



Modèles structuraux conceptuels complétant la synthèse hydrogéologique du Shale d'Utica et des unités sus-jacentes (Lorraine et Queenston)

Stephan Séjourné, géo.
René Lefebvre et Xavier Malet

Rapport soumis à
Denis Lavoie, Commission Géologique du Canada

Institut national de la recherche scientifique
Centre Eau Terre Environnement

Rapport de recherche R1381

31 octobre 2012

La présente certifie que je suis l'auteur principal du document intitulé « **Modèles structuraux conceptuels complétant la synthèse hydrogéologique du Shale d'Utica et des unités sus-jacentes (Lorraine et Queenston)** » et que toutes les informations présentées dans le rapport sont exactes, au mieux de mes connaissances.

Montréal, le 31 octobre 2012


Stephan Séjourné, géo. (OGO#1377)



ISBN : 978-2-89146-780-3

Résumé

Ce travail s'inscrit dans le cadre d'un effort de définition de l'environnement géologique de sous-surface en vue d'évaluer l'incidence environnementale potentielle, particulièrement en relation avec les eaux souterraines, de l'exploration et de l'exploitation éventuelle des ressources non-conventionnelles de gaz naturel présentes dans le Shale d'Utica des Basses-Terres du Saint-Laurent. L'emphase des travaux est mise sur la définition des relations stratigraphiques et structurales en profondeur, particulièrement entre le Shale d'Utica et les aquifères rocheux situés près de la surface du sol. Les travaux visent notamment à identifier des unités perméables (potentiellement aquifères) profondes ainsi que des structures géologiques qui pourraient contrôler la connectivité entre le Shale d'Utica et les aquifères de surface. Cette connectivité est considérée comme étant le facteur pouvant avoir le plus d'incidence sur le risque potentiel de migration des fluides entre le Shale d'Utica et les aquifères de surface, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur la qualité de l'eau souterraine. Les travaux documentés dans ce rapport se concentrent ainsi sur les voies « naturelles » de migration potentielle des fluides (gaz, eau de formation ou fluide de fracturation) entre la Shale d'Utica et les aquifères de surface et non pas sur les voies potentielles de migration reliées aux forages gaziers eux-mêmes.

Ce travail n'aborde pas, il est important de le souligner, la problématique de la propagation des fractures hydrauliques au-delà de l'Utica, puisqu'il se concentre sur l'élaboration d'un modèle géologique statique pré-fracturation. Il pourra cependant être mis à contribution dans l'évaluation de la propagation des fractures hydrauliques. D'autres paramètres, d'ordre géomécanique, devront être pris en compte pour cela, en particulier la compétence de la roche couverture au-dessus du Shale d'Utica par rapport à l'intervalle fracturé, et le comportement géomécanique des failles et fractures naturelles localement présentes dans la couverture. Des recommandations en ce sens sont formulées à la fin du rapport.

Trois modèles structuraux conceptuels ont ainsi été élaborés afin d'établir un portrait géologiquement représentatif du territoire visé par l'exploration pour le gaz naturel dans le Shale d'Utica. Chacun de ces modèles repose essentiellement sur l'interprétation de lignes sismiques choisies, sur les informations tirées des forages pétroliers et gaziers ainsi que sur les données géologiques de surface.

Dans l'ensemble, ces modèles présentent de nombreuses similarités entre eux et illustrent bien le contexte tectonostratigraphique général dans lequel s'inscrivent les problématiques des relations potentielles entre les aquifères superficiels et les fluides reliés à la possible exploitation du gaz naturel dans le Shale d'Utica. Les modèles donnent ainsi des informations sur la présence et la géométrie d'intervalles gréseux ou silto-gréseux présents dans la partie supérieure de la séquence sédimentaire (sommet de la Formation de Nicolet et unités sus-jacentes). Les modèles renseignent également sur la nature et la distribution des discontinuités structurales qui affectent localement la couverture au-dessus du Shale d'Utica. Ces discontinuités consistent essentiellement en des failles normales et des dykes mafiques (intrusions montérégiennes), les failles de chevauchement n'étant impliquées que dans la zone frontale des Appalaches.

En règle générale, la qualité moyenne des lignes sismiques disponibles et le faible contraste d'impédance acoustique qui caractérise les shale du Groupe de Lorraine font en sorte que l'extension verticale des discontinuités identifiées au-dessus du Shale d'Utica est souvent difficile à observer, de même que l'extension latérale des intervalles gréseux ou silto-gréseux proches de la surface. Les modèles structuraux proposés ont donc été élaborés en tirant au mieux parti des différentes lignes sismiques disponibles, dont ils représentent une synthèse qui se veut la plus réaliste et représentative possible : s'ils conviennent à un exercice de définition des conditions géologiques et hydrogéologiques régionales, de tels modèles conceptuels ne sauraient toutefois être utilisés pour localiser une faille spécifique ou une couche avec précision avant de réaliser un nouveau forage pour le gaz de shale.

L'élaboration des modèles structuraux a également été l'occasion d'un travail de revue (non exhaustive) des données pétrolières et gazières qui permettent de mieux apprécier la nature de l'aquifère rocheux. Ainsi il semble que les eaux de faible salinité se rencontrent généralement à moins de 200 m de profondeur. Bien que des indices soient documentés dans les shale de l'Utica et du Groupe de Lorraine lorsque ceux-ci affleurent, le long de l'axe du Fleuve Saint-Laurent, pour l'essentiel les indices les plus profonds sont documentés dans les roches du Groupe de Queenston. Dans un cas seulement, près de Québec, la présence d'eau faiblement salée est documentée à plus grande profondeur. Dans l'ensemble également, l'examen des caractéristiques lithologiques des roches des formations de Bécancour, Pontgravé et Nicolet révèle que ces unités comprennent des intervalles gréseux ou silto-gréseux en proportion décroissante vers le bas (ils sont inexistant à proximité du Shale d'Utica), et que ces grès sont généralement cimentés par de la calcite ou des oxydes de fer, ce qui diminue d'autant leur potentiel aquifère. Bien qu'il s'agisse là d'une sommation d'observations plutôt que d'une démonstration, les données disponibles semblent bien supporter l'idée selon laquelle les aquifères d'eau douce dans la région d'étude correspondent généralement à un intervalle de roc fracturé profond de quelques dizaines de mètres au plus, sans connexion directe avec les unités plus profondes. Localement, la présence de failles ou de dykes peut néanmoins altérer cette relation.

Au final, l'élaboration des modèles structuraux a permis de mettre en exergue un certain nombre de lacunes dans la connaissance du cadre tectonostratigraphique régional, des aquifères profonds et de l'intégrité de la couverture rocheuse au-dessus du Shale d'Utica. Ces lacunes ne sont pas insurmontables et bon nombre d'entre elles pourraient être comblées rapidement à partir des données disponibles. Les principales recommandations en ce sens sont résumées ainsi sous quatre thèmes :

1. Raffinement du modèle structural :

- Établir des critères lithostratigraphiques et pétrophysiques consensuels pour clarifier et homogénéiser les limites des unités sus-jacentes au Shale d'Utica (roches couvertures). Ce processus devra tenir compte des observations lithologiques disponibles (rapports de fin de forage et données de terrain), des diagraphies existantes, et pourra être complété par l'examen des carottes et des déblais de forage disponibles (pétrographie, fluorescence et diffraction des rayons X). Un certain nombre de puits types, représentatifs de la variabilité géologique régionale, pourrait ainsi être identifié et servir de base à l'homogénéisation du cadre stratigraphique régional pour les unités sus-jacentes au Shale d'Utica.

- Raffiner la géométrie des relations structurales en procédant au retraitement des lignes sismiques pour lesquelles les données brutes sont disponibles. Les lignes dont la version numérique présentement disponible est de mauvaise qualité devront être priorisées, mais celles de qualité moyenne pourront également faire l'objet d'un tel traitement en vue d'optimiser la visualisation de la continuité des réflecteurs au sein des flysch.
- Développer des modèles structuraux en trois dimensions qui tiennent compte des contacts lithostratigraphiques révisés et de l'interprétation des lignes sismiques retraitées, afin de raffiner les modèles hydrogéologiques régionaux.

2. Définition des propriétés physiques des aquifères à partir des données pétrolières et gazières :

- Compiler et synthétiser les analyses de fluides (eau, gaz et pétrole) disponibles dans les rapports de fin de forage des puits pétroliers et gaziers, afin de mieux définir le portrait régional des fluides présents en sous-surface (contact eau douce/eau salée, présence de gaz dissous ou d'hydrocarbures immiscibles) et aider à mieux contraindre les modèles pétrophysiques, notamment en ce qui a trait à la résistivité apparente de l'eau en diagraphie.
- Examiner et analyser les carottes et les déblais de forages disponibles pour les unités sus-jacentes au Shale d'Utica (roches couvertures) afin de lever les incertitudes quant à la présence et à l'épaisseur des intervalles gréseux, calcaireux ou silteux décrits dans les rapports de forages et afin de préciser le degré de cimentation des intervalles gréseux, ainsi que leur porosité efficace et leur perméabilité.
- Procéder à l'analyse des diagraphies disponibles afin d'estimer, entre autres, la porosité efficace, la saturation en eau, et la salinité de l'eau présente dans les formations situées entre le Shale d'Utica et les dépôts meubles de surface. Ces informations permettraient notamment de préciser la profondeur maximale à laquelle se rencontre l'eau douce ainsi que d'autres indices de communication avec la profondeur.
- Examiner la possibilité technique de procéder à de nouveaux enregistrements diagraphiques, à travers le coffrage, dans les puits pétroliers et gaziers actuellement suspendus, afin de compléter le corpus de données pétrophysiques disponibles pour les intervalles à potentiel aquifère sus-jacents au Shale d'Utica.

3. Vérification de l'intégrité de la couverture et connectivité avec les aquifères :

- Développer ou mettre en pratique des méthodes indirectes qui permettent de mettre en évidence l'existence d'une circulation de fluides depuis la sous-surface vers la surface, notamment par l'échantillonnage et l'analyse systématique des gaz dissous, la réalisation de levés sismiques peu profonds à haute résolution, l'interprétation de linéaments combinée avec la distribution spatiale des indices de gaz dans les dépôts meubles, l'examen des rapports de fin de forages pétroliers et gaziers qui peut révéler des pertes de circulation associées à des intervalles faillés ou fracturés, l'analyse des carottes qui ont rencontré des zones faillées ou fracturées pour mieux comprendre la nature de ces zones et vérifier leur degré de cimentation.
- Caractériser les propriétés mécaniques des unités de la couverture au-dessus du Shale d'Utica et identifier les intervalles qui peuvent agir comme barrière à la propagation des fractures

naturelles ou artificielles, en examinant les différentes fabriques architecturales visibles dans les carottes de shale disponibles et surtout à l'aide des diagraphies acoustiques, qui permettent de mettre en évidence des contrastes de ductilité au sein des roches de la couverture.

- Établir les conditions permettant la réactivation des discontinuités structurales (failles, fractures et dykes) par le biais d'une étude géomécanique qui tienne compte des nouvelles données fournies par les résultats des puits d'exploration réalisés pour le gaz de shale. De manière préalable à toute opération de fracturation, ces résultats valides à l'échelle régionale devront naturellement être complétés au cas par cas par une étude qui tienne compte des caractéristiques structurales locales, et vérifiés en temps réel par un contrôle microsismique lors d'opérations de fracturation hydraulique du Shale d'Utica réalisées avec un encadrement scientifique.

4. Réalisation de forages scientifiques :

- Procéder à une série de forages scientifiques profonds de quelques centaines de mètres afin de combler le hiatus qui existe entre les données hydrogéologiques peu profondes acquises au cours des campagnes de caractérisation des projets du Programme de connaissances sur les eaux souterraines (PACES) du MDDEP – quelques dizaines de mètres – et les données issues de l'industrie pétrolière et gazière pour de plus grandes profondeurs – généralement au-delà de 500 m de profondeur.
- Localiser ces nouveaux forages scientifiques de manière à valider les interprétations tirées des données pétrolières et gazières là où de telles données sont disponibles, et à compléter ces jeux de données là où aucun forage pétrolier et gazier n'est disponible. Ces forages devraient permettre la prise de diagraphies, l'échantillonnage du roc, de l'eau et des gaz dissous, l'analyse chimique et isotopique des fluides, et la caractérisation hydraulique des aquifères potentiels rencontrés.

Remerciements

Les auteurs remercient toutes les personnes qui ont contribué à l'élaboration de ce rapport en acceptant de fournir certains jeux de données, en particulier les personnes suivantes : M. Robert Thériault (MRNF) qui a accepté de partager plusieurs rapports en cours de publication; Mme Karine Bédard, M. Félix-Antoine Comeau et M. Michel Malo (INRS-ETE) qui ont bien voulu transmettre aux auteurs l'essentiel des données SIGPEG acquises par l'INRS pour la Chaire de recherche sur la séquestration géologique du dioxyde de carbone de l'INRS-ETE.

Ce travail a été réalisé avec le support financier de la Commission géologique du Canada et des fonds de recherche de René Lefebvre (INRS- ETE).

Table des matières

1. Introduction.....	12
2. Méthodologie	13
3. Disponibilité des données et limitations des modèles.....	15
3.1 Distribution et disponibilité des lignes sismiques	15
3.2 Qualité des lignes sismiques.....	16
3.3 Structures documentées mais non reportées dans les modèles	19
3.4 Données de forages.....	20
4. Stratigraphie et lithostratigraphie des unités étudiées	20
4.1 Shale d’Utica.....	21
4.2 Formation de Nicolet (Groupe de Lorraine).....	21
4.3 Formation de Pontgravé (Groupe de Lorraine).....	22
4.4 Formation de Bécancour (Groupe de Queenston).....	22
4.5 Expression sismique des unités stratigraphiques.....	22
5. Style structural général observé dans l’ensemble des corridors	23
5.1 Relations régionales	23
5.2 Domaine autochtone.....	24
5.3 Domaine parautochtone	26
5.4 Domaine allochtone	27
6. Spécificités et représentativité des modèles structuraux.....	27
6.1 Corridor A	27
6.1.1 Conception du modèle structural	27
6.1.2 Unités réfléchives au sein du Groupe de Lorraine	34
6.1.3 Caractéristiques des écaillés de shale et de carbonates	35
6.2 Spécificités du corridor B.....	37
6.2.1 Conception du modèle structural	37
6.2.2 Unités réfléchives au sein du Groupe de Lorraine	43
6.2.3 Faille Yamaska	43
6.2.4 Écaille de Shale d’Utica en avant du front appalachien	45

6.3	Spécificités du corridor C.....	45
6.3.1	Conception du modèle structural	45
6.3.2	Unités réfléchives au sein du Groupe de Lorraine	52
6.3.3	Dykes	53
6.3.4	Extension occidentale du front appalachien	54
6.4	Représentativité des modèles	54
7.	Mise en évidence des aquifères profonds potentiels	55
7.1	Observations découlant de l'élaboration des modèles structuraux	55
7.2	Contribution des diagraphies pétrolières et gazières	57
8.	Intégrité de la couverture du Shale d'Utica	59
8.1	Qualité intrinsèque de la couverture	60
8.2	Possibilité de connectivité par le biais des discontinuités structurales	60
8.3	Réactivation.....	62
9.	Recommandations.....	62
9.1	Raffinement du modèle structural.....	63
9.2	Définition des propriétés physiques des aquifères à partir des données pétrolières et gazières	64
9.3	Intégrité de la couverture et connectivité avec les aquifères.....	65
9.4	Réalisation de forages scientifiques.....	66
10.	Conclusions.....	67

Liste des tableaux

Tableau 1 : Inventaire des lignes sismiques utilisées pour la réalisation du modèle structural du corridor A.....	28
Tableau 2 : Résumé des principales caractéristiques du corridor A.	33
Tableau 3 : Inventaire des lignes sismiques utilisées pour la réalisation du modèle structural du corridor B.....	37
Tableau 4 : Résumé des principales caractéristiques du corridor B.	42
Tableau 5 : Inventaire des lignes sismiques utilisées pour la réalisation du modèle structural du corridor C.....	46
Tableau 6 : Résumé des principales caractéristiques du corridor C.....	51
Tableau 7 : Inventaire des forages pour lesquels il existe une couverture diagraphique suffisante pour supporter une étude hydrogéologique des flysch et des molasses.	58

Liste des figures

Figure 1 : Carte de localisation générale.....	13
Figure 2 : Carte de localisation des lignes sismiques interprétées dans le cadre de ce rapport.	16
Figure 3 : Comparaison entre les versions additionnée (A) et migrée (B) pour la ligne BHP 100S.....	17
Figure 4 : Comparaison entre les versions additionnée (A) et migrée (B) pour la ligne 76-106.	18
Figure 5 : Cadre tectonostratigraphique général du sud du Québec.....	24
Figure 6 : Carte de localisation des lignes sismiques interprétées et des puits examinés pour élaborer le modèle structural du corridor A.....	29
Figure 7 : Géologie de surface du corridor A.....	30
Figure 8 : Carte structurale pour le corridor A.	31
Figure 9 : Modèle structural conceptuel élaboré pour le corridor A.	32
Figure 10 : Section de la ligne sismique 78-824 entre les points de tir 356 et 440.	35
Figure 11 : Section du puits A256 entre 660 et 730 m (Shale d’Utica parautochtone).	36
Figure 12 : Carte de localisation des lignes sismiques interprétées et des puits examinés pour élaborer le modèle structural du corridor B.....	38
Figure 13 : Géologie de surface du corridor B.....	39
Figure 14 : Carte structurale pour le corridor B.	40
Figure 15 : Modèle structural conceptuel élaboré pour le corridor B.	41
Figure 16 : Ligne sismique LSP-2 entre les points de tir 7 et 55.....	44
Figure 17 : Carte de localisation des lignes sismiques interprétées et des puits examinés pour élaborer le modèle structural du corridor C.....	47
Figure 18 : Géologie de surface du corridor C.....	48
Figure 19 : Carte structurale pour le corridor C.	49
Figure 20 : Modèle structural conceptuel élaboré pour le corridor C.	50
Figure 21 : Section de la ligne sismique 5Q-118 entre les points de tir 453 et 330.....	53

1. Introduction

Ce travail s'inscrit dans le cadre d'un effort de définition de l'environnement géologique de sous-surface en vue d'évaluer l'incidence environnementale potentielle, particulièrement en relation avec les eaux souterraines, de l'exploitation éventuelle des ressources non-conventionnelles de gaz naturel présentes dans le Shale d'Utica des Basses-Terres du Saint-Laurent (Figure 1). L'emphase des travaux est mis sur la définition des conditions stratigraphiques et structurales en profondeur, particulièrement entre le Shale d'Utica et les aquifères rocheux situés près de la surface du sol. Les travaux visent notamment à identifier des unités perméables (potentiellement aquifères) profondes ainsi que des structures géologiques qui pourraient contrôler le risque potentiel de connectivité entre le Shale d'Utica et les aquifères de surface.

Les aquifères rocheux fracturés situés dans la partie supérieure des unités paléozoïques sont relativement bien connus et de mieux en mieux compris grâce aux projets PACES en voie de réalisation dans les Basses-Terres du Saint-Laurent et à quelques projets antérieurs (Séjourné et al., 2012). Les aquifères profonds – qu'ils renferment de l'eau potable ou non – sont en revanche beaucoup moins bien connus et compris. Pour améliorer leur connaissance on doit se tourner vers les données géologiques profondes, typiquement celles en provenance de l'industrie pétrolière et gazière. Ces jeux de données consistent essentiellement en des lignes sismiques et des forages pétroliers. Ces données sont ici mises à profit pour mieux comprendre les propriétés physiques et hydrogéologiques de l'environnement profond. Il ne s'agit pas ici d'acquérir de nouvelles données mais de synthétiser celles existantes, de réaliser une série de modèles structuraux conceptuels destinés à supporter la définition de l'environnement profond, et d'orienter les recherches futures destinées à acquérir des données nouvelles pour compléter la connaissance et compréhension de l'environnement profond. De tels modèles conceptuels ne sauraient être utilisés pour localiser une faille ou une couche avec précision avant de réaliser un nouveau forage, mais ils conviennent tout à fait à un exercice de définition des conditions géologiques et hydrogéologiques régionales, ce qui répond à l'objectif premier de la problématique traitée ici.

Ce travail n'aborde pas, il est important de le souligner, la problématique de la propagation des fractures hydrauliques au-delà de l'Utica, puisqu'il se concentre sur l'élaboration d'un modèle géologique statique pré-fracturation. Il pourra cependant être mis à contribution dans l'évaluation de la propagation des fractures hydrauliques. D'autres paramètres, d'ordre géomécanique, devront être pris en compte pour cela, en particulier la compétence de la couverture au-dessus du Shale d'Utica par rapport à l'intervalle fracturé, et le comportement géomécanique des failles et fractures naturelles localement présentes dans la couverture. Des recommandations en ce sens sont formulées à la fin du rapport.

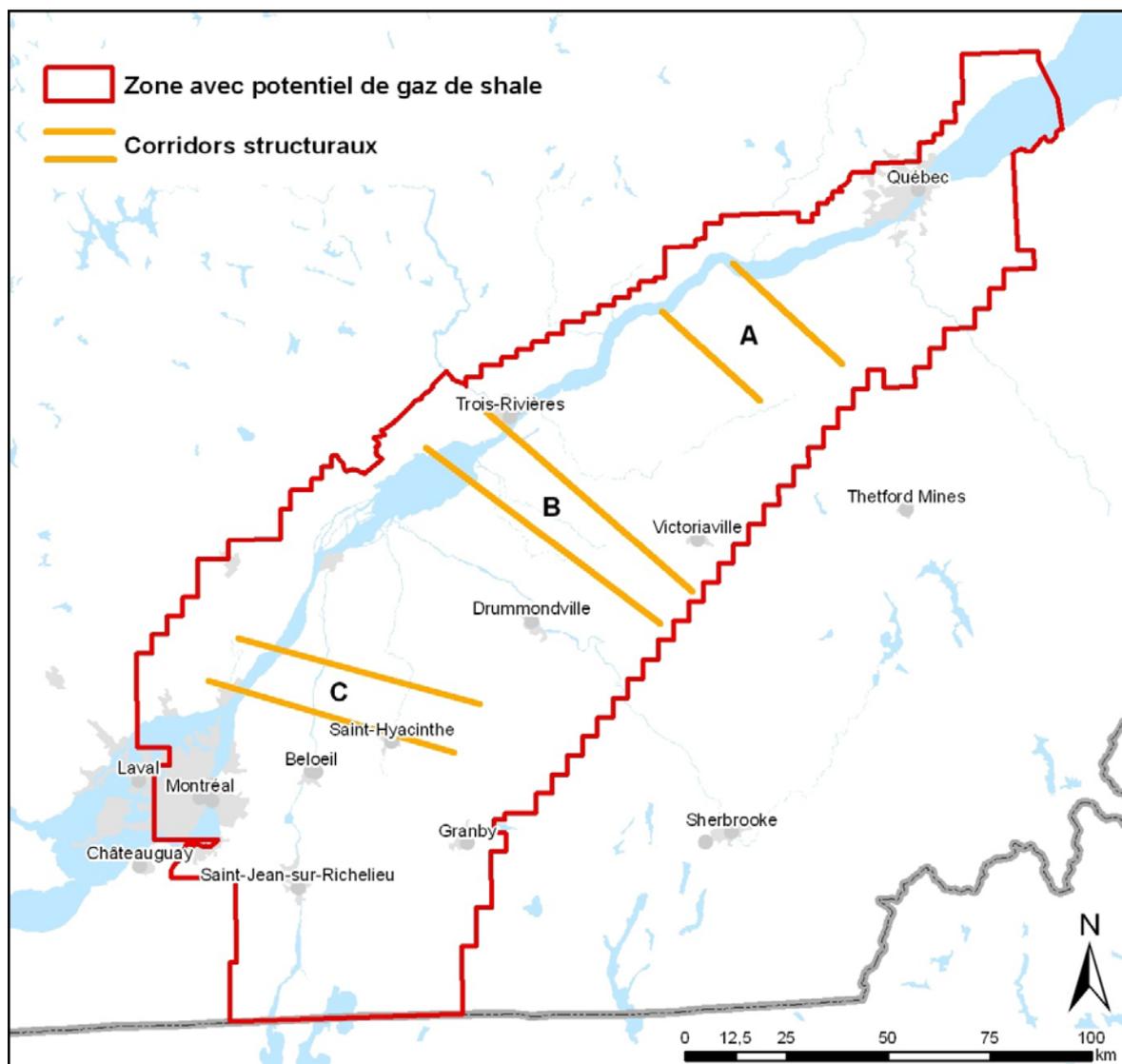


Figure 1 : Carte de localisation générale
 Carte délimitant la zone d'intérêt pour le gaz de shale (SIGPEG, 2010) et les corridors structuraux élaborés dans le cadre du présent rapport.

2. Méthodologie

Trois corridors ont été sélectionnés afin d'obtenir un portrait géographiquement et géologiquement représentatif de la zone d'intérêt qui correspond au territoire visé par l'exploration pour le gaz de shale (Figure 1). Un quatrième corridor, d'orientation E-O, pourrait être ajouté dans la région du Lac Champlain. Il n'a pas été considéré ici en raison de la faiblesse du contrôle stratigraphique de sous-surface qui caractérise cette région, un seul puits (A166) comportant des diagraphies, la séquence de flysch étant au demeurant faillée et chevauchée dans ce puits. Ces corridors ne correspondent pas

nécessairement aux régions les plus intensément étudiées par l'industrie pétrolière et gazière à ce jour, car les résultats de nombreux forages et levés sismiques demeurent confidentiels. La localisation de chaque corridor a été arrêtée en fonction de la qualité et de la quantité des données disponibles (lignes sismiques, forages, travaux de terrain), en plus du besoin de localiser les corridors représentatifs des conditions sur l'ensemble de la zone d'intérêt.

Pour chaque corridor, un modèle structural a été élaboré en deux étapes selon la méthodologie suivante :

- 1) **Interprétation de lignes sismiques** (SIGPEG, 2012), le long de coupes transversales choisies. Au besoin, certaines lignes ont été combinées ou projetées. Toute la longueur d'une coupe transversale n'est pas couverte par une même ligne sismique mais le choix de la position des corridors représente le meilleur compromis entre la disponibilité des données, leur qualité, et la nécessité de produire des coupes transversales géographiquement et géologiquement représentatives. L'interprétation sismique est assistée par les données de forages (SIGPEG, 2012) incluant la consultation (Etemadi, 1991; Séjourné et al., 2003; Corbett et Wormald, 2009) et l'élaboration de sismogrammes synthétiques, un levé aéromagnétique régional (Thériault, 2012a) et les données de surface disponibles (Clark, 1955, 1964a, 1964b et 1964c; Clark et Globensky, 1973, 1976 et 1977; Globensky, 1978 et 1987; MRNF, 2008; SIGEOM, 2012). La racine des failles normales dans le socle est rarement visible en sismique si bien que l'extension de leur tracé sous les séries sédimentaires est généralement arbitraire, sans que cela n'ait d'incidence pratique sur la justesse du modèle structural final.
- 2) **Réalisation de coupes géologiques** par la conversion de l'échelle verticale en temps (millisecondes) des lignes sismiques vers la profondeur (mètres) en s'aidant des données de forage. La précision recherchée est la plus juste possible pour les horizons clés (Shale d'Utica et unités sus-jacentes); elle est souvent moins proche de la réalité pour les unités de la plate-forme sous-jacentes au Shale d'Utica et pour le toit du socle grenvillien (typiquement, le toit du socle est rarement atteint par les forages). À cette étape, il a souvent été nécessaire de projeter l'interprétation sismique sur le tracé des coupes, en tenant compte des lignes sismiques transversales disponibles, des puits éloignés, de la cartographie de surface et des cartes structurales disponibles. Les coupes géologiques ainsi obtenues diffèrent parfois de façon significative du modèle sismique initial, en particulier là où il existe un décalage entre l'orientation des structures chevauchantes peu profondes – qui affectent surtout les flysch – et celle des structures extensives plus profondes, et aussi là où le pendage réel des couches ou failles diffère de leur pendage apparent en sismique. Les épaisseurs et profondeurs reportées demeurent respectées là où les données de forage fournissent un contrôle suffisant. Au-delà de ces points de contrôle les épaisseurs et profondeurs sont interprétées ou interpolées pour respecter l'architecture générale de chaque coupe. À ce stade de l'interprétation, des éléments structuraux non-reconnus sur les lignes sismiques peuvent être ajoutés ou supprimés pour tenir compte des variations géologiques à proximité de la coupe transversale.

Au cours de ce travail le modèle structural s'éloigne de l'interprétation géophysique et devient progressivement plus proche de la géologie régionale. Le modèle final n'est toutefois pas encore géologiquement exact, faute d'une couverture sismique et de forages suffisante, mais il est géologiquement représentatif à l'échelle régionale. C'est pourquoi les modèles géologiques produits sont qualifiés de « conceptuels » dans ce rapport, car ils représentent les conditions géologiques prédominantes mais sans prétendre à l'exactitude des conditions représentées.

3. Disponibilité des données et limitations des modèles

3.1 Distribution et disponibilité des lignes sismiques

L'élaboration des modèles structuraux repose très largement sur les lignes sismiques rendues publiques par le MRNF (SIGPEG, 2012; Figure 2). Pour l'essentiel, les lignes disponibles au format digital (tiff) correspondent aux lignes acquises par SOQUIP et Shell dans les années 1970 et par BHP dans les années 1990. Dans l'ensemble, ces lignes sont bien orientées parallèlement ou perpendiculairement au grain structural régional pour les corridors A et B, mais une projection est nécessaire pour le corridor C. La densité des lignes est faible près de la marge (bouclier laurentien au nord et à l'ouest) : dans cette région les modèles sont surtout contraints par les données de surface et les forages – souvent anciens. La couverture des portions médiane et appalachienne des corridors est relativement homogène, toutefois l'absence de données de forage dans la partie appalachienne limite fortement l'interprétation sismique qui peut être faite dans cette région.

La Figure 2 montre les lignes sélectionnées pour l'interprétation dans le cadre de ce rapport, les lignes publiques disponibles mais non-interprétées ici et les lignes confidentielles. Le tracé de la Ligne de Logan et de la Faille Yamaska est donné à titre indicatif.

Plusieurs jeux de cartes structurales régionales et locales ont été élaborés à partir de l'interprétation des lignes sismiques par le passé (Berg et al., 1972; Campbell et al., 1972; SOQUIP, 1984a et 1984b; Etemadi, 1991; Corbett et Wormald, 2009). Bien qu'imparfaites et localement critiquables, ces cartes renseignent utilement sur l'architecture des failles de socle et leur propagation au sein des roches de la plate-forme là où les données sismiques ne sont pas rendues publiques ou sont de mauvaise qualité. Là où des lignes sismiques sont disponibles, celles-ci ont toujours été privilégiées sur le tracé des cartes structurales existantes.

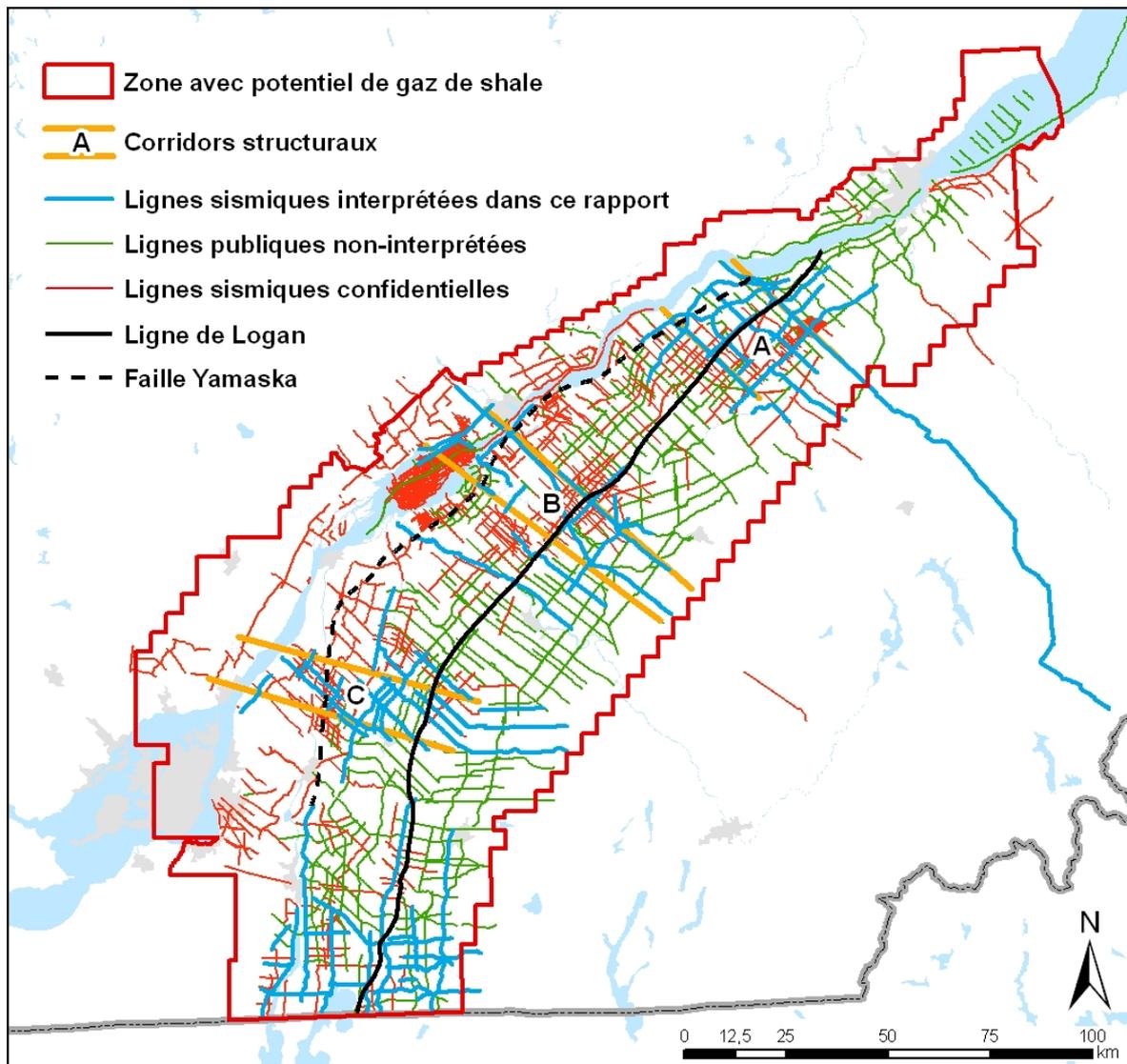


Figure 2 : Carte de localisation des lignes sismiques interprétées dans le cadre de ce rapport. Les lignes non-interprétées ici mais disponibles auprès du MRNF, ainsi que des lignes demeurant confidentielles, sont également représentées. Les tracés de la Ligne de Logan et de la Faille Yamaska sont donnés à titre indicatif.

3.2 Qualité des lignes sismiques

Le travail d'interprétation a été réalisé pour l'essentiel à partir des versions additionnées (*stacks*) plutôt que migrées. Seul un petit nombre de lignes sismiques sont disponibles dans leur version migrée. Pour l'essentiel, les versions migrées sont disponibles pour les lignes M-2001 et M-2002 retraitées par la Commission géologique du Canada (Castonguay et al., 2006), les lignes acquises par BHP (Etemadi, 1991), un nombre plus restreint de lignes acquises par SOQUIP dans les années 1970 et retraitées dans les années 2000 ainsi que la ligne 89-TQ-D01 acquise par Bow Valley et publiée dans sa version migrée

dans Séjourné et al. (2003). Le résultat de l'interprétation effectuée à partir des seules versions additionnées disponibles au format tiff a été jugé satisfaisant pour trois raisons principales :

- 1) Si la migration permet en principe une meilleure représentation de la géométrie des réflecteurs et des failles, on n'observe que peu de différences entre les versions additionnée et migrée pour les structures faiblement inclinées, comme c'est le cas pour l'ensemble des unités du domaine autochtone (Figure 3).
- 2) Le retraitement sismique à partir des images numériques (format tiff) ou des données brutes (format segy) n'offre que peu d'amélioration par rapport aux données déjà disponibles, avec toutefois une légère amélioration de la continuité des réflecteurs peu profonds dans le cas de la migration après-addition à partir des données brutes, au détriment des réflecteurs de la plateforme (Figure 4).
- 3) La projection et de la conversion temps/profondeur des interprétations sismiques vers les coupes structurales s'accompagne de nombreuses déformations, si bien que le sacrifice impliqué par un travail fondé essentiellement sur des lignes non-migrées n'a que peu d'impact sur le modèle géologique conceptuel final.

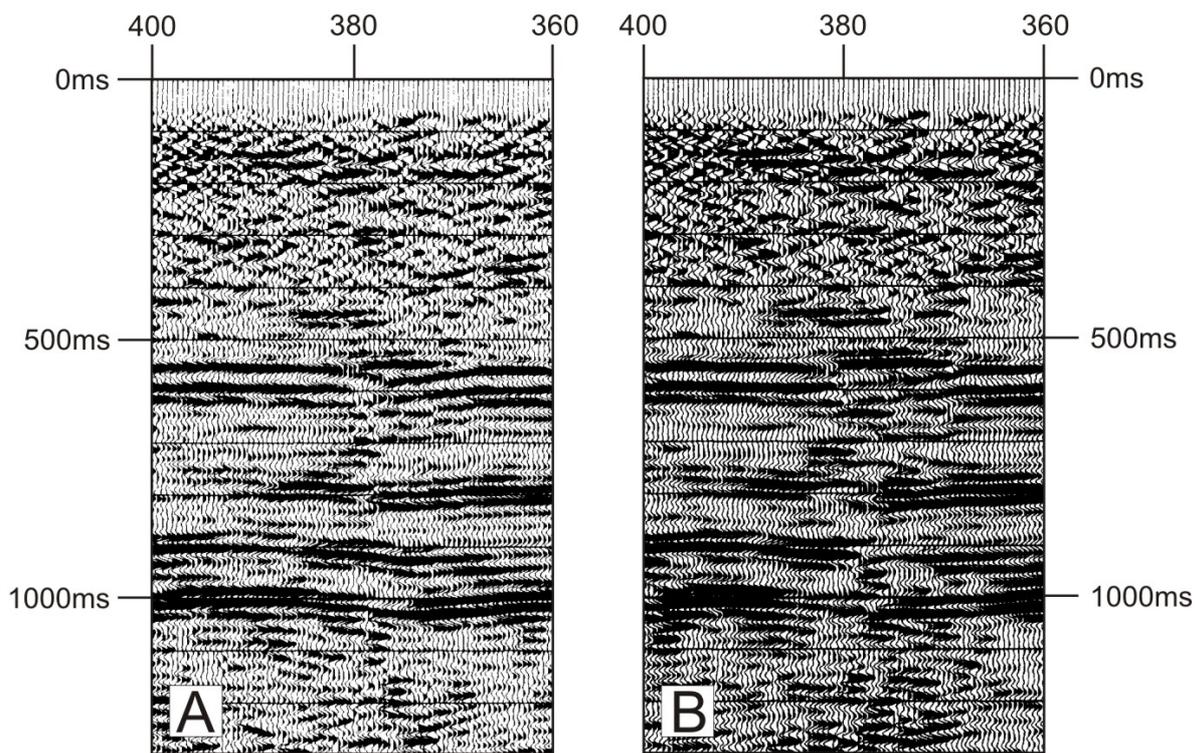


Figure 3 : Comparaison entre les versions additionnée (A) et migrée (B) pour la ligne BHP 100S. Section représentée entre les points de tir 400 et 360. Les deux versions sont disponibles au format tiff (Etemadi, 1991; SIGPEG, 2012) et ont été réalisées en 1990. La discontinuité observée à la verticale du point de tir 380 correspond à un dyke identifié sur le levé aéromagnétique du MRNF (Thériault, 2012b), tel que discuté dans la section 6.3.3.

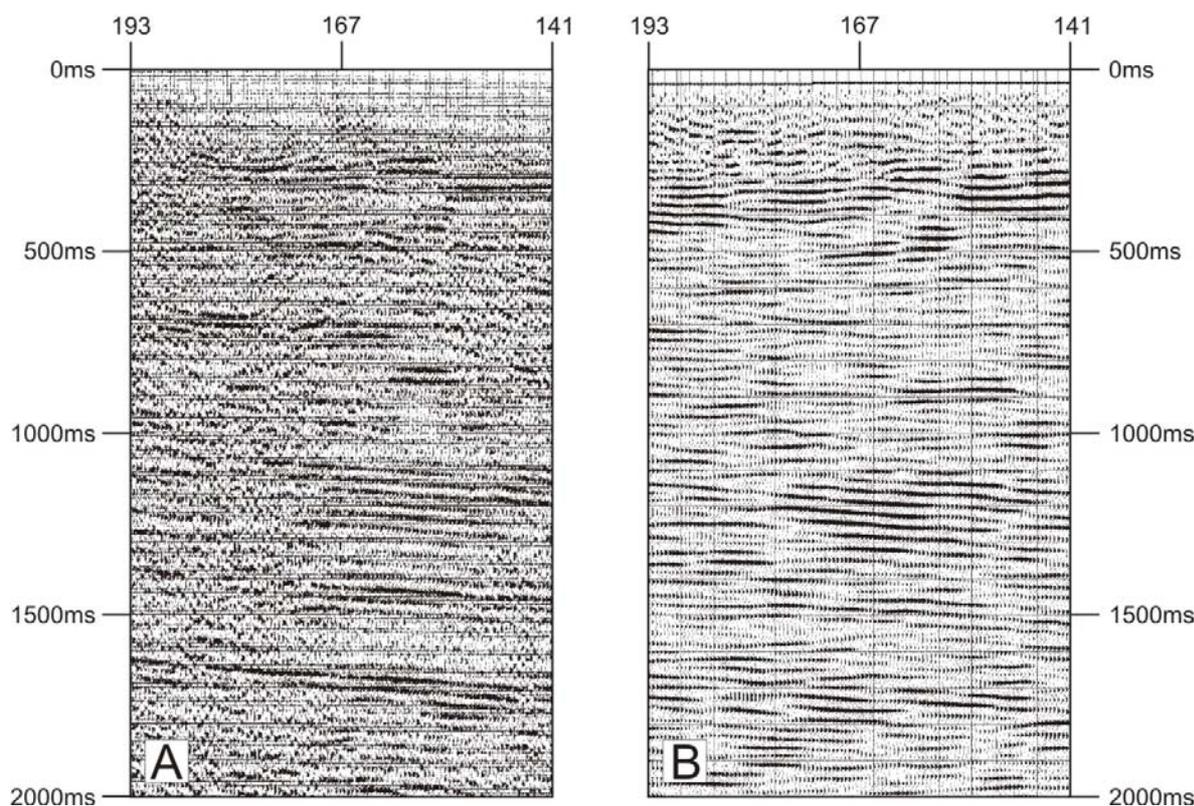


Figure 4 : Comparaison entre les versions additionnée (A) et migrée (B) pour la ligne 76-106. Section représentée entre les points de tir 193 et 141. Les deux versions sont disponibles au format tiff (SIGPEG, 2012) mais la première a été réalisée en 1976 tandis que la seconde a été retraitée et migrée à partir des données brutes en 2008.

Dans le futur, la précision des modèles structuraux, fussent-ils conceptuels, bénéficierait toutefois grandement du retraitement à partir des données brutes et de la migration des lignes sismiques dont l'image (tiff) disponible est de mauvaise qualité, dans la mesure où un plus grand nombre de lignes sismiques deviendrait accessible. Ce travail a par exemple été effectué avec succès par Castonguay et al. (2006) pour les lignes M-2001 et M-2002. Un retraitement similaire pourrait également être envisagé pour l'ensemble des lignes en veillant à optimiser les paramètres de traitement pour mieux rendre compte de la continuité des réflecteurs au sein des flysch. La plupart des évènements sismiques de bonne qualité sont en effet enregistrés dans la plate-forme et le Shale d'Utica, où il existe de forts contrastes d'impédance acoustique. On observe en revanche peu de marqueurs continus dans le Groupe de Lorraine – même s'il existe des exceptions qui seront détaillées plus loin – et le Groupe de Queenston est souvent trop proche de la surface pour être caractérisé convenablement, même si là encore il existe des exceptions. Le corollaire aux faibles contrastes d'impédance acoustique au sein du Groupe de Lorraine par rapport au Shale d'Utica et à la plate-forme est que les modèles structuraux sont réalisés avec un bon niveau de confiance quant à la localisation des failles normales mais avec généralement un faible niveau de confiance quant à leur extension au-dessus du Shale d'Utica. De la même manière, il existe un bon niveau de confiance quant à la localisation des chevauchements lorsque ceux-ci recoupent les roches de la plate-forme ou du Shale d'Utica, mais un faible niveau de confiance quant à leur

extension au sein des flysch. Pour cette raison, il existe sans doute dans les flysch un nombre plus important de failles normales mineures et de chevauchements que ceux identifiés à l'aide des données sismiques disponibles.

Enfin, la faible qualité des lignes sismiques disponibles pour le domaine appalachien et le manque de contrôle stratigraphique par puits pétroliers dans cette région font en sorte que, à toute fin pratique, les modèles structuraux élaborés ici ne devraient pas être utilisés pour représenter les conditions au-delà du dernier puits pétrolier disponible au sud ou à l'est de la Ligne de Logan.

L'élaboration de modèles structuraux à partir de lignes sismiques 2D anciennes pose naturellement le problème de la qualité et de la précision de l'interprétation sismique, en particulier en ce qui a trait à la présence de failles au-dessus du Shale d'Utica. Dans le cadre d'une étude des aquifères profonds et de la possible connectivité entre le shale fracturé et les aquifères, cette question revêt une importance méthodologique majeure. De l'analyse qui précède il appert que l'incertitude porte essentiellement sur l'extension des failles au sein des flysch en direction de la surface, non sur leur présence. La présence de failles à la base de la séquence de flysch, en particulier de failles de socle dans le domaine autochtone où se concentre actuellement l'essentiel de l'exploration pour le gaz de shale, est en effet aisément identifiable grâce aux décalages observés au sein des unités de la plate-forme sous-jacente, dans le cas des lignes sismiques qui ont été retenues pour l'élaboration des modèles (qualité moyenne à bonne). Par ailleurs, la possibilité que des failles normales ou décrochantes soient développées et enracinées strictement au-dessus de la plate-forme carbonatée sans extension verticale dans celle-ci ne peut être exclue, mais cette possibilité paraît marginale dans la mesure où de telles structures devraient s'enraciner dans des plans de décollement au sein des flysch, ce qui n'a pas été documenté à ce jour dans les Basses-Terres du Saint-Laurent. Les Basses-Terres ne comportent par ailleurs pas de couches savon propices à de tels mouvements (pas de niveaux évaporitiques par exemple, tout au plus des lits centimétriques de bentonites). Dans le contexte tectonostratigraphique de la région d'étude, les structures restreintes aux flysch les plus plausibles seraient des failles normales syn-sédimentaires causées par la compaction différentielle, et qui seraient donc de faibles dimensions.

3.3 Structures documentées mais non reportées dans les modèles

Ainsi qu'il a été mentionné précédemment, l'extension des failles normales au-dessus du Shale d'Utica dans le domaine autochtone est souvent difficile à suivre en raison du faible contraste d'impédance acoustique au sein des roches du Groupe de Lorraine. Il existe toutefois des exceptions, là où des marqueurs sismiques sont identifiés au sein du Groupe de Lorraine ou là où les données de terrain confirment la présence d'une faille en surface.

Dans les domaines parautochtone et allochtone, de nombreux chevauchements mineurs interprétés en sismique ou documentés par les données de pendagemétrie ne sont pas représentés à l'échelle des coupes structurales.

Plusieurs familles de structures tardi- et post-orogéniques en extension, contraction et décrochement ont été reconnues à l’affleurement (Faure et al., 1996a, 1996b, 2004 et 2006 ; Rocher et al., 2003 ; Comeau et al., 2004 ; Séjourné et Malo, 2007 ; Rodriguez, 2007). Ces familles de structures ne sont pas intégrées aux modèles structuraux car elles ne sont pas reconnues en sismique et leur influence sur l’orientation et la densité des systèmes de fractures en profondeur n’est pas connue.

3.4 Données de forages

Un petit nombre des puits pétroliers réalisés à ce jour dans les Basses-Terres du Saint-Laurent demeure confidentiel. Parmi ceux-ci, seuls les puits A282 et A286 seraient d’intérêt pour affiner les modèles structuraux, les autres consistant essentiellement en des forages horizontaux jumelés à des forages verticaux pour lesquels les résultats sont déjà publics.

La stratigraphie du Shale d’Utica a été revisitée dans un bon nombre des puits publics par Thériault (2012a, 2012b) et Comeau et al. (2011 et sous presse). Pour la vaste majorité des puits considérés au cours de l’élaboration des modèles structuraux, les valeurs retenues pour la profondeur et l’épaisseur du Shale d’Utica sont donc fiables. Elles le sont beaucoup moins pour l’épaisseur des unités sus-jacentes (formations de Nicolet, Pontgravé et Bécancour) puisqu’elles reposent sur les profondeurs tirées des rapports de forage (définitions des unités variables dans le temps et selon les auteurs) telles qu’elles sont compilées dans la base de données du MRNF (SIGPEG, 2012).

Quelle qu’en soit la source, ces profondeurs correspondent toujours aux valeurs mesurées et non aux profondeurs verticales : dans la mesure du possible (puits récents) les profondeurs et épaisseurs compilées dans SIGPEG ont donc été ajustées à l’aide des levés directionnels rapportés dans les rapports de fin de forage (SIGPEG, 2012) pour tenir compte de la déviation. Fait notable, plusieurs levés pendagométriques (*dipmeter*) sont également disponibles, essentiellement pour les forages qui ont traversé le domaine appalachien.

4. Stratigraphie et lithostratigraphie des unités étudiées

L’assemblage stratigraphique rencontré dans les Basses-Terres du Saint-Laurent débute avec les grès du Groupe de Potsdam, qui reposent en discordance sur le socle grenvillien. Une plate-forme carbonatée se développe ensuite à l’Ordovicien (groupes de Beekmantown à Trenton), surmontée par le Shale d’Utica puis le Groupe de Lorraine. Ces deux unités constituent une séquence de flysch qui souligne l’approfondissement du bassin au cours de l’orogénie taconienne. La dernière unité stratigraphique documentée correspond à une séquence régressive de type molassique : le Groupe de Queenston. Dans le cadre de la présente étude, seules les caractéristiques du Shale d’Utica et des unités sus-jacentes sont détaillées plus avant.

4.1 Shale d'Utica

Le Shale d'Utica est une unité argileuse à dominante calcaire (marne) dont la source détritique émane de la plate-forme carbonatée (Lavoie et al., 2008; Thériault, 2012a). Des passées de calcaire argileux sont également présentes. Le Shale d'Utica se distingue de l'unité sus-jacente (Formation de Nicolet) par son caractère calcaire et l'absence de passées gréseuses. Les études les plus récentes sur les caractères lithologiques et pétrophysiques du Shale d'Utica ont été réalisées par Comeau et al. (2011 et sous presse) et Thériault (2012a et 2012b). Ce dernier auteur distingue deux unités informelles (inférieure et supérieure) au sein du Shale d'Utica : L'Utica Inférieur est caractérisé par une composition minéralogique proche de celle des calcaires du Groupe de Trenton sous-jacent. L'Utica Supérieur s'en distingue par une composition minéralogique qui évolue graduellement vers celle des shale du Groupe de Lorraine. Il existe toutefois une similarité marquée dans la minéralogie des deux unités, et la différence principale réside dans le caractère légèrement plus argileux et moins riche en quartz et feldspath de l'Utica Inférieur.

4.2 Formation de Nicolet (Groupe de Lorraine)

Dans son acception la plus simple, cette formation à la lithologie très variable est dominée par un shale silteux contenant des interlits de grès fins, de siltstone argileux, de conglomérats et de calcaire gréseux (Globensky, 1987; Globensky, 1993). C'est dans la moitié inférieure de la Formation de Nicolet que le faciès argilo-silteux pur est le mieux développé. La proportion d'interlits de grès, siltstone et calcaires gréseux augmente progressivement vers le haut dans la moitié supérieure de la formation, si bien que la transition avec la Formation de Pontgravé sus-jacente est parfois difficile à identifier avec précision, notamment dans les forages pétroliers dépourvus de diagraphies.

La présence de lits de grès au sein de la Formation de Nicolet revêt une importance particulière pour la caractérisation d'aquifères profonds potentiels, ce d'autant plus qu'ils représentent localement une fraction non-négligeable de l'assemblage lithologique. Ainsi le long de la Rivière Nicolet, Clark (1964a) estime le pourcentage moyen de grès à 37%, contre 45% de shale silteux et 18% de shale pour une épaisseur totale de 715 m. Les données de forage sont généralement plus complètes mais aussi plus difficiles à interpréter en raison des risques de mélange et de la séparation possible des grains de quartz d'avec la matrice argileuse au cours de la remontée des déblais de forage. En règle générale, la proportion de grès rapportée pour les forages qui en font état (le grès fin est parfois confondu avec un siltstone) décroît du sommet vers le bas de la Formation de Nicolet, avec des valeurs parfois aussi élevées que 80% dans la partie supérieure, des valeurs intermédiaires (30 à 40%) dans la partie médiane et négligeables (traces) dans la partie inférieure. La granulométrie varie de la même façon, les grès moyens à fins observés dans la partie supérieure cédant le pas à des grès fins puis très fins vers le bas. Un ciment calcaire est presque toujours associé à cette lithologie. En affleurement, l'épaisseur de ces lits ou interlits varie de 1 à 15 cm (Clark, 1964a; Beaulieu et al., 1980). Enfin il ne semble pas exister de consensus quant à la continuité latérale des grès de la Formation de Nicolet, certains auteurs les décrivant comme lenticulaires et discontinus (Globensky, 1987) tandis que Beaulieu et al. (1980) relèvent en revanche que « Les lits de grès ne sont pas lenticulaires, ils ont une extension latérale

remarquable [...] ». Fait notable, l'abondance de niveaux plus silteux ou gréseux dans la partie supérieure de la formation paraît coïncider avec le développement d'une série de réflecteurs continus reconnaissables sur certaines lignes sismiques, ce qui sera discuté plus loin dans le rapport.

4.3 Formation de Pontgravé (Groupe de Lorraine)

La Formation de Pontgravé est dominée par des calcaires argileux denses, et comporte également des lits ou interlits de shale, de grès et de calcaires coquilliers (Globensky, 1993). Elle succède de façon graduelle à la Formation de Nicolet mais s'en distingue par une plus grande proportion de calcaires et de calcaires argileux. Les grès ont pour l'essentiel une granulométrie fine à très fine et un ciment calcaireux (Globensky, 1987). La description de l'une des rares carottes prélevées dans la Formation de Pontgravé (puits A037) révèle que les bancs de grès ont une épaisseur qui peut aller jusqu'à 13 cm et qu'ils sont associés au shale et au calcaire argileux dans des proportions variant de 5 à 20%.

4.4 Formation de Bécancour (Groupe de Queenston)

La Formation de Bécancour du Groupe de Queenston correspond à une séquence régressive composée de dépôts continentaux et subaériens (Globensky, 1987). Le contact avec la Formation de Pontgravé sous-jacente est graduel. La Formation de Bécancour est dominée par des shale silteux non-calcaireux et des grès localement conglomératiques, plus généralement à grain fin. Les grès sont plus abondants vers le haut de la séquence tandis que la base (Membre de Carmel) en est dépourvue. On note également la présence de gypse et d'anhydrite en cristaux isolés ou en veines. La description de la carotte prélevée dans le puits A037, sans être nécessairement représentative de la Formation de Bécancour à l'échelle régionale, apporte toutefois des informations utiles sur le grès rencontré dans cette unité. Ainsi, un intervalle de grès de 15 m d'épaisseur environ y est-il reconnu. Ce grès présente une granulométrie fine à très fine (0,1 à 0,4 mm de diamètre), il est non-calcaireux mais localement cimenté par des oxydes de fer. D'une manière plus générale, les bancs de grès décrits dans la plupart des rapports de fin de forage comportent un ciment de calcite.

4.5 Expression sismique des unités stratigraphiques

Une série de réflecteurs correspondant à la Formation de Bécancour est occasionnellement reconnaissable près de la surface dans la région de Saint-Hyacinthe. Ceci constitue l'exception plutôt que la règle, les paramètres d'acquisition des lignes sismiques examinées étant généralement optimisés pour caractériser la plate-forme carbonatée en profondeur plutôt que les unités les moins profondes.

Même lorsque les réflecteurs de la Formation de Bécancour sont visibles, la Formation de Pontgravé n'apparaît pas pour autant, sauf exception (ligne M-2002). Ceci suggère un faible contraste d'impédance acoustique entre cette formation et les unités sus- et sous-jacentes, phénomène vraisemblablement expliqué par la nature transitionnelle entre les trois unités.

La Formation de Nicolet comporte très peu de réflecteurs continus et paraît essentiellement « transparente » en sismique. Dans certaines lignes sismiques on peut cependant discerner une série de réflecteurs bien individualisés et continus dans la partie supérieure de cette unité.

Enfin, l'expression sismique du Shale d'Utica est généralement caractérisée par un fort contraste d'impédance acoustique avec la base de la Formation de Nicolet sus-jacente, ce qui rend l'Utica relativement aisé à identifier dans la plupart des sections sismiques. Ce contraste s'atténue toutefois localement, notamment dans le nord de la région d'étude où les réflecteurs les plus marqués correspondent aux roches du Groupe de Trenton sous-jacent tandis que le Shale d'Utica est difficile à distinguer des shale du Groupe de Lorraine. Dans ce cas, l'interprétation sismique devient largement tributaire du contrôle stratigraphique permis par les données de forage.

5. Style structural général observé dans l'ensemble des corridors

5.1 Relations régionales

L'évolution du cadre tectonostratigraphique général des séries sédimentaires du sud du Québec a été résumée par St-Julien et Hubert (1975). On retrouve dans chacun des trois corridors étudiés ici la division classique tripartite (Figure 5) qui consiste 1) en un socle grenvillien, surmonté par 2) la plate-forme et les flysch des Basses-Terres du Saint-Laurent (le domaine autochtone), composée de roches cambriennes et ordoviciennes peu déformées, puis 3) le domaine appalachien (le domaine allochtone) composé de roches cambriennes à dévoniennes fortement plissées et faillées. La limite entre ces deux domaines est désignée sous le nom de Ligne de Logan, constituée d'une série de failles inverses à faible pendage. On distingue également un domaine intermédiaire (domaine parautochtone ou « zone de failles imbriquées ») constitué de roches de la plate-forme et des flysch imbriquées et chevauchées au cours de l'orogénie taconienne. Des intrusions magmatiques mésozoïques (Collines montérégiennes et dykes et filons-couches associés) percent localement les séries sédimentaires dans le sud de la région d'étude. Présentant des lithologies variables, ces intrusions sont principalement constituées de gabbros et de syénites néphéliniques, mais on y retrouve également de la pyroxénite, de la diorite, et de la pulaskite (Globensky, 1987; Eby, 1984). Une auréole de métamorphisme de contact (roches cornéennes) entoure ces intrusions. Les dykes et filons-couches enfin, sont essentiellement des lamprophyres alcalins (Bédard, 1994).

Si le cadre ainsi défini par St-Julien et Hubert (1975) n'a pas été modifié sensiblement par la suite, il a cependant été raffiné avec des implications importantes pour la problématique du gaz de shale, notamment en ce qui a trait à l'évolution tardi- et post-taconienne. Plusieurs familles de structures tardi- et post-orogéniques ont ainsi été reconnues à l'affleurement (Faure et al., 1996a, 1996b, 2004 et 2006 ; Rocher et al., 2003 ; Comeau et al., 2004 ; Séjourné et Malo, 2007).

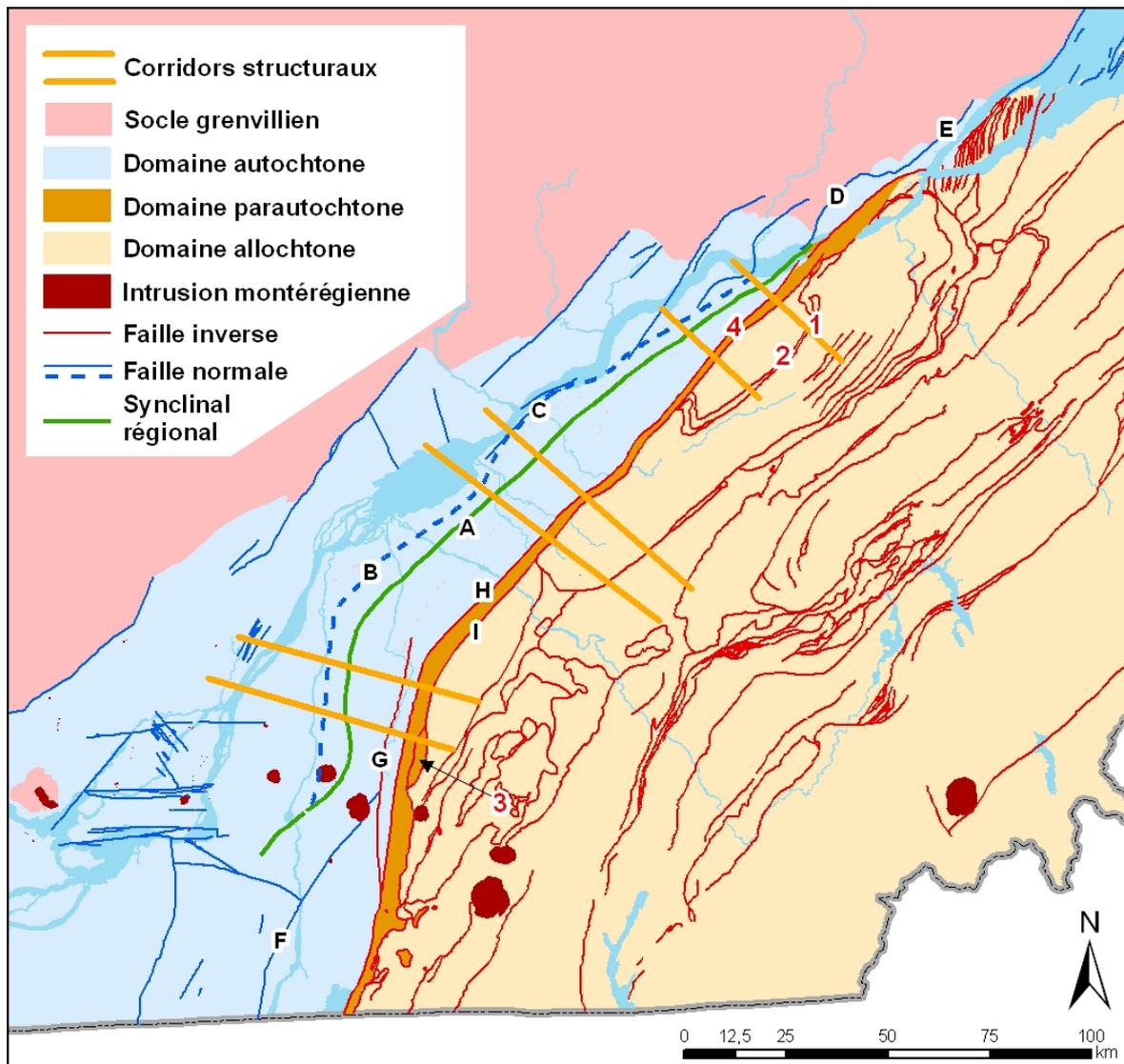


Figure 5 : Cadre tectonostratigraphique général du sud du Québec.

A à I : éléments structuraux cités dans le texte; A : Synclinal de Chambly-Fortierville, B : Faille Yamaska (en sous-surface), C : Faille de Saint-Angèle, D : Faille de Neuville, E : Faille de Montmorency, F : Faille de Tracy-Brook, G : Faille de Saint-Barnabé, H : Faille d'Aston et I : Ligne de Logan. 1 à 4 : emplacement des écaillles de shale et de carbonates cités dans le texte; 1 : écaillle de Saint-Flavien (en sous-surface), 2 : écaillle de Joly (en sous-surface), 3 : écaillle de Saint-Dominique (en surface) et 4 : écaillle de Villeroy (en sous-surface).

5.2 Domaine autochtone

La structuration générale des séries sédimentaires de la plate-forme autochtone, telle qu'elle est observée dans chacun des trois corridors étudiés, est dominée par un style structural en extension, avec des failles normales enracinées dans le socle et se propageant pour certaines jusque dans les flysch du Shale d'Utica et du Groupe de Lorraine. L'agencement de ces failles de socle définit le plus souvent des

demi-grabens, plus rarement un système en horst et graben. En surface, le Synclinal de Chambly-Fortierville s'étend de part et d'autre de la Faille Yamaska dans le sud de la région d'étude, tandis que son flanc occidental est bordé par cette faille dans le nord et le nord-est : la position du synclinal ne paraît donc pas contrôlée par le tracé de la Faille Yamaska. Suivant sa proximité ou non avec les chevauchements les plus occidentaux du domaine parautochtone, le flanc oriental du Synclinal de Chambly-Fortierville a soit gardé son intégrité structurale dans le corridor A, soit subi une inversion à la faveur du développement d'une zone triangulaire dans le corridor B, soit encore être recoupé par des failles de chevauchement dans le corridor C.

La Faille Yamaska est un élément important de la géométrie générale de la région. Considérée à l'échelle des Basses-Terres du Saint-Laurent, il conviendrait plutôt de parler d'un système de failles normales, qui peut être représenté localement par une faille unique ou par une série de failles en échelon de part et d'autre d'une faille maîtresse. Ce système de failles comporte deux segments orientés NE-SO entre Québec et Sorel, avec un décalage entre les segments au sud de Trois-Rivières. Ce décalage est interprété comme un décrochement dextre par Matton et al. (2011). La Faille de Sainte-Angèle semble correspondre à l'expression en surface de la Faille Yamaska dans cette région. La Faille de Neuville et/ou la Faille de Montmorency, près de Québec, paraissent constituer l'extension extrême-orientale du système. Un troisième segment s'étire depuis Sorel vers le sud, et se prolonge vraisemblablement dans la région du Lac Champlain avec la Faille de Tracy-Brook.

Un changement majeur dans les profondeurs des unités géologiques s'opère de part et d'autre de la Faille Yamaska, qui sépare une région peu profonde près de la marge (au nord et à l'ouest), d'une région plus profonde en direction des Appalaches (au sud et à l'est). Près de la marge le Shale d'Utica peut être exposé en surface. Il est sub-horizontal ou faiblement incliné en direction de la Faille Yamaska à la faveur du basculement des blocs faillés. Les unités sus-jacentes présentent les mêmes caractéristiques, la Formation de Nicolet succédant au Shale d'Utica, suivie des formations de Pontgravé puis de Bécancour, les deux dernières unités n'apparaissant qu'à proximité de la Faille Yamaska. Immédiatement à l'est et au sud de la Faille Yamaska, le Shale d'Utica et la Formation de Nicolet deviennent plus épais et cet épaissement va croissant vers l'arrière-pays. L'épaisseur de la Formation de Pontgravé demeure constante de part et d'autre de l'axe du Synclinal de Chambly-Fortierville. La puissance de la Formation de Bécancour enfin, augmente également en direction des Appalaches mais l'épaisseur maximale est atteinte le long du flanc oriental du synclinal plutôt que le long de l'axe du pli. Les formations de Pontgravé et de Bécancour ne sont pas observées sous le domaine appalachien sous la Ligne de Logan. La plate-forme carbonatée autochtone en revanche, et dans une certaine mesure le Shale d'Utica et la Formation de Nicolet, se prolongent en profondeur sous le domaine allochtone où ils sont tronqués par des failles de chevauchement. L'extension maximale du Shale d'Utica sous les Appalaches demeure hypothétique, puisque l'interprétation sismique seule ne permet pas de poser un diagnostic certain sur la présence du Shale d'Utica au-delà des forages les plus orientaux.

5.3 Domaine parautochtone

La zone de failles imbriquées consiste en une série d'écaillés de carbonates détachées de la plate-forme (groupes de Beekmantown à Trenton), plus rarement en des unités gréseuses (Groupe de Potsdam), et surtout en un assemblage structuralement complexe et difficile à distinguer en sismique, constitué des séries argileuses du Shale d'Utica et de la Formation de Nicolet. Les écaillés de flysch dominent la partie occidentale du domaine parautochtone, et cèdent peu à peu la place, sans disparaître totalement, aux écaillés de carbonates et de grès. Seul un petit nombre d'écaillés ont été nommées : les écaillés de carbonates de Saint-Flavien et Joly au nord et de Saint-Dominique affleurant au sud, et l'écaillé de shale de Villeroy au nord. Les données de forage et l'interprétation sismique permettent d'identifier un nombre beaucoup plus important de ces écaillés, en particulier des écaillés de shale de dimensions appréciables développées sous le Synclinal de Chambly-Fortierville ou immédiatement au sud et à l'est de celui-ci.

Le domaine parautochtone est traditionnellement séparé du domaine allochtone par la Ligne de Logan et du domaine autochtone par la Faille d'Aston (localement par la Faille de Saint-Barnabé). Si ces relations demeurent valides pour la cartographie de surface, dans le détail la limite occidentale du domaine parautochtone s'étend en profondeur au-delà de la Faille d'Aston, de nombreux chevauchements et des écaillés de shale étant reconnues en sismique au-delà de cette faille (Séjourné et al., 2003; Castonguay et al., 2006 ; Konstantinovskaya et al., 2009). Castonguay et al. (2006) ont aussi mis en évidence l'existence d'une zone triangulaire développée à faible profondeur sous le flanc oriental du Synclinal de Chambly-Fortierville dans la région du corridor B.

Le domaine parautochtone est défini et dominé par un style structural en contraction, caractérisé par de longs décollements plats et des rampes recoupant et transportant les unités carbonatées et les flysch en direction de l'avant-pays. Au sein des flysch les chevauchements deviennent progressivement plus inclinés près de la surface. De nombreux plis génétiquement associés aux chevauchements affectent les séries sédimentaires dans ce domaine. Ces plis, de dimensions centimétriques à hectométriques, ne sont pas représentés dans les modèles structuraux conceptuels. Quelques un des chevauchements qui atteignent la surface (Faille de Saint-Barnabé, Faille d'Aston), de même que bon nombre de plis mineurs sont identifiés sur les cartes géologiques de détail, mais dans l'ensemble ces structures sont difficiles à identifier en sismique et sont vraisemblablement plus abondantes que celles répertoriées ici. La relation entre les chevauchements et les failles normales en revanche, apparaît beaucoup plus clairement sur les lignes sismiques : de façon systématique les failles de chevauchement tronquent les failles normales, l'inverse n'étant jamais observé. Les observations de terrain (Chalaron et Malo, 1998; Konstantinovskaya et al., 2009 ; Rodriguez, 2007 ; Séjourné et Malo, 2007) confirment par ailleurs que des failles normales néoformées (syn-orogéniques) ou anciennes (tronquées) ont pu être incorporées aux écaillés imbriquées. Selon leur orientation, certaines de ces failles ont pu être réactivées en failles inverses. Ces structures à l'histoire cinématique parfois complexe sont de dimensions restreintes puisque limitées par les chevauchements, et elles n'ont pas été identifiées en sismique : elles ne sont donc pas incorporées aux modèles structuraux même si elles contribuent à la structuration du domaine parautochtone.

5.4 Domaine allochtone

Le domaine allochtone se distingue naturellement du domaine parautochtone par ses assemblages stratigraphiques, puisque par définition les unités documentées dans le domaine allochtone ne sont pas reconnues dans la plate-forme et les flysch autochtones. En pratique, il existe toutefois une certaine confusion entre les deux domaines, en particulier dans les cas où des unités stratigraphiques allochtones et (par)autochtones présentent des similarités lithologiques importantes. Ainsi, les roches allochtones du Groupe de Laurier sont-elles essentiellement composées d'un shale calcaireux lithologiquement très comparable au Shale d'Utica.

Le domaine allochtone partage essentiellement les mêmes caractéristiques structurales que le domaine parautochtone et son style structural n'est donc pas détaillé plus avant ici.

6. Spécificités et représentativité des modèles structuraux

6.1 Corridor A

6.1.1 Conception du modèle structural

Le Tableau 1 et les Figures 6 à 8 illustrent la distribution des données de base utilisées pour la réalisation du modèle structural conceptuel du corridor A (lignes sismiques, forages, géologie de surface et cartes structurales). La Figure 9 et le Tableau 2 présentent respectivement le modèle structural final et les principales caractéristiques de ce modèle.

Ce corridor est plus court que les deux autres du fait du nombre restreint de lignes sismiques et de données de forage disponibles au sud du gisement gazier de Saint-Flavien. Le corridor A chevauche en outre une partie la région étudiée par Rodriguez (2007) et Konstantinovskaya et al. (2009). L'interprétation qui est proposée ici diffère quelque peu de celles publiées précédemment dans la mesure où elle est plus conservatrice quant à la cinématique et à la complexité des structures documentées. Il ne s'agit pas ici de remettre en question les interprétations des auteurs précités, mais bien de maintenir une densité et un niveau d'interprétation homogènes pour chacun des corridors étudiés.

Plusieurs levés pendagemétriques ont été consultés pour la confection du modèle structural du corridor A : ceux des puits A161 et A190 pour les domaines autochtone et parautochtone, ceux des puits A178, A180, A187 et A256 pour le domaine appalachien.

Ligne	Qualité du tiff	Migrée	Année	Longueur (km)	Détenteur
26Q-1021	mauvaise		1971	30,45	Shell Canada Limited
26Q-1029	mauvaise		1971	27,74	Shell Canada Limited
26Q-1031	mauvaise		1971	49,29	Shell Canada Limited
26Q-36	moyenne		1971	23,55	Shell Canada Limited
31Q-1029	moyenne		1971	14,91	Shell Canada Limited
31Q-31	moyenne		1971	8,02	Shell Canada Limited
31Q-38	moyenne		1971	14,59	Shell Canada Limited
31Q-42	moyenne		1971	21,07	Shell Canada Limited
5Q-1020	moyenne		1970	38,81	Shell Canada Limited
5Q-1027	moyenne		1971	49	Shell Canada Limited
5Q-31	moyenne		1971	17,55	Shell Canada Limited
5Q-33	moyenne		1970	11,97	Shell Canada Limited
78-824	moyenne		1978	18,55	Soquip Énergie Inc.
M-2001	bonne	oui	1978	164,73	MRNF

Tableau 1 : Inventaire des lignes sismiques utilisées pour la réalisation du modèle structural du corridor A.

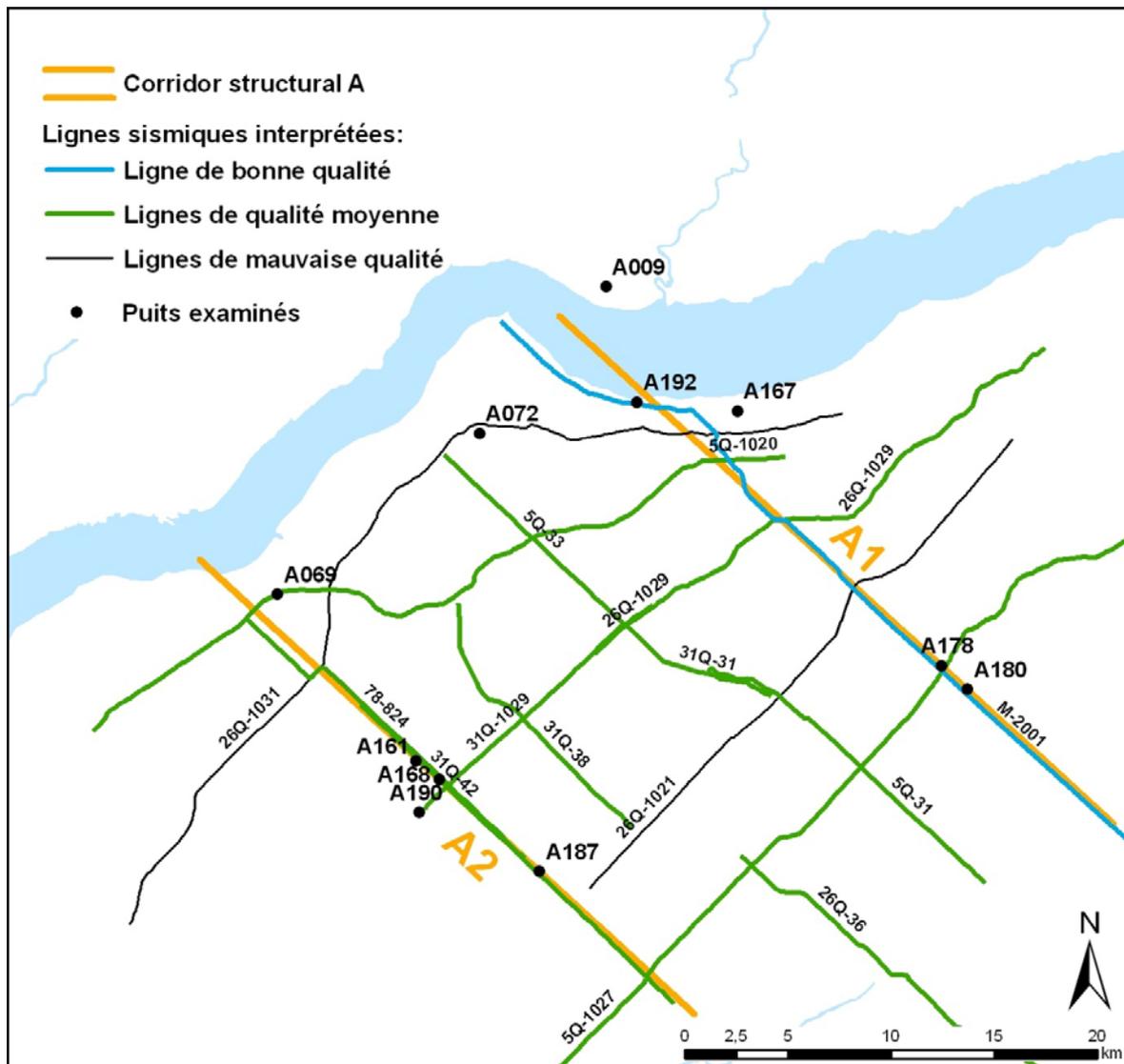


Figure 6 : Carte de localisation des lignes sismiques interprétées et des puits examinés pour élaborer le modèle structural du corridor A.

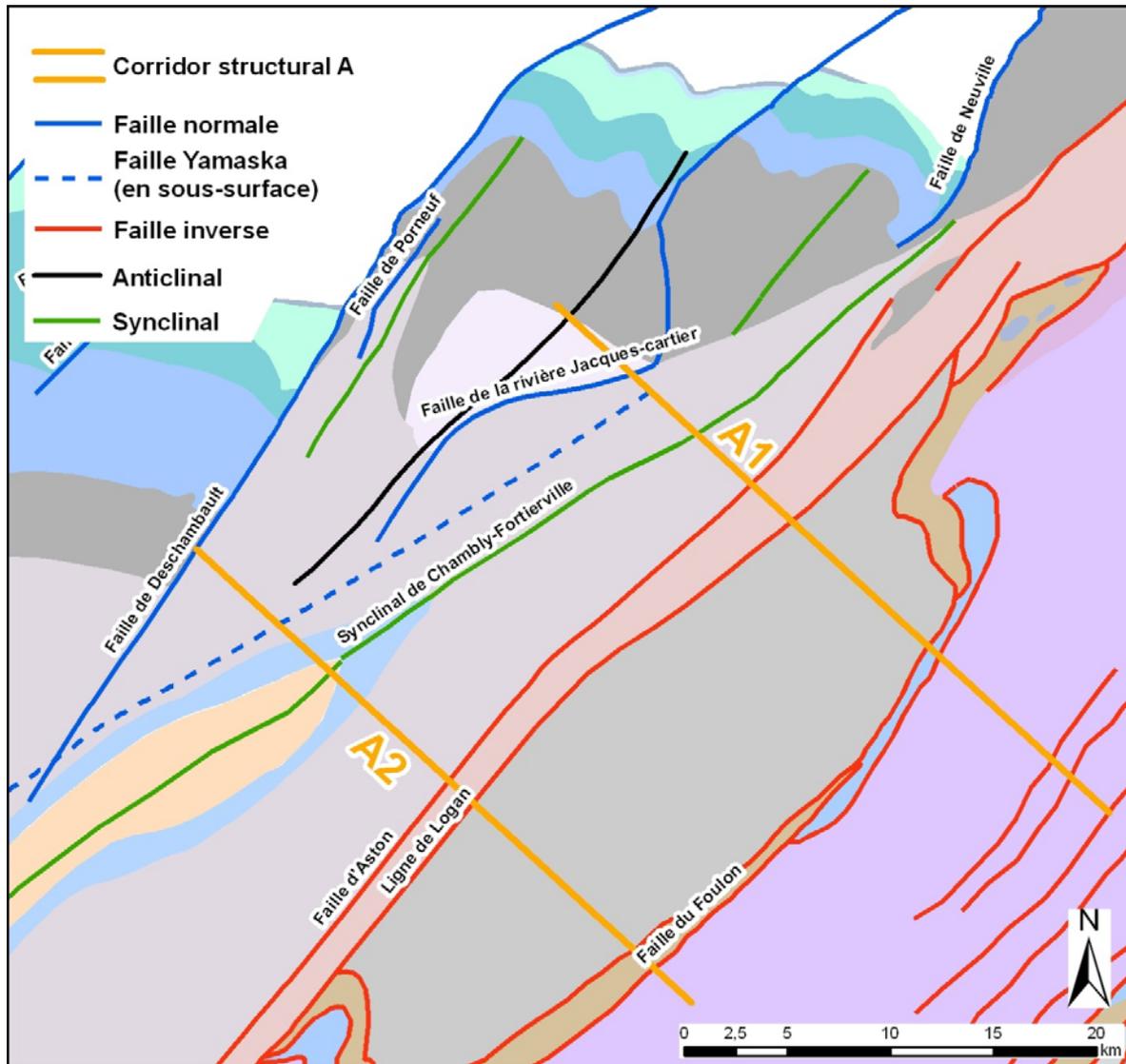


Figure 7 : Géologie de surface du corridor A.
La carte est adaptée de MRNF (2008).

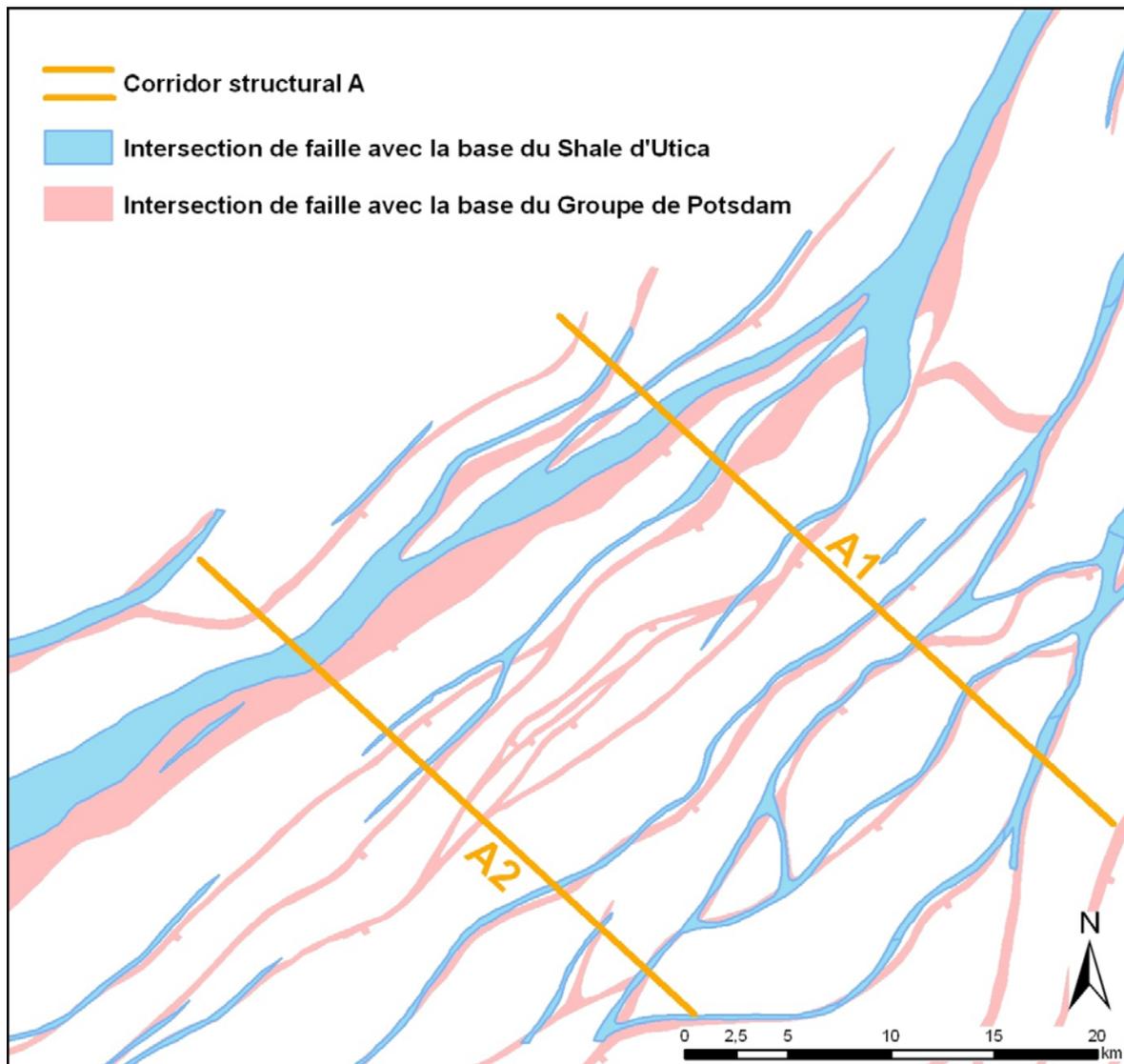


Figure 8 : Carte structurale pour le corridor A.
 La carte illustre le tracé des failles de socle à la base du Shale d'Utica (SOQUIP, 1984a) et à la base du Groupe de Potsdam (SOQUIP, 1984b).

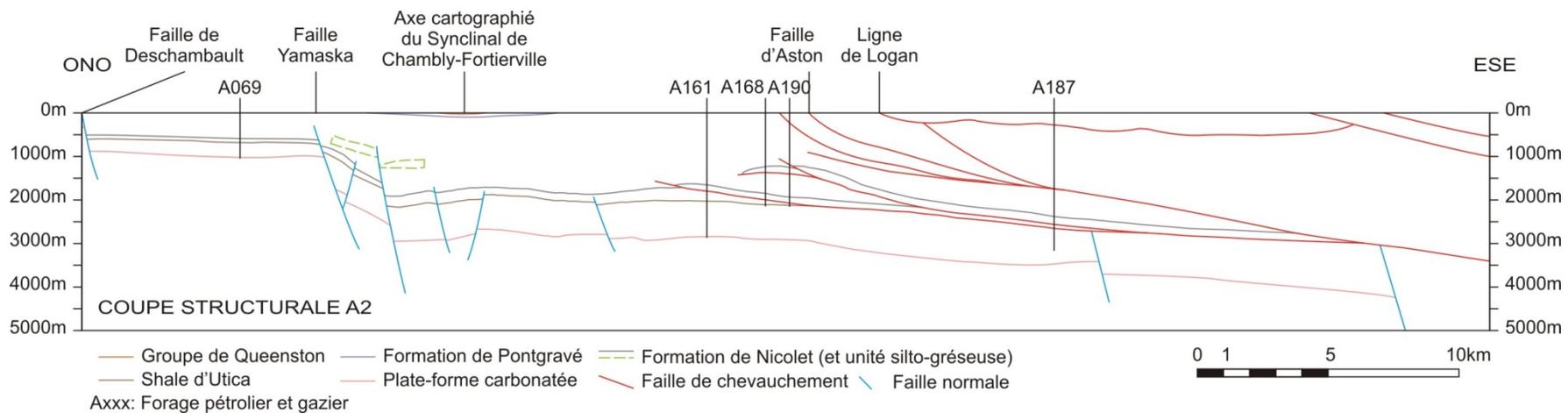
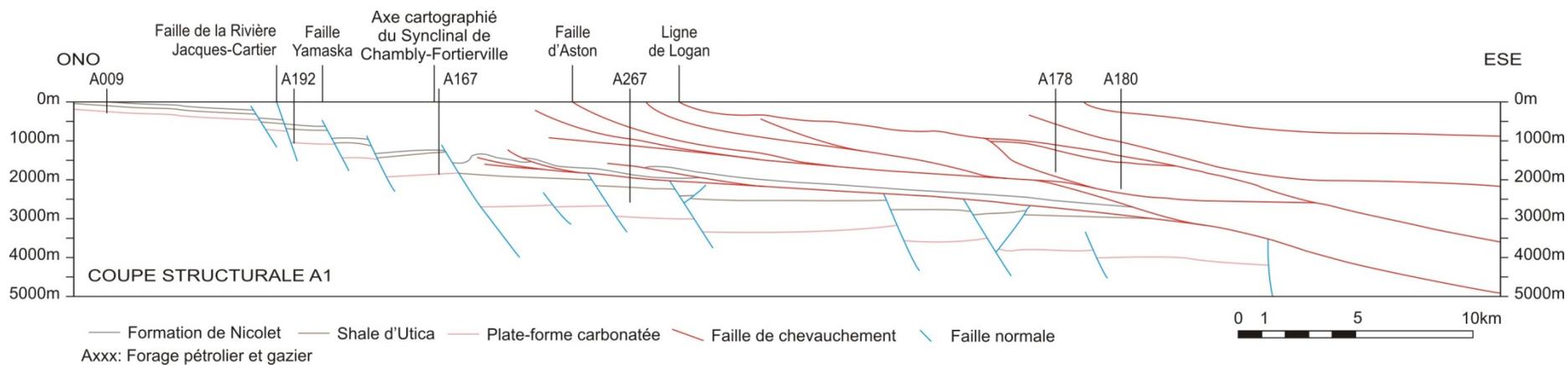


Figure 9 : Modèle structural conceptuel élaboré pour le corridor A.

Corridor structural A		Domaine autochtone au nord-ouest de la Faille Yamaska	Domaines autochtone et paraautochtone au sud-est de la Faille Yamaska	Domaines autochtone et paraautochtone au sud-est de la Ligne de Logan
Profondeurs (épaisseurs) approximatives en mètres	Coupe A1 (Bécancour)	-	-	-
	Coupe A1 (Pontgravé)	-	-	-
	Coupe A1 (Nicolet)	0 ^a à 620 (0 ^a à 620 ^a)	920 à 1580 (920 ^b à 1960 ^c)	1650 à 2700 (0 ^d à 2380 ^e)
	Coupe A1 (Utica)	50 à 735 (115)	1035 à 2200 (115 ^b à 550 ^c)	2400 à 3000 (0 ^d à 550 ^e)
	Coupe A1 (Allochtone)	-	-	0 ^a à ≥ 3600 ^e (0 ^a à ≥ 3600 ^e)
	Coupe A2 (Bécancour)	-	0 ^a à 30 (0 ^a à 30)	-
	Coupe A2 (Pontgravé)	-	0 ^a à 100 (0 ^a à 70)	-
	Coupe A2 (Nicolet)	500 ^a à 610 (500 ^a à 610)	775 à 2100 (775 ^b à 2100 ^c)	2100 à 2750 (0 ^d à 2250 ^e)
	Coupe A2 (Utica)	600 à 710 (100)	915 à 2135 (150 ^b à 400 ^c)	2230 à 2720 (0 ^d à 300 ^e)
	Coupe A2 (Allochtone)	-	-	0 ^a à ≥ 3400 ^e (0 ^a à ≥ 3400 ^e)
Orientation dominante (secondaire) des discontinuités	Failles de socle	NE-SO (N-S)	NE-SO (N-S)	NE-SO (N-S)
	Chevauchements	-	NE-SO	NE-SO
	Veines et fractures	NE-SO (N-S)	NE-SO (N-S, NO-SE)	NE-SO (NO-SE)
	Dykes	-	-	-
Puits pétroliers et gaziers avec diagrapies ¹		A192	A161, A167, A168, A173, A190, A266, A267	A169, A171, A178, A180, A182, A184, A187, A191, A193, A202, A215, A221, A256
Puits pétroliers et gaziers avec pendagemètre		-	A161, A190	A178, A180, A187, A256
Puits pétroliers et gaziers avec carottes		A009 et A015 (Nicolet et Utica)	A051 (Bécancour et Pontgravé), A173 et A266 (Lorraine indifférencié)	A171, A193 et A215 (unités allochtones)
Données pétrophysiques disponibles		-	A161 (gradients de pression 16,9; 16,7; 14,8; 9,3 kPa/M)	A178 (gradient de pression 5,2 kPa/M)
		-	A168 (gradients de pression 11,7; 12,6 kPa/M)	A178 (perméabilité 0,0003 mD, Laurier, 457,2 à 533,4 m)
		-	A168 (perméabilité 0,68 mD, Lorraine, 1554,5 à 1602,9 m)	A183 (gradients de pression 11,8; 12,9 kPa/M)
		-	A190 (gradient de pression 13,5 kPa/M)	A183 (perméabilité 0,023 mD, Laurier, Tr., B.R. imbriqués, 1044,9 à 1244,8 m)
		-	-	A183 (perméabilité 0,00827 mD, Laurier, Tr., B.R. imbriqués, 1051,9 à 1250,3 m)
		-	-	A256 (gradient de pression 2,9 kPa/M)

Tableau 2 : Résumé des principales caractéristiques du corridor A.

a: début de l'unité à la surface, b: épaisseur non répétée par des chevauchements, c: épaisseur répétée par des chevauchements, d: unité tronquée par des chevauchements, e: profondeur ou épaisseur extrapolée, non vérifiée par forage. 1: puits comportant au minimum une diagraphie de porosité (densité, neutron ou acoustique).

Corridor structural A		Toutes zones géologiques confondues
Stratigraphie et lithologies dominantes	Formation de Bécancour (Groupe de Queenston)	(peu représentée dans le Corridor A) Shale silteux non-calcaireux et lits de grès localement conglomératiques, plus généralement à grain fin; les grès sont plus abondants vers le haut de la séquence, ils sont généralement à ciment calcitique, plus rarement par des oxydes de fer; présence de gypse et d'anhydrite en cristaux isolés ou en veines
	Formation de Pontgravé (Groupe de Lorraine)	(peu représentée dans le Corridor A) Calcaires argileux denses et lits ou interlits de shale, grès et calcaires coquilliers; les grès ont une granulométrie fine à très fine et un ciment calcaireux, ils sont associés au shale et au calcaire argileux dans des proportions variant de 5 à 20%
	Formation de Nicolet (Groupe de Lorraine)	Lithologie très variable dominée par un shale silteux avec interlits de grès fins à ciment calcaireux, siltstone argileux, conglomérats et calcaire gréseux; la proportion de grès et des autres interlits décroît du sommet vers la base (jusqu'à 80% dans la partie supérieure, de 30 à 40% dans la partie médiane et négligeable dans la partie inférieure); la granulométrie des grès décroît de la même façon vers la base
	Shale d'Utica	Shale calcaireux (marne) avec passées de calcaire argileux; la composition de la partie inférieure est proche de celle des calcaires argileux du Groupe de Trenton, la composition de la partie supérieure évolue graduellement vers celle des shale du Groupe de Lorraine
Références bibliographiques (géologie de surface - stratigraphie et structure)		Clark et Globensky (1973), Comeau et al. (2004), Faure et al. (1996a), Faure et al. (2004), Faure et al. (2006), Globensky (1987), Granger (1974), Konstantinovskaya et al. (2011), MRNF (2008), Rodriguez (2007), SIGEOM (2012)

Tableau 2 : Résumé des principales caractéristiques du corridor A (suite).

6.1.2 Unités réfléchives au sein du Groupe de Lorraine

Une série de réflecteurs bien marqués et continus sont identifiés près de la surface au sud-est de la Faille Yamaska, à l'intersection des lignes sismiques 78-824 et 26Q-1031. La Figure 10 illustre la géométrie de la Faille Yamaska, qui se présente ici comme une faille complexe formée de trois segments au moins, et la présence dans mur de la faille d'une série de réflecteurs caractérisés par de forts contrastes d'impédance acoustique au sein du Groupe de Lorraine. Une inflexion dans le parcours de la ligne sismique en surface génère localement une duplication des structures, avec des réflecteurs d'apparence subhorizontale dans cette zone et une faille normale qui correspond vraisemblablement à un segment de la Faille Yamaska en vue hors-plan. La ligne 26Q-1031 est superposée à la ligne 78-824 dans la zone d'inflexion, et présente des réflecteurs aux propriétés similaires au sein du Groupe de Lorraine. Selon toute évidence, ces réflecteurs pourraient correspondre à la partie supérieure de la Formation de Nicolet, toutefois aucun forage n'est disponible à proximité de ces lignes pour déterminer la nature lithologique de ces réflecteurs.

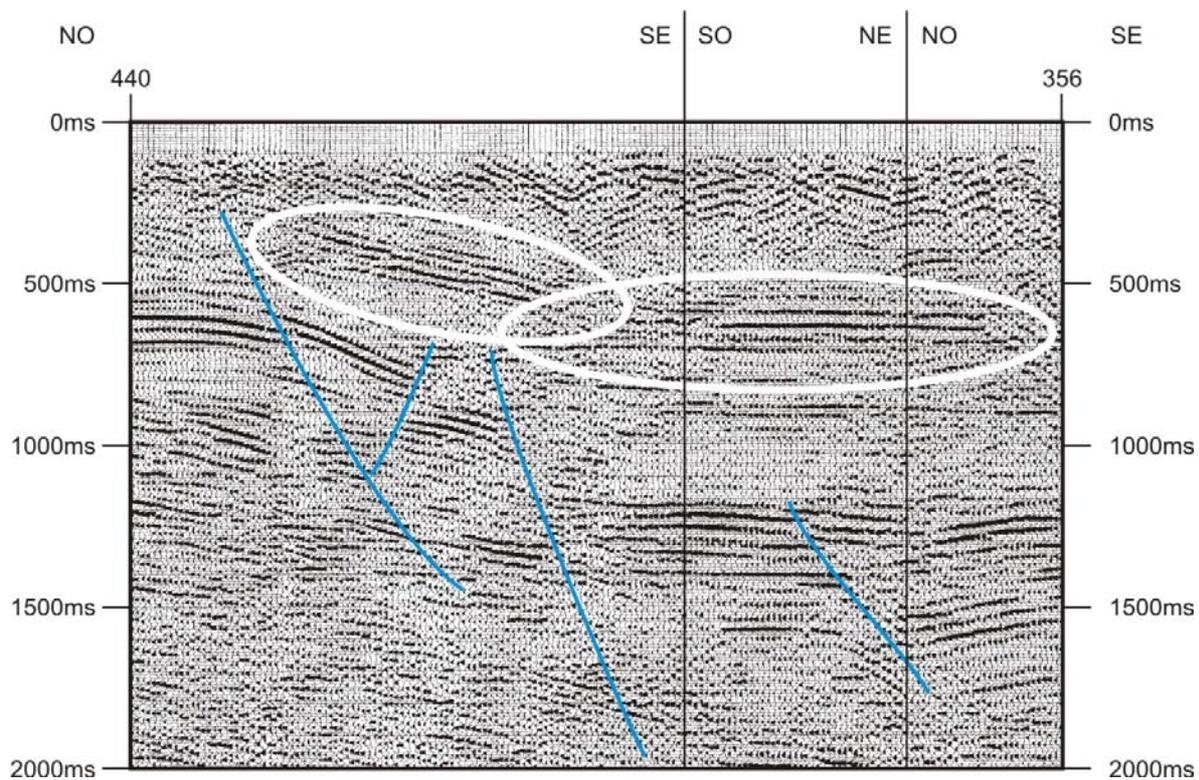


Figure 10 : Section de la ligne sismique 78-824 entre les points de tir 356 et 440. Cette section illustre la géométrie de la Faille Yamaska au nord-ouest et la présence dans mur de la faille d'une série de réflecteurs caractérisés par de forts contrastes d'impédance acoustique au sein du Groupe de Lorraine (ovales blancs). Voir le texte pour discussion.

6.1.3 Caractéristiques des écaïlles de shale et de carbonates

Les levés de pendagemétrie réalisés dans les puits pétroliers forés à travers les écaïlles de Saint-Flavien et de Joly (Granger et al., 1978; Roksandic, 1979; Rehan et Roy, 2007) permettent de raffiner les modèles structuraux élaborés à partir de l'interprétation sismique. Ces levés et leur interprétation confirment notamment que les shales des domaines allochtone (Groupe de Laurier) et parautochtone (Groupe de Lorraine et Shale d'Utica) partagent le même style structural. Celui-ci est dominé par des chevauchements majeurs, faiblement inclinés, qui délimitent des écaïlles de shale à l'intérieur desquelles sont développés des chevauchements parallèles au litage et failles inverses mineures, ainsi que de rares failles normales. L'extension de ces structures secondaires est limitée par les plans de chevauchement majeurs. Des plis d'entraînement et des zones broyées sont également associés aux chevauchements majeurs et la tectonisation (veines scellées et fractures ouvertes) est maximale dans le mur et le toit de ceux-ci. Les fractures ouvertes documentées (Figure 11) ne présentent aucune continuité latérale et consistent essentiellement en des cavités géodiques imparfaitement cimentées (Granger et al., 1978).

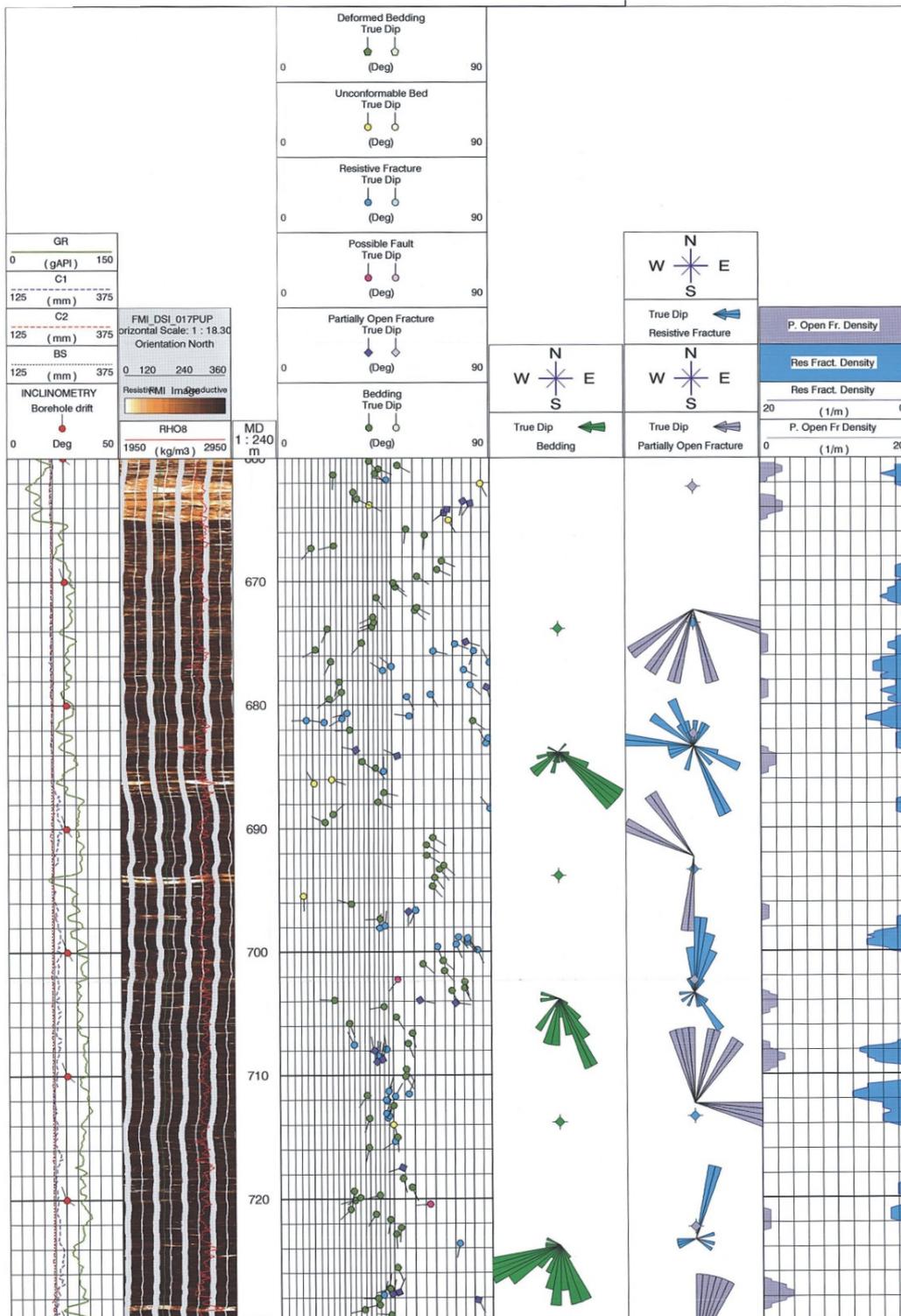


Figure 11 : Section du puits A256 entre 660 et 730 m (Shale d'Utica parautochtone). Cette section illustre la présence de fractures partiellement ouvertes (losanges bleus), de fractures résistives (ronds bleus) et de failles interprétées (ronds rouges). Tiré de Rehan et Roy (2007).

6.2 Spécificités du corridor B

6.2.1 Conception du modèle structural

Le Tableau 3 et les Figures 12 à 14 illustrent la distribution des données de base utilisées pour la réalisation du modèle structural conceptuel du corridor B (lignes sismiques, forages, géologie de surface et cartes structurales). La Figure 15 et le Tableau 4 présentent respectivement le modèle structural final et les principales caractéristiques de ce modèle.

L'interprétation de la ligne MRN-2002 constitue l'épine dorsale du modèle structural, même si elle est complétée par les autres lignes disponibles. Dans l'ensemble, l'interprétation sismique s'accorde bien avec les données de forage, sauf le long du flanc sud-ouest où la projection du puits A229 coïncide mal avec les réflecteurs interprétés, même en tenant compte de la déviation du puits. Les données de déviation pour ce puits dans le rapport de fin de forage sont ambiguës et mériteraient un examen plus approfondi. De ces incertitudes il résulte un décalage d'environ 150 m entre la profondeur total verticale et la projection du forage sur la coupe structurale, décalage qui ne peut être expliqué par le seul effet de la projection.

Deux levés pendagemétriques ont été consultés pour la confection du modèle structural du corridor B : celui du puits A165 pour le domaine autochtone, et celui du puits A185 pour le domaine appalachien.

Ligne	Qualité du tiff	Migrée	Année	Longueur (km)	Détenteur
26Qa-80	moyenne		1971	30,18	Shell Canada Limited
5Q-1034	mauvaise		1971	22,57	Shell Canada Limited
5Q-1035	moyenne		1971	8,01	Shell Canada Limited
5Q-70	mauvaise		1972	28,88	Shell Canada Limited
5Q-71	moyenne		1971	24,85	Shell Canada Limited
5Qa-1059	mauvaise		1972	24,49	Shell Canada Limited
5Qa-77	mauvaise		1972	27,19	Shell Canada Limited
78-802	moyenne		1978	19,82	Soquip Énergie Inc.
78-804	moyenne		1978	12,44	Soquip Énergie Inc.
78-809	moyenne		1978	22,14	Soquip Énergie Inc.
90-ITM-102	bonne		1990	4,43	Petro St-Pierre Inc.
90-ITM-103	bonne		1990	11,3	Petro St-Pierre Inc.
LSP-10	moyenne		1970	2,27	Soquip Énergie Inc.
LSP-2	moyenne		1970	4,74	Soquip Énergie Inc.
LSP-22	moyenne		1972	3,1	Soquip Énergie Inc.
M-2002	bonne	oui	1978	81,47	MRNF

Tableau 3 : Inventaire des lignes sismiques utilisées pour la réalisation du modèle structural du corridor B.

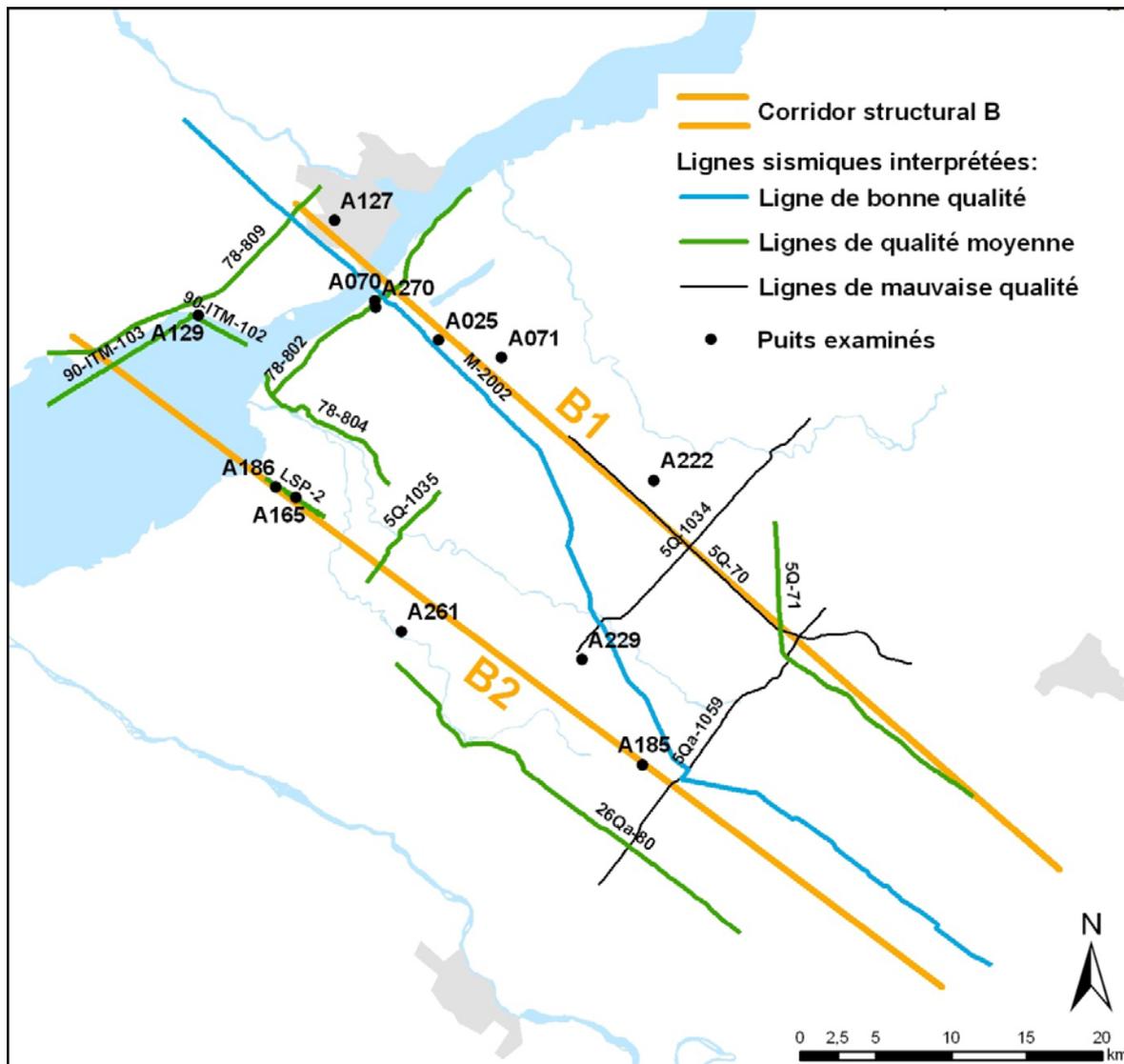


Figure 12 : Carte de localisation des lignes sismiques interprétées et des puits examinés pour élaborer le modèle structural du corridor B.

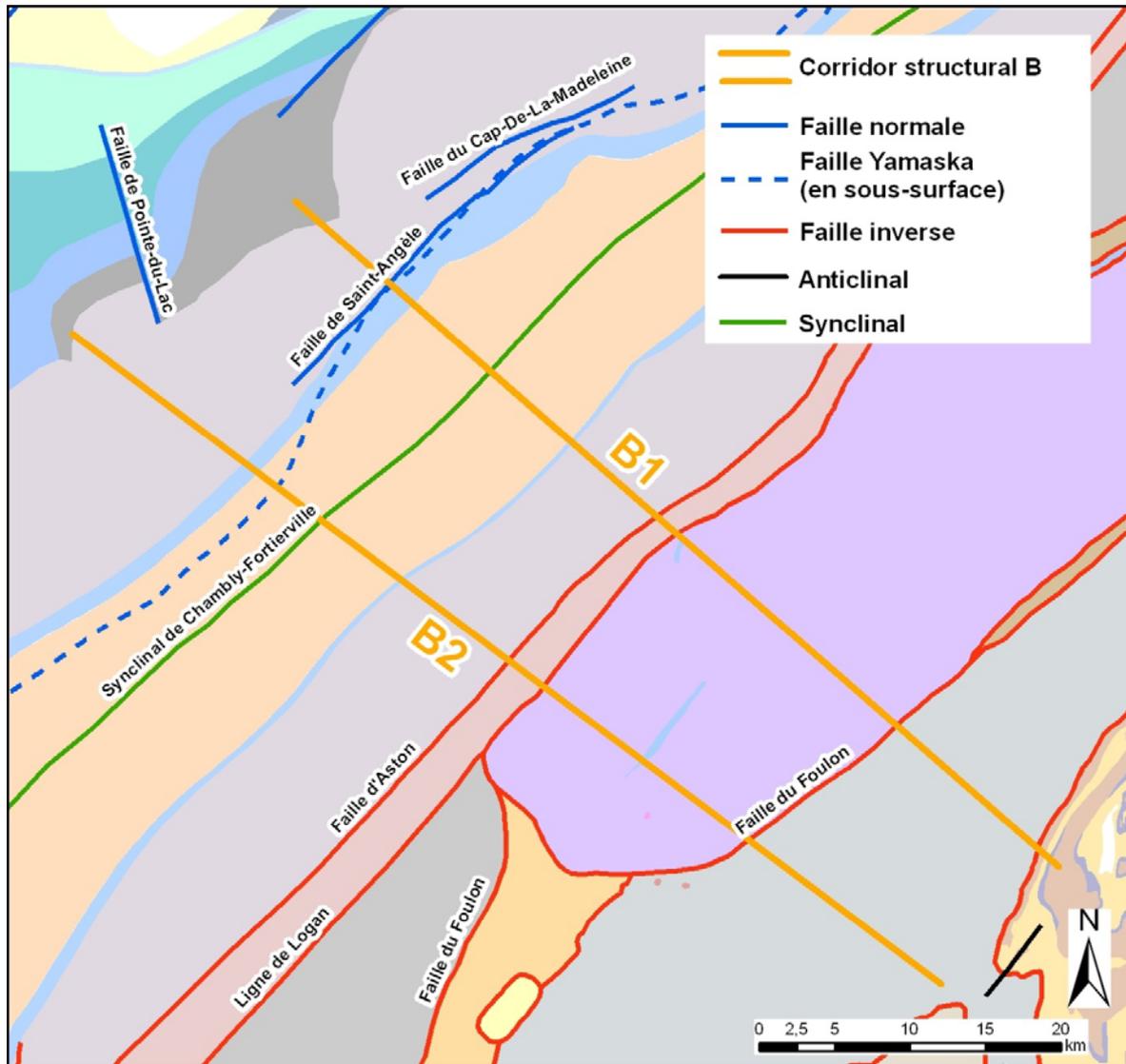


Figure 13 : Géologie de surface du corridor B.
 La carte est adaptée de MRNF (2008).

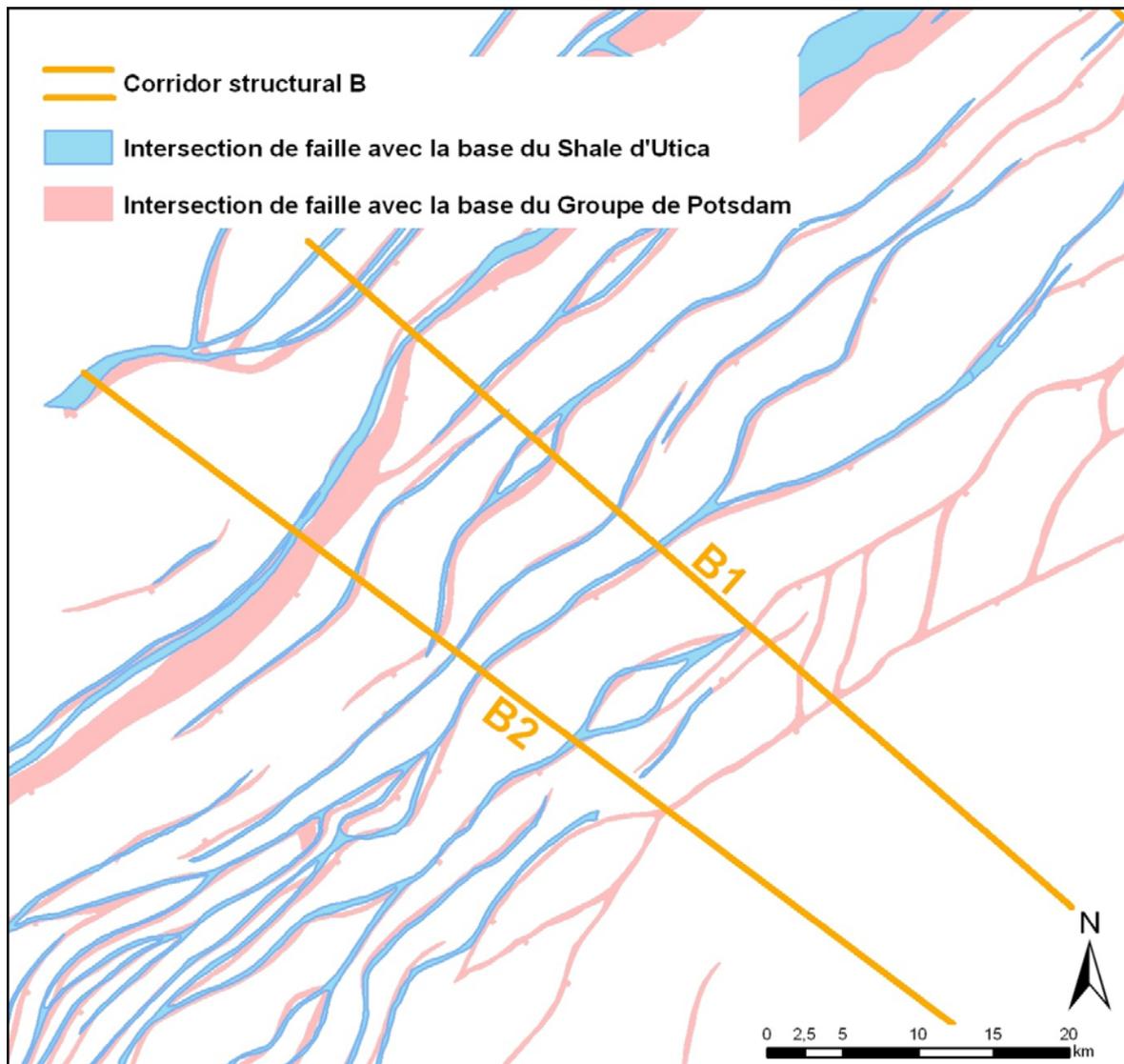


Figure 14 : Carte structurale pour le corridor B.
 La carte illustre le tracé des failles de socle à la base du Shale d'Utica (SOQUIP, 1984a) et à la base du Groupe de Potsdam (SOQUIP, 1984b).

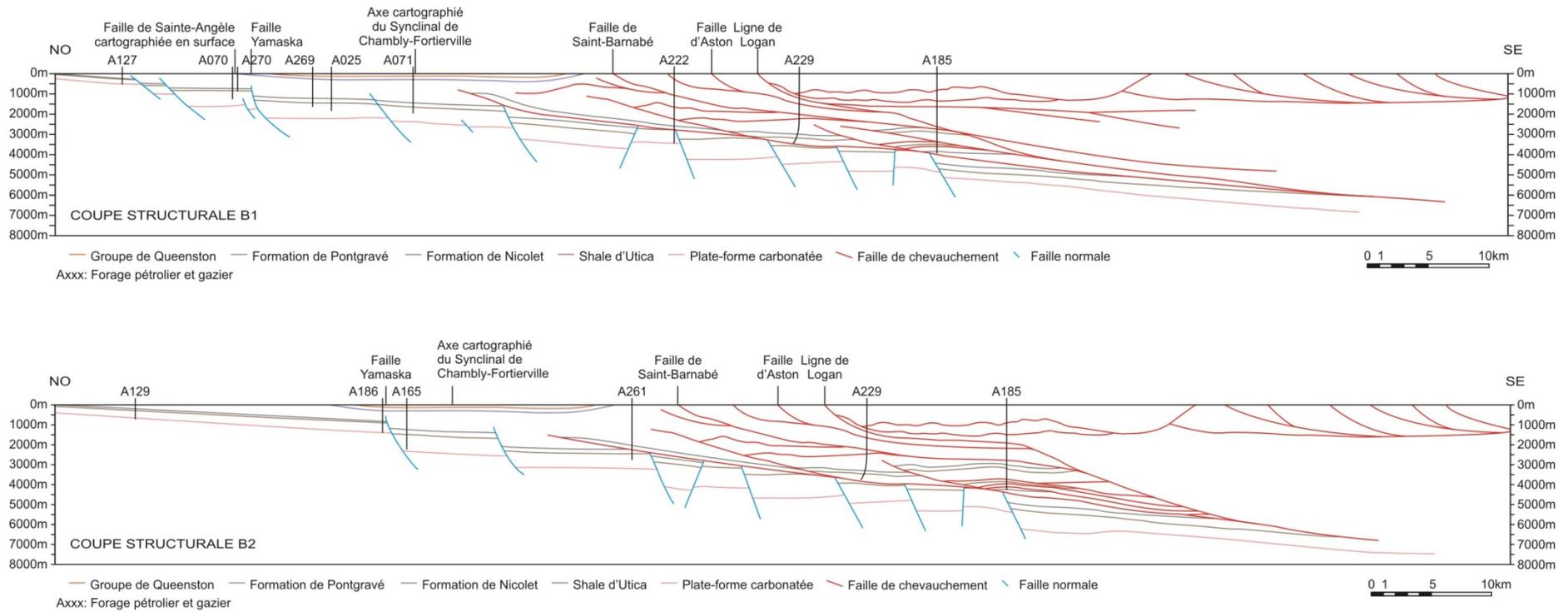


Figure 15 : Modèle structural conceptuel élaboré pour le corridor B.

Corridor structural B		Domaine autochtone au nord-ouest de la Faille Yamaska	Domaines autochtone et parautochtone au sud-est de la Faille Yamaska	Domaines autochtone et parautochtone au sud-est de la Ligne de Logan
Profondeurs (épaisseurs) approximatives en mètres	Coupe B1 (Bécancour)	-	0 ^a à 120 (0 ^a à 120)	-
	Coupe B1 (Pontgravé)	0 ^a à 60 (0 ^a à 60)	60 à 300 (60 à 180)	-
	Coupe B1 (Nicolet)	0 ^a à 740 (0 ^a à 740)	1100 à 2950 (1020 ^b à 2950 ^c)	2860 à 5070 ^e (0 ^d à 2200 ^e)
	Coupe B1 (Utica)	30 à 850 (30 à 110)	1300 à 3230 (180 ^b à 400 ^c)	3560 à 6050 ^e (0 ^d à 300 ^e)
	Coupe B1 (Allochtone)	-	-	0 ^a à ≥ 6500 ^e (0 ^a à ≥ 6500 ^e)
	Coupe B2 (Bécancour)	0 ^a à 120 (0 ^a à 120)	0 ^a à 180 (0 ^a à 180)	-
	Coupe B2 (Pontgravé)	0 ^a à 300 (0 ^a à 180)	0 ^a à 400 (0 ^a à 220)	-
	Coupe B2 (Nicolet)	0 ^a à 840 (0 ^a à 700)	1175 à 3170 (875 ^b à 3170 ^c)	3150 à 5700 ^e (0 ^d à 2900 ^e)
	Coupe B2 (Utica)	80 à 920 (80)	1450 à 3500 (250 ^b à 600 ^c)	1350 à 6510 ^e (0 ^d à 470 ^e)
	Coupe B2 (Allochtone)	-	-	0 ^a à ≥ 7000 ^e (0 ^a à ≥ 7000 ^e)
Orientation dominante (secondaire) des discontinuités	Failles de socle	ENE-OSO (NE-SO)	ENE-OSO (NE-SO)	ENE-OSO (NE-SO)
	Chevauchements	-	NE-SO	NE-SO
	Veines et fractures	ENE-OSO (NE-SO)	ENE-OSO (NE-SO; NO-SE)	NE-SO (NO-SE)
	Dykes	-	-	-
Puits pétroliers et gaziers avec diagraphies ¹		A130, A270	A073, A125, A126, A165, A186, A188, A197, A222, A261	A185, A229
Puits pétroliers et gaziers avec pendagemètre		-	A165	A185
Puits pétroliers et gaziers avec carottes		-	A037 (Bécancour, Pontgravé, Nicolet et Utica), A071 et A073 (Utica), A261 (Lorraine indifférencié)	-
Données pétrophysiques disponibles		A065 (perméabilité <0,01 à 0,4 mD, Terrebonne-Tétreauville, 803,76 à 830,15 m)	-	A185 (gradients de pression 8,3; 8,42 kPa/m)

Tableau 4 : Résumé des principales caractéristiques du corridor B.

a: début de l'unité à la surface, b: épaisseur non répétée par des chevauchements, c: épaisseur répétée par des chevauchements, d: unité tronquée par des chevauchements, e: profondeur ou épaisseur extrapolée, non vérifiée par forage. 1: puits comportant au minimum une diagraphie de porosité (densité, neutron ou acoustique).

Corridor structural B		Toutes zones géologiques confondues
Stratigraphie et lithologies dominantes	Formation de Bécancour (Groupe de Queenston)	Shale silteux non-calcaireux et lits de grès localement conglomératiques, plus généralement à grain fin; les grès sont plus abondants vers le haut de la séquence, ils sont généralement à ciment calcitique, plus rarement par des oxydes de fer; présence de gypse et d'anhydrite en cristaux isolés ou en veines
	Formation de Pontgravé (Groupe de Lorraine)	Calcaires argileux denses et lits ou interlits de shale, grès et calcaires coquilliers; les grès ont une granulométrie fine à très fine et un ciment calcaireux, ils sont associés au shale et au calcaire argileux dans des proportions variant de 5 à 20%
	Formation de Nicolet (Groupe de Lorraine)	Lithologie très variable dominée par un shale silteux avec interlits de grès fins à ciment calcaireux, siltstone argileux, conglomérats et calcaire gréseux; la proportion de grès et des autres interlits décroît du sommet vers la base (jusqu'à 80% dans la partie supérieure, de 30 à 40% dans la partie médiane et négligeable dans la partie inférieure); la granulométrie des grès décroît de la même façon vers la base
	Shale d'Utica	Shale calcaireux (marne) avec passées de calcaire argileux; la composition de la partie inférieure est proche de celle des calcaires argileux du Groupe de Trenton, la composition de la partie supérieure évolue graduellement vers celle des shale du Groupe de Lorraine
Références bibliographiques (géologie de surface - stratigraphie et structure)		Beaulieu et al. (1980), Clark (1964a), Clark et Globensky (1976), Faure et al. (1996a), Faure et al. (2004), Faure et al. (2006), Globensky (1978), Globensky (1987), Granger (1974), MRNF (2008), SIGEOM (2012)

Tableau 4 : Résumé des principales caractéristiques du corridor B (suite).

6.2.2 Unités réfléchives au sein du Groupe de Lorraine

Une série de réflecteurs bien marqués et continus sont identifiés près de la surface (300 m de profondeur environ) dans les lignes sismiques 78-802 et 78-804. Selon toute évidence, ces réflecteurs pourraient correspondre à la partie supérieure de la Formation de Nicolet, pour laquelle les rapports géologiques pour les puits proches de ces lignes (A070 et A270 dans le premier cas, A037 dans le second) indiquent une abondance significative des lits de grès – jusqu'à 60% de grès pour certains intervalles – jusqu'à une profondeur de 300 m environ.

6.2.3 Faille Yamaska

Le corridor B se prête bien à l'examen de la Faille Yamaska, de par l'orientation et la qualité des lignes sismiques disponibles (LSP-2, LSP-10, 78-804 et M-2002) et la forte densité de forages réalisés à proximité de la faille. L'examen des lignes sismiques révèle que dans cette région, au moins, la Faille Yamaska ne consiste pas en un plan de faille unique mais plutôt en une faille maîtresse accompagnée d'au moins une faille normale secondaire, soit à faible rejet et développée dans son toit (ligne M-2002), soit à rejet important, parfois antithétique et développée dans son mur (lignes 78-804, LSP-10, LSP-2). Dans ce dernier cas les couches situées entre les deux failles peuvent être basculées vers l'arrière-pays (Figure 16).

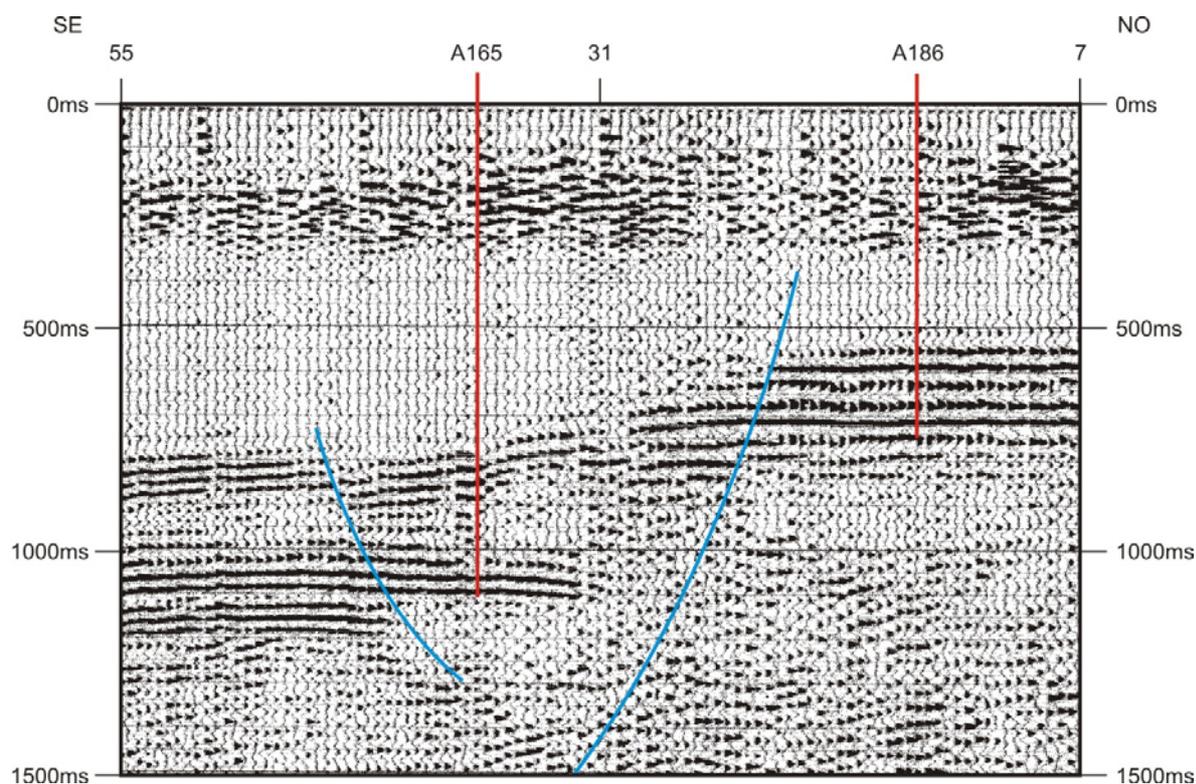


Figure 16 : Ligne sismique LSP-2 entre les points de tir 7 et 55.
 Cette section illustre la géométrie de la Faille Yamaska.

Plusieurs forages ont été réalisés dans le toit ou le mur de la Faille Yamaska à proximité immédiate de celle-ci, sans toutefois la rencontrer (puits A126, A153, A165, A186, A188). Fait notable, un projet de fracturation hydraulique a déjà été conçu en 1975 pour le puits A126 (Elkins, 1975), soit à proximité immédiate de la Faille Yamaska. Ce projet, qui n'a pas été mené à terme, concernait le Groupe de Potsdam et impliquait des volumes de fluides de l'ordre de grandeur de ceux utilisés pour le shale aujourd'hui (300 000 gallons ou 1135 m³). D'après les données disponibles, il semble que deux puits seulement aient été forés à travers la Faille Yamaska (A027 et A125). Les données collectées sont de piètre qualité et se prêtent mal à une analyse détaillée des caractéristiques de cette faille, mais permettent toutefois de jeter quelque lumière sur elle.

Dans le cas du puits A027, deux intervalles faillés sont identifiés. Le plus profond des deux correspond vraisemblablement à la Faille Yamaska, qui met ici en contact les roches du Groupe de Trenton directement avec celles du socle grenvillien. Cette zone paraît perturbée (présence de lambeaux de shale intercalés entre les calcaires du Groupe de Trenton et les roches métamorphiques du socle) et, surtout, elle est décrite comme une zone intensément broyée entre à 1554 et 1557 m de profondeur. De forts indices de gaz et d'eau salée sont associés à cet intervalle. Un second intervalle faillé est développé à plus faible profondeur dans les shale du Groupe de Lorraine, immédiatement au-dessus du Shale d'Utica, entre 1009 et 1192 m (183 m d'épaisseur apparente). Il correspond à une zone striée et intensément

fracturée, avec des évidences de fractures ouvertes mais aucun indice de gaz ni d'eau, bien que du gaz ait été rencontré au-dessus et au-dessous de cet intervalle.

Dans le cas du puits A125, la Faille Yamaska met en contact les roches du Groupe de Lorraine avec celles du Groupe de Beekmantown. La faille est décrite comme un intervalle mylonitisé et des stries de glissement sont documentées de part et d'autre dans les déblais de forage, ainsi que des lambeaux de shale du Groupe de Lorraine mêlés aux dolomies du Groupe de Beekmantown. La zone de dommage (stries et fractures) s'étend sur une douzaine de mètres entre 1012 et 1024 m. Des indices de gaz – faibles – sont documentés tout au long de la séquence depuis le Groupe de Lorraine jusqu'à celui de Beekmantown, sans anomalie particulière à la hauteur de la faille, et le gaz est surtout présent dans le toit de la faille au sein des roches du Groupe de Potsdam. Aucune perte de circulation n'est observée au passage de la faille mais un élargissement du trou de forage est enregistré par le diamètre, vraisemblablement expliqué par une plus grande fragilité de la roche à cet endroit.

6.2.4 Écaille de Shale d'Utica en avant du front appalachien

Un long plan de décollement est identifié immédiatement au-dessus de la plate-forme en avant du front appalachien. Ce décollement est identifiable sur la ligne sismique M-2002 mais aucun forage ne permet de le documenter à cet endroit. En revanche, la comparaison de la ligne M-2002 avec des lignes sismiques de plus mauvaise qualité (5Q-70 et 5Qa-77) et surtout avec les données des puits A222 et A261 permet de mieux apprécier la nature de cette écaille de shale. L'examen du rapport de fin de forage du puits A222 révèle ainsi que cette écaille est constituée de Shale d'Utica qui repose en contact faillé sur les roches autochtones du Groupe de Trenton. Dans le cas du puits A261, le rapport géologique indique qu'une écaille de Shale d'Utica repose en contact faillé sur le Shale d'Utica autochtone. La qualité et la distribution des lignes sismiques ne permettent pas de déterminer si le plan de décollement interprété sur la ligne M-2002 s'étend latéralement jusqu'aux puits A222 et A261 ou si des chevauchements distincts sont développés dans chacune de ces régions.

6.3 Spécificités du corridor C

6.3.1 Conception du modèle structural

Le Tableau 5 et les Figures 17 à 19 illustrent la distribution des données de base utilisées pour la réalisation du modèle structural conceptuel du corridor C (lignes sismiques, forages, géologie de surface et cartes structurales). Les données du levé aéromagnétique régional ont également été exploitées pour l'interprétation du corridor C, mais ne sont pas représentées ici. La Figure 20 et le Tableau 6 présentent respectivement le modèle structural final et les principales caractéristiques de ce modèle.

Le corridor C est dans l'ensemble bien couvert par les lignes sismiques et les forages, sauf à l'ouest de la Faille Yamaska où les lignes sismiques sont absentes : dans le secteur occidental, seules quelques failles normales sont révélées par la cartographie de surface et les variations latérales dans l'épaisseur du Shale

d'Utica sont extrapolées à partir des données de forages, mais la structuration est assez mal contrainte en général dans ce secteur.

Trois levés pendagemétriques ont été consultés pour la confection du modèle structural du corridor C : celui du puits A189 pour les domaines autochtone et parautochtone, ceux des puits A179 et A181 pour le domaine appalachien.

La distribution et la géométrie simplifiée des dykes montérégiens illustrées dans le modèle structural sont présentées à titre indicatif uniquement car, à de rares exceptions près, les dykes ne sont pas visibles en sismique, du moins avec la qualité des données disponibles.

Ligne	Qualité du tiff	Migrée	Année	Longueur (km)	Détenteur
10Q-107	mauvaise		1966	20,83	Shell Canada Limited
10Q-109	moyenne		1966	15,71	Shell Canada Limited
10Q-110	mauvaise		1966	7,09	Shell Canada Limited
26Q-1038	moyenne		1971	21,01	Shell Canada Limited
5Q-1039	moyenne		1971	26,29	Shell Canada Limited
5Q-1040	moyenne		1971	29,69	Shell Canada Limited
5Q-105	mauvaise		1969	15,61	Shell Canada Limited
5Q-107	moyenne		1969	37,85	Shell Canada Limited
5Q-107a	moyenne		1969	10,86	Shell Canada Limited
5Q-110	mauvaise		1969	44,06	Shell Canada Limited
5Q-114	moyenne		1971	13,07	Shell Canada Limited
5Q-118	moyenne		1970	24,06	Shell Canada Limited
76-101	moyenne		1976	18,34	Soquip Énergie Inc.
76-103	moyenne		1976	12	Soquip Énergie Inc.
76-105	moyenne		1976	9,11	Soquip Énergie Inc.
76-106	moyenne	oui	1976	13,46	Soquip Énergie Inc.
78-826	moyenne		1978	15,33	Soquip Énergie Inc.
89-TQ-D01	bonne	oui	1989	13,99	Terrenex Ventures Inc.
BHP-90-098	bonne	oui	1990	7,75	BHP Petroleum (Canada) Inc.
BHP-90-100N	bonne	oui	1990	4,41	BHP Petroleum (Canada) Inc.
BHP-90-100S	bonne	oui	1990	8,17	BHP Petroleum (Canada) Inc.
BHP-90-101A	bonne	oui	1990	10,49	BHP Petroleum (Canada) Inc.
BHP-90-101B	bonne	oui	1990	12,15	BHP Petroleum (Canada) Inc.
BHP-90-102	bonne	oui	1990	9,05	BHP Petroleum (Canada) Inc.
M2008-1RA	bonne		2008	6,79	Molopo Canada Inc.
M2008-1RB	bonne		2008	15,17	Molopo Canada Inc.
M2008-4RA	bonne		2008	20,47	Molopo Canada Inc.

Tableau 5 : Inventaire des lignes sismiques utilisées pour la réalisation du modèle structural du corridor C.

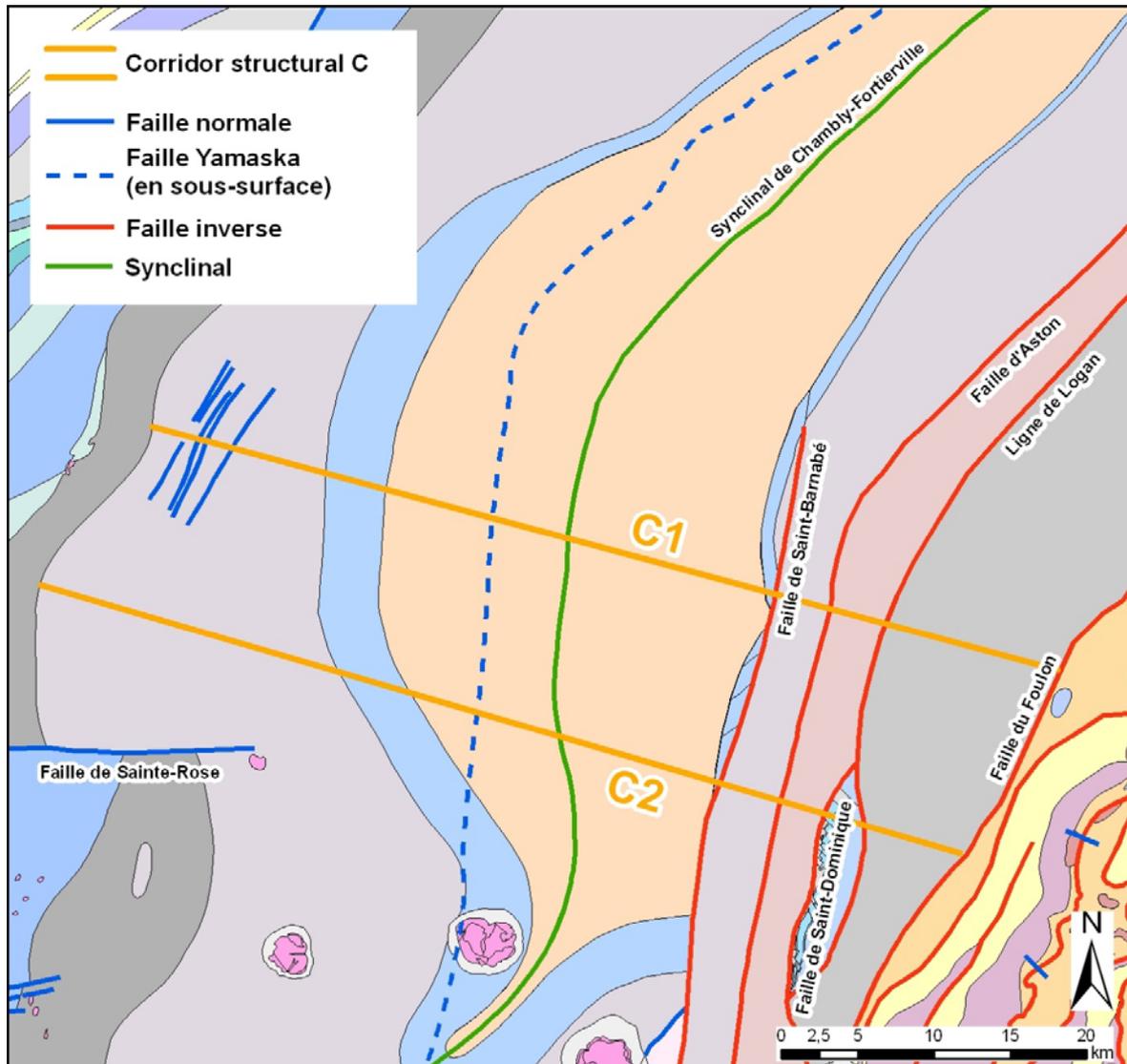


Figure 18 : Géologie de surface du corridor C.
La carte est adaptée de MRNF (2008).

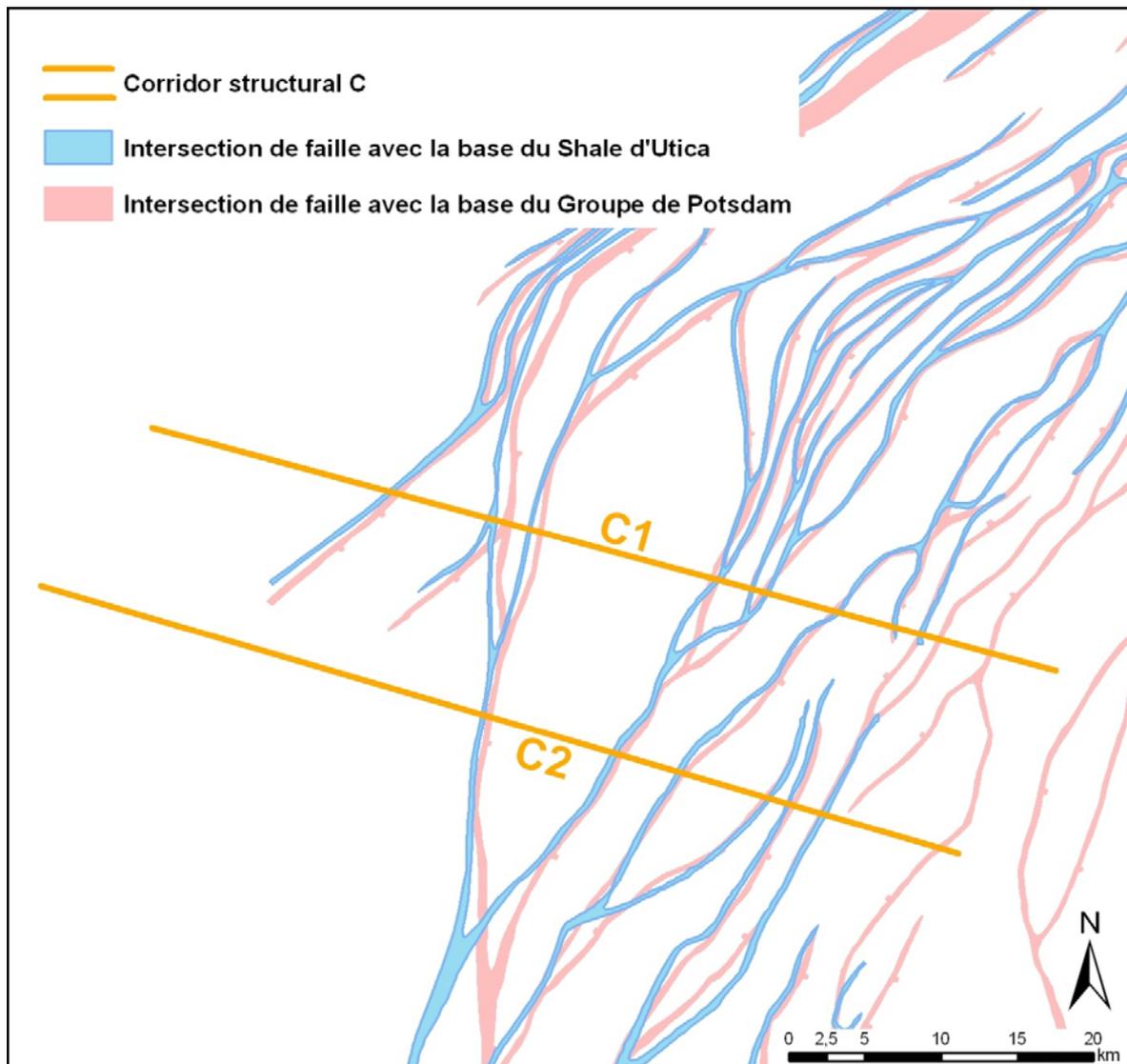


Figure 19 : Carte structurale pour le corridor C.
 La carte illustre le tracé des failles de socle à la base du Shale d'Utica (SOQUIP, 1984a) et à la base du Groupe de Potsdam (SOQUIP, 1984b).

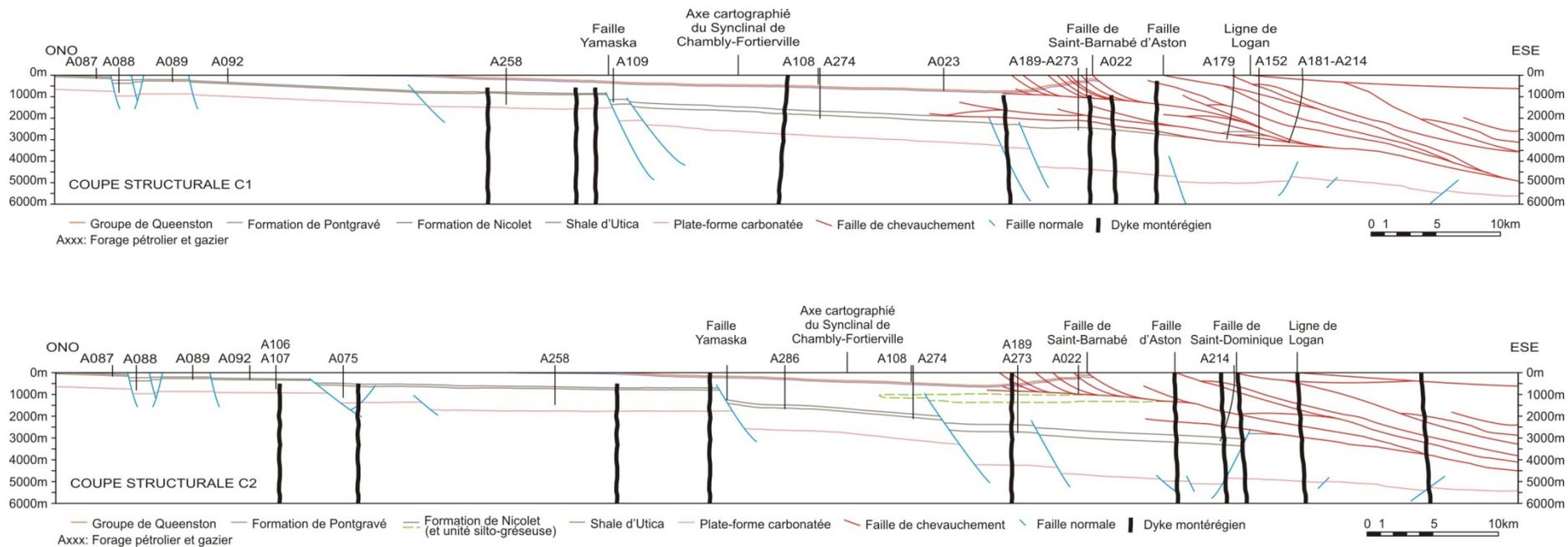


Figure 20 : Modèle structural conceptuel élaboré pour le corridor C.

Corridor structural C		Domaine autochtone au nord-ouest de la Faille Yamaska	Domaines autochtone et paraautochtone au sud-est de la Faille Yamaska	Domaines autochtone et paraautochtone au sud-est de la Ligne de Logan
Profondeurs (épaisseurs) approximatives en mètres	Coupe C1 (Bécancour)	0 ^a à 300 (0 ^a à 300)	300 à 730 (300 à 730)	-
	Coupe C1 (Pontgravé)	0 ^a à 360 (0 ^a à 80)	360 à 800 (80 ^b à 170 ^c)	-
	Coupe C1 (Nicolet)	0 ^a à 850 (0 ^a à 700)	1140 à 3200 (780 ^b à 3200 ^c)	3200 à 4800 (0 ^d à 3000 ^e)
	Coupe C1 (Utica)	80 à 910 (50 à 150)	1360 à 2950 (220 à 380 ^b)	-
	Coupe C1 (Allochtone)	-	-	0 ^a à ≥ 4800 ^e (0 ^a à ≥ 4800 ^e)
	Coupe C2 (Bécancour)	0 ^a à 160 (0 ^a à 160)	160 à 580 (160 à 580)	-
	Coupe C2 (Pontgravé)	0 ^a à 230 (0 ^a à 70)	230 à 650 (70 à 170 ^c)	-
	Coupe C2 (Nicolet)	0 ^a à 700 (0 ^a à 620)	1250 à 3050 (1020 à 3050)	2800 à 3750 ^e (0 ^d à 2500)
	Coupe C2 (Utica)	50 à 800 (80 à 100)	1400 à 3380 (150 à 350)	-
	Coupe C2 (Allochtone)	-	-	0 ^a à ≥ 3250 ^e (0 ^a à ≥ 3250 ^e)
Orientation dominante (secondaire) des discontinuités	Failles de socle	NNE-SSO (N-S, NE-SO)	NNE-SSO (N-S, NE-SO)	NNE-SSO (N-S, NE-SO)
	Chevauchements	-	NNE-SSO	NNE-SSO
	Veines et fractures	NNE-SSO (N-S, NE-SO)	NNE-SSO (N-S, NE-SO)	NNE-SSO (N-S, NNO-SSE)
	Dykes	NE-SO (ENE-OSO)	NE-SO (ENE-OSO, NNE-SSO)	ENE-OSO (NNE-SSO)
Puits pétroliers et gaziers avec diagraphies ¹		A258	A189, A273, A274	A152, A179, A181, A214
Puits pétroliers et gaziers avec pendagemètre			A179, A189	A181
Puits pétroliers et gaziers avec carottes		-	-	-
Données pétrophysiques disponibles		-	A020 (gradient de pression 3,3 kPa/m)	-

Tableau 6 : Résumé des principales caractéristiques du corridor C.

a: début de l'unité à la surface, b: épaisseur non répétée par des chevauchements, c: épaisseur répétée par des chevauchements, d: unité tronquée par des chevauchements, e: profondeur ou épaisseur extrapolée, non vérifiée par forage. 1: puits comportant au minimum une diagraphie de porosité (densité, neutron ou acoustique).

Corridor structural C		Toutes zones géologiques confondues
Stratigraphie et lithologies dominantes	Formation de Bécancour (Groupe de Queenston)	Shale silteux non-calcaireux et lits de grès localement conglomératiques, plus généralement à grain fin; les grès sont plus abondants vers le haut de la séquence, ils sont généralement à ciment calcitique, plus rarement par des oxydes de fer; présence de gypse et d'anhydrite en cristaux isolés ou en veines
	Formation de Pontgravé (Groupe de Lorraine)	Calcaires argileux denses et lits ou interlits de shale, grès et calcaires coquilliers; les grès ont une granulométrie fine à très fine et un ciment calcaireux, ils sont associés au shale et au calcaire argileux dans des proportions variant de 5 à 20%
	Formation de Nicolet (Groupe de Lorraine)	Lithologie très variable dominée par un shale silteux avec interlits de grès fins à ciment calcaireux, siltstone argileux, conglomérats et calcaire gréseux; la proportion de grès et des autres interlits décroît du sommet vers la base (jusqu'à 80% dans la partie supérieure, de 30 à 40% dans la partie médiane et négligeable dans la partie inférieure); la granulométrie des grès décroît de la même façon vers la base
	Shale d'Utica	Shale calcaireux (marne) avec passées de calcaire argileux; la composition de la partie inférieure est proche de celle des calcaires argileux du Groupe de Trenton, la composition de la partie supérieure évolue graduellement vers celle des shale du Groupe de Lorraine
Références bibliographiques (géologie de surface - stratigraphie et structure)		Bédard (1994), Chalaron et Malo (1998), Clark (1955), Clark (1964b), Clark (1964c), Clark et Globensky (1977), Eby (1984), Faure et al. (1996a), Faure et al. (1996b), Faure et al. (2004), Faure et al. (2006), Globensky (1987), MRNF (2008), Rocher et al. (2003), Séjourné (2007), Séjourné et Malo (2007), SIGEOM (2012)

Tableau 6 : Résumé des principales caractéristiques du corridor C (suite).

6.3.2 Unités réfléchives au sein du Groupe de Lorraine

Une série de réflecteurs de forte amplitude sont visibles à l'ouest de Saint-Hyacinthe dans les lignes sismiques 5Q-1039, 5Q-1040, 5Q-118 et 76-106. SOQUIP (Roksandic et al., 1979) reconnaît également cet intervalle sur la ligne sismique 5Q-114, bien que cela ne soit pas visible à partir des données actuellement disponibles. L'examen du puits A189, implanté sur la ligne 76-106, révèle que ces réflecteurs correspondent à un intervalle de 340 m d'épaisseur dans la Formation de Nicolet, compris entre 1125 et 1465 m environ, et qui renferme une proportion importante de grès et de siltstone.

Ces réflecteurs apparaissent continus le long de la ligne 5Q-118 orientée NO-SE et tronqués au SE par un chevauchement, mais ils sont discontinus et faillés dans les lignes orientées NS. Cet intervalle est donc affecté de décalages mineurs à la faveur de nombreux chevauchements, ce que confirme l'analyse du levé pendagométrique du puits A189 qui révèle la présence d'un plan de décollement basal. On n'observe toutefois aucune duplication significative et cet intervalle, bien qu'affecté par des chevauchements, ne paraît pas avoir subi un transport significatif. On peut donc en déduire qu'il ne s'agit pas d'une écaille, mais d'une unité gréseuse au sein de la Formation de Nicolet autochtone. Fait notable, une faille normale interprétée sur la ligne 5Q-118 (point de tir 430) se propage à travers la Formation de Nicolet jusqu'à cet intervalle gréseux et semble-t-il au-delà (Figure 21). Cet intervalle présente par ailleurs un épaissement dans le mur de la faille, ce qui dénote un mouvement syn-sédimentaire de la faille durant le dépôt de ces unités.

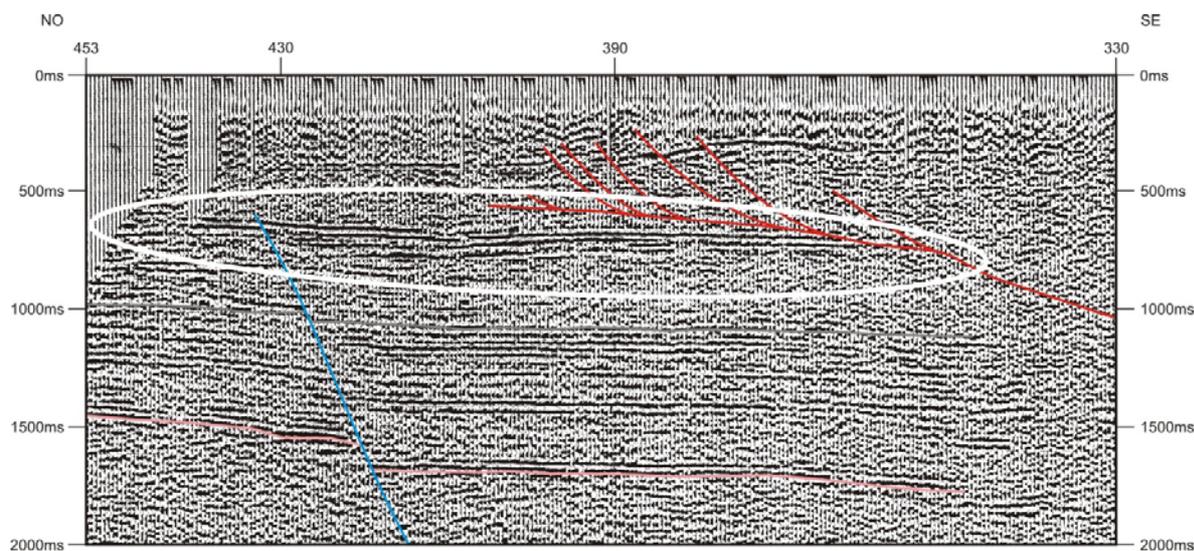


Figure 21 : Section de la ligne sismique 5Q-118 entre les points de tir 453 et 330. Cette section illustre la présence d'unités caractérisées par de forts contrastes d'impédance acoustique au sein du Groupe de Lorraine. Ces unités présentent un épaississement dans le mur de la faille normale interprétée.

6.3.3 Dykes

Situé immédiatement au nord des intrusions montréalaises et orienté parallèlement à l'alignement celles-ci, le corridor C est traversé par de nombreux dykes et filons-couches aisément identifiables sur le levé aéromagnétique régional du MRNF (Thériault, 2012b) de même qu'en forages. Des dykes et filons-couches sont par ailleurs identifiés en surface dans l'extrémité occidentale du corridor, immédiatement à l'ouest du Fleuve Saint-Laurent, et vers l'est dans l'écaille de Saint-Dominique. Sur la base du levé aéromagnétique, l'orientation des anomalies magnétiques interprétées comme des dykes est variable à l'échelle régionale mais peut être simplifiée en trois familles distinctes dans le corridor C, soit deux familles bien individualisées orientées NE-SO et ENE-OSO et une troisième famille, plus fréquente, orientée NNE-SSO et qui correspond à un signal magnétique plus ténu. Ces orientations sont en accord avec celles relevés, à l'échelle régionale, par McHone (1978)

Fait notable, certains dykes majeurs sont également interprétés en sismique (BHP-90-101B, BHP-90-100S, 5Q-1040). Ils se présentent alors sous la forme d'une discontinuité sub-verticale dans les réflecteurs de la plate-forme (Figure 3, à la verticale du point de tir 380). Dans un cas au moins (ligne BHP-90-100S, entre les points de tir 250 et 260), l'intrusion paraît avoir utilisé un plan de faille normale préexistant. Dans la majorité des cas, toutefois, les fortes anomalies magnétiques interprétées comme des dykes sur le levé aéromagnétique régional ne sont pas corrélables avec des événements sismiques particuliers, ni avec des dykes ou filons-couches spécifiques rencontrés en forage. En forage (A081, A189, A258), il est fréquent que plusieurs intervalles de roches mafiques soient rencontrés à différentes profondeurs, sans qu'il soit toujours possible de les catégoriser en dykes ou filons-couches.

6.3.4 Extension occidentale du front appalachien

Les écailles de shale de type Villeroy, telles qu'elles sont reconnues dans les corridors A et B, ne semblent pas être présentes dans le corridor C. En profondeur, plusieurs chevauchements subhorizontaux sont interprétés qui, bien que difficiles à identifier et positionner avec certitude, paraissent n'impliquer que les shale du Groupe de Lorraine.

Près de la surface, en revanche, l'extension des chevauchements à l'ouest de la Faille d'Aston est bien mise en évidence sur les lignes sismiques disponibles, où l'on observe une série de chevauchements peu profonds qui recoupent les roches des formations de Pontgravé et Bécancour dans la bordure orientale du Synclinal de Chambly-Fortierville. Ces chevauchements sont identifiables en sismique jusqu'à des profondeurs aussi faibles que 250 msec (400 m environ) et se prolongent vraisemblablement en surface à l'instar de la Faille de Saint-Barnabé, seule faille de ce genre qui soit cartographiée en surface. Le prolongement vers la surface du tracé interprété de ces chevauchements coïncide parfaitement avec les variations d'épaisseurs relevées pour les formations de Pontgravé et Bécancour dans les puits situés au nord de Saint-Hyacinthe (A020 à A024, A080 à A082), levant ainsi les incertitudes qui existaient quant à la fiabilité des observations géologiques à cet endroit (Belyea, 1959, p. 17).

6.4 Représentativité des modèles

Dans l'ensemble, les modèles structuraux élaborés présentent de nombreuses similarités entre eux et illustrent bien le contexte structural général dans lequel s'inscrivent les problématiques des relations potentielles entre les aquifères superficiels et les fluides reliés à la possible exploitation du gaz dans le Shale d'Utica. Les modèles donnent à la fois des informations sur la présence et la géométrie d'intervalles gréseux (possiblement perméables, bien que cela ne soit pas confirmé par les données disponibles) ainsi que sur les structures géologiques potentiellement conductrices présentes entre le Shale d'Utica et les aquifères de surface qui sont exploités pour l'approvisionnement en eau souterraine. De par sa localisation et le volume et la qualité des données disponibles, chacun de ces modèles met aussi en lumière un aspect particulier du contexte structural. Ainsi le corridor A permet de documenter en détail les caractéristiques des écailles de shale et de carbonates imbriquées au front des Appalaches, le corridor B permet d'étudier la Faille Yamaska, tandis que le corridor C illustre clairement la présence de niveaux plus gréseux dans la partie sommitale de la Formation de Nicolet et permet d'examiner l'influence des dykes montérégiens sur la structuration régionale.

La plupart des caractéristiques reconnues dans ces corridors se retrouvent également de part et d'autre de ceux-ci. Ainsi à l'est du corridor A, le Synclinal de Chambly-Fortierville disparaît au profit de la zone de failles imbriquées et le modèle structural élaboré ici trouve sa continuité dans celui publié par Konstantinovskaya et al. (2009), à quelques nuances près. Entre les corridors A et B, le réseau de failles normales identifiées en profondeur (SOQUIP, 1984a, 1984b) et en surface (Globensky, 1987) présente une remarquable continuité et les modèles structuraux élaborés de part et d'autre peuvent être considérés comme représentatifs de cette région intermédiaire. Il en va de même entre les corridors B et

C, à ceci près que le cœur de cette région – entre Drummondville et Sorel – présente une inflexion majeure dans l'orientation des structures compressives et extensives, leur orientation générale évoluant de NE-SO au nord à NNE-SSO au sud. Des relations structurales plus complexes devraient être développées à cet endroit, notamment en ce qui a trait aux patrons d'intersection entre les failles normales et les chevauchements. Dans cette région toujours, des dykes montréalais similaires à ceux documentés dans le corridor C sont identifiés à bonne distance vers le nord (puits A254 et aussi haut en latitude que le puits A026), de même qu'une série de réflecteurs continus dans la Formation de Nicolet (ligne sismique 26Q-1038). Au sud du corridor C, les collines Montérégiennes marquent une discontinuité majeure dans les structures régionales et sont accompagnées d'une plus grande abondance de dykes et filons-couches. Au sud des collines Montérégiennes, enfin, la région du Lac Champlain présente des caractéristiques distinctes, marquées par un épaissement significatif du Shale d'Utica (Thériault, 2012a, 2012b) et un patron d'orientation des failles de socle plus irrégulier (SOQUIP, 1984a et 1984b).

7. Mise en évidence des aquifères profonds potentiels

7.1 Observations découlant de l'élaboration des modèles structuraux

Les travaux d'exploration pétrolière réalisés dans les Basses-Terres du Saint-Laurent jusqu'à ce jour ont permis de mettre localement en évidence la présence d'eau salée associée au gaz naturel dans les réservoirs de la plate-forme, depuis les grès du Groupe de Potsdam jusqu'aux calcaires du Groupe de Trenton. De la saumure est même exploitée de façon commerciale dans la région de Bécancour. Sur la base des données disponibles, les flysch et molasses sus-jacents, en revanche, ne paraissent pas propices au développement de réservoirs profonds chargés en eau. Dans le domaine parautochtone, cependant, la mise en place d'écaillés de carbonates (parfois de grès) a pour conséquence d'introduire au sein des flysch des unités naturellement fracturées et caractérisées par des perméabilités supérieures à celles des flysch par plusieurs ordres de grandeur : 10^{-2} à 10^{-1} mD dans le cas des dolomies de Saint-Flavien (puits A178, A180) à comparer avec 10^{-4} à 10^{-2} mD (perméabilité de fracture mesurée au cours d'essais aux tiges) dans le cas des shales fracturés de la région de Saint-Flavien et avec 10^{-12} à 10^{-4} mD (perméabilité intrinsèque mesurée sur des carottes) dans le cas des shales non-fracturés du Groupe de Lorraine. Le détail des perméabilités compilées pour les shales se trouve au Tableau 8 de Séjourné et al. (2012). Ce contraste de perméabilité constitue un environnement propice au stockage de gaz naturel (cas de Saint-Flavien), mais aussi à l'eau. De fait, dans un cas au moins de l'eau saumâtre a été documentée, soit dans les dolomies du Groupe de Beekmantown de l'écaille de Joly (Denis, 1985). L'eau de formation prélevée à la faveur des essais aux tiges réalisés dans le puits A202 à une profondeur de 820 à 865 m environ présente ainsi des valeurs de salinité inhabituellement basses (entre 1,5 et 3,87 g/l de chlorures, entre 2,4 à 6,4 g/l de solides totaux dissous). Du méthane est associé à l'eau dans le réservoir. Bien que le puits ait été rempli d'eau douce avant les tests, ces résultats ne semblent pas pouvoir être mis en doute compte tenu des volumes de fluides produits. L'origine de cette eau est inconnue, mais l'explication la

plus simple, suggérée ici, ferait appel à une connectivité contemporaine ou passée avec les eaux de surface à la faveur d'un réseau de fractures développé lors du rebond isostatique.

Plus généralement, les eaux de faible salinité, identifiées comme des eaux fraîches, saumâtres ou faiblement salées dans les rapports de forage, se rencontrent à moins de 200 m. Des indices sont documentés dans le Shale d'Utica et le Groupe de Lorraine lorsque ceux-ci affleurent, le long de l'axe du Fleuve Saint-Laurent, mais dans l'ensemble les indices les plus profonds sont documentés dans les roches du Groupe de Queenston. L'indice d'eau faiblement salée le plus profond a ainsi été documenté dans les roches du Groupe de Queenston au nord de Saint-Hyacinthe, dans le puits A082, où de l'eau saumâtre a été rencontrée à 220 m de profondeur. De l'eau salée a été rencontrée entre 340 et 385 m de profondeur dans un puits voisin (A020), dans un intervalle qui correspond à une zone tectonisée et chevauchée au sommet de la Formation de Nicolet.

Ces observations sont à mettre en perspective avec les travaux de Laurencelle et al. (2011) qui montrent que l'essentiel des fractures ouvertes conférant une qualité d'aquifère fracturé au roc sont rencontrées dans les dix premiers mètres de profondeur. La proportion de fractures ouvertes décroît rapidement en-dessous de cette limite et devient très faible au-delà de 20 m de profondeur, bien qu'une faible proportion de fractures ouvertes soit observée jusqu'à 100 m de profondeur au moins (profondeur d'investigation maximale de l'étude). Ainsi, il apparaît que dans les Basses-Terres du Saint-Laurent, autant que dans le domaine appalachien, des fractures présentant une certaine perméabilité sont essentiellement rencontrées dans les premiers mètres sous la surface. Ces travaux ne sont toutefois pas concluants quant à la représentativité de ces fractures par rapport au modèle d'écoulement et de recharge régional puisque l'existence de fractures perméables à plus grande profondeur ne peut être écartée. De fait, les indices d'eau peu salée documentés par les forages pétroliers et gaziers indiquent qu'un tel réseau de fracture peut être développé à plus grande profondeur (220 m dans le cas du puits A082).

L'examen des caractéristiques lithologiques des roches des formations de Bécancour, Pontgravé et Nicolet permet en outre de formuler un certain nombre de constatations. Ainsi, les roches de la Formation de Bécancour comportent-elles de nombreux horizons gréseux interlités avec les shales. Ces grès à grains fins, généralement cimentés par de la calcite ou des oxydes de fer, étant surtout abondants dans le haut de la séquence (un intervalle de 15 m d'épaisseur est rapporté pour le puits A037), tandis que la base de la formation est essentiellement argileuse. La Formation de Pontgravé, sous-jacente, est dominée par des calcaires argileux denses, et comporte également des lits de grès à grains fins à très fins et à ciment calcaireux pouvant mesurer jusqu'à 13 cm d'épaisseur. Le sommet de la Formation de Nicolet, enfin, comporte une proportion non-négligeable de bancs de grès à grains fins à très fins et à ciment calcaireux, les lits de grès pouvant mesurer jusqu'à 15 cm d'épaisseur et pouvant présenter une continuité latérale importante. Ces grès disparaissent en profondeur au profit d'un shale siliceux. Le ciment calcaireux qui semble omniprésent dans les grès de ces trois formations réduit considérablement leur valeur aquifère, sauf dans le cas où la circulation d'eaux météoriques acides a pu dissoudre le ciment. Seule une perméabilité de fracture paraît donc supporter le développement d'un aquifère dans ces unités, à condition que la dissolution-précipitation du ciment calcaireux ne se traduise pas par l'occlusion des fractures. Enfin l'évolution minéralogique et la nature transitionnelle des contacts entre

les formations de Pontgravé et de Nicolet, et au sein de cette dernière entre les unités supérieures gréseuses et inférieures argileuses, se traduit par une ductilité croissante à mesure que la profondeur augmente; si bien que les fractures naturelles ouvertes qui ont pu se former en surface et près de la surface, à la faveur d'évènements tectoniques post-orogéniques (Faure et al., 1996a, 1996b, 2004 et 2006 ; Rocher et al., 2003), du rebond isostatique ou du régime de contraintes actuel (Wallach et Chagnon, 1990; Laurencelle et al., 2011; Konstantinovskaya et al., 2012), rencontreront un environnement de moins en moins favorable à leur développement en profondeur.

Ces considérations générales méritent d'être nuancées pour tenir compte de deux phénomènes géologiques documentés dans les modèles structuraux, en particulier dans le corridor C. En premier, la série de réflecteurs de forte amplitude identifiée au sein de la Formation de Nicolet, et qui correspond de toute évidence à un intervalle plus gréseux et silteux, constitue localement un assemblage épais et géographiquement étendu. Si la compétence et la perméabilité intrinsèque de ces roches ne sont pas connues, elles sont vraisemblablement bien supérieures à celles du shale environnant et cet intervalle devrait donc avoir de meilleures propriétés aquifères que le reste de la Formation de Nicolet. En second, l'impact des dykes et filons-couches sur le degré de fracturation de leur encaissant métamorphisé est relativement méconnu. À l'affleurement (écaille de Saint-Dominique; Séjourné, 2007), on observe principalement des fractures scellées (veines) et généralement peu de fractures ouvertes. En forage, l'examen du levé de pendagemétrie effectué dans le puits A189 semble confirmer ces observations puisqu'on relève peu d'indices de tectonisation de part et d'autre des dykes identifiés en profondeur (en particulier à 1575, 1775, 1975, 2100 et 2360 m). Un dyke rencontré près de la surface à 375 m de profondeur est cependant associé à un intervalle perturbé d'épaisseur apparente significative (27 m, pour un dyke dont l'épaisseur apparente totalise 5 m au plus). Les données disponibles, éparses et peu nombreuses, ne permettent donc pas d'inférer des généralités sur l'influence des dykes et filons-couches sur le développement de fractures ouvertes et perméables en profondeur. Les travaux de caractérisation de la géochimie de l'eau souterraine en Montérégie Est en voie de réalisation par Beaudry et al. (2011 et 2012) indiquent la présence d'un type d'eau souterraine particulier dans les environs des Collines Montérégiennes. Ce type d'eau est caractérisé par la dominance du sodium en tant que cation, un pH alcalin et des âges ^{14}C non corrigés de plusieurs milliers d'années. Ces eaux semblent avoir une origine distincte qui pourrait refléter un certain apport d'eaux ayant circulé en profondeur, potentiellement à travers le réseau de dykes montérégiens. Ces résultats sont toutefois très préliminaires et exigent d'être analysés plus en détail afin d'en préciser les implications quant à une provenance potentiellement profonde et au mode de circulation de ces eaux.

7.2 Contribution des diagraphies pétrolières et gazières

Quand bien même la probabilité de développer et maintenir ouvertes des fractures perméables diminue-t-elle avec la profondeur, l'alimentation des réseaux de fractures peu profondes, et de façon plus générale l'écoulement régional, peuvent être contrôlés par un petit nombre de fractures profondes difficiles à identifier (Berkowitz, 2002). Le problème de la présence ou non de fractures perméables en profondeur ne semble donc pas pouvoir trouver une réponse catégorique sans une campagne régionale

de forages hydrogéologiques profonds. Pour pallier en partie à cette difficulté logistique, il est possible de recourir aux diagraphies enregistrées lors des forages pétroliers et gaziers pour identifier des intervalles profonds éventuellement saturés en eau peu ou pas salée, et donc ultimement pour renseigner sur la profondeur maximale des aquifères d'eau douce dans la région. Les diagraphies retenues à cette fin sont le diamètreur, le rayonnement gamma, la résistivité et la porosité (neutron, densité et/ou acoustique)

Le Tableau 7 montre que, selon une vision optimiste, huit puits comportent des diagraphies enregistrées dans la Formation de Bécancour, huit dans celle de Pontgravé et trente-sept dans la Formation de Nicolet.

Unité stratigraphique avec couverture diagraphique supérieure à 90%	Nombre de puits selon SIGPEG	Nombre de puits permettant une analyse hydrogéologique
Queenston (Bécancour)	5	3
Lorraine (Pontgravé)	8	3
Lorraine (Nicolet)	37	n.d.
Utica	83	n.d.

Tableau 7 : Inventaire des forages pour lesquels il existe une couverture diagraphique suffisante pour supporter une étude hydrogéologique des flysch et des molasses.

Ce jeu de données présente toutefois deux inconvénients majeurs. En premier lieu l'enregistrement diagraphique est souvent limité aux sections intermédiaire et profonde des forages, la section peu profonde étant généralement déjà coffrée et cimentée au moment de la prise de diagraphies. Seul le rayonnement gamma permet en général d'évaluer les propriétés pétrophysiques de la roche à travers le coffrage, à de très rares exceptions près (cas du puits A259). La seconde limitation de ce jeu de données tient au fait qu'il n'existe pas encore de critères consensuels pour définir l'expression pétrophysique des contacts entre les formations de Nicolet, Pontgravé et Bécancour. Si les récents travaux de Thériault (2012a) permettent désormais de bien contraindre les limites du Shale d'Utica, les contacts pour les unités sus-jacentes sont encore largement tributaires des rapports de fin de forage tels qu'ils sont compilés par le MRNF (SIGPEG, 2012). Un important travail de mise à jour doit donc encore être accompli avant de pouvoir élaborer un portrait précis de la distribution des puits et des intervalles stratigraphiques réellement analysables à partir des diagraphies. À la lumière de cette mise à jour, il est probable que le Shale d'Utica et les formations de Nicolet et Pontgravé pourront être distingués dans une partie au moins des puits pour le moment classés dans les catégories « Lorraine non différencié » et « Lorraine, Utica non différenciés » dans le Tableau 7.

À titre indicatif, un tel exercice a été réalisé pour la Formation de Bécancour. En utilisant la profondeur du contact (non consensuel) avec le Groupe de Lorraine telle que rapportée dans les rapports de forage et en tenant compte de la profondeur des coffrages, il apparaît ainsi que sur les 8 puits pour lesquels les opérateurs ont rapporté avoir acquis des diagraphies à travers le Groupe de Queenston, deux sont

écartés d'emblée car ces puits ne sont pas implantés à l'intérieur de l'aire d'affleurement des roches du Groupe de Queenston (puits A267 et A270). Les puits A071 et A189 sont également rejetés car ils ne comportent que des diagraphies de type rayonnement gamma, résistivité ou acoustique, de même que le puits A258 car le coffrage y masque la signature pétrophysique des roches du Groupe de Queenston. Au final, seuls trois puits (A253, A254 et A259) comportent donc une suite de diagraphies apte à permettre une étude pétrophysique détaillée de la Formation de Bécancour. Ces puits sont répartis entre les corridors B et C et se caractérisent par des intervalles enregistrés d'épaisseurs variables : 365, 473 et 240 m respectivement, qui laissent à penser que dans certains cas au moins une partie de la Formation de Bécancour mesurée a pu être confondue avec la Formation de Pontgravé.

Dans le cas de la Formation de Pontgravé, seuls huit forages comportent des enregistrements diagraphiques qui couvrent plus de 90% de la formation, selon les données compilées par le MRNF (SIGPEG, 2012). En pratique, toutefois, aucun de ces puits ne présente une suite de diagraphies suffisamment complète pour supporter une étude hydrogéologique de la Formation de Pontgravé. Ce résultat reflète la nature de la base de données du MRNF, qui s'en tient aux rapports de fin de forage en l'absence d'un schéma lithostratigraphique et pétrophysique consensuel qui permettrait de définir clairement les profondeurs des contacts entre les différentes unités au sein des flysch et des molasses. En poussant la réflexion au-delà de cette barrière méthodologique, il apparaît que les trois puits identifiés plus haut comme aptes à supporter une étude hydrogéologique de la Formation de Bécancour (puits A253, A254 et A259) sont également utilisables pour l'évaluation de la Formation de Pontgravé. Une étude au cas par cas permettra vraisemblablement d'ajouter d'autres puits à cette courte liste.

Enfin, il convient de souligner qu'outre les diagraphies, un certain nombre de carottes sont également disponibles (Tableau 6 de Séjourné et al., 2012), dont l'examen peut compléter et raffiner la caractérisation pétrophysique des aquifères. À titre d'exemple, le rapport géologique décrivant la carotte prélevée dans le Groupe de Queenston pour le puits A037 (Clark, 1959) indique la présence d'une zone naturellement fracturée entre 53 et 116 m de profondeur.

8. Intégrité de la couverture du Shale d'Utica

Ce travail vise en priorité à aider à la caractérisation des aquifères profonds mais il jette aussi un éclairage nouveau sur les outils disponibles pour évaluer le risque potentiel de propagation des fractures hydrauliques au-delà du Shale d'Utica. Un certain nombre de constatations sont ici formulées dans ce sens. Si elles sont supportées par les observations et les données recensées dans ce rapport et paraissent valides à l'échelle régionale, elles ne sauraient naturellement remplacer une étude géomécanique rigoureuse à l'échelle locale.

Dans le contexte de la fracturation hydraulique la question de l'intégrité structurale de la couverture au-dessus du Shale d'Utica peut être abordée selon trois avenues de recherche : l'intégrité du shale de Lorraine en l'absence de discontinuités structurales préexistantes, l'existence d'une connectivité ou non

par le biais des discontinuités structurales, et enfin le potentiel de réactivation de ces discontinuités (failles, fractures et dykes).

8.1 Qualité intrinsèque de la couverture

En l'absence de plans de faiblesse préexistants, la capacité des shale du Groupe de Lorraine à contenir les fractures hydrauliques développées dans le Shale d'Utica est contrôlée par plusieurs facteurs, dont les principaux sont les contrastes de fabrique, les contrastes de ductilité et le différentiel entre les contraintes horizontales maximale et minimale.

La fabrique est définie ici comme l'architecture particulière du shale à toutes les échelles : épaisseur et continuité du litage, variations minéralogiques et texturales, distribution de la matrice et du ciment, présence ou non de fractures et microfractures, etc. Les carottes constituent le meilleur outil pour définir les différentes fabriques présentes dans le shale en profondeur. Un certain nombre de carottes sont effectivement disponibles (Tableau 6 de Séjourné et al., 2012), mais aucune description systématique n'en a encore été publiée. Les études lithologiques disponibles soulignent cependant l'hétérogénéité du Groupe de Lorraine. Contrairement à une idée reçue, l'hétérogénéité lithologique d'un shale (sa fabrique à l'échelle mésoscopique) contribue à limiter l'extension verticale des fractures hydrauliques plutôt qu'à l'augmenter (Davies et al., 2012). Dans un contexte de forte pression de confinement, les contrastes de perméabilité entre les lits de siltstone et de shale font en sorte qu'une partie du fluide de fracturation est absorbée par les intervalles les moins imperméables et cesse ainsi de contribuer au développement du réseau de fractures.

Les contrastes de ductilité en revanche, peuvent être appréciés de façon plus directe même en l'absence de carottes, à l'aide des diagraphies acoustiques de type anisotropie (mesurant les ondes P et S). De telles diagraphies sont effectivement disponibles pour un bon nombre des puits récents forés pour le gaz de shale. Ces données dynamiques, même si elles ne sont pas calées à l'aide d'analyses en laboratoire, permettent tout de même d'identifier les contrastes de ductilité de manière relative. Le différentiel de contrainte, enfin, est de mieux en mieux compris grâce aux diagraphies acoustiques de type anisotropie, à l'analyse des ellipses de déformation le long des trous de forages (Konstantinovskaya et al., 2012) et aux tests de pression (Konstantinovskaya et al., 2012; Séjourné et al., 2012). La qualité et la distribution géographique de ces jeux de données devraient ainsi permettre d'estimer au moins d'une manière relative les contrastes géomécaniques entre le Shale d'Utica et le Groupe de Lorraine, et à différents niveaux stratigraphiques au sein du Groupe de Lorraine.

8.2 Possibilité de connectivité par le biais des discontinuités structurales

Les travaux de Laurencelle et al. (2011) et Crow et al. (sous presse) montrent que l'orientation des réseaux de fractures perméables proches de la surface, à tout le moins dans la région de Saint-Hyacinthe, concorde avec l'orientation des structures cassantes développées au cours de l'orogénie taconienne. Ceci semble surtout se traduire par un réseau de fractures parallèles d'orientation NNE-SSO

ou N-S, avec une composante transversale mineure. Ces fractures transversales, qui sont principalement documentées à l’affleurement dans le domaine parautochtone (Granger, 1974; Séjourné et Malo, 2007), peuvent contribuer à connecter les réseaux principaux et faciliter la circulation des fluides. Les travaux de Laurencelle et al. (2011) suggèrent que la connectivité décroît rapidement au-delà des vingt premiers mètres sous la surface du roc. Toutefois, l’existence en profondeur de fractures isolées mais contribuant de manière significative à l’écoulement régional n’est pas à exclure (Laurencelle et al., 2011; Berkowitz, 2002).

Dans l’ensemble, ces failles et fractures transversales sont peu fréquentes et les failles et fractures génétiquement associées suivent généralement une direction relativement constante sur de grandes distances. Une attention particulière doit cependant être apportée à la région intermédiaire entre les corridors B et C, où la complexité structurale est plus importante. Il faut également surveiller les écaillés de shale d’épaisseur relativement mince (chevauchements majeurs rapprochés) qui sont donc plus intensément fracturées que les écaillés épais, et pour lesquelles l’intervalle entre les chevauchements est plus important. Le type de fractures générées par les chevauchements majeurs dans la zone de failles imbriquées et le domaine allochtone ne paraît pas favorable au développement de réservoirs étendus car les fractures ne sont généralement pas connectées entre elles.

En dépit de ces réserves, et du contre-exemple notoire de Joly qui démontre que localement les eaux de surface ont déjà été ou sont encore en connexion avec un aquifère profond, on n’observe généralement pas d’indications de connectivité entre la surface et les cibles pétrolières (écaillés de carbonates et de shale, shale autochtone, etc.), mais plutôt des indications – ponctuelles – de l’absence de connectivité. On ne connaît par exemple pas de réservoirs fracturés sous-pressurisés dans le domaine parautochtone. Dans ce domaine, on observe au contraire que les intervalles naturellement fracturés sont surpressurisés, ce qui confirme qu’ils sont hydrauliquement isolés de la surface, sans quoi cette surpression se serait dissipée. Dans le domaine autochtone, des indices de gaz sont associés aux dykes et filons-couches, qui semblent agir comme des pièges plutôt que des conduits. Des indices de gaz et une surpressurisation – parfois importante – sont observés à travers toute la séquence de flysch et molasses depuis la Formation de Nicolet jusqu’à celle de Bécancour, en dépit de la présence concomitante de nombreuses veines ou fractures. Les pertes de circulation durant les opérations de forage (puits A238 par exemple) révèlent la présence de fractures ou de failles ouvertes souvent associées à des indices de gaz, ce qui indique que le système n’était pas en connexion avec la surface. En revanche, et pour nuancer ce constat, il convient de mentionner qu’aucun forage réalisé à travers une faille normale n’a été identifié, à l’exception de deux forages qui ont traversé la Faille Yamaska dans le corridor B (A027 et A125). Ces deux exemples ont livré des indications ambiguës : gaz et eau salée dans le premier cas, absence ou faible présence de gaz dans le second.

Enfin, il est nécessaire de rappeler ici que la technique du *slickwater frac* retenue par l’industrie pour la fracturation du Shale d’Utica présente l’avantage de maximiser la surface de contact en générant des réseaux de fractures complexes au sein d’un volume de roche donné, mais présente aussi l’inconvénient, par comparaison avec des fluides à base de gels, que l’eau utilisée est également un très mauvais vecteur pour le sable qui doit maintenir les fractures ouvertes. Le sable tend ainsi à s’accumuler proche des zones d’injection au détriment des zones fracturées périphériques où la concentration en sable diminue

rapidement (Vincent, 2009). Ainsi la plupart des fractures périphériques ouvertes au cours de la fracturation hydraulique tendent-elles à se refermer, faute de sable pour les maintenir ouvertes. Ce phénomène est d'autant plus marqué dans le cas des shales plus ductiles tel le Shale d'Utica, par comparaison avec les shales les plus cassants tel le shale siliceux du Barnett.

8.3 Réactivation

Le problème de la possible réactivation des discontinuités préexistantes se pose bien sûr dans le cas où une fracturation hydraulique serait réalisée à proximité de ces plans de faiblesse. Les discontinuités majeures documentées dans les Basses-Terres du Saint-Laurent se présentent sous forme de failles, de dykes et de fractures. Une quatrième famille de discontinuités, représentée par les plans de litage et les faisceaux de dissolution, n'est pas considérée ici car elle ne constitue des plans de faiblesse qu'à proximité de la surface, là où la contrainte verticale est insuffisante pour contrebalancer la pression hydraulique exercée lors de la fracturation.

Les levés sismiques 2D permettent certes d'identifier les failles majeures, comme le montre la présente étude, mais ne permettent pas d'éviter le risque de rencontrer des failles mineures (sub-sismiques). Le cas de sismicité induite lors d'une fracturation hydraulique à Blackpool (Grande-Bretagne) a récemment souligné ce point (Green et al., 2012). Les levés sismiques 3D offrent de meilleures garanties pour les zones profondes, mais ne sont pas non plus définitifs, ainsi que l'ont montré Warpinski et al. (2009). La meilleure stratégie semble résider dans le suivi microsismique en temps réel (Green et al., 2012) : cette technique ne permet pas de prévenir l'injection de fluides dans une faille mais elle permet d'interrompre le processus rapidement, ce qui limite les risques de réactivation de la faille. C'est en effet l'injection de volumes importants sur une période de temps prolongée qui a le plus de chances de réactiver une faille (Davies et al., 2012).

Plus spécifiquement dans le contexte de la région d'étude, Konstantinovskaya et al. (2012) ont montré qu'il était possible, à partir des données publiques disponibles actuellement, de déterminer l'orientation préférentielle des failles les plus susceptibles d'être réactivées (principalement les failles d'orientation NE-SO) de même que la pression d'injection critique pour initier des fractures en tension. Dans le régime décrochant qui caractérise les Basses-Terres du Saint-Laurent, c'est surtout la pression d'injection maximale tolérable pour éviter la réactivation des failles en cisaillement qui doit être prise en compte. Ce seuil demeure encore à évaluer avec précision (Konstantinovskaya et al., 2012).

9. Recommandations

Au final, l'élaboration des modèles structuraux a permis de mettre en exergue un certain nombre de lacunes dans la connaissance du cadre tectonostratigraphique régional, des aquifères profonds et de l'intégrité de la couverture au-dessus du Shale d'Utica. Ces lacunes ne sont pas insurmontables et bon

nombre d'entre elles pourraient être comblées rapidement à partir des données disponibles. Les principales recommandations en ce sens sont résumées dans les sous-sections suivantes.

9.1 Raffinement du modèle structural

Les modèles structuraux conceptuels présentés ici tiennent compte de la variabilité structurale et stratigraphique documentée dans la région d'intérêt pour le gaz de shale. Ils visent à servir de base à l'élaboration de modèles hydrogéologiques numériques destinés à étudier les aquifères potentiels profonds et les liens préférentiels potentiels entre le Shale d'Utica et les aquifères sus-jacents. La représentativité de ces modèles pourrait toutefois d'être grandement améliorée par l'apport de données plus précises quant au cadre lithostratigraphique et tectonique de la région.

En particulier, l'établissement de critères lithostratigraphiques et pétrophysiques consensuels pour clarifier les limites des unités sus-jacentes à l'Utica permettrait d'homogénéiser le maillage stratigraphique actuellement disponible pour les forages pétroliers et gaziers (base de données SIGPEG), à l'instar de l'effort de normalisation déjà entrepris par Thériault (2012a et 2012b) et par Comeau et al. (2011 et sous presse) pour le Shale d'Utica et les unités sous-jacentes. Ce processus requiert un effort de synthèse et d'harmonisation qui tienne compte des observations lithologiques (rapports de fin de forage, données de terrain, carottes, déblais de forage) et des diagraphies existantes. La disponibilité de ces différents jeux de données est discutée dans Séjourné et al. (2012). Dans la mesure du possible, les données existantes devraient être complétées par l'analyse en laboratoire des carottes et des déblais des forages pétroliers et gaziers (pétrographie, fluorescence et diffraction des rayons X). Un certain nombre de puits types, représentatifs de la variabilité géologique régionale, pourrait ainsi être identifié et servir de base à l'homogénéisation du cadre stratigraphique régional pour les unités sus-jacentes au Shale d'Utica.

La géométrie des relations structurales quant à elle, peut être affinée en procédant au retraitement des lignes sismiques pour lesquelles les données brutes sont disponibles et dont la version numérique présentement disponible est de mauvaise qualité. Il est également possible que le retraitement des données brutes fournisse aussi des images plus nettes dans le cas des lignes considérées ici comme étant de qualité moyenne, mais l'analyse des rares exemples disponibles suggère que le gain est marginal, tel que discuté dans le présent rapport dans le cas d'une migration après-addition. En tout état de cause, ces considérations reposent sur un petit nombre d'exemples et méritent d'être validées, et il conviendrait de tester différents paramètres de traitement en vue d'optimiser la continuité des réflecteurs au sein des flysch.

Enfin il convient de rappeler que les modèles structuraux proposés ici permettent l'élaboration de modèles numériques hydrogéologiques en deux dimensions, selon des coupes transversales à l'axe du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent. Cette orientation est représentative du grain structural régional mais ne correspond pas nécessairement au sens d'écoulement régional des aquifères. L'élaboration de modèles structuraux en trois dimensions permettrait de palier à cette limitation. La méthodologie proposée demeure la même, mais un changement d'échelle est nécessaire pour arriver à

cette fin, et ceci ne saurait être mis en pratique avant que le corpus de données de bases (contacts lithostratigraphiques consensuels et interprétation des lignes sismiques retraitées) ne soit disponible et homogénéisé. Il est à noter que la Chaire de séquestration du CO₂ de l'INRS-ETE développe présentement les outils nécessaires à l'élaboration d'un tel modèle à l'échelle des Basses-Terres du Saint-Laurent.

9.2 Définition des propriétés physiques des aquifères à partir des données pétrolières et gazières

L'identification des intervalles potentiellement perméables en profondeur et la caractérisation de leurs propriétés en tant qu'aquicludes ou aquitards n'a pas encore été entreprise de façon systématique. Pourtant les propriétés physiques des aquifères profonds (perméabilité intergranulaire ou de fracture, gradients de température et de pression, etc.) peuvent être approchées à peu de frais à partir des données pétrolières, notamment par le biais des rapports d'analyse de fluides déjà publiés, des carottes et déblais de forages, et surtout des diagraphies.

Ainsi de nombreux rapports d'analyse de fluides (eau, gaz et pétrole) sont disponibles dans la base de données SIGPEG mais n'ont pas encore été compilés et synthétisés : leur examen statistique devrait permettre de mieux définir le portrait régional des fluides présents en sous-surface (contact eau douce/eau salée, présence de gaz dissous ou d'hydrocarbures immiscibles) et aider à mieux contraindre les modèles pétrophysiques, notamment en ce qui a trait à la résistivité apparente de l'eau en diagraphie.

Les carottes disponibles et les déblais de forages peuvent être mis à profit notamment pour lever les incertitudes quant à la présence et à l'épaisseur des intervalles gréseux, calcaireux ou silteux décrits dans les rapports de forages. L'analyse des carottes permettrait également de préciser le degré de cimentation des intervalles gréseux, ainsi que leur porosité efficace et leur perméabilité.

L'analyse des diagraphies disponibles pourrait permettre d'estimer, entre autres, la porosité efficace, la saturation en eau, et la salinité des formations situées entre le Shale d'Utica et les dépôts meubles de surface. Ces informations permettraient notamment de préciser la profondeur maximale à laquelle se rencontre l'eau douce ainsi que d'autres indices de communication avec la profondeur.

Il serait aussi pertinent d'examiner la possibilité technique de procéder à de nouveaux enregistrements diagraphiques, à travers le coffrage, dans les puits pétroliers et gaziers actuellement suspendus, afin de compléter le corpus de données pétrophysiques disponibles pour les intervalles à potentiel aquifère sus-jacents au Shale d'Utica.

9.3 Intégrité de la couverture et connectivité avec les aquifères

Le risque potentiel de connectivité entre le Shale d'Utica et les aquifères sus-jacents doit être examiné suivant trois approches distinctes : en étudiant les propriétés hydrauliques des discontinuités structurales existantes, en examinant les propriétés mécaniques de la couverture et finalement en étudiant les conditions permettant la réactivation des discontinuités structurales.

Les propriétés hydrauliques des discontinuités structurales existantes (failles, dykes, fractures) sont difficiles à estimer à partir de la surface. Des méthodes indirectes permettent toutefois d'obtenir des informations précieuses, notamment en ce qui a trait à l'existence d'une circulation de fluides depuis la sous-surface vers la surface. Ainsi le lien entre les fluides présents en profondeur et ceux documentés dans les aquifères peu profonds peut être approché par l'échantillonnage et l'analyse systématique des gaz dissous. À ce jour, seul un petit secteur de la région d'intérêt pour le gaz de shale a fait l'objet d'un recensement des indices – au demeurant nombreux – de la présence de méthane dans l'eau, mais aucune analyse chimique ou isotopique n'est disponible pour ces indices. Tout récemment, un programme de caractérisation des gaz dissous dans l'eau souterraine a été initié à l'Université du Québec à Montréal, programme qui pourrait permettre de combler en tout ou partie cette lacune (Larocque et al., 2012). D'autres techniques d'analyse peuvent être mises à contribution pour définir le contexte dans lequel s'effectuent les migrations naturelles de fluides depuis la profondeur vers la surface : les levés sismiques peu profonds à haute résolution peuvent mettre en évidence des structures d'échappement de fluides dans les dépôts meubles (Pugin et Pullan, 2011); l'interprétation de linéaments, combinée avec la distribution spatiale des indices de gaz dans les dépôts meubles, peut aider à circonscrire des zones de migration préférentielles à la faveur d'unités stratigraphiques ou de discontinuités structurales particulières; l'examen des rapports de fin de forages pétroliers et gaziers peut révéler des pertes de circulation associées à des intervalles faillés ou fracturés; l'analyse des carottes qui ont rencontré des zones faillées ou fracturées permettrait de mieux comprendre la nature de ces zones et de vérifier si elles sont cimentées en tout ou partie, ou pas du tout.

Les propriétés mécaniques des unités de la couverture au-dessus du Shale d'Utica peuvent être approchées en étudiant les différentes fabriques architecturales dans les carottes de shale disponibles et à l'aide des diagraphies, tout particulièrement les diagraphies acoustiques pour lesquelles les ondes de compression et de cisaillement sont disponibles. Il serait ainsi possible de classer les intervalles de shale selon leur degré de ductilité relative et de mettre en évidence les contrastes de ductilité (stratigraphie mécanique). Dans la mesure du possible, les données dynamiques obtenues à partir des diagraphies devraient être calibrées à des données statiques obtenues en laboratoire à partir de carottes provenant des principales lithologies rencontrées, en particulier les shales calcaireux (Shale d'Utica) et silto-gréseux (Formation de Nicolet). Les diagraphies acoustiques et de résistivité enregistrées dans le shale peuvent également servir à souligner les variations verticales relatives du gradient de pression à travers les différentes unités stratigraphiques. Si les résultats ne sont pas univoques, ils peuvent toutefois être combinés à l'analyse des variations de vitesse des ondes sismiques et de la vitesse de pénétration du trépan lors des forages pétroliers et gaziers pour mettre en lumière des intervalles potentiellement surpressurisés au sein des shales. La combinaison de ces données permettrait d'identifier les intervalles

qui peuvent agir comme barrière à la propagation des fractures naturelles ou artificielles, et ainsi de juger du degré d'étanchéité des roches recouvrant le Shale d'Utica.

Enfin il est aussi essentiel de mieux comprendre les conditions permettant la réactivation des discontinuités structurales. Ces conditions, notamment l'orientation des failles et le régime de contraintes, ont déjà fait l'objet d'une étude régionale (Konstantinovskaya et al., 2012) qui portait principalement sur l'intégrité des unités gréseuses et carbonatées sous-jacentes au Shale d'Utica. Ces résultats peuvent être raffinés et complétés par les nouvelles données disponibles pour les puits forés pour le gaz de shale et étendus aux autres discontinuités structurales documentées ici (dykes et fractures). Dans la mesure du possible, ces données nouvelles mériteraient d'être complétées par la mesure en laboratoire, à partir de carottes, du coefficient de friction de ces discontinuités. À ce titre, une étude géomécanique complète bénéficierait particulièrement de l'étude de carottes prélevées à travers les dykes et leur encaissant sédimentaire. Il convient aussi de rappeler que la vocation d'une telle étude régionale est de fournir de bons indicateurs ou directives générales quant à la sécurité ou au risque de la fracturation hydraulique dans des circonstances régionales ou semi-régionales. Pour indicatifs que soient ses résultats, ils ne sauraient être utilisés à l'échelle locale et tout travail de fracturation hydraulique sur le terrain dans une région pas ou encore peu explorée devrait au préalable être validé par une étude qui tienne compte des caractéristiques structurales locales, et vérifié en temps réel par un contrôle microsismique réalisé lors d'opérations de fracturation hydraulique. Un tel contrôle microsismique pourrait se faire initialement dans le cadre d'études scientifiques indépendantes dans différents secteurs des basses terres de façon à définir la gamme des conditions présentes.

9.4 Réalisation de forages scientifiques

Des travaux, discussions et recommandations qui précèdent il apparaît ainsi que les données pétrolières et gazières disponibles peuvent contribuer à caractériser de manière indirecte la nature des roches couvertures du Shale de l'Utica, l'hydraulique des failles et autres discontinuités structurales, ainsi que la possible présence d'eau douce à plusieurs centaines de mètres de profondeur. Les résultats de ces études sont toutefois tributaires de la distribution spatiale et de la qualité des données disponibles. Afin d'obtenir un portrait fiable de l'environnement hydrogéologique profond dans la région d'intérêt, il est recommandé ici de compléter ces études par une série de forages scientifiques profonds de quelques centaines de mètres.

Ces forages viseraient à valider les interprétations tirées des données pétrolières et gazières, là où de telles données sont disponibles, et à compléter ces jeux de données là où aucun forage pétrolier et gazier n'est disponible. De tels forages scientifiques, réalisés à des endroits clés, seraient ainsi l'occasion d'acquérir une meilleure compréhension de la fracturation des aquifères rocheux peu à moyennement profonds et des mécanismes responsables de cette fracturation. Ces forages pourraient aussi permettre l'évaluation des propriétés hydrauliques de certains types de failles. Ces forages permettraient la prise de diagraphies, l'échantillonnage du roc, de l'eau et des gaz dissous, l'analyse chimique et isotopique des fluides, et la caractérisation hydraulique des aquifères rencontrés à des profondeurs rarement investiguées par les forages de prospection pour l'eau potable réalisés actuellement.

De tels forages seraient réalisés à des profondeurs variables d'une région à l'autre, en fonction de l'épaisseur des unités gréseuses ou silto-gréseuses rencontrées dans les formations de Bécancour et Pontgravé ainsi qu'au sommet de la Formation de Nicolet. Ces forages atteindraient des profondeurs de l'ordre de quelques centaines de mètres et pourraient traverser localement des intervalles surpressurisés. Pour cette raison les foreuses devront être équipées d'un dispositif anti-éruption.

10. Conclusions

Ce travail s'inscrit dans le cadre d'un effort de définition de l'environnement géologique de sous-surface en vue d'évaluer l'incidence environnementale potentielle, particulièrement en relation avec les eaux souterraines, de l'exploration et de l'exploitation éventuelle des ressources non-conventionnelles de gaz naturel présentes dans le Shale d'Utica des Basses-Terres du Saint-Laurent. L'emphase des travaux est mise sur la définition des relations stratigraphiques et structurales entre le Shale d'Utica et les aquifères rocheux situés près de la surface du sol. Cette connectivité est considérée comme étant le facteur pouvant avoir le plus d'incidence sur le risque potentiel de migration des fluides entre le Shale d'Utica et les aquifères de surface.

Trois modèles structuraux conceptuels ont été élaborés afin d'obtenir un portrait géologiquement représentatif du territoire visé par l'exploration pour le gaz de shale dans les Basses-Terres du Saint-Laurent. Chacun de ces modèles repose essentiellement sur l'interprétation de lignes sismiques choisies, sur les résultats des forages pétroliers et gaziers ainsi que sur les données géologiques de surface. L'emphase des travaux a été mise sur la représentation des relations stratigraphiques et structurales en profondeur, particulièrement entre le Shale d'Utica et les aquifères rocheux situés près de la surface du sol.

Dans l'ensemble, ces modèles présentent de nombreuses similarités entre eux et illustrent bien le contexte tectonostratigraphique général dans lequel s'inscrivent les problématiques des relations potentielles entre les aquifères superficiels et les fluides reliés à la possible exploitation du gaz naturel dans le Shale d'Utica. Les modèles donnent ainsi des informations sur la présence et la géométrie d'intervalles gréseux ou silto-gréseux présents dans la partie supérieure de la séquence sédimentaire (sommet de la Formation de Nicolet et unités sus-jacentes). Les modèles renseignent également sur la nature et la distribution des discontinuités structurales qui affectent localement la couverture au-dessus du Shale d'Utica. Ces discontinuités consistent essentiellement en des failles normales et des dykes mafiques (intrusions montérégiennes), les failles de chevauchement n'étant impliquées que dans la zone frontale des Appalaches.

En règle générale, la qualité moyenne des lignes sismiques disponibles et le faible contraste d'impédance acoustique qui caractérise les shale du Groupe de Lorraine font en sorte que l'extension verticale des discontinuités structurales identifiées au-dessus du Shale d'Utica est souvent difficile à observer, de même que l'extension latérale des intervalles gréseux ou silto-gréseux proches de la surface. Les modèles structuraux proposés ont donc été élaborés en tirant au mieux parti des différentes lignes

sismiques disponibles, dont ils représentent une synthèse qui se veut la plus réaliste et représentative possible : s'ils conviennent à un exercice de définition des conditions géologiques et hydrogéologiques régionales, de tels modèles conceptuels ne sauraient toutefois être utilisés pour localiser une faille ou une couche avec précision avant de réaliser un nouveau forage pour le gaz de shale.

L'élaboration des modèles structuraux a également été l'occasion d'un travail de revue (non exhaustive) des données pétrolières et gazières qui permettent de mieux apprécier la nature de l'aquifère rocheux. Ainsi il semble que les eaux de faible salinité se rencontrent généralement à moins de 200 m de profondeur. Bien que des indices soient documentés dans les shale de l'Utica et du Groupe de Lorraine lorsque ceux-ci affleurent, le long de l'axe du Fleuve Saint-Laurent, pour l'essentiel les indices les plus profonds sont documentés dans les roches du Groupe de Queenston. Dans un cas seulement, près de Québec, la présence d'eau faiblement salée est documentée à plus grande profondeur. Dans l'ensemble également, l'examen des caractéristiques lithologiques des roches des formations de Bécancour, Pontgravé et Nicolet révèle que ces unités comprennent des intervalles gréseux ou silto-gréseux en proportion décroissante vers le bas (ils sont inexistant à proximité du Shale d'Utica), et que ces grès sont généralement cimentés par de la calcite ou des oxydes de fer ce qui diminue d'autant leur potentiel aquifère. Bien qu'il s'agisse là d'une sommation d'observations plutôt que d'une démonstration, les données disponibles semblent bien supporter l'idée selon laquelle les aquifères d'eau douce dans la région d'étude correspondent généralement à un intervalle de roc fracturé profond de quelques dizaines de mètres au plus, sans connexion directe avec les unités plus profondes sauf dans le cas particulier de la présence de discontinuités structurales.

Au final, l'élaboration des modèles structuraux a permis de mettre en exergue un certain nombre de lacunes dans la connaissance du cadre tectonostratigraphique régional, des aquifères profonds et de l'intégrité de la couverture au-dessus du Shale d'Utica. Ces lacunes ne sont pas insurmontables et bon nombre d'entre elles pourraient être comblées rapidement à partir des données disponibles. Les principales recommandations en ce sens sont résumées ainsi :

Raffinement du modèle structural :

- Établir des critères lithostratigraphiques et pétrophysiques consensuels pour clarifier et homogénéiser les limites des unités sus-jacentes au Shale d'Utica (roches couverture).
- Raffiner la géométrie des relations structurales en procédant au retraitement des lignes sismiques pour lesquelles les données brutes sont disponibles.
- Développer des modèles structuraux en trois dimensions qui tiennent compte des contacts lithostratigraphiques révisés et de l'interprétation des lignes sismiques retraitées.

Définition des propriétés physiques des aquifères à partir des données pétrolières et gazières :

- Compiler et synthétiser les analyses de fluides (eau, gaz et pétrole) disponibles dans les rapports de fin de forage des puits pétroliers et gaziers.
- Analyser les carottes et les déblais de forages disponibles pour les unités sus-jacentes au Shale d'Utica (roches couvertures).

- Procéder à l'analyse des diagraphies disponibles afin de préciser, entre autres, la profondeur maximale à laquelle se rencontre l'eau douce.
- Examiner la possibilité technique de procéder à de nouveaux enregistrements diagraphiques, à travers le coffrage, dans les puits pétroliers et gaziers actuellement suspendus.

Vérification de l'intégrité de la couverture et connectivité avec les aquifères :

- Développer ou mettre en pratique des méthodes indirectes qui permettent de mettre en évidence l'existence d'une circulation de fluides depuis la sous-surface vers la surface.
- Identifier les intervalles qui peuvent agir comme barrière à la propagation des fractures naturelles ou artificielles au-dessus du Shale d'Utica.
- Établir les conditions permettant la réactivation des discontinuités structurales (failles, fractures et dykes) à l'échelle régionale, valider ce portrait à l'échelle locale avant toute opération sur le terrain et le vérifier en temps réel par un contrôle microsismique.

Réalisation de forages scientifiques :

- Procéder à une série de forages scientifiques profonds de quelques centaines de mètres afin de combler le hiatus qui existe entre les données hydrogéologiques peu profondes acquises au cours des campagnes des projets PACES et les données issues de l'industrie pétrolière et gazière pour de plus grandes profondeurs.
- Localiser ces nouveaux forages scientifiques de manière à valider les interprétations tirées des données pétrolières et gazières là où de telles données sont disponibles, et à compléter ces jeux de données là où aucun forage pétrolier et gazier n'est disponible.
- Concevoir le programme d'analyse de ces forages de manière à permettre la prise de diagraphies, l'échantillonnage du roc, de l'eau et des gaz dissous, l'analyse chimique et isotopique des fluides, et la caractérisation hydraulique des aquifères potentiels rencontrés.

Références

- Bédard, J. H., 1994. Mesozoic east North American alkaline magmatism : Part 1. Evolution of Monteregian lamprophyres, Québec, Canada. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, v. 58, p. 95-112.
- Belyea, H. R., 1959. Descriptions lithologiques et autres informations sur le puits Canadian Natural Gas No 4. SIGPEG, rapport 1917OA023-02, 17 p. Voir site internet <http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca>
- Berg, E. L., Gulliver, R., Lofthouse, J. H., 1972. Report of exploration activities on mineral exploration licence No 197. SIGPEG, rapport 1971YA000-15, 40 p. Voir site internet <http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca>
- Berkowitz, B., 2002. Characterizing flow and transport in fractured geological media: A review. *Advances in Water Resources*, v. 25 (8-12), p. 861-884.
- Beaulieu, J., Lajoie, J., Hubert, C., 1980. Provenance et modèle de dépôt de la Formation de la Rivière Nicolet; flysch taconique du domaine autochtone et du domaine externe des Appalaches du Québec. *Canadian Journal of Earth Sciences*, v. 17, p. 855-865.
- Campbell, D. A., Fife, J. S., McGregor, H., 1972. Vibroseis survey report of the nicolet area, party 850. SIGPEG, rapport 1972OA165-12, 13 p. Voir site internet <http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca>
- Castonguay, S., Dietrich, J., Shinduke, R., Laliberté, J.-Y., 2006. Nouveau regard sur l'architecture de la Plate-forme du Saint-Laurent et des Appalaches du sud du Québec par le retraitement des profils de sismique réflexion M-2001, M-2002 et M-2003. Commission Géologique du Canada, Dossier Public 5328, 19 p.
- Chalaron, E., Malo, M., 1998. Inversion de marge dans l'avant pays appalachien du Québec. *Comptes Rendus de l'Académie des Sciences, Série II*, v. 326, p. 181-186.
- Clark, T.H., 1955. Région de St-Jean-Beloeil. SIGEOM, rapport RG 66, 92 p.
- Clark, T.H., 1959. Log of Nicolet No 1. SIGPEG, rapport 1956OA037-11, 59 p. Voir site internet <http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca>
- Clark, T.H., 1964a. Région de Yamaska-Aston. SIGEOM, rapport RG 102, 208 p.
- Clark, T.H., 1964b. La région de Saint-Hyacinthe (moitié ouest). SIGEOM, rapport RG 101, 148 p.
- Clark, T.H., 1964c. Région d'Upton. SIGEOM, rapport RG 100, 39 p.
- Clark, T.H., Globensky, Y., 1973. Région de Portneuf et parties de St-Raymond et de Lyster, comtés de Portneuf et de Lotbinière. SIGEOM, rapport RG 148, 110 p.

Clark, T.H., Globensky, Y., 1976. Région de Trois-Rivières. SIGEOM, rapport RG 164, 87 p.

Clark, T.H., Globensky, Y., 1977. Région de Verchères. SIGEOM, rapport RG 190, 64 p.

Comeau, F.-A., Kirkwood, D., Malo, M., Asselin, E., Bertrand, R., 2004. Taconian mélanges in the parautochthonous zone of the Quebec Appalachians revisited : implications for foreland basin and thrust belt evolution. *Canadian Journal of Earth Sciences*, v. 41, p. 1473-1490.

Comeau, F.-A., Bédard, K., Malo, M., 2011. Lithostratigraphie standardisée du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent basée sur l'étude des diagraphies. Congrès annuel de l'Association pétrolière et gazière du Québec. Montréal, 24 au 25 octobre 2011. Voir site internet

http://chaireco2.ete.inrs.ca/sites/chaireco2.ete.inrs.ca/files/Comeau_et_al_APGQ2011.pdf

Comeau, F.-A., Bédard, K., Malo, M., 2012. Lithostratigraphie standardisée du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent basée sur l'étude des diagraphies. Rapport INRSCO2-2012-V1.4. Sous presse.

Corbett, K. P., Wormald, G., 2009. Molopo Canada Inc - Geophysical survey licence 2008ga009 - Report of geophysical operations - Reflection seismic acquisition - Richelieu River area, Quebec Lowlands. SIGPEG, rapport 2008YA009-01, 72 p. Voir site internet <http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca>

Crow, H., Ladeveze, P., Laurencelle, M., Benoit, N., Rivard, C., Lefebvre, R., sous presse. Downhole geophysical logging and preliminary analysis of bedrock structural data for groundwater applications in the Montérégie Est area, Québec. Commission Géologique du Canada, Dossier Public 7077.

Davies, R. J., Mathias, S. A., Moss, J., Hustoft, S., Newport, L., 2012. Hydraulic fractures: How far can they go ? *Marine and Petroleum Geology*, v. 37, p. 1-6.

Denis, C., 1985. Rapport de parachèvement avec diagraphie pour le puits SOQUIP- Lemaire et al Joly No 3. SIGPEG, rapport 1985OA202-05, 60 p. Voir site internet <http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca>

Eby, G. N., 1984. Montereian Hills I. Petrography, major and trace element chemistry, and strontium isotopic chemistry of the western intrusions : Mount Royal, St. Bruno, and Johnson. *Journal of Petrology*, v. 25, p. 421-452.

Elkins, L. E., 1975. Massive hydraulic fracturing design for the Potsdam sandstone of Quebec Province. SIGPEG, rapport 1963OA126-16, 14 p. Voir site internet <http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca>

Etemadi, M.R., 1991. Report on geophysical (vibroiseis) operations in the Québec Lowlands. SIGPEG, rapport 1990YA001-01, 34 p. Voir site internet <http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca>

Faure, S., Tremblay, A., Angelier, J., 1996a. Alleghanian paleostress reconstitution in the northern Appalachians : Intraplate deformation between Laurentia and Gondwana. *Geological Society of America Bulletin*, v. 108, p. 1467-1480.

Faure, S., Tremblay, A., Angelier, J., 1996b. State of intraplate stress and tectonism of northeastern America since Cretaceous times, with particular emphasis on the New England-Quebec igneous province. *Tectonophysics*, v. 255, p. 111-134.

Faure, S., Tremblay, A., Malo, M., 2004. Reconstitution of Taconian and Acadian paleostress regimes in the Quebec and northern New Brunswick Appalachians. *Canadian Journal of Earth Sciences*, v. 41, p. 619-634.

Faure, S., Tremblay, A., Malo, M., Angelier, J., 2006. Paleostress analysis of Atlantic crustal extension in the Quebec Appalachians. *The Journal of Geology*, v. 114, p. 435-448.

Globensky, Y., 1978. Région de Drummondville. SIGEOM, rapport RG 192, 107 p.

Globensky Y., 1987. Géologie des Basses-Terres du Saint-Laurent. Ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec, Mémoire 85-02, 70 p.

Globensky, Y., 1993. Lexique stratigraphique canadien - Région des Appalaches, des Basses-Terres du Saint-Laurent et des îles de la Madeleine. SIGEOM, rapport DV 91-23, 327 p.

Granger, B., 1974. Étude préliminaire sur les shales fracturés de la zone externe des Appalaches du Québec entre la Rivière Nicolet et la Ville de Québec, projet 2045 - rapport #5723. SIGPEG, rapport 1974TA000-10, 87 p. Voir site internet <http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca>

Granger, B., Leavy, D., Trempe, R., 1978. Rapport d'évaluation géophysique et géologique du puits SOQUIP et al Du Chêne #1 (Villerooy) – Septembre 1978 - Projet 2045 - Rapport #9688 (Contient des diagraphies). SIGPEG, rapport 1978OA187-06, 52 p. Voir site internet <http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca>

Green, C. A., Styles, P., Baptie, B. J., 2012. Preese Hall Shale Gas Fracturing review & recommendations for induced seismic mitigation. Department of Energy and Climate Change, United Kingdom, 26 p. Voir site internet <http://og.decc.gov.uk>

Konstantinovskaya, E. A., Rodriguez, D., Kirkwood, D., Harris, L. B., Thériault, R., 2009. Effects of Basement Structure, Sedimentation and Erosion on Thrust Wedge Geometry: An Example from the Quebec Appalachians and Analogue Models. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v. 57, p. 34-62.

Konstantinovskaya, E., Malo, M., Castillo, D. A., 2012. Present-day stress analysis of the St. Lawrence Lowlands sedimentary basin (Canada) and implications for caprock integrity during CO2 injection operations. *Tectonophysics*, v. 518-521, p. 119-137.

Laurencelle, M., Morin, R.H., Lefebvre, R., Rivard, C., Paradis, D., Lavoie, D., Benoît, N., Carrier, M.A., Beaudry, C., 2011. Initial characterization of fractures and hydraulic properties of a rock aquifer system, Montérégie Est, Quebec, Canada. *Geohydro2011*, Joint IAH-CNC, CANQUA and AHQ conference, Quebec City, Canada, August 28-31, 2011, 7 p.

Lavoie, D., Hamblin, A. P., Thériault, R., Beaulieu, J., Kirkwood, D., 2008. The Upper Ordovician Utica Shales and Lorraine Group flysch in southern Québec: Tectonostratigraphic setting and significance for unconventional gas. Geological Survey of Canada, Open File 5900, 56 p.

Larocque, M., Gélinas, Y., Hélie, J.-F., Lefebvre, R., Lemieux, J.-M., Pinti, D., Therrien, R., 2012. Proposition de travaux hydrogéologiques dans le cadre du plan de réalisation de l'étude environnementale stratégique sur les gaz de schiste – volet études spécifiques à l'eau souterraine. Demande de subvention au FQRNT, *Appui aux réseaux d'innovation*.

Matton, G., Rheault, M., Konstantinovskaya, E., Malo, M., 2011. Carte structurale des Basses terres du Saint-Laurent proposée par la télédétection et la géophysique. Congrès annuel de l'Association pétrolière et gazière du Québec. Montréal, 24 au 25 octobre 2011.

MRNF, 2008. Compilation pétrolière et gazière. Basses-Terres du Saint-Laurent et sud des Appalaches. Ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec, SIGPEG, carte AB_CE_250K_C. Voir site internet <http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca>

Pugin, A. J. M., Pullan, S. E., 2011. Seismic reflection surveying in regional hydrogeology: An example from the Montérégie region, Quebec. *Geohydro2011*, Joint IAH-CNC, CANQUA and AHQ conference, Quebec City, Canada, August 28-31, 2011, 6 p.

Rehan, A., Roy, S., 2007. Well logs for the well Gastem Intragaz, Joly No 4. SIGPEG, rapport 2007OA256-10, 6 plans. Voir site internet <http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca>

Rocher, M., Tremblay, A., Lavoie, D., Campeau, A., 2003. Brittle fault evolution of the Montréal area (St Lawrence Lowlands, Canada) : rift-related structural inheritance and tectonism approached by paleostress analysis. *Geological Magazine*, v. 140, p. 157-172.

Rodriguez, D., 2007. Structural geometry and stratigraphy of the St. Lawrence platform, Quebec, Canada. Mémoire de Maîtrise, Université Laval, Québec, Canada.

Roksandic, M., 1979. SOQUIP - SOQUIP et al Villeroy #2 et SOQUIP Ste-Françoise Romaine #1 – Interprétation comparative des données pendagemétriques et sismiques – Avril 1979 – Projet 2045 – Rapport #10242A. SIGPEG, rapport 1978OA190-03, 41 p. Voir site internet <http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca>

Roksandic, M., Theroux, R., Trempe, R., 1979. Rapport d'évaluation - AOQUIP St-Thomas d'Aquin No 1 - Juin 1979 - Projet 2045 - Rapport #10389. SIGPEG, rapport 1978OA189-05, 13 p. Voir site internet <http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca>

Séjourné, S., 2007. Caractérisation sismique et évolution structurale et diagénétique des écailles de carbonates imbriquées au front des Appalaches du sud du Québec. Thèse doctorale, INRS-ETE, Québec, Canada, 320 p.

Séjourné, S., Malo, M., 2007. Pre-, syn- and post-imbrication deformation of carbonate slices along the southern Quebec Appalachian front – Implications for hydrocarbon exploration. *Canadian Journal of Earth Sciences*, v. 44, p. 543-564.

Séjourné, S., Dietrich, J., Malo, M., 2003. Seismic characterization of the structural front of southern Quebec Appalachians. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v. 51, p. 29-44.

Séjourné, S., Malet, X., Lefebvre, R., 2012. Synthèse hydrogéologique du Shale d'Utica et des unités sus-jacentes (Lorraine, Queenston et dépôts meubles). INRS-ETE, rapport de recherche I292. Rapport soumis à la Commission Géologique du Canada et le Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, 98 p.

SIGEOM, 2012. Système d'information géominère. Ministère des Ressources naturelles et de la Faune. Voir site internet <http://sigeom.mrnf.gouv.qc.ca>

SIGPEG, 2010. Zone avec Potentiel de Gaz de Schiste dans les Basses-Terres du Saint-Laurent. Carte (pdf), série Compilation pétrolière et gazière, 1/500 000e. Voir site internet <http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca>

SIGPEG, 2012. Système d'Information Géoscientifique Pétrolier et Gazier. Direction du bureau des hydrocarbures, Ministère des Ressources naturelles et de la Faune. Voir site internet <http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca>

SOQUIP, 1984a. Carte structurale du Trenton autochtone, marqueur bleu. SIGEOM, rapport DP 84-31.

SOQUIP, 1984b. Carte structurale du socle (Basses-Terres du Saint-Laurent). SIGEOM, rapport DP 84-32.

St-Julien, P., Hubert, C., 1975. Evolution of the Taconian orogen in the Quebec Appalachians. *American Journal of Science*, v. 275A, p. 337-362.

Thériault, R., 2012a. Caractérisation du Shale d'Utica et du Groupe de Lorraine, Basses-Terres du Saint-Laurent - Partie 2 : Interprétation géologique. Ministère des Ressources naturelles et de la Faune, SIGEOM, DV 2012-04, 80 p.

Thériault, R., 2012b. Caractérisation du Shale d'Utica et du Groupe de Lorraine, Basses-Terres du Saint-Laurent - Partie 1 : Compilation des données. Ministère des Ressources naturelles et de la Faune, SIGEOM, DV 2012-03, 212 p.

Vincent, M.C., 2009. Examining Our Assumptions -- Have Oversimplifications Jeopardized Our Ability to Design Optimal Fracture Treatments ? SPE 119143-MS, SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 19-21 January 2009, The Woodlands, Texas, 51 p.

Wallach, J., Chagnon, J.-Y., 1990. The occurrence of pop-ups in the Québec City area. *Canadian Journal of Earth Sciences*, v. 27, p. 698-701.

Warpinski, N. R., Waltman, C. K., Du, J., Ma, Q., 2009. Anisotropy affects in microseismic monitoring. SPE 124208-MS, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 4-7 October 2009, New Orleans, Louisiana, 15 p.