



COMMISSION GÉOLOGIQUE DU CANADA

DOSSIER PUBLIC 7338

**Synthèse géologique et hydrogéologique
du Shale d'Utica et des unités sus-jacentes
(Lorraine, Queenston et dépôts meubles),
Basses-Terres du Saint-Laurent, Québec**

S. Séjourné, R. Lefebvre, X. Malet, et D. Lavoie

2013



**Ressources naturelles
Canada**

**Natural Resources
Canada**

Canada



**COMMISSION GÉOLOGIQUE DU CANADA
DOSSIER PUBLIC 7338**

**Synthèse géologique et hydrogéologique du Shale d'Utica
et des unités sus-jacentes (Lorraine, Queenston et dépôts
meubles), Basses-Terres du Saint-Laurent, Québec**

S. Séjourné¹, R. Lefebvre², X. Malet² et D. Lavoie³

¹ Consultant, 5725 rue Jeanne-Mance, Montréal, QC H2V 4K7

² Centre Eau-Terre-Environnement, Institut National de la Recherche Scientifique (INRS), 490 de la Couronne, Québec, QC G1K 9A9

³ Commission Géologique du Canada (Québec), 490 de la Couronne, Québec, QC G1K 9A9

2013

doi:10.4095/292430

©Sa Majesté la Reine du Canada 2013

On peut télécharger cette publication gratuitement à partir de GEOSCAN (<http://geoscan.sst.mcan.gc.ca/>).

Citation recommandée

Séjourné, S., Lefebvre, R., Malet, X., et Lavoie, D., 2013. Synthèse géologique et hydrogéologique du Shale d'Utica et des unités sus-jacentes (Lorraine, Queenston et dépôts meubles), Basses-Terres du Saint-Laurent, Québec; Commission géologique du Canada, Dossier Public 7338, 165 p. doi:10.4095/292430

Les publications dans cette série ne sont pas éditées, elles sont publiées telles que soumises par les auteurs.

Table des matières

- Table des matières..... i
- Liste des tableauxiv
- Liste des figuresv
- Liste des annexesvi
- Résumé..... 1
- 1. Introduction 6
 - 1.1. Principaux objectifs 6
 - 1.2 Portée et limitations des données compilées..... 7
 - 1.3 Zone d'intérêt 7
 - 1.4 Sources d'information 7
- 2. Synthèse des données géologiques 10
 - 2.1 Cadre structural 10
 - 2.1.1 Cadre structural général 10
 - 2.1.2 Données géophysiques générales 13
 - 2.1.3 Études structurales régionales et semi-régionales..... 14
 - 2.1.4 Données de forages 15
 - 2.2 Relations stratigraphiques..... 16
 - 2.3 Régions d'intérêt pour le gaz de shale 19
 - 2.4 Profondeur et épaisseur des unités 21
 - 2.5 Assemblages lithologiques et propriétés chimiques..... 25
 - 2.5.1 Lithologie 25
 - 2.5.2 Composition minéralogique..... 27
 - 2.5.3 Composition élémentaire 29
 - 2.6 Diagraphies et carottes 30
 - 2.6.1 Diagraphies des dépôts meubles 30
 - 2.6.2 Diagraphies du roc..... 31

2.6.3 Carottes.....	35
2.7 Propriétés physiques du roc	37
2.7.1 Pression.....	37
2.7.2 Température	40
2.7.3 Porosité, perméabilité et saturation	41
3. Modèles structuraux conceptuels	43
3.1 Méthodologie	44
3.2 Disponibilité des données et limitations des modèles.....	46
3.2.1 Distribution et disponibilité des lignes sismiques	46
3.2.2 Qualité des lignes sismiques	47
3.2.3 Structures documentées mais non reportées dans les modèles	51
3.2.4 Données de forages.....	51
3.2.5 Expression sismique des unités stratigraphiques.....	52
3.3 Style structural général observé dans l'ensemble des corridors	52
3.3.1 Domaine autochtone	52
3.3.2 Domaine parautochtone.....	53
3.3.3 Domaine allochtone	54
3.4 Spécificités et représentativité des modèles structuraux	55
3.4.1 Spécificités du corridor A	55
3.4.2 Spécificités du corridor B	64
3.4.3 Spécificités du corridor C	74
3.4.4 Représentativité des modèles.....	83
4. Synthèse des données hydrogéologiques	87
4.1 Description et avancement des projets de caractérisation régionale	87
4.1.1 Travaux historiques dans les années 1960, 1970 et 1980	87
4.1.2 Travaux de 1995 à 2008.....	93
4.1.3 Travaux du PACES à partir de 2009	96
4.1.4 Information hydrogéologique disponible dans la zone d'intérêt.....	97
4.2 Forages pour l'eau.....	103
4.3 Indices et analyses de gaz et pétrole.....	104
4.3.1 Dépôts meubles.....	104
4.3.2 Roc.....	106

4.4 Indices et analyses d'eau	108
4.4.1 Dépôts meubles.....	108
4.4.2 Roc.....	109
4.4.3 Salinité	111
5. Synthèse des données.....	113
5.1 Synthèse par bassin versant	113
5.2 Synthèse par projet PACES	113
5.3 Lacunes géographiques	116
5.4 Lacunes thématiques	118
5.5 Mise en évidence des aquifères profonds potentiels	119
5.6 Intégrité de la couverture du Shale d'Utica	122
5.6.1 Qualité intrinsèque de la couverture	122
5.6.2 Possibilité de connexion par le biais des discontinuités structurales.....	123
5.6.3 Réactivation des discontinuités et mise en connexion avec des fractures induites	124
6. Recommandations	126
6.1 Perfectionnement du modèle tectonostratigraphique	126
6.2 Définition des propriétés physiques des aquifères à partir des données pétrolières et gazières...	127
6.3 Intégrité de la couverture et connexion avec les aquifères	128
6.4 Réalisation de forages scientifiques.....	130
7. Conclusions.....	131
Remerciements.....	136
Références.....	137

Liste des tableaux

Tableau 1 : Principales sources d'information provenant du MRN.....	9
Tableau 2 : Principales sources d'information d'origine universitaire.	9
Tableau 3 : Puits comportant des analyses minéralogiques par diffraction des rayons X.....	29
Tableau 4 : Unités stratigraphiques couvertes à plus 90% par une ou plusieurs diagraphies.	33
Tableau 5 : Diagraphies disponibles pour le Groupe de Queenston selon la base de données SIGPEG. ...	34
Tableau 6 : Unités stratigraphiques comportant des carottes.....	36
Tableau 7 : Synthèse des gradients de pression.....	39
Tableau 8 : Synthèse des propriétés pétrophysiques pour le Shale d'Utica et le Groupe de Lorraine.	42
Tableau 9 : Inventaire des lignes sismiques utilisées pour la réalisation du modèle structural du corridor A.....	55
Tableau 10 : Résumé des principales caractéristiques du corridor A.	60
Tableau 11 : Inventaire des lignes sismiques utilisées pour la réalisation du modèle structural du corridor B.....	65
Tableau 12 : Résumé des principales caractéristiques du corridor B.	70
Tableau 13 : Inventaire des lignes sismiques utilisées pour la réalisation du modèle structural du corridor C.....	75
Tableau 14 : Résumé des principales caractéristiques du corridor C.	80
Tableau 15 : Sommaire des projets de cartographie des aquifères du Québec réalisés ou entrepris de 1995 à 2012.	90
Tableau 16 : Liste des produits livrables dans le cadre des projets PACES (MDDEP, 2011).	99
Tableau 17 : Inventaire des indices et analyses de pétrole documentés dans le Shale d'Utica et le Groupe de Lorraine.	108
Tableau 18 : Inventaire des puits profonds pour lesquels des indices d'eau douce et d'eau salée sont rapportés.....	112
Tableau 19 : Synthèse des principaux jeux de données disponibles pour chaque bassin versant.....	115
Tableau 20 : Synthèse des principaux jeux de données disponibles pour des projets PACES en cours ou à débiter.....	116
Tableau 21 : Inventaire des forages pétroliers et gaziers réalisés ou prévus dans la zone d'intérêt et pour lesquels les données demeurent encore confidentielles à la date de rédaction du dossier.	118

Liste des figures

Figure 1 : Zone ayant un potentiel pour le gaz de shale (SIGPEG, 2010).....	8
Figure 2 : Cadre tectonostratigraphique général du sud du Québec.	11
Figure 3 : Ligne sismique M-2002 interprétée par Castonguay et al. (2006).	12
Figure 4 : Couverture sismique de la zone d'intérêt.....	14
Figure 5 : Carte de localisation des affleurements rocheux.....	16
Figure 6 : Carte géologique régionale adaptée de MRNF (2008).	17
Figure 7 : Carte de synthèse de la zone ayant un potentiel pour le gaz de shale.	20
Figure 8 : Carte de localisation des puits forés pour l'eau (MDDEP, 2012).	22
Figure 9 : Carte de localisation des puits forés pour le pétrole et le gaz naturel (SIGPEG, 2012).	23
Figure 10 : Diagraphies et stratigraphie du puits A167, illustrant les incohérences dans les profondeurs rapportées pour différentes unités.	24
Figure 11 : Localisation des puits avec des analyses minéralogiques par diffraction des rayons X.	28
Figure 12 : Carte de localisation des puits comportant des diagraphies.	31
Figure 13 : Carte de localisation des puits carottés dans le Shale d'Utica et les unités sus-jacentes.	36
Figure 14 : Carte de localisation des puits comportant des résultats d'essais aux tiges ou d'essais de production.....	38
Figure 15 : Carte de localisation générale des coupes des modèles structuraux.....	44
Figure 16 : Carte de localisation des lignes sismiques interprétées dans le cadre de ce rapport.	47
Figure 17 : Comparaison entre les versions additionnée (A) et migrée (B) pour la ligne BHP-90-100S.	49
Figure 18 : Comparaison entre les versions additionnée (A) et migrée (B) pour la ligne 76-106.	50
Figure 19 : Carte de localisation des lignes sismiques interprétées et des puits examinés pour élaborer le modèle structural du corridor A.	56
Figure 20 : Géologie de surface du corridor A.....	57
Figure 21 : Carte structurale pour le corridor A.	58
Figure 22 : Modèle structural conceptuel élaboré pour le corridor A.....	59
Figure 23 : Section de la ligne sismique 78-824 entre les points de tir 356 et 440.	62
Figure 24 : Section du puits A256 entre 660 et 730 m (Shale d'Utica parautochtone).	63
Figure 25 : Carte de localisation des lignes sismiques interprétées et des puits examinés pour élaborer le modèle structural du corridor B.	66
Figure 26 : Géologie du socle rocheux près de la surface du corridor B.....	67
Figure 27 : Carte structurale pour le corridor B.	68
Figure 28 : Modèle structural conceptuel élaboré pour le corridor B.....	69
Figure 29 : Ligne sismique LSP-2 entre les points de tir 7 et 55.	72

Figure 30 : Carte de localisation des lignes sismiques interprétées et des puits examinés pour élaborer le modèle structural du corridor C.	76
Figure 31 : Géologie de surface du corridor C.	77
Figure 32 : Carte structurale pour le corridor C.	78
Figure 33 : Modèle structural conceptuel élaboré pour le corridor C.	79
Figure 34 : Section de la ligne sismique 5Q-118 entre les points de tir 453 et 330.	82
Figure 35 : Dérivée seconde du levé aéromagnétique régional du MRN.	85
Figure 36 : Détail de la dérivée seconde du levé aéromagnétique régional du MRN dans la région du corridor structural C.	86
Figure 37 : Carte de localisation des projets de cartographie des aquifères entrepris entre 1995 et 2012.	89
Figure 38 : Projets de cartographie hydrogéologique dans la zone d'intérêt.	101
Figure 39 : Carte de localisation des indices de gaz et pétrole dans les dépôts meubles.	105
Figure 40 : Carte de localisation des indices et analyses de gaz et pétrole dans le roc.	107
Figure 41 : Carte de localisation des indices et analyses d'eau dans les puits forés pour le pétrole et le gaz naturel (SIGPEG, 2012) et dans les puits forés pour l'eau (SIGEOM, 2012).	109
Figure 42 : Carte de localisation des indices (SIGPEG, 2012) et analyses (SIGEOM, 2012; SIGPEG, 2012) d'eau dans le roc.	110
Figure 43 : Carte de localisation des bassins versants sous la responsabilité d'un OBV.	114

Liste des annexes

Annexe 1 : Modèles structuraux conceptuels complétant la synthèse hydrogéologique du Shale d'Utica et des unités sus-jacentes (Lorraine et Queenston)

Résumé

Le présent travail a été initié dans le cadre d'un mandat donné à l'INRS-ETE par la Commission géologique du Canada (CGC) et le Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs du Québec (MDDEFP). Ce rapport constitue le produit initial d'un projet de recherche de quatre ans du secteur des Sciences de la Terre de Ressources Naturelles du Canada portant sur l'évaluation de l'intégrité géologique des roches en couverture au-dessus des unités de shales à potentiel gazier de l'est canadien (Québec, Nouveau-Brunswick et Nouvelle-Écosse). Le mandat initial au Québec impliquait la production d'une synthèse des connaissances et des données publiques disponibles sur le Shale d'Utica et les unités sus-jacentes, sédiments quaternaires inclus, dans les Basses-Terres du Saint-Laurent. L'objectif de cette synthèse est de supporter et orienter des travaux futurs destinés à évaluer le degré d'imperméabilité géologique des successions rocheuses entre les shales cibles pour l'exploitation du gaz de shale et les aquifères peu profonds, dans les dépôts meubles ou le roc fracturé. Cette synthèse doit notamment permettre de faire ressortir des régions ou des types de données pour lesquelles il y a peu d'information, guidant ainsi le choix de travaux futurs de recherche scientifique sur la problématique des gaz de shale au Québec.

Des modèles structuraux conceptuels ont également 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, particulièrement entre le Shale d'Utica et les aquifères rocheux situés près de la surface du sol.

Dans cette optique, le document est divisé en trois sections. La première section, géologique, met en contexte le Shale d'Utica et les groupes de Lorraine et de Queenston sus-jacents dans les Basses-Terres du Saint-Laurent, présentant les relations tectoniques et stratigraphiques d'importance pour la présente étude. Cette section s'attarde ensuite aux propriétés physiques et chimiques des différentes unités. Les principales sources de données consultées pour la géologie proviennent du Ministère des Ressources naturelles du Québec (MRN) et ont été fournies par la Chaire de recherche sur la séquestration géologique du dioxyde de carbone (CO₂) du Centre Eau Terre Environnement de l'Institut national de la recherche scientifique (INRS-ETE). La seconde section, à caractère géologique également, présente les modèles structuraux élaborés ainsi que la méthodologie retenue. Enfin la troisième section, hydrogéologique, documente l'état d'avancement des Programmes d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines du Québec (PACES) ainsi que les données disponibles pour caractériser l'environnement hydrogéologique peu profond (dépôts meubles et roc fracturé) et profond (roc). Les principales sources de données consultées pour l'hydrogéologie proviennent du MDDEFP ainsi que du Groupe de recherche interuniversitaire sur les eaux souterraines (GRIES) qui a réalisé des projets PACES dans diverses régions du Québec. Un premier rapport comprenant la première et la dernière section a

déjà été soumis à la CGC et au MDDEFP au printemps 2012 et mis en ligne par le Comité de l'évaluation environnementale stratégique (ÉES) sur le gaz de schiste (Séjourné et al., 2012). La version proposée ici a été mise à jour pour tenir compte des nouvelles données disponibles. La seconde section (modèles structuraux) est inédite.

La zone d'intérêt pour le gaz de shale, telle que définie par le MRN, s'étend à travers les Basses-Terres du Saint-Laurent de part et d'autre du fleuve Saint-Laurent, de Québec à Montréal jusqu'à la baie Missisquoi du lac Champlain. L'examen des données géologiques de surface et de sous-surface indique qu'il est toutefois possible de restreindre cette zone, en particulier sur ses bordures ouest et nord-ouest, et que l'essentiel de l'effort de caractérisation géologique et hydrogéologique devrait porter sur la rive sud du fleuve Saint-Laurent, le long d'un axe qui s'étire sur 250 km environ depuis la ville de Québec jusqu'au lac Champlain et qui s'élargit vers le sud-ouest, passant de 20 km de large dans la région de Québec à environ 60 km de large entre le lac Saint-Pierre et le lac Champlain.

Dans l'ensemble, les modèles structuraux proposés ici 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 montréalaises), les failles de chevauchement n'étant impliquées que dans la zone frontale des Appalaches.

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 de salinité 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, la majorité des 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.

La synthèse géologique et hydrogéologique réalisée ici démontre qu'il n'existe pas de réelle lacune géographique dans la couverture des données déjà disponibles (géologie et forages pétroliers et gaziers) ou qui seront disponibles au terme des Programmes d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines du Québec (PACES) actuellement en cours. Les projets PACES couvrent en effet l'ensemble de la rive sud du fleuve Saint-Laurent à l'intérieur de la zone d'intérêt. Quant aux données géologiques de sous-surface, elles demeurent certes plus lacunaires dans le secteur sud-est, qui correspond au domaine appalachien, mais cette région ne paraît pas représenter un intérêt immédiat pour l'exploration – et *a fortiori* l'exploitation – du gaz de shale.

Plusieurs lacunes de nature thématique sont en revanche mises en lumière, notamment en ce qui a trait au cadre tectonostratigraphique régional, aux propriétés physiques et chimiques de l'environnement hydrogéologique profond, et à l'intégrité de la couverture au-dessus du Shale d'Utica. Si les principales caractéristiques des aquifères proches de la surface – dépôts meubles et roc fracturé peu profond – sont ou seront bien documentées grâce aux efforts de cartographie des aquifères initiés dans les années 1960 et qui culminent avec la réalisation des projets PACES en cours (compilation des données existantes, travaux de terrain et modélisation), la caractérisation de l'environnement hydrogéologique profond ne pourra être approchée que par l'intermédiaire des données disponibles pour les puits d'exploration pétrolière et gazière déjà forés. Une revue de détail de ces données géologiques a été réalisée afin d'orienter et de faciliter le travail d'intégration avec les données hydrogéologiques peu profondes. En particulier, le cadre tectonostratigraphique, la disponibilité des enregistrements diagraphiques et des carottes, ainsi que les propriétés physiques et chimiques du roc (composition minéralogique, pression, température, porosité et perméabilité notamment) font ici l'objet d'une synthèse détaillée. Ce travail de compilation s'accompagne d'un recensement des informations disponibles sur la nature des fluides documentés dans le roc et les dépôts meubles à partir des forages pétroliers et gazier, en particulier les indices et analyses d'eau, de gaz et de pétrole.

Une grande partie des lacunes thématiques identifiées pourraient être comblées en tirant parti des données géologiques publiques inventoriées dans le présent rapport, au moins à une échelle semi-quantitative ou semi-régionale. La variabilité géologique naturelle, la répartition des lignes sismiques et des forages pétroliers et gaziers, de même que la nature et la qualité variables des données publiées pour ces forages, ne permettent cependant pas d'espérer caractériser l'environnement hydrogéologique profond avec le même degré de finesse que celui obtenu pour les dépôts meubles et le roc fracturé peu profond.

Les principales recommandations en ce sens sont résumées ainsi sous quatre thèmes :

1. Perfectionnement du modèle stratigraphique et structural :

- Établir des critères lithostratigraphiques et pétrophysiques consensuels pour clarifier et homogénéiser les limites des unités sus-jacentes au Shale d'Utica (roches couvertures) et pour développer un cadre stratigraphique séquentiel régional. 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 flyschs du Groupe de Lorraine.
- 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 profonds 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, calcareux 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 connexion 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 de certains types de diagraphies (température, acoustique et micro-résistivité notamment) qui permet de caractériser la nature et le degré de fracturation naturelle des roches, 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.

- Examiner l'effet de la circulation des fluides de fracturation sur la possible conductivité hydraulique des discontinuités structurales existantes selon des modèles d'interaction fluide-roche statique et dynamique (système ouvert et fermé), établir le rythme et le degré selon lesquels les fractures vont se refermer sous l'effet des gradients de pression naturels après que l'injection soit terminée (périodes de reflux, de production et d'abandon), et dans le cas d'un système ouvert, établir la vitesse à laquelle les fractures seront cimentées par précipitation des éléments dissous.
- 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 MDDEFP – 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

1. Introduction

1.1. Principaux objectifs

Le présent travail a été initié dans le cadre d'un mandat donné à l'INRS-ETE par la Commission géologique du Canada (CGC) et le Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs (MDDEFP) du Québec. Ce rapport constitue le produit initial d'un projet de recherche de 4 ans du secteur des Sciences de la Terre de Ressources Naturelles du Canada portant sur l'évaluation de l'intégrité géologique des roches en couverture au-dessus des unités de shales à potentiel gazier de l'est canadien (Québec, Nouveau-Brunswick et Nouvelle-Écosse). Dans deux autres provinces de l'est du Canada, une base de données géoréférencées est disponible en relation avec ce projet (Brake et al., 2013). Le mandat initial au Québec impliquait la production d'une synthèse des connaissances et des données publiques disponibles sur le Shale d'Utica et les unités sus-jacentes, sédiments quaternaires inclus, dans les Basses-Terres du Saint-Laurent. L'objectif de cette synthèse est de supporter et orienter des travaux futurs destinés à évaluer le degré d'imperméabilité géologique des successions rocheuses entre les shales cibles pour l'exploitation du gaz de shale et les aquifères peu profonds, dans les dépôts meubles ou le roc fracturé. Cette synthèse doit notamment permettre de faire ressortir des régions ou des types de données pour lesquelles il y a peu d'information, guidant ainsi le choix de travaux futurs de recherche scientifique sur la problématique des gaz de shale au Québec.

Durant la rédaction de cette synthèse, il est apparu évident que l'inventaire des données géologiques et hydrogéologiques bénéficierait grandement de la réalisation d'une série de modèles structuraux conceptuels destinés à illustrer, et au besoin à mieux définir, les conditions stratigraphiques et structurales, particulièrement entre le Shale d'Utica et les aquifères rocheux situés près de la surface du sol.

Dans cette optique, le rapport est divisé en trois sections. La première section, à caractère essentiellement géologique, met tout d'abord en contexte le Shale d'Utica et les unités sus-jacentes dans les Basses-Terres du Saint-Laurent, présentant sommairement les relations stratigraphiques et tectoniques d'importance pour la présente étude. Elle s'attarde ensuite aux propriétés physiques et chimiques des différentes unités. La deuxième section, à caractère géologique également, présente les modèles structuraux élaborés ainsi que la méthodologie retenue. Les modèles sont également rassemblés et présentés ensemble en annexe. Enfin, la troisième section, hydrogéologique, documente l'état d'avancement des projets réalisés dans le cadre du Programmes d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines du Québec (PACES) ainsi que les données disponibles pour caractériser l'environnement hydrogéologique peu profond (dépôts meubles et roc fracturé) et profond (roc). Un premier rapport comprenant la première et la dernière section a déjà été soumis à la CGC et au MDDEFP au printemps 2012 et mis en ligne par le MDDEFP (Séjourné et al., 2012). La version proposée ici a été mise à jour pour tenir compte des nouvelles données disponibles. La seconde section (modèles structuraux) est inédite.

1.2 Portée et limitations des données compilées

L'étude se restreint à l'inventaire et à la synthèse des données publiques disponibles pour le Shale d'Utica et les unités sus-jacentes, dépôts meubles inclus. Les jeux de données pour lesquels il faut acquitter des frais et dont les auteurs ont tiré les informations compilées dans ce rapport ne sont pas retranscrits *in extenso*. Enfin, les données d'ordre géotechnique (excavations, géothermie) n'ont pas été consultées.

L'étude se base sur des jeux de données publiés à des dates différentes, certains pouvant être sujets à évolution après avoir été transmis aux auteurs. Dans la mesure du possible, une vérification a été faite pour s'assurer que de nouvelles données ou de nouveaux éléments ne sont pas apparus après la transmission initiale des données, et le cas échéant les informations ont été complétées.

Par ailleurs, les informations à caractère géologique n'ont encore jamais fait l'objet d'une revue de synthèse contrairement aux données hydrogéologiques, qui seront pour l'essentiel synthétisées dans les rapports d'étape et finaux des projets PACES. En conséquence, une attention particulière a été consacrée dans ce rapport à l'identification et la synthèse des jeux de données à caractère géologique.

1.3 Zone d'intérêt

Une zone ayant un potentiel pour le gaz de shale a été définie par le MRN en 2010 sur la base des limites de permis d'exploration pour le pétrole et le gaz naturel en vigueur à l'époque (SIGPEG, 2010). C'est cette zone qui a été retenue pour la présente étude, même s'il est possible de resserrer quelque peu la zone d'intérêt sur la base d'arguments géologiques, tel qu'il sera discuté dans la section 2.3.

Comme le montre la figure 1, cette zone recouvre l'essentiel de la région géologique dite des Basses-Terres du Saint-Laurent et s'étend de la ville de Québec jusqu'à Montréal et la frontière avec les États-Unis, occupant une superficie d'environ 20 570 km².

1.4 Sources d'information

Les principales sources d'information utilisées proviennent du Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs (MDDEFP) et du Ministère des Ressources naturelles (MRN) du Québec. Les données en provenance du MDDEFP (tableau 16, section 4.1.4) portent essentiellement sur les projets de cartographie hydrogéologique réalisés avant ou dans le cadre du Programme d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines du Québec (PACES) (MDDEP, 2008a et 2011) et sur les puits forés pour l'approvisionnement en eau (Système d'information hydrogéologique, SIH; MDDEP, 2012).

Les jeux de données issus du MRN (tableau 1) peuvent être divisés en deux catégories principales, soit les données pétrolières et gazières (Système d'information géoscientifique pétrolier et gazier, SIGPEG, 2012) et les informations d'ordre géologique général et du domaine minier (Système d'information

géominière, SIGEOM, 2012). Il est à noter que l'essentiel des données SIGPEG utilisées dans ce rapport a été fourni par la Chaire de recherche sur la séquestration géologique du dioxyde de carbone (CO₂) du Centre Eau Terre Environnement de l'INRS.

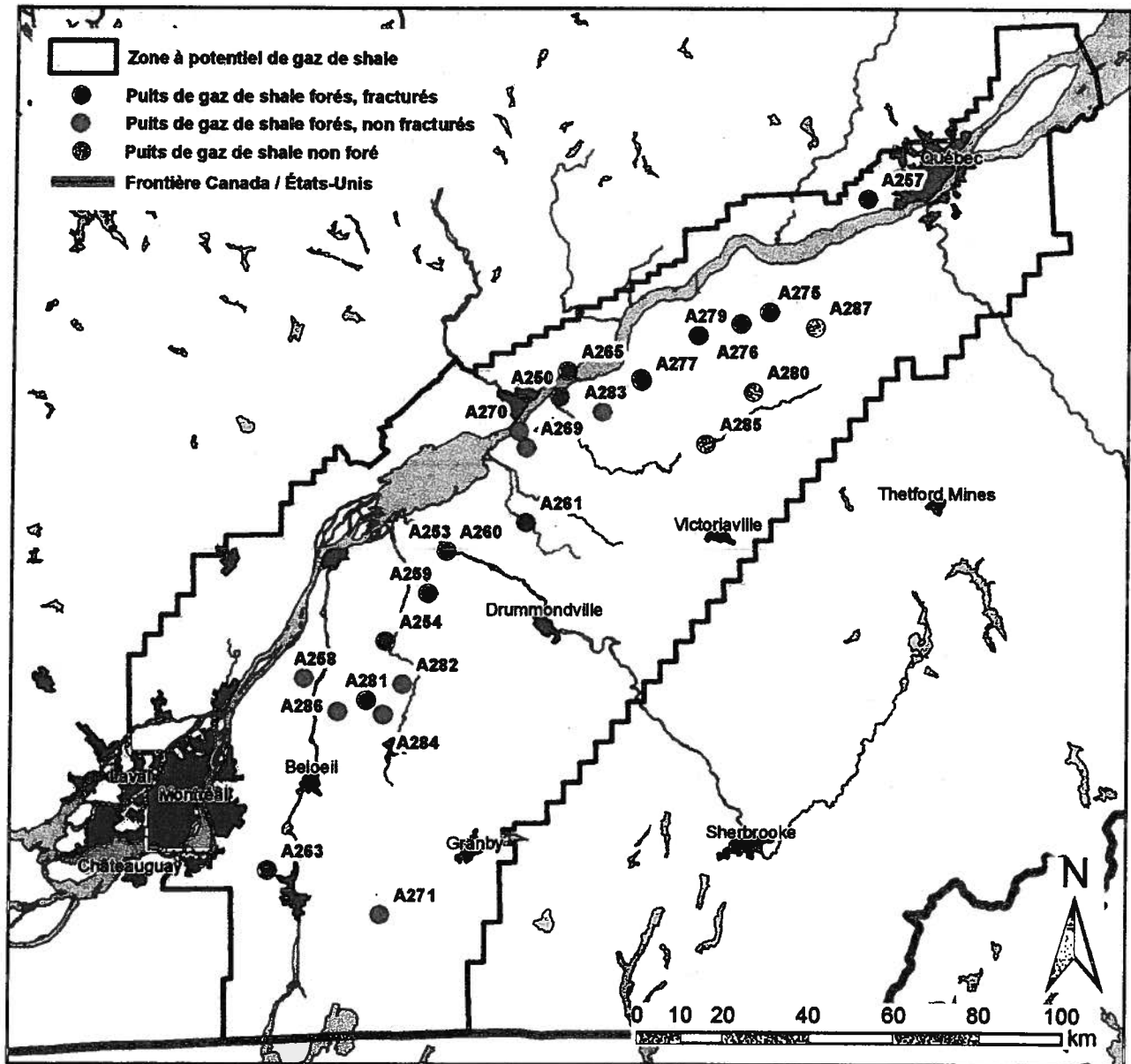


Figure 1 : Zone ayant un potentiel pour le gaz de shale (SIGPEG, 2010).

La carte montre aussi les localisations des puits de gaz de shale. La zone à potentiel pour le gaz de shale correspond à la zone d'intérêt du présent rapport.

Tableau 1 : Principales sources d'information provenant du MRN.

SIGPEG - Système d'information géoscientifique pétrolier et gazier
Base de données des puits pétroliers et gaziers (*)
Rapports de forage et diagraphies (*)
Rapports d'activité (géologie pétrolière et géophysique)
Historique des activités de forage et de complétion depuis 2008
Levés géophysiques Lignes sismiques 2D Levé aéromagnétique haute résolution
Données cartographiques Délimitation de la zone d'intérêt pour le Shale d'Utica Localisation des forages pétroliers et gaziers Localisation des lignes sismiques Compilation géologique de surface Interprétation des failles normales en sous-surface
SIGEOM - Système d'information géominier
Documents Examine et levés Rapports géologiques
Données géoréférencées Géologie Géochimie

(*) : Les informations relatives aux forages pétroliers et gaziers sont maintenues confidentielles pour une période de deux ans après dépôt des données auprès du MRN. Les puits considérés dans le cadre de cette étude sont donc les puits des séries A, AZ, B et BZ portant respectivement les numéros A001 à A274, AZ01 à AZ69, B001 à B306 et BZ01 à BZ20.

Ces bases de données sont complétées par diverses sources d'information (tableau 2) d'origine essentiellement universitaire, en provenance notamment du Groupe de recherche interuniversitaire sur les eaux souterraines (GRIES) et de la Chaire de recherche sur la séquestration géologique du dioxyde de carbone (INRS-ETE). Enfin, des publications scientifiques avec ou sans comité de lecture ont également été consultées.

Tableau 2 : Principales sources d'information d'origine universitaire.

GRIES - Groupe de recherche interuniversitaire sur les eaux souterraines
Couverture cartographique des projets PACES en cours et soumis (les données de ces projets seront diffusées par le MDDEFP à partir de l'automne 2013)
INRS-ETE - Chaire de recherche sur la séquestration géologique du dioxyde de carbone
Interprétation des contacts stratigraphiques dans les puits pétroliers et gaziers

2. Synthèse des données géologiques

2.1 Cadre structural

2.1.1 Cadre structural général

L'évolution du cadre tectonostratigraphique général des séries sédimentaires paléozoïques 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 2) qui consiste 1) en un socle grenvillien, surmonté par 2) la plate-forme et les flyschs 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 flyschs imbriquées et chevauchées au cours de l'orogénie taconienne. Ces études régionales et semi-régionales sont documentées dans la section 2.1.3. 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 presque pas été modifié 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).

La figure 3 représente une coupe structurale perpendiculaire au grain structural régional, élaborée à partir de la ligne sismique régionale M-2002 (Castonguay et al., 2006). Cette coupe illustre la géométrie en sous-surface des séries sédimentaires de la plate-forme autochtone (dominée par un style structural en extension dans les carbonates et en contraction dans les flyschs sus-jacents) et de la zone de failles imbriquées parautochtone (géométrie dominée par un style structural en contraction). L'unité représentée en brun-jaune dans la figure 3 correspond au Shale d'Utica. Cette coupe révèle notamment que le Shale d'Utica est présent non-seulement dans la plate-forme autochtone de part et d'autre de la Ligne de Logan, mais aussi dans la zone de failles imbriquées sous le domaine appalachien.

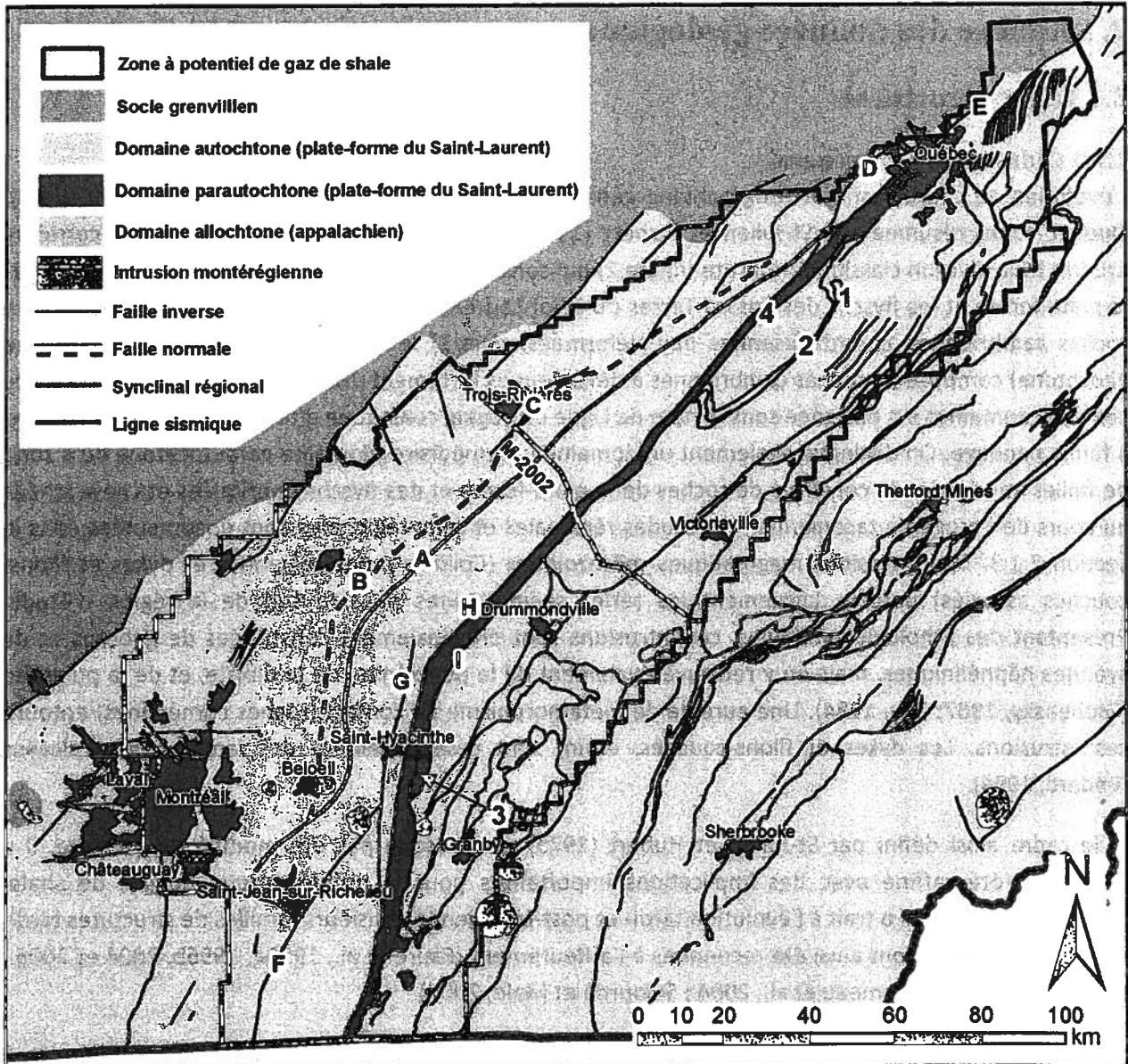


Figure 2 : Cadre tectonostratigraphique général du sud du Québec.

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 écailles de shale et de carbonates cités dans le texte; 1 : écaille de Saint-Flavien (en sous-surface), 2 : écaille de Joly (en sous-surface), 3 : écaille de Saint-Dominique (en surface) et 4 : écaille de Villeroy (en sous-surface).

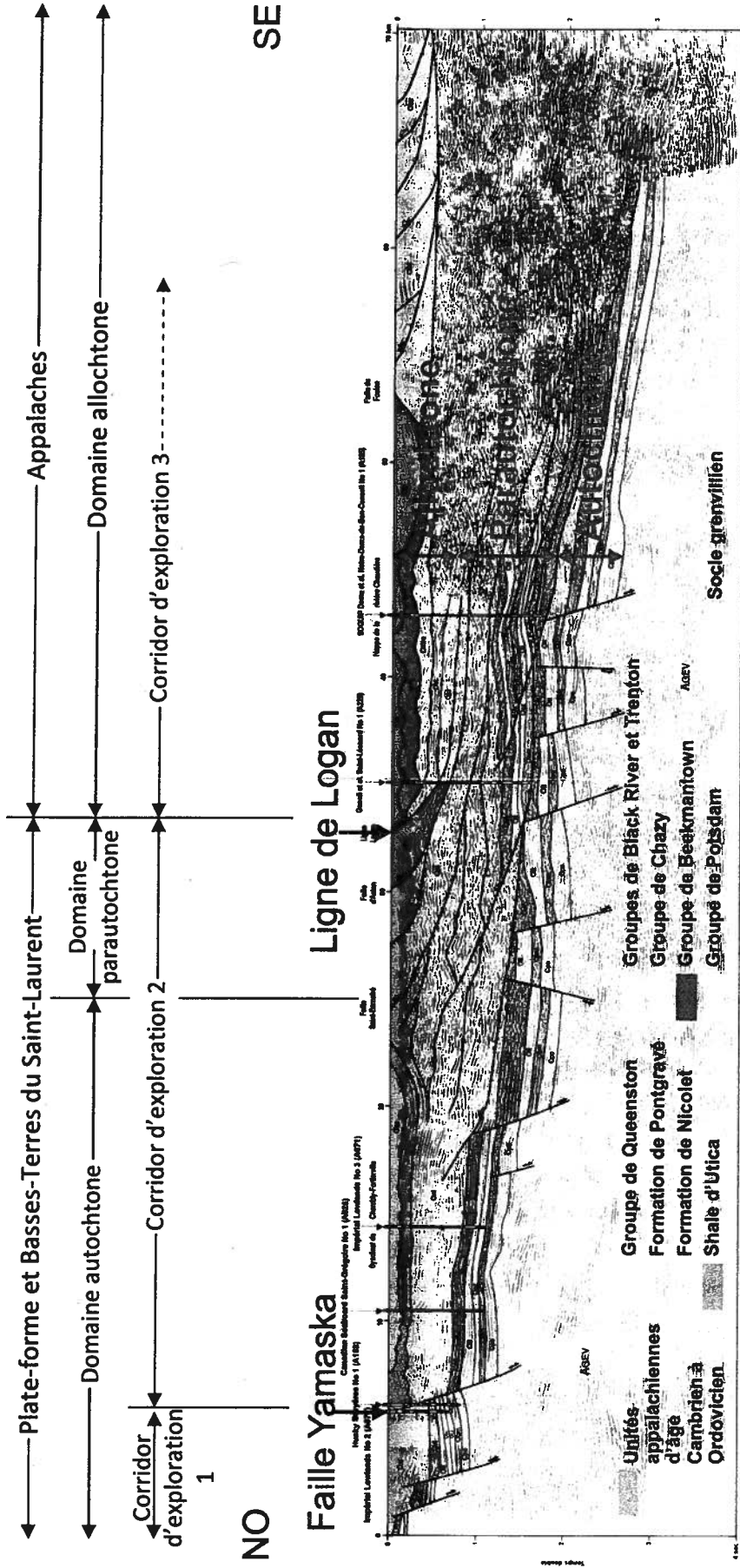


Figure 3 : Ligne sismique M-2002 interprétée par Castonguay et al. (2006). La ligne illustre le style structural dans la région d'intérêt ainsi que la position stratigraphique du Shale d'Utica (figuré brun-jaune). La localisation de cette ligne est indiquée sur la figure 2. Les trois corridors d'exploration représentés font référence aux divisions définies par Thériault (2012a), telles que représentées sur la figure 7.

2.1.2 Données géophysiques générales

Plusieurs levés géophysiques aéroportés couvrent la région à l'étude (Thériault, 2012a). Ces levés présentent un intérêt indirect pour la caractérisation hydrogéologique du roc dans la mesure où ils permettent de mieux définir l'architecture générale de la région, notamment en ce qui a trait à la relation entre le socle grenvillien et la plate-forme, en particulier la présence des failles normales. Les dykes associés aux Collines montérégiennes sont également mis en évidence dans le levé aéromagnétique, ce qui permet d'avoir une idée de leur répartition et de leur orientation dans une région où les affleurements sont peu nombreux. Parce que les dykes représentent des discontinuités dans l'architecture des séries sédimentaires, leur présence et leur géométrie doivent être prises en compte dans l'élaboration des modèles hydrogéologiques. À cet égard, les données aéromagnétiques sont incontournables, puisque le pendage généralement sub-vertical des dykes rend souvent ceux-ci indétectables en sismique.

La région à l'étude est également couverte par un réseau de lignes sismiques qui permettent d'obtenir une image fine de la géométrie du substratum rocheux en sous-surface. La figure 4 illustre la répartition de ces lignes à l'intérieur de la région d'étude : le cœur de la région présente une bonne couverture sismique, mais qui s'amointrit vers le sud-est et devient quasi-inexistante à l'ouest. En règle générale, les lignes sismiques acquises dans les années cinquante et soixante sont de mauvaise qualité et n'offrent pas de possibilité de retraitement. Les lignes acquises dans les années soixante-dix et quatre-vingt sont d'une qualité acceptable qui peut être améliorée avec un retraitement. Les lignes plus récentes sont de bonne qualité mais se retrouvent rarement dans le domaine public. Il est à noter également que la dernière mise à jour du document utilisé pour réaliser la carte de la figure 4 date de 2008, et que de nouvelles lignes sismiques ont été acquises depuis dans la région d'étude, en 2008, 2009 et 2010. Le détail pour ces campagnes d'acquisition récentes est disponible sur SIGPEG (opérateur, contracteur, longueur linéaire et dates).

Une carte de synthèse a été réalisée par SOQUIP (1984a), à partir des lignes sismiques de SOQUIP, qui présente la géométrie des failles de socle grenvillien et du toit des roches du Groupe du Trenton, c'est-à-dire de la base du Shale d'Utica. Le contour de cette carte est représenté sur la figure 4. Cette carte présente l'intérêt d'illustrer la géométrie générale de la base du Shale d'Utica, mais présente certaines limitations. En particulier, elle ne donne pas d'information sur l'extension verticale des failles au-delà du Shale d'Utica, elle présente la profondeur de la base du shale en millisecondes et non en profondeur, et le tracé des failles est interprété et donc être utilisé avec discernement dans les zones où il est interpolé entre deux lignes sismiques éloignées. Par ailleurs, il faut tenir compte du fait que les failles de dimensions modestes (sub-sismiques) ne sont pas détectables et donc, jamais représentées sur les coupes. Cette limitation s'applique d'ailleurs à toutes les lignes sismiques.

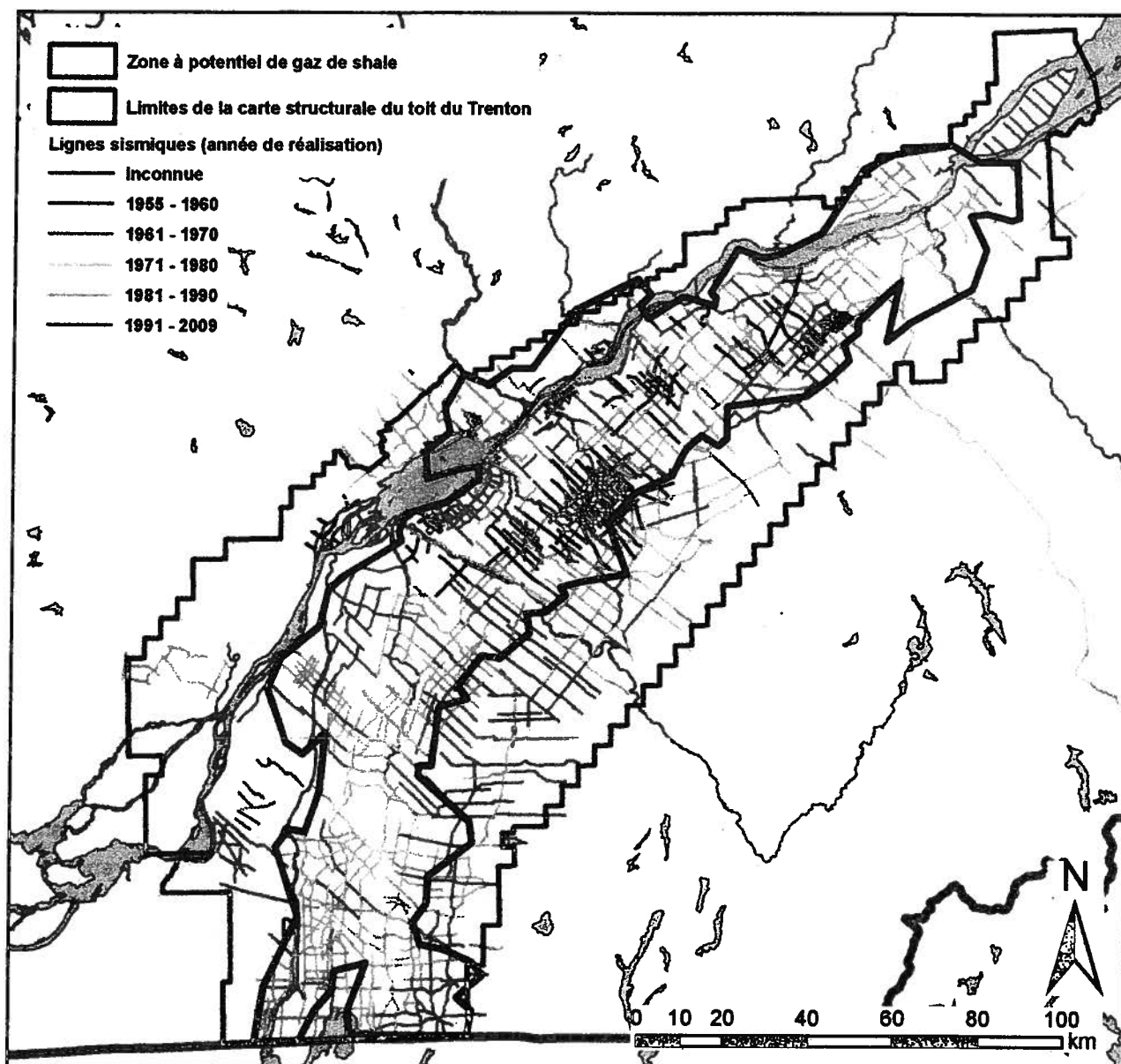


Figure 4 : Couverture sismique de la zone d'intérêt.

Le polygone bleu indique les contours approximatifs de la carte structurale du toit du Trenton réalisée par SOQUIP (1984a).

2.1.3 Études structurales régionales et semi-régionales

Le cadre tectonique général de la région à l'étude, tel que défini par St-Julien et Hubert (1975), a été raffiné par un certain nombre d'études structurales à caractère régional ou semi-régional. Plusieurs familles de structures plicatives et cassantes postérieures à la pulsation orogénique principale (orogénie taconienne à l'Ordovicien Supérieur) ont ainsi été reconnues à l'affleurement et en sismique. Les travaux les plus pertinents et les plus récents sont les suivants : Granger (1974), Faure et al. (1996a, 1996b, 2004 et 2006), Rocher et al. (2003), Séjourné et al. (2003), Comeau et al. (2004), Konstantinovskaya et al. (2009), et Séjourné et Malo (2007). Certains de ces travaux reposent entièrement sur des données de

terrain, d'autres intègrent aussi des données de sismique pour élaborer un modèle structural plus complet.

Des travaux complémentaires sont encore possibles, selon des thématiques spécifiques, à partir des zones d'affleurements présentes dans la région à l'étude. La figure 5 illustre la distribution de ces affleurements tels qu'ils sont recensés par le MRN (base de données SIGEOM). Il y a de fait de nombreux affleurements indiqués sur des cartes géologiques anciennes qui n'ont pas été intégrés dans SIGEOM. Dans le cadre du projet PACES réalisé en Montérégie Est, les affleurements indiqués sur les cartes géologiques ont été numérisés et intégrés dans la base de données de ce projet (figure 5), notamment pour guider l'interpolation des épaisseurs de dépôts meubles. Une analyse détaillée d'images satellitaires (Quickbird) associée à une analyse de terrain détaillée sur l'estran du Saint-Laurent dans la région de Donnacona, a permis de préciser, à l'échelle locale, un patron complexe de fracturation dans les shales de l'Utica et du Lorraine (Pinet, 2011).

2.1.4 Données de forages

Les forages réalisés pour l'exploration de pétrole et de gaz naturel peuvent à l'occasion fournir des informations sur la structure des séries sédimentaires traversées. Ainsi la présence d'une unité et son épaisseur constituent des informations de base toujours disponibles. Le pendage d'une couche peut être déduit par la corrélation de plusieurs puits. Les diagraphies à vocation structurale de type pendage-mètre (*dipmeter*) ou *resistivity imager* sont peu courantes dans la région (voir la section 2.6) et seul le premier type est du domaine public. Lorsqu'elles sont disponibles, elles fournissent des informations sur le pendage des couches, la présence de failles, et l'orientation des réseaux de fractures. Ces diagraphies sont essentiellement réservées au domaine appalachien, mais peuvent occasionnellement se rencontrer dans la plate-forme autochtone, comme dans le cas du puits A189. Plus rarement, les diagraphies de température peuvent permettre d'identifier les points d'entrée des fluides vers le trou de forage, et par conséquent aider à définir des intervalles naturellement fracturés. Les rapports géologiques de fin de forage comportent aussi souvent des indications sur la présence de fractures, veines et failles. Plus rarement, les rapports quotidiens de forages (*daily drilling reports*) fournissent également des indices sur la présence de réseaux de fractures ou de failles et sur leur connexion quand il est fait mention d'une perte de circulation (ainsi dans le cas du puits A238, une faille a été rencontrée de 403 à 408 m et a occasionné une perte de 5 m³ de boue de forage).

Ces informations sont disponibles à l'état brut, pour chaque puits et dans chaque rapport de forage, dans la base de données SIGPEG. Ces données sont généralement difficiles à exploiter car elles ne sont pas homogènes, parfois manuscrites pour les puits les plus anciens, et présentent souvent un caractère interprétatif dans le cas des rapports géologiques. Aucune tentative n'a été faite ici pour synthétiser ces informations, mais il convient de souligner l'intérêt que ces données peuvent revêtir pour établir les paramètres géométriques d'un modèle hydrogéologique du roc à l'échelle locale à proximité d'un ou plusieurs puits forés pour le pétrole et le gaz naturel.

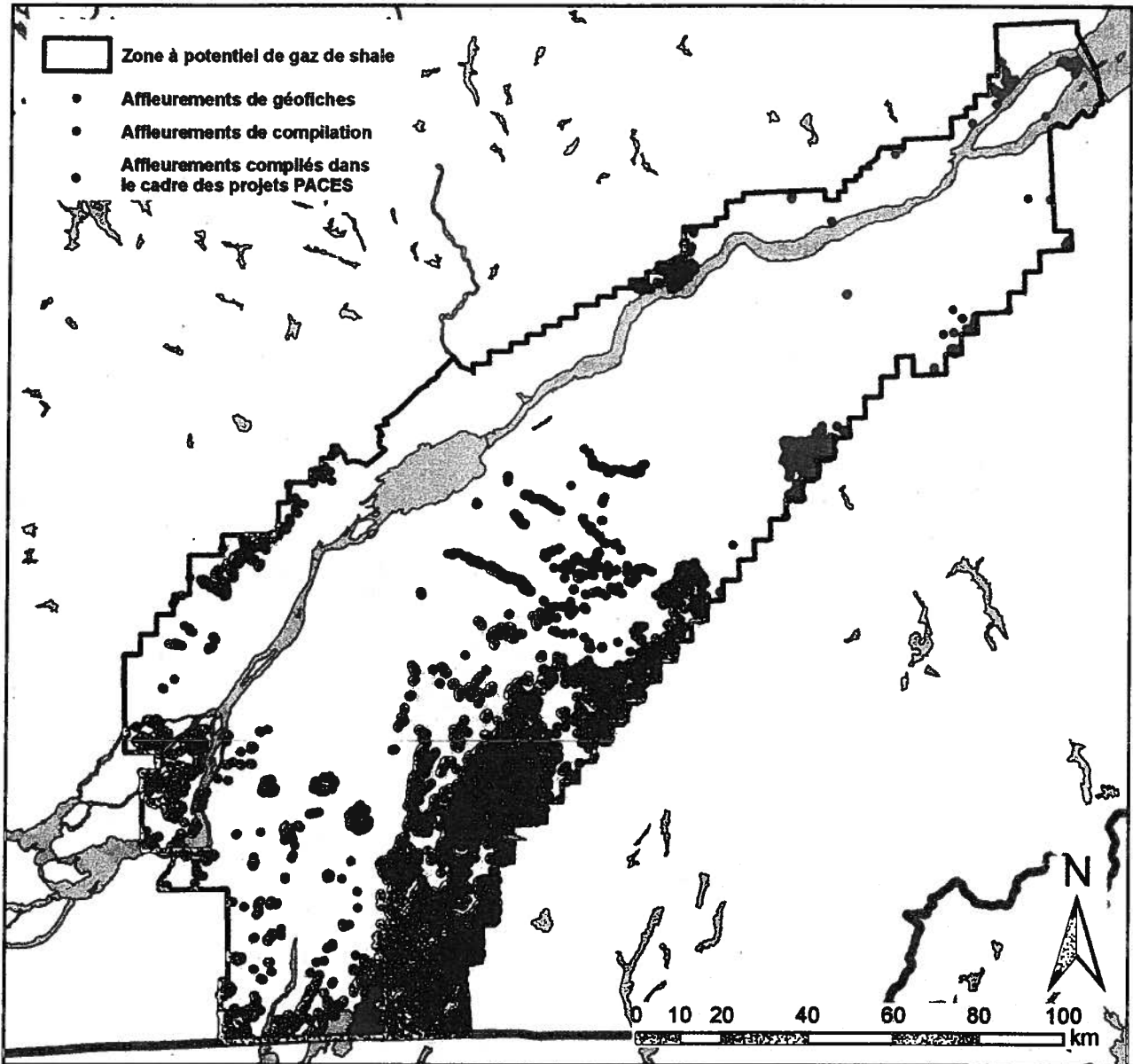


Figure 5 : Carte de localisation des affleurements rocheux.

Ces localisations proviennent de géofiches et des affleurements de compilation (SIGEOM, 2012), ainsi que de la numérisation de cartes géologiques dans la région du projet PACES en Montérégie Est.

2.2 Relations stratigraphiques

Les unités d'intérêt pour la présente étude (figure 6) correspondent à la partie supérieure de la séquence sédimentaire des Basses-Terres du Saint-Laurent. Cette séquence repose en discordance sur le socle grenvillien et débute avec les grès et conglomérats fluviaux et de rivage du Groupe de Potsdam (Cambrien Supérieur; Salad Hersi et al., 2002). Elle se poursuit avec les dolomies et calcaires dolomitiques du Groupe de Beekmantown (Ordovicien inférieur; Lavoie et al., 2012). De l'Ordovicien précoce à moyen, des faciès d'eau de plus en plus profonde succèdent aux dépôts de plate-forme proprement dits, définissant un bassin d'avant-pays (Lavoie, 2008). Il s'agit, tour à tour, des groupes de

Chazy (calcaires argileux et gréseux), Black River (calcaires et grès) et Trenton (calcaires argileux et shales). La séquence de flyschs qui succède aux roches de la plate-forme carbonatée à l'Ordovicien supérieur débute avec le Shale d'Utica et se poursuit avec le Groupe de Lorraine (formations de Nicolet et de Pontgragé) (Lavoie, 2008). À l'extrême sud de la région à l'étude autour du lac Champlain, des unités d'âge équivalent sont également documentées, soit la Formation de Stony Point équivalente au Shale d'Utica et la Formation d'Iberville équivalente à la Formation de Nicolet du Groupe de Lorraine. Enfin, une séquence régressive souligne, avec le Groupe de Queenston et son unique formation (Formation de Bécancour), le comblement final du bassin et la fin du cycle transgression-régression à l'Ordovicien tardif.

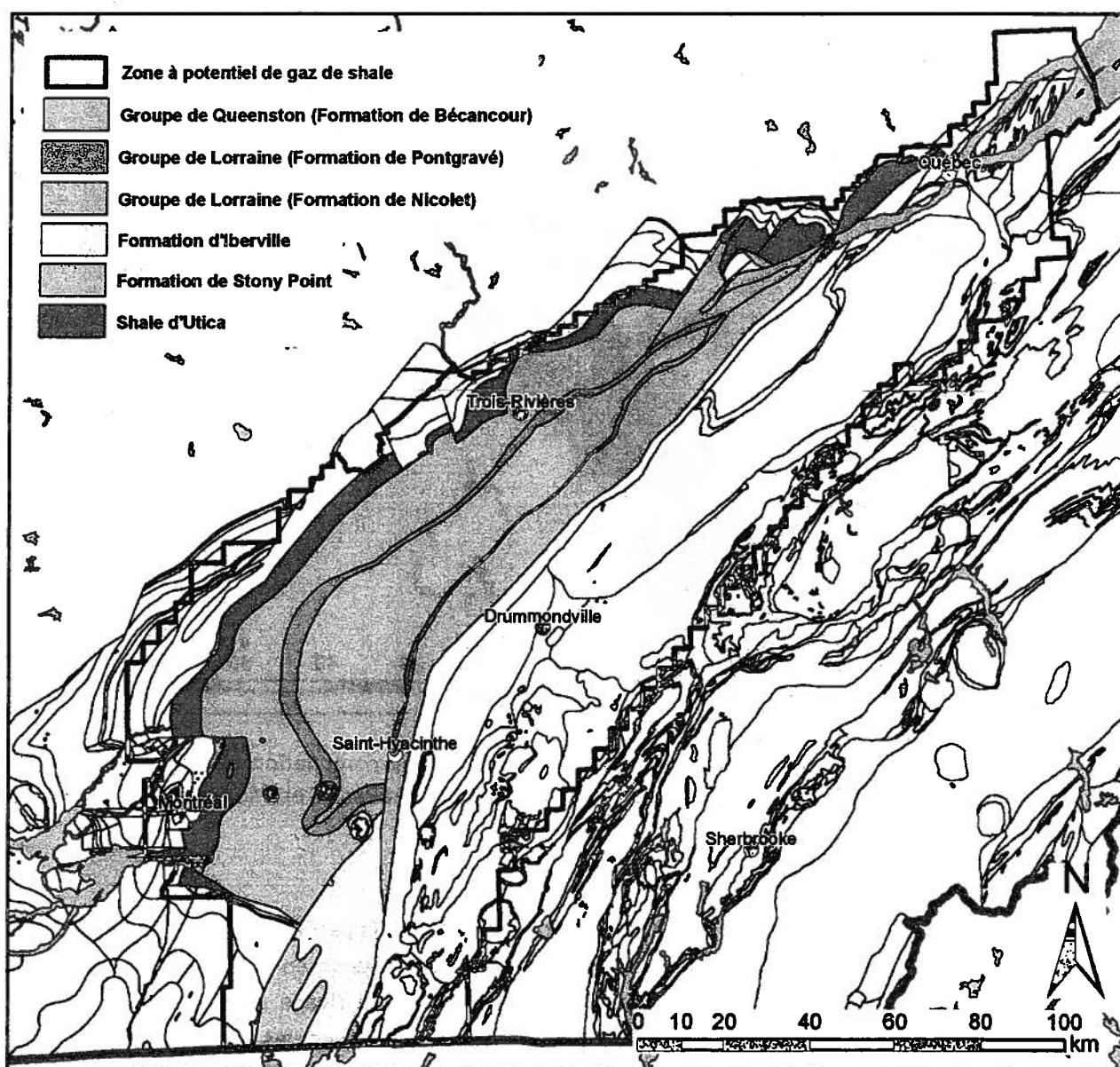


Figure 6 : Carte géologique régionale adaptée de MRNF (2008).

Les unités stratigraphiques en couleur correspondent aux unités documentées dans la section géologie du présent rapport. Il est à noter que le Shale d'Utica cartographié dans la région de Montréal

correspond en fait au Groupe de Lorraine, qui repose directement sur le Groupe de Trenton, le Shale d'Utica *stricto sensu* étant absent dans cette région.

Le contact entre le Groupe de Trenton et le Shale d'Utica est graduel (transitionnel) et caractérisé par une augmentation progressive des lits de shale par rapport aux lits de calcaire. En affleurement, le contact est défini là où la proportion de shale calcaireux devient supérieure à celle de calcaire argileux (Thériault, 2012a). Les critères retenus pour définir le contact sur une base diagraphique sont discutés par Comeau et al. (2012) et Thériault (2012a et 2012b). La Formation de Tétreauville, qui constitue le sommet du Groupe de Trenton dans les affleurements à l'ouest de Trois-Rivières, peut parfois être confondue avec la base du Shale d'Utica en forage, ce qui contribue à obscurcir les relations stratigraphiques obtenues à partir des données pétrolières et gazières. Au sein du Shale d'Utica, Thériault (2012a) distingue deux unités (Utica Inférieur et Utica Supérieur) sur la base de critères diagraphiques, minéralogiques et géochimiques. Le Shale d'Utica est une unité diachronique, elle est plus vieille à proximité du front Appalachien, comme dans la région de la ville de Québec (Zone *Corynoides americanus-Orthogratus ruedemanni* à la Zone *Climacograptus spiniferus*) et plus jeune vers le sud-ouest comme dans la région de Montréal (Zone à *Climacograptus pygmaeus*) (Globensky, 1987). La progression diachronique de la subsidence tectonique vers l'ouest a coïncidé avec la transition progressive d'un environnement à sédimentation à carbonates à un environnement dominé par les siliciclastiques dans le bassin d'avant-pays.

Le Shale d'Utica, dans son acception moderne (Trempe, 1978; Lavoie et al., 2008; Thériault, 2012a), est un shale calcaireux, ce qui le distingue des shales non calcaireux du Groupe de Lorraine. Cette définition n'a pas toujours été appliquée par le passé et les cartes géologiques identifient encore localement un shale non calcaireux (Groupe de Lorraine) au Shale d'Utica. Cette incohérence est particulièrement notable dans la région de Montréal (Trempe, 1978) où de grandes étendues de Shale d'Utica cartographiées en surface correspondent en fait au Groupe de Lorraine, celui-ci reposant directement sur les calcaires argileux de la Formation de Tétreauville du Groupe de Trenton (voir figure 6).

Le contact entre le Shale d'Utica et la Formation de Nicolet du Groupe de Lorraine est graduel (transitionnel) dans la partie nord-ouest de la région à l'étude, typiquement au nord du fleuve Saint-Laurent, mais devient de plus en plus marqué et possiblement discordant vers le sud-est tel que suggéré par les données de forage. Au sein du Groupe de Lorraine, le contact entre les formations de Nicolet et Pontgravé est graduel et caractérisé par un accroissement des interlits de calcaire.

Finalement, le contact entre les groupes de Lorraine et Queenston est lui aussi graduel et marqué par un accroissement des interlits de grès et de calcaire. La Formation de Bécancour est la dernière de la séquence sédimentaire d'âge Ordovicien préservée dans les Basses-Terres du Saint-Laurent. Sur une base lithologique et stratigraphique, elle a parfois été corrélée dans les rapports de forage à la Formation de Medina présente notamment en profondeur dans l'ouest de l'État de New York, où elle constitue un réservoir à hydrocarbures de type compact (*tight sand*).

La nomenclature stratigraphique des unités considérées ici a évolué avec le temps, ce qui rend parfois les relations stratigraphiques confuses, en particulier dans les rapports géologiques des puits forés pour le pétrole et le gaz naturel. Dans le cadre de la présente étude la terminologie a été homogénéisée autant

que possible en suivant le Lexique stratigraphique canadien (Globensky, 1993). Certaines définitions stratigraphiques rapportées dans les rapports de fin de forage demeurent obscures (« Lorraine moyen ») ou imprécises (« Lorraine » indifférencié). Dans ces derniers cas le nom original a été conservé afin d'éviter toute interprétation abusive.

Les principales références à consulter pour clarifier la terminologie et les relations stratigraphiques pour le Shale d'Utica et les unités sus-jacentes sont les suivantes : Trempe (1978), Globensky (1993), Lavoie et al. (2008), Comeau et al. (2012) et Thériault (2012a). Il n'existe pas encore de modèle stratigraphique unifié à l'échelle des Basses-Terres du Saint-Laurent pour le Shale d'Utica et les unités sus-jacentes, qui prenne en compte à la fois les relations observées à l'affleurement et celles en sous-surface et qui permette d'intégrer la définition moderne des unités, leurs contacts graduels ou transitionnels, et les possibles hiatus documentés à l'échelle locale. Un tel modèle est presque achevé pour le Shale d'Utica (Trempe, 1978; Lavoie et al., 2008; Thériault, 2012a), pour lequel l'intégration affleurements-diagraphies demeure toutefois à réaliser. L'essentiel du travail de synthèse demeure à faire pour les groupes de Lorraine et de Queenston.

2.3 Régions d'intérêt pour le gaz de shale

La zone présentant un potentiel pour le gaz de shale, telle que définie par le MRN, correspond à la limite des permis d'exploration dans lesquels l'exploration pour le Shale d'Utica est active ou proposée. Des limites plus strictes peuvent être déterminées sur la base d'arguments géologiques.

Ainsi, Thériault (2012a) identifie trois corridors d'exploration séparés par la Faille Yamaska et la Ligne de Logan (figure 7). Le premier corridor correspond à la partie la moins profonde du Shale d'Utica, entre 0 et 800 m environ. Le corridor central est celui qui a reçu à ce jour le plus d'attention de la part de l'industrie et le Shale d'Utica y est rencontré entre 1200 et 2500 m environ, la profondeur augmentant vers le sud-est. Le troisième corridor, enfin, est limité au nord-ouest par la Ligne de Logan. Le Shale d'Utica y est rencontré à grande profondeur dans les écailles de la zone de failles imbriquées (domaine parautochtone) mais aussi, potentiellement, dans le domaine autochtone non-chevauché sous-jacent (figure 3).

Cette distinction des corridors d'exploration proposée par Thériault (2012a) a le mérite de poser des limites relativement claires pour le corridor central, même si son extension au nord-est et au sud-ouest demeure imprécise, mais elle ne permet pas de circonscrire précisément les limites externes de la zone présentant un potentiel pour le gaz de shale.

De façon conservatrice, la limite occidentale peut certainement coïncider avec la bande d'affleurement du Shale d'Utica et de son équivalent latéral, la Formation de Stony Point (figure 7), auquel cas une portion étroite, mais non négligeable, de la zone définie sur la base des permis d'exploration n'offre pas d'intérêt pour le gaz de shale. Cette limite occidentale pourrait par ailleurs être déplacée vers l'est, au moins dans la région de Montréal, le Shale d'Utica *stricto sensu* n'étant pas présent dans cette région (Trempe, 1978).

La limite orientale est plus ardue à identifier, et ne peut l'être qu'à l'aide de la sismique. Si quelques puits pétroliers et gaziers ont documenté la présence du Shale d'Utica dans les écaillles du corridor 3, l'existence du shale autochtone dans ce corridor et *a fortiori* son potentiel pour le gaz de shale demeurent spéculatifs. A ce jour, un seul puits a été foré pour le shale dans ce corridor, proche de la limite avec le corridor central. Il s'agit du puits A285, pour lequel les données sont encore confidentielles. Ainsi, seules les interprétations sismiques (figure 3) supportent présentement la présence de Shale d'Utica autochtone dans le corridor 3.

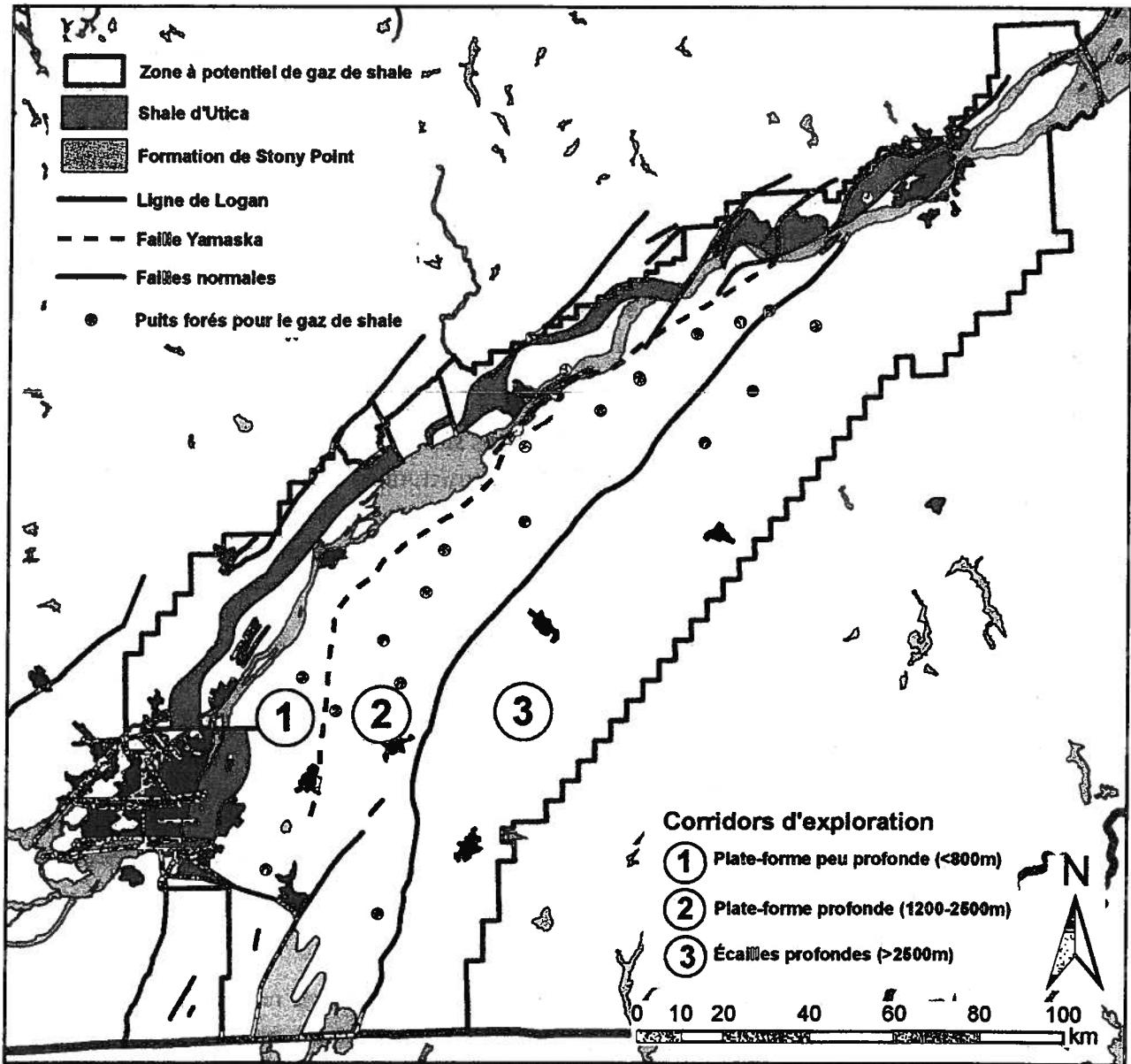


Figure 7 : Carte de synthèse de la zone ayant un potentiel pour le gaz de shale. La carte montre les subdivisions à l'intérieur de cette zone selon Thériault (2012a) et limites d'affleurement pour le Shale d'Utica ainsi que l'unité équivalente Stony Point.

2.4 Profondeur et épaisseur des unités

L'épaisseur des dépôts meubles et la profondeur du roc peuvent être estimées à partir de deux jeux de données. Le jeu le plus complet correspond à la base de données des puits forés pour l'eau (SIH). La couverture spatiale de ces données est très bonne (figure 8), seulement limitée par le réseau hydrographique (fleuve Saint-Laurent et lac Saint-Pierre) et par la salinité des eaux souterraines sous les argiles de la Mer de Champlain au sud du lac Saint-Pierre, qui fait en sorte que peu de forages pour l'eau aient été réalisés dans ce dernier secteur. Les puits forés pour le pétrole et le gaz naturel permettent également d'apprécier l'épaisseur des dépôts meubles et la profondeur du roc. Dans le cas des puits de la série « B » (SIGPEG), qui correspond aux puits de moins de 500 pi (152,4 m) de profondeur, une description précise et la profondeur des différentes unités qui constituent les dépôts meubles est souvent disponible dans les rapports géologiques de fin de forage. Des diagraphies permettent occasionnellement de raffiner les contacts (section 2.6.1). Ces puits peu profonds sont pour l'essentiel concentrés le long du fleuve Saint-Laurent (figure 9). Au sud du fleuve, seule la profondeur au roc peut être estimée, de façon indirecte et approximative, grâce à la profondeur du conducteur installé pour chaque forage de la série « A » (SIGPEG). Ces données de la série « A » (puits de plus de 500 pi, soit environ 150 m) sont difficilement exploitables et peu fiables en raison de la qualité du jeu de données disponible pour les puits forés pour l'eau (SIH). Par ailleurs les projets PACES, qui font la cartographie des ressources en eau souterraine, produisent des cartes de l'épaisseur des dépôts meubles à partir des puits forés pour l'eau inventoriés dans le SIH ainsi que de puits documentés dans des rapports et non compilés dans le SIH (Section 3.1.4).

La profondeur et la puissance du Shale d'Utica et des unités sus-jacentes peut être définie de manière approximative sur la base des relations stratigraphiques et structurales observables à l'affleurement et d'après les rapports géologiques des forages profonds de la série « A » (SIGPEG). La densité des points de contrôle pour les forages profonds est bonne le long du fleuve Saint-Laurent mais décroît rapidement vers le sud-est (figure 9).

L'épaisseur du Shale d'Utica varie de la marge nord-ouest vers le cœur du bassin, passant d'environ 100 m au nord du fleuve Saint-Laurent à plus de 200 m au sud de la Faille Yamaska et plus de 600 m dans la région du lac Champlain. L'épaisseur maximale du Groupe de Lorraine peut atteindre 2500 m dans le cœur du bassin. En forage, l'épaisseur maximale intersectée est d'environ 1280 m pour la Formation de Nicolet et d'environ 275 m pour la Formation de Pontgravé. Enfin, l'épaisseur maximale de la Formation de Bécancour ne semble pas rencontrer de consensus : un forage exploratoire (A023) suggère que l'épaisseur de cette formation pourrait aller jusqu'à 635 m et Globensky (1993) propose le chiffre de 700 m, mais de façon plus conservatrice les données de forages indiquent une épaisseur maximale de l'ordre de 375 m.

La figure 10 souligne la nécessité d'établir une définition consensuelle et non ambiguë des limites inférieure et supérieure du Shale d'Utica à partir des diagraphies. Les profondeurs de ces contacts, et par conséquent l'épaisseur du Shale d'Utica, peuvent varier de façon significative selon la définition retenue. Afin d'éviter toute ambiguïté, la référence utilisée dans le cadre du présent rapport est celle des profondeurs indiquées dans les rapports de fin de forage originaux et compilées dans la base de données SIGPEG. Il s'agit toujours de profondeurs et d'épaisseurs mesurées et non pas absolues, si bien que ces

valeurs sont toujours apparentes et peuvent différer sensiblement des valeurs réelles calculées en tenant compte de la déviation des forages.

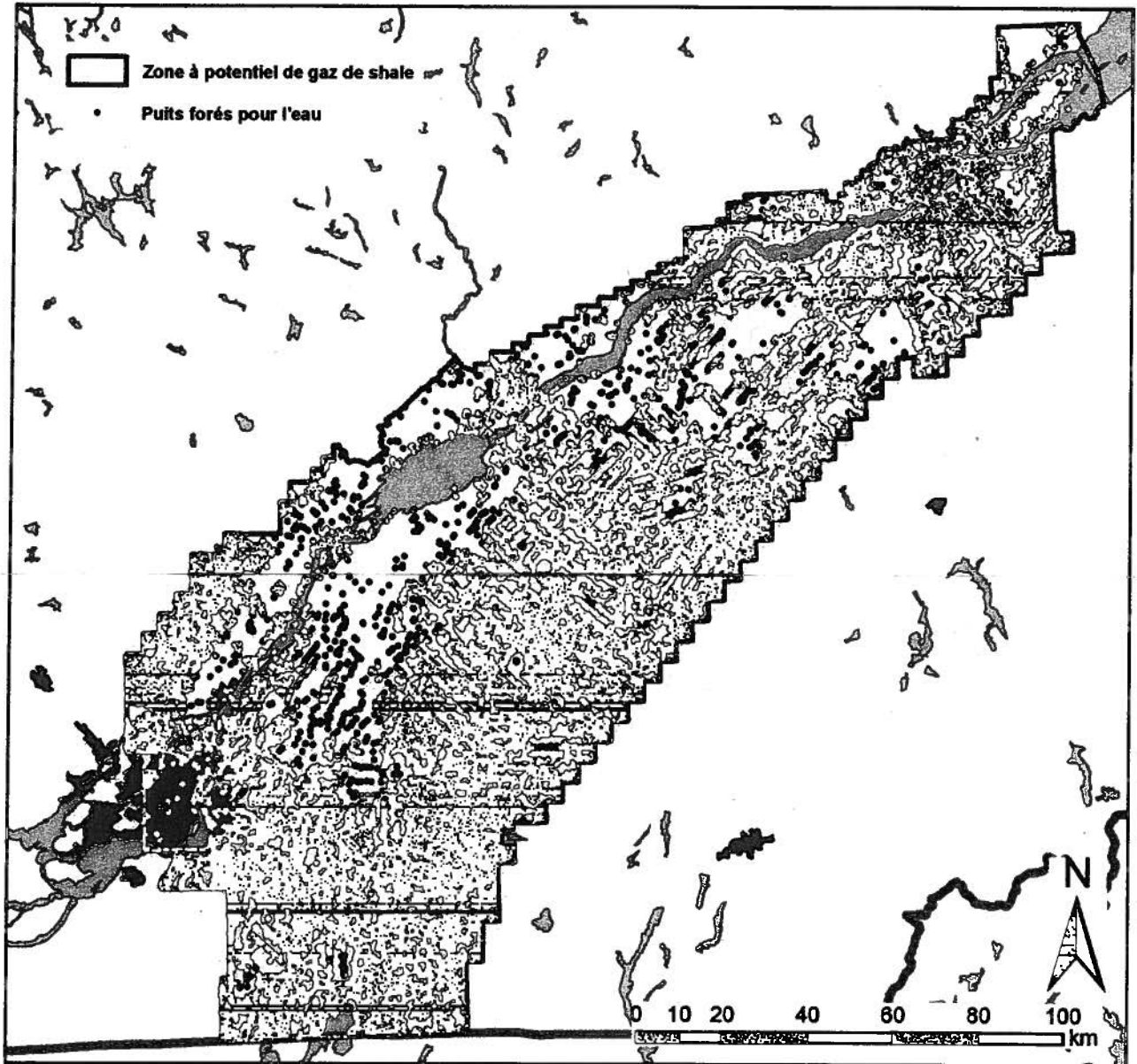


Figure 8 : Carte de localisation des puits forés pour l'eau (MDDEP, 2012).

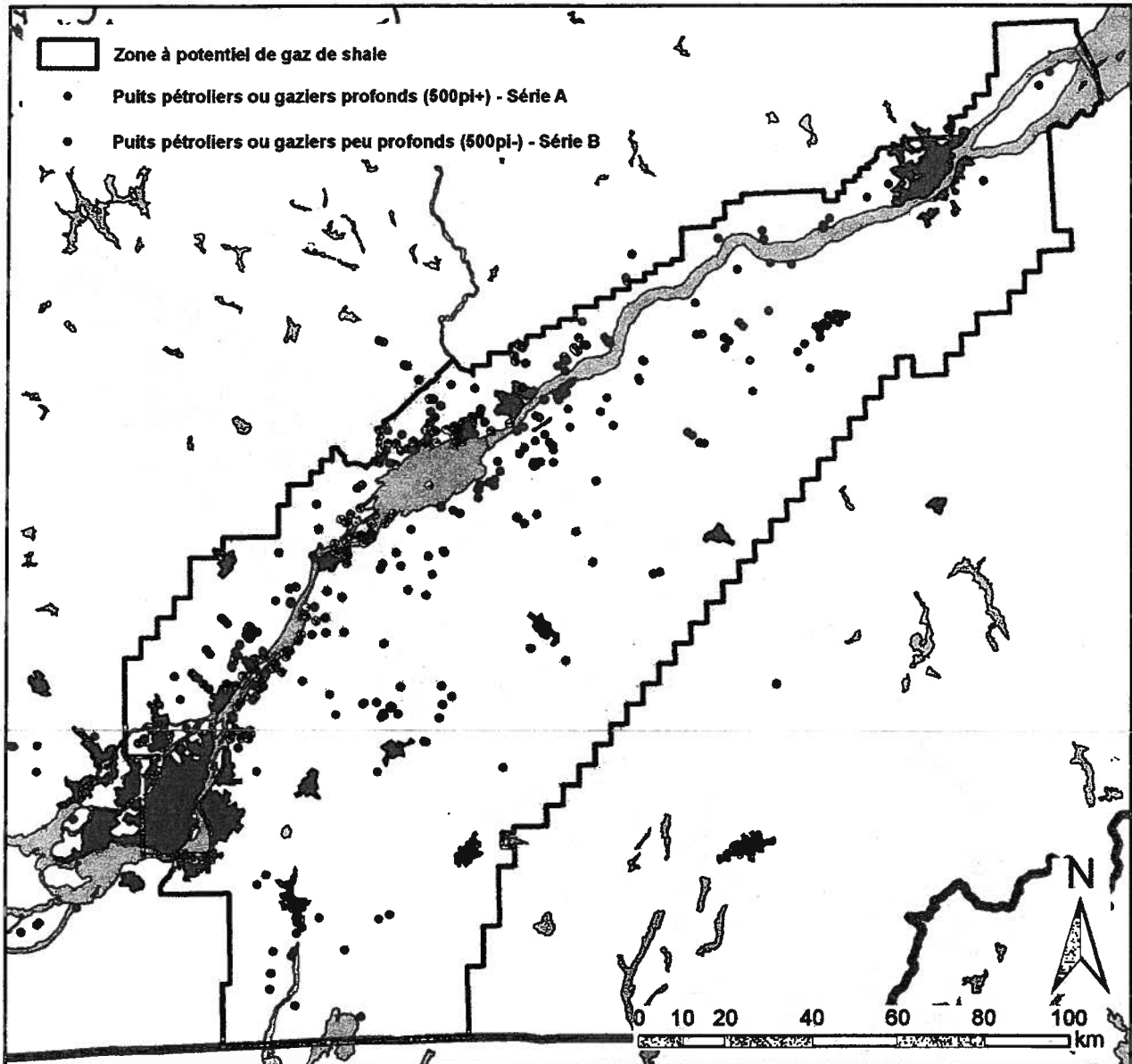


Figure 9 : Carte de localisation des puits forés pour le pétrole et le gaz naturel (SIGPEG, 2012). Les puits sont distingués selon leur profondeur inférieure ou supérieure à 500 pi (152,4 m).

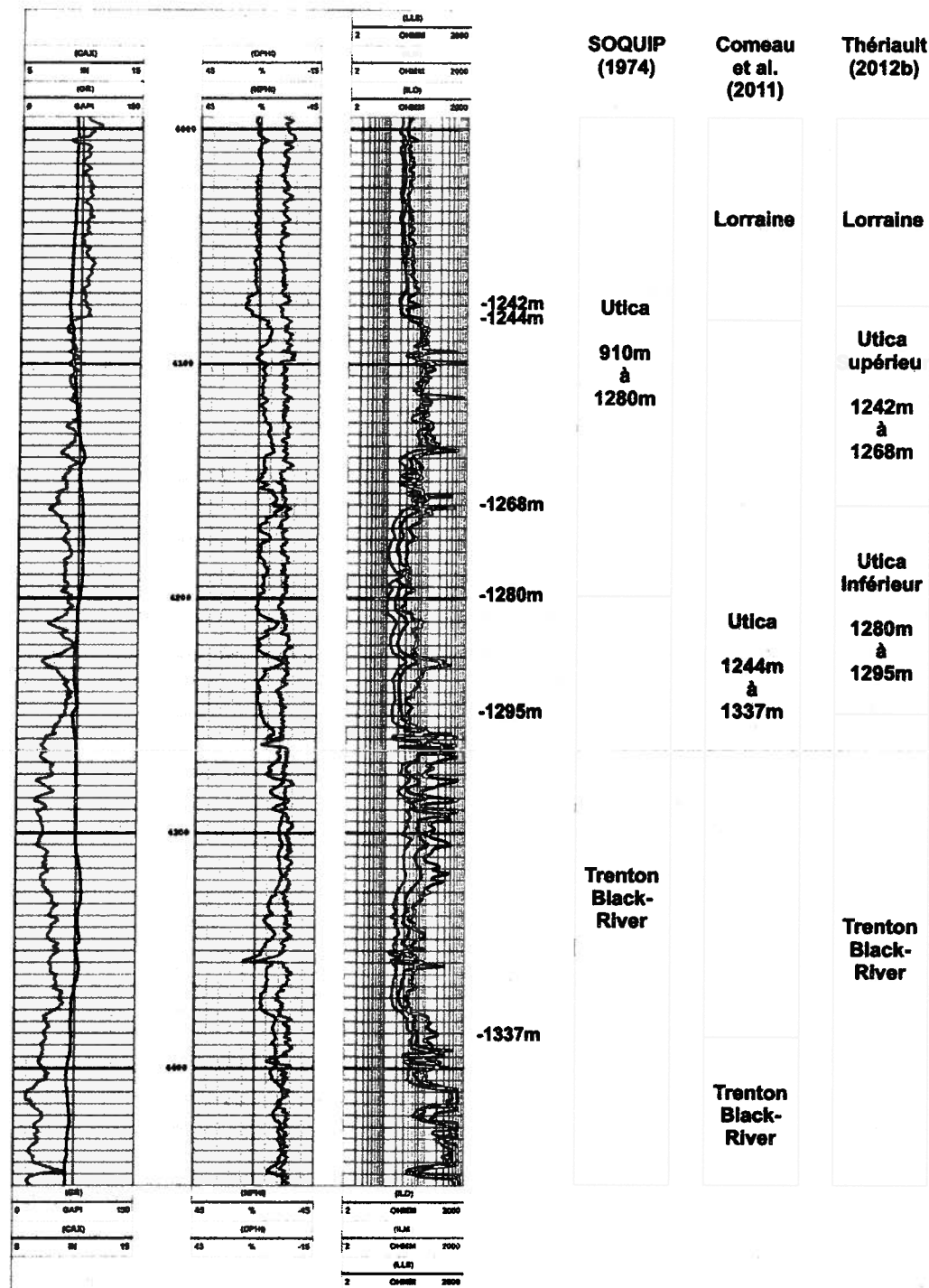


Figure 10 : Diagraphies et stratigraphie du puits A167, illustrant les incohérences dans les profondeurs rapportées pour différentes unités.

Cet exemple illustre le décalage entre les profondeurs des unités telles que rapportées dans les rapports de fin de forage (dans cet exemple : SOQUIP (1974), disponible sur SIGPEG), les profondeurs établies sur la base des diagraphies par la Chaire de recherche sur la séquestration géologique du dioxyde de carbone de l'INRS-ETE (Comeau et al., 2011), et les profondeurs révisées par Thériault (2012b) sur la base des diagraphies et des résultats d'analyse de diffraction par les rayons X.

2.5 Assemblages lithologiques et propriétés chimiques

L'évolution des assemblages lithologiques qui caractérisent le Shale d'Utica et les unités sus-jacentes est directement liée à l'évolution de la marge du bassin et à son comblement au cours de l'orogénie taconienne. Comprendre la nature lithologique, minéralogique et élémentaire de ces unités est nécessaire pour appréhender leur variabilité verticale et latérale, notamment en ce qui a trait aux propriétés hydrogéologiques du système. Ces informations sont aussi utiles pour interpréter les diagraphies disponibles. Les références principales à consulter sur le sujet sont Globensky (1987 et 1993), et pour une description à caractère semi-régional à local, les rapports géologiques de Clark (1955, 1964a, 1964b, 1964c, 1972 et 1977), Clark et Globensky (1973, 1975, 1976a, 1976b, 1976c, 1976d et 1977), Globensky (1978 et 1981) et pour le Shale d'Utica les travaux de synthèse de Thériault (2012a et 2012b).

À l'échelle semi-régionale, les descriptions d'affleurements de compilation et de géofiches (figure 5) présentent une description sommaire de la lithologie. À l'échelle locale, les rapports géologiques de fin de forage comportent des descriptions pétrographiques littérales des retailles et des carottes et souvent des descriptions (logs) géologiques synthétiques, ainsi que parfois des mesures de calcimétrie. La qualité de ce jeu de données a varié dans le temps, mais les interprétations se restreignent essentiellement à la nomenclature stratigraphique et les descriptions lithologiques sont la plupart du temps fiables. Dans le cas des retailles, le *lag* ou décalage entre le moment où la roche est entaillée par le trépan et le moment où les retailles arrivent en surface, n'est pas toujours pris en compte et il peut exister un décalage entre les profondeurs estimées et les profondeurs réelles.

2.5.1 Lithologie

2.5.1.1 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 en bancs centimétriques sont également présentes; à l'affleurement, ces passées se présentent quasi invariablement en successions verticales métriques d'accroissement de l'épaisseur des lits (« thickening-upward cycles »). 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.

2.5.1.2 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 la base 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) observent 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.

2.5.1.3 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%.

2.5.1.4 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 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.

2.5.2 Composition minéralogique

La plupart des données disponibles pour déterminer la minéralogie des unités à l'étude ne sont pas standardisées. Elles se présentent essentiellement sous deux formes : les rapports géologiques de fin de forage, qui se restreignent souvent à une description lithologique plutôt que minéralogique, et les diagraphies (section 2.6.2).

Il existe très peu de données standardisées permettant de caractériser la composition minéralogique du Shale d'Utica et des unités sus-jacentes. Le travail le plus complet en la matière repose sur l'analyse des déblais de dix-huit forages par diffraction des rayons X (Thériault, 2008 et 2012b), à quoi il faut ajouter au moins trois autres séries d'analyses provenant de carottes latérales (rapports d'analyses pour les puits A166, A194 et A248). Les unités ainsi documentées (figure 11 et tableau 3) sont le Shale d'Utica et le Groupe de Lorraine (Formation de Nicolet). Le Groupe Queenston n'est pas documenté.

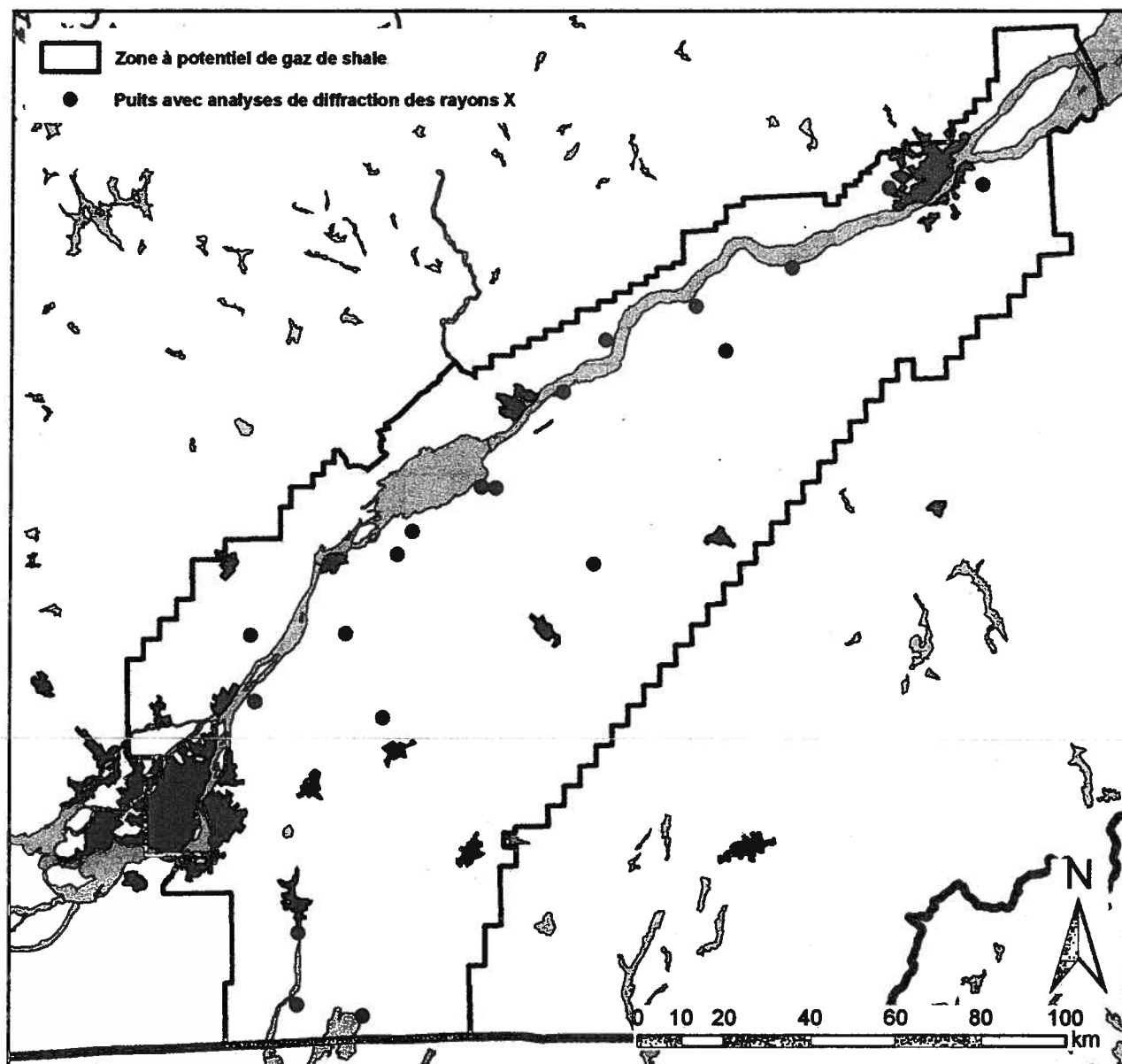


Figure 11 : Localisation des puits avec des analyses minéralogiques par diffraction des rayons X.
Le détail de ces analyses par puits et unité stratigraphique est rapporté dans le tableau 3.

Tableau 3 : Puits comportant des analyses minéralogiques par diffraction des rayons X.

No du Puits	Lorraine	Utica supérieur	Utica inférieur	Québec (Citadelle)	Lorraine (Ecaille)	Source ⁽¹⁾
A038	X	X	X			1
A069	X	X	X			1
A075	X	X	X			1
A120		X	X			1
A151	X	X	X			1
A157	X	X	X			1
A162	X	X	X			1
A165	X	X	X			1
A166		X				3
A167	X	X	X			1
A176	X	X	X			1
A185				X	X	1
A189	X	X	X			1
A190	X	X	X			2
A194	X					3
A197	X	X	X			1
A199	X	X	X			1
A238	X	X	X			1
A241	X	X	X			1
A248	X	X	X			2,4

⁽¹⁾ = Source : 1 = Thériault (2008 et 2012b); 2 = Thériault (2012b); 3 = CBM Solutions (2009); 4 = Talisman Energy (2006).

2.5.3 Composition élémentaire

Il existe très peu d'information sur la composition chimique élémentaire du Shale d'Utica et des unités sus-jacentes. Les analyses d'échantillons de roche disponibles dans la base de données SIGEOM pour la région à l'étude ne concernent pas les unités d'intérêt pour le rapport, mais se concentrent sur les intrusions montérégiennes (dykes) et les calcaires du domaine appalachien ou du Trenton autochtone. Seuls quatre échantillons du Groupe de Lorraine semblent avoir fait l'objet d'une analyse (publiée) par spectrométrie de masse par torche à plasma (ICP-MS), sans que la localisation exacte de ces échantillons, près de la ville de Québec, ne soit indiquée (Abanda et Hannigan, 2006). En dehors de cette unique référence, aucune étude systématique ne permet d'apprécier la composition élémentaire des shales, notamment en ce qui a trait aux éléments pouvant représenter un risque potentiel pour la santé (Reichenbach, 1993).

L'analyse élémentaire des shales par diffraction des rayons X a récemment reçu l'attention de l'industrie, et une unique publication à ce jour (Chatellier et al., 2011a) fait état de la possibilité de distinguer plusieurs assemblages au sein des roches du Groupe de Lorraine sur la base des rapports d'éléments

traces. Cette étude ouvre une nouvelle avenue de recherche pour la corrélation fine de ces ensembles mais ne présente aucune donnée directement utilisable.

Certaines diagraphies spécialisées de type rayonnement gamma spectral et spectroscopie neutronique permettent aussi d'apprécier de manière semi-quantitative la concentration en certains éléments dans le roc (section 2.6.2). Ces outils présentent certaines limitations car ils doivent être calés à l'aide d'analyses faites sur des carottes, mais ils offrent en retour l'avantage de mettre en lumière les variations verticales des éléments majeurs et traces tout au long d'un forage.

2.6 Diagraphies et carottes

L'analyse des enregistrements diagraphiques et des carottes disponibles pour le Shale d'Utica, les groupes de Lorraine et Queenston ainsi que pour les dépôts meubles permet de caractériser l'environnement géologique des aquifères et de supporter l'élaboration de modèles hydrogéologiques superficiels et profonds. Certains types de diagraphies peuvent en outre aider à développer ou à raffiner les modèles stratigraphiques séquentiels. La distribution spatiale et la nature des données est cependant très variable, tel qu'indiqué dans les sections suivantes.

2.6.1 Diagraphies des dépôts meubles

Les diagraphies enregistrées à travers les dépôts meubles dans les puits forés pour le pétrole et le gaz naturel appartiennent toutes à la série des puits « B » (SIGPEG) (peu profonds, de moins de 500 pi ou 152,4 m) et sont pour l'essentiel concentrées dans la région de Pointe-du-Lac et au nord de Montréal (figure 12). Dans ce dernier cas, les puits concernés, bien que situés à l'intérieur de la zone d'intérêt pour le gaz de shale, se trouvent à l'ouest des affleurements du Shale d'Utica et n'offrent donc qu'un intérêt limité pour la problématique du gaz de shale. Les principaux types de diagraphies disponibles sont la densité gamma-gamma (avec effet photoélectrique), la porosité neutron, le rayonnement gamma naturel et la résistivité, ainsi que plus rarement la sonde acoustique.

Les diagraphies enregistrées dans le cadre des projets PACES ne sont pas encore disponibles mais sont discutées dans les rapports d'étapes des différents projets (Section 4.1). Ces diagraphies ne sont généralement pas disponibles à travers les dépôts meubles, mais plutôt dans les trous ouverts dans le roc sous les dépôts meubles à des profondeurs de l'ordre de 20 à 100 m. Les diagraphies disponibles sont du type *diamètreur* (*caliper*, localisation de fractures), *multifunction* (lithologie, minéralogie), *acoustic televiewer* (localisation et géométrie des fractures), *full waveform sonic* (lithologie, minéralogie, porosité) et *flowmeter* (transmissivité des fractures) (Laurencelle et al., 2011).

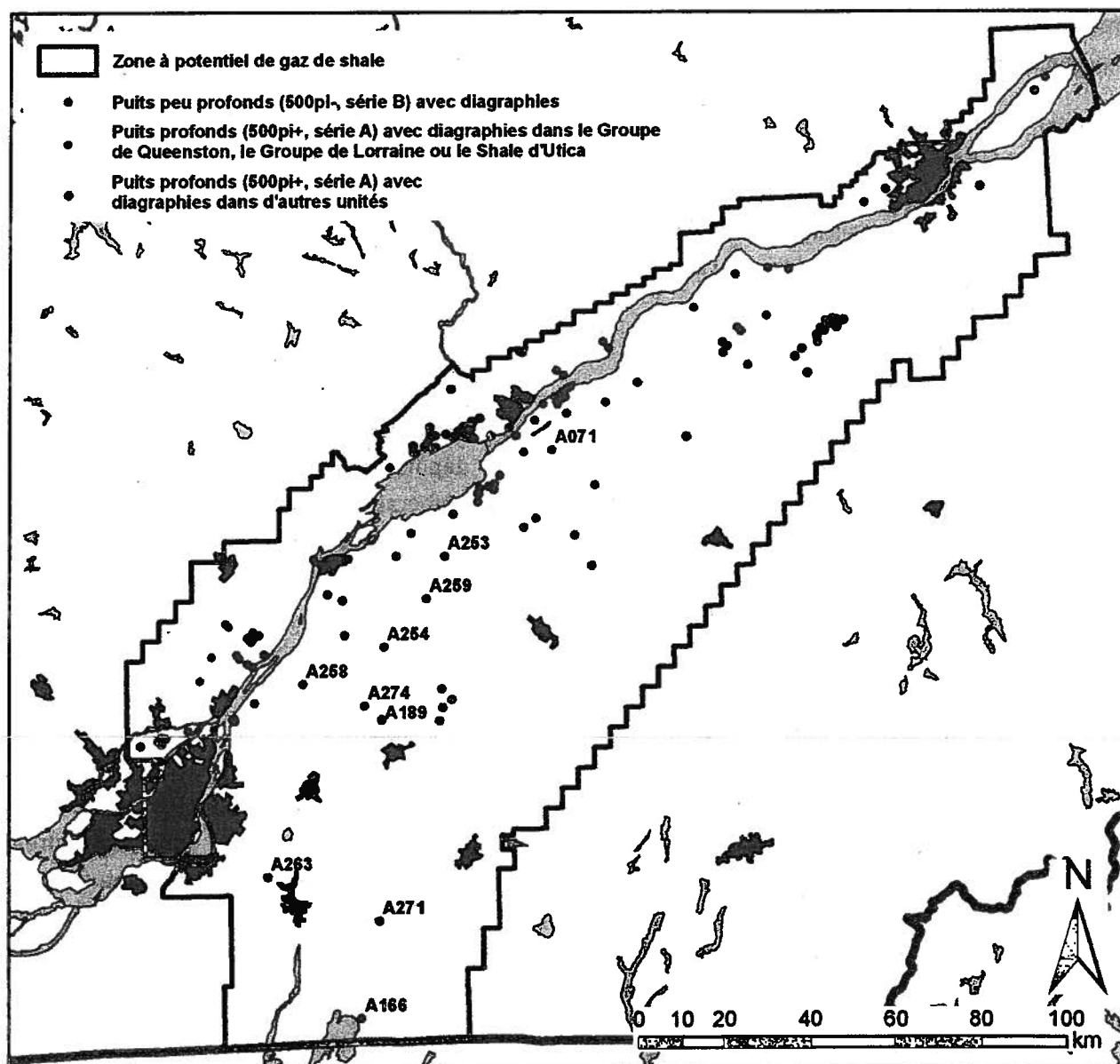


Figure 12 : Carte de localisation des puits comportant des diagraphies.

Les puits sont classés en fonction de leur profondeur et des unités traversées (500 pi = 152,4 m). Les puits numérotés (Axxx) correspondent à ceux discutés dans la section 2.6.2 ci-dessous.

2.6.2 Diagraphies du roc

Les diagraphies enregistrées à travers le Shale d'Utica et les unités sus-jacentes dans les puits forés pour le pétrole et le gaz naturel appartiennent à la série de puits « A » profonds (SIGPEG) et sont pour l'essentiel concentrées le long de l'axe du fleuve Saint-Laurent. La couverture s'amenuise rapidement vers le sud-est et vers le sud (figure 12). Vers le sud-est, seules les unités appalachiennes et la zone de failles imbriquées sont documentées et il n'existe pas d'enregistrement diagraphique des roches autochtones sous le domaine appalachien. Vers le sud, deux forages seulement présentent des enregistrements diagraphiques mais leur utilité est limitée : Le puits A263 comprend une suite diagraphique complète et a traversé le Shale d'Utica et le Groupe de Lorraine, mais dans une partie peu

profonde du bassin qui ne permet pas de corrélations avec les formations adjacentes de Stony Point et Iberville au sud-est. Le puits A166 à l'inverse, documente la partie profonde du bassin mais dans une zone tectonisée où les relations stratigraphiques sont obscurcies par de nombreux chevauchements. Le puits A271 enfin, est celui qui présente l'enregistrement diagrapgique le plus complet à travers la séquence sédimentaire jusqu'au sommet du Groupe de Trenton, dans le sud de la région d'étude (figure 12).

Les principaux types de diagraphies disponibles sont l'acoustique, le diamétreur, la densité gamma-gamma (avec effet photoélectrique), la porosité neutron, le potentiel spontané, le rayonnement gamma naturel et la résistivité. La nature des sondes et leur résolution a naturellement évolué au fil du temps. Les puits les plus anciens ne comportant souvent qu'une diagraphie électrique non spécifiée et un rayonnement gamma naturel. Les forages réalisés pour le gaz de shale depuis 2006 présentent des suites diagraphiques complètes, incluant des sondes spécialisées de type anisotropie acoustique, rayonnement gamma spectral et spectroscopie neutronique. Dans un cas également (puits A263), une diagraphie de type résonance magnétique nucléaire est également disponible.

L'inventaire des enregistrements diagraphiques disponibles pour le Shale d'Utica et les unités sus-jacentes a été élaboré à partir des données SIGPEG, qui peuvent être incomplètes. Les incohérences ont été corrigées dans la mesure du possible, certaines diagraphies non inventoriées ont été identifiées à partir des rapports de fin de forage, mais de nombreuses omissions existent encore dans cette base de données. Parce que de nombreuses diagraphies de base sont parfois omises, notamment le rayonnement gamma naturel, il n'est pas possible d'élaborer des statistiques très détaillées pour illustrer la couverture diagraphique du roc. Il apparaît toutefois que de nombreux puits, même anciens, comportent une suite diagraphique de type radioactivité-porosité-résistivité qui permet d'élaborer un modèle pétrophysique de base pour caractériser les propriétés hydrogéologiques du roc peu profond (formations de Bécancour et de Pontgravé). Les unités plus profondes, beaucoup plus argileuses (Formation de Nicolet et Shale d'Utica), peuvent difficilement se prêter au même type d'analyses sans avoir accès à des diagraphies spécialisées.

Sur la base des données disponibles, il est à tout le moins possible de recenser le nombre de puits pour lesquels une couverture diagraphique complète ou quasi-complète est disponible pour chacune des unités stratigraphiques d'intérêt (tableau 4), sans égard pour la nature ou la qualité des diagraphies enregistrées. Ce recensement met en évidence le déséquilibre qui existe dans la répartition des enregistrements, les unités les plus profondes étant les mieux documentées (88 puits pour le Shale d'Utica, à comparer avec 5 puits pour le Groupe de Queenston). Il est à noter que 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 MRN (SIGPEG, 2012).

Tableau 4 : Unités stratigraphiques couvertes à plus 90% par une ou plusieurs diagraphies.

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 non différencié	39	n.d.
Lorraine (Pontgravé)	8	3
Lorraine (moyen)	8	n.d.
Lorraine (Nicolet)	37	n.d.
Lorraine, Utica non différenciés	5	n.d.
Shale d'Utica	88	n.d.
Utica, Trenton non différenciés	3	n.d.

L'inventaire pour le Groupe de Queenston est détaillé dans le texte ci-dessous ainsi que dans la légende du tableau 5.

La colonne centrale du tableau 4 représente, en l'état actuel de l'inventaire diagraphique, une vision optimiste du nombre de puits pour lesquels des diagraphies sont disponibles pour les unités les plus proches de la surface. 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 4.

À titre indicatif, un tel exercice a été réalisé pour la Formation de Bécancour (dernière colonne du tableau 4). 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). À moins d'un ajustement de la carte géologique de surface, ces puits ne peuvent donc être pris en considération ici. 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 quatre puits (A253, A254, A259 et A274) comportent donc une suite de diagraphies apte à permettre une étude pétrophysique détaillée de la Formation de Bécancour et seuls les trois premiers couvrent un intervalle supérieur à 90% dans cette unité. Ces puits

se caractérisent par des intervalles enregistrés d'épaisseurs variables : 341, 473, 235 et 340 m respectivement, qui peuvent être expliquées par des différences dans le niveau d'érosion – la Formation de Bécancour étant observée à l'affleurement – ou par une possible confusion avec la Formation de Pontgravé.

Le tableau 5 résume les diagraphies disponibles pour le Groupe de Queenston (Formation de Bécancour) et permet d'apprécier le potentiel d'exploitation de ce type de données pour ce groupe.

Tableau 5 : Diagraphies disponibles pour le Groupe de Queenston selon la base de données SIGPEG.

No du puits	A071	A071	A189	A189	A189	A189	A253	A254	A258	A259	A259	A274	A274	A274
Intervalle couvert dans l'unité stratigraphique (m)	86	1,5	60	83	90	90	341	473	99	235	235	340	290	271
Pourcentage de l'unité stratigraphique couvert	100	100	27	37	41	41	100	100	92	98	98	64	55	51
Acoustique				X							X(1)	X		
Densité de formation							X	X	X	X		X		
Diamètre (Calliper)							X	X	X		X	X		
Directionnel						X								
Effet photoélectrique (PEF)							X	X	X	X		X		
Electricilog														
Pondage net (Diamètre)					X									
Porosité-Densité										X	X		X	
Porosité-Neutron							X	X	X	X		X		
Potentiel spontané (SP)							X	X		X		X		
Rayon gamma	X	X					X	X	X	X	X	X	X	
Résistivité			X				X	X	X	X		X		
Température									X	X				
Autres diagraphies							(2)			(3)				(4)

(1) : La diagraphie acoustique comporte les ondes P et S ; (2) : Résistivité de la boue ; (3) : Spectroscopie neutronique, rayon gamma spectral ; (4) : FMI. Les puits A253 à A274 sont des puits récents forés pour le gaz de shale. Sept puits sont représentés dans ce tableau, mais l'intervalle enregistré dans le Groupe de Queenston pour les puits A189 et A274 est inférieur à 90%, si bien que ces puits ne sont donc pas comptabilisés dans la colonne centrale de tableau 4, où seuls cinq puits sont répertoriés. La dernière colonne du même tableau ne recense que trois puits permettant une analyse hydrogéologique (A253, A254, A259) avec une couverture supérieure à 90%, auxquels il convient d'ajouter le puits A274 bien que la couverture n'y soit que de 64%.

Le même exercice a été réalisé pour la Formation de Pontgravé (dernière colonne du tableau 4), pour laquelle seuls huit forages comportent des enregistrements diagraphiques qui couvrent plus de 90% de la formation, selon les données compilées par le MRN (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 MRN, 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 flyschs et des molasses. En poussant la réflexion au-delà de cette barrière méthodologique, il apparaît que les quatre puits identifiés plus haut comme aptes à supporter une étude hydrogéologique de la Formation de Bécancour (puits A253, A254, A259 et A274) sont également utilisables pour l'évaluation de la Formation de Pontgravé. Une étude au cas par cas permettrait vraisemblablement d'ajouter d'autres puits à cette courte liste.

2.6.3 Carottes

Les carottes échantillonnées dans le Shale d'Utica et les unités sus-jacentes au cours des forages pétroliers et gaziers appartiennent à la série de puits « A » (SIGPEG) et sont pour l'essentiel concentrées le long de l'axe du fleuve Saint-Laurent et la vallée de la rivière Richelieu (figure 13).

L'inventaire des carottes disponibles pour le Shale d'Utica et les unités sus-jacentes est élaboré à partir des données SIGPEG, qui peuvent être incomplètes. Les incohérences ont été corrigés dans la mesure du possible, certains intervalles carottés non inventoriés ont été identifiés à partir des rapports de fin de forage, mais il est possible que certaines omissions existent encore dans cette base de données, à un degré moindre que dans le cas de l'inventaire diagraphique cependant. La principale incertitude qui existe à propos des carottes inventoriées porte sur le degré de préservation des échantillons. L'existence physique et la disponibilité à la carothèque du MRN de l'ensemble des carottes inventoriées n'ont pas été vérifiées dans le cadre du présent rapport. Tout indique par ailleurs que la gamme d'analyses encore possibles sur ces carottes se restreint à des analyses chimiques et géochimiques, les analyses de perméabilité et de saturation en eau devant être évitées compte tenu de l'état de préservation présumé des carottes disponibles.

Sur la base des données disponibles, il est possible de recenser le nombre de puits dans lesquels des carottes ont été prélevées pour chacune des unités stratigraphiques d'intérêt (tableau 6), sans égard pour la longueur ou le degré de préservation de ces carottes. Ce recensement met en évidence le déséquilibre qui existe dans la répartition des échantillons, le Shale d'Utica et la Formation de Nicolet étant représentés à parts égales avec 24 et 28 puits respectivement, tandis que les formations de Pontgravé et Bécancour ne sont représentées que par 3 et 2 puits, respectivement. Bien que rares, les carottes disponibles pour ces deux dernières formations représentent un échantillonnage continu sur plusieurs dizaines de mètres et présentent un intérêt évident pour caractériser la section supérieure du roc là où le potentiel aquifère est le mieux développé.

Tableau 6 : Unités stratigraphiques comportant des carottes.

Unité stratigraphique carottée	Nombre de puits
Queenston (Bécancour)	2
Lorraine non différencié	12
Lorraine (Pontgravé)	3
Lorraine (Nicolet)	24
Lorraine (Iberville)	1
Utica	28
Utica (Stony Point)	1

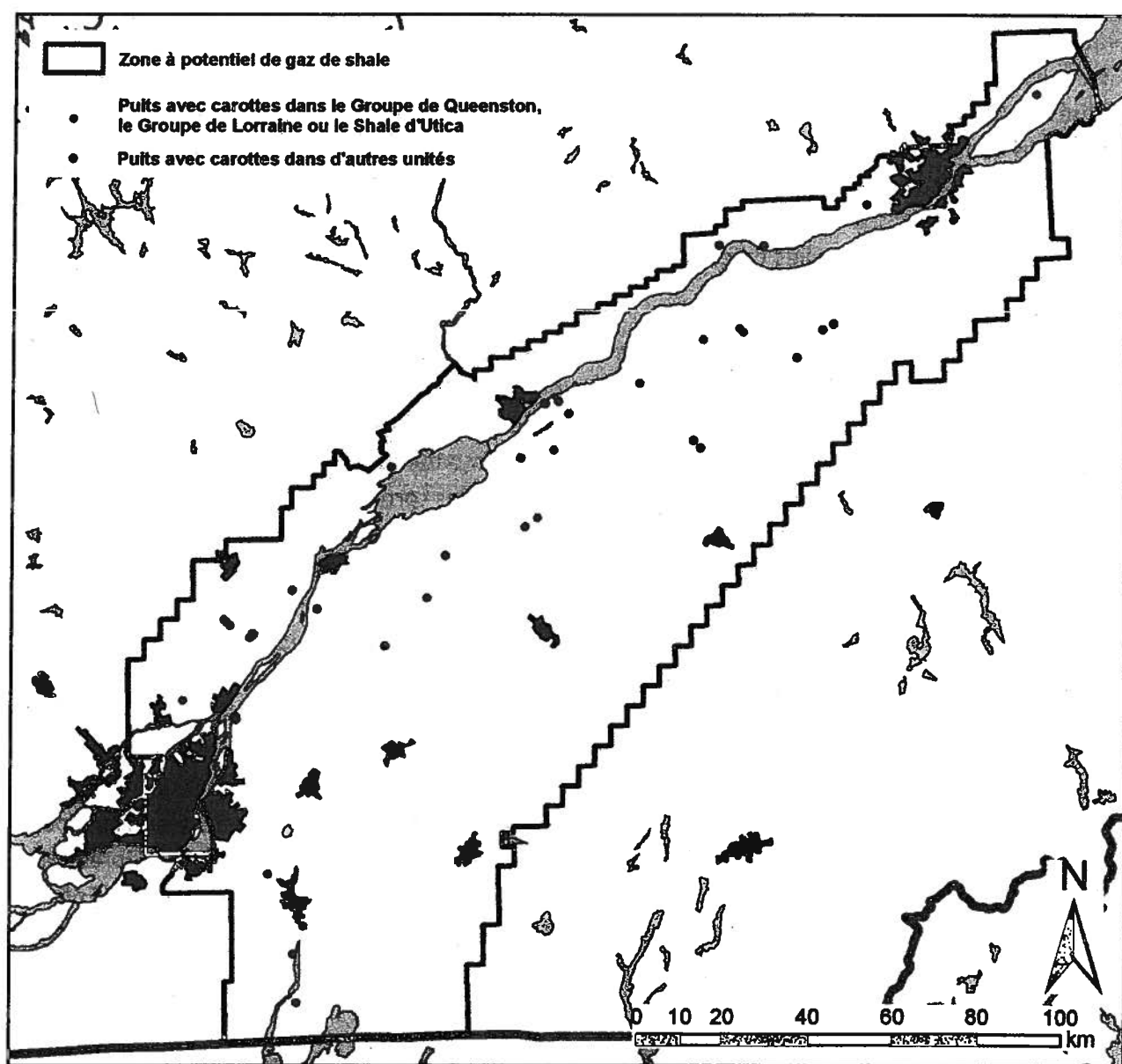


Figure 13 : Carte de localisation des puits carottés dans le Shale d'Utica et les unités sus-jacentes.

2.7 Propriétés physiques du roc

2.7.1 Pression

Les seules données directement exploitables pour estimer les gradients de pression dans le Shale d'Utica et les unités sus-jacentes proviennent des résultats d'essais aux tiges et des jauges de pression. Ces dernières fournissent les résultats les plus fiables et présentent l'avantage de mettre en lumière les possibles variations verticales du gradient de pression. Seuls trois puits comportant de telles données ont été identifiés (tableau 7), à partir des rapports de forage pour les puits A161 et A168, et tel que rapporté par Ahmat (2011) pour le puits A252. Les essais aux tiges réalisés sur les shales naturellement fracturés dans la région d'étude (figure 14) sont en revanche plus nombreux et peuvent à l'occasion se prêter à une estimation de la pression et du gradient de pression dans ces réservoirs particuliers (tableau 7). Les essais de production, également reportés sur la figure 14, ne fournissent aucune information pratique pour caractériser les propriétés physiques du roc, les données disponibles ne portant que sur les débits et volumes de gaz produits. Une synthèse des essais aux tiges et des essais de production réalisés dans la région de Villeroy est disponible dans Aguilera (1978) et dans Morin (1991). Des indications additionnelles (tableau 7) sur les gradients de pression dans les shales sont disponibles dans BAPE (2010), Chatellier et al. (2011b), Konstantinovskaya et al. (2012) et Lavoie et al. (2011). Aucune mesure directe n'est disponible pour les unités les moins profondes (formations de Pontgravé et de Bécancour) bien que des poches de gaz surpressurisées soient localement rencontrées dans ces unités (puits A123, A253, AZ41).

Les valeurs reportées au tableau 7 proviennent ainsi de sources différentes et sont de qualité variable. Les valeurs obtenues à partir des jauges de pression sont les plus fiables. Certaines jauges ont été laissées au fond du puits ou à des intervalles choisis pendant plusieurs semaines, d'autres n'ont fait que de brefs arrêts de quelques minutes à quelques heures en remontant vers la surface, mais même dans ce dernier cas les valeurs sont relativement stables, et fiables. Elles correspondent au gradient de pression pour la profondeur exacte mentionnée dans le tableau. Les valeurs obtenues à partir des essais aux tiges (DST) sont en revanche des valeurs calculées, généralement à partir d'un diagramme de Horner. Les valeurs compilées dans le tableau 7 à partir des résultats d'essais aux tiges sont tirées des rapports de fin de forage. Lorsque les données sont suffisantes il est possible de recalculer les gradients de pression et de les comparer avec les valeurs proposées dans les rapports de fin de forage. Un tel exercice a été réalisé par Konstantinovskaya et al. (2012) pour le DST no 5 du puits A185, avec une corrélation acceptable (8,3 versus 8,42 kPa/m, tableau 7). Contrairement aux jauges de pression, le gradient calculé à partir des résultats d'essais aux tiges est valable pour l'intervalle testé plutôt que pour une profondeur précise. Ces valeurs sont généralement fiables aussi, sauf dans le cas de très petits réservoirs (petits volumes) peu perméables qui ont eu le temps de libérer l'essentiel de leur gaz et de se dépressuriser pendant le forage mais dans lesquels la pression n'a pas eu le temps de remonter avant le test. Enfin les valeurs identifiées comme des "indices" ne sont pas utilisables : typiquement il s'agit d'une estimation de la pression en surface, qui ne tient pas compte du diamètre du tubage, et qui est souvent imprécis compte tenu de l'âge de ces mesures.

Konstantinovskaya et al. (2012) présentent en outre des estimations précises sur les gradients de pression régionaux (contraintes horizontales maximale et minimale, contrainte verticale et régime

tectonique contemporain). L'une des conclusions majeures de ces auteurs est que le régime de contraintes actuel est en mode coulissant pour l'intervalle de profondeur 250-4000 m, et que certaines failles normales de socle peuvent être réactivées en décrochement suivant leur orientation par rapport à la contrainte principale horizontale et la pression d'injection (pour la séquestration du CO₂) ou la pression de fracturation (pour la fracturation hydraulique). Il convient de noter que le régime de contraintes décrochant identifié pour l'intervalle 250-4000 m peut aussi s'exprimer sous la forme de structures compressives en surface ainsi que l'ont montré Wallach et Chagnon (1990). Enfin, Brodylo et al. (2011) poussent plus avant la réflexion sur les aspects géomécaniques de la fracturation hydraulique.

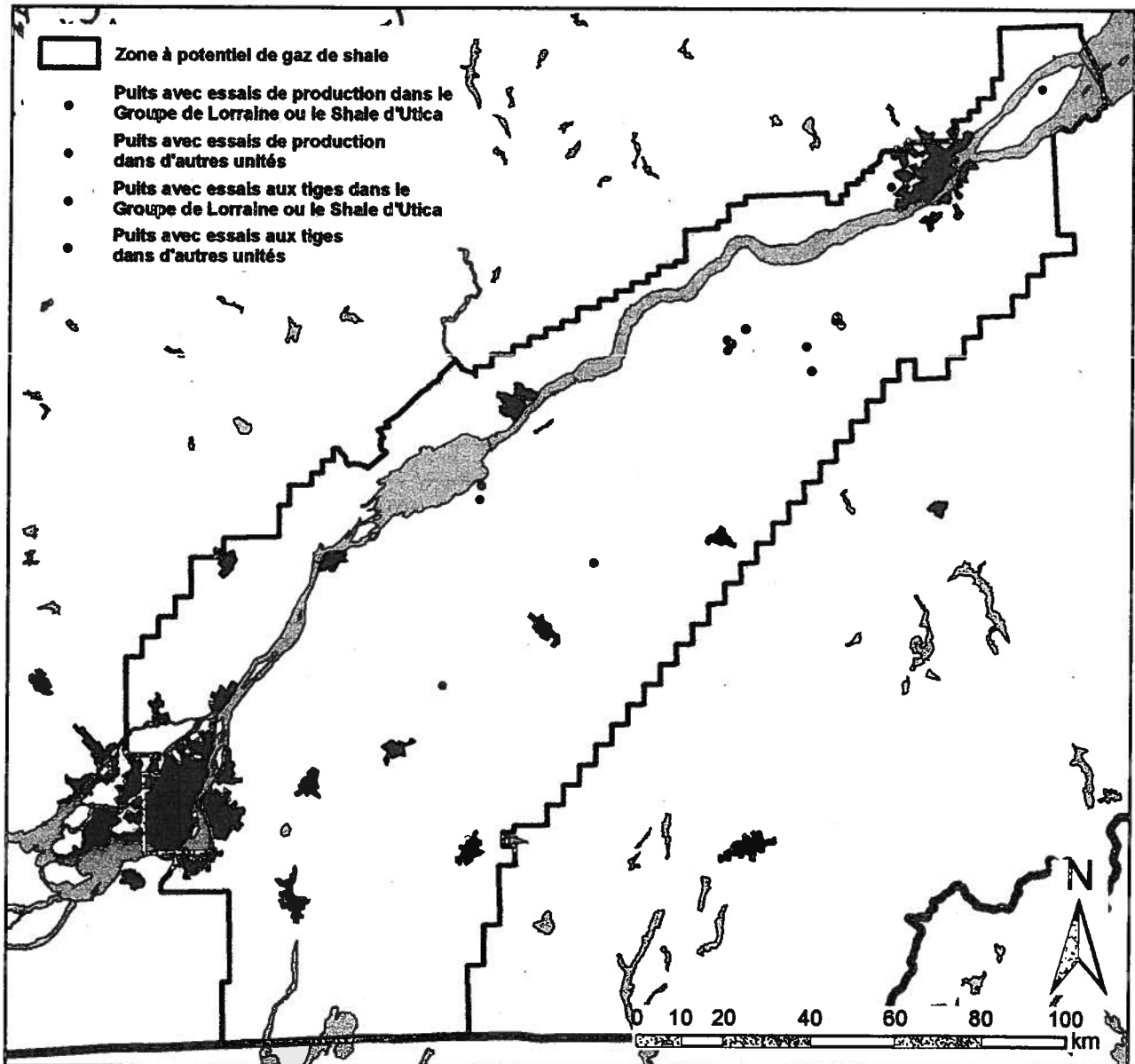


Figure 14 : Carte de localisation des puits comportant des résultats d'essais aux tiges ou d'essais de production.

Tableau 7 : Synthèse des gradients de pression.

Puits	Unité stratigraphique	Profondeur (m)	Gradient de pression (kPa/m)	Source
A020	Lorraine (Pontgravé)	566,9	3,3	Indice No 2
A048	Lorraine (Nicolet)	246,6	2,1	Indice No 1
A049	Lorraine (Nicolet)	77,7	7,5	Indice No 1
A049	Lorraine (Nicolet)	94,5	6,1	Indice No 2
A049	Lorraine (Nicolet)	240,8	2,4	Indice No 3
A076	Utica	472,5	1,8	Indice No 3
A076	Utica	483	0,6	Indice No 4
A077	Utica	137,5	0,1	Indice No 2
A077	Utica	258,4	0,3	Indice No 3
A077	Utica	357,8	0,6	Indice No 4
A077	Utica	432,8	0,8	Indice No 5
A161	Lorraine	1439,5	16,9	Indice No 1
A161	Lorraine	1463,4	16,7	Indice No 2
A161	Lorraine	1452,1	14,8	Jauge de pression
A161	Utica, Trenton	2044,3	9,3	DST No 8
A168	Lorraine	1578,7	11,7	DST No 3
A168	Lorraine	1767,8	12,6	Jauge de pression
A176	Lorraine	285,6	10,8	DST No 3
A178	Laurier	600,8	5,2	DST No 5
A183	Laurier, Trenton, Black River imbriqués	1055,2	11,8	DST No 6
A183	Laurier, Trenton, Black River imbriqués	1243,6	12,9	DST No 2
A185	Lorraine, Utica	2342,7	8,3	DST No 5
A185	Lorraine	2342	8,42	DST No 5 (Konstantinovskaya et al.,2012)
A190	Lorraine, Utica	1901	13,5	DST No 2
A252	Lorraine	1500	11,9	Jauge de pression (Ahmat, 2011)
A252	Utica	1800	11,1	Jauge de pression (Ahmat, 2011)
A256	Bourret	870	2,9	DST No 1
A258	Lorraine	400	12,5	Jauge de pression
n.d.	Lorraine, Utica	1610	12,9	Jauge de pression (Chatellier et al.,2011b)
n.d.	Lorraine, Utica	2010	13,9	Jauge de pression (Chatellier et al.,2011b)
n.d.	Lorraine, Utica	2150	11,7	Jauge de pression (Chatellier et al.,2011b)
n.d.	Utica	200 à 800	9 à 11	Lavoie et al. (2011)
n.d.	Utica	600 à 2300	10 à 17	Lavoie et al. (2011)
n.d.	Lorraine	1280 à 2590	9,7	BAPE (2010)
n.d.	Utica	1280 à 2590	13,6 à 15,8	BAPE (2010)

Ces gradients ont été estimés à partir des essais de pression, des jauges de pression et des indices mesurés lors des opérations de forage.

2.7.2 Température

Les températures de sous-surface et le gradient géothermique peuvent être approchés à partir des températures de fond de trou mesurées lors de l'enregistrement des diagraphies, à partir des fluides récupérés lors des essais aux tiges, ou à l'aide de sondes de pression-température. Aucune donnée obtenue à partir de cette dernière technique ne semble disponible dans la région à l'étude.

En considérant les températures de fond de trou mesurées lors de l'enregistrement des diagraphies pour 42 puits, Lefebvre (1982) obtient un gradient géothermique moyen de 11,7 °C/km pour l'ensemble de la région, avec une zone chaude dans la région du lac Saint-Pierre et de Bécancour (18,7 °C/km) et une zone froide dans la région de Sainte-Croix et Saint-Vincent-de-Paul (9 °C/km). Cette étude est certainement indicatrice des variations régionales dans le gradient géothermique, mais les valeurs absolues proposées ne sont pas utilisables en tant que tel car les calculs ne tiennent pas compte du temps de résidence de la boue après l'arrêt de la circulation et la température moyenne au sol de 15,5 °C qui est utilisée est vraisemblablement trop élevée. Le gradient géothermique moyen résultant de 11,7 °C/km est anormalement bas pour un bassin sédimentaire.

Tran Ngoc et al. (2011) proposent un gradient géothermique moyen de 23,5 °C/km pour la région de Bécancour, à partir des données d'essais aux tiges et des températures de fond de trou mesurées lors des enregistrements diagraphiques et en tenant compte d'une température moyenne au sol de 8 °C. Ce gradient géothermique est plus élevé que celui estimé par Lefebvre (1982) mais les auteurs ne précisent pas si les températures ont été ajustées pour tenir compte du temps de résidence de la boue après l'arrêt de la circulation.

Raymond et al. (2012) proposent également des cartes d'isovaleurs de température pour certaines unités sous-jacentes au Shale d'Utica dans la région d'étude, mais ces cartes sont dressées sur la base de températures de fond de trou non-corrigées. Des températures de fond de trou ajustées et corrigées sont en revanche utilisées par Majorowicz et Minea (2012), qui évaluent ainsi le gradient géothermique moyen pour la région d'étude à 23-24 °C/km. Cette valeur corrigée est à comparer avec la valeur de 16 °C/km obtenue par ces auteurs à partir des mêmes données non corrigées. L'inconvénient principal du travail de Majorowicz et Minea (2012) est que les données sont publiées sous forme de carte, ce qui ne permet pas d'en extraire l'information pour une région ou un puits particulier.

En tout état de cause, les températures de fond de trou sont disponibles pour la quasi-totalité des puits dans lesquels des diagraphies ont été enregistrées, de même que pour de nombreux essais aux tiges. L'essentiel des forages traversent le Shale d'Utica et les températures de fond de trou enregistrées dans les carbonates et les grès de la plate-forme permettent d'estimer le gradient géothermique qui caractérise la plate-forme. Ce gradient peut ne pas être représentatif du gradient géothermique correspondant au Shale d'Utica et aux unités sus-jacentes car les grès et les carbonates ont une conductivité thermique généralement supérieure à celle des shales. À cette incertitude s'ajoute le fait que les shales surpressurisés sont caractérisés par une conductivité thermique encore plus basse. On peut donc anticiper trois régimes de température distincts selon la position stratigraphique, au-dessous, à l'intérieur et au-dessus des shales.

2.7.3 Porosité, perméabilité et saturation

En dehors de l'analyse diagraphique il n'existe aucune donnée fiable publiée qui permette d'apprécier les propriétés physiques des grès, calcaires et siltstones des formations de Pontgravé (Groupe de Lorraine) et de Bécancour (Groupe de Queenston). Dans le cas des shales, l'analyse diagraphique est de surcroît compliquée par l'abondance de minéraux argileux ou denses tels la pyrite, mais quelques résultats d'analyse de laboratoire sont disponibles pour aider à caler les diagraphies, au moins de manière qualitative.

L'application des méthodes d'analyse conventionnelles à des roches de très faible perméabilité donne généralement peu de résultats, sauf dans le cas particulier où une perméabilité de fracture significative est présente. C'est le cas de quelques essais aux tiges réalisés avec un succès relatif dans le shale parautochtone (puits A168, A178 et A183, tableau 8), pour lesquels il a été possible d'estimer une perméabilité de fracture. La conclusion générale qui ressort des essais aux tiges pratiqués sur les shales dans la région d'intérêt est que les shales fracturés peuvent avoir des débits intéressants mais que leur faible perméabilité et leur faible volume de stockage rendent ces réservoirs non commerciaux.

Des mesures directes de perméabilité, porosité et saturation en eau, réalisées à partir de carottes, sont également disponibles pour trois puits (A065, A253 et A254, tableau 8). Dans le cas du puits A065, le faciès analysé correspond aux formations de Terrebonne/Tétreauville du Groupe de Trenton, immédiatement en-dessous du Shale d'Utica. Les résultats d'analyse ont malgré tout été intégrés au tableau 8 dans la mesure où ces faciès peuvent facilement être confondus avec ceux du Shale d'Utica. Des mesures de densité de formation et de densité de la matrice sont également rapportées pour les puits A253 et A254, qui peuvent être utilisées pour caler les diagraphies. Aucune information n'est fournie quant au protocole d'analyse, ce qui limite l'usage qui peut être fait de ces résultats.

Dans un cas unique (puits A263), une diagraphie par résonance magnétique nucléaire fournit des valeurs de perméabilité indicatives sur toute l'épaisseur du Shale d'Utica et du Groupe de Lorraine. Les perméabilités ainsi estimées (à partir de la porosité mesurée par le même outil) doivent être callées avec des carottes avant de pouvoir être exploitées, et l'outil présente de surcroît le désavantage de n'être sensible qu'à des perméabilités supérieures à 0,1 mD.

Enfin, des valeurs de porosité et de perméabilité sont rapportées dans Lavoie et al. (2011) pour le Shale d'Utica et dans BAPE (2010) pour le Shale d'Utica et le Groupe de Lorraine (tableau 8). Aucune information précise n'est cependant disponible quant à la position stratigraphique et géographique des échantillons et ces données n'ont donc qu'une valeur indicative.

Dans tous les cas, qu'il s'agisse de rapports d'analyse de carottes ou de publications, les valeurs indiquées démontrent une grande variabilité qui peut être imputée à l'hétérogénéité intrinsèque du shale mais aussi aux méthodes d'analyse, qui ne sont jamais mentionnées.

Tableau 8 : Synthèse des propriétés pétrophysiques pour le Shale d'Utica et le Groupe de Lorraine.

Unité stratigraphique	Profondeur (m)	Perméabilité (mD)	Porosité (%)	Saturation en eau (%)	Source
Lorraine	1554,5 à 1602,9	0,68			Puits A168, DST No 3
Laurier	457,2 à 533,4	0,0003			Puits A178, DST No 5
Laurier, Tr., B.R. imbriqués	1044,9 à 1244,8	0,023			Puits A183, DST No 2
Laurier, Tr., B.R. imbriqués	1051,9 à 1250,3	0,00827			Puits A183, DST No 6
Terrebonne-Tétreauville	803,76 à 830,15	<0,01 à 0,4	0,8 à 11,9	20,3 à 90,6	Puits A065, carotte
Lorraine	1325 à 1340,5	$4,03 \times 10^{-12}$ à $7,71 \times 10^{-7}$	0,12 à 4,66	37,86 à 95,53	Puits A253, carotte (*)
Utica	1419 à 1492	$2,36 \times 10^{-12}$ à $2,46 \times 10^{-6}$	0,16 à 3,58	31,16 à 92,17	Puits A253, carotte (*)
Lorraine	1490,64 à 1502,23	$5,82 \times 10^{-7}$ à $6,74 \times 10^{-5}$	2,7 à 5,1	20 à 45	Puits A254, carotte (*)
Utica	1574,48 à 1676,05	$9,62 \times 10^{-8}$ à $2,34 \times 10^{-5}$	1,3 à 4,6	12 à 63	Puits A254, carotte (*)
Utica	n.d.	10^{-5} à 10^{-4}	2 à 5,8		Lavoie et al. (2011)
Utica	n.d.	10^{-3} à 5×10^{-3}	2 à 5,5		Lavoie et al. (2011)
Utica	n.d.	10^{-2} à 8×10^{-2}	2 à 3		Lavoie et al. (2011)
Lorraine	1280 à 2590	4×10^{-4}	5	45	BAPE (2010)
Utica	1280 à 2590	3×10^{-4}	0,7 à 6,6	30	BAPE (2010)

Ces propriétés comprennent des valeurs de perméabilité, porosité et saturation en eau recensées à partir des résultats d'essais aux tiges, des analyses de carottes, ainsi que des publications. (*): Les valeurs de porosité indiquées correspondent à la porosité effective; Tr: Groupe de Trenton; B.R.: Groupe de Black River.

3. Modèles structuraux conceptuels

La réalisation de modèles structuraux conceptuels 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 15). L'emphase des travaux est mis sur la définition des conditions stratigraphiques et structurales jusqu'à 4 km de 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 favoriser une connexion 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, notamment grâce aux projets PACES en voie de réalisation dans les Basses-Terres du Saint-Laurent. 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 il faut 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 pour 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.

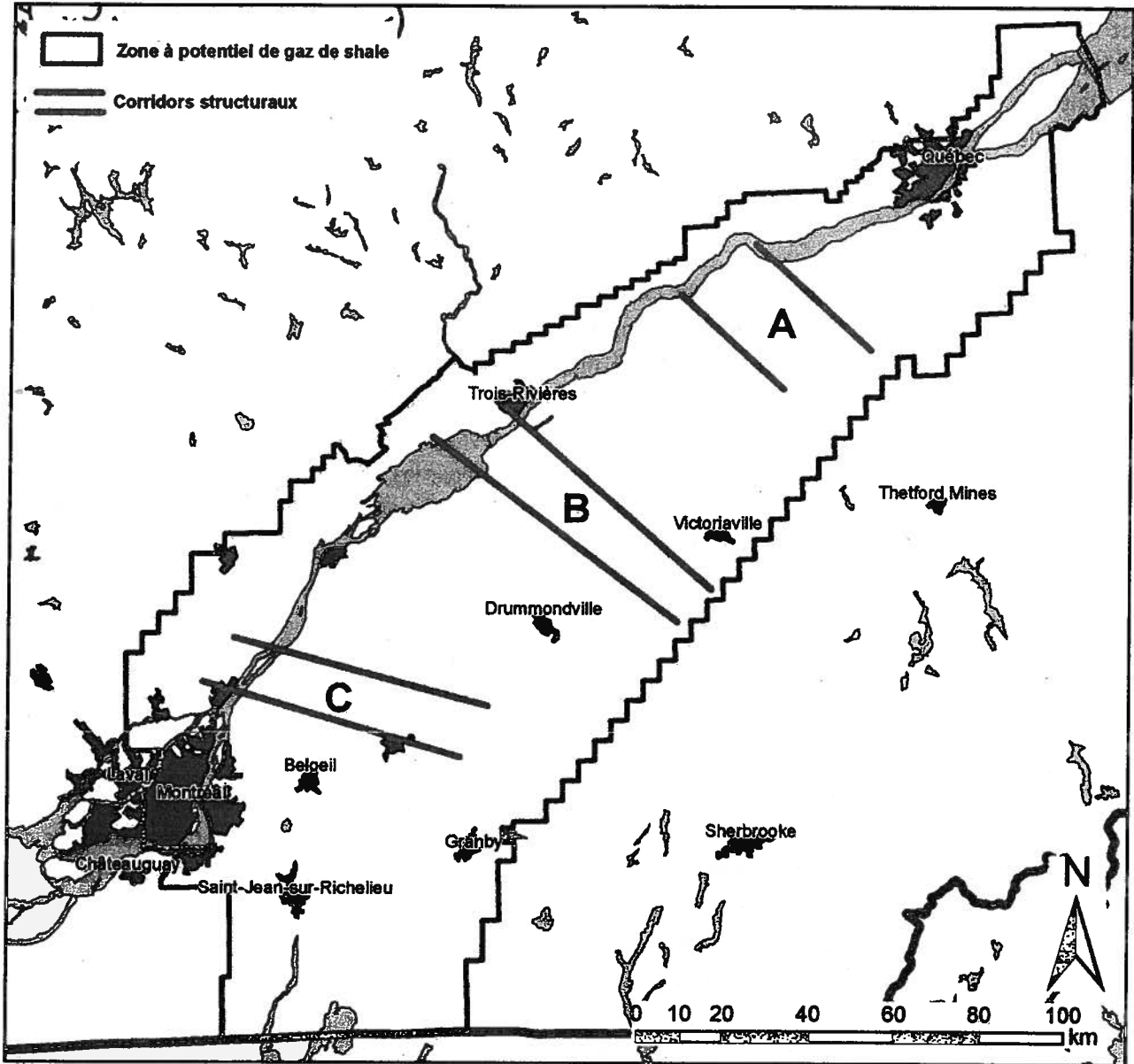


Figure 15 : Carte de localisation générale des coupes des modèles structuraux
 Carte délimitant la zone d'intérêt pour le gaz de shale (SIGPEG, 2010) et les corridors structuraux A, B et C élaborés dans le cadre du présent rapport.

3.1 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 15). 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 comportant une suite diagraphique complète dans cette région (A271). 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 certains forages

et de nombreux 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, 1976c 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 flyschs – 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.

3.2 Disponibilité des données et limitations des modèles

3.2.1 Distribution et disponibilité des lignes sismiques

L'élaboration des modèles structuraux repose très largement sur les lignes sismiques rendues publiques par le MRN (SIGPEG, 2012; figure 16). 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 16 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.

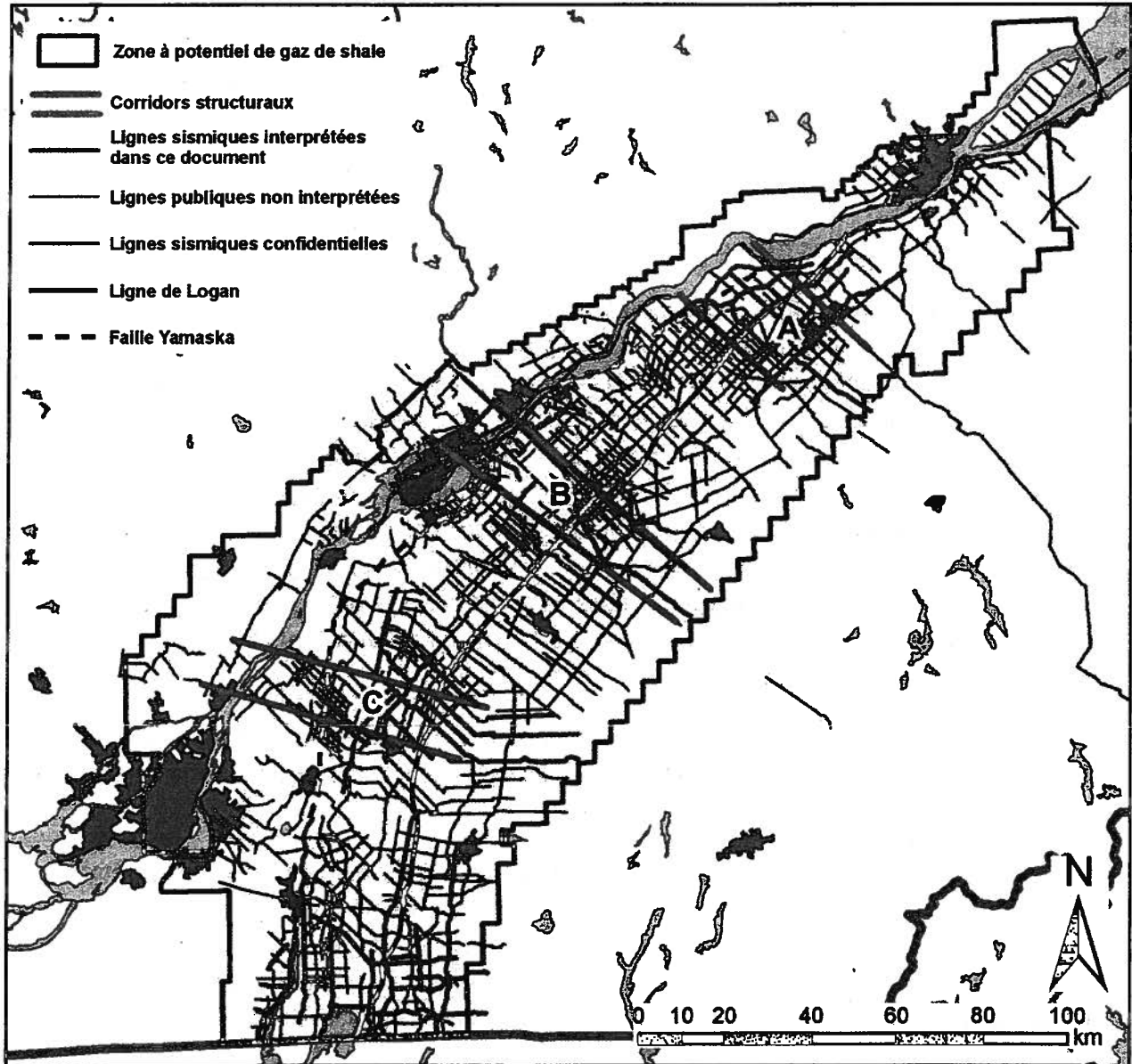


Figure 16 : Carte de localisation des lignes sismiques interprétées dans le cadre de ce rapport. Les lignes non interprétées ici mais disponibles auprès du MRN, ainsi que des lignes demeurant confidentielles, sont également représentées. Les tracés de la Ligne de Logan et de la Faille Yamaska sont donnés à titre indicatif.

3.2.2 Qualité des lignes sismiques

Le travail d'interprétation a été réalisé pour l'essentiel à partir des versions additionnées (*stacks*) plutôt que migrées. Dans une version additionnée, plusieurs traces sont associées (additionnées) pour obtenir une image approximative de la géométrie des réflecteurs en sous-surface, mais il peut exister des distorsions (légères ou importantes) quant aux pendages et à la position exacte de ces réflecteurs. Une version migrée rend compte des vrais pendages et de la position correcte des réflecteurs, à condition que les vitesses de propagation des ondes dans la région à l'étude soient connues. Seul un petit nombre de lignes sismiques est disponible dans une 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 17).
- 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 plate-forme (figure 18).
- 3) La projection et 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.

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 flyschs. La plupart des événements 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 flyschs. Pour cette raison, il existe sans doute dans les flyschs 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.

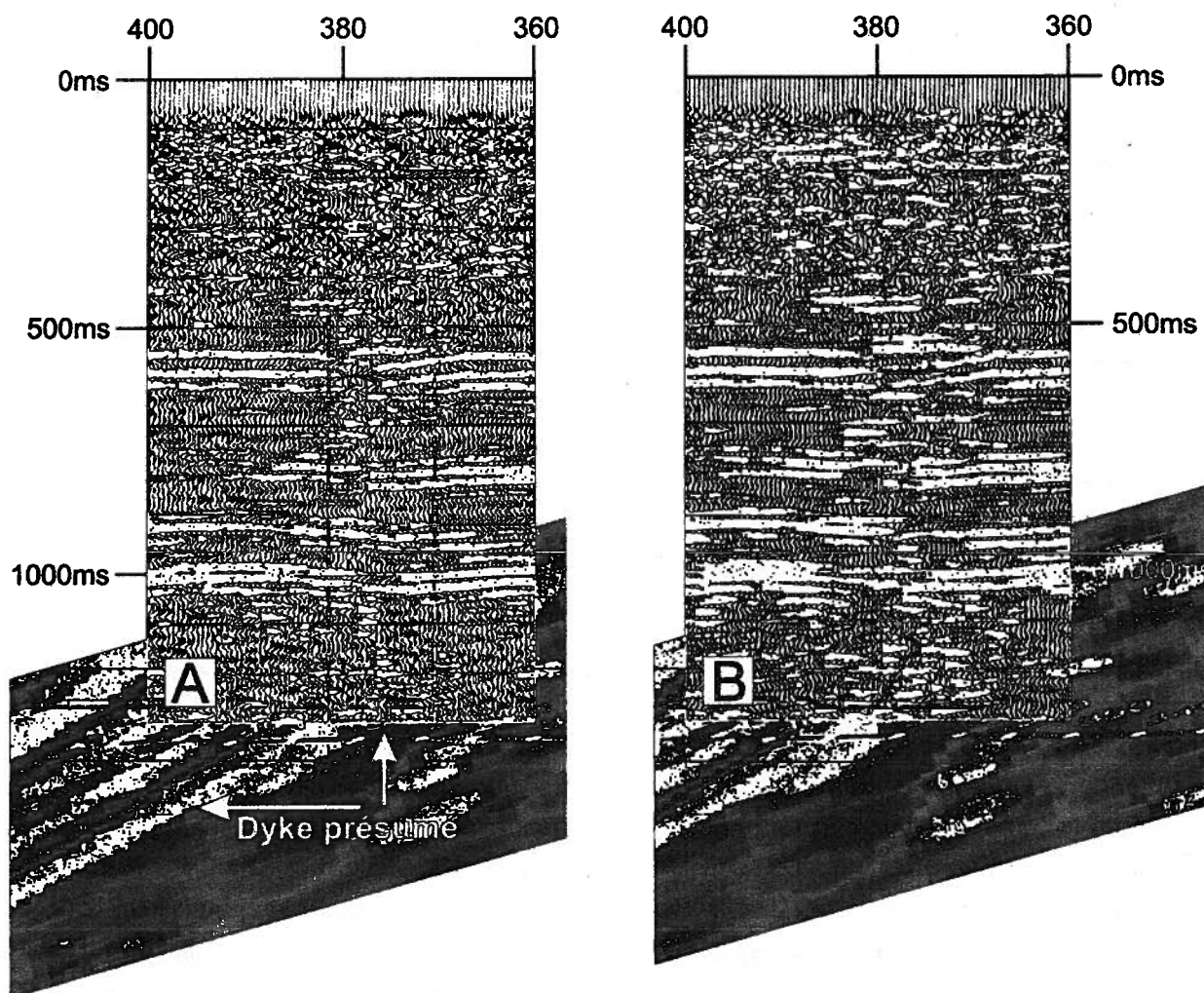


Figure 17 : Comparaison entre les versions additionnée (A) et migrée (B) pour la ligne BHP-90-100S. Section représentée entre les points de tir 400 et 360. Les deux versions sont disponibles au format tiff (Etemadi, 1991; SIGPEG, 2012) et ont été réalisées en 1990. La discontinuité observée à la verticale du point de tir 380 correspond à un dyke identifié sur le levé aéromagnétique du MRN (Thériault, 2012a), tel que discuté dans les sections 3.4.3.3 et 3.4.4. L'extension verticale maximale du dyke présumé ne peut être identifiée faute de marqueurs sismiques continus dans l'intervalle de temps 0-500 ms.

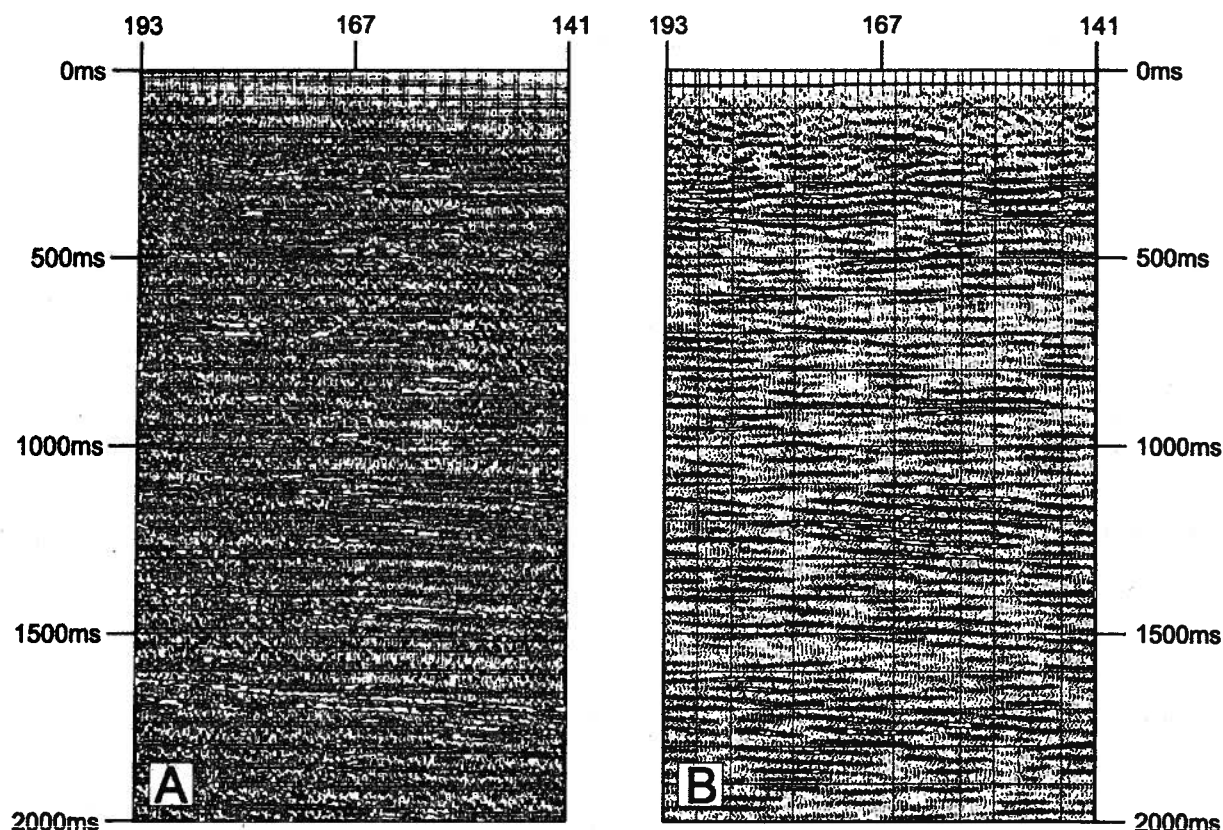


Figure 18 : Comparaison entre les versions additionnée (A) et migrée (B) pour la ligne 76-106. Section représentée entre les points de tir 193 et 141. Les deux versions sont disponibles au format tiff (SIGPEG, 2012) mais la première (A) a été réalisée en 1976 tandis que la seconde (B) a été retraitée et migrée à partir des données brutes en 2008.

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 connexion 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 flyschs en direction de la surface, non sur leur présence. La présence de failles à la base de la séquence de flyschs, 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 flyschs, 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 flyschs les plus plausibles seraient des failles normales syn-sédimentaires causées par la compaction différentielle, et qui seraient donc de faibles dimensions.

3.2.3 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.

3.2.4 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 MRN (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 pendagemétriques (*dipmeter*) sont également disponibles, essentiellement pour les forages qui ont traversé le domaine appalachien.

3.2.5 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.

3.3 Style structural général observé dans l'ensemble des corridors

3.3.1 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 boues carbonatées du Shale d'Utica et les flyschs 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 été 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-horizontale 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.

3.3.2 Domaine parautochtone

La zone de failles imbriquées consiste en 1) une série d'écaillés de carbonates détachées de la plate-forme (groupes de Beekmantown à Trenton), 2) plus rarement en des unités gréseuses (Groupe de Potsdam) et 3) 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 flyschs 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 a été nommé : les écaillés de carbonates de Saint-Flavien et Joly au nord et de Saint-Dominique affleurant au sud, et l'écaille 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 (Lavoie et al., 2009).

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 écailles 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 flyschs en direction de l'avant-pays. Au sein des flyschs, 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 écailles 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.

3.3.3 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 flyschs 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 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.

3.4 Spécificités et représentativité des modèles structuraux

3.4.1 Spécificités du corridor A

3.4.1.1 Conception du modèle structural – corridor A

Le tableau 9 et les figures 19 à 21 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 22 et le tableau 10 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 de 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.

Tableau 9 : Inventaire des lignes sismiques utilisées pour la réalisation du modèle structural du corridor A.

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	MRN

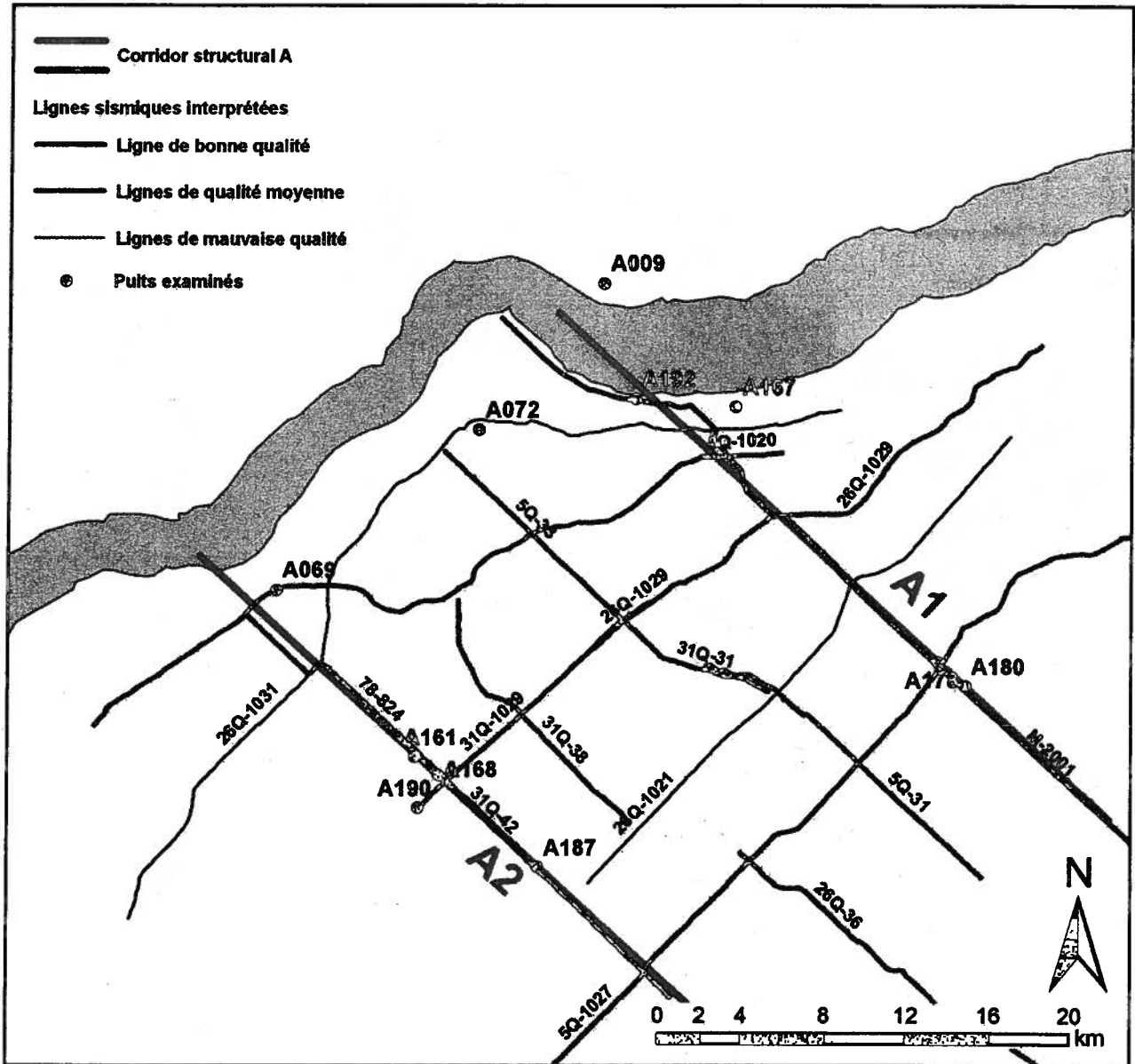


Figure 19 : Carte de localisation des lignes sismiques interprétées et des puits examinés pour élaborer le modèle structural du corridor A.

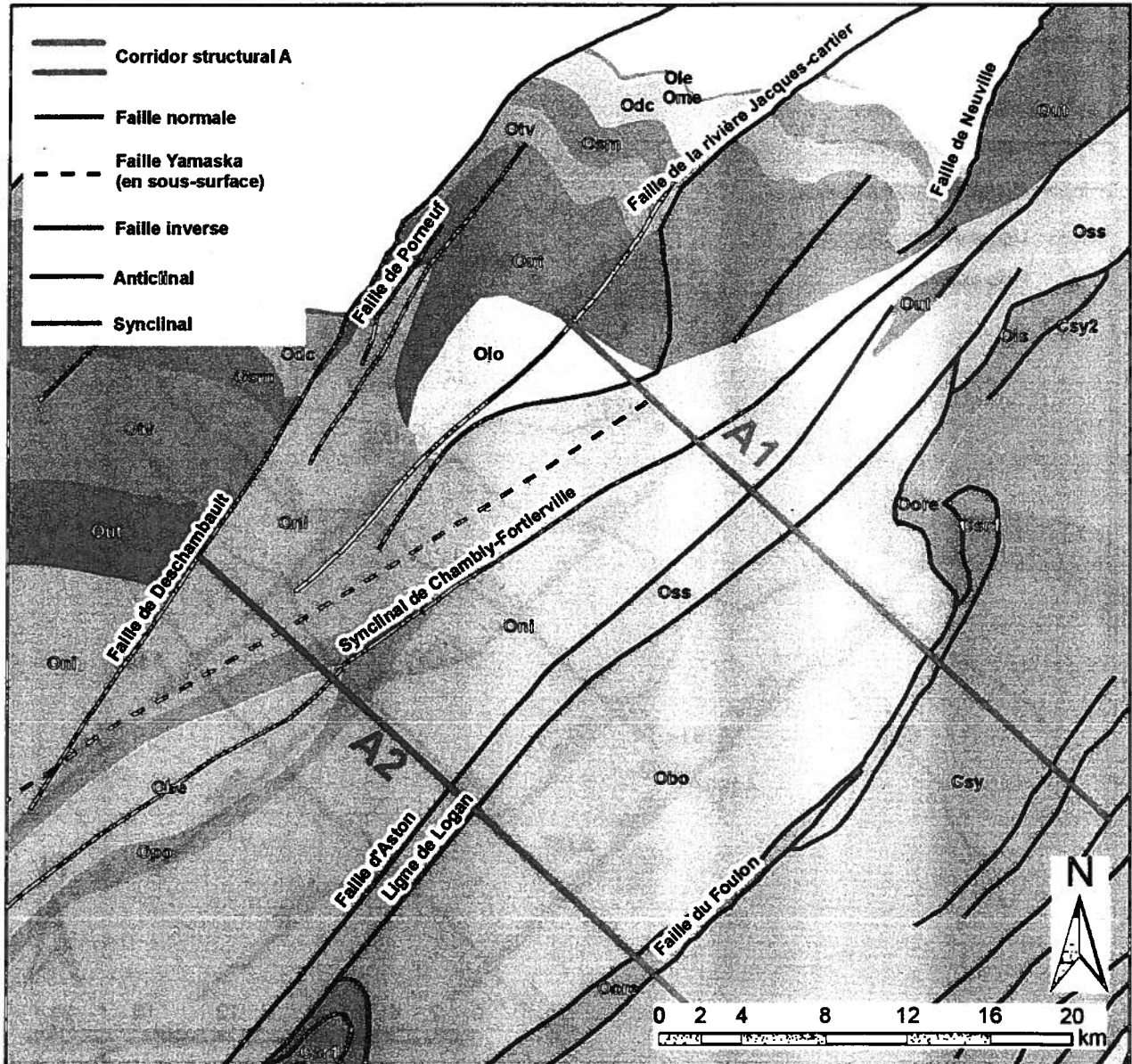


Figure 20 : Géologie de surface du corridor A.

La carte est adaptée de MRNF (2008). Légende stratigraphique : Csr1: Groupe de Saint-Roch ; Csy: Groupe de Sillery ; Csy2: Groupe de Sillery, Formation de Saint-Nicolas ; Obe: Groupe de Queenston, Formation de Bécancour ; Obo: Formation de Bourret ; Odc: Groupe de Trenton, Formation de Deschambault ; Ole: Groupe de Black River, formations de Leray, Lowville et Pamela ; Olo: Groupe de Sainte-Rosalie, Formation de Lotbinière ; Ols: Formation de Lévis ; Ome: Groupe de Trenton, formations de Mile End, Ouareau, Fontaine, Sainte-Anne, Saint-Alban et Pont-Rouge ; Oni: Groupe de Lorraine, Formation de Nicolet ; Oore: Olistostrome de la Rivière Etchemin ; Opo: Groupe de Lorraine, Formation de Pontgravé ; Osm: Groupe de Trenton, formations de Montréal et Neuville, membres de Saint-Michel et Saint-Casimir ; Oss: Groupe de Sainte-Rosalie, formations de Sainte-Sabine et Les Fonds ; Otrv: Groupe de Trenton, formations de Tétréauville et Neuville, membre de Grondines ; Out: Shale d'Utica.

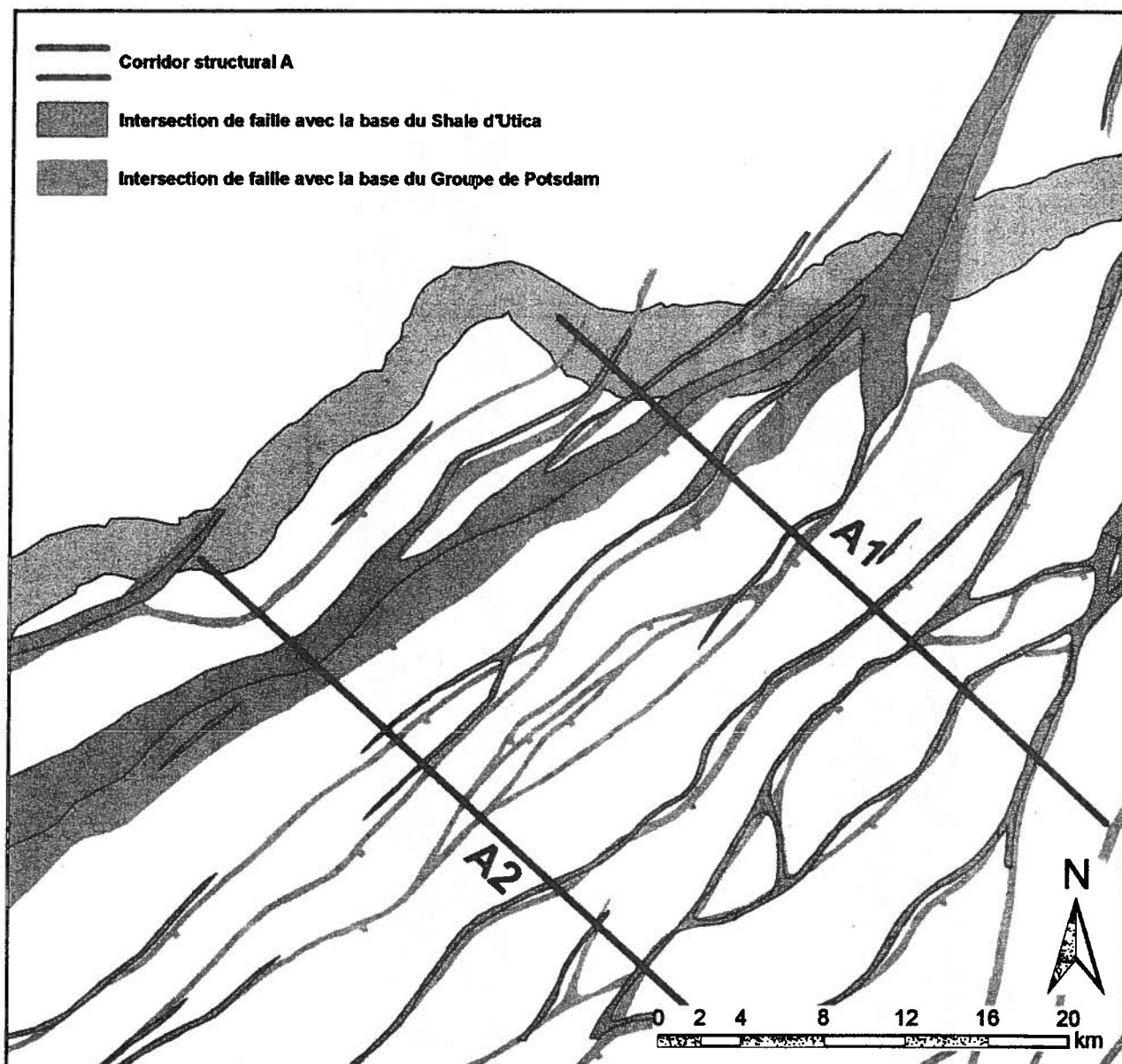


Figure 21 : Carte structurale pour le corridor A.

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).

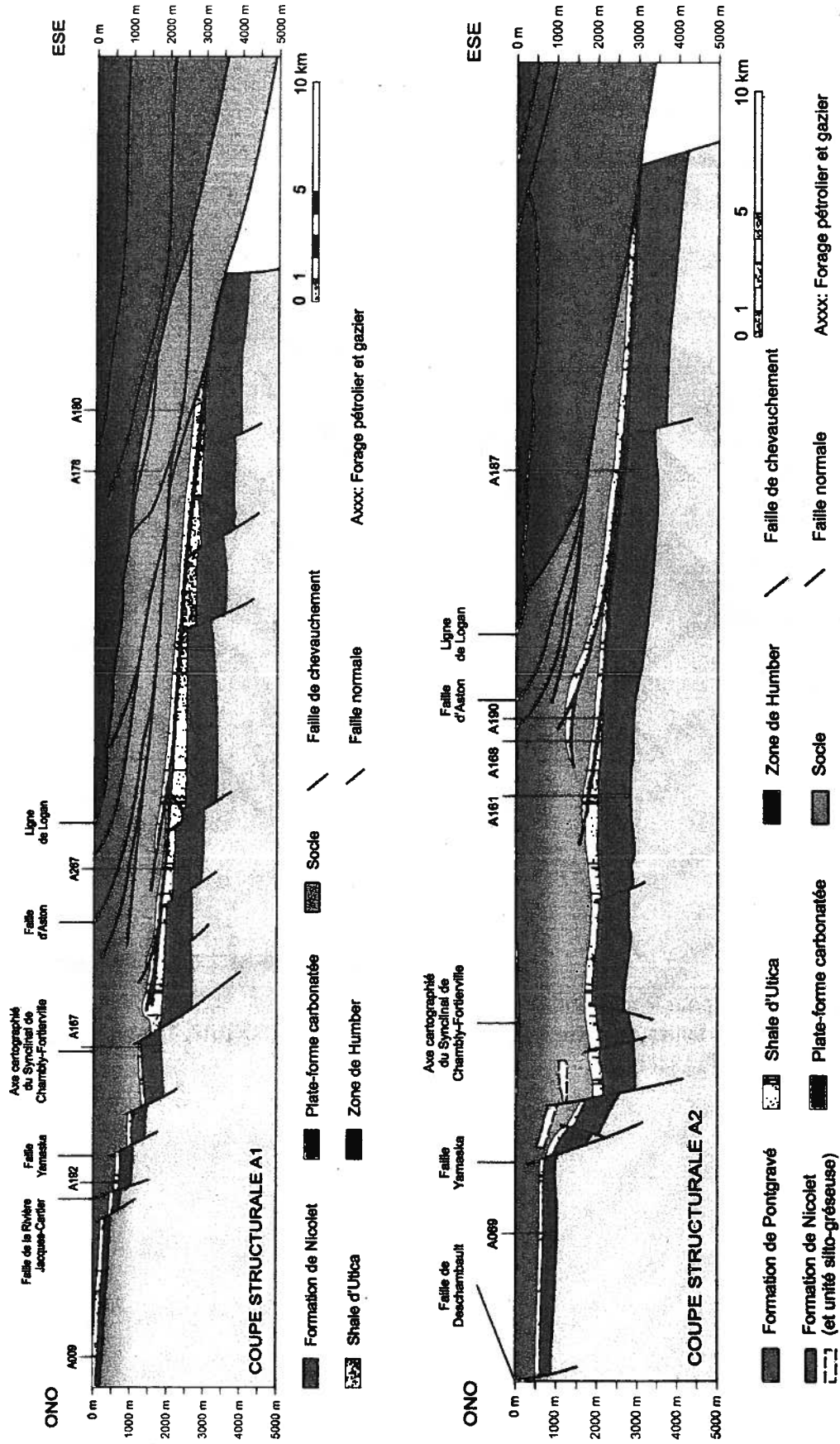


Figure 22 : Modèle structural conceptuel élaboré pour le corridor A.

Tableau 10 : Résumé des principales caractéristiques du corridor A.

Corridor structural A		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 (m)	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 ^a)
	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 ^a)
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 diagraphies 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)

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

Tableau 10 : Résumé des principales caractéristiques du corridor A (suite).

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)		Castonguay et al. (2002), 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)

La stratigraphie et les lithologies dominantes décrites ici sont sensiblement similaires à celles reconnues dans les corridors B et C (tableaux 12 et 14, respectivement), à ceci près que les formations de Pontgravé et Bécancour sont peu représentées dans le corridor A.

3.4.1.2 Unités réfléchives au sein du Groupe de Lorraine – corridor A

Une série de réflecteurs bien marqués et continus est identifiée près de la surface au sud-est de la Faille Yamaska, à l'intersection des lignes sismiques 78-824 et 26Q-1031. La figure 23 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 le 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 subhorizontaux 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.

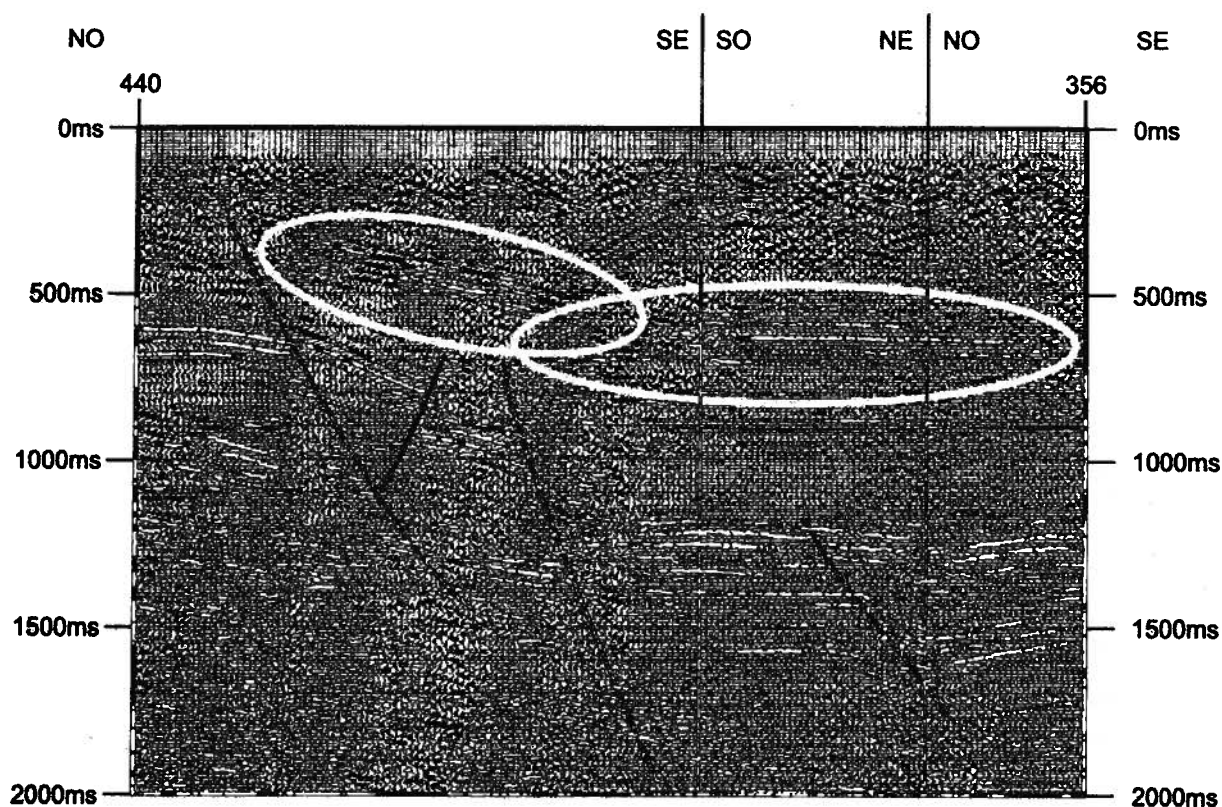


Figure 23 : Section de la ligne sismique 78-824 entre les points de tir 356 et 440.

Cette section illustre la géométrie de la Faille Yamaska au nord-ouest et la présence dans le 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.

3.4.1.3 Caractéristiques des écaïlles de shale et de carbonates – corridor A

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 24) ne présentent aucune continuité latérale et consistent essentiellement en des cavités géodiques imparfaitement cimentées (Granger et al., 1978).

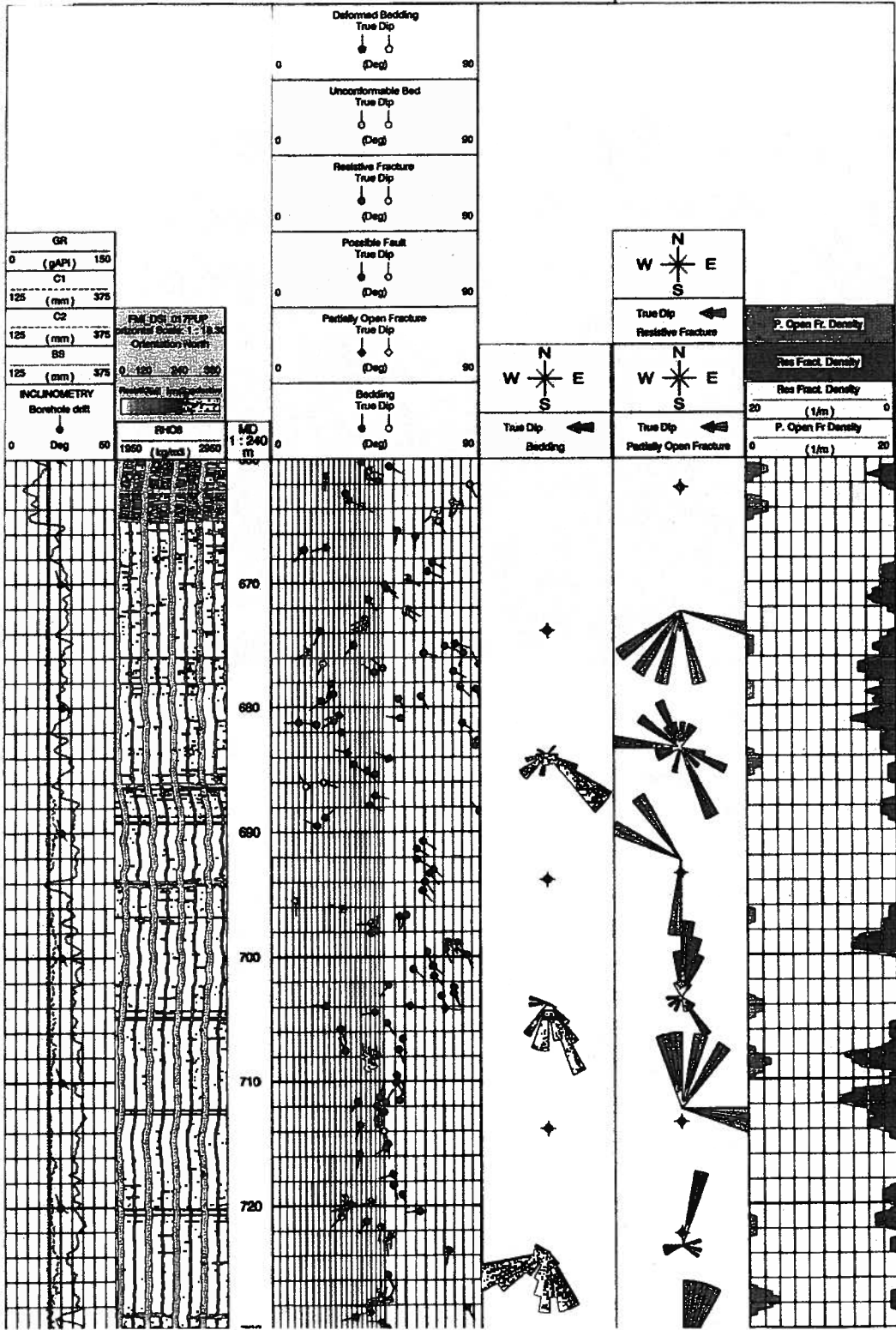


Figure 24 : Section du puits A256 entre 660 et 730 m (Shale d’Utica parautochtone). Cette section illustre la présence de fractures partiellement ouvertes (losanges bleus), de fractures résistives (ronds bleus) et de failles interprétées (ronds rouges). Tiré de Rehan et Roy (2007).

3.4.1.4 Extension orientale du Shale d'Utica – corridor A

L'extension orientale du Shale d'Utica dans le corridor A doit être analysée séparément pour les coupes A1 et A2. Dans le cas de la coupe A1, le Shale d'Utica autochtone semble être présent sous les nappes allochtones et les écailles parautochtones jusqu'à 20 km au sud-est de la Ligne Logan. Toutefois cette relation doit être considérée avec précaution car elle repose sur l'interprétation des lignes sismiques uniquement et n'est pas confirmée par des données de forage. Il est également possible que l'Utica soit présent dans les écailles parautochtones bien que ceci ne soit pas représenté sur la coupe, faute d'un contrôle suffisant par des données de forage.

Dans le cas de la coupe A2, le Shale d'Utica autochtone paraît tronqué par un chevauchement à la verticale de la Faille d'Aston, soit environ 3 km au nord-ouest de la Ligne de Logan. Au sud-est de cette limite, une écaille d'Utica semble reposer sur les roches de plate-forme le long d'un contact faillé qui s'étire sur près de 15 km au sud-est de la Ligne de Logan. La présence du Shale d'Utica dans des écailles imbriquées est également confirmée par les données de forage.

Dans le corridor A, le Shale d'Utica pourrait ainsi être rencontré jusqu'à 15 à 20 km au sud-est de la Ligne de Logan dans un contexte autochtone (coupe A1) ou paraautochtone en contact direct avec la plate-forme (A2), à une profondeur maximale d'environ 3000 m dans les deux cas. En considérant cette limite de 15-20 km au sud-est de la ligne de Logan comme point de référence, les écailles parautochtones comprenant de l'Utica en-deçà de cette limite (et observées jusqu'à 9 km au nord-ouest de la Ligne de Logan) seront rencontrées à des profondeurs inférieures à 3000 m (jusqu'à des profondeurs aussi faibles que 1200-1400 m dans le cas des écailles les plus orientales), tandis que celles hypothétiquement présentes au-delà (vers le sud-est) seront rencontrées à des profondeurs supérieures à 3000 m.

3.4.2 Spécificités du corridor B

3.4.2.1 Conception du modèle structural – corridor B

Le tableau 11 et les figures 25 à 27 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 28 et le tableau 12 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.

Tableau 11 : Inventaire des lignes sismiques utilisées pour la réalisation du modèle structural du corridor B.

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	MRN

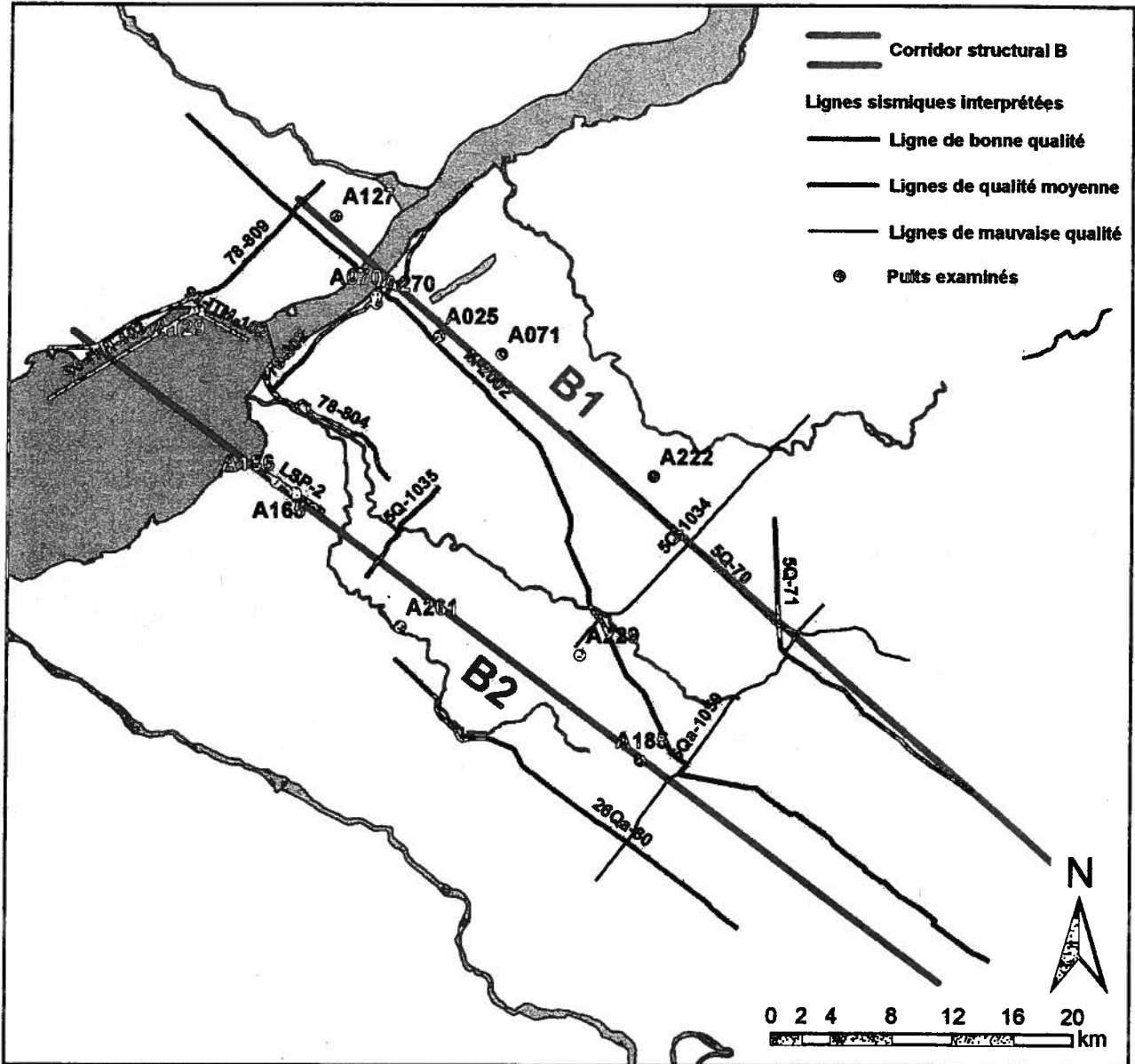


Figure 25 : Carte de localisation des lignes sismiques interprétées et des puits examinés pour élaborer le modèle structural du corridor B.

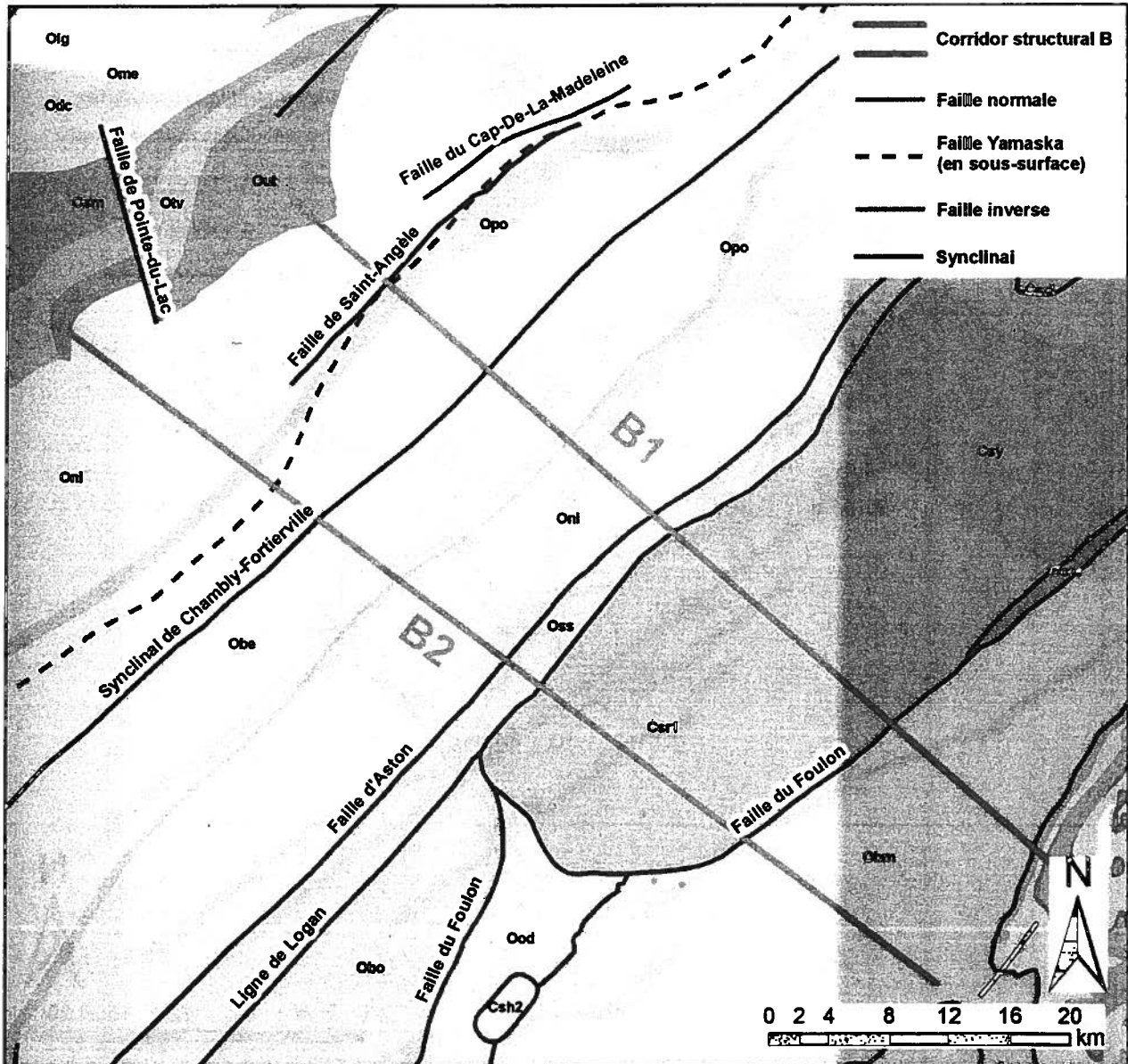


Figure 26 : Géologie du socle rocheux près de la surface du corridor B.

La carte est adaptée de MRNF (2008). Légende stratigraphique : Csh2: Groupe de Shefford, Formation de Granby ; Csr1: Groupe de Saint-Roch ; Csy: Groupe de Sillery ; Obe: Groupe de Queenston, Formation de Bécancour ; Obm: formations de Bulstrode et Melbourne ; Odc: Groupe de Trenton, Formation de Deschambault ; Olg: Groupe de Black River, Formation de La Gabelle ; Ome: Groupe de Trenton, formations de Mile End, Ouareau, Fontaine, Sainte-Anne, Saint-Alban et Pont-Rouge ; Oni: Groupe de Lorraine, Formation de Nicolet ; Ood: Olistostrome de Drummondville ; Oore: Olistostrome de la Rivière Etchemin ; Opo: Groupe de Lorraine, Formation de Pontgravé ; Osm: Groupe de Trenton, formations de Montréal et Neuville, membres de Saint-Michel et Saint-Casimir ; Oss: Groupe de Sainte-Rosalie, formations de Sainte-Sabine et Les Fonds ; Otv: Groupe de Trenton, formations de Tétreauville et Neuville, membre de Grondines ; Out: Shale d'Utica.

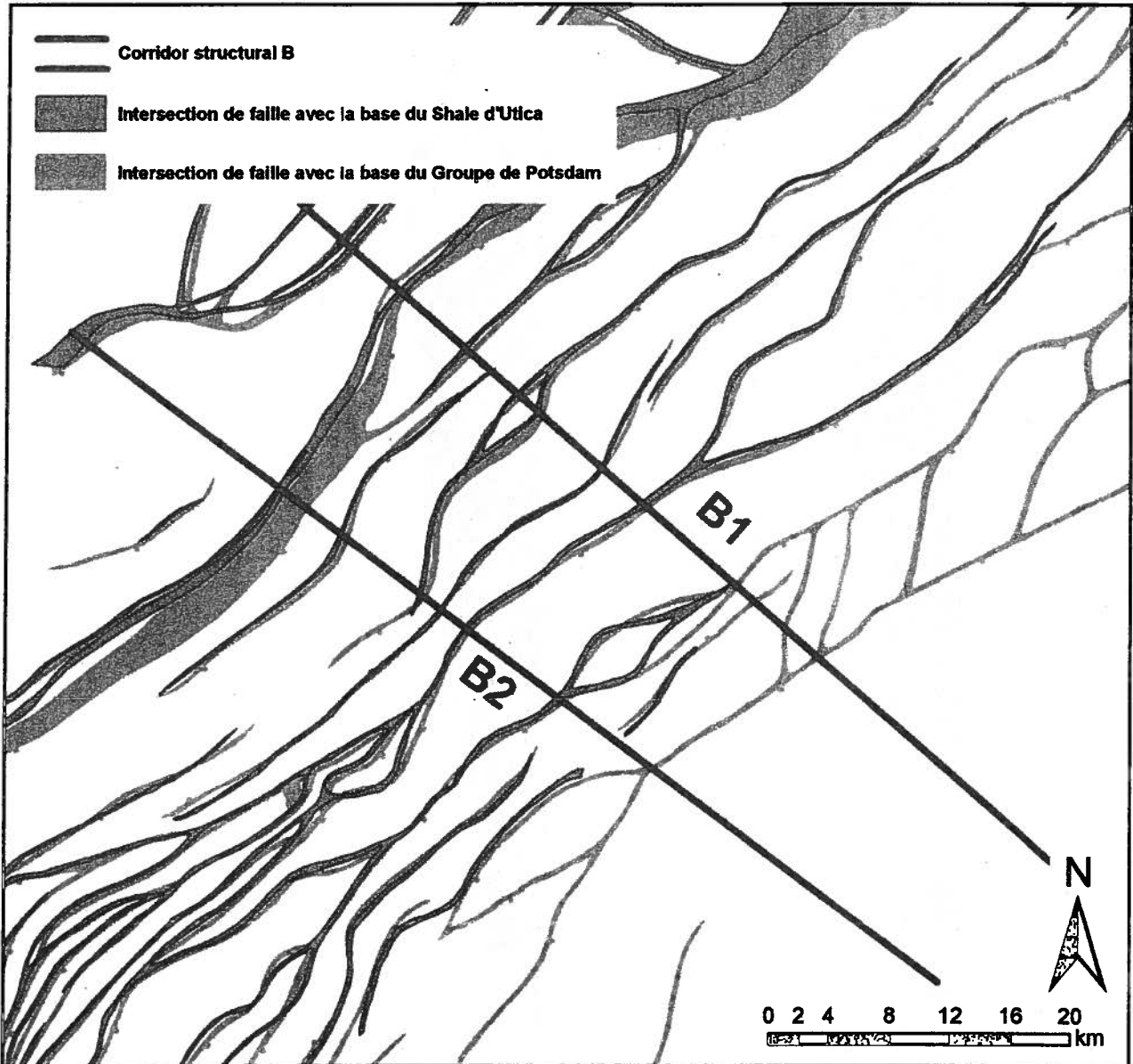


Figure 27 : Carte structurale pour le corridor B.

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).

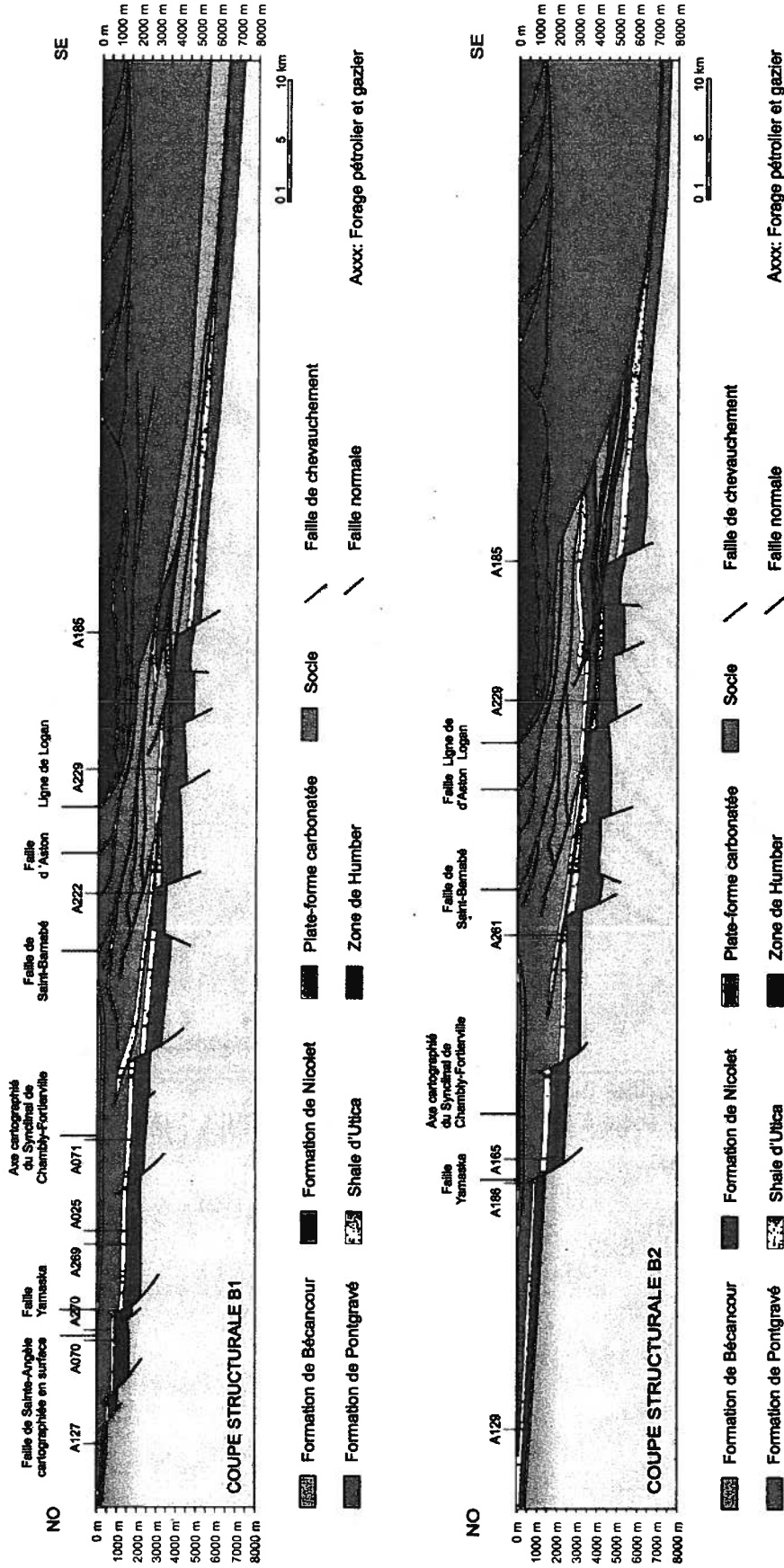


Figure 28 : Modèle structural conceptuel élaboré pour le corridor B.

Tableau 12 : Résumé des principales caractéristiques du corridor B.

Corridor structural B		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 (m)	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 géophysiques 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)

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

Tableau 12 : Résumé des principales caractéristiques du corridor B (suite).

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 (1964b), Clark et Globensky (1976c), Faure et al. (1996a), Faure et al. (2004), Faure et al. (2006), Globensky (1978), Globensky (1987), Granger (1974), MRNF (2008), SIGEOM (2012)

La stratigraphie et les lithologies dominantes décrites ici sont sensiblement similaires à celles reconnues dans les corridors A et C (tableaux 10 et 14, respectivement).

3.4.2.2 Unités réfléchives au sein du Groupe de Lorraine – corridor B

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.

3.4.2.3 Faille Yamaska – corridor B

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 29).

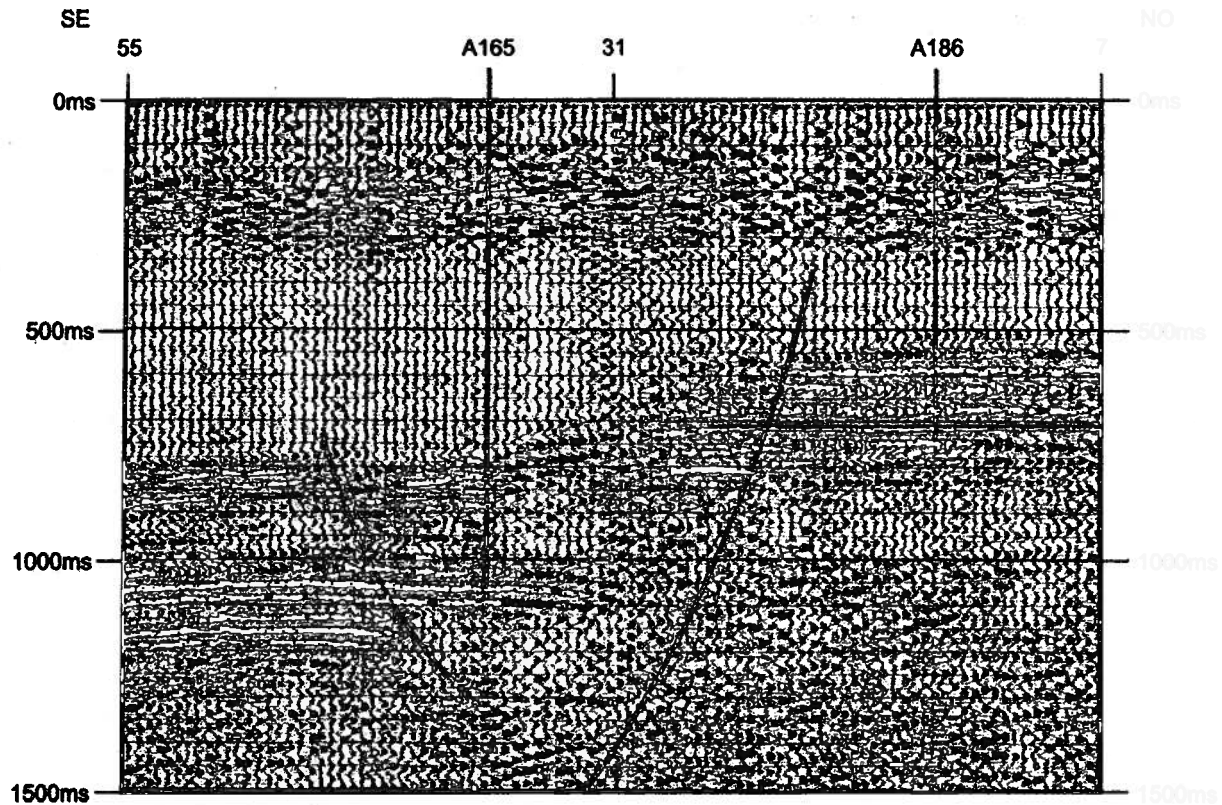


Figure 29 : Ligne sismique LSP-2 entre les points de tir 7 et 55.
 Cette section illustre la géométrie de la Faille Yamaska (en bleu).

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 un peu de 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 shales 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 diamètreur, vraisemblablement expliqué par une plus grande fragilité de la roche à cet endroit.

3.4.2.4 Écaille de Shale d'Utica en avant du front appalachien – corridor B

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.

3.4.2.5 Extension orientale du Shale d'Utica – corridor B

Dans le corridor B, le Shale d'Utica autochtone paraît tronqué par un chevauchement à la verticale de la Faille d'Aston, soit environ 4 km au nord-ouest de la Ligne de Logan. Sa profondeur maximale à cet endroit est d'environ 3200 à 3500 m. Au-delà de cette limite, l'Utica autochtone est interprété en sismique mais sa présence n'est pas confirmée par des forages. Son extension orientale pourrait ainsi être prolongée, de manière hypothétique, jusqu'à 40 km au sud-est de la Ligne de Logan, où l'Utica serait rencontré à environ 6000-6500 m de profondeur.

Le Shale d'Utica est également reconnu sous forme d'écailles parautochtones sur un vaste territoire qui s'étend sur une quarantaine de kilomètres de part et d'autre de la Ligne de Logan, depuis le flanc oriental du Synclinal de Chambly Fortierville (22 à 24 km au nord-ouest de la Ligne de Logan) jusqu'à environ 15-20 km au sud-est de la Ligne de Logan. Les écailles d'Utica les plus occidentales sont

rencontrées à des profondeurs aussi faibles que 1000 à 1500 m (coupes B1 et B2, respectivement) tandis que celle présentes sous les nappes allochtones se situent à des profondeurs allant jusqu'à 3500 m.

3.4.3 Spécificités du corridor C

3.4.3.1 Conception du modèle structural – corridor C.

Le tableau 13 et les figures 30 à 32 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 33 et le tableau 14 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.

Tableau 13 : Inventaire des lignes sismiques utilisées pour la réalisation du modèle structural du corridor C.

Ligne	Qualité du diff.	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.

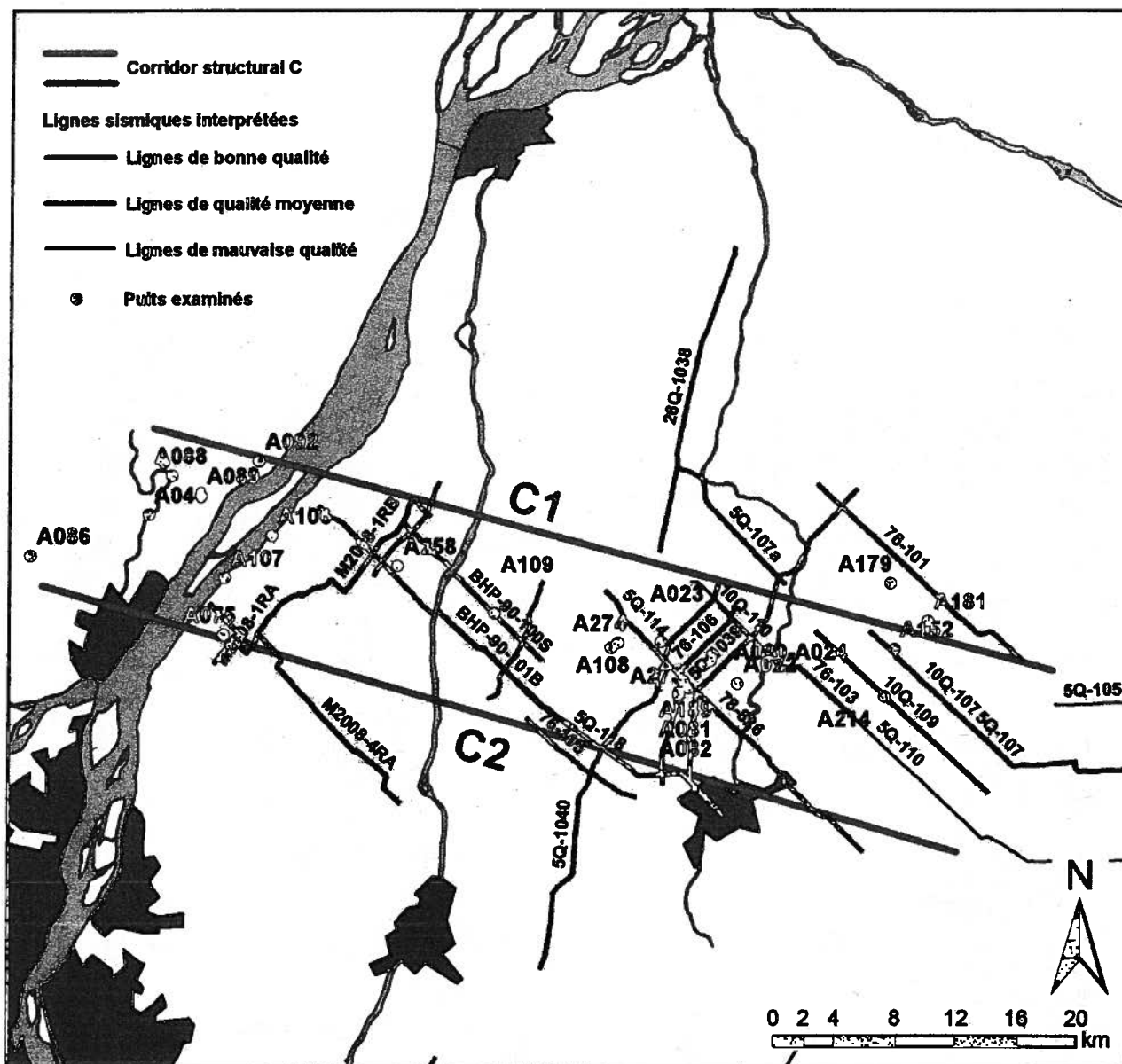


Figure 30 : Carte de localisation des lignes sismiques interprétées et des puits examinés pour élaborer le modèle structural du corridor C.

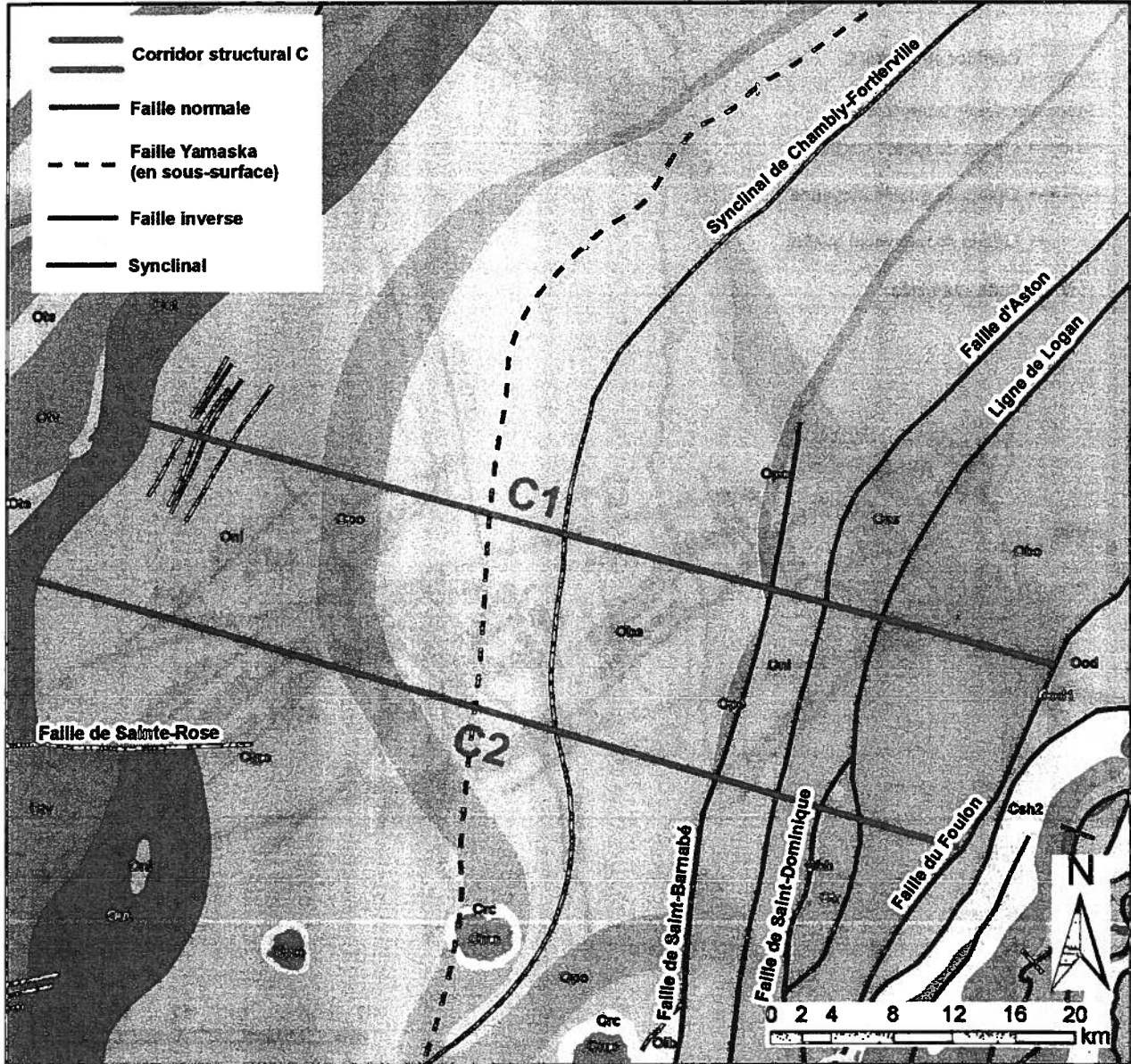


Figure 31 : Géologie de surface du corridor C.

La carte est adaptée de MRNF (2008). Légende stratigraphique : Cmo et Crc: Collines Montérégiennes ; Csh2: Groupe de Shefford, Formation de Granby ; Obe: Groupe de Queenston, Formation de Bécancour ; Obh: Groupe de Beekmantown, Formation de Beauharnois ; Obo: Formation de Bourret ; Oib: Groupe de Sainte-Rosalie, Formation d'Iberville ; Oni: Groupe de Lorraine, Formation de Nicolet ; Ood et Ood1: Olistostrome de Drummondville ; Opo: Groupe de Lorraine, Formation de Pontgravé ; Oss: Groupe de Sainte-Rosalie, formations de Sainte-Sabine et Les Fonds ; Ote: Groupe de Trenton, formations de Tétréauville et Neuville, membre de Grondines, faciès de Terrebonne ; Otr: Groupe de Trenton ; Otv: Groupe de Trenton, formations de Tétréauville et Neuville, membre de Grondines ; Out: Shale d'Utica.

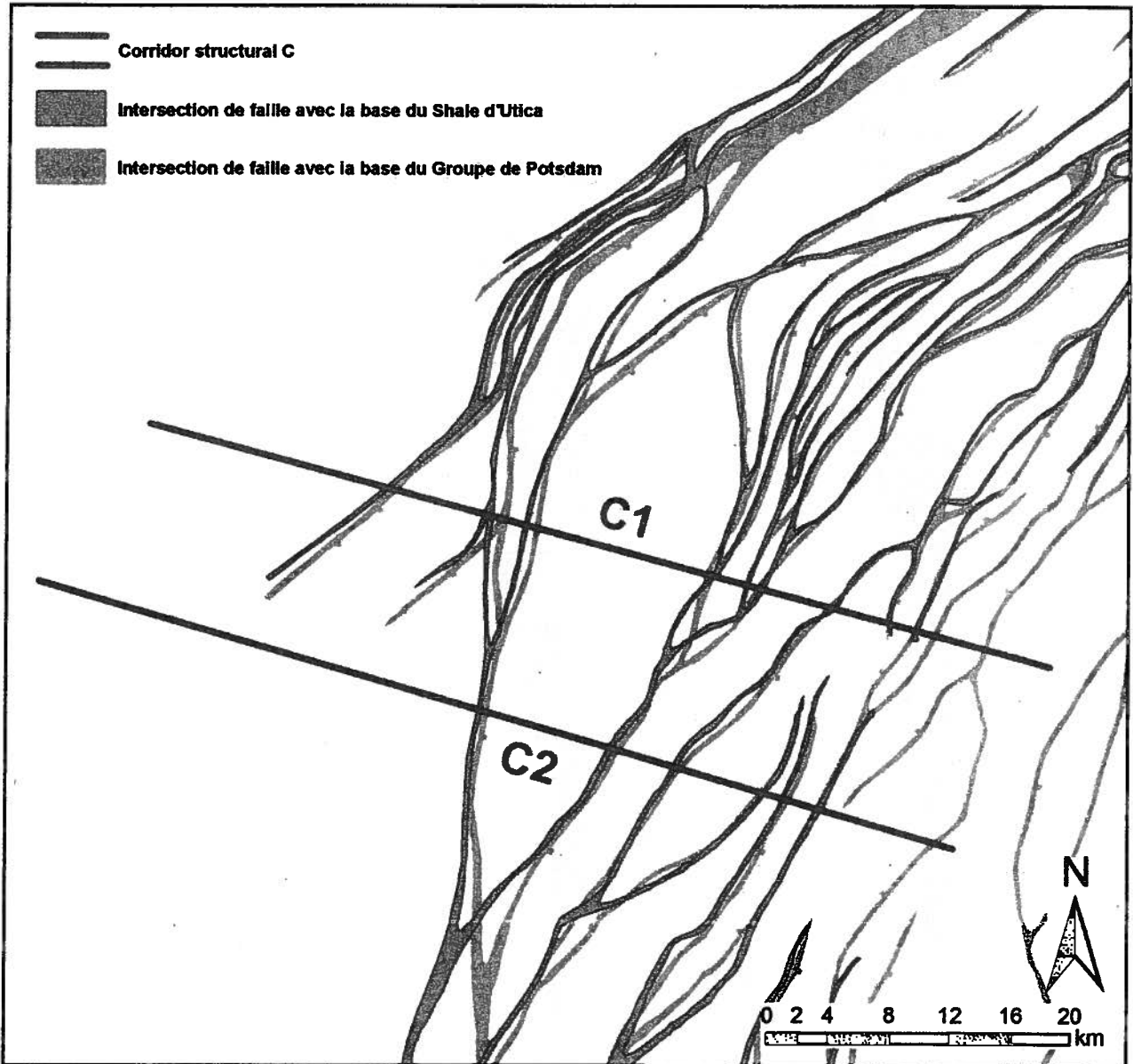


Figure 32 : Carte structurale pour le corridor C.

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).

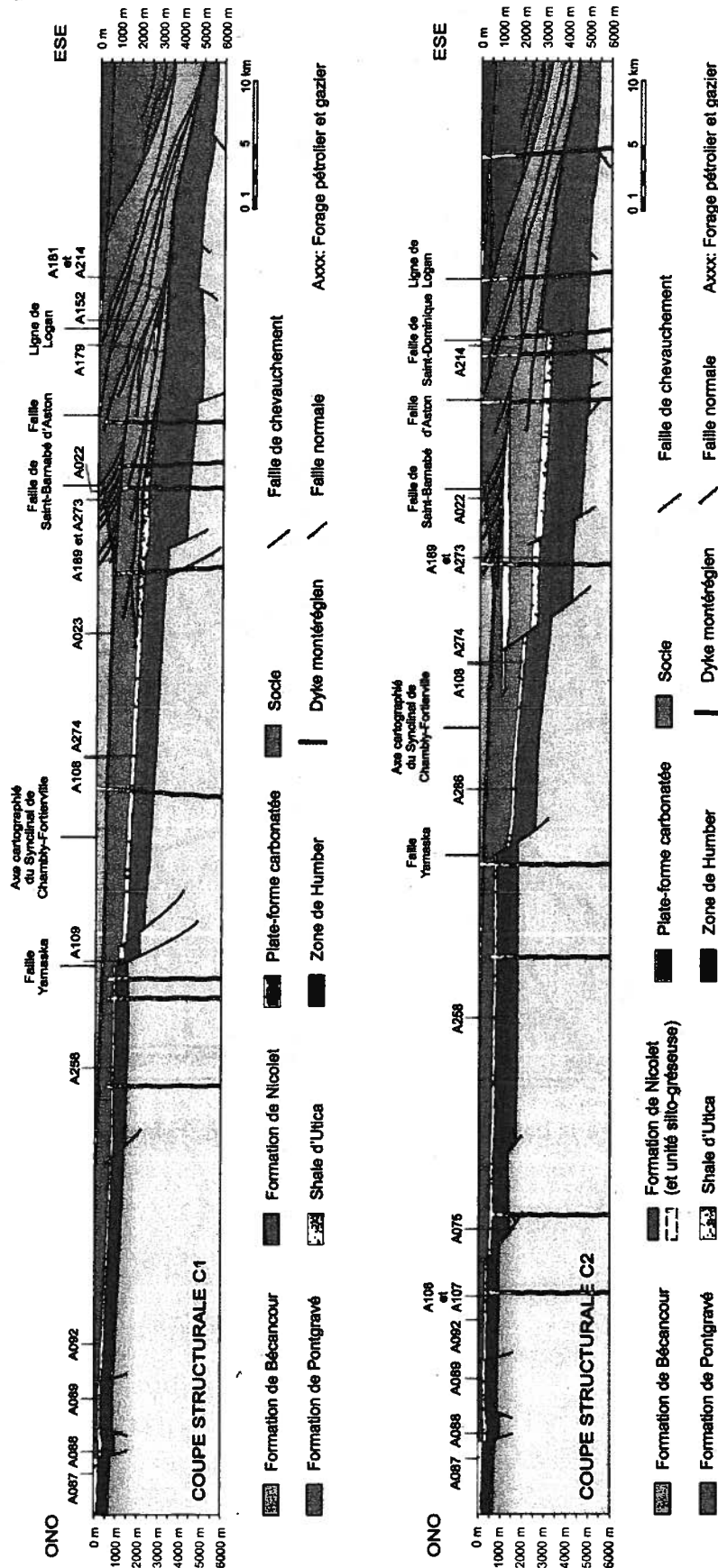


Figure 33 : Modèle structural conceptuel élaboré pour le corridor C.

Tableau 14 : Résumé des principales caractéristiques du corridor C.

Corridor structural C		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 (m)	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 (Allochtoné)	-	-	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 (Allochtoné)	-	-	0 ^a à ≥ 3250 ^e (0 ^a à ≥ 3250 ^e)
Orientation dominante (secondaire) des discontinuités	Failles de seld	NNE-SSO (N-S, NE-SO)	NNE-SSO (N-S, NE-SO)	NNE-SSO (N-S, NE-SO)
	Chevauchements	-	NNE-SSO	NNE-SSO
	Vernes 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 diagrapies ¹		A258	A189, A273, A274	A152, A179, A181, A214
Puits pétroliers et gaziers avec pendage mètre			A179, A189	A181
Puits pétroliers et gaziers avec carottes		-	-	-
Données pétrophysiques disponibles		-	A020 (gradient de pression 3,3 kPa/m)	-

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

Tableau 14 : Résumé des principales caractéristiques du corridor C (suite).

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 (1964a et 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)

La stratigraphie et les lithologies dominantes décrites ici sont sensiblement similaires à celles reconnues dans les corridors A et B (tableaux 10 et 12, respectivement).

3.4.3.2 Unités réfléchives au sein du Groupe de Lorraine – corridor C

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 pendagemétrique 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 34). 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.

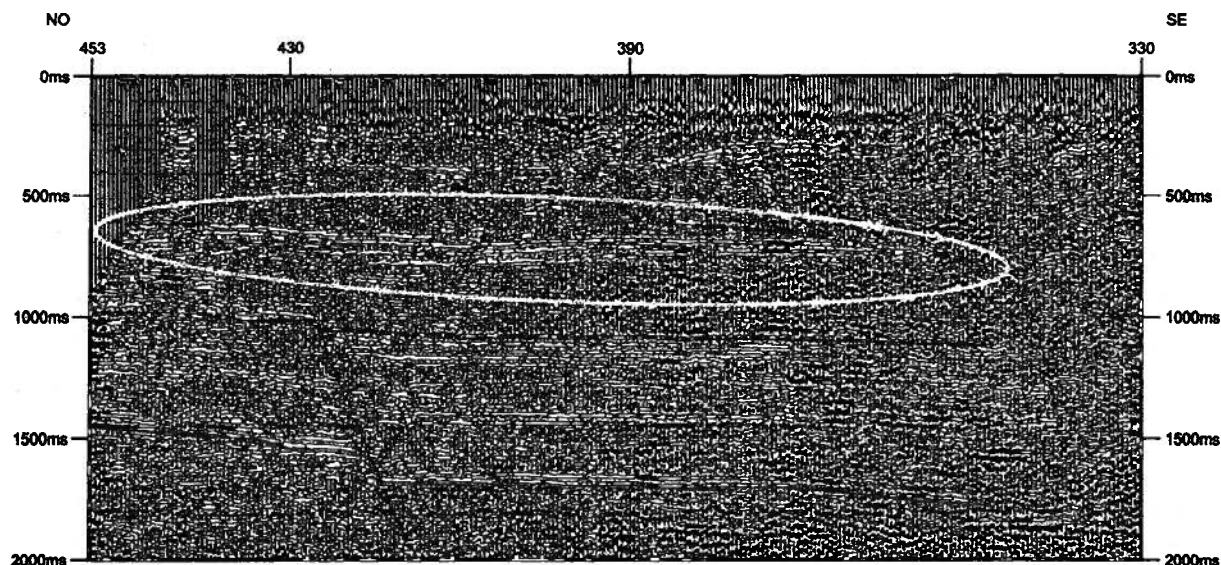


Figure 34 : Section de la ligne sismique 5Q-118 entre les points de tir 453 et 330.

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 épaissement dans le mur de la faille normale interprétée.

3.4.3.3 Dykes – corridor C

Situé immédiatement au nord des intrusions montérégiennes et orienté parallèlement à l'alignement de celles-ci, le corridor C est traversé par de nombreux dykes et filons-couches aisément identifiables sur le levé aéromagnétique régional du MRN (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 relevées, 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-v verticale dans les réflecteurs de la plate-forme (figure 17, 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 peuvent pas être corrélées à 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.

3.4.3.4 Extension occidentale du front appalachien – corridor C

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).

3.4.3.5 Extension orientale du Shale d'Utica – corridor C

Dans le corridor C, le Shale d'Utica autochtone paraît tronqué par un chevauchement à la verticale de la Faille d'Aston (coupe C1) ou de la Faille de Saint-Dominique (coupe C2), soit environ 5 à 7 km au nord-nord-ouest de la Ligne de Logan. Sa profondeur maximale à cet endroit est d'environ 2800 à 3300 m. Au-delà de cette limite, l'Utica autochtone ne semble pas présent dans le corridor C, contrairement aux corridors A et B discutés plus haut. Dans tous les cas, la présence ou l'absence d'Utica autochtone au-delà de la Ligne de Logan repose sur l'interprétation des lignes sismiques et n'est pas confirmée par des données de forage.

Le corridor C diffère également des deux autres corridors par l'absence apparente de Shale d'Utica dans les écailles parautochtones développées au nord-nord-ouest de la Ligne de Logan, sauf à proximité immédiate de cette limite. Seul le Groupe de Lorraine paraît présent dans ces écailles. Au sud-sud-est de la Ligne de Logan en revanche, la présence d'Utica parautochtone dans les écailles est très vraisemblable, bien que non confirmée par des données de forage. De telles écailles pourraient être rencontrées jusqu'à au moins 15 km au sud-sud-est de la Ligne de Logan, à des profondeurs allant jusqu'à 4500 m.

3.4.4 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 montérégiens 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).

L'influence des dykes montérégiens peut être identifiée sur un territoire relativement vaste de part et d'autre des Collines montérégiennes proprement dites (figure 35). La concentration maximale de dykes est naturellement observée en périphérie immédiate des intrusions mésozoïques sur la dérivée seconde du levé aéromagnétique régional du MRN, à l'exception de la région entourant le Mont-Royal où la signature magnétique des dykes est vraisemblablement masquée par le bruit de fond anthropique de l'île de Montréal. La figure 36 représente un agrandissement d'une partie de la figure précédente, et illustre les différentes textures magnétiques observées dans le sud de la région d'étude : une région sud dominée par les intrusions mésozoïques et une forte densité de dykes, une région centrale – qui correspond au corridor C – plus calme mais où des familles de dykes bien individualisées demeurent reconnaissables, enfin une région septentrionale où de nombreux linéaments de forte amplitude magnétique sont visibles, mais qui semblent davantage refléter la nature des dépôts meubles, possiblement glaciaires, plutôt que la présence de dykes. L'influence des dépôts meubles sur la dérivée

seconde du levé aéromagnétique est par ailleurs fortement marquée dans certaines régions spécifiques où des linéaments irréguliers pourraient correspondre à des paléochenaux. C'est le cas notamment des lits de la Rivière Etchemin et de l'un de ses affluents mineurs, le ruisseau Bélair Sud (1, figure 35) au sud de la ville de Québec, (André Pugin, communication personnelle). Un phénomène similaire est observé au sud-ouest de Joliette dans une région dépourvue de cours d'eau (2, figure 35). Ces phénomènes contribuent à compliquer l'interprétation du levé aéromagnétique régional et son utilisation à des fins d'interprétation structurale.

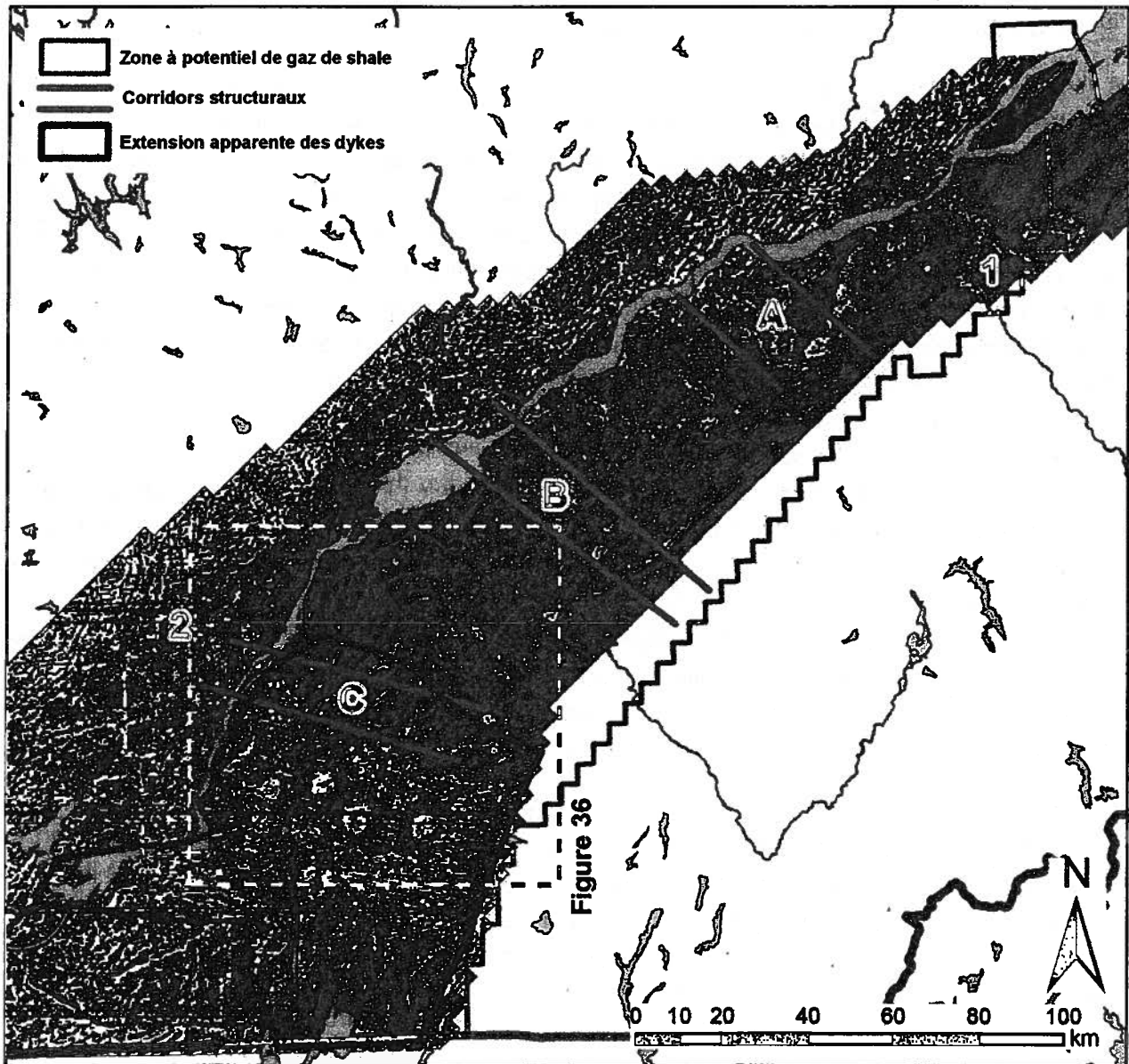


Figure 35 : Dérivée seconde du levé aéromagnétique régional du MRN.

La carte du levé magnétique est tirée de Thériault (2012a). A, B et C : corridors structuraux. 1 : anomalies magnétiques linéaires irrégulières le long des lits de la Rivière Etchemin et du ruisseau Bélair Sud. 2 : anomalie magnétique linéaire irrégulière observée au sud-ouest de Joliette en l'absence de cours d'eau. La délimitation de l'aire d'extension apparente des dykes est donnée ici à titre indicatif uniquement, de nombreux phénomènes pouvant contribuer à masquer la signature magnétique des dykes au-delà de cette limite.

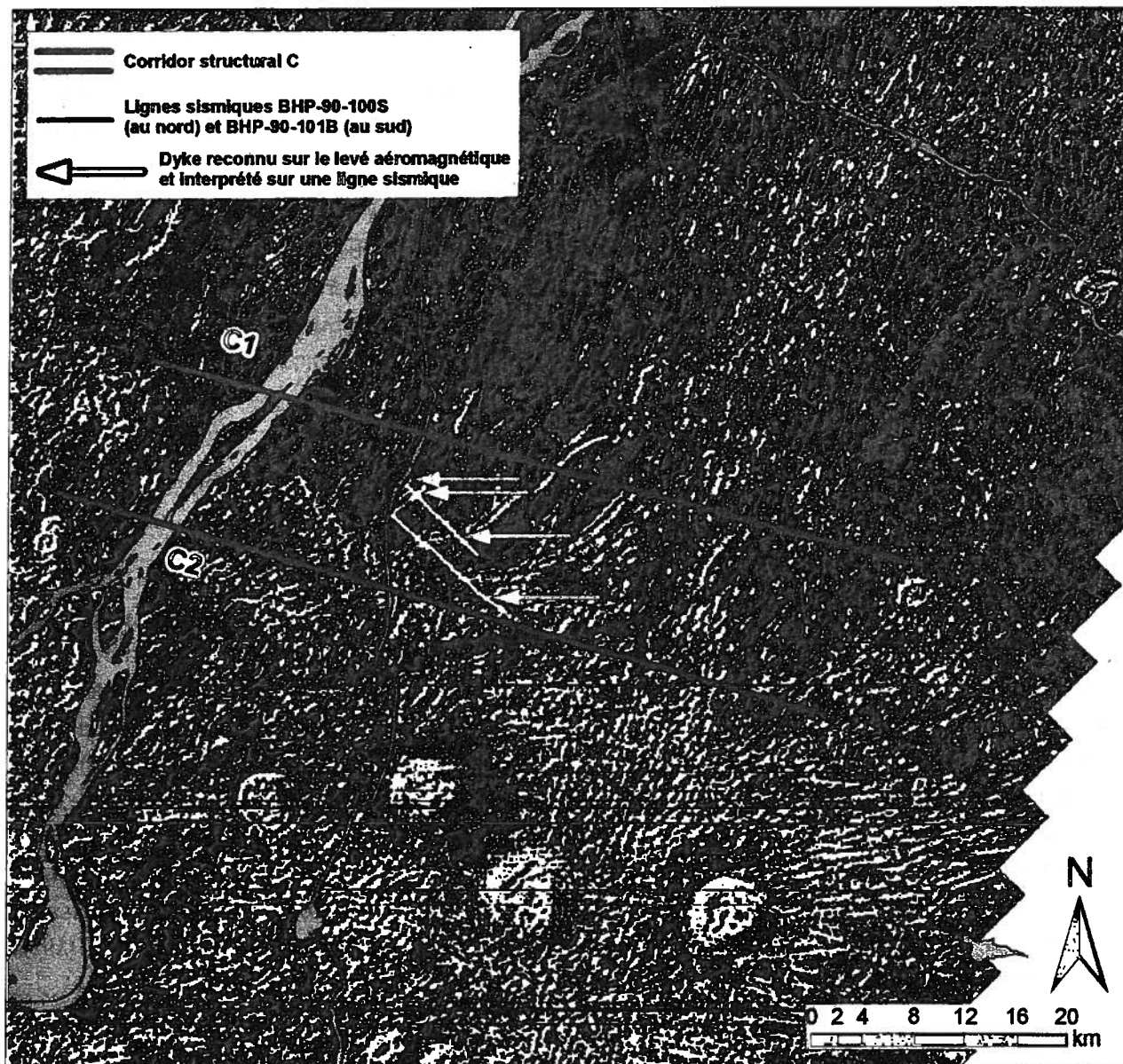


Figure 36 : Détail de la dérivée seconde du levé aéromagnétique régional du MRN dans la région du corridor structural C.

La carte du levé magnétique est tirée de Thériault (2012a). La localisation de cette figure est indiquée à la figure 35. Un certain nombre de linéaments magnétiques interprétés comme des dykes sont également reconnaissables sur les sections sismiques de bonne qualité (flèches blanches), tel qu'illustré sur la figure 17.

4. Synthèse des données hydrogéologiques

Trois phases de cartographie des aquifères du Québec peuvent être définies : a) les travaux dans les années 1960, 1970 et 1980, b) les travaux de 1995 à 2008, et c) les travaux reliés au Programme de connaissance sur les eaux souterraines (PACES) du Québec du Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs (MDDEFP) (MDDEP, 2008a et 2011). La nature des travaux réalisés pendant ces trois phases est brièvement décrite dans les sections suivantes. Par la suite, les données disponibles dans la zone avec un potentiel pour le gaz de shale seront décrites plus en détail. La figure 37 montre la localisation des projets de cartographie hydrogéologique qui seront décrits dans les sections suivantes, tandis que le tableau 15 donne quelques informations concernant ces projets.

4.1 Description et avancement des projets de caractérisation régionale

4.1.1 Travaux historiques dans les années 1960, 1970 et 1980

La ressource en eau souterraine au Québec a rarement fait l'objet d'une caractérisation exhaustive comprenant, par exemple, la cartographie et la classification des diverses formations aquifères. Des initiatives en ce sens ont pourtant été amorcées par les Ministères des ressources naturelles ainsi que de l'environnement du Québec durant les années 1960 à 1980 dans le cadre de programmes fédéraux et provinciaux : DHI - décennie hydrologique (1965-1975); ARDA - aménagement rural et développement agricole (1967-1975); programmes du MEER (Ministère de l'expansion économique régionale); PCI - programmes de connaissances intégrées (1975-1982); et le volet cartes de vulnérabilité (1985-1988) (McCormack, communication personnelle). Ces travaux ont principalement mené à des études de reconnaissance (McCormack, 1979 ; Paré, 1980) mais aussi, de façon ponctuelle, à quelques études détaillées (Simard, 1970 et 1977). Ces travaux n'ont cependant pas couvert tout le territoire et utilisaient la technologie de cartographie et l'information disponibles à ces époques. Lefebvre et al. (1999) documentent les rapports publiés dans le cadre de ces travaux.

Ces études ont produit une série de cartes hydrogéologiques et hydrogéochimiques concernant 1) la géologie des dépôts meubles et du socle rocheux exprimée en terme de perméabilité ou de potentiel aquifère, 2) les utilisateurs d'eaux souterraines ainsi que les types de captage présents sur le territoire, et 3) la distribution de certains paramètres physico-chimiques (fer, dureté, chlorure, pH et conductivité). Les données additionnelles aussi généralement présentées sont la localisation des puits d'essais, des sondages stratigraphiques et des prises d'eau municipales et privées. Des coupes stratigraphiques complètent à l'occasion ces cartes et la localisation des sources peut aussi y être présentée. Une minorité de rapports hydrogéologiques contient aussi des informations paramétriques (i.e., épaisseur des dépôts, topographie du socle, piézométrie, etc.).

La production de cartes de vulnérabilité par le Ministère de l'environnement a débuté au début des années 1980. L'évaluation de la vulnérabilité s'est initialement faite à partir de critères qualitatifs concernant les aspects physiques de la ressource (Grenier et McCormack, 1985). D'autres cartes de

vulnérabilité ont été élaborées en fonction des débits probables disponibles. Ainsi, la carte de vulnérabilité des eaux souterraines du bassin versant de la rivière Yamaska comprend trois classes de

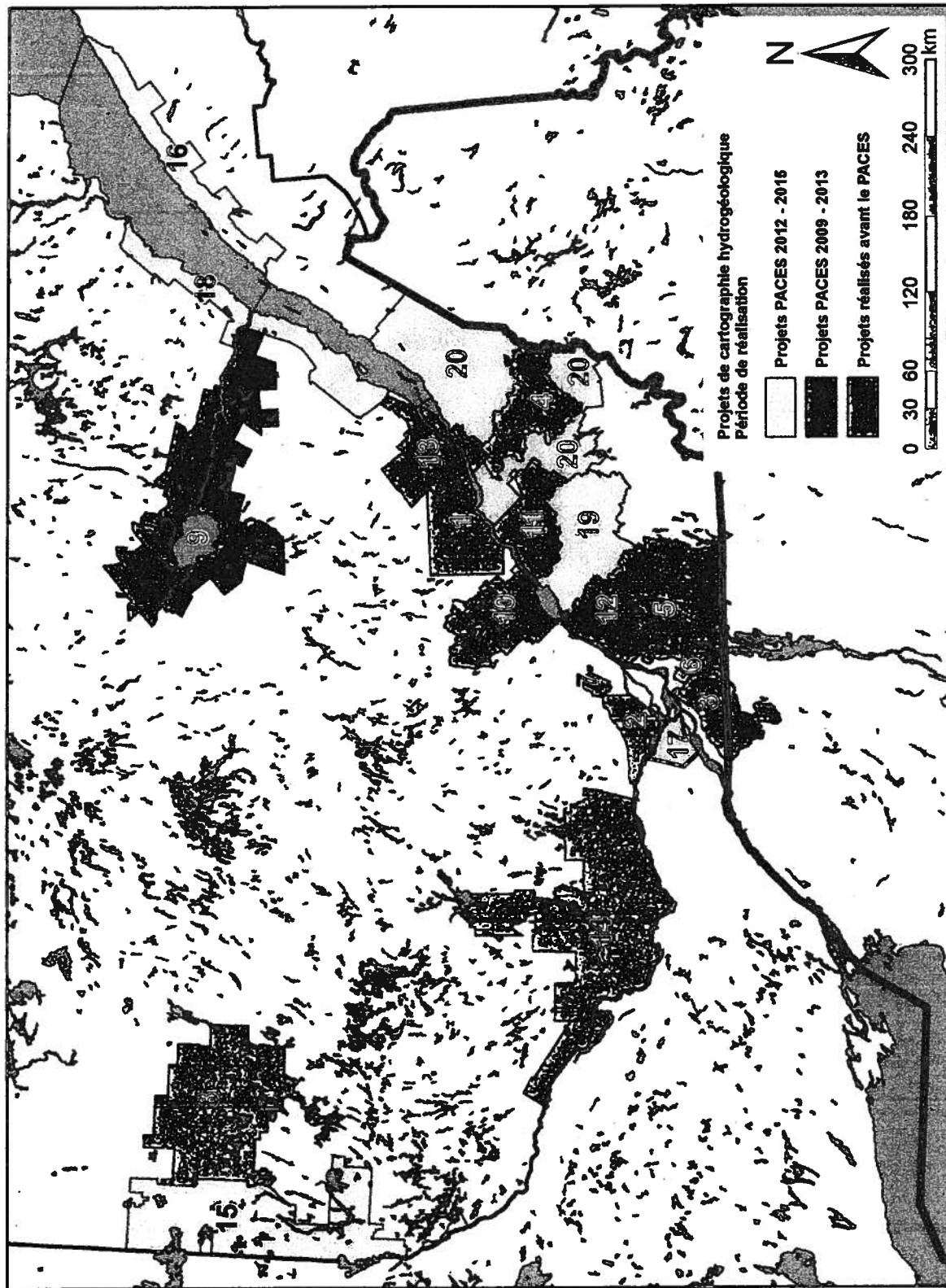


Figure 37 : Carte de localisation des projets de cartographie des aquifères entre 1995 et 2012. Les numéros indiqués sur la carte correspondent à ceux des projets compilés au tableau 15.

Tableau 15 : Sommaire des projets de cartographie des aquifères du Québec réalisés ou entrepris de 1995 à 2012.

No	Nom du Projet	Organismes responsables	Programme / Financement	Bassins couverts (en tout ou partie)	Superficie totale (km ²)	Période de réalisation
<i>Projets antérieurs au PACES réalisés entre 1995 et 2008</i>						
1	Piémont Laurentien (Portneuf)	CGC, INRS, MDDEFP	Programme d'hydrogéologie CGC	Sainte-Anne, Portneuf, Jacques-Cartier	3 411	1995-1999
2	AFSOQ (Basses Laurentides)	CGC, INRS, U. Laval, MDDEFP	DEC, Programme d'hydrogéologie CGC	Du Nord, Mille-Îles	1 497	1999-2003
3	Châteauguay	CGC, MDDEFP, INRS	Programme d'hydrogéologie CGC	Châteauguay	2 528	2003-2006
4	Chaudière	COBARIC, Tecluit	CDAQ, UPA, AgCan	Basse et moyenne Chaudière	3 627	2007-2008
5	Montréal Est St-Hyacinthe	TechnoRem	CDAQ, UPA, AgCan	Yamaska	649	2007-2008
6	Montréal Ouest	TechnoRem	CDAQ, UPA, AgCan	Châteauguay	673	2007-2008
7	Lanaudière	TechnoRem	CDAQ, UPA, AgCan	L'Assomption	316	2007-2008

Tableau 15 : Sommaire des projets de cartographie des aquifères du Québec réalisés ou entrepris de 1995 à 2012 (suite 1).

No	Nom du Projet	Organismes responsables	Programme / Financement	Bassins couverts (en tout ou partie)	Superficie totale (km ²)	Période de réalisation
<i>Projets PACES des phases I et II (2009-2013)</i>						
8	Abitibi-Témiscamingue I	UQAT (GRIES)	PACES, MDDEFP, partenaires régionaux	Abitibi, Témiscamingue	9 188	2009-2013
9	Saguenay-Lac Saint-Jean	UQAC (GRIES)	PACES, MDDEFP, partenaires régionaux	Saguenay, Lac-Saint-Jean	13 210	2009-2013
10	Sud-Ouest de la Mauricie	UQAR (GRIES)	PACES, MDDEFP, CGC, partenaires régionaux	Saint-Maurice	3 350	2009-2013
11	Bécancour	UQAM (GRIES)	PACES, MDDEFP, partenaires régionaux	Bécancour	2 924	2009-2013
12	Montérégie Est	INRS-ETE (GRIES), CGC	PACES, MDDEFP, CGC, partenaires régionaux	Richelleu, Yamaska, Baie Missisquoi	9 036	2009-2013
13	Communauté métropolitaine de Québec (CMQ)	U. Laval (GRIES)	PACES, MDDEFP, partenaires régionaux	Jacques-Cartier, Saint-Charles, Montmorency	3 051	2010-2013
14	Outaouais	U. Laval (GRIES)	PACES, MDDEFP, partenaires régionaux	Du Lièvre, Gatineau, Rouge	13 488	2010-2014

Tableau 15 : Sommaire des projets de cartographie des aquifères du Québec réalisés ou entrepris de 1995 à 2012 (suite 2).

No	Nom du Projet	Organismes responsables	Programme/ Financement	Bassins couverts (en tout ou partie)	Superficie totale (km ²)	Période de réalisation
<i>Projets PACES de la phase III (2012-2015)</i>						
15	Abitibi- Témiscamingue II	UQAT (GRIES)	PACES, MDDEFP, partenaires régionaux	Abitibi, Témiscamingue	10 362	2012-2015
16	Bas-Saint-Laurent I	UQAR (GRIES)	PACES, MDDEFP, partenaires régionaux	Rimouski	3 333	2012-2015
17	Vaudreuil-Soulanges	Polytechnique, UQAM (GRIES)	PACES, MDDEFP, partenaires régionaux	Vaudreuil-Soulanges	814	2012-2015
18	Charlevoix Haute- Côte Nord	UQAC (GRIES)	PACES, MDDEFP, partenaires régionaux	Montmorency- Malbaie, Des Escourmins	4 587	2012-2015
19	Bas-Saint-François- Nicolet	UQAM (GRIES)	PACES, MDDEFP, partenaires régionaux	Saint-François, Nicolet	4 585	2012-2015
20	Chaudière- Appalaches	INRS-ETE (GRIES)	PACES, MDDEFP, partenaires régionaux	Du Chêne, Chaudière, Etchemin, Côte Du-Sud, Fleuve Saint-Jean	14 625	2012-2015

vulnérabilité en fonction des débits probables (McCormack, 1985). Les méthodes qualitatives d'évaluation ont éventuellement été remplacées par la méthode DRASTIC (Aller et al., 1987) qui utilise un système à cotation numérique pondérée.

4.1.2 Travaux de 1995 à 2008

La Commission Géologique du Canada (CGC) a initié en 1994 un programme d'hydrogéologie qui lui permettait de renouer avec l'évaluation des ressources en eau souterraine, une activité scientifique qui avait été importante à la CGC des années 1940 à 1970, mais qui avait été délaissée suite à la création d'Environnement Canada. Le programme d'hydrogéologie de la CGC a été coordonné initialement par les directeurs des divisions de la CGC qui ont choisi les projets à réaliser dans différentes régions du Canada. En 1999, la Division de Québec a reçu le mandat de coordonner ce programme et a embauché un nouvel hydrogéologue en chef de la CGC, le Dr. Alfonso Rivera, qui a coordonné ce programme de 1999 à 2012. Le Centre géoscientifique de Québec (CGQ), formé de la Division Québec de la CGC et du Centre Eau Terre Environnement de l'INRS (INRS-ETE, à l'origine INRS-Géoressources), a réalisé plusieurs projets au Québec et ailleurs au Canada dans le cadre de ce programme.

En 1995, en relation avec le programme d'hydrogéologie de la CGC, le CGQ a initié des projets sur les ressources régionales en eaux souterraines, mettant l'emphase particulièrement sur l'inventaire et la cartographie des aquifères régionaux. Ces travaux ont été coordonnés par la CGC avec la participation de l'INRS-ETE et d'un grand nombre d'autres institutions, ainsi qu'avec l'appui du Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs (MDDEFP). Depuis 1995, cinq projets d'hydrogéologie régionale réalisés au Québec ont reçu le support du programme d'hydrogéologie de la CGC : Portneuf, Basses-Laurentides, Châteauguay, Chaudière et Richelieu-Yamaska (Montérégie Est). En plus de développer les connaissances sur les régions étudiées, ces projets ont aussi visé le développement des méthodes de cartographie hydrogéologique, ainsi qu'à servir de modèle pour un éventuel programme systématique de cartographie des ressources en eau souterraine au Québec.

Le projet du Piémont Laurentien (#1 au tableau 15) a été réalisé entre 1995 et 1999 dans la Municipalité régionale de comté (MRC) de Portneuf. Ce projet a permis de caractériser la ressource en eau souterraine tant au niveau de sa distribution, de son potentiel d'exploitation que de sa qualité. Dans cette MRC, située sur le piémont des Laurentides à 30 km de Québec, ce sont les grandes nappes libres de sables et graviers deltaïques qui possèdent le plus important potentiel aquifère. Une série de cartes hydrogéologiques des aquifères deltaïques a été produite, incluant la piézométrie, l'épaisseur des complexes deltaïques et les contextes hydrogéologiques, ainsi que des coupes hydrostratigraphiques. La qualité de l'eau souterraine est généralement très bonne pour toutes les formations géologiques. Toutefois, un problème de contamination agricole a été identifié dans certains secteurs des complexes deltaïques par la présence de nitrates en concentrations élevées. Les complexes deltaïques sont les unités aquifères les plus productives et exploitées dans la MRC ainsi que celles qui ont la meilleure qualité d'eau. Elles sont cependant les plus vulnérables à la contamination agricole. La cartographie hydrogéologique de cette région a été documentée sous la forme de 5 dossiers publics de la CGC (Bourque et al., 1998; Fagnan et al., 1998; Murat et al., 1998; Paradis et al., 1998; Parent et al., 1998) et

résumée dans des articles scientifiques dans des revues (Fagnan et al., 1999; Paradis et al., 2007), dans des comptes rendus de conférences (Boisvert et Michaud, 1998 et 1999; Larose-Charrette et al., 2000; Michaud et al., 2000; Murat et al., 2003 et 2004; Paradis et al., 2000) et dans des mémoires de maîtrise (Fagnan, 1998; Larose-Charrette, 2000; Murat, 2000; Paradis, 2000; Girard, 2001).

Un deuxième projet de cartographie hydrogéologique a porté sur la *Caractérisation hydrogéologique régionale du système aquifère fracturé du sud-ouest du Québec* (AFSOQ) dans un secteur des Basses-Laurentides englobant les MRC d'Argenteuil, Mirabel, Deux-Montagnes et Thérèse-de-Blainville (#2 au tableau 15). Dans ce système aquifère, l'écoulement régional de l'eau souterraine dans les aquifères de roc fracturé est divergent à partir de hauts topographiques qui constituent les zones de recharge préférentielle de l'eau souterraine. À l'échelle régionale, l'eau souterraine du territoire d'étude est de qualité variable mais elle est très peu contaminée par les activités humaines. La vulnérabilité à la contamination du système aquifère régional a été aussi évaluée. Les secteurs vulnérables chevauchent les zones de recharge préférentielle et ils sont donc dispersés partout sur le territoire. 35% du territoire étudié est à protéger car il représente les principales zones de recharge préférentielle de l'aquifère à l'échelle régionale. La principale ressource exploitable en eau souterraine se retrouve dans les roches sédimentaires fracturées, particulièrement à l'interface du roc et des sédiments sus-jacents et jusqu'à une profondeur d'environ 100 m dans la séquence rocheuse. Au-delà de cette profondeur, les quantités d'eau deviennent négligeables pour les fins de l'exploitation. Ces travaux ont été documentés dans des rapports (Nastev et al., 2002; Savard et al., 2002a, 2002b et 2002c), un atlas hydrogéologique (Paradis et al., 2002), une carte géologique (Bolduc et Ross, 2001), un bulletin de la CGC (Savard et al., sous presse), des articles scientifiques (Nastev et al., 2004a, 2004b, 2004c, 2005 et 2006; Cloutier et al., 2006, 2008 et 2010; Ross et al., 2004a, 2005 et 2006), des articles de conférence (Cloutier et al., 2000, 2001 et 2004; Savard et al., 2000; Hamel et al., 2001; Karanta et al., 2001; Nastev et al., 2001; Ross et al., 2002, 2003 et 2004b; Murat et al., 2003 et 2004) ainsi que des mémoires et thèses (Étienne, 2002; Hamel, 2002; Karanta, 2002; Lemieux, 2002; Cloutier, 2004; Ross, 2004).

Suite à ces deux projets initiaux de cartographie hydrogéologique, deux guides méthodologiques ont été produits pour le MDDEFP : un sur la cartographie des aquifères granulaires sur la base du projet dans Portneuf (MDDEP, 2008b) et un autre sur la cartographie des aquifères rocheux fracturés à partir de l'expérience acquise lors du projet dans les Basses-Laurentides (MDDEP, 2008c). Ces projets ont servi d'assise méthodologique aux autres projets de cartographie réalisés ultérieurement, y compris pour les projets du Programme d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines (PACES) qui sera discuté plus loin.

Le projet de cartographie du système aquifère du bassin de la rivière Châteauguay s'est déroulé de 2003 à 2007, et a impliqué plusieurs équipes multidisciplinaires, à la fois du Canada et des États-Unis, étant réalisé par la CGC et le MDDEFP avec une participation du USGS (#3 au tableau 15). Le projet a défini les unités aquifères et la qualité de l'eau souterraine, ainsi que son exploitabilité. Ce projet a permis de cristalliser la méthodologie et les étapes de réalisation des projets hydrogéologiques qui ont été adoptées pour les projets PACES, de même que les types de livrables inclus dans l'atlas hydrogéologique produit (Côté et al., 2006). La géologie du Quaternaire (Tremblay et Lamothe, 2005) ainsi que du socle rocheux (Lavoie, 2004) de la région d'étude a été mise à jour. Les résultats des travaux réalisés ont été

publiés dans un numéro spécial d'une revue scientifique (Blanchette et al., 2010; Croteau et al., 2010; Dagenais, 2010; Giroux et al., 2010; Lamontagne et Nastev, 2010; Latifovic et al., 2010; Lavigne et al., 2010a et 2010b; Tremblay et al., 2010a et 2010b; Williams et al., 2010). Ces travaux ont fait l'objet d'autres articles scientifiques (Morin et al., 2007; Nastev et al., 2008), d'articles de conférence (Nastev et al., 2004a et 2004b; Blanchette et al., 2005; Croteau et al., 2005; Dagenais et Nastev, 2005; Lavigne et al., 2005) ainsi que de mémoires de maîtrise (Benoit, 2005; Blanchette, 2006; Croteau, 2006; Lavigne, 2006; Tremblay, 2006).

Entre 2007 et 2008, quatre projets de cartographie hydrogéologique ont été réalisés avec le support du programme CDAQ soutenu financièrement par Agriculture Canada (AgCan) et administré par l'Union des producteurs agricoles (UPA). Le CDAQ avait pour but d'assurer l'alimentation en eau pour des besoins d'exploitation agricole. Les travaux reliés aux projets supportés par le CDAQ ont été réalisés par des firmes d'experts en hydrogéologie, avec le partenariat de regroupements régionaux de l'UPA. TechnoRem a ainsi réalisé trois projets localisés en Montérégie ouest (TechnoRem, 2008a; comprenant trois rapports; #6 au tableau 15), en Montérégie Est (TechnoRem, 2008b; #5 au tableau 15) et Lanaudière (UPA et TechnoRem, 2009; #7 au tableau 15). Les travaux réalisés par TechnoRem (2008a) en Montérégie ouest couvrent en bonne partie le même territoire que le projet Châteauguay de la CGC/MDDEFP. Le projet de TechnoRem a cependant ajouté des informations plus détaillées qui n'ont pas été intégrées avec celles du projet réalisé par la CGC et le MDDEFP. Ce territoire est toutefois à l'ouest de la zone d'intérêt parce que le Shale d'Utica n'est pas présent dans cette région. Les données issues des travaux de TechnoRem (2008b) en Montérégie Est ont été intégrées dans le projet PACES réalisé dans cette région. Puisque le projet PACES va produire des livrables cartographiques plus détaillés que le projet CDAQ, les résultats du projet CDAQ ne sont pas repris dans le présent rapport. Enfin, le projet réalisé par TechnoRem dans Lanaudière (UPA et TechnoRem, 2009) est situé en dehors de la zone d'intérêt pour le gaz de shale et ce contexte hydrogéologique ne sera pas discuté dans le présent rapport.

Le COBARIC et TecSult ont réalisé pour l'UPA un projet CDAQ qui a couvert la Basse et la Moyenne Chaudière (#4 au tableau 15). La CGC a aussi donné un support à ce projet. Bien que ce territoire soit englobé dans celui qui sera couvert par le projet PACES Chaudière-Appalaches (#20 au tableau 15), les résultats du projet CDAQ déjà disponibles sont pertinents car ce territoire se trouve partiellement à l'intérieur de la zone d'intérêt pour le gaz de shale. Un atlas hydrogéologique sur CD-Rom a été produit pour diffuser les résultats du projet CDAQ sur le bassin de la Chaudière (COBARIC et UPA, 2008). Ces résultats ont aussi été résumés dans un article de conférence (Benoit et al., 2008). De plus, après le projet CDAQ, la CGC a poursuivi des travaux plus détaillés sur cette région qui ont fait l'objet d'articles de conférence, incluant une caractérisation géochimique de l'eau souterraine (Benoit et al., 2009 et 2011) ainsi qu'un modèle numérique d'écoulement de l'eau souterraine (Brun Kone et al., 2011). Ces travaux ont montré que le système aquifère de cette région comprend localement des dépôts meubles grossiers et régionalement du roc fracturé qui est généralement en conditions libres dans les Appalaches et en conditions semi-captives dans les basses terres du Saint-Laurent. La conductivité hydraulique du roc est uniforme et faible (10^{-7} m/s), ce qui devrait limiter l'écoulement régional et favoriser un écoulement local. Cependant, la datation isotopique montre une augmentation progressive de l'âge de l'eau

souterraine et une diminution des proportions d'eaux jeunes lors de l'écoulement allant des Appalaches vers la rivière Chaudière, ce qui indiquerait une diminution de la recharge vers l'aval ainsi qu'un temps de résidence accru. L'eau souterraine dans les zones de recharge des Appalaches est de type Ca-HCO₃ et devient de type Na-HCO₃ dans les Basses Terres, mais la salinité demeure très réduite sur l'ensemble du territoire, indiquant une recharge assez bien distribuée sur l'ensemble de la région.

Une difficulté avec le projet CDAQ en Chaudière-Appalaches est reliée au fait que la base de données produite n'est pas accessible publiquement. Il faudra donc attendre que le projet PACES en Chaudière-Appalaches soit complété en 2015 pour avoir accès aux informations sur les ressources en eau souterraine dans cette région, à moins que le MDDEFP n'intègre les données des projets réalisés antérieurement au PACES dans la base de données qui servira à la diffusion publique de l'information hydrogéologique issue des projets PACES (ce qui devrait se faire à partir de l'automne 2013).

4.1.3 Travaux du PACES à partir de 2009

Le projet de *Politique de protection et de conservation des eaux souterraines*, publié en avril 1996 par le ministère de l'Environnement, mettait en évidence de nombreuses lacunes en matière de connaissances sur les eaux souterraines. En 1999-2000, les travaux de la *Commission sur la gestion de l'eau au Québec* du BAPE ont confirmé ce diagnostic. Pour y pallier, le BAPE recommandait dans son rapport « ... de réaliser un inventaire cartographique systématique des eaux souterraines dans le Québec habité. ». Une des priorités d'action de la *Politique nationale de l'eau* (action no. 2) consiste à mettre en œuvre une gestion intégrée par bassin versant afin d'améliorer la gouvernance de l'eau. Toutefois, puisqu'« on gère bien que ce que l'on connaît bien », le projet de Politique préconise également, en ce qui a trait aux eaux souterraines, de réaliser un inventaire des aquifères du Québec (action no. 7), conformément aux recommandations du BAPE. Cet inventaire des aquifères doit permettre non seulement de disposer du savoir nécessaire à la décision et à l'action en matière de protection et de conservation des eaux souterraines, mais également de remplir les engagements du Québec à l'égard de l'entente additionnelle placée en annexe de la *Charte des Grands Lacs* (signée et conclue le 18 juin 2001), soit de procéder à « ...l'adoption de mesures prévoyant une meilleure compréhension du rôle des eaux souterraines, et l'adoption d'un plan de mise en œuvre permanente. » (Directive no. 5 : Élaborer un système d'aide à la décision visant l'utilisation de la meilleure information disponible).

En 2008, le MDDEFP a créé le *Bureau de l'eau* et a annoncé la mise en œuvre du *Programme de connaissances sur les eaux souterraines* (PACES) du Québec qui vise principalement à dresser un portrait de la ressource en eaux souterraines des territoires municipalisés du Québec méridional dans le but ultime de la protéger et d'en assurer la pérennité (MDDEP, 2008a et 2011). Les objectifs initiaux du PACES étaient de deux ordres :

- Dresser un portrait de la ressource en eaux souterraines à l'échelle d'un bassin versant, d'une municipalité régionale de comté (MRC) ou d'un regroupement de MRC contiguës afin de soutenir les besoins d'information sur cette ressource ;

- Développer les partenariats entre les acteurs de l'eau et les gestionnaires du territoire dans l'acquisition des connaissances sur la ressource en eaux souterraines afin de favoriser une saine gestion de la ressource.

Dans l'appel de propositions de 2011, le MDDEP (2011) a ajouté un autre objectif, soit de compléter la couverture des territoires ciblés par l'industrie du gaz de shale pour l'exploration du gaz naturel. Cet objectif fait suite aux recommandations de la Commission du BAPE sur l'industrie du gaz de shale (BAPE, 2011) ainsi qu'aux besoins du Comité de l'Évaluation environnementale stratégique qui a été formé, suite aux recommandations du BAPE, pour poursuivre la réflexion sur cette industrie.

Le PACES représente ainsi un effort de couverture systématique de l'ensemble du territoire municipalisé du Québec pour qu'un portrait des ressources en eau souterraine soit disponible afin de supporter la gestion et la protection de cette ressource. Les projets PACES sont sous la responsabilité d'institutions universitaires et ils doivent être réalisés avec des partenaires régionaux qui contribuent 20% des coûts des projets (contributions monétaire et en nature). Toutes les universités impliquées dans la réalisation de ces projets se sont regroupées pour former le Groupe de recherche interuniversitaire sur les eaux souterraines (GRIES). Les institutions reliées au GRIES réalisent ainsi les projets PACES en collaboration et en concertation, ce qui assure une cohérence dans les façon de faire et dans les livrables PACES (Palmer et al., 2011).

Comme l'indique le tableau 15, trois phases d'appel de projets ont eu lieu depuis le début du PACES en 2008. Les projets reliés à ces phases sont aussi distingués sur la carte de la figure 37. Cinq (5) projets ont été retenus lors du premier appel : Abitibi-Témiscamingue (Phase I), Saguenay-Lac Saint-Jean, Sud-Ouest de la Mauricie, Bécancour et Montérégie Est (#8 à #12 au tableau 15). Compte tenu des nombreux aspects qui devaient être définis pour la première fois, tant au niveau des travaux que des produits livrables, le MDDEFP a accordé 4 ans pour la réalisation de ces projets initiaux (2009 à 2013). Deux autres projets ont été initiés suite à une deuxième phase d'appel de projet, soit les projets de la Communauté métropolitaine de Québec (CMQ) et de l'Outaouais (#13 et #14 au tableau 15). Ces projets doivent être réalisés sur une période de trois ans, ce qui fait qu'ils vont être complétés en même temps que les projets de la Phase I, soit en 2013, puisqu'ils ont débuté l'année suivante (2010) (le projet en Outaouais va se prolonger jusqu'en 2014 à cause de la disponibilité tardive de la cartographie du Quaternaire). Une troisième phase d'appel de propositions a octroyé des fonds pour la réalisation de six projets qui vont être réalisés entre 2012 et 2015 : Abitibi-Témiscamingue (Phase II), Bas-Saint-Laurent (Phase I), Vaudreuil-Soulanges, Charlevoix Haute-Côte Nord, Bas-Saint-François-Nicolet et Chaudière-Appalaches (#15 à #20 au tableau 15). Dans la section suivante, les données produites par les projets PACES sont décrites et des détails sont donnés sur les projets réalisés à l'intérieur de la zone d'intérêt pour les gaz de shale.

4.1.4 Information hydrogéologique disponible dans la zone d'intérêt

Le PACES encadre la réalisation des projets qui sont subventionnés, tant au niveau des phases de réalisation des travaux que des produits exigés à la suite de chacune de ces phases et à la fin des projets (MDDEP, 2008a et 2011). Les projets PACES doivent ainsi être réalisés en trois phases annuelles,

respectivement dédiées à 1) la collecte des données existantes, 2) la réalisation de travaux de terrain complémentaires, et 3) à la synthèse des informations et à leur transfert aux partenaires régionaux ainsi qu'au MDDEFP. Le tableau 16 présente, en trois parties, la nature des produits qui doivent être livrés à la suite de chacune des trois phases des projets PACES. Ainsi, les exigences du PACES font en sorte que des produits complets et uniformes découlent de chaque projet et que ces produits fassent un portrait complet des ressources en eau souterraine. Les projets PACES sont toutefois réalisés à une échelle régionale, ce qui permet de donner un portrait général de l'état des ressources dans une région (MRC ou OBV), mais ces projets ne remplacent pas les études locales qui demeurent requises pour résoudre des problèmes spécifiques (approvisionnement en eau, problème de contamination, localisation de l'emplacement d'un nouveau site d'enfouissement, etc.). En plus des normes du PACES qui assurent la production de livrables similaires pour tous les projets, la concertation et la collaboration établie entre les projets, qui sont tous impliqués dans un regroupement de recherche (GRIES), assure la cohérence entre les méthodes de réalisation et les formats de présentation des livrables PACES (Palmer et al., 2011). Ouellet et al. (2011) décrivent les retombées initiales des travaux entrepris dans le cadre du PACES jusqu'à 2011.

La figure 38 montre la répartition des projets PACES présentement en voie de réalisation par rapport aux limites de la zone d'intérêt pour le gaz de shale. La figure 1 montre que les forages réalisés pour évaluer le potentiel gazier du Shale d'Utica se sont concentrés sur la rive sud du Saint-Laurent, notamment parce que l'Utica n'est généralement pas profond et est même affleurant sur la rive nord, ce qui n'est pas propice à son exploitation (figure 7). On s'intéresse ici essentiellement aux informations hydrogéologiques disponibles sur la rive sud du Saint-Laurent dans la zone d'intérêt pour le gaz de shale. La figure 38 montre que les projets PACES couvrant ce secteur sont, d'ouest en est, la Montérégie Est, le Bas-Saint-François-Nicolet, Bécancour et Chaudière-Appalaches. Les projets Montérégie Est et Bécancour ont été initiés dans la Phase I du PACES et vont donc être complétés en 2013. Par contre, les deux autres projets n'ont été initiés qu'en avril 2012 et seront complétés en mars 2015. Les connaissances sur les conditions hydrogéologiques qui prévalent dans la zone d'intérêt pour le gaz de shale sont donc en voie de développement, mais un portrait complet ne sera disponible qu'en 2015. Une brève description des résultats issus des projets réalisés en Montérégie Est et à Bécancour, ainsi que les publications déjà disponibles sur ces régions sera faite dans le reste de la présente section.

D'après Lefebvre et al. (2011), le projet PACES de la Montérégie Est couvre une superficie d'environ 9 000 km² et comprend trois bassins versants, soit ceux des rivières Richelieu, Yamaska et de la baie Missisquoi, neuf municipalités régionales de comté (MRC) et 106 municipalités. La région s'étend du fleuve St-Laurent, au nord, jusqu'aux États-Unis, au sud (New York et Vermont). La population de la région d'étude est d'environ 792 000 habitants, dont 20 % utilisent l'eau souterraine comme source d'approvisionnement. La mauvaise qualité des eaux de surface dans la région est connue mais peu d'informations étaient disponibles sur celle de l'eau souterraine.

Tableau 16 : Liste des produits livrables dans le cadre des projets PACES (MDDEP, 2011).

Phase I – Collecte des données existantes
<p>Base de données hydrogéologiques géoréférencées incluant :</p> <ul style="list-style-type: none"> Description de forages Essais de pompage Données de suivi piézométrique Données géochimiques Caractéristiques et propriétés hydrogéologiques des différentes unités (notamment : porosité, fracturation, transmissivité) Aires d'alimentation des ouvrages de captage collectifs Analyse statistique des données météorologiques sur plusieurs années Débits de base des cours d'eau aux stations disponibles Description de l'occupation du territoire (répartition de la population et principaux usages du territoire)
<p>Couches d'information numérique préliminaires incluant :</p> <ul style="list-style-type: none"> Topographie Routes, limites municipales et toponymie Modèle altimétrique numérique (MAN) Hydrographie Limites de bassins et de sous-bassins Occupation du sol Couverture végétale Milieux humides Affectation du territoire Pédologie Géologie du Quaternaire (préliminaire) Géologie du roc (préliminaire) Piézométrie (préliminaire) et emplacement des points de suivi des nappes s'il y a lieu Propriétés hydrauliques Géochimie de l'eau souterraine Qualité de l'eau de surface Prélèvements d'eau souterraine Aires d'alimentation et de protection des ouvrages de captage collectifs Activités anthropiques pouvant altérer l'eau souterraine
<p>Modèle conceptuel préliminaire (coupes, blocs diagrammes 3D, description des différents contextes stratigraphiques et hydrostratigraphiques)</p>
<p>Couche numérique des contextes hydrogéologiques (préliminaire)</p>
<p>Rapport d'étape (synthèse des données disponibles et identification des données complémentaires requises)</p>

Tableau 16 : Liste des produits livrables dans le cadre des projets PACES (MDDEP, 2011) (suite 1).

Phase II - Travaux de terrain complémentaires
Base de données des informations complémentaires recueillies
Rapport d'étape (travaux réalisés au cours de la Phase II)

Tableau 16 : Liste des produits livrables dans le cadre des projets PACES (MDDEP, 2011) (suite 2).

Phase III - Synthèse et transfert
<p>Analyse et interprétation des données colligées dans le cadre du projet selon huit thèmes :</p> <ul style="list-style-type: none"> Description de la région Contexte géologique Contexte hydrogéologique (modèle conceptuel, propriétés hydrauliques, conditions d'écoulement) Bilan hydrologique (recharge, utilisation de la ressource, résurgences) Qualité de l'eau Vulnérabilité et activités anthropiques Pérennité de la ressource (quantité et qualité) Recommandations (gestion et suivi de la ressource)
<p>Cartes thématiques et texte technique pour chacun des huit thèmes, portant sur le résultat de l'analyse et de l'interprétation des données ; notamment, production des couches d'information suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> Topographie Routes, limites municipales et toponymie Modèle altimétrique numérique (MAN) Pente du sol Hydrographie Limites de bassins et de sous-bassins Occupation du sol Couverture végétale Milieux humides (zones d'intérêt écologique) Affectation du territoire Pédologie Géologie du Quaternaire Géologie du roc Coupes stratigraphiques et hydrostratigraphiques Épaisseur des dépôts meubles Topographie du roc Contextes hydrogéologiques Épaisseur et limites des aquifères régionaux Piézométrie dans les formations superficielles Piézométrie dans le roc Paramètres hydrogéologiques – base de données ou cartes (K, T, S, porosité, etc.) Vulnérabilité des aquifères selon la méthode DRASTIC (couche synthèse + couches de chacune des composantes de l'indice)

Activités potentiellement polluantes (dépôts de matériaux secs, anciens dépotoirs, lieux d'entreposage de pneus, bassins de traitement d'eaux usées, zones où se déroulent des activités agricoles, etc.)

Qualité (critères eau potable)

Qualité (objectifs esthétiques)

Pressions exercées sur la ressource « eau souterraine »

Emplacement des stations météorologiques, hydrométriques et de suivi de la nappe

Zones de recharge préférentielles et de résurgence

Documents thématiques et géodatabase pour l'ensemble des données

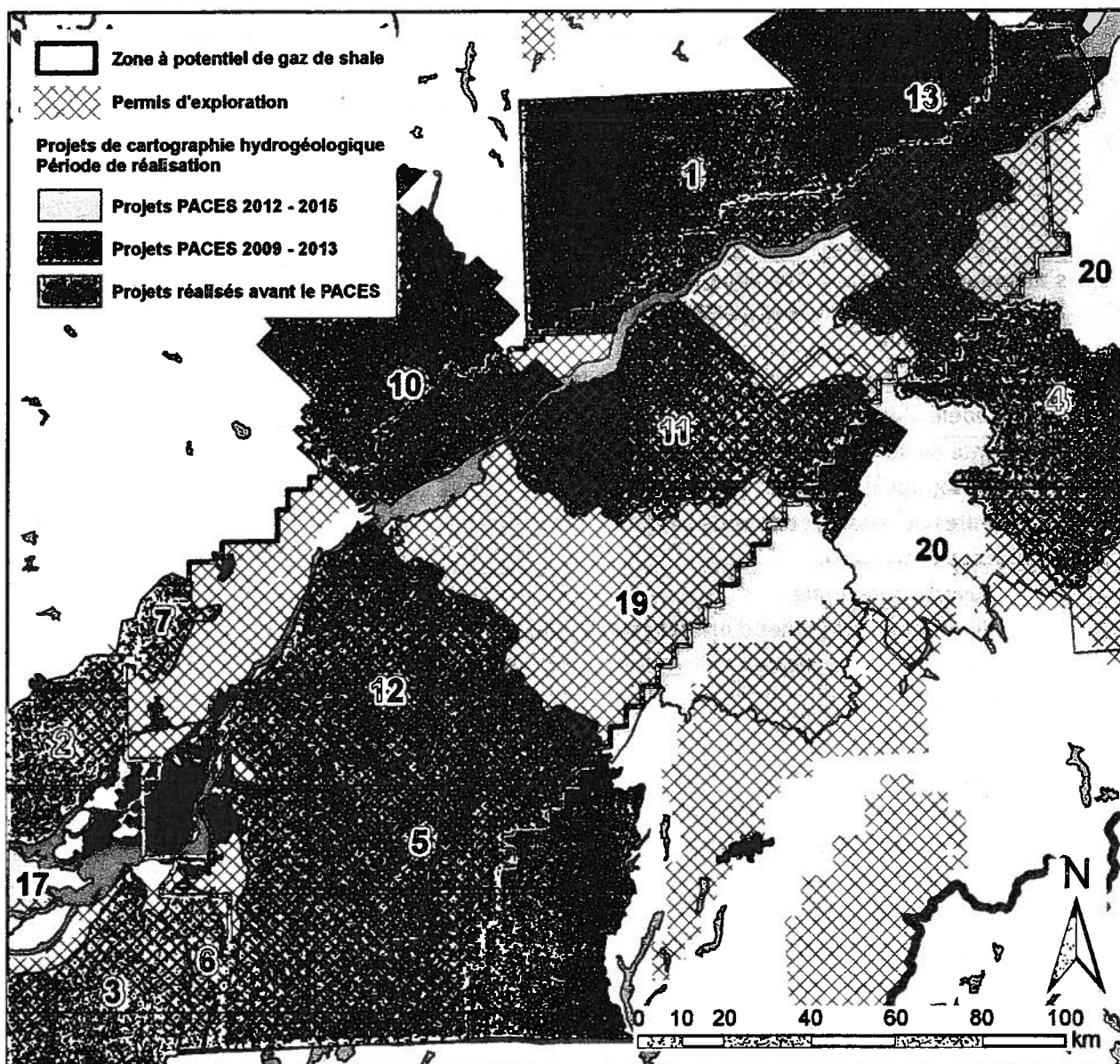


Figure 38 : Projets de cartographie hydrogéologique dans la zone d'intérêt.
Les numéros indiqués sur la carte correspondent à ceux des projets compilés au tableau 15.

La compilation des données existantes a permis de reconnaître quatre contextes hydrogéologiques en Montérégie Est, basés sur la géologie : les Basses-Terres du Saint-Laurent au nord et au sud des collines montérégiennes, le piémont appalachien, les Hautes-Terres Appalachiennes et les collines montérégiennes. Les données existantes ont été complétées par des levés de terrain complémentaires. En plus de dresser un portrait de la ressource en eau souterraine, le projet vise le développement d'une approche efficace et novatrice de caractérisation hydrogéologique, basée sur une combinaison d'approches aux échelles locale et régionale, incluant diverses méthodes géophysiques, des forages et sondages au piézocône ciblés, une campagne d'échantillonnage d'eau et de sols, des essais hydrauliques et la cartographie des formations superficielles (Quaternaires). Une campagne de terrain a été réalisée entre juin et novembre 2010. Celle-ci a permis de récolter plus de 200 échantillons d'eau souterraine provenant surtout de puits résidentiels et analysés principalement pour les ions majeurs et mineurs, les métaux et plusieurs isotopes (^2H , ^{18}O , ^3H , ^{14}C). Une centaine d'essais au perméamètre de Guelph ont été effectués à 30 sites pour mesurer les conductivités hydrauliques des dépôts. Plus de 250 km de levés géophysiques ont été réalisés avec quatre différentes méthodes, soit la sismique réflexion à haute résolution, la méthode électromagnétique TDEM, la résistivité électrique et le géoradar. 43 sondages au piézocône ont été réalisés pour définir en détail la séquence de sédiments et caler l'interprétation des levés géophysiques. Une campagne de forages a été réalisée, comprenant 20 forages conventionnels au roc et 4 forages rotosonic dans les dépôts meubles; généralement convertis en puits d'observation. Certains puits d'observation peu profonds ont été installés par enfoncement à l'aide d'une foreuse géotechnique dans le piedmont appalachien. Chaque puits a fait l'objet d'un échantillonnage d'eau, d'un essai de perméabilité et de levés par diagraphies. Ces puits d'observation vont constituer un réseau de suivi des niveaux d'eau. La pérennité de ce réseau régional sera assurée par son intégration au réseau de surveillance du MDDEFP.

Les résultats obtenus des phases I et II du PACES pour le projet en Montérégie Est sont documentés dans Beaudin et al. (2010) et Rivard et al. (2011), respectivement. Un dossier public de la CGC a aussi été produit pour documenter la présence et l'étendue de la zone d'eau saumâtre de 2000 km² contenue dans les aquifères rocheux fracturés de la partie nord de la Montérégie Est allant des Montérégiennes jusqu'au fleuve Saint-Laurent (Beaudry et al., 2011a). Beaudry et al. (2011b) présentent aussi ces résultats de même que plus de détails sur la qualité et la géochimie de l'eau souterraine en Montérégie Est. D'autres aspects des travaux réalisés dans le cadre de ce projet ont fait l'objet d'articles de conférence. Laurencelle et al. (2011) décrivent la fracturation présente dans les aquifères rocheux ainsi que la distribution de la conductivité hydraulique entre les unités géologiques et par rapport à la profondeur. Dubé-Loubert et al. (2011) résument le contexte des dépôts quaternaires de la Montérégie Est et les travaux en voie de réalisation pour mettre à jour leur cartographie. Blouin et al. (2011) décrivent l'approche qui est utilisée pour intégrer des levés géophysiques avec les informations fournies par les forages des puisatiers pour mieux définir la distribution spatiale et en profondeur des dépôts meubles. Ces travaux profitent des levés de sismique réflexion à haute résolution réalisés par la CGC en Montérégie Est. Les résultats de ces levés sont décrits par Pugin et Pullan (2011) qui préparent aussi un dossier public de la CGC pour documenter et rendre public rapidement ces résultats. En plus de bien définir la distribution en profondeur des dépôts meubles, ces levés ont montré des structures interprétées comme résultant de l'échappement de fluides, probablement de gaz naturel, qui ne sont

pas à proximité ou en relation avec les sites de forage gazier. La nature de ces échappements et l'origine du gaz n'ont cependant pas été déterminées. Enfin, Lefebvre et al. (2011) donnent un aperçu général des conditions hydrogéologiques de la Montérégie Est qui ont été définies grâce au projet PACES.

Le Projet PACES Bécancour couvre la partie basse du bassin de la rivière Bécancour et de huit sous-bassins connexes situés près du Saint-Laurent (superficie totale 2924 km²) (Larocque et al., 2010 et 2011). L'assemblage de l'information disponible a permis de trouver, au total, 10 616 points représentant de l'information géologique, hydrogéologique ou géochimique. Les informations disponibles ont permis d'identifier un manque important de données sur les paramètres hydrogéologiques (e.g. transmissivité, porosité). Les données météorologiques et hydrométriques, de même que celles touchant l'occupation du sol, la couverture végétale et les milieux humides sont assez complètes. La stratigraphie des dépôts meubles de la zone d'étude est très incertaine; en particulier dans les portions basses du bassin, à proximité du fleuve Saint-Laurent. Un modèle conceptuel préliminaire a été développé sous la forme de quatre coupes topo-géologiques des dépôts meubles. Ce modèle a permis de constater l'importance de la couverture de l'unité silto-argileuse sur la zone d'étude et les lacunes au niveau de la localisation des zones de recharges. Les résultats obtenus des phases I et II du PACES pour le projet Bécancour sont documentés dans Larocque et al. (2010 et 2011). Certains articles de conférence présentent des résultats initiaux sur des volets spécifiques du projet Bécancour. Tremblay et al. (2011) donnent un aperçu global du projet et des travaux réalisés ainsi que du contexte hydrogéologique. Godbout et al. (2011) présentent l'hydrostratigraphie des dépôts quaternaires de la région d'étude. Gagné et al. (2011) discutent des résultats de la caractérisation hydraulique des dépôts meubles et des aquifères rocheux fracturés. Meyzonnat et Larocque (2011) décrivent l'évaluation de la vulnérabilité des nappes à la pollution. Enfin, une emphase particulière a été mise sur l'étude des importantes tourbières présentes dans la région de Bécancour (Avard et Larocque, 2011; Ravonjariavelo et Larocque, 2011).

Les rapports et bases de données des projets PACES en voie de réalisation vont être soumis au MDDEFP en mars 2013. Suite au processus de révision et considérant le temps requis pour l'intégration de l'information dans la base de données du MDDEFP, les données produites par ces projets PACES pourraient être rendues accessibles par le MDDEFP via un portail Internet à l'automne 2013. Quant aux projets réalisés avant le PACES, le MDDEFP envisage l'intégration de ces données et des cartes qui ont été produites dans la base de données PACES. Ceci assurerait l'accessibilité aux résultats des projets antérieurs au PACES, ce qui est difficilement faisable présentement parce que ces données et cartes ne sont pas intégrées à des bases de données fonctionnelles et publiques.

4.2 Forages pour l'eau

La base de données des puits forés pour l'eau (SIH) offre une bonne couverture spatiale de la région à l'étude (figure 8), avec plus de 50 000 puits répertoriés. Elle permet notamment d'apprécier l'épaisseur des dépôts meubles, la profondeur au roc, et souvent la profondeur à laquelle l'eau douce est exploitée, et donne aussi une description lithologique des unités traversées. Cette base de données présente deux limitations cependant : elle ne donne pas d'indications sur la profondeur maximale de la nappe d'eau

douce, et ne recense, sur une base volontaire, que les puits profonds forés pour l'eau depuis 1967. Le SIH contient aussi principalement les données transmises par les foreurs de puits (puisatiers), sans répertorier les forages réalisés dans le cadre de travaux environnementaux ou d'ingénierie. Les projets PACES ont tous répertorié le plus de rapports possibles concernant l'hydrogéologie des régions étudiées et les forages de grande qualité documentés dans ces rapports ont été ajoutés aux bases de données PACES qui seront transmises au MDDEFP en 2013 et en 2015.

4.3 Indices et analyses de gaz et pétrole

4.3.1 Dépôts meubles

Des indices de gaz naturel ont été répertoriés dans les dépôts meubles à partir des rapports des forages réalisés pour le pétrole et le gaz naturel et des forages réalisés pour l'eau. L'identification de ce phénomène apporte des informations importantes sur la nature des fluides présents dans les aquifères peu profonds de la région à l'étude. D'importance notamment est la présence d'indices de pétrole signalés localement dans les dépôts meubles, rarement en forage (figure 39), mais plus fréquemment à l'affleurement dans les régions de Montréal et Grondines, où deux rapports géologiques font état de gouttelettes de pétrole liquide observées en cassure fraîche à l'affleurement, dans les secteurs ouest et nord-ouest de la région à l'étude (Clark, 1972; Clark et Globensky, 1975).

À la fin du XIX^e siècle et dans les premières décennies du XX^e siècle, l'exploration pour le gaz naturel était axée sur la recherche de gaz dans les dépôts meubles, stimulée par des découvertes économiques en Ontario. Un certain nombre de puits peu profonds (Série « B », SIGPEG) forés le long du fleuve Saint-Laurent (figure 39) ont alors mis en évidence la présence de gaz dans les dépôts meubles, souvent au contact entre le roc et les sédiments quaternaires, ou à l'intérieur de ceux-ci dans des niveaux sablonneux scellés par des unités argileuses. Parks (1930 et 1931) et Globensky (1972) résument les découvertes les plus importantes. Le gisement de Pointe-du-Lac, épuisé et désormais converti en réservoir de stockage de gaz naturel, représente l'illustration la plus aboutie de la présence de gaz dans les dépôts meubles et des propriétés réservoirs de ceux-ci le long du fleuve Saint-Laurent.

Les puits forés pour l'eau révèlent aussi parfois la présence de gaz naturel dissous dans l'eau souterraine contenue dans un aquifère, sans qu'il soit toujours possible de déterminer si l'eau et le gaz proviennent des dépôts meubles ou du roc fracturé peu profond. Le jeu de données le plus complet à cet égard a été compilé par Clark (1955, 1964a, 1964b et 1964c) avec près de 600 indices cartographiés dans un secteur restreint qui est représenté sur la figure 39. Il est aussi possible d'identifier des cas isolés rapportés par des sources diverses, tels ceux compilés par le MRN sur la base de rapports existants et d'appels de particuliers, entre 1932 et 2011 (figure 39).

Il existe très peu d'analyses permettant de caractériser la source du gaz. Une seule publication (St-Antoine et Héroux, 1993) indique que le gaz rencontré dans les sédiments meubles dans la région du lac Saint-Pierre peut être d'origine thermogénique, biogénique ou mixte. Il convient de noter également que l'accumulation de gaz naturel au contact entre le roc et les sédiments quaternaires suggère une source profonde dans ces cas précis au moins, mais n'est pas nécessairement diagnostique d'un gaz

thermogénique, le shale d'Antrim au Michigan (Hamblin, 2006) offrant à ce titre un bon contre-exemple renfermant du gaz naturel d'origine biogénique récente.

Enfin trois documents rapportent des analyses isotopiques pour des échantillons de gaz prélevés à l'évent du coffrage de surface et dans le cellier (rapports de forage pour les puits A260 et A265, Muehlenbachs (2012) pour les puits A275 et A277). Il n'est pas possible de déterminer la source de ce gaz mais les analyses isotopiques indiquent une origine thermogénique dans tous les cas.

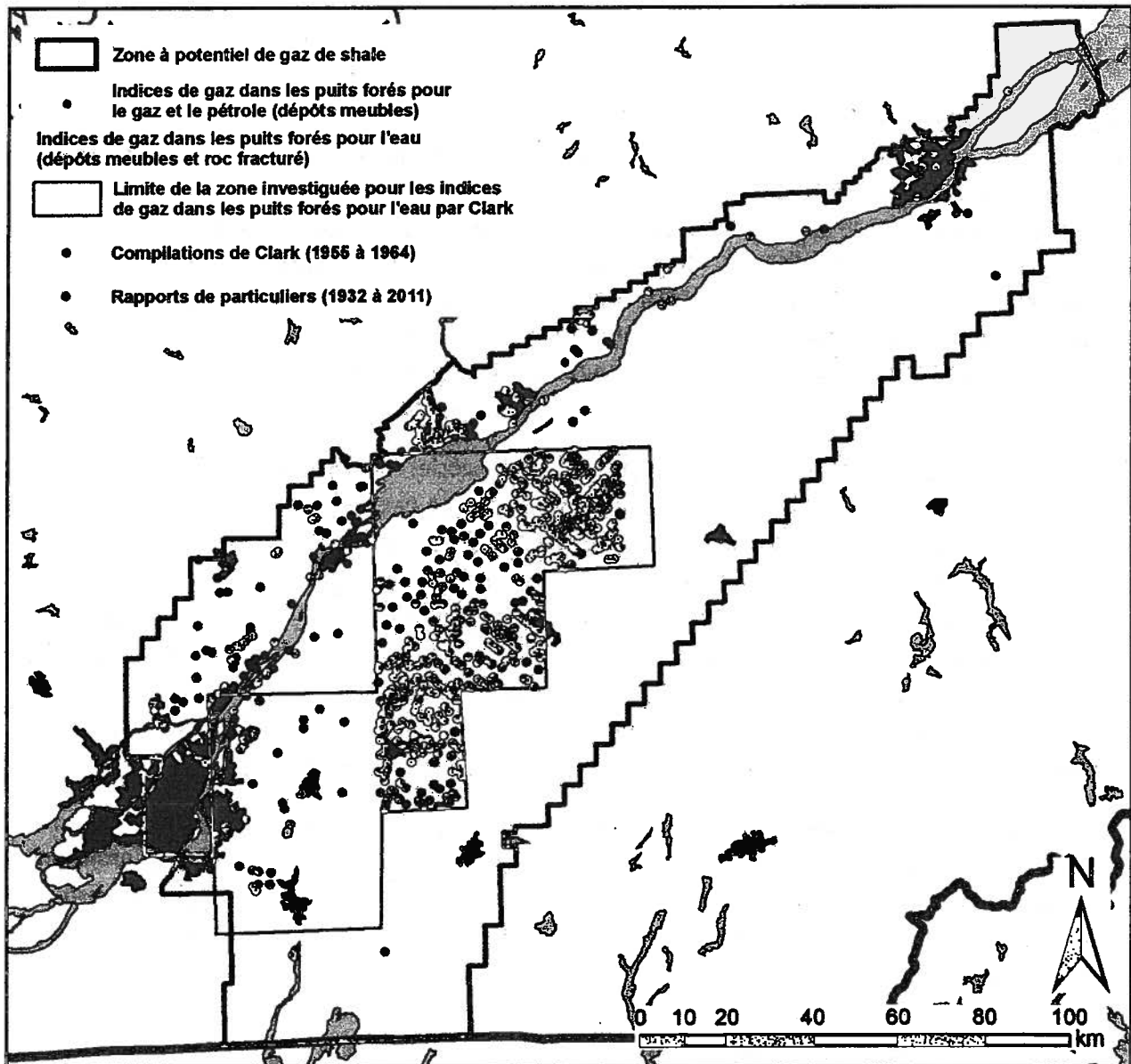


Figure 39 : Carte de localisation des indices de gaz et pétrole dans les dépôts meubles.

Les données sont tirées de SIGPEG (2012) pour les puits forés pour le gaz et le pétrole. Pour les puits forés pour l'eau, les données sont tirées de Clark (1955, 1964a, 1964b et 1964c) pour les compilations géologiques et du MRN pour les rapports de particuliers. À noter que les indices de gaz répertoriés dans les puits forés pour l'eau peuvent provenir de l'aquifère rocheux sous les dépôts meubles.

4.3.2 Roc

Des indices de gaz et de pétrole ont été répertoriés dans les roches du Shale d'Utica et des unités sus-jacentes à partir des rapports des forages réalisés pour le pétrole et le gaz naturel (figure 40). Le phénomène n'est pas surprenant dans une région où une roche mère est présente (Shale d'Utica), mais la présence de pétrole (tableau 17) doit retenir l'attention car elle permet de circonscrire une zone où des composés organiques volatils et des gouttelettes de pétrole en émulsion peuvent se retrouver, de façon naturelle, dans les aquifères. Les indices de pétrole recensés dans le tableau 17 sont présents à l'état de trace uniquement et ne sont pas supportés par une analyse en laboratoire. L'analyse de trois échantillons d'hydrocarbures liquides provenant du puits A251 a révélé que deux d'entre eux résultaient vraisemblablement d'une contamination au cours des opérations, et que le troisième échantillon correspondait à un condensat. Sans qu'aucune analyse ne soit disponible pour le moment, il convient de mentionner aussi que de nombreux indices de pétrole ont été documentés au sein des shales du Groupe de Lorraine et de l'Utica, à partir de 360 m de profondeur, dans le cas du puits A257 foré près de Québec.

Le tableau 17 et la figure 40 révèlent par ailleurs que des indices de pétrole sont documentés dans une région où le Shale d'Utica atteint un stade de maturation propre à générer des condensats ou des gaz secs. Une partie de l'huile générée peut encore être préservée à ce stade, contrairement à des stades plus avancés de maturation thermique. Un indice de pétrole rapporté dans l'extrême sud de la région à l'étude, pour le puits A077, paraît en revanche questionnable. Il n'existe aucune analyse pour confirmer cet indice, et seul du gaz naturel a été rencontré dans les puits alentours. En tout état de cause, la présence d'hydrocarbures liquides générés par le Shale d'Utica ne semble pas envisageable dans la moitié sud-est de la région à l'étude. Toutefois, une carte de maturation pour les roches en surface (Bertrand et Lavoie, 2006) révèle que l'essentiel des roches du Groupe de Lorraine dans le domaine autochtone, au nord des collines montérégiennes, se trouve actuellement dans la zone à condensats. Bien que le potentiel génétique du Groupe de Lorraine soit moindre que celui du Shale d'Utica, il n'est donc pas exclu que des hydrocarbures liquides puissent se retrouver de façon naturelle dans les aquifères, dans une région limitée au sud par les collines montérégiennes et au sud-est par les Appalaches.

Le recensement des indices de gaz constitue un jeu de données dont la valeur est limitée et subjective, dans la mesure où la courbe de gaz disponible pour la grande majorité des forages modernes (à partir des années soixante-dix) témoigne de la présence systématique de gaz dans le Shale d'Utica et les unités sus-jacentes, mais il n'existe pas de norme pour définir le seuil à partir duquel un indice doit être rapporté.

La qualité et le contenu des analyses étant variable, leurs résultats n'ont pas été synthétisés ici. Il est toutefois possible de consulter l'essentiel des résultats d'analyses à partir des rapports de fin de forage pour chaque puits (SIGPEG). L'examen des rapports d'analyses pour les indices de gaz dans le Shale d'Utica et les unités sus-jacentes révèle que le gaz est généralement constitué à plus de 90% de méthane, la fraction restante étant essentiellement composée d'éthane, de propane et de dioxyde de carbone. Il convient de souligner qu'un seul indice de sulfure d'hydrogène (H_2S) a été signalé dans la région à l'étude. Cet indice provient des dolomies du Beekmantown dans la plate-forme carbonatée

sous-jacente au Shale d'Utica (puits A247). L'examen des rapports de forage et des analyses de gaz révèle cependant que dans un cas au moins, des traces de H_2S ont été détectées dans le Shale d'Utica (résultats d'analyse du gaz prélevé lors de l'essai aux tiges no 7 pratiqué dans le puits A197).

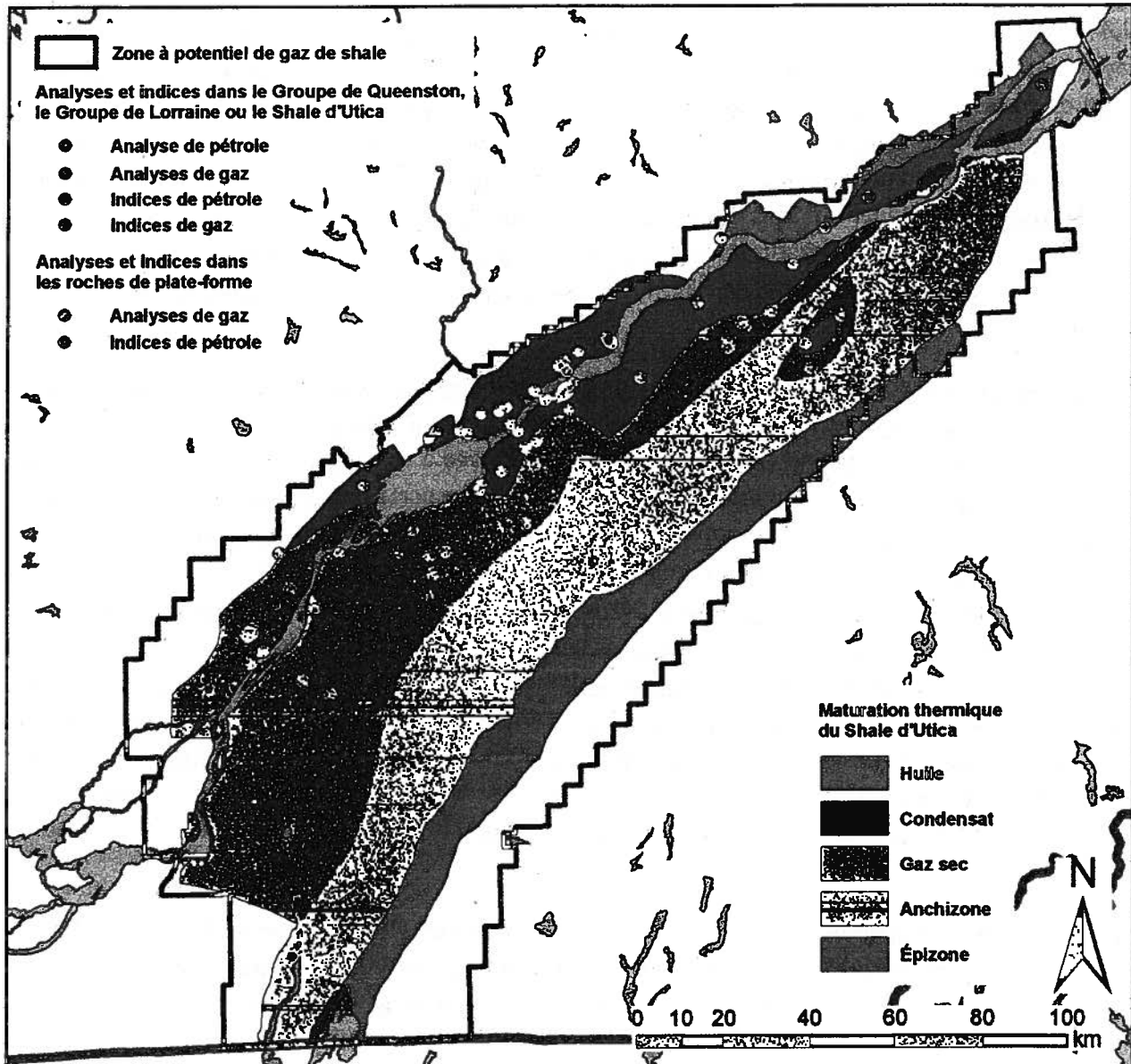


Figure 40 : Carte de localisation des indices et analyses de gaz et pétrole dans le roc. La zonation de la maturité thermique du Shale d'Utica est tirée de Bertrand et Lavoie (2006).

Tableau 17 : Inventaire des indices et analyses de pétrole documentés dans le Shale d'Utica et le Groupe de Lorraine.

Occurrence	No du puits	Unité stratigraphique	Type de fluide	Somme (m)	Base (m)	Remarques
Indice	A005	Utica	Pétrole	594,4	594,4	Traces
	A005	Utica	Pétrole	616,9	616,9	Traces
	A077	Utica	Pétrole	106,7	106,7	Traces; non confirmé
	A077	Utica	Pétrole	119,5	119,5	Traces; non confirmé
	B092	Utica	Pétrole	57,9	57,9	Traces
Analyse	A251	Lorraine	Lubrifiant	410	510	
	A251	Utica	Pétrole	644	750	Gravité: 74,7 API
	A251	Utica	Lubrifiant	636	636	

Enfin, il existe très peu d'analyses isotopiques permettant de caractériser la nature du gaz présent dans le Shale d'Utica et les unités sus-jacentes. St-Antoine et Héroux (1993) présentent des résultats d'analyse pour le gaz soutiré des dolomies du Beekmantown dans l'écaille de Saint-Flavien, un gaz thermogénique provenant de l'Utica. Muehlenbachs (2012) présentent également des résultats partiels d'analyses isotopiques réalisées sur deux échantillons de gaz prélevés dans le tubage de production des puits A275 et A277. Chatellier et al. (2011b) et Lavoie et al. (2011) présentent enfin plusieurs séries d'analyses isotopiques partielles dont la valeur est limitée car les échantillons ne sont pas localisés.

4.4 Indices et analyses d'eau

4.4.1 Dépôts meubles

De nombreuses analyses d'eau dans les dépôts meubles sont disponibles pour les puits forés pour l'eau (figure 41). Ces données proviennent soit de la base de données BADGEQ du MRN, désormais disponible sur SIGEOM (2012). Les puits d'où proviennent les analyses de BADGEQ coïncident avec ceux de la base SIH (figure 8), ce qui permet d'obtenir les caractéristiques des puits eux-mêmes. La couverture des analyses disponibles est cependant moindre que celle des puits forés pour l'eau.

Certains puits forés pour le pétrole et le gaz naturel comportent également des indices d'eau mais une seule analyse a été répertoriée (figure 41). La plupart des puits concernés proviennent de la Série « B » des puits de moins de 500 pi et présentent les limitations inhérentes à ce jeu de données, notamment en ce qui a trait à sa répartition spatiale. La qualité et le contenu des analyses étant variables, les résultats n'ont pas été synthétisés ici. Il est toutefois possible de consulter l'essentiel des résultats d'analyses à partir des rapports de fin de forage pour chaque puits (SIGPEG). Plus rarement, certains résultats d'analyse ont été consignés dans un document séparé ou directement dans la base de données SIGPEG.

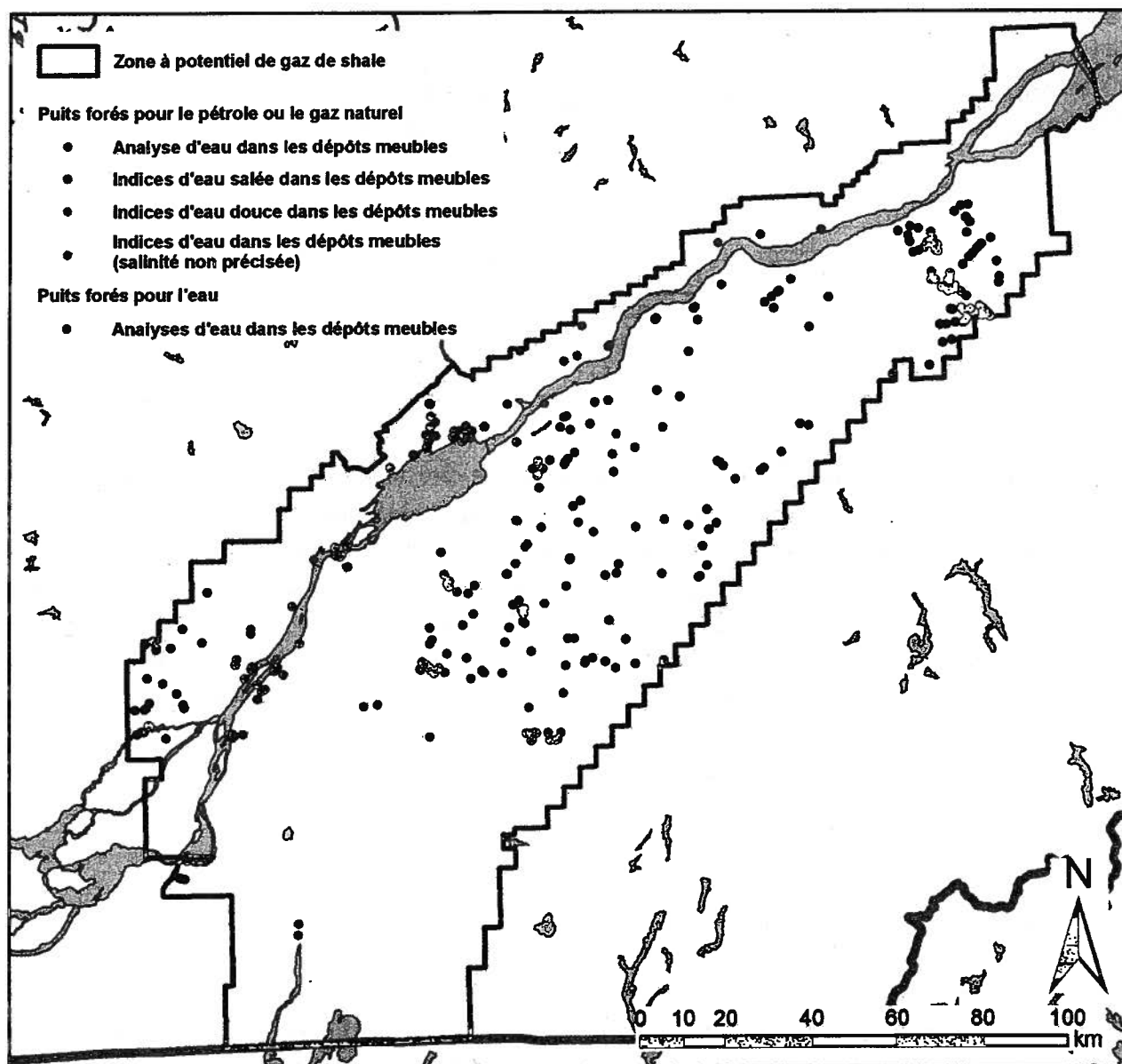


Figure 41 : Carte de localisation des indices et analyses d'eau dans les puits forés pour le pétrole et le gaz naturel (SIGPEG, 2012) et dans les puits forés pour l'eau (SIGEOM, 2012).

4.4.2 Roc

De nombreuses analyses d'eau dans le roc peu profond sont disponibles pour les puits forés pour l'eau (figure 42). Ces données proviennent de la base de données BADGEQ, désormais disponible sur SIGEOM (2012). Les puits d'où proviennent ces analyses coïncident avec ceux de la base de données SIH (figure 8).

Des analyses d'eau dans le Shale d'Utica et les unités sus-jacentes sont également rapportées pour les puits forés pour le pétrole et le gaz naturel (figure 42). La plupart des puits concernés proviennent de la Série « A » des puits de plus de 500 pi. La qualité et le contenu des analyses étant variables, les résultats n'ont pas été synthétisés ici. Il est toutefois possible de consulter l'essentiel des résultats d'analyses à

partir des rapports de fin de forage pour chaque puits (SIGPEG). Plus rarement certains résultats d'analyse ont été consignés dans un document séparé ou directement dans la base de données SIGPEG.

Les projets PACES impliquent l'échantillonnage et l'analyse de l'eau souterraine, généralement à partir de puits s'approvisionnant dans la partie superficielle du roc (20 à 50 m). Beaudry et al. (2011b) rapportent ainsi que 225 échantillons ont été prélevés en Montérégie Est alors que Tremblay et al. (2011) indiquent que 112 échantillons ont été pris dans la région de Bécancour. Ces échantillons d'eau ont fait l'objet d'analyses complètes pour les composés inorganiques majeurs et mineurs, ainsi que des analyses isotopiques pour certains échantillons. Des analyses de gaz dissous ont aussi été faites sur certains échantillons de la région de Bécancour.

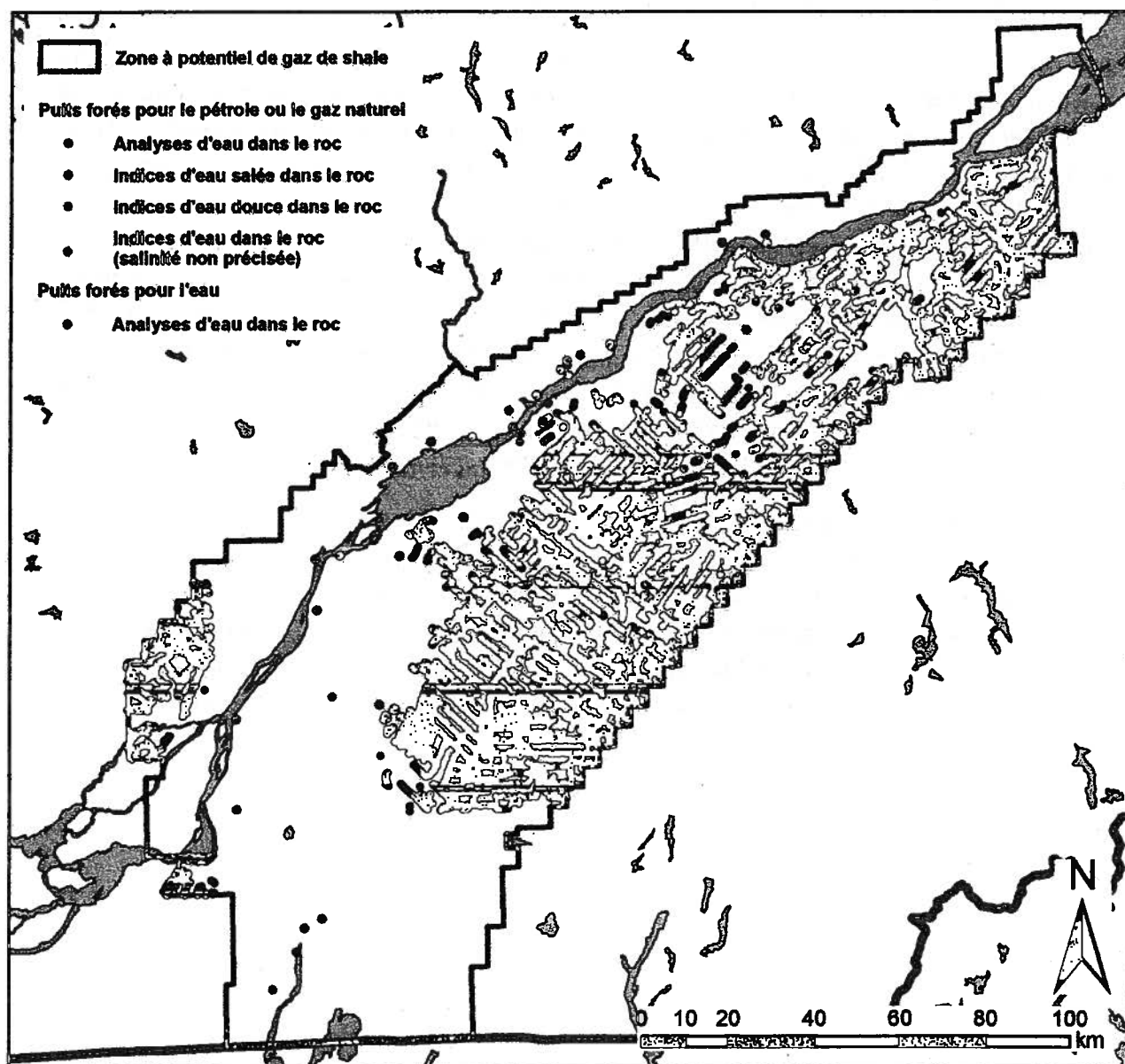


Figure 42 : Carte de localisation des indices (SIGPEG, 2012) et analyses (SIGEOM, 2012; SIGPEG, 2012) d'eau dans le roc.

4.4.3 Salinité

L'eau douce rencontrée dans les dépôts meubles et le roc fracturé peu profond cède localement le pas à de l'eau saumâtre ou salée, en particulier dans la moitié nord du bassin versant des rivières Richelieu, Yamaska et Saint-François (Beaudry et al., 2011a et 2011b). Dans les régions où l'eau douce est présente dans les aquifères peu profonds, la limite inférieure de ces aquifères peu ou pas salins et leur contact avec un aquifère salin demeure inconnue faute de forages pour l'eau suffisamment profonds.

L'analyse des données disponibles pour les puits profonds forés pour le pétrole et le gaz naturel, pour lacunaires que soient les points de contrôle, permet de mieux apprécier la profondeur à laquelle l'eau douce cède le pas à l'eau salée dans le roc. Deux jeux de données peuvent être exploités pour arriver à cette fin : les indices d'eau répertoriés et l'analyse des diagraphies.

L'analyse de la répartition des indices d'eau douce et d'eau salée dans les puits profonds permet de recenser une douzaine de puits dans lesquels les deux types d'eau sont identifiés (tableau 18). Les résultats sont très hétérogènes, avec souvent un intervalle de plusieurs centaines de mètres séparant les deux types d'indices, ce qui ôte toute utilité à la donnée, mais avec dans certains cas aussi (puits A017, A039 et A074) un intervalle très mince, inférieur à dix mètres, ce qui permet de placer avec précision la transition entre l'eau douce et l'eau salée. Ce qui ressort aussi de cette comparaison, est que la transition peut parfois survenir à grande profondeur, comme dans le cas du puits A074 à 812-815 m de profondeur environ, dans les roches de plate-forme, sous le Shale d'Utica. Ces observations reposent toutefois sur trois puits et exigent d'être confirmées par d'autres sources. Enfin les analyses d'eau recensées ne sont pas répertoriées comme des indices en tant que tels : vraisemblablement l'examen de ces analyses et leur comparaison avec les indices d'eau douce ou salée devrait permettre de mieux apprécier la profondeur à laquelle l'eau douce cède le pas à l'eau salée dans certains puits.

Une autre source de données pour identifier le contact entre l'eau douce et l'eau salée dans les puits profonds consiste en l'analyse des diagraphies. Si aucune diagraphie n'est disponible pour le puits A074 mentionné précédemment (foré en 1959), plusieurs puits forés à travers les formations de Bécancour et Pontgravé comportent des diagraphies qui peuvent aider à déterminer la salinité de l'aquifère traversé. Du fait de leur très faible perméabilité, la Formation de Nicolet et le Shale d'Utica sous-jacents n'offrent toutefois pas le même potentiel pour l'analyse pétrophysique des profondeurs de l'eau douce.

Tableau 18 : Inventaire des puits profonds pour lesquels des indices d'eau douce et d'eau salée sont rapportés.

No du Puits	Indice d'eau douce		Indice d'eau salée		Intervalle (m)
	Base (m)	Unité stratigraphique	Sommet (m)	Unité stratigraphique	
A006	37,2	Dépôts meubles	272,8	Lorraine	235,6
A007	28	Dépôts meubles	272,2	Lorraine (Nicolet)	244,2
A008	90,5	Dépôts meubles	335,3	Utica	244,8
A013	214,9	Black River	297,2	Beekmantown	82,3
A016	124,4	Utica	412,1	Trenton	287,7
A017	80,8	Dépôts meubles	86,3	Trenton	5,5
A027	12,2	Queenston	1554,5	Trenton	1542,3
A039	120,4	Black River	129,5	Chazy	9,1
A040	12,8	Utica, Trenton	974,8	Beekmantown	962
A069	7,9	Dépôts meubles	927,5	Trenton, Black River	919,6
A074	811,7	Chazy	815,9	Chazy	4,2
A108	42,4	Dépôts meubles	198,1	Queenston	155,7

5. Synthèse des données

L'inventaire thématique des données géologiques et hydrogéologiques réalisé dans les chapitres précédents permet de dresser un portrait synthétique de l'état actuel des connaissances dans la région des Basses-Terres du Saint-Laurent qui présente un potentiel pour le gaz de shale. Cette synthèse permet notamment de faire ressortir des régions ou des types de données pour lesquelles il y a peu d'information, guidant ainsi le choix de travaux futurs de recherche scientifique sur la problématique des gaz de shale au Québec (synthèses par bassin versant, par projet PACES, par lacune géographique et par lacune thématique). Ce travail 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 ainsi formulées dans ce sens (mise en évidence des aquifères profonds potentiels et intégrité de la couverture du Shale d'Utica). 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 des études hydrogéologiques et géomécaniques rigoureuses à l'échelle locale.

5.1 Synthèse par bassin versant

La zone d'intérêt pour le gaz de shale s'étend de part et d'autre du fleuve Saint-Laurent. Vingt-deux bassins versants gérés par des Organismes de bassins versants sont ainsi concernés, à des degrés divers, par la problématique du gaz de shale (figure 43). Une partie des îles de Montréal et de Laval sont également incluses dans la zone d'intérêt, de même que le fleuve Saint-Laurent et le lac Saint-Pierre, qui ne dépendent pas d'un organisme particulier. Le tableau 19 résume l'essentiel des données disponibles et présentées dans ce rapport pour chacun des 11 bassins versants de la rive sud du Saint-Laurent présent à l'intérieur de la zone avec un potentiel de gaz de shale.

5.2 Synthèse par projet PACES

La zone d'intérêt pour le gaz de shale s'étend à travers onze territoires couverts par les Programmes d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines du Québec, qu'il s'agisse de programmes en cours ou à débiter en 2012 (projets PACES, figure 37, tableau 15). Le tableau 20 résume l'essentiel des données disponibles et présentées dans ce rapport pour six projets en cours ou à débiter en 2012.

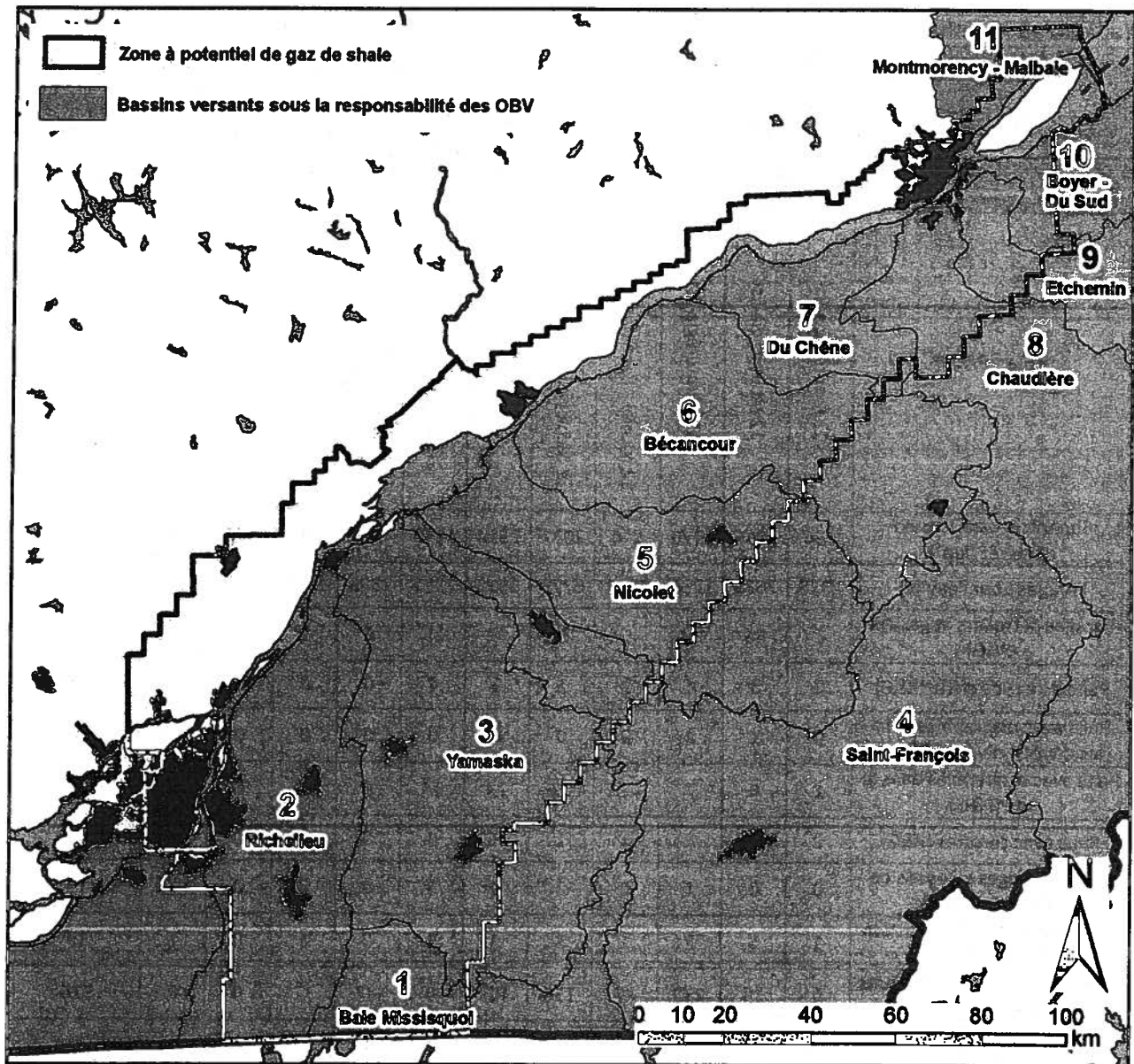


Figure 43 : Carte de localisation des bassins versants sous la responsabilité d'un OBV.
Les numéros des bassins correspondent à ceux du tableau 19.

Tableau 19 : Synthèse des principaux jeux de données disponibles pour chaque bassin versant.

Bassins versants	1 Baie-Missisquoi	2 Richelieu	3 Yamaska	4 Saint-François	5 Nicolet	6 Bécancour	7 DuChêne	8 Chaudière	9 Richelieu	10 Côte-du-Sud	11 Montmorency-Malbaie	Total
Projets PACES	12 Montérégie-Est	12 Montérégie-Est	12 Montérégie-Est	12 Nicolet - Bas Saint-François	12 Nicolet - Bas Saint-François	11 Bécancour; 20 Chaudière-Appalaches	20 Chaudière-Appalaches	20 Chaudière-Appalaches 13 CMQ	13 CMQ; 20 Chaudière-Appalaches	20 Chaudière-Appalaches	13 CMQ	
Superficie dans la zone d'intérêt (km ²)	694	2816	3770	844	2077	2514	1140	724	422	308	1473	16 782
Forages pour l'eau (E)	2328	7628	1296	3467	6779	3696	2317	2585	1048	817	3916	35 877
Forages pétroliers et gaziers (P&G)	1	83	38	6	21	52	25	6	1	0	9	242
Puits de gaz de shale (P&G)	0	3	8	2	1	9	4	0	0	0	1	28
Puits avec diagraphies dans les dépôts meubles (P&G)	0	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	3
Puits avec diagraphies dans le roc (P&G)	1	6	7	2	12	23	23	6	1	0	5	86
Puits avec carottes (P&G)	0	13	1	1	1	11	4	0	0	0	1	32
Essais aux tiges ou essais de production (P&G)	0	0	1	0	3	4	9	0	0	0	2	19
Analyse du roc par diffraction des rayons X (P&G)	1	5	2	1	3	3	1	0	1	0	2	19
Indices de gaz dans les dépôts meubles (P&G) (E)	0	38	230	47	158	103	0	0	0	0	0	576
Indices de gaz et pétrole dans le roc (P&G)	0	10	10	2	2	16	2	0	0	0	1	43
Analyses de gaz et pétrole dans le roc (P&G)	0	0	3	0	3	6	3	1	0	0	0	16
Indices d'eau dans les dépôts meubles (P&G)	0	15	8	0	2	3	0	0	0	0	0	28
Analyses d'eau dans les dépôts meubles (P&G)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Analyses d'eau dans les dépôts meubles (E)	0	0	45	24	27	40	10	50	20	0	24	240
Indices d'eau dans le roc (P&G)	0	8	10	0	2	6	2	0	0	0	0	28
Analyses d'eau dans le roc (P&G)	0	1	1	0	1	1	3	0	0	0	0	7
Analyses d'eau dans le roc (E)	0	2	928	345	738	616	313	219	278	249	228	3 916

CMQ : Communauté Métropolitaine de Québec; (E) : puits forés pour l'eau; (P&G) : puits forés pour le pétrole et le gaz naturel.

Tableau 20 : Synthèse des principaux jeux de données disponibles pour des projets PACES en cours ou à débiter.

Projet PACES en cours ou à débiter	Communauté Métropolitaine de Québec	Montérégie Est	Béarn	Chaudière Appalaches	Nicolet - Bas Saint-François	Total
Superficie dans la zone d'intérêt (km ²)	1473	7069	2523	2263	2966	16 294
Forages pour l'eau (E)	3916	22011	3706	5067	10326	45 026
Forages pétroliers et gaziers (P&G)	9	139	52	33	28	261
Puits de gaz de shale (P&G)	1	11	9	4	3	28
Puits avec diagraphies dans les dépôts meubles (P&G)	0	3	0	0	0	3
Puits avec diagraphies dans le roc (P&G)	5	15	25	31	14	88
Puits avec carottes (P&G)	1	18	13	4	2	34
Essais aux tiges ou essais de production (P&G)	2	1	3	10	3	19
Analyse du roc par diffraction des rayons X (P&G)	2	7	2	2	4	17
Indices de gaz dans les dépôts meubles (P&G) (E)	0	298	107	0	208	613
Indices de gaz et pétrole dans le roc (P&G)	1	19	15	4	5	44
Analyses de gaz et pétrole dans le roc (P&G)	0	5	7	4	3	17
Indices d'eau dans les dépôts meubles (P&G)	0	24	2	1	2	29
Analyses d'eau dans les dépôts meubles (P&G)	0	0	0	0	0	0
Analyses d'eau dans les dépôts meubles (E)	24	38	39	57	59	217
Indices d'eau dans le roc (P&G)	0	18	7	2	2	29
Analyses d'eau dans le roc (P&G)	0	3	1	3	1	7
Analyses d'eau dans le roc (E)	228	913	613	831	1097	3 682

(E) : puits forés pour l'eau; (P&G) : puits forés pour le pétrole et le gaz naturel.

5.3 Lacunes géographiques

L'essentiel de la zone d'intérêt pour le gaz de shale est couvert par des organismes ou des programmes à vocation hydrogéologique, et aucune lacune significative n'est à souligner.

Une partie des îles de Montréal et de Laval, de même que le fleuve Saint-Laurent et le lac Saint-Pierre, sont incluses dans la zone d'intérêt pour le gaz de shale mais ne dépendent pas d'un organisme particulier (figure 7). Cette lacune n'a cependant pas d'impact réel sur le suivi hydrogéologique qui peut être fait de l'exploration et de l'exploitation du gaz de shale. L'extrême ouest de la zone d'intérêt définie par le MRN n'est pas prospective pour le Shale d'Utica (section 2.3), et l'exploration et l'exploitation

pétrolière et gazière, qu'il s'agisse de shale ou de réservoirs conventionnels, y est interdite depuis le 13 juin 2011 (Loi limitant les activités pétrolières et gazières).

Avec l'approbation de deux projets PACES en 2012 (Nicolet-Saint-François et Chaudière-Appalaches), la couverture de la zone d'intérêt pour le gaz de shale sur la rive sud du fleuve Saint-Laurent sera complétée en 2015. La couverture demeure incomplète au nord du fleuve mais ceci n'est pas essentiel, pour les raisons évoquées dans le cas des Organismes de bassins versants.

L'essentiel des données à caractère géologique disponibles couvre les zones 1 et 2 de Thériault (2012a), qui correspondent au domaine autochtone peu profond et profond, respectivement (figure 7). Peu de puits permettent de caractériser l'environnement de sous-surface dans la zone de failles imbriquées (zone 3), mais cette dernière ne représente pas un intérêt stratégique immédiat dans la mesure où l'exploration et l'exploitation du Shale d'Utica demeurera pour un temps encore concentrée dans le domaine autochtone. Seuls les quelques forages existants et les données sismiques permettent de mieux comprendre l'environnement de sous-surface dans la zone 3.

Il convient de noter également qu'un certain nombre de données à caractère géologique demeurent confidentielles, en ce qui a trait notamment aux derniers forages exploratoires réalisés pour le gaz de shale. Les rapports de fin de forage et les diagraphies pour ces puits demeurent confidentiels pour une période de trois ans à compter de la date de fin de forage. Les résultats de 11 puits doivent encore être rendus publics par le MRN en 2013 (tableau 21). Les rapports géologiques et les diagraphies de ces puits pourront alors compléter le jeu de données déjà disponible pour la région à l'étude, mais cette contribution sera vraisemblablement marginale puisque six de ces puits correspondent à des forages horizontaux qui doublent des forages verticaux pour lesquels les données ont déjà été versées dans le domaine public (A276, A277, A279, A281, A283 et A284), tandis que trois autres puits ne semblent pas avoir été forés (A280, A285 et A287). Seuls deux forages encore confidentiels pourraient apporter des informations nouvelles et significatives : le forage horizontal A281 et le forage vertical A286, respectivement au nord et à l'ouest de Saint-Hyacinthe.

Tableau 21 : Inventaire des forages pétroliers et gaziers réalisés ou prévus dans la zone d'intérêt et pour lesquels les données demeurent encore confidentielles à la date de rédaction du dossier.

No. du Puits	Nom du Puits	Année de forage	Profondeur (m/KB)	Statut du Puits	Date de Publication
A276	Talisman Energy, Leclercville HZ No 1a	2010	3065	Complété/évaluation	2013-03-14
A277	Talisman Energy, Gentilly HZ No 2	2009	2693	Complété/évaluation	2013-01-22
A279	Talisman Energy, Fortierville HZ No 1	2010	3390	Évaluation	2013-06-25
A280	Junex, Villeroy No 1	2010	n.d.	Suspendu	n.d.
A281	Canbriam Energy, La Présentation HZ No 1a	2010	2592	Complété/évaluation	2013-06-02
A282	Canbriam Energy, Saint-Barnabé-Sud HZ No 1	2010	2988	Évaluation	2013-07-25
A283	Talisman Energy, Sainte-Gertrude HZ No 1	2010	3170	Évaluation	2013-08-10
A284	Canbriam Energy, Saint-Hyacinthe HZ No 1a	2010	3349	Évaluation	2013-08-29
A285	Junex, Saint-Louis-de-Blandford No. 1	n.d.	n.d.	Localisation/n'a pas été foré	n.d.
A286	Canadian Forest Oil, Saint-Denis-sur-Richelieu No. 1	2010	1524	Évaluation	2013-12-04
A287	Gastem, Saint-Janvier-de-Joly No. 5	n.d.	n.d.	Suspendu	n.d.

Une année de forage non déterminée (n.d.) signifie que le forage n'a pas débuté.

5.4 Lacunes thématiques

L'exercice de synthèse des données géologiques et hydrogéologiques disponibles pour le Shale d'Utica, les groupes de Lorraine et de Queenston, ainsi que pour les dépôts meubles, a permis de mettre en lumière un certain nombre de lacunes thématiques qui pourraient être en partie comblées en tirant parti des données disponibles (des recommandations sont énoncées en ce sens dans la section 6).

Ainsi le cadre stratigraphique du Shale d'Utica et des unités sus-jacentes mérite d'être raffiné. Un modèle stratigraphique séquentiel régional pour le Shale d'Utica existe déjà (Lavoie, 2011), qui doit encore être adapté pour tenir compte des variations locales. Ce modèle reste à développer pour les groupes de Lorraine et de Queenston.

Les contacts entre les différentes unités, tels que recensés dans la base de données SIGPEG à partir des rapports de fin de forage, sont sujets à caution et méritent d'être réinterprétés sur la base des travaux récents. Une attention particulière doit être portée aux contacts entre les unités supérieures (formations de Pontgravé et Bécancour), qui sont moins bien définies que ceux du Shale d'Utica.

Les propriétés physiques des aquifères rocheux, en particulier pour les formations de Pontgravé et Bécancour, peuvent être approchées par le biais des diagraphies, des carottes et des rapports d'analyse d'eau et de gaz. L'identification des intervalles perméables en profondeur et la caractérisation de leurs

propriétés en tant qu'aquicludes ou aquitards n'a pas encore été entreprise de façon systématique à partir des données pétrolières.

Les rapports d'analyse de fluides (eau, gaz et pétrole) sont disponibles mais n'ont pas encore été 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 (résistivité apparente de l'eau en diagraphie).

Le lien entre les fluides présents en profondeur et ceux documentés dans les aquifères peu profonds devrait également être complété par l'échantillonnage et l'analyse systématique des gaz dissous. Bien que de nombreux indices de gaz dissous aient été inventoriés, aucune analyse chimique ou isotopique n'est disponible pour ces indices.

Les diagraphies disponibles pour les shales (Shale d'Utica et Formation de Nicolet essentiellement) ne peuvent pas être exploitées de la même façon que dans le cas des unités plus gréseuses ou carbonatées sus-jacentes, tant que le calage avec des analyses de carottes ne sera pas possible. En attendant, les diagraphies enregistrées dans les shales peuvent tout de même être utilisées pour mieux caractériser les propriétés géomécaniques de la roche.

Enfin, l'élaboration d'un modèle mathématique hydrogéologique destiné à étudier les liens préférentiels potentiels entre le Shale d'Utica et les aquifères sus-jacents passe nécessairement par l'intégration et le raffinement des modèles structuraux conceptuels proposés dans le présent dossier.

5.5 Mise en évidence des aquifères profonds potentiels

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 flyschs 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'écailles de carbonates (parfois de grès) a pour conséquence d'introduire au sein des flyschs des unités naturellement fracturées et caractérisées par des perméabilités supérieures à celles des flyschs par plusieurs ordres de grandeur : 10^{-2} à 10 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. 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 connexion 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 douces ou saumâtres 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) en Montérégie Est 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 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 calcaireux à grains fins à très fins 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 calcaireux à grains fins à très fins, 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.

Toutefois, et 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 (tableaux 4 et 5) 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). Outre les diagraphies, un certain nombre de carottes sont également disponibles (tableau 6), 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.

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, éparées 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. (2011a et 2011b) 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.

5.6 Intégrité de la couverture du Shale d'Utica

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 : 1) l'intégrité intrinsèque du shale de Lorraine en l'absence de discontinuités structurales préexistantes, 2) l'existence d'une connexion ou non par le biais des discontinuités structurales naturelles et enfin 3) le potentiel de réactivation de ces discontinuités (failles, fractures et dykes) ou de leur mise en connexion avec des fractures induites.

5.6.1 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), 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 plus perméables 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 (tableau 7 et Konstantinovskaya 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.

5.6.2 Possibilité de connexion 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 connexion 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 considérer les écailles de shale d'épaisseur relativement mince (chevauchements majeurs rapprochés) qui sont donc plus intensément fracturées que les écailles épaisses, et pour lesquelles l'intervalle entre les chevauchements est plus important. Le type de fractures généré par les chevauchements majeurs dans la zone de failles imbriquée et le domaine allochtone ne paraît pas favorable au développement de réservoirs étendus car les fractures ne sont généralement pas connectées les unes avec les autres.

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 connexion entre la surface et les cibles pétrolières (écailles 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 flyschs et molasses depuis la Formation de Nicolet jusqu'à celle de Bécancour, en dépit de la présence concomitante de nombreuses veines (scellées par un ciment carbonaté ou siliceux) ou fractures (ouvertes). 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.

5.6.3 Réactivation des discontinuités et mise en connexion avec des fractures induites

Les observations rassemblées dans la section 5.6.2 précédente suggèrent ainsi que les discontinuités naturelles existantes ne paraissent pas agir comme conduits pour les fluides dans la région d'étude. Sans qu'il faille l'ériger en règle (cas ambigu de la Faille Yamaska discuté ci-haut), ce constat semble vrai autant pour les structures cimentées (veines et failles) que pour la plupart de celles demeurées ouvertes (fractures et failles). Par conséquent la simple mise en contact de ce réseau de discontinuités naturelles avec un réseau de fractures hydrauliques induites ne suffit pas à faire circuler les fluides de fracturation.

Cette absence de conductivité hydraulique peut toutefois être remise en question si les discontinuités naturelles sont réactivées. 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 parfaits, 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).

6. Recommandations

L'exercice de synthèse des données géologiques et hydrogéologiques disponibles pour le Shale d'Utica et les unités sus-jacentes, combiné à l'élaboration des modèles structuraux, ont 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.

6.1 Perfectionnement du modèle tectonostratigraphique

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 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. Les descriptions géologiques des rapports de fin de forage n'étant pas normalisées, elles doivent être utilisées avec circonspection et, 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, pourraient ainsi être identifiés et servir de base à l'homogénéisation du cadre stratigraphique régional pour les unités sus-jacentes au Shale d'Utica. Un modèle stratigraphique séquentiel régional pour le Shale d'Utica existe déjà (Lavoie, 2011), qui doit encore être adapté pour tenir compte des variations locales, mais ce modèle reste à développer pour y intégrer les groupes de Lorraine et de Queenston.

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 flyschs.

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 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.

6.2 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.

Les diagraphies disponibles pour les shales (Shale d'Utica et Formation de Nicolet essentiellement) ne peuvent pas être exploitées de la même façon que dans le cas des unités plus gréseuses ou carbonatées sus-jacentes, tant que le calage avec des analyses de carottes ne sera pas possible. En attendant, les

diagraphies enregistrées dans les unités gréseuses et carbonatées sommitales (intervalles silto-gréseux au sein du Groupe de Lorraine et formations de Pontgravé et Bécancour) peuvent tout même être utilisées pour estimer, entre autres, la porosité efficace, la saturation en eau, et la salinité des unités supérieures. 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.

6.3 Intégrité de la couverture et connexion avec les aquifères

Le risque potentiel de connexion 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. Bien que de nombreux indices de gaz dissous aient été inventoriés, 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 de certains types de diagraphies (température, acoustique et micro-résistivité notamment) permettrait de caractériser la nature et le degré de fracturation naturelle des roches; 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. Enfin, dans le contexte de l'injection de fluides à des fins de fracturation hydraulique, l'effet de la circulation des fluides de fracturation sur la possible conductivité hydraulique des discontinuités structurales existantes devrait être examiné selon deux approches distinctes, soit : 1) selon un modèle d'interaction fluide-roche statique (système fermé) lorsque les

fractures hydrauliques ne sont pas en communication avec des fractures ouvertes naturelles, et 2) selon un modèle d'interaction fluide-roche dynamique lorsque les fractures hydrauliques sont en communication avec des fractures ouvertes naturelles (système ouvert). Dans les deux cas, il conviendrait d'établir le rythme et le degré selon lesquels les fractures vont se refermer sous l'effet des gradients de pression naturels après que l'injection soit terminée (périodes de reflux, de production et d'abandon). Dans le cas du système ouvert, il serait également souhaitable d'établir la vitesse à laquelle les fractures seront cimentées par précipitation des éléments dissous.

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 des 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.

6.4 Réalisation de forages scientifiques

Des travaux 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.

7. Conclusions

Ce document synthétise l'essentiel des connaissances et des données publiques disponibles sur le Shale d'Utica et les unités sus-jacentes, sédiments quaternaires inclus, dans la zone d'intérêt pour le gaz de shale. L'objectif de cette synthèse est de supporter et orienter des travaux futurs destinés à évaluer le degré d'imperméabilité géologique des successions rocheuses entre les shales ciblés pour l'exploration et l'exploitation du gaz de shale d'une part, et les aquifères peu profonds d'autre part.

La zone d'intérêt pour le gaz de shale, telle que définie par le MRN, s'étend à travers les Basses-Terres du Saint-Laurent de part et d'autre du fleuve Saint-Laurent, de Québec à Montréal et au lac Champlain. L'examen des données géologiques de surface et de sous-surface indique qu'il est toutefois possible de restreindre cette zone, en particulier sur ses bordures ouest et nord-ouest, et que l'essentiel de l'effort de caractérisation hydrogéologique devrait porter sur la rive sud du fleuve Saint-Laurent, le long d'un axe qui s'étire sur 250 km environ depuis la ville de Québec jusqu'au lac Champlain et qui s'élargit vers le sud-ouest, passant de 20 km de large dans la région de Québec à environ 60 km de large entre le lac Saint-Pierre et le lac Champlain.

Des modèles structuraux conceptuels ont également 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, 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.

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.

La synthèse géologique et hydrogéologique réalisée ici démontre qu'il n'existe pas de réelle lacune géographique dans la couverture des données déjà disponibles (géologie et forages pétroliers et gaziers) ou qui seront disponibles au terme des projets réalisés dans le cadre du Programme d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines du Québec (PACES) actuellement en cours (soit en 2013 et en 2015). Les projets PACES couvrent en effet l'ensemble de la rive sud du fleuve Saint-Laurent à l'intérieur de la zone d'intérêt. Quant aux données géologiques de sous-surface, elles demeurent certes plus lacunaires dans le secteur sud-est, qui correspond au domaine appalachien, mais cette région ne paraît pas représenter un intérêt immédiat pour l'exploration – et *a fortiori* l'exploitation – du gaz de shale.

Plusieurs lacunes de nature thématique sont en revanche mises en lumière, notamment en ce qui a trait au cadre tectonostratigraphique régional, aux propriétés physiques et chimiques de l'environnement hydrogéologique profond, et à l'intégrité de la couverture au-dessus du Shale d'Utica. Si les principales caractéristiques des aquifères proches de la surface – dépôts meubles et roc fracturé peu profond – sont ou seront bien documentées grâce aux efforts de cartographie des aquifères initiés dans les années 1960 et qui culminent avec la réalisation des projets PACES en cours (compilation des données existantes, travaux de terrain et modélisation), la caractérisation de l'environnement hydrogéologique profond ne pourra être approchée que par l'intermédiaire des données disponibles pour les puits d'exploration pétrolière et gazière déjà forés. Une revue de détail de ces données géologiques a été réalisée afin d'orienter et de faciliter le travail d'intégration avec les données hydrogéologiques peu profondes. En particulier, le cadre tectonostratigraphique, la disponibilité des enregistrements diagraphiques et des carottes, ainsi que les propriétés physiques et chimiques du roc (composition minéralogique, pression, température, porosité et perméabilité notamment) font ici l'objet d'une synthèse détaillée. Ce travail de compilation s'accompagne d'un recensement des informations disponibles sur la nature des fluides documentés dans le roc et les dépôts meubles à partir des forages pétroliers et gazier, en particulier les indices et analyses d'eau, de gaz et de pétrole.

Une grande partie des lacunes thématiques identifiées pourraient être comblées en tirant parti des données géologiques publiques inventoriées dans le présent document, au moins à une échelle semi-quantitative ou semi-régionale. La variabilité géologique naturelle, la répartition des lignes sismiques et des forages pétroliers et gaziers, de même que la nature et la qualité variables des données publiées pour ces forages, ne permettent cependant pas d'espérer caractériser l'environnement hydrogéologique

profond avec le même degré de finesse que celui obtenu pour les dépôts meubles et le roc fracturé peu profond.

Les principales recommandations en ce sens sont résumées ainsi :

Raffinement du modèle stratigraphique et structural :

- Établir des critères lithostratigraphiques et pétrophysiques consensuels pour clarifier et homogénéiser les limites des unités sus-jacentes au Shale d'Utica (roches couverture) et pour développer un cadre stratigraphique séquentiel régional.
- Préciser 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 connexion 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.
- Examiner l'effet de la circulation des fluides de fracturation sur la possible conductivité hydraulique des discontinuités structurales existantes selon des modèles d'interaction fluide-roche statique et dynamique.
- 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.

Remerciements

Les auteurs remercient la Dre Christine Rivard (CGC) pour la lecture critique de cette contribution.

Les auteurs remercient également toutes les personnes qui ont contribué à l'élaboration de ce rapport en acceptant de fournir certains jeux de données. En particulier : Mme Édith Bourque (MDDEFP) qui a donné l'autorisation d'utiliser les rapports d'étape des projets PACES; M. Guillaume Meyzonnat (GRIES) pour son support dans la cartographie des projets PACES; M. Normand Rousseau (MDDEFP) qui a bien voulu transmettre aux auteurs la base de données SIH; M. Robert Thériault (MRN) qui a accepté de partager plusieurs rapports en cours de publication et qui a bien voulu autoriser la reproduction de la carte du levé aéromagnétique réalisé par le MRN dans les Basses-Terres du Saint-Laurent; M. Charles Lamontagne (MDDEFP) qui a bien voulu transmettre aux auteurs la compilation des indices de gaz recensés chez des particuliers par le MRN; 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; M. André Pugin (CGC) qui a bien voulu partager avec les auteurs son analyse du levé aéromagnétique régional, et enfin la compagnie Gastem inc. qui a autorisé la publication du document reproduit à la figure 24.

Ce travail a été réalisé avec le support financier du Secteur Énergie de Ressources Naturelles Canada dans le cadre de son programme de recherche et de développement énergétique (PRDE), du Ministère du Développement Durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs (MDDEFP), et des fonds de recherche de René Lefebvre (INRS- ETE).

Références

Abanda, P.A., Hannigan, R.E., 2006. Effect of diagenesis on trace element partitioning in shales. *Chemical Geology*, v. 230, p. 42-59.

Aguilera, R., 1978. Log analysis of gas-bearing fracture shales in the Saint Lawrence Lowlands of Quebec. SPE 7445-MS, SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition, 1-3 October 1978, Houston, Texas. 16 p.

Ahmat, D.H., 2011. Basses-Terres du Saint-Laurent et leur potentiel en hydrocarbure. Mémoire de Maîtrise, Université Laval, Québec, Canada, 174 p.

Aller, L., Bennett, T., Lehr, J.H., Petty, R.J., Hackett, G., 1987. DRASTIC: A standardized system for evaluating groundwater pollution potential using hydrogeological settings. EPA/600/2-87-035, 455 p.

Avard, K., Larocque, M., 2011. Rôle hydrogéologique régional des tourbières sur l'aquifère du bassin versant de la rivière Bécancour. *Geohydro2011*, Joint IAH-CNC, CANQUA and AHQ conference, Quebec City, Canada, August 28-31, 2011, 7 p.

BAPE, 2010. Comparaison des shales d'Utica et de Lorraine avec des shales en exploitation. Association pétrolière et gazière du Québec, Documentation déposée, No DB25, 7 octobre 2010, 2 pages.

BAPE, 2011. *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec*. Rapport 273 d'enquête et d'audience publique, 28 février 2011, 323 p.

Beaudin, I., Beaudry, C., Benoit, N., Carrier, M.A., Gloaguen, E., Lefebvre, R., Michaud, A., Parent, M., Rivard, C., St-Laurent, I., Vigneault, H., 2010. Rapport d'étape de la phase I. Projet d'acquisition des connaissances en Montérégie Est, Rapport préliminaire soumis au MDDEP par l'INRS, la CGC, l'IRDA et l'OBV Yamaska, 23 mars 2010.

Beaudry, C., Malet, X., Lefebvre, R., Rivard, C., 2011a. Délimitation des eaux souterraines saumâtres en Montérégie Est, Québec, Canada. Commission géologique du Canada, Dossier public 6970, août 2011, 26 p. 10.4095/289123.

Beaudry, C., Lefebvre, R., Rivard, C., Malet, X., 2011b. Hydrogéochimie régionale des trois bassins versants de la Montérégie Est. *Geohydro2011*, Joint IAH-CNC, CANQUA and AHQ conference, Quebec City, Canada, August 28-31, 2011, 8 p.

- 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.
- 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>
- Benoit, N., 2005. Définition de la transmissivité du bassin de la rivière Châteauguay par modélisation inverse. Mémoire de maîtrise en génie minéral, École Polytechnique de Montréal, Canada, 113 p.
- Benoit, N., Forest, G., Roy, N., Nastev, M., 2008. Développement d'un modèle hydrogéologique conceptuel pour le bassin de la rivière Chaudière, Québec. 9th Joint CGS/IAH-CNC Conference, Edmonton, 8 p.
- Benoit, N., Nastev, M., Blanchette, D., Roy, N., 2009. Hydrogéochimie du bassin versant de la rivière Chaudière, Québec. 10th Joint CGS/IAH-CNC Conf., Halifax, 8 p.
- Benoit, N., Blanchette, D., Nastev, M., Cloutier, V., Marcotte, D., Brun Kone, M., Molson, J.W., 2011. Groundwater geochemistry of the Lower Chaudière River watershed, Québec. *Geohydro2011*, Joint IAH-CNC, CANQUA and AHQ conference, Quebec City, Canada, August 28-31, 2011, 8 p.
- 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.
- Bertrand R., Lavoie V., 2006. Hydrocarbon source rocks and organic maturation of lower Paleozoic successions in the St. Lawrence Platform and in the external domain of the Quebec Appalachians. Geological Association of Canada/Mineralogical Association of Canada, Annual meeting, Abstracts with Program, p. 13.
- Blanchette, D., 2006. Caractérisation géochimique des eaux souterraines du bassin versant de la rivière Châteauguay, Québec, Canada. Mémoire de maîtrise, INRS-ETE, Québec, Canada, 71 p. et annexes.
- Blanchette, D., Lefebvre, R., Nastev, M., Lamontagne, C., Croteau, A., Lavigne, M.-A., Roy, N., Cloutier, V., 2005. Hydrochemical assesment of groundwater in the Chateauguay River watershed, Quebec. *Proceedings, 58th Canadian Geotechnical Conference and 6th Joint CGS/IAH Conference*, Saskatoon, Canada, October 2005, Session 4E, Paper 555, 8 p.
- Blanchette, D., Lefebvre, R., Nastev, M., Cloutier, V., 2010. Groundwater quality, geochemical processes and groundwater evolution in the Chateauguay River watershed, Quebec, Canada. *Canadian Water Resources Journal*, v. 35(4), 503-526.

Blouin, M., Gloaguen, E., Pugin, A., Chasseriau, P., 2011. A 3D integrated approach for geological modeling to improve hydrogeological characterization. *Geohydro2011*, Joint IAH-CNC, CANQUA and AHQ conference, Quebec City, Canada, August 28-31, 2011, 5 p.

Boisvert É., Michaud, Y., 1998. Gestion des données de forage à l'aide d'une approche topologique : application au projet de cartographie hydrogéologique du piémont laurentien, Québec. *Dans recherches en cours 1998-E* ; Commission géologique du Canada, pp. 117-124.

Boisvert, É., Michaud, Y., 1999. GIMS Geoenvironmental information management system. Sommaire exécutif de la 3^e conférence biennale, Americana 1999, 24-26 mars 1999, Montréal, p. 367-368.

Bolduc, A.M., Ross, M., 2001. Géologie des formations superficielles, Lachute-Oka, Québec. Commission Géologique du Canada, Dossier Public 3520, planche cartographique.

Bourque, É., Michaud, Y., Lefebvre, R., Boisvert, É., 1998. Cartographie hydrogéologique régionale du piémont laurentien dans la MRC de Portneuf: hydrogéochimie des eaux souterraines. Commission Géologique du Canada, Dossier Public 3664-c, planche cartographique.

Brake, V., Huot-Vezina, G., Lavoie, D., Thériault, R., Lamontagne, C., Pupek, D., Daigle, A., Hinds, S., Fleming, M., Bianco, E., Hall, M., Kennedy, G., Drage, J., and MacDonald, A. 2013. ArcGIS synthesis of geological and hydrogeological data on Ordovician and Carboniferous shales in Quebec, New Brunswick and Nova Scotia. Geological Survey of Canada, Open File.

Brodylo, J., Chatellier, J.-Y., Matton, G., Rheault, M., 2011. The Stability of Fault Systems in the South Shore of the St. Lawrence Lowlands of Quebec: Implications for Shale Gas Development. CSUG/SPE 149307-MS, Canadian Unconventional Resources Conference, 15-17 November 2011, Alberta, Canada, 19 p.

Brun Kone, M.Y., Molson, J.W., Benoit, N., Nastev, M., 2011. A 3D Numerical Model of Groundwater Flow in the Chaudière River Basin, Québec, GeoHydro2011 Conference, Québec.

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, Tremblay, A, Lavoie, D., 2002. Carte de compilation géologique, Québec-Chaudière, Les ponts géologiques de l'Est du Canada, Transect 2, Québec. Commission géologique du Canada, Dossier Public 4314, deux feuillets.

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.

CBM Solutions, 2009. Mineralogical analyses by X-Ray diffraction of potential gas shales - Molopo - Wells A166, A184 and A194. SIGPEG, rapport 1972OA166-05, 17 p. Voir site internet <http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca>

- 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.
- Chatellier, J.-Y., Quartero, E., Urban, M., Molgat, M., Deconinck, A., Francus, P., 2011a. Power and Limitations of X-ray Fluorescence from Cuttings: A Test in the Utica and Lorraine Shales from Quebec. Search and Discovery Article 40766, Posted June 30, 2011, adapted from oral presentation at AAPG Annual Convention and Exhibition, Houston, Texas, USA, April 10-13, 2011. Voir site internet http://www.searchanddiscovery.com/documents/2011/40766chatellier/ndx_chatellier.pdf
- Chatellier, J.-Y., Ferworn, K., Lazreg Larsen, N., Ko, S., Flek, P., Molgat, M., Anderson, I., 2011b. Overpressure in Shale Gas – When Geochemistry and Engineering Data Meet and Agree. Search and Discovery Article 40767, Posted June 30, 2011, adapted from oral presentation at AAPG Annual Convention and Exhibition, Houston, Texas, USA, April 10-13, 2011. Voir site internet http://www.searchanddiscovery.com/documents/2011/40767chatellier/ndx_chatellier.pdf
- Clark, T.H., 1955. Région de St-Jean-Beloeil. SIGEOM, rapport RG 66, 92 p.
- Clark, T.H., 1964a. La région de Saint-Hyacinthe (moitié ouest). SIGEOM, rapport RG 101, 148 p.
- Clark, T.H., 1964b. Région de Yamaska-Aston. SIGEOM, rapport RG 102, 208 p.
- Clark, T.H., 1964c. Région d'Upton. SIGEOM, rapport RG 100, 39 p.
- Clark, T.H., 1972. Région de Montréal. SIGEOM, rapport RG 152, 260 p.
- Clark, T.H., 1977. Région de Granby (w). SIGEOM, rapport RG 177, 109 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., 1975. Région de Grondines. SIGEOM, rapport RG 154, 159 p.
- Clark, T.H., Globensky, Y., 1976a. Région de Bécancour et partie nord-est de la région d'Aston. SIGEOM, rapport RG 165, 66 p.
- Clark, T.H., Globensky, Y., 1976b. Région de Sorel et partie sud-est de Saint-Gabriel-de-Brandon. SIGEOM, rapport RG 155, 151 p.
- Clark, T.H., Globensky, Y., 1976c. Région de Trois-Rivières. SIGEOM, rapport RG 164, 87 p.
- Clark, T.H., Globensky, Y., 1976d. Région des Laurentides (moitié est) et de Rawdon (partie sud-est). SIGEOM, rapport RG 157, 112 p.
- Clark, T.H., Globensky, Y., 1977. Région de Verchères. SIGEOM, rapport RG 190, 64 p.

Cloutier, V., 2004. Origine et évolution géochimique des eaux souterraines du système aquifère de roche sédimentaire paléozoïque des Basses-Laurentides, Québec, Canada. Thèse doctorale, INRS-ETE, Québec, Canada, Juin 2004.

Cloutier, V., Bourque, É., Lefebvre, R., Savard, M., Nastev, M., Martel, R., 2000. Regional hydrogeochemical characterization of groundwater in fractured aquifers of the St. Lawrence Lowlands. Proceedings, 1st Joint IAH-CNC and CGS Groundwater Specialty Conference, 53rd Canadian Geotechnical Conference, Oct. 15-18, 2000, Montreal, Canada, p. 3-10.

Cloutier, V., Bourque, É., Lefebvre, R., Savard, M., Nastev, M., Martel, R., Therrien, R., 2001. Regional groundwater hydrogeochemistry of fractured rock aquifers in south-western Quebec. Proceedings, 2nd Joint IAH-CNC and CGS Groundwater Specialty Conference, 54th Canadian Geotechnical Conference, Sept. 16-19, 2001, Calgary, Canada, p. 1068-1076.

Cloutier, V., Lefebvre, R., Savard, M., Therrien, R., 2004. Groundwater origin and geochemical processes in the Basses-Laurentides sedimentary rock aquifer system, St. Lawrence Lowlands, Quebec, Canada. In D. Demers, D. Leahy, R. Lefebvre, S. Leroueil et R. Martel, ed., Proceedings, 57th Canadian Geotechnical Conference and 5th Joint CGS/IAH Conference, October 24-27, 2004, Quebec City, Canada, ISBN 0-920505-29-5, Session 2B, p. 18-25.

Cloutier, V., Lefebvre, R., Savard, M., Bourque, É., Therrien, R., 2006. Hydrogeochemistry and groundwater origin of the Basses-Laurentides sedimentary rock aquifer system, St. Lawrence Lowlands, Québec, Canada. *Hydrogeology Journal*, v. 14(4), p. 573-590.

Cloutier, V., Lefebvre, R., Therrien, R., Savard, M., 2008. Multivariate statistical analysis of geochemical data as indicative of the hydrogeochemical evolution of groundwater in a sedimentary rock aquifer system. *Journal of Hydrology*, v. 353(3-4), p. 294-313.

Cloutier, V., Lefebvre, R., Savard, M.M., Therrien, R., 2010. Desalination of a sedimentary rock aquifer system invaded by Pleistocene Champlain Sea water and processes controlling groundwater geochemistry. *Environmental Earth Sciences*, v. 59(5), p. 977-994.

COBARIC et UPA 2008. Atlas des eaux souterraines du bassin versant de la rivière Chaudière : secteurs de la Basse-Chaudière et de la Moyenne-Chaudière. CD-ROM

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

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

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>

Côté, M. J., Lachance, Y., Lamontagne, C., Nastev, M., Plamondon, R., Roy, N., 2006. Atlas du bassin de la rivière Châteauguay: Territoire, eau souterraine, aménagement. Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, 64 p.

Croteau, A., 2006. Distribution spatiale et temporelle de la recharge à l'aquifère régional du bassin versant de la rivière Châteauguay. Mémoire de maîtrise, INRS-ETE, Québec, Canada.

Croteau, C., Nastev, M., Lefebvre, R., Lamontagne, L., Lamontagne, C., Lavigne, M.-A., Blanchette, D., 2005. Estimation of spatial and temporal distribution of recharge to des Anglais aquifer system, Quebec. Proceedings, 58th Canadian Geotechnical Conference and 6th Joint CGS/IAH Conference, Saskatoon, Canada, October 2005, Session 8E, Paper 610, 8 p.

Croteau, A., Nastev, M., Lefebvre, R., 2010. Groundwater recharge assessment in the Chateauguay River watershed. *Canadian Water Resources Journal*, v.35(4), p. 451-468.

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.

Dagenais, M.-P., 2010. Analyse sociologique de l'allocation de l'eau souterraine: L'exemple de Franklin, Québec. *Canadian Water Resources Journal*, v. 35(4), p. 543-556.

Dagenais, M. P. et M. Nastev. 2005. A case study of a conflict over groundwater: When hydrogeology is not sufficient. In Proceedings of the 58th Canadian Geotechnical Society and 6th Joint Groundwater Specialty Conference of the International Association of Hydrogeologists-Canadian National Chapter and Canadian Geotechnical Society, Saskatoon, Saskatchewan, September 18-21, 2005, 8 pp., CD version.

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>

Dubé-Loubert, H., Parent, M., Brazeau A., 2011. Initiative cartographique Quatenaire dans le cadre de la caractérisation régionale des aquifères pour les bassins contigus des rivières Richelieu, Yamaska et de la Baie Missisquoi. *Geohydro2011*, Joint IAH-CNC, CANQUA and AHQ conference, Quebec City, Canada, August 28-31, 2011, 7 p.

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 (vibroseis) operations in the Québec Lowlands. SIGPEG, rapport 1990YA001-01, 34 p. Voir site internet <http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca>

Étienne, M., 2002. Caractérisation in situ des milieux fracturés à l'aide des diagraphies géophysiques. Mémoire de maîtrise, Université Laval, Québec, Canada, 246 p.

Fagnan, N., 1998. Cartographie hydrogéologique régionale et vulnérabilité des aquifères de la MRC de Portneuf. Mémoire de maîtrise, INRS-Géoressources, Québec, Canada, Novembre 1998, 219 p., annexes et planches cartographiques.

Fagnan, N., Michaud, Y., Lefebvre, R., Boisvert, É., Parent, M., Martel, R., Paradis, D., Larose-Charette, D., 1998. Cartographie hydrogéologique régionale du piémont laurentien dans la MRC de Portneuf: hydrostratigraphie et piézométrie des aquifères granulaires de surface. Commission Géologique du Canada, Dossier Public 3664-b, panche cartographique.

Fagnan, N., Bourque, É., Michaud, Y., Lefebvre, R., Boisvert, É., Parent, M., Martel, R., 1999. Hydrogéologie des complexes deltaïques sur la marge nord de la mer de Champlain. *Hydrogéologie*, v. 4, p. 9-22.

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.

Gagné, S., Larocque, M., Chaumont-Blonsky, K., Fernandes, S., 2011. Propriétés hydrogéologiques des formations aquifères du bassin versant de la rivière Bécancour (Québec, Canada). *Geohydro2011*, Joint IAH-CNC, CANQUA and AHQ conference, Quebec City, Canada, August 28-31, 2011, 7 p.

Girard, F., 2001. Architecture et hydrostratigraphie d'un complexe morainique et deltaïque dans la région de Saint-Raymond de Portneuf, Québec. Mémoire de maîtrise, INRS-Géoressources, Québec, Canada, Octobre 2001, 185 p.

Giroux, I., Roy, N., Lamontagne, C., 2010. Présence de pesticides dans l'eau souterraine en milieu agricole: Étude pilote du bassin versant de la Rivière Châteauguay. *Canadian Water Resources Journal*, v. 35(4), p. 527-542.

Globensky, Y., 1972. Gaz – Pétrole – Eau salée dans les puits forés au Québec entre 1860 et 1970. SIGEOM, rapport S 127, 57 p.

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

Globensky, Y., 1981. Régions de Lacolle Saint-Jean(s). SIGEOM, rapport RG 197, 197 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.

Godbout, P.-M., Lamothe, M., Larocque, M., 2011. Hydrostratigraphy and Quaternary geology of the Bécancour area watersheds, Québec. *Geohydro2011*, Joint IAH-CNC, CANQUA and AHQ conference, Quebec City, Canada, August 28-31, 2011, 7 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 (Villeroy) – 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>

Grenier, C., McCormack, R., 1985. Carte de vulnérabilité des eaux souterraines à la pollution, région de Granby. Gouvernement du Québec, Ministère de l'environnement, Direction des eaux souterraines et de consommation.

Hamblin, A. P., 2006. The « shale gas » concept in Canada: a preliminary inventory of possibilities. Geological Survey of Canada, Open File 5384, 108 p.

Hamel, A., 2002. Détermination de la recharge des aquifères de roc fracturé du sud-ouest du Québec. Mémoire de maîtrise, Université Laval, Québec, Canada, 271 p.

Hamel, A., Therrien, R., Gélinas, P., 2001. Groundwater recharge of fractured rock aquifers in south-western Québec. In: 2nd Joint IAH-CGS Groundwater Specialty Conf., Calgary, p. 1078-1084.

Karanta, G., 2002. Étude comparative de méthodes de détermination de périmètres de protection autour des ouvrages de captage dans les aquifères captifs fracturés du sud-ouest du Québec. Mémoire de maîtrise, INRS-ETE, Québec, Canada, Octobre 2002, 76 p. et annexes.

Karanta, G., Martel, R., Nastev, M., Therrien, R., Paradis, D., Lefebvre, R., 2001. Comparative study of methods for wellhead protection area delineation in fractured rock. Proceedings, 2nd Joint IAH-CNC and CGS Groundwater Specialty Conference, 54th Canadian Geotechnical Conference, Sept. 16-19, 2001, Calgary, Canada, p. 1350-1357.

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.

Lamontagne, C., Nastev, M., 2010. Survol hydrogéologique de l'aquifère transfrontalier du Bassin Versant de la Rivière Châteauguay, Canada - États Unis: *Canadian Water Resources Journal*, v. 35(4), p. 359-376.

Larocque, M., Gagné, S., Tremblay, L., 2010. Rapport d'étape Phase I. Projet de connaissances des eaux souterraines du bassin versant de la rivière Bécancour et de la MRC de Bécancour. Rapport de présenté au MDDEP, 31 mars 2010.

Larocque, M., Gagné, S., Tremblay, L., 2011. Rapport d'étape Phase II. Projet de connaissances des eaux souterraines du bassin versant de la rivière Bécancour et de la MRC de Bécancour. Rapport de présenté au MDDEP, 31 mars 2011.

Larose-Charrette, D., 2000. Modélisation hydrogéologique régionale des aquifères libres de la MRC de Portneuf. Mémoire de maîtrise, INRS-Géoressources, Québec, Canada, Avril 2000, 308 p.

Larose-Charette, D., Lefebvre, R., Fagnan, N., Michaud, Y., Therrien, R., 2000. Groundwater flow dynamics in unconfined deltaic aquifers of the Portneuf area, Quebec, Canada. Proceedings, 1st Joint IAH-CNC and CGS Groundwater Specialty Conference, 53rd Canadian Geotechnical Conference, Oct. 15-18, 2000, Montreal, Canada, p. 285-292.

Latifovic, R., Pouliot, D., Nastev, M., 2010. Earth observation based land cover for regional aquifer characterization. *Canadian Water Resources Journal*, v. 35(4), p. 433-450.

Laurencelle, M., Morin, R.H., Lefebvre, R., Rivard, C., Paradis, D., Lavoie, D., Benoit, 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.

- 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*.
- Lavigne, M.-A., 2006. Modélisations numériques de l'écoulement régional de l'eau dans le bassin versant de la rivière Châteauguay. Mémoire de maîtrise, INRS-ETE, Québec, Canada, 106 p. et annexes.
- Lavigne, M.-A., Nastev, M., Lefebvre, R., Blanchette, A., Croteau, A., Benoit, N., Lamontagne, C., 2005. Hydraulic properties of sedimentary rock aquifers in the Chateauguay River watershed, Quebec, Canada. *Proceedings, 58th Canadian Geotechnical Conference and 6th Joint CGS/IAH Conference, Saskatoon, Canada, October 2005, Session 3E, Paper 550, 8 p.*
- Lavigne, M.-A., Nastev, M., Lefebvre, R., 2010a. Numerical simulation of groundwater flow in the Chateauguay River aquifers. *Canadian Water Resources Journal*, v. 35(4), p. 469-486.
- Lavigne, M.-A., Nastev, M., Lefebvre, R., Croteau, A., 2010b. Regional sustainability of the Châteauguay River aquifers. *Canadian Water Resources Journal*, v. 35(4), p. 487-502.
- Lavoie, D. 2004. Geological, stratigraphic and structural settings of the Chateauguay Area. St. Lawrence platform of southern Quebec. Quebec: Geological Survey of Canada, 12 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.
- Lavoie, D., 2008. Appalachian Foreland Basin of Canada. In A.D. Miall (editor) *Sedimentary Basins of the World - USA and Canada*. Elsevier Science, p. 65-103.
- Lavoie, D., Dietrich, J., Pinet, N., Castonguay, S., Hannigan, P., Hamblin, T., and Giles, P.S., 2009. Hydrocarbon resource assessment, Paleozoic basins of eastern Canada. Open File 6174, Geological Survey of Canada, 275 pages
- Lavoie, D., 2011. The Upper Ordovician Utica and Lorraine Shales in Southern Quebec: A Regional Overview. Search and Discovery Article 80165, Posted July 12, 2011, adapted from presentation at AAPG Geoscience Technology Workshop, "Success in the Marcellus and Utica Shales: Case Studies and New Developments," Baltimore, Maryland, May 23-25, 2011. Voir site internet http://www.searchanddiscovery.com/documents/2011/80165lavoie/ndx_lavoie.pdf
- Lavoie, D., Desrochers, A., Dix, G.R., Knight, I., and Salad-Hersi, O., 2012. The Great American Carbonate Bank (GACB) in eastern Canada - An overview. In: *The Great American Carbonate Bank: The Geology and Petroleum Potential of the Cambro- Ordovician Sauk Sequence of Laurentia*, edited by: J.R. Derby, R. Fritz, W. Morgan, C. Sternbach, Co-Editors; J. Kupecz, M. Kuykendall, S. Longacre and P. Medlock. *American Association of Petroleum Geologist, Memoir 98*.

Lavoie, J.-Y., Marcil, J.-S., Dorrins, P. K., Lavoie, J., Aguilera, R., 2011. Natural-Gas Potential in the St. Lawrence Lowlands of Quebec: A Case Study. SPE 137593-PA, Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference, 19-21 October 2010, Calgary, Alberta, Canada, 12 p.

Lefebvre, P., 1982. Gradient géothermique dans les Basses-Terres - février 1980 - rapport #9206. SIGPEG, rapport 1980TA000-01, 9 p. Voir site internet <http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca>

Lefebvre, R., Michaud, Y., Martel, R., Fagnan, N., 1999. La cartographie hydrogéologique régionale – Un outil essentiel à l'inventaire des ressources en eaux souterraines. Mémoire du Centre géoscientifique de Québec présenté au BAPE dans le cadre de la consultation publique sur « La gestion de l'eau au Québec », 22 p. et annexes.

Lefebvre, R., Rivard, C., Carrier, M.A., Gloaguen, E., Parent, M., Pugin, A., Pullan, S., Benoit, N., Beaudry, C., Ballard, J.M., Chasseriau, P., Morin, R.H., 2011. Integrated regional characterization of the Montérégie Est aquifer system, Quebec, Canada. *Geohydro2011*, Joint IAH-CNC, CANQUA and AHQ conference, Quebec City, Canada, August 28-31, 2011, 8 p.

Lemieux, J.-M., 2002. Caractérisation multiapproche à petite échelle de l'écoulement de l'eau souterraine dans un aquifère carbonaté fracturé et implications pour les changements d'échelle. Mémoire de maîtrise, Université Laval, Québec, Canada, 100 p.

Majorowicz, J., Minea, V., 2012. Geothermal energy potential in the St-Lawrence River area, Québec. *Geothermics*, v.43, p. 25-36.

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.

McCormack, R., 1979. Étude Hydrogéologique, bassin versant de la Saint-François. Programme de Connaissances Intégrées. Gouvernement du Québec, Ministère des ressources naturelles, Direction générale des Eaux. Rapport E.A.-16, 55 p.

McCormack, R., 1985. Carte de vulnérabilité des eaux souterraines à la pollution, bassin de la rivière Yamaska. Gouvernement du Québec, Ministère de l'environnement, Direction des eaux souterraines et de consommation.

McHone, J. G., 1978. Distribution, orientations, and ages of mafic dikes in central New England. *Geological Society of America Bulletin*, v. 89, p. 1645-1655.

MDDEP, 2008a. Programme d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines du Québec – Guide du demandeur. Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, ISBN : 978-2-550-53933-9 (pdf), 4 p.

MDDEP, 2008b. *Guide méthodologique pour la cartographie hydrogéologique régionale des aquifères granulaires*. Contribution 2003016 de la Commission Géologique du Canada, réalisée conjointement avec l'INRS-Géoressources (maintenant INRS-Eau, Terre et Environnement), le Ministère du Développement

urable, de l'Environnement et des Parcs, la MRC de Portneuf et l'université Laval. Dépôt légal - Bibliothèque et Archives nationales du Québec, ISBN 978-2-550-51189-2 (pdf), 101 p.

MDDEP, 2008c. *Guide méthodologique pour la caractérisation régionale des aquifères en roches sédimentaires fracturées*. Commission Géologique du Canada, INRS-Eau, Terre et Environnement, Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs. Dépôt légal - Bibliothèque et Archives nationales du Québec, ISBN 978-2-550-51190-8 (pdf), 162 p.

MDDEP, 2011. Programme d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines du Québec – Guide des conditions générales – Troisième appel de propositions. Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, ISBN : 978-2-550-53934-6 (pdf), 8 p. et annexes.

MDDEP, 2012. Système d'information hydrogéologique (SIH). Voir site internet <http://mddep.gouv.qc.ca/eau/souterraines/sih>

Meyzonnat, G., Larocque, M., 2011. Étude de la vulnérabilité de l'eau souterraine sur la zone Bécancour (Centre-du-Québec). *Geohydro2011*, Joint IAH-CNC, CANQUA and AHQ conference, Quebec City, Canada, August 28-31, 2011, 7 p.

Michaud, Y., Boisvert, É., Lefebvre, R., Fagnan, N., Parent, M., Martel, R., Bourque, É., Bolduc, A. M., Paradis, D., Murat, V., Girard, F., Larose-Charette, D., Fortier, R., Therrien, R., Vitali, F., Savard, M. M., 2000. La cartographie hydrogéologique régionale : Un exemple d'application des systèmes d'information géographique (SIG) pour la gestion des ressources en eau souterraine. *Proceedings, 1st Joint IAH-CNC and CGS Groundwater Specialty Conference, 53rd Canadian Geotechnical Conference*, Oct. 15-18, 2000, Montreal, Canada, p. 293-300.

Morin, C., 1991. Rapport de qualification, poursuite des travaux d'exploration Villeroy. SIGPEG, rapport 1990TA782-01, 52 p. Voir site internet <http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca>

Morin, R., R. Godin, M. Nastev, Rouleau, A., 2007. Hydrogeologic controls imposed by mechanical stratigraphy in layered rocks of the Chateauguay River Basin, a U.S. - Canada transborder aquifer. *Journal of Geophysical Research* 112, B04403: 1-12.

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>

Muehlenbachs, K., 2012. Identifying the sources of fugitive methane associated with shale gas development, updated with new data, Jan 2012. Original presented on November 14, 2011 at *Managing the risks of shale gas: Identifying a pathway toward responsible development* held at Resources For the Future, Washington, DC. Voir site internet <http://www.rff.org/Events/Pages/Managing-the-Risks-of-Shale-Gas.aspx>

Murat, V., 2000. Étude comparative des méthodes d'évaluation de la vulnérabilité intrinsèque des aquifères à la pollution : application aux aquifères granulaires du piémont laurentien. Mémoire de maîtrise, INRS-Géoressources, Québec, Canada, Novembre 2000, 127 p. et annexes.

Murat, V., Martel, R., Michaud, Y., Fagnan, N., Beaudoin, F., Therrien, R., 1998. Cartographie hydrogéologique régionale du piémont laurentien dans la MRC de Portneuf: comparaison des méthodes d'évaluation de la vulnérabilité intrinsèque. Planche cartographique, Commission Géologique du Canada, Dossier Public 3664-d.

Murat, V., Martel, R., Michaud, Y., Savard, M., Paradis, D., Nastev, M., Lefebvre, R., Hamel, A., Therrien, R., 2003. Comparing Various Vulnerability Evaluation Methods in Two Canadian Hydrogeological Settings. *Proceedings of the 1st Int. Workshop on Aquifer Vulnerability and Risk*, Salamanca, Mexique, 28-30 mai 2003, v. 1, p. 60-70.

Murat, V., Martel, R., Savard, M.M., Nastev, M., Paradis, D., Michaud, Y., Lefebvre, R., Therrien, R. 2004. Comparing Vulnerability mapping methods in two Canadian hydrogeological settings. In D. Demers, D. Leahy, R. Lefebvre, S. Leroueil et R. Martel, ed., *Proceedings, 57th Canadian Geotechnical Conference and 5th Joint CGS/IAH Conference*, October 24-27, 2004, Quebec City, Canada, ISBN 0-920505-29-5, Session 3B2, p. 1-5.

Nastev, M., Savard, M., Lapcevic, P., Paradis, D., Lefebvre, R., Martel, R., 2001. Investigation of hydraulic properties of regional fractured rock aquifers. *Proceedings, 2nd Joint IAH-CNC and CGS Groundwater Specialty Conference*, 54th Canadian Geotechnical Conference, Sept. 16-19, 2001, Calgary, Canada, p. 1058-1066.

Nastev, M., Savard, M.M., Paradis, D., Lefebvre, R., Ross, M., Rivera, A., 2002. Étude quantitative des ressources en eau souterraine du système aquifère fracturé du sud-ouest du Québec. Partie II des livrables, Rapport final, Commission Géologique du Canada, remis le 15 mai 2002 à Développement économique du Canada, 36 p.

Nastev, M., Lamontagne, C., Tremblay, T., Lavoie, D., Hardy, F., Lamothe, M., Croteau, A., Blanchette, D., Lavigne, M.-A., Roy, N., Morin, R., Corland, B., Paradis, D., Benoit, N., Gaudin, R., Dagenais, M.P., Lefebvre, R., Marcotte, D., Rouleau, A., Chapuis, R., Guay, L., 2004a. Hydrogeological overview of the transboundary aquifers in the Châteauguay River basin, Canada-United States. In D. Demers, D. Leahy, R. Lefebvre, S. Leroueil et R. Martel, ed., *Proceedings, 57th Canadian Geotechnical Conference and 5th Joint CGS/IAH Conference*, October 24-27, 2004, Quebec City, Canada, ISBN 0-920505-29-5, Session 1B, p. 25-32.

Nastev, M., Lamontagne, C., Morin, R., Tremblay, T., Hardy, F., Lamothe, M., Croteau, A., Blanchette, D., Lavigne, M.-A., Roy, N., Lavoie, D., Benoit, N., Lefebvre, R., Marcotte, D., Gaudin, R., Rouleau, A., 2004b. Hydrogeology of the transboundary aquifers in the Châteauguay River basin, Canada-United States. 2004 U.S. EPA / NGWA Fractured Rock Conference, Portland, Maine, Sept. 13-15, 2004, *Proceedings (CD version)*, p. 483-486.

Nastev, M., Savard, M.M., Lapcevic, P., Lefebvre, R., Martel, R., 2004c. Hydraulic properties and scale effects investigation in regional rock aquifers, south-western Quebec, Canada. *Hydrogeology Journal*, v. 12, p. 257-269.

Nastev, M., Rivera, A., Lefebvre, R., Martel, R., Savard, M.M., 2005. Numerical simulation of groundwater flow in regional rock aquifers, southwestern Quebec, Canada. *Hydrogeology Journal*, v. 13(5-6), p. 835-848.

Nastev, M., Lefebvre, R., Rivera, A., Martel, R., 2006. Quantitative assessment of regional rock aquifers, south-western Quebec, Canada. *Water Resources Management*, v. 20(1), p. 1-18.

Nastev, M., Morin, R., Godin, R., Rouleau, A., 2008. Developing conceptual hydrogeological model for Potsdam sandstones in southwestern Quebec, Canada. *Hydrogeology Journal*, v.16, p. 373-388.

Ouellet, M., Lamontagne, C., Labbé, J.-Y., 2011. Le programme d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines du Québec et ses retombées. *Geohydro2011*, Joint IAH-CNC, CANQUA and AHQ conference, Quebec City, Canada, August 28-31, 2011, 7 p.

Palmer, S., Campeau, S., Cloutier, V., Daigneault, R., Larocque, M., Lefebvre, R., Lemieux, JM., Molson, J., Rivard, C., Rouleau, A., Therrien, R., 2011. Collaborative approaches to groundwater knowledge acquisition in Quebec: Inter-regional characterization. *Geohydro2011*, Joint IAH-CNC, CANQUA and AHQ conference, Quebec City, Canada, August 28-31, 2011, 6 p.

Paradis, D., 2000. Comparaison des méthodes de détermination des périmètres de protection des ouvrages de captage d'eau souterraine dans les aquifères granulaires du piémont laurentien. Mémoire de maîtrise, INRS-Géoressources, Québec, Canada, Septembre 2000, 242 p.

Paradis, D., Martel, R., Michaud, Y., Lefebvre, R., Beaudoin, F., 1998. Cartographie hydrogéologique régionale du piémont laurentien dans la MRC de Portneuf: détermination des périmètres de protection en milieu granulaire. Commission Géologique du Canada, Dossier Public 3664-e, planche cartographique.

Paradis, D., Martel, R., Michaud, Y., Lefebvre, R., 2000. Étude comparative des méthodes de détermination des périmètres de protection en milieu granulaire: Exemples du piémont laurentien. *Proceedings, 1st Joint IAH-CNC and CGS Groundwater Specialty Conference, 53rd Canadian Geotechnical Conference*, Oct. 15-18, 2000, Montreal, Canada, p. 403-410.

Paradis, D., Savard, M.M., Nastev, M., Lefebvre, R., éditeurs, 2002. Atlas hydrogéologique du système aquifère fracturé du sud-ouest du Québec. Partie III des livrables, Commission Géologique du Canada, remis le 15 mai 2002 au Conseil de développement des Laurentides et aux MRC d'Argenteuil, Deux-Montagnes, Mirabel et Thérèse-de-Blainville, et à Développement économique du Canada, 48 p.

Paradis, D., Martel, R., Karanta, G., Lefebvre, R., Michaud, Y., Therrien, R., Nastev, M., 2007. Comparative study of methods for wellhead protection area delineation. *Ground Water*, v. 45(2), p. 158-167.

Paré, D., 1980. Étude Hydrogéologique, bassin versant de l'Assomption. Programme de Connaissances Intégrées. Gouvernement du Québec, Ministère des ressources naturelles, Direction générale des Eaux. Rapport E.C.3, 79 p.

Parent, M., Michaud, Y., Boisvert, É., Bolduc, A., Fagnan, N., Fortier, R., Cloutier, M., Doiron, A., 1998. Cartographie hydrogéologique régionale du piémont laurentien dans la MRC de Portneuf: géologie et stratigraphie des formations superficielles. Commission Géologique du Canada, Dossier Public 3664-a, planche cartographique.

Parks, W. A., 1930. Le pétrole et le gaz dans la province de Québec, partie-b. Rapport annuel du service des mines de Québec pour l'année 1929 sur le pétrole et le gaz dans la province de Québec. SIGPEG, rapport 1930TC000-02, 154 p. Voir site internet <http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca>

Parks, W. A., 1931. Gaz naturel dans la vallée du St-Laurent, Québec, Canada. Rapport annuel du service des mines de Québec pour l'années 1930: Gaz naturel dans la vallée du Saint-Laurent, Québec. / Environs du lac Alymer, cantons de l'Est. / Gisements d'amiante dans le Sud de Québec. / Région de la carte de Lesseps, péninsule de Gaspé. SIGPEG, rapport 1931TA000-01, 113 p. Voir site internet <http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca>

Pinet, N., 2011. Deformation in the Utica Shale and Lorraine Group, St. Lawrence Lowlands, Quebec. Geological Survey of Canada, Open File 6952, 12 p.

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.

Ravonjiarivelo, R., Larocque, M., 2011. Simulation des interactions aquifère-tourbière dans deux régions du Québec (Abitibi et Centre-du-Québec). *Geohydro2011*, Joint IAH-CNC, CANQUA and AHQ conference, Quebec City, Canada, August 28-31, 2011, 7 p.

Raymond, J., Malo, M., Comeau, F.-A., Bédard, K., Lefebvre, R., et Therrien, R., 2012. Assessing the geothermal potential of the St. Lawrence Lowlands sedimentary basin in Québec, Canada. Extended abstract, 39th IAH Congress, Niagara Falls, Canada, September 16-21, 2012, 8 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>

Reichenbach, I., 1993. Black shale as an environmental hazard : a review of black shales in Canada. Geological Survey of Canada, Open File 2697, 71 p.

Rivard, C., Ballard, J.M., Beaudry, C., Mallet, X., Vigneault, H., Carrier, M.A., Gosselin, J.S., Laurencelle, M., Benoit, N., Beaudin, I., Bleser, J., Boivin, R., Gloaguen, E., Parent, M., Pugin, A., Pullan, S., Bellefleur, G., Michaud, A., Laurence-Ouellet, C., Lefebvre, R., 2011. Rapport d'étape de la phase II. Projet d'acquisition des connaissances en Montérégie Est, Rapport de recherche R-1256, Rapport préliminaire soumis au MDDEP par l'INRS, la CGC, l'IRDA et l'OBV Yamaska, 31 mars 2011.

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>

Ross, M., 2004. Stratigraphie et architecture des formations quaternaire au nord-ouest de Montréal – Applications en hydrogéologie régionale. Thèse doctorale, INRS-ETE, Québec, Canada, Mai 2004.

Ross, M., Parent, M., Lefebvre, R., Martel, R., 2002. 3D geologic framework for regional hydrogeology and land-use management; a case study from southwestern Quebec, Canada. *Workshop on 3D Geological Models*, Denver, Colorado, Oct. 25, 4 p.

Ross, M., Martel, R., Lefebvre, R., Parent, M., Savard, M.M., 2003. The use of a 3D geologic framework model of surficial sediments to define bedrock aquifer vulnerability in the St. Lawrence Lowlands, Quebec, Canada. *Proceedings of the 1st Int. Workshop on Aquifer Vulnerability and Risk*, Salamanca, Mexico, 28-30 mai 2003, v. 1, p. 157-168.

Ross, M., Martel, R., Lefebvre, R., Parent, M., Savard, M.M., 2004a. Assessing rock aquifer vulnerability using downward advective times from a 3D model of surficial geology – A case study from the St. Lawrence lowlands. *Geofísica Internacional*, v. 43(4), p. 591-602, Special issue: Selected papers presented at the First International Workshop on Aquifer Vulnerability and Risk, AVR-03, Salamanca, Mexico, May 2003.

Ross, M., Martel, R., Parent, M., Lefebvre, R., Savard, M., 2004b. Assessing rock aquifer vulnerability using downward time-of-travel from a 3D model of surficial geology. In D. Demers, D. Leahy, R. Lefebvre, S. Leroueil et R. Martel, ed., *Proceedings, 57th Canadian Geotechnical Conference and 5th Joint CGS/IAH Conference*, October 24-27, 2004, Quebec City, Canada, ISBN 0-920505-29-5, Session 5A, p. 1-8.

Ross, M., Parent, M., Lefebvre, R., 2005. 3D geologic framework models for regional hydrogeology and land-use management: A case study from a Quaternary basin of southwestern Quebec, Canada. *Hydrogeology Journal*, v. 13(5-6), p. 690-707.

Ross, M., Parent, M., Benjumea, B., Hunter, J., 2006. The Late Quaternary stratigraphic record northwest of Montréal: regional ice sheet dynamics, ice stream activity and early deglacial events. *Canadian Journal of Earth Sciences*, v. 43, p. 461-485.

Salad Hersi, O., Lavoie, D., Hilowle, A. M., and Nowlan, G.S. 2002. Subaerial unconformity at the Potsdam - Beekmantown contact in the Québec Reentrant (SW Québec and Eastern Ontario, Canada): regional significance for the Laurentian continental margin history. *Canadian Petroleum Geology Bulletin*, v. 50, p.419-440.

Savard et al., sous presse. Inventaire canadien des ressources en eau souterraine : Caractérisation hydrogéologique régionale et intégrée du système aquifère fracturé du sud-ouest du Québec. Commission Géologique du Canada, Bulletin B587-F.

Savard, M.M., Nastev, M., Lefebvre, R., Martel, R., Fagnan, N., Bourque, E., Cloutier, V., Lauzière, K., Gélinas, P., Kirkwood, D., Lapcevic, P., Karanta, G., Hamel, A., Bolduc, A., Ross, M., Parent, M., Lemieux, J.-M., Boisvert, É., Salad Hersi, O., Lavoie, D., Girard, F., Novakowski, K., Therrien, R., Etienne, M., Fortier, R., 2000. Regional hydrogeology of fractured-rock aquifers of southwestern Quebec (St. Lawrence Lowlands). *Proceedings, 1st Joint IAH-CNC and CGS Groundwater Specialty Conference, 53rd Canadian Geotechnical Conference*, Oct. 15-18, 2000, Montreal, Canada, p. 247-253.

Savard, M.M., Nastev, M., Lefebvre, R., Paradis, D., Martel, R., éditeurs, 2002a. Hydrogéologie régionale du système aquifère fracturé du sud-ouest du Québec. Partie I des livrables, Rapport final, Commission Géologique du Canada, remis le 15 mai 2002 au Conseil de développement des Laurentides et aux MRC d'Argenteuil, Deux-Montagnes, Mirabel et Thérèse-de-Blainville, 60 p.

Savard, M.M., Lefebvre, R., Nastev, M., Paradis, D., éditeurs, 2002b. Études locales de secteurs choisis du système aquifère fracturé du sud-ouest du Québec. Partie IV des livrables, Commission Géologique du Canada, remis le 15 mai 2002 au Conseil de développement des Laurentides et aux MRC d'Argenteuil, Deux-Montagnes, Mirabel et Thérèse-de-Blainville, 146 p. et annexes.

Savard, M.M., Lefebvre, R., éditeurs, 2002c. Base interactive de données hydrogéologiques du système aquifère fracturé du sud-ouest du Québec. Partie V des livrables, Commission Géologique du Canada, remis le 15 mai 2002 au Conseil de développement des Laurentides et aux MRC d'Argenteuil, Deux-Montagnes, Mirabel et Thérèse-de-Blainville, 5 p. et CD-Rom.

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. Voir site internet http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2012/09/Rapport-etude-E2-1_INRS.pdf

SIGEOM, 2012. Système d'information géominière. Ministère des Ressources naturelles et de la Faune. Voir site internet <http://sigecom.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>

Simard, G., 1970. Étude hydrogéologique du bassin de la rivière Eaton. Gouvernement du Québec, Ministère des richesses naturelles - Direction Générale des Mines. 28 p.

Simard, G., 1977. Isotopes naturels et systèmes d'écoulement de la rivière Eaton. Gouv. du Québec, Ministère des richesses naturelles - Direction générale des eaux. 87 p.

SOQUIP, 1974. Diagraphies et demande de permis pour le forage d'un nouveau puits, SOQUIP – SHELL Ste-Croix No. 1. SIGPEG, rapport 1973OA167-01, 174 p. Voir site internet <http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca>

SOQUIP, 1984. Carte structurale du Trenton autochtone, marqueur bleu (feuillelet Montréal 31H, 1:50.000e). SIGEOM, rapport DP 84-31B.

St-Antoine, P., Héroux, Y., 1993. Genèse du gaz naturel de la région de Trois-Rivières, basses terres du Saint-Laurent, et de Saint-Flavien, Appalaches, Québec, Canada. *Canadian Journal of Earth Sciences*, v. 30, p. 1881-1885.

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

Talisman Energy, 2006. Drilling and geological report for the Talisman Energy - Saint François du Lac No 1 well. SIGPEG, rapport 2006OA248-03, 48 p. Voir site internet <http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca>

TechnoRem, 2008a-1. Cartographie hydrogéologique régionale dans la zone de production maraîchère des municipalités de Saint-Cyprien-De-Napierville, Hemmingford et Napierville – Montérégie, Rapport final, Projet CDAQ avec appui financier du PAEQ, N° de projet CDAQ : 5202, Référence : PR07-10, 1003 p.

TechnoRem, 2008a-2. Cartographie hydrogéologique régionale dans la zone de production maraîchère des bassins versants des Rivière Norton, Esturgeon, Saint-Pierre et de la Tortue – Montérégie, Rapport final, Projet CDAQ avec appui financier du PAEQ, No de projet CDAQ : 5074, Référence : PR06-50, 1006 p.

TechnoRem, 2008a-3. Cartographie hydrogéologique régionale dans la zone de production maraîchère des bassins versants des Rivière l'Acadie et de la Tortue – Montérégie, Rapport final, Projet CDAQ avec appui financier du PAEQ, No de projet CDAQ : 5073, Référence : PR06-49, 1009 p.

- TechnoRem, 2008b. Étude hydrogéologique régionale dans la zone de production maraîchère des MRC Maskoutains, Rouville et Brome-Missisquoi – Montérégie Est. Rapport final, Projet CDAQ avec appui financier du PAEQ, 339 p.
- Thériault, R., 2008. Caractérisation géochimique et minéralogique des shales de l'Utica et du Lorraine, Basses-Terres du Saint-Laurent – Base de données. Ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec, SIGEOM, rapport 2008-EG-01, 185 p.
- 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.
- Tran Ngoc, T. D., Konstantinovskaya, E., Lefebvre, R., Malo, M., 2011. Characterization of deep saline aquifers for CO2 storage capacity assessment, Bécancour area, Québec, Canada. AGU Fall Meeting 2011. San Francisco, 5 au 9 décembre 2011.
- Tremblay, T., 2006. Hydrostratigraphie et géologie du Quaternaire dans le bassin versant de la rivière Châteauguay, Québec. Mémoire de maîtrise, Université du Québec à Montréal, Canada.
- Tremblay, T., Lamothe, M., 2005. Géologie des formations superficielles du bassin versant de la rivière Châteauguay. Feuilles topographiques 31H/04, 31H/05 et 31G/01, Québec: Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, 34 p.
- Tremblay, T., Hunter, J., Lamontagne, C., Nastev, M., 2010a. High resolution seismic survey in a contaminated esker area, Chateauguay River Watershed, Quebec: *Canadian Water Resources Journal*, v. 35(4), p. 417-432.
- Tremblay, T., Nastev, M., Lamothe, M., 2010b. Grid-based hydrostratigraphic 3D modelling of the Quaternary sequence in the Chateauguay River Watershed, Quebec. *Canadian Water Resources Journal*, v. 35(4), p. 377-398.
- Tremblay, L., Larocque, M., Gagné, S., 2011. Regional groundwater assessment of the lower Bécancour area (Québec, Canada). *Geohydro2011*, Joint IAH-CNC, CANQUA and AHQ conference, Quebec City, Canada, August 28-31, 2011, 5 p.
- Williams, J.H., Reynolds, R.J., Franzi, D.A., Romanowicz, E.A., Paillet, F.L., 2010. Hydrogeology of the Potsdam Sandstone in northern New York. *Canadian Water Resources Journal*, v. 35(4), p. 399-416.
- Trempe, R., 1978. Précisions nécessaires sur la lithologie, la stratigraphie et la sédimentologie de la formation d'Utica dans les Basses Terres du St-Laurent - novembre 1978 - rapport #9736. SIGPEG, rapport 1978TA000-07, 17 p. Voir site internet <http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca>

UPA et TechnoRem, 2009. Cartographie hydrogéologique régionale de la zone de production maraîchère des MRC de Joliette et D'Autray, Rapport final, No de projet CDAQ : 5440, Référence : PR08-74, 310 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.

Williams, J.H., Reynolds, R. J., Franzi, D.A., Romanowicz, E.A., Paillet, F.L., 2010. Hydrogeology of the Potsdam Sandstone in Northern New York. *Canadian Water Resources Journal*, v. 35(4), p. 399-416.

