groupe de Chazy, Bl = Groupe de Black-River, Bh = Formation de Beauharnois, Th = Formation de Theresa, Ca = Formations de Cairnside et CH = Formation de Covey Hill). Le tableau supérieur contient les données provenant des rapports de forage archivés au MNRF et le tableau inférieur les données internes de Junex. Inc.

Composition	A071	A126	A126	A156	A156	A250	A250
Prof. d'éch. [mKB]	75	1286	1327	2300	2296	998	875
Intervalle testé	74-76	1263-1309	1309-1344	2266-2333	2268-2325		
Formations testées	Bc	Ca	Ca	Th-Ca	Th-Ca	Ca	Tr
Azote [mg/l]							
Nitrite [mg/l]							
Nitrate [mg/l]							
Baryum [mg/l]						230	190
Bore [mg/l]							
Bromures [mg/l]	5.5						
Calcium [mg/l]	26.8	46403	33718	23000	31000	28000	23000
Chlorure [mg/l]	1296.6	165194.0	161924.0	102020.0	144000.0	110000.0	120000.0
CO3 [mg/l]	10.2	0.0	0.0	125.0			
Cr [mg/l]							
F [mg/l]							
Fer [mg/l]	4.2						
Iodure [mg/l]	1.7						
K [mg/l]	17.7	920.0	579.0	800.0	2200.0	1300.0	820.0
Li [mg/l]							
Mg [mg/l]	1.7	861	708		230	6100	4800
Na [mg/l]	1542.6	51140.0	65147.0	47000.0	59600.0	24000.0	23000.0
SO4 [mg/l]	1342.9	37.0	397.0	200.0			
SiO2 [mg/l]	7.0						
Sr [mg/l]							
Zn [mg/l]							
CaCl2 [mg/l]							
MgCl2 [mg/l]							
KCl [mg/l]							
NaCl [mg/l]							
Bicarbonates [mg/l]	299.3	108.0	82.0	346.0	291.0		
Alcalinité [mg/l]				467.0	239.0		
CO2 [mg/l]							
pH		5.4	5.9			6.49	3.13
Résistivité							
SDT [mg/l]	4378	278600	277760	274092	288756	129950	158055
Viscosité							
Densité [kg/m ³]						1166.1	1118.7

Composition	A158	A196	A198	A236	A238	A239	A246	A247
Prof. d'éch. [mKB]	1225	?	?	854	?	795	875	875
Intervalle testé	1111-1390	906-990	938-947	749-921	598-888	786-936	731/999	804-1046
Formations testées	Th-CH	Tr-Th	Th	Tr-Th	Ut-Ca	Tr-Th	Tr-Ca	Ch-Ca
Azote [mg/l]	39		26	57		27		
Nitrite [mg/l]	0.04		<1	<0.04		<0.04		
Nitrate [mg/l]			<2	<2		<2		
Baryum [mg/l]	570	27	515	370	270	403	467	710
Bore [mg/l]	5.5		3.8	5.6		4.1		
Bromures [mg/l]	7.3		1766.7	4.3		4.1		
Calcium [mg/l]	60954	34000	54319	31500	23000	36000	31667	24000
Chlorure [mg/l]	192844	95000	150714	125000	67000	107500	150000	18
CO3 [mg/l]	<2		<1	<2		<2		
Cr [mg/l]		0.00001			0.00001	0.08		
F [mg/l]			0.21	0.5		0.4		
Fer [mg/l]			135		37			
Iodure [mg/l]	<0,01			<0,01		<0,01		
K [mg/l]	2030	5100	801	630	340	560	713	500
Li [mg/l]	37		10	13		9.6		
Mg [mg/l]	1650	2600	1366	6050	920	3700	7600	7600
Na [mg/l]	52977	7500	30537	27500	21000	29250	29000	29000
SO4 [mg/l]	<20		8	<20		<20		
SiO2 [mg/l]								
Sr [mg/l]	3700		2500	2700		2400		
Zn [mg/l]					0.45	1.27		
CaCl2 [mg/l]	14.8		15.7					
MgCl2 [mg/l]	0.84		0.72					
KCl [mg/l]	0.44		0.158					
NaCl [mg/l]	12.6		0.865					
Bicarbonates [mg/l]			150.5	180		99.5		
Alcalinité [mg/l]			42					
CO2 [mg/l]			330					
pH	4.18	3.5	5.35	5.6	3.1	5.5	5.43	5.81
P	<2		1.6	<2		<2		
Résistivité		6	5		7400	5.33		
SDT [mg/l]	332101	150000	263167	160000	120000	185000	186667	176024
Viscosité [mPa.s]			1.6					
Densité [kg/m ³]	1221.5	1120.0	1181.5	1130.0	1080.0	1130.0	1140.0	1131.8

Annexe 4 : Données de la salinité dans les différentes unités des puits de la région de Bécancour.

Groupe/Formation	Nom de puits	TVD [m]	Salinité [g/l]	Salinité moyenne [g/l]	Écart-type [g/l]
Bécancour	A071	71	4.4	4.4	
Trenton	A239	745	200.0	174.8	21.7
	A239	795	185.0		
	A246	871	187.0		
	A247	872	176.0		
	A196	814	140.0		
	A198	876	206.0		
	A250	894	160.0		
	A250	864	158.0		
	A027	1556	161.0		
Black River	A247	869	200.0	200.0	
Chazy	A241	932	230.0	230.0	
Beauharnois	A196	919	150.0	140	14.1
	A250	991	130.0		
Theresa	A198	942	263.0	156.7	112.8
	A198	946	245.0		
	A198	950	270.0		
	A196	979	46.0		
	A196	945	58.0		
	A196	1037	58.0		
Cairnside	A196	1139	240.0	241.8	75.0
	A196	1096	57.0		
	A158	1134	287.0		
	A158	1202	340.0		
	A158	1225	197.8		
	A126	1261	250.0		
	A126	1286	278.6		
	A126	1326	277.8		
	A156	2296	250.0		
	A156	2300	240.0		
Covey Hill	A196	1351	80.0	108.5	40.3
	A156	2471	137.0		

Annexe 5 : Diagraphie de la porosité effective et le cutoff de la porosité dans les différentes unités des puits de la région de Bécancour.

