



**GTEC02**

**Évaluation des risques géologiques de surface et sous-surface  
pour les structures de Massé, de Galt, de Bourque, d'Haldimand  
et d'Old Harry ainsi que pour l'île d'Anticosti**

**RAPPORT FINAL**

**Par**

**Stephan Séjourné**

**Michel Malo**

**Félix-Antoine Comeau**

**Soumis au Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles**

**25 septembre 2015 – Québec**

**Rapport de recherche 1633**

Institut national de la recherche scientifique - Centre Eau Terre Environnement, 490 de la Couronne, Québec, QC, G1K 9A9

Téléphone : (418) 654-2619 ; Télécopieur : (418) 654-2600 ; Site internet : <http://www.ete.inrs.ca/>

© INRS, Centre - Eau Terre Environnement, 2015  
Tous droits réservés

ISBN : 978-2-925559-14-6 (version numérique-)

Dépôt légal - Bibliothèque et Archives nationales du Québec, 2025  
Dépôt légal - Bibliothèque et Archives Canada, 2025

## TABLE DES MATIÈRES

Sommaire .....	6
Remerciements .....	8
Avant-propos .....	9
Liste des figures .....	10
Liste des tableaux .....	11
Liste des abréviations .....	12
1. Introduction .....	13
1.1 Mise en contexte du rapport dans le cadre des EES .....	13
1.2 Portée et limitations de l'étude .....	13
1.3 Description du contenu du rapport .....	14
2. Structure de Massé .....	15
2.1 Surface et sous-surface peu profonde .....	17
2.1.1 <i>Sédiments quaternaires</i> .....	17
2.1.2 <i>Hydrogéologie</i> .....	17
2.2 Sous-surface .....	18
2.2.1 <i>Fluides</i> .....	18
2.2.2 <i>Pressions</i> .....	18
2.2.3 <i>Structuration</i> .....	19
2.2.4 <i>Minéralogie des argiles</i> .....	19
2.2.5 <i>Aléa sismique</i> .....	20
3. Structure de Galt .....	22
3.1 Surface et sous-surface peu profonde .....	23
3.1.1 <i>Sédiments quaternaires</i> .....	23
3.1.2 <i>Hydrogéologie</i> .....	24
3.2 Sous-surface .....	26
3.2.1 <i>Fluides</i> .....	26
3.2.2 <i>Pressions</i> .....	29
3.2.3 <i>Structuration</i> .....	30
3.2.4 <i>Minéralogie des argiles</i> .....	30
3.2.5 <i>Aléa sismique</i> .....	30

4. Structure de Bourque.....	32
4.1 Surface et sous-surface peu profonde.....	32
4.1.1 <i>Sédiments quaternaires</i> .....	32
4.1.2 <i>Hydrogéologie</i> .....	32
4.2 Sous-surface .....	34
4.2.1 <i>Fluides</i> .....	34
4.2.2 <i>Pressions</i> .....	35
4.2.3 <i>Structuration</i> .....	35
4.2.4 <i>Minéralogie des argiles</i> .....	35
4.2.5 <i>Aléa sismique</i> .....	36
5. Structure d'Haldimand .....	37
5.1 Surface et sous-surface peu profonde.....	38
5.1.1 <i>Sédiments quaternaires</i> .....	38
5.1.2 <i>Hydrogéologie</i> .....	39
5.2 Sous-surface .....	41
5.2.1 <i>Fluides</i> .....	41
5.2.2 <i>Pressions</i> .....	41
5.2.3 <i>Structuration</i> .....	43
5.2.4 <i>Minéralogie des argiles</i> .....	43
5.2.5 <i>Aléa sismique</i> .....	44
6. Structure d'Old Harry.....	45
6.1 Surface et sous-surface peu profonde.....	46
6.1.1 <i>Profondeur d'eau</i> .....	46
6.1.2 <i>Sédiments quaternaires</i> .....	46
6.2 Sous-surface .....	47
6.2.1 <i>Fluides</i> .....	47
6.2.2 <i>Pressions</i> .....	48
6.2.3 <i>Structuration</i> .....	48
6.2.4 <i>Minéralogie des argiles</i> .....	49
6.2.5 <i>Aléa sismique</i> .....	49
7. Formation de Macasty et sa couverture sur l'île d'Anticosti .....	50
7.1 Géomorphologie et sédiments quaternaires.....	50

7.1.1 Géomorphologie .....	50
7.1.2 Sédiments quaternaires .....	51
7.2. Hydrologie et hydrogéologie .....	52
7.2.1 Écoulement en surface .....	52
7.2.2 Contexte hydrogéologique .....	53
7.2.3 Source de saumure .....	56
7.2.4 Indices d'eau dans les forages pétroliers et gaziers .....	57
7.3. Roches couverture .....	58
7.3.1 Risques d'éboulements .....	60
7.3.2 Intervalles sur-pressurisés .....	60
7.3.3 Pertes de circulation .....	61
7.3.4 Nature des phases gazeuses .....	61
7.3.5 Minéralogie des argiles .....	61
7.3.6 Formations magnétiques .....	62
7.4 Formation de Macasty .....	62
7.4.1 Maturité thermique .....	62
7.4.2 Minéralogie des argiles .....	63
7.4.3 Trajectoire des puits abandonnés .....	63
7.5 Formation de Mingan .....	64
7.5.1 Pression des fluides .....	64
7.5.2 Minéralogie des argiles .....	64
7.6 Structuration .....	64
7.6.1 Fractures naturelles .....	65
7.6.2 Failles .....	67
7.6.2.1 Faille de Jupiter .....	67
7.6.2.2 Failles mineures .....	69
7.6.3 Dykes de Puyjalon .....	70
7.7 Fracturation hydraulique .....	71
7.8 Aléa sismique .....	75
8. Lien avec les opérations pétrolières et gazières .....	76
8.1 Levés géochimiques et levés géophysiques non sismiques .....	76
8.2 Levés sismiques .....	77

8.3 Sondages stratigraphiques et forages de puits .....	77
8.3.1 <i>Structures géologiques</i> .....	77
8.3.2 <i>Anticosti</i> .....	79
8.4 Complétions de puits et mesures de correction .....	80
8.5 Fermetures temporaires et définitives .....	81
8.6 Restauration et réaménagement des sites .....	81
9. Conclusions .....	82
Références bibliographiques .....	84

## Sommaire

Ce rapport s'inscrit dans le cadre de l'étude GTEC-02 réalisée pour le Chantier technique des deux évaluations environnementales stratégiques (ÉES) initiées par le gouvernement du Québec en mai 2014, soit une évaluation globale sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures et une évaluation spécifique à l'île d'Anticosti.

Les principaux risques géologiques de surface et de sous-surface rencontrés dans un contexte d'opérations pétrolières et gazières ont été recensés pour les structures de Massé (Bas-Saint-Laurent), de Galt, de Bourque et d'Haldimand (Gaspésie), d'Old Harry (golfe du Saint-Laurent), ainsi pour la Formation de Macasty et sa couverture sur l'île d'Anticosti, afin de déterminer le cas échéant les secteurs géographiques ou les activités industrielles nécessitant un encadrement particulier lors de l'exécution de travaux de recherche ou d'exploitation d'hydrocarbures au sein de ces régions. Cette synthèse est établie sur la base d'une revue critique des données publiques disponibles.

Bien que de nombreuses conditions géologiques susceptibles d'engendrer un risque opérationnel ou environnemental aient été recensées, il appert que la plupart de ces risques peuvent être gérés et maintenus à un niveau acceptable pour peu qu'ils soient anticipés et que des mesures préventives soient appliquées.

Les risques géologiques identifiés en surface et dans la sous-surface peu profonde sont tributaires de l'environnement topographique, géologique et hydrogéologique propre à chaque structure ou région considérée et les mesures de prévention et d'atténuation qui les concernent sont principalement du ressort de la géotechnique et de l'hydrogéologie. Parmi les principaux risques géologiques de surface, on relève sur l'île d'Anticosti la présence de sols instables dans des zones en pente, essentiellement à proximité des côtes, et la présence de cavités souterraines non cartographiées dans les zones karstiques du centre de l'île. Le principal risque hydrogéologique réside dans l'absence presque totale de connaissances quant au contexte hydrogéologique de l'île d'Anticosti et des structures étudiées, à l'exception de la structure d'Haldimand. En particulier, la quantité de données est insuffisante pour estimer la profondeur maximale à laquelle l'eau douce peut être rencontrée et pour évaluer la contribution des réseaux de fractures naturelles dans l'écoulement souterrain ainsi que l'évolution de cette contribution avec l'augmentation de la profondeur. Dans la plupart des forages, des hydrocarbures liquides et/ou gazeux sont rencontrés près de la surface.

Les principaux risques géologiques identifiés en sous-surface ne sont pas propres aux structures étudiées et se retrouvent dans la plupart des bassins sédimentaires, notamment l'existence de zones légèrement sous- ou sur-pressurisées et l'instabilité mécanique du trou de forage dans l'intervalle réservoir quand celui-ci est naturellement fracturé. Ces conditions géologiques, si

elles ne sont pas anticipées et gérées de la manière appropriée, sont aptes à favoriser la migration de fluides vers la surface, mais elles ne présentent pas non plus de défis opérationnels particuliers. Par ailleurs, la présence de discontinuités structurales (par exemple : fractures naturelles, failles et dykes) ne paraît pas représenter de problème particulier lors des opérations de forage. Ces discontinuités structurales ne semblent pas présenter de risque géologique particulier dans le cas des structures considérées, considérant que la stratégie actuelle des différents opérateurs vise à exploiter des réservoirs conventionnels sans avoir recours à la fracturation hydraulique. Dans un contexte de fracturation hydraulique sur l'île d'Anticosti en revanche, la distribution géographique et l'extension vers la surface de ces discontinuités doivent impérativement être prises en considération même si des barrières mécaniques à la propagation des fractures hydrauliques dans la couverture sont clairement identifiées au dessus de la Formation de Macasty.

## **Remerciements**

La préparation de ce rapport a bénéficié de l'apport de connaissances de plusieurs personnes extérieures au projet, qui sont remerciées ici : René Lefebvre et Morgan Peel de l'Institut national de la recherche scientifique (INRS), André Desrochers et Ian Clark de l'Université d'Ottawa, ainsi que Nicolas Pinet, Virginia Brake et Denis Lavoie de la Commission géologique du Canada (CGC). Enfin la reproduction de certaines figures a nécessité la permission des auteurs des documents originaux et leur diligence est très appréciée.

Les auteurs de ce rapport tiennent aussi à remercier les intervenants de l'industrie pétrolière et gazière qui ont bien voulu partager leur expérience et leurs connaissances au sujet des risques géologiques associés aux différentes régions étudiées, soit Ressources et Énergie Squatex Inc., Junex Inc., Pétrolia Inc. ainsi que Corridor Resources Inc.

## Avant-propos

Le présent rapport s'adresse à la Direction générale des hydrocarbures et des biocombustibles (DGHB) du Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec (MERN). Ce rapport a été réalisé suite à un mandat donné par la DGHB aux auteurs afin de faire une revue de la littérature concernant les risques géologiques de surface et de sous-surface pour la structure de Massé dans le Bas-Saint-Laurent, les structures de Galt, de Bourque et d'Haldimand en Gaspésie, la structure d'Old Harry dans le golfe du Saint-Laurent, ainsi que pour la Formation de Macasty et sa couverture sur l'île d'Anticosti. Cette revue s'inscrit dans le cadre du Chantier Aspects techniques des évaluations environnementales stratégiques (ÉES) en voie de réalisation par le gouvernement du Québec. Plus spécifiquement cette étude répond à l'un des objectifs de l'étude GTEC02 définie dans le Plan d'acquisition de connaissances additionnelles qui a été mis en place au début de l'année 2015.

Le délai pour réaliser cette synthèse ayant été très court, nous ne garantissons pas avoir consulté la totalité de la documentation scientifique et technique sur les sujets traités. Toutefois l'intégralité des documents publics disponibles dans la base de données de la DGHB a pu être consultée de même que l'essentiel des publications scientifiques pertinentes.

Le présent rapport a été réalisé pour le compte du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique annoncée le 30 mai 2014. Le contenu de ce document est celui des auteurs et n'engage pas le gouvernement du Québec.

## Liste des figures

Figure 1 : Carte de localisation des quatre structures géologiques en milieu terrestre considérées dans le présent rapport, de la structure d'Old Harry en milieu marin, et de l'île d'Anticosti.....	14
Figure 2 : Région considérée pour la structure de Massé.....	16
Figure 3 : Localisation de l'épicentre des séismes enregistrés entre le 1 <sup>er</sup> janvier 1985 et le 20 septembre 2015 dans un rayon de 150 km autour du centre de la structure de Massé. ....	21
Figure 4 : Carte de l'aléa sismique montrant l'accélération spectrale au Canada et la localisation approximative des structures et des régions considérées.....	22
Figure 5 : Région considérée pour la structure de Galt. ....	23
Figure 6 : Épaisseur des dépôts meubles rencontrés en forage dans la région de la structure de Galt.....	24
Figure 7 : Localisation de l'épicentre des séismes enregistrés 1 <sup>er</sup> janvier 1985 et le 20 septembre 2015 dans un rayon de 150 km autour du centre de la structure de Galt. ....	31
Figure 8 : Région considérée pour la structure de Bourque. ....	33
Figure 9 : Localisation de l'épicentre des séismes enregistrés 1 <sup>er</sup> janvier 1985 et le 20 septembre 2015 dans un rayon de 150 km autour du centre de la structure de Bourque. ....	37
Figure 10 : Région considérée pour la structure d'Haldimand. ....	38
Figure 11 : Épaisseur des dépôts meubles rencontrés en forage dans la région de la structure d'Haldimand. ....	39
Figure 12 : Localisation de l'épicentre des séismes enregistrés 1 <sup>er</sup> janvier 1985 et le 20 septembre 2015 dans un rayon de 150 km autour du centre de la structure d'Haldimand. ....	44
Figure 13 : Région considérée pour la structure d'Old Harry. ....	45
Figure 14 : Carte bathymétrique de la région de la structure d'Old Harry. ....	46
Figure 15 : Localisation de l'épicentre des séismes enregistrés 1 <sup>er</sup> janvier 1985 et le 20 septembre 2015 dans un rayon de 150 km autour du centre de la structure d'Old Harry. ....	50
Figure 16 : Localisation du puits et du levé sismique pour lesquels des pertes de circulation de fluides de forage sont documentées à faible profondeur sur l'île d'Anticosti.....	52
Figure 17 : Coupe stratigraphique simplifiée illustrant la localisation des puits d'observation implantés dans la partie occidentale de l'île d'Anticosti ainsi que les types d'eau identifiés.....	54
Figure 18 : Évolution de l'intensité de la fracturation avec la profondeur, établie sur la base des puits d'observation implantés dans le secteur occidental de l'île d'Anticosti.....	55
Figure 19 : Réseau hydrographique de surface de l'île d'Anticosti et localisation des principaux éléments hydrogéologiques discutés dans le texte.....	56
Figure 20 : Colonne stratigraphique simplifiée des séries sédimentaires de l'île d'Anticosti.....	59
Figure 21 : Carte géologique simplifiée de l'île d'Anticosti et localisation des forages exploratoires pétroliers et gaziers.....	59
Figure 22 : Orientation des populations de fractures documentées à l'affleurement sur l'île d'Anticosti et l'archipel de Mingan.....	66
Figure 23 : Coupe schématique illustrant la distribution des fractures dans un corridor de déformation à l'entrée de la Grotte à la Patate.....	66
Figure 24 : Tracé interprété de la Faille de Jupiter selon différents auteurs.....	68

Figure 25 : Segment interprété du profil sismique Shell 71-205 illustrant la géométrie de la Faille de Jupiter dans le centre de l'île.....	69
Figure 26 : Carte structurale de la base de la Formation de Macasty pour la partie occidentale de l'île d'Anticosti et le Détroit d'Honguedo.....	70
Figure 27 : Détail des propriétés mécaniques pour la base de la Formation de Vauréal dans le puits D020.....	72
Figure 28 : Variation des propriétés mécaniques de part et d'autre de la Faille de Jupiter dans les puits D012 et D013.....	74
Figure 29 : Localisation de l'épicentre des séismes enregistrés 1 <sup>er</sup> janvier 1985 et le 20 septembre 2015 dans un rayon de 150 km autour du centre de l'île d'Anticosti.....	76

## Liste des tableaux

Tableau 1 : Résumé des principaux impacts que la présence de minéraux argileux en abondance peut avoir sur le trou de forage.....	20
Tableau 2 : Indices d'eau, de gaz et de pétrole documentés à moins de 200 m de profondeur dans les puits pétroliers et gaziers forés dans la région de la structure Galt.....	25
Tableau 3 : Indices d'eau, de gaz et de pétrole documentés à plus de 200 m de profondeur dans les puits pétroliers et gaziers forés dans la région de la structure de Galt.....	27
Tableau 4 : Analyses de fluides disponibles pour les puits pétroliers et gaziers forés dans la région de la structure de Galt.....	28
Tableau 5 : Indices d'eau, de gaz et de pétrole documentés dans les puits pétroliers et gaziers forés dans la région de la structure de Bourque.....	34
Tableau 6 : Indices d'eau, de gaz et de pétrole documentés à moins de 200 m de profondeur dans les puits pétroliers et gaziers forés dans la région de la structure d'Haldimand.....	40
Tableau 7 : Analyses de fluides disponibles pour les puits pétroliers et gaziers forés dans la région de la structure d'Haldimand.....	42
Tableau 8 : Compilation des indices d'eau documentés dans les puits pétroliers et gaziers sur l'île d'Anticosti.....	58
Tableau 9 : Synthèse des tests de pression réalisés sous la base du coffrage de surface.....	61

## Liste des abréviations

**BNDS** : Base nationale de données sismologiques

**CGC** : Commission géologique du Canada

**CH<sub>4</sub>** : Méthane

**CO<sub>2</sub>** : Dioxyde de carbone

**DGHB** : Direction générale des hydrocarbures et des biocombustibles

**ÉES** : Évaluation Environnementale Stratégique

**H<sub>2</sub>S** : Sulfure d'hydrogène

**INRS** : Institut national de la recherche scientifique

**m/h** : Mètres par heure

**m/s** : Mètres par seconde

**MERN** : Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec

**Mn** : Magnitude d'un séisme exprimée selon l'échelle de Nuttli, équivalente à l'échelle de Richter pour l'est de l'Amérique du Nord

**ppm** : Parties par million

**SIGEOM** : Système d'information géominière du Québec

**SIGPEG** : Système d'information géoscientifique pétrolier et gazier

**SIH** : Système d'information hydrogéologique

**SNRC** : Système national de référence cartographique

## 1. Introduction

### 1.1 Mise en contexte du rapport dans le cadre des EES

Le 30 mai 2014, le gouvernement du Québec a rendu public son plan d'action gouvernemental sur les hydrocarbures, lequel inclut la réalisation de deux évaluations environnementales stratégiques (ÉES) : une globale sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures et une spécifique à l'île d'Anticosti. L'ÉES Anticosti s'intégrera à l'ÉES globale, et ce, tout en permettant un éclairage spécifique à l'île d'Anticosti.

La réalisation des ÉES se traduit en cinq grands chantiers : environnement, société, économie, transport et aspects techniques. Des revues de littérature et des bilans de connaissances ont été réalisés pour chacun des cinq chantiers et un Plan d'acquisition de connaissances additionnelles a été mis en place (Gouvernement du Québec, 2015). Le présent rapport s'inscrit dans le cadre de l'étude GTEC02 « Évaluation des risques géologiques associés à certaines structures géologiques », dont l'objectif est de recenser et déterminer les risques géologiques de surface et de sous-surface pour certaines structures et régions géologiques afin de déterminer, le cas échéant, les secteurs nécessitant un encadrement particulier lors de l'exécution de travaux de recherche ou d'exploitation d'hydrocarbures.

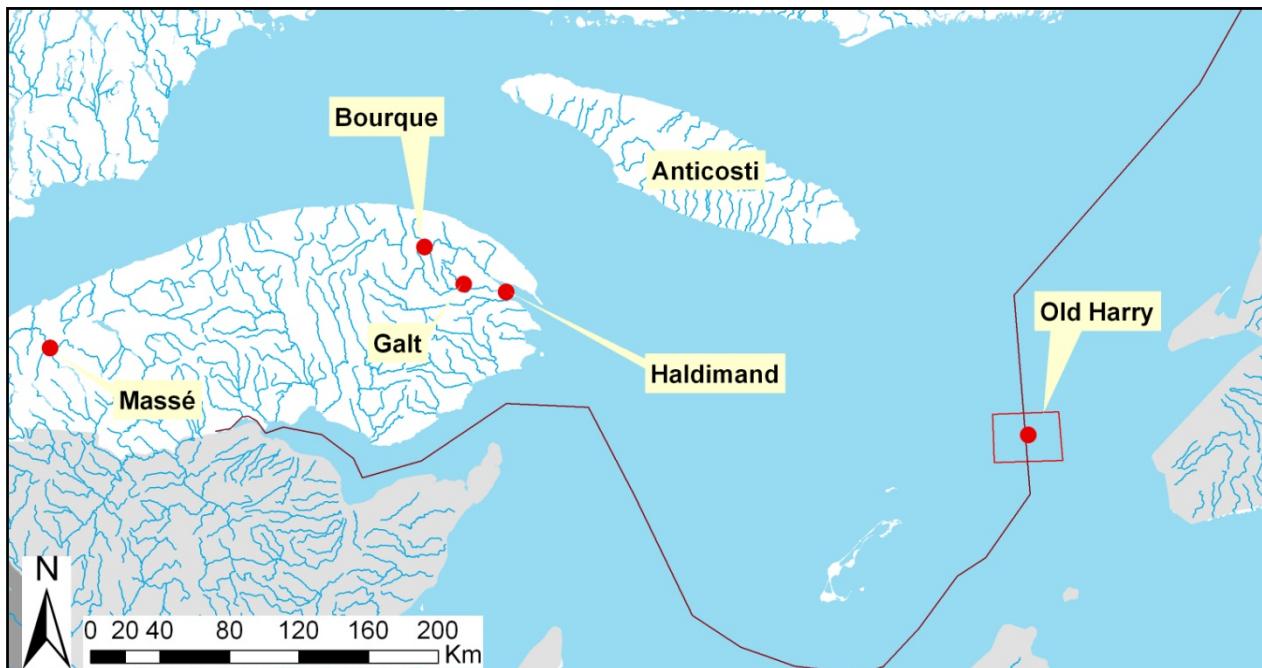
### 1.2 Portée et limitations de l'étude

L'objectif de cette étude est de recenser et de caractériser les risques géologiques possiblement présents en surface et en sous-surface, associés à cinq structures géologiques précises et à l'île d'Anticosti (Figure 1), afin de déterminer le cas échéant les secteurs géographiques ou les activités industrielles nécessitant un encadrement particulier lors de l'exécution de travaux de recherche ou d'exploitation d'hydrocarbures. Les structures qui sont considérées ici sont la structure de Massé dans le Bas-Saint-Laurent, les structures de Galt, de Bourque et d'Haldimand en Gaspésie et la structure d'Old Harry dans le bassin de Madeleine du golfe du Saint-Laurent. Pour l'île d'Anticosti, l'étude s'est concentrée sur la Formation de Macasty et sa couverture.

Dans cette optique, la notion de risque telle qu'elle est comprise ici diffère de la notion de risque telle qu'elle est traditionnellement perçue par la population d'une part, et définie par les scientifiques d'autre part. De manière rigoureuse, le risque technique se définit comme le produit de la probabilité d'occurrence d'un événement par l'amplitude de la gravité des conséquences de cet événement : dans cette acception, la notion de risque est associée à un événement, ce qui n'est pas le cas dans le présent rapport qui s'attache plutôt à mettre en évidence des conditions géologiques susceptibles d'entraîner la survenue d'un événement si des mesures préventives ou correctives ne sont pas appliquées. Cette démarche participe donc de l'évaluation du risque technique dont elle constitue la première étape – l'identification des conditions de départ – mais ne propose pas d'estimations chiffrées faute de données statistiques suffisantes.

Ce travail repose sur une revue critique des données publiques qui sont disponibles pour la région d'étude. En particulier, l'intégralité des documents publiés dans la base de données du Système

d'information géoscientifique pétrolier et gazier (SIGPEG), 716 documents au total, ainsi que les données géoréférencées issues de la même source ont été examinés. Ces documents comprennent principalement des comptes rendus d'activité soumis au MERN par l'industrie pétrolière et gazière au terme d'opérations de forage ou de levés géophysiques, ainsi que des rapports géologiques préparés dans une optique d'exploration pétrolière et gazière. Ce jeu de données a été complété par l'information géologique recueillie dans le Système d'information géominière du Québec (SIGEOM), principalement sous la forme de rapports géologiques préparés dans une optique d'exploration minière, ainsi que par les données de certains forages réalisés dans le golfe du Saint-Laurent en dehors de la juridiction québécoise. Enfin, un certain nombre de publications scientifiques de portée plus régionale ont également été consultées.



**Figure 1 : Carte de localisation des quatre structures géologiques en milieu terrestre considérées dans le présent rapport, de la structure d'Old Harry en milieu marin, et de l'île d'Anticosti.**

### 1.3 Description du contenu du rapport

Les opérations effectuées sur le terrain par l'industrie pétrolière et gazière revêtent différents aspects selon le degré de maturité de l'exploration et de l'exploitation et selon la nature des objectifs à atteindre. La nature de ces travaux a été décrite dans Malo et al. (2015a) et ne sera pas discutée plus avant. Afin de répondre aux besoins des ÉES, les risques géologiques qui sont recensés ici l'ont été en fonction des travaux suivants :

- les levés géochimiques;
- les levés géophysiques;
- les sondages stratigraphiques;

- les forages de puits;
- les complétions de puits (avec et sans fracturation);
- les mesures de correction;
- les fermetures temporaires;
- les fermetures définitives;
- la restauration et le réaménagement des sites.

Pour des raisons de clarté, chaque structure ou région géologique fait ici l'objet d'une section distincte même si des points communs peuvent exister entre certaines structures, de sorte que le rapport comprend certaines répétitions qui peuvent en alourdir la lecture intégrale mais qui, au contraire, en facilitent la lecture et qui limitent le risque d'omissions pour le lecteur désireux d'examiner les caractéristiques d'une structure spécifique. Également, pour des raisons de clarté et afin d'alléger le texte, les rapports disponibles dans la base de données internet SIGPEG qui sont cités dans le texte sont référencés par leur seul numéro de dossier tel qu'il est défini dans cette base de données (voir SIGPEG, 2015).

Pour chacune des sections consacrées à l'une des cinq structures géologiques considérées (sections 2 à 6), le rapport distingue d'une part les risques géologiques associés à l'environnement géologique de surface et de sous-surface peu profonde incluant l'hydrosphère, et d'autre part les risques géologiques associés à l'environnement géologique de sous-surface à proprement parler soit les roches couvertures, le réservoir et la structuration. La longueur de chacune des sous-sections est inégale et reflète la variabilité du degré d'avancement des connaissances et du volume de données disponibles d'une région à l'autre.

Une structure légèrement modifiée a été adoptée pour la rédaction de la section 7 consacrée à l'île d'Anticosti pour tenir compte du changement dans l'échelle considérée par rapport aux structures précédentes. Ainsi dans la section 7, le rapport s'attache dans un premier temps à recenser et documenter les risques selon la profondeur de l'environnement géologique considéré soit, dans l'ordre, la surface (géomorphologie et sédiments quaternaires), l'hydrosphère (hydrologie et hydrogéologie), les roches couvertures, la Formation de Macasty, les unités sous-jacentes à cette formation, et en dernier les discontinuités structurales (par exemple : failles et fractures), car celles-ci peuvent traverser plusieurs des environnements précédents.

Enfin, parce que certains des risques identifiés dans l'un ou l'autre de ces environnements géologiques peut avoir une incidence sur plusieurs des travaux pétroliers et gaziers considérés, une dernière section du rapport (section 8) met en relation les risques identifiés avec chacun des travaux considérés.

## **2. Structure de Massé**

La structure de Massé est localisée dans le Bas-Saint-Laurent à l'est de Rimouski. La structure a été mise en évidence à la faveur de deux sondages stratigraphiques – CZ014 et CZ017 – complétés en 2012 et 2014. On ne dispose pas encore de données publiques pour ces puits via la

base de données du MERN et seuls les communiqués de presse diffusés par l'opérateur renseignent sur les caractéristiques du réservoir correspondant à la structure de Massé, soit les calcaires naturellement fracturés et dolomitisés de la Formation de Sayabec. Les deux sondages stratigraphiques ont rencontré ces intervalles à 1847 m et 1896 m respectivement après avoir traversé la Formation de Saint-Léon qui en constitue la couverture (Ressources et Énergie Squatex, 2013, 2015). La géologie régionale et le potentiel économique anticipé de cette structure sont présentés dans Malo et al. (2015b) et dans Séjourné et Malo (2015).

En l'absence de données publiques spécifiques à la structure de Massé, le champ d'investigation a été élargi de manière à recenser les risques géologiques potentiels à l'échelle régionale pour les feuillets SNRC 22C08 et 22B05. Onze puits pétroliers et gaziers ont été forés dans la région par le passé, mais seulement trois d'entre eux sont des puits profonds pour lesquels des données sont disponibles (les puits F005, C086 et C088). Les huit autres puits sont peu profonds pour lesquels aucune donnée n'est disponible. La Figure 2 illustre la localisation des deux sondages stratigraphiques de la structure de Massé et des puits pétroliers et gaziers plus anciens.

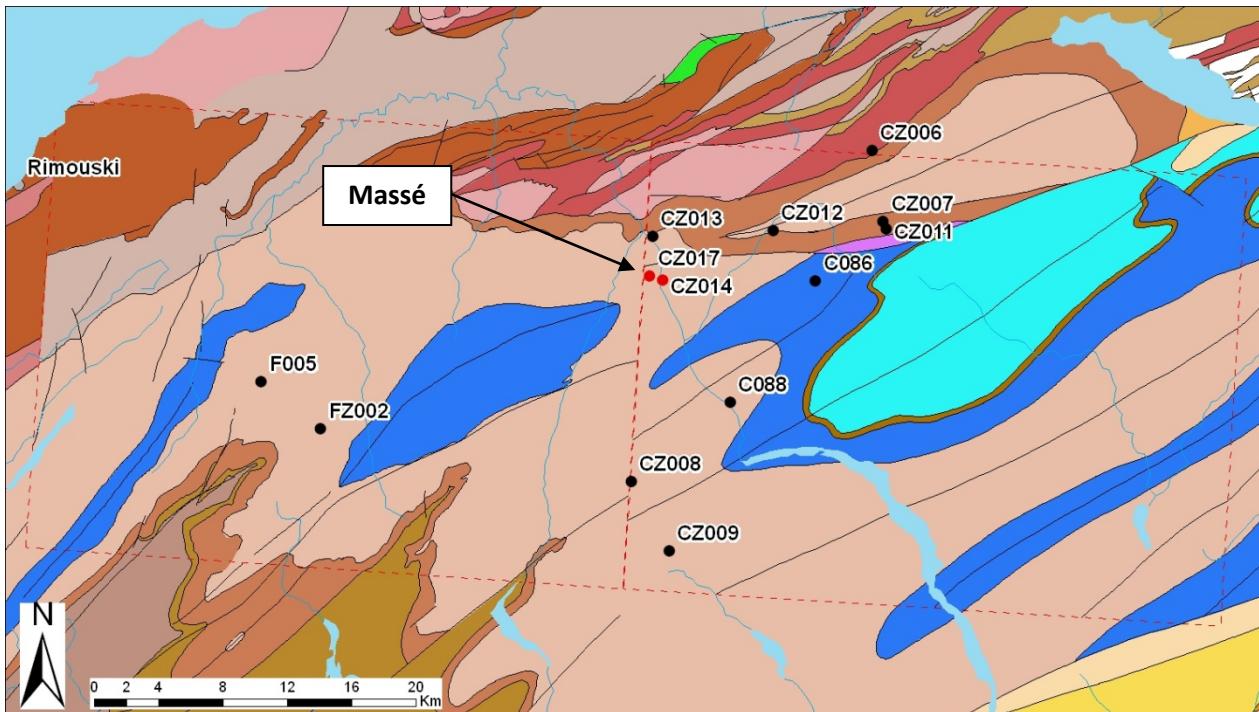


Figure 2 : Région considérée pour la structure de Massé. Les puits forés sur la structure sont indiqués en rouge, les puits plus anciens en noir, et les feuillets NTSC considérés sont délimités en pointillés rouges. L'étendue de la structure n'est pas connue mais pourrait être de l'ordre de  $20 \text{ km}^2$  (Ressources et Énergie Squatex, 2013). La géologie est présentée dans Malo et al. (2015b) et dans Séjourné et Malo (2015).

## 2.1 Surface et sous-surface peu profonde

### 2.1.1 Sédiments quaternaires

La structure de Massé est située géographiquement dans la région des Monts Notre-Dame. À l'échelle régionale l'épaisseur de dépôts meubles varie de 5 à 25 m d'après les données disponibles pour trois puits (C086, C088 et F005). Cette épaisseur n'est pas connue pour la structure de Massé spécifiquement, mais la localisation des sondages stratigraphiques CZ014 et CZ017 sur la carte des sédiments quaternaires indique que les puits sont implantés dans une région où le roc est en surface, surmonté avec tout au plus d'une très mince couche de sédiments quaternaires (Ministère de l'Énergie et des Ressources, 1984). Un document complémentaire (Locat, 1978) décrit ce genre de substratum comme pouvant développer une zone d'altération *in situ* (une saprolite) de 4,5 m d'épaisseur au maximum dans les endroits où le clivage est vertical.

### 2.1.2 Hydrogéologie

Très peu d'informations sont disponibles pour caractériser le contexte hydrogéologique de la structure de Massé. L'étude la plus proche géographiquement correspond à un levé des eaux souterraines dans le Bas-Saint-Laurent (Lalonde et al., 1984) qui couvre une partie du feuillet 22C08, mais qui ne s'étend pas jusqu'à la structure de Massé proprement dite. Une recherche dans la banque de données du Système d'information hydrogéologique (SIH) permet de relever 33 puits forés pour l'eau dans un rayon de 5 km autour de la structure (SIH, 2015). La quasi-totalité de ces puits sont implantés à l'est de la Rivière Mitis, soit du côté opposé à celui où les puits CZ014 et CZ017 sont localisés. La profondeur totale de ces puits forés pour l'eau varie de 8,8 à 88,4 m. Pour le plus profond de ces puits, on rapporte un débit de 37,7 L/min.

Les rapports de fin de forage des puits pétroliers et gaziers apportent des informations complémentaires et documentent des pertes de circulation enregistrées près de la surface, sous le coffrage conducteur et donc dans le socle rocheux. Plus précisément, de telles pertes de circulation sont rapportées dans le puits C088 à 8,5 m, entre 17,7 et 23,5 m, entre 33,8 et 37,2 m, et entre 169,5 et 179,5 m (1969OC088-11), et dans le puits C086 entre 227,7 et 243,2 m (1967OC086-01).

Considérant que le roc est très peu perméable dans la région (Lavoie, 2009) au-delà de la zone altérée (saprolite proche de la surface), et considérant par ailleurs la nature discontinue des profondeurs auxquelles les pertes de circulation sont observées, il est suggéré ici que ces pertes de circulation dénotent l'existence d'un réseau de fractures naturelles perméables développé localement dans le roc jusqu'à 243,2 m de profondeur au moins. Ces pertes de circulation ne coïncident pas nécessairement avec la présence d'un aquifère d'eau potable jusqu'à 243,2 m de profondeur dans la région, mais soulignent qu'il est possible d'injecter des boues de forage dans le socle rocheux jusqu'à cette profondeur au moins, pour peu que la densité de la boue soit suffisante. Par ailleurs, on ne dispose pas, dans la région d'étude, de tests d'injectivité sous la base du coffrage de surface qui permettraient d'estimer la densité de la boue de forage au-delà de laquelle la formation peut être envahie par la boue.

Enfin, l'examen des cartes géologiques et des rapports géologiques ne permet pas d'identifier des suintements de pétrole ou des émanations de gaz naturel en surface dans la région (1961TC000-02). Tout au plus est-il possible de relever des traces de pétrole dans les roches à l'affleurement, mais qui ne forment jamais de suintements à proprement parler (Aubert de la Rue, 1941). Toutefois en l'absence d'étude hydrogéologique, on ne peut exclure que des hydrocarbures liquides ou gazeux soient présents à l'état naturel dans l'aquifère. De fait, des indications indirectes suggèrent que des indices de pétrole et de gaz naturel ont pu être rencontrés par le passé dans des sondages stratigraphiques peu profonds entre 9 m et 600 m réalisés dans la région (Petrolympic, 2014). Les données manquent toutefois pour donner substance et signification à ces informations.

## 2.2 Sous-surface

### 2.2.1 Fluides

Les communiqués de presse diffusés par l'opérateur indiquent que le gaz analysé dans le puits CZ014 est principalement constitué de méthane ( $\text{CH}_4$ ) (89 %) et est dépourvu de sulfure d'hydrogène ( $\text{H}_2\text{S}$ ). De l'eau saline est également présente (Ressources et Énergie Squatex, 2013). Dans le puits CZ017, le  $\text{CH}_4$  est également présent ainsi qu'une quantité appréciable de condensats (de l'ordre de 100  $\text{mL/m}^3$ ) et pas de  $\text{H}_2\text{S}$  (Ressources et Énergie Squatex, 2015). Du pétrole lourd est aussi documenté dans ce puits, avec un faible contenu en soufre (0,953 %). Des indices de gaz sont également enregistrés dans la Formation de Saint-Léon à 693 et 820 m et dans la Formation de Val Brillant à 1896 m (Ressources et Énergie Squatex, 2015).

Si un peu de gaz naturel a été détecté dans les forages pétroliers et gaziers anciens, on ne dispose toutefois pas de rapports d'analyses pour les fluides, à l'exception d'une analyse d'eau échantillonnée à la faveur d'un essai aux tiges dans le puits C088 entre 1802 et 1809 m. L'échantillon analysé contient 67 200 mg/L d'ions chlorures et est dépourvu de  $\text{H}_2\text{S}$  (1969OC088-13).

En dépit de la faible densité de données disponibles pour caractériser les phases fluides en profondeur dans la structure de Massé, il est important de souligner que cette région était historiquement considérée comme peu favorable à la présence d'hydrocarbures liquides, mais que les récents travaux d'exploration et la découverte de la structure de Massé viennent modifier sensiblement cette perspective (Séjourné et Malo, 2015).

### 2.2.2 Pressions

Un seul essai aux tiges a été réalisé dans la Formation de Sayabec dans la région (puits F005). La pression mesurée est faible (gradient estimé de 6,64 kPa/m) et les résultats indiquent une faible perméabilité, ce qui est cohérent avec ce que l'on sait de la Formation de Sayabec à l'échelle régionale (Lavoie, 2009). Ces données ne reflètent toutefois pas les propriétés d'un véritable réservoir, comme celui qui semble avoir été découvert dans la structure de Massé, et des pressions plus importantes peuvent être anticipées dans le cas d'un réservoir présentant une meilleure perméabilité. Les communiqués de presse de l'opérateur rapportent ainsi que des

indices de gaz et une légère surpression ont été observés dans la structure de Massé, mais on ne dispose encore d'aucune donnée chiffrée pour apprécier ce paramètre (Ressources et Énergie Squatex, 2013, 2015).

### **2.2.3 Structuration**

Plusieurs failles et zones de fractures ont été intersectées dans les forages pétroliers et gaziers de la région, mais ces structures ne coïncident pas avec des surpressions ni même des indices de gaz ou des venues d'eau notables à l'extérieur du réservoir. Tout au plus, des pertes de circulation paraissent associées à des réseaux de fractures naturelles dans les premiers 250 m sous la surface (voir section 2.1.2), mais le phénomène n'est pas documenté à plus grande profondeur, autant dans la roche-couverture que dans le réservoir lui-même.

La Formation de Sayabec, identifiée comme réservoir dans la structure de Massé, peut être localement intensément fracturée, d'après les diagraphies acoustiques du puits C088 (1969OC088-03), et produire de l'eau saline (essai aux tiges dans le puits F005).

Régionalement, des dykes ou intrusions sont rapportés localement en surface et en forage (puits C086; 1970TC000-07), mais leur présence dans la structure de Massé elle-même semble peu probable sur la base des données aéromagnétiques disponibles. Par ailleurs, la présence de roches ultramafiques dans le puits C086 ne paraît pas associée à un risque géologique particulier.

Enfin, les rapports de fin de forage indiquent que les trépans peuvent subir une déviation appréciable par rapport à la trajectoire verticale planifiée, jusqu'à 18° à 1590 m dans le cas du puits F005 et jusqu'à 22° à 1850 m dans le cas du puits C088 (F005-01; 1969OC088-12). Ce phénomène est vraisemblablement dû à la forte structuration et à l'inclinaison des couches dans la région et un risque similaire peut être anticipé dans le cas de la structure de Massé.

### **2.2.4 Minéralogie des argiles**

La présence de minéraux argileux peut entraîner certains problèmes opérationnels durant les phases de forage, de production et d'abandon, selon la nature des phases argileuses en présence. Le Tableau 1 résume les principaux impacts que la présence de minéraux argileux en abondance peut avoir sur le trou de forage. À ces impacts, il faut ajouter en corolaire des problèmes liés à une mauvaise cimentation des coffrages lorsque la rugosité du trou de forage devient trop importante.

Aucune étude systématique de la minéralogie des argiles n'est disponible dans la région d'intérêt. Seules quelques données fragmentaires sont disponibles pour le puits F005 (1974OF005-07), qui indiquent la présence de 10 à 35 % de minéraux argileux à 30 m de profondeur, 30 % à 305 m et 5 % à 902 m, dans la Formation de Saint-Léon. L'analyse d'un échantillon prélevé en surface à proximité du forage, également dans la Formation de Saint-Léon, n'indique pas la proportion de la phase argileuse par rapport aux autres phases minérales, mais a toutefois le mérite de distinguer les différents types de minéraux argileux (1974OF005-05). Pour cet échantillon, on relève ainsi

55 % d'illite, 20 % d'illite/smectite interstratifiées et 25 % de chlorite. La pauvreté statistique de ces données ne permet pas de leur conférer une quelconque valeur régionale.

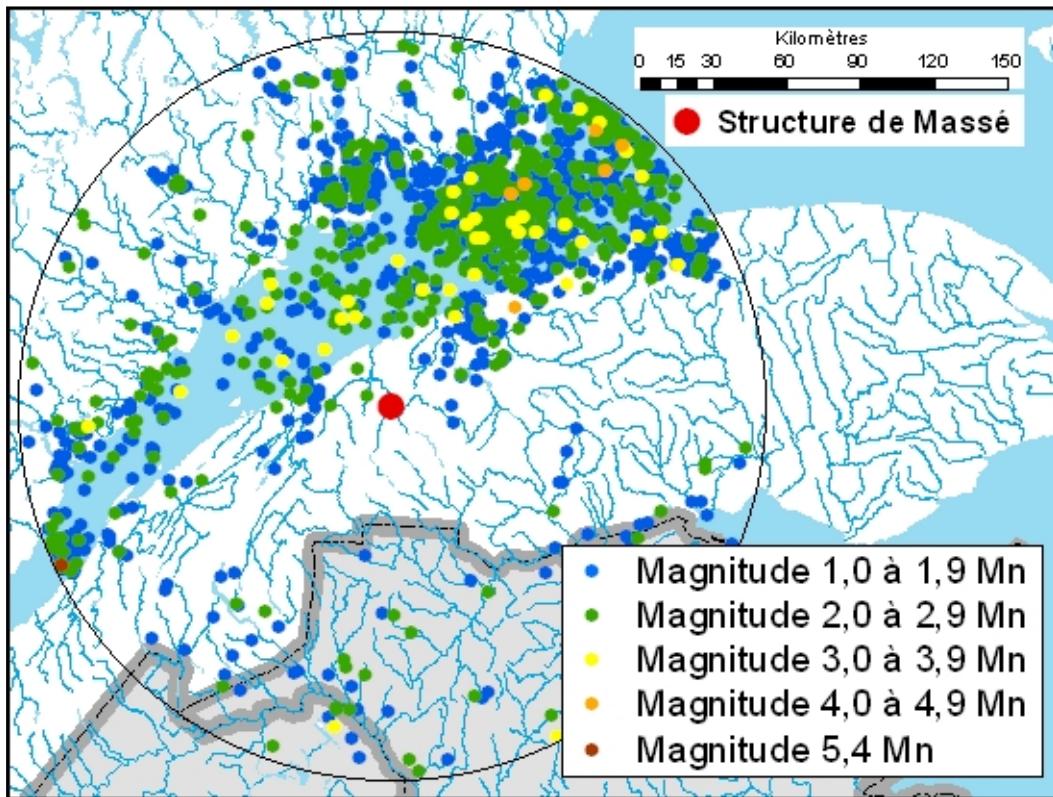
**Tableau 1 : Résumé des principaux impacts que la présence de minéraux argileux en abondance peut avoir sur le trou de forage.**

Types d'argiles	Incidence typique sur le trou de forage
smectite, illite	Rétrécissement dû au gonflement Élargissement dû à l'érosion Rugosité due aux interlits plus résistants Anneaux de boue et blocage de la circulation Perte d'adhérence du trépan
illite, interstratifiés	Rétrécissement dû au gonflement Élargissement dû à l'érosion Perte d'adhérence marquée du trépan Éboulements occasionnels
illite, possiblement smectite	Éboulements ( <i>sloughing, caving</i> ) Accumulation de débris Rétrécissement dû au confinement
illite, kaolinite, chlorite	Éboulements ( <i>sloughing, caving</i> ) Effondrement ( <i>collapse</i> ) Rupture retardée, perte d'intégrité

### 2.2.5 Aléa sismique

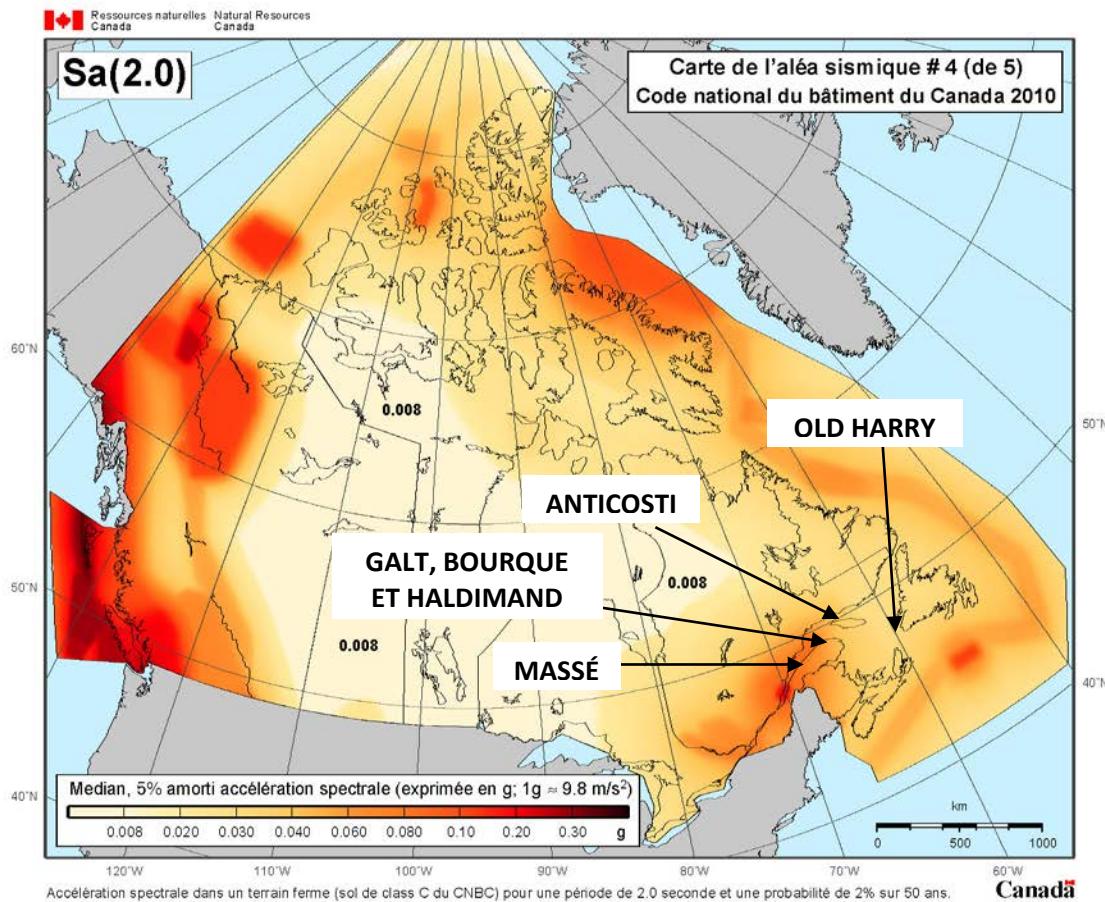
La sismicité naturelle dans la région de la structure de Massé peut être appréciée à partir de la Base nationale de données sismologiques (BNDS, Tremblements de terre Canada, 2015). Une recherche dans cette base de données permet de relever, entre les années 1985 et 2015, 1702 séismes d'une magnitude supérieure à 1 Mn, dont l'épicentre se situait dans un rayon de 150 km de la structure. Le détail de ces événements sismiques se répartit ainsi : 1116 événements de magnitude 1 Mn, 539 événements de magnitude 2 Mn, 40 événements de magnitude 3 Mn, 6 événements de magnitude 4 Mn et 1 événement de magnitude 5,4 Mn (Figure 3). Ces séismes sont concentrés principalement dans l'estuaire du Saint-Laurent au nord-est de la structure et aucun n'est enregistré au niveau de la structure elle-même. On recense au Québec trois zones où l'activité sismique est importante, soit d'ouest en est la vallée de l'Outaouais jusqu'à Montréal, la région de Charlevoix et enfin l'estuaire du Saint-Laurent. C'est cette dernière zone qui concentre les séismes documentés dans un rayon de 150 km autour de la structure de Massé. Cette zone est sismiquement plus active que les zones de Charlevoix et de l'Outaouais, au sens où les séismes y sont plus fréquents, mais ils y sont également d'une intensité moindre que dans les deux autres zones (Lamontagne et al., 2003).

Dans la région étudiée les foyers de la plupart de ces séismes sont localisés entre 7 et 25 km de profondeur, ce qui les place dans le socle précambrien, bien en-dessous de la couverture sédimentaire (Lamontagne et al., 2003). Ces données sont complétées par une compilation historique qui indique qu'aucun séisme de magnitude supérieure à 5,4 Mn n'a été enregistré dans la même région avant 1985 (Halchuk, 2009).



**Figure 3 : Localisation de l'épicentre des séismes enregistrés entre le 1<sup>er</sup> janvier 1985 et le 20 septembre 2015 dans un rayon de 150 km autour du centre de la structure de Massé.**  
Source : Tremblements de terre Canada (2015).

Un facteur important qui influence la dissipation de l'énergie en surface et donc son impact sur les bâtiments est la nature des sols. Le couvert de sédiments meubles dans la région de la structure de Massé est généralement peu épais (voir section 2.1.1 ci-dessus), de sorte que les ouvrages peuvent aisément être implantés directement sur le socle rocheux, ce qui minimise l'impact possible d'un séisme. La carte de l'aléa sismique pour l'ensemble du Canada qui est reproduite à la Figure 4 montre l'accélération spectrale dans un terrain ferme soit un sol de classe C (CACNB, 2010) pour une période de 2,0 secondes et une probabilité de 2 % sur 50 ans. La localisation approximative de la structure Massé sur cette carte situe la structure dans une zone d'aléa sismique modéré caractérisée par une accélération spectrale de l'ordre de 0,06 g à 0,08 g soit environ  $0,6 \text{ m/s}^{-2}$  à  $0,8 \text{ m/s}^{-2}$ .



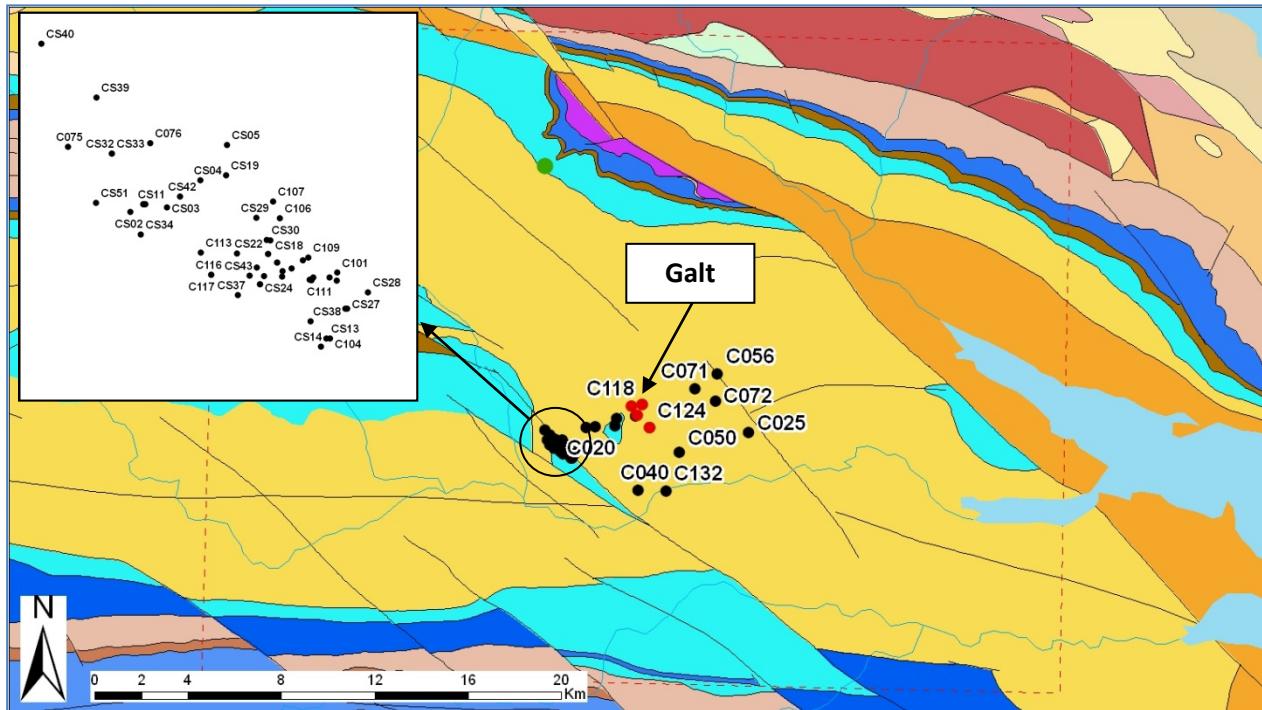
**Figure 4 : Carte de l'aléa sismique montrant l'accélération spectrale au Canada et la localisation approximative des structures et des régions considérées. Les conditions considérées sont un terrain ferme (sol de classe C), une période de 2,0 secondes et une probabilité de 2 % sur 50 ans. Source : Tremblements de terre Canada (2015).**

### 3. Structure de Galt

La structure de Galt est localisée en Gaspésie à l'ouest de la ville de Gaspé. Cette structure a été mise en évidence à la faveur de plusieurs campagnes successives de forages pétroliers et gaziers. Le plus ancien forage remonte à 1943 (C021). Le puits le plus récent pour lequel des données publiques sont disponibles est le C132, foré en 2006. Les données d'un forage réalisé en 2012 (C139) de même que les données de sa réentrée horizontale en 2014 (C139-R1) ne sont pas encore publiques.

Parce que la structure de Galt est étendue et n'a encore été traversée que par un nombre restreint de puits, le champ d'investigation a été étendu à d'autres puits forés dans la région bien que ceux-ci n'aient pas été implantés directement sur la structure. Soixante-dix-sept puits pétroliers et gaziers ont ainsi été examinés au total, de même que les données géologiques régionales du feuillet SNRC 22A15. La Figure 5 illustre la localisation de la structure de Galt et des forages

examinés. La géologie régionale et le potentiel économique anticipé de cette structure sont présentés dans Malo et al. (2015b) et dans Séjourné et Malo (2015).

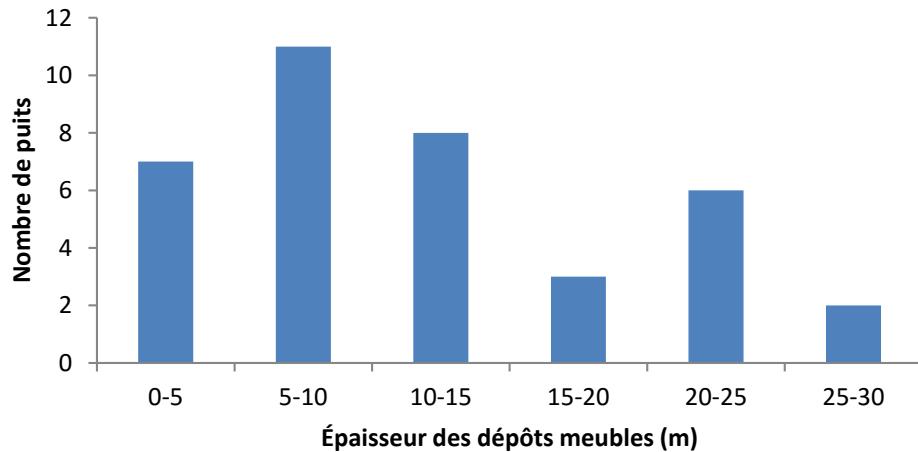


**Figure 5 : Région considérée pour la structure de Galt. Les forages réalisés sur la structure sont indiqués en rouge, les forages plus anciens en noir, et le feuillet NTSC considéré est délimité en pointillés rouges. Une source sulfureuse mentionnée dans le texte à la section 3.1.2 ci-dessous est indiquée par un point vert au nord de la structure. La géologie est présentée dans Malo et al. (2015b) et dans Séjourné et Malo (2015).**

### 3.1 Surface et sous-surface peu profonde

#### 3.1.1 Sédiments quaternaires

L'épaisseur des dépôts meubles dans la région varie de 3 à 28 m d'après les données de forage disponibles (Figure 6). La compilation géologique des formations superficielles (Veillette et Cloutier, 1993) indique que la structure de Galt est localisée dans une région où dominent les dépôts glaciaires sur une épaisseur d'un mètre ou plus.



**Figure 6 : Épaisseur des dépôts meubles rencontrés en forage dans la région de la structure de Galt.**

### 3.1.2 Hydrogéologie

Très peu d'informations sont disponibles pour caractériser le contexte hydrogéologique de la structure de Galt, et une recherche dans la banque de données SIH n'a pas permis de relever aucun puits foré pour l'eau dans un rayon de 5 km autour de la structure.

Les rapports de fin de forage des puits pétroliers et gaziers sont présentement les seuls à même d'apporter quelque information sur la nature des fluides rencontrés à faible profondeur dans la région (Tableau 2). Ainsi, l'eau douce est rencontrée en forages jusqu'à 74,7 m au maximum (puits C020) et l'eau saline est documentée à partir de 120,4 m de profondeur (puits C040). Du pétrole et du gaz naturel semblent être présents aux mêmes profondeurs que l'eau douce, soit dès 40 m de profondeur pour le pétrole (puits C118) et dès 85 m de profondeur pour le gaz (puits C126). Des suintements de pétrole en surface sont également rapportés dans la région (1950OC079-03).

Enfin, la présence de soufre est rapportée localement en surface et à faible profondeur, en dehors de la structure de Galt proprement dite. Ainsi, une « eau sulfureuse » est mentionnée à environ 50 m de profondeur dans le puits CS03 (Tableau 2) et une « odeur d'œufs pourris » était encore perceptible en ouvrant la valve du puits au moment de son abandon (1983OCS03-01), voire se dégageait encore en surface lors de l'inspection des puits CS28 et CS42 (1985OCS42-01; 1985OCS28-01). Une source sulfureuse naturelle est également documentée une dizaine de kilomètres au nord de la structure, au contact entre les formations de York River et de Forillon (Figure 5; 1968TC000-04), et des bulles de gaz sont observées à cet endroit (1965TC000-01). Aucune analyse n'est disponible pour déterminer la nature et la source de ces émanations. À d'aussi faibles profondeurs, le H<sub>2</sub>S peut être produit par des bactéries sans impliquer une source géologique profonde, de sorte que ces évidences ne doivent pas être considérées comme dénotant nécessairement la présence de H<sub>2</sub>S en profondeur.

**Tableau 2 : Indices d'eau, de gaz et de pétrole documentés à moins de 200 m de profondeur dans les puits pétroliers et gaziers forés dans la région de la structure de Galt. Sources : Données de base tirées de SIGPEG (2015), complétées par les rapports de fin de forage.**

Puits	Indice	Sommet (m)	Base (m)
C019	Pétrole	176,8	178,3
C020	Eau douce	45,1	46,3
C021	Eau douce	19,8	
C021	Eau douce	44,8	
C021	Eau douce	74,7	
C021	Gaz	125,6	
C040	Eau saline	120,4	
C040	Eau saline	134,1	
C040	Eau saline	179,8	
C075	Gaz	78,6	
C101	Pétrole	15,0	58,8
C102	Pétrole	25,0	76,0
C103	Pétrole	33,2	34,0
C103	Pétrole	59,1	59,9
C107	Pétrole	162,0	170,7
C108	Pétrole	36,0	138,7
C109	Pétrole	69,0	70,8
C113	Pétrole	100,6	
C117	Eau	134,0	140,0
C117	Pétrole	134,0	140,0
C118	Pétrole	40,0	144,0
C126	Gaz	85,0	
CS03	Eau sulfureuse	50,0	

Puits	Indice	Sommet (m)	Base (m)
CS03	Pétrole	50,0	
CS06	Pétrole	47,5	59,0
CS10	Pétrole	25,5	76,5
CS12	Pétrole	31,0	62,5
CS13	Pétrole	12,2	18,3
CS13	Pétrole	34,7	37,8
CS20	Pétrole	70,7	74,5
CS21	Pétrole	38,4	89,3
CS23	Eau	36,6	
CS23	Pétrole	37,8	
CS23	Pétrole	41,2	
CS23	Pétrole	75,6	78,7
CS24	Eau	39,3	41,8
CS24	Pétrole	43,6	
CS24	Pétrole	68,9	82,3
CS24	Pétrole	110,7	
CS33	Pétrole	184,0	320,0
CS34	Pétrole	170,0	300,0
CS37	Pétrole	185,0	260,0
CS39	Pétrole	164,0	285,0
CS42	Pétrole	125,0	205,0
CS43	Pétrole	112,0	260,0

Des pertes de circulation sont également enregistrées près de la surface dans certains forages, dans les grès de la Formation de York River. Plus précisément, de telles pertes de circulation sont rapportées dans le puits C118 entre 16 et 23 m et à 77 m de profondeur (1990OC118-01), et dans le puits C122 entre 67 et 235 m de profondeur (1999OC122-01). Considérant que la Formation de York River est très peu perméable à l'échelle régionale (Lavoie, 2009), il est suggéré ici que ces pertes de circulation dénotent l'existence d'un réseau de fractures naturelles perméables développé localement dans le roc jusqu'à 235 m de profondeur au moins. Fait notable, de nombreuses sources d'eau et suintements de pétrole sont également rapportés en surface au contact entre les formations de York River et de Forillon (1894OC43-71), et il est probable que cette interface exerce également un contrôle sur l'écoulement des eaux en sous-surface.

Si l'association des hydrocarbures à l'eau douce est un phénomène naturel avéré dans la région et particulièrement au niveau de la structure de Galt, leur présence dans l'environnement peut

également résulter d'une contamination anthropique comme c'est le cas dans un secteur d'environ 1 km<sup>2</sup> immédiatement à l'ouest de la structure, où des suintements de pétrole ont historiquement attiré l'attention et où près de 60 puits ont été forés entre 1888 et 1988. De plus, une partie de ces puits n'ont pas été abandonnés de manière adéquate, certains ont même été laissés ouverts permettant ainsi aux fluides de s'écouler librement en surface jusqu'à ce que le MERN entreprenne un programme de fermeture en 1999 (1999TC000-01). Ainsi, les rapports d'inspection font état de plusieurs cas où du pétrole et de l'eau s'écoulaient autour du puits au moment de l'inspection, tel le puits C105 où l'eau et le pétrole forment un ruisseau (1984OC105-01) ou le puits CS08 dont le débit paraît plus lent (1983OCS08-01). Dans d'autres cas, des traces ou des odeurs d'hydrocarbures sont remarquées sur le site, tels les puits C109, C111, CS07, CS21, CS29, CS32 et CS33 (1984OC109-01; 1984OC111-01; 1983OCS07-01; 1984OCS21-01; 1985OCS29-01; 1985OCS32-01; 1985OCS33-01). Dans un cas (puits C113), l'inspection a révélé que du gaz sous pression était encore présent dans le tubage et éjectait occasionnellement de l'eau et du pétrole hors du puits (1985OC113-01). L'un de ces puits a pu être localisé mais n'était pas accessible et n'a pu être fermé (puits C101; 1983OC101-01). Douze autres puits n'ont pu être localisés et leur condition demeure inconnue : C104, CS01, CS02, CS11, CS13, CS14, CS17, CS19, CS22, CS23, CS24 et CS31.

Il s'agit-là d'un phénomène anthropique sans lien direct avec les possibles risques géologiques présents dans la région de la structure de Galt, mais qui mérite d'être signalé ici car il pourrait être la cause localement d'une incidence environnementale certaine. À ce titre, il est suggéré ici de procéder à un suivi de l'écosystème et de l'hydrogéologie de ce secteur afin d'observer les impacts de cette contamination sur l'environnement et comment celui-ci a pu éventuellement se régénérer après la fermeture des puits.

## 3.2 Sous-surface

### 3.2.1 Fluides

Les fluides documentés à faible profondeur dans la section 3.1.2 sont également présents à plus grande profondeur dans la couverture et le réservoir de la structure de Galt. De nombreux indices (Tableau 3) et analyses (Tableau 4) d'eau, de gaz et de pétrole permettent d'établir un portrait clair de la nature des fluides en présence.

Une eau saumâtre faiblement saline (68 à 230 mg/L de chlorures) est documentée à 297 m de profondeur dans le puits C124, mais dans l'ensemble les eaux rencontrées en profondeur sont salines (jusqu'à 16 000 mg/L de chlorures dans le puits C132). Le pétrole analysé (puits C019, C100, C106, C124, C132 et CS51) est essentiellement un pétrole léger dans le réservoir (entre 40,9° et 48,6°API), mais il peut évoluer vers un pétrole lourd et dégradé près de la surface (24,4°API à 60 m de profondeur pour le puits C106 et 28,2°API pour le puits CS51 – profondeur inconnue mais faible). Les échantillons de pétrole analysés contiennent systématiquement peu de soufre, même dans le cas des pétroles lourds, soit entre 0,1 et 0,9 % au maximum (puits C019, C100, C106 et CS51). Le gaz naturel analysé (puits C100, C124, C124-R1, C126 et C132)

comprend une forte proportion de CH<sub>4</sub>, généralement supérieure à 83 % (mais aussi basse que 65,6 % et 76,0 % dans deux analyses pour le puits C100) associé à des condensats.

**Tableau 3 : Indices d'eau, de gaz et de pétrole documentés à plus de 200 m de profondeur dans les puits pétroliers et gaziers forés dans la région de la structure de Galt. Sources : Données de base tirées de SIGPEG (2015), complétées par les rapports de fin de forage.**

Puits	Indice	Haut (m)	Bas (m)	Puits	Indice	Haut (m)	Bas (m)	Puits	Indice	Haut (m)	Bas (m)
C019	Gaz	218,5		C056	Pétrole	946,4		C122	Gaz	943,0	944,0
C019	Eau	256,0	256,9	C071	Eau saline	282,5		C122	Gaz	946,0	947,0
C019	Gaz	256,0	256,9	C071	Eau saline	571,5		C122	Gaz	1012,0	1014,0
C019	Pétrole	256,0	256,9	C071	Gaz	586,7		C122	Gaz	1016,0	1017,0
C019	Gaz	260,9		C071	Gaz	668,4		C124	Gaz	2005,0	2005,0
C019	Gaz	282,5	282,9	C071	Pétrole	668,4		C124	Pétrole	2005,0	2060,0
C019	Pétrole	282,5	282,9	C071	Pétrole	676,0		C124-R1	Gaz	2249,0	2249,0
C020	Eau saline	489,5	491,3	C071	Pétrole	676,0		C124-R1	Gaz	2283,0	2283,0
C020	Eau saline	588,0	588,9	C072	Eau saline	291,1		C124-R1	Gaz	2312,0	2312,0
C020	Gaz	588,0	588,9	C072	Pétrole	618,7		C124-R1	Gaz	2330,0	2330,0
C020	Gaz	848,0	851,6	C072	Eau saline	636,7		C124-R1	Gaz	2338,0	2338,0
C020	Pétrole	848,0	851,6	C100	Pétrole	993,0	1008,0	C124-R1	Gaz	2358,0	2358,0
C020	Gaz	852,2	852,8	C100	Gaz	993,0	1008,0	C126	Pétrole	1643,0	1643,0
C020	Pétrole	852,2	852,8	C100	Pétrole	1005,0	1055,0	C126	Gaz	1685,0	1685,0
C021	Gaz	253,9	257,9	C100	Pétrole	1290,0	1340,0	C126	Pétrole	1686,0	1686,0
C021	Pétrole	258,2		C100	Gaz	1294,0	1309,0	C126	Gaz	2063,0	2063,0
C021	Eau saline	288,0		C100	Gaz	1653,0	1681,0	C126	Gaz	2123,0	2123,0
C021	Pétrole	738,8		C100	Gaz	1905,0	1955,0	C126	Gaz	2168,0	2168,0
C040	Eau saline	210,3		C100	Gaz	2245,0	2290,0	C126	Gaz	2183,0	2183,0
C040	Pétrole	777,2		C100	Gaz	2292,0	2353,0	C126	Gaz	2231,0	2231,0
C040	Pétrole	899,2		C100-R1	Pétrole	985,0	1320,0	C126	Gaz	2243,0	2243,0
C040	Pétrole	899,2		C113	Pétrole	230,0	260,0	C132	Gaz	251,0	251,0
C050	Pétrole	812,0		C114	Pétrole	243,0	320,0	C132	Gaz	279,0	279,0
C050	Pétrole	812,0		C115	Pétrole	301,0	303,0	C132	Pétrole	680,0	840,0
C050	Pétrole	865,6		C117	Pétrole	300,0		C132	Gaz	995,0	1000,0
C056	Gaz	713,8		C117	Pétrole	953,0		C132	Gaz	1348,0	1348,0
C056	Pétrole	713,8		C122	Gaz	499,0	501,0	C132	Pétrole	1348,0	1348,0
C056	Eau saline	716,9		C122	Gaz	722,0	722,0	C132	Gaz	1348,0	1364,0
C056	Eau saline	897,6		C122	Gaz	738,0	741,0	C132	Pétrole	1348,0	1364,0
C056	Gaz	897,6		C122	Gaz	784,0	784,0	C132	Gaz	1370,0	1370,0
C056	Pétrole	897,6		C122	Gaz	791,0	791,0	C132	Pétrole	1442,0	1442,0
C056	Eau saline	908,3		C122	Gaz	834,0	834,0	C132	Gaz	1490,0	1495,0
C056	Eau saline	946,4		C122	Gaz	850,0	850,0	CS40	Pétrole	210,0	270,0
C056	Gaz	946,4		C122	Gaz	857,0	857,0				

**Tableau 4 : Analyses de fluides disponibles pour les puits pétroliers et gaziers forés dans la région de la structure de Galt. Sources : Données de base tirées de SIGPEG (2015), complétées par les rapports de fin de forage.**

Puits	Analyse	Sommet (m)	Base (m)	Remarques
C019	Pétrole	282,5	282,8	soufre = 0,1 %
C021	Eau	288,0		eau saumâtre
C100	Gaz	993,0	1008,0	H <sub>2</sub> S = nil
C100	Gaz	1294,0	1309,0	H <sub>2</sub> S = nil
C100	Gaz	1653,0	1681,0	H <sub>2</sub> S = nil
C100	Gaz	1905,0	1955,0	H <sub>2</sub> S = nil
C100	Gaz	2245,0	2290,0	H <sub>2</sub> S = nil
C100	Gaz	2292,0	2353,0	H <sub>2</sub> S = nil
C100	Pétrole	993,0	1008,0	soufre = 0,3 %
C100	Pétrole	1005,0	1055,0	soufre = 0,9 %
C100	Pétrole	1290,0	1340,0	soufre = 0,9 %
C100	Pétrole	1294,0	1309,0	soufre = 0,267 %
C101	Eau			eau douce; H <sub>2</sub> S = nil
C106	Pétrole	60,0		soufre = 0,24 %
C124	Eau	297,0	297,0	chlorures = 68 mg/L
C124	Eau	297,0	297,0	chlorures = 230 mg/L
C124	Gaz			H <sub>2</sub> S = ?
C124	Pétrole	1400,0	2247,0	soufre = ?
C124-R1	Gaz	2265,0		H <sub>2</sub> S = ?
C126	Gaz			H <sub>2</sub> S = ?
C132	Eau	0,0	288,0	chlorures = 6800 mg/L
C132	Eau	0,0	288,0	chlorures = 7200 mg/L
C132	Eau	0,0	1225,0	chlorures = 16 000 mg/L
C132	Gaz			H <sub>2</sub> S = ?
C132	Pétrole	1339,0	1353,0	soufre = ?
C132	Pétrole	1345,0		soufre = ?
CS51	Pétrole			soufre = 0,07 %
CS51	Pétrole			soufre = 0,06 %

Le gaz analysé est peu corrosif et contient généralement très peu de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), soit moins de 0,09 % seulement, sauf dans un cas anecdotique où la proportion de CO<sub>2</sub> s'élève à 8,5 % (puits C132). La concentration en H<sub>2</sub>S dans les gaz n'a été analysée que dans le cas des échantillons prélevés dans le puits C100. Pour ce puits, la concentration en H<sub>2</sub>S est systématiquement nulle. On ne dispose pas de telles analyses pour les puits récents, mais du H<sub>2</sub>S a été détecté en surface de manière ponctuelle pendant le forage des puits C126 et C132. Dans le premier cas, de 8 à 10 ppm de H<sub>2</sub>S ont été détectés immédiatement après qu'un feu soit survenu

en fond de trou durant le forage à l'air (2003OC126-03). Aucune évidence de H<sub>2</sub>S n'a été enregistrée avant ou après cet incident et la cause la plus vraisemblable est d'origine opérationnelle, soit une réaction particulière durant la combustion. Ce cas ne semble donc pas dénoter la présence de H<sub>2</sub>S dans les fluides présents à l'état naturel. Dans le cas du puits C132 (2006OC132-02), du H<sub>2</sub>S a été détecté en surface au mélangeur puis au détecteur de gaz lorsque le forage avait atteint les profondeurs de 857 m (6 ppm), 945 m (8 à 15 ppm) et 1036 m (10 à 15 ppm). L'origine de ces trois épisodes successifs mais ponctuels demeure à élucider. La géologie régionale n'est pas favorable à la genèse du H<sub>2</sub>S en Gaspésie (absence de sulfates notamment) et à l'échelle locale les données disponibles pour le cœur de la structure (voir paragraphe précédent) confirment que le H<sub>2</sub>S n'est pas présent et que le pétrole contient très peu de soufre, de sorte qu'il est difficile d'envisager que du H<sub>2</sub>S soit réellement présent en quantité significative dans la structure. Toutefois, le puits C132 lui-même est localisé en dehors de la zone prospective de la structure de Galt et on ne dispose pas d'analyses de laboratoire pour ce puits qui permettraient de quantifier la présence éventuelle de H<sub>2</sub>S dans le gaz, ni la présence de soufre dans le pétrole. Une hypothèse avancée par l'opérateur est que le H<sub>2</sub>S détecté de manière ponctuelle dans le puits C132 pourrait trouver son origine dans une réaction chimique entre les hydrocarbures et le savon utilisé durant le forage à l'air, qui contenait des sulfates. Les données disponibles ne permettent pas de déterminer la cause ultime de la présence de H<sub>2</sub>S dans ce puits et cette observation apparaît anecdotique en regard de l'absence évidente de H<sub>2</sub>S à l'échelle régionale en profondeur, même si des évidences locales sont rapportées à faibles profondeurs (voir section 3.1.2 ci-dessus). Toutefois, des seuils de 10 à 15 ppm sont proches de la limite d'exposition permise pour les travailleurs et il convient de demeurer vigilant sur ce point.

### **3.2.2 Pressions**

En dépit du nombre élevé de forages réalisés dans la région, peu de données de pression exploitables sont disponibles pour tenter de définir la pression des fluides dans la structure de Galt. Des essais aux tiges ont été réalisés dans les puits C100 et C132 avec des résultats variables. Sur la base de ces essais, le gradient de pression de fluides peut être estimé entre 8,5 et 10,7 kPa/m, mais les résultats indiquent le plus souvent que le réservoir est légèrement sous-pressurisé et peu perméable. Des tests plus concluants sont attendus pour le puits C139-R1, mais les résultats ne sont pas encore du domaine public.

Les résultats de plusieurs tests d'épanchement (en anglais, *leak-off tests*) sont disponibles pour les puits C100, C124, C126 et C132, mais ils sont difficilement exploitables et ressemblent davantage à des tests de limites (en anglais, *limit tests*), de sorte que leur signification demeure ambiguë et ces données ne seront pas discutées plus avant ici.

Dans l'ensemble, les indices de gaz rencontrés durant les opérations de forage ont pu être contrôlés simplement en augmentant la densité de la boue de forage, sans représenter de problème opérationnel particulier.

Fait notable, lors de la réentrée du puits C100, une surpression légère a été rencontrée entre deux bouchons de ciment coulés à l'intérieur du coffrage de surface (1983OC100-03). Cette surpression a été contrôlée sans difficulté, mais sa présence indique que le ciment destiné à obturer le coffrage de surface et à prévenir la venue de fluides n'était pas étanche. Bien que la cause de cette surpression soit de nature anthropique et non géologique, il apparaît important de le consigner ici car ce phénomène peut avoir une incidence sur la sécurité des opérations dans le cas d'une future réentrée, de même qu'une incidence environnementale à court ou à long terme.

### **3.2.3 Structuration**

Plusieurs failles et intervalles fracturés ont été intersectés dans les forages pétroliers et gaziers réalisés dans la région, et la genèse du réservoir et la migration du pétrole dans la structure de Galt apparaissent fortement contrôlées par les failles et les réseaux de fractures naturelles. Ces structures ne semblent toutefois pas être associées à des surpressions significatives même si les indices de gaz ou les venues d'eau sont souvent corrélés à l'augmentation de la densité des fractures naturelles.

Il faut souligner ici que les intervalles les plus fracturés, qui correspondent au réservoir de la structure de Galt, sont mécaniquement moins stables que la couverture et sont davantage susceptibles de créer des éboulements.

La complexité tectonique de la structure de Galt a toutefois une incidence sur la déviation naturelle que peut subir le trépan durant le forage. Les rapports de fin de forage indiquent ainsi que les trépans peuvent subir une déviation appréciable par rapport à la trajectoire verticale planifiée, jusqu'à 14° à 1067 m dans le cas du puits C122 (1999OC122-02) et jusqu'à 24° à 2217 m dans le cas du puits C124 (1999OC122-02; 2002OC124-01). Dans le cas du puits C132, la déviation involontaire peut même commencer très près de la surface, dès 200 m (2006OC132-02). Ce phénomène est vraisemblablement dû à la forte structuration et à l'inclinaison des couches dans la région. À ce titre, il est important de pouvoir anticiper ce phénomène par un bon contrôle sismique car cela peut avoir une incidence sur la localisation du forage en surface : la difficulté que l'on a parfois à obtenir une image sismique de qualité en Gaspésie représente donc un risque géologique en soi.

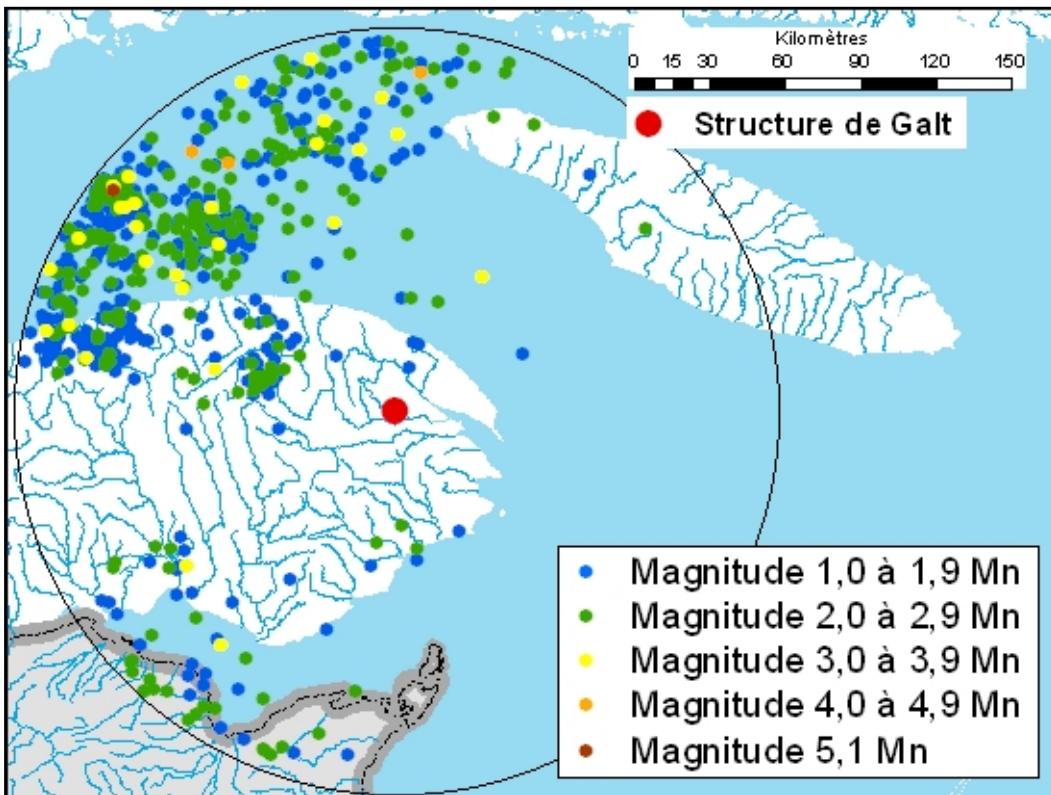
### **3.2.4 Minéralogie des argiles**

Aucune étude systématique de la minéralogie des argiles n'est disponible dans la région d'intérêt. Seules quelques données fragmentaires sont disponibles pour la Formation de Forillon, qui distingue environ 45 % d'illite, 45 % de chlorite et 10 % d'interstratifiés au maximum (1972TC000-01).

### **3.2.5 Aléa sismique**

La sismicité naturelle dans la région de la structure de Galt peut être appréciée à partir de la BNDS. Une recherche dans cette base de données permet de relever, entre les années 1985 et 2015, 771 séismes d'une magnitude supérieure à 1 Mn dont l'épicentre se situait dans un rayon de 150 km de la structure. Le détail de ces événements sismiques se répartit ainsi : 446 événements

de magnitude 1 Mn, 293 événements de magnitude 2 Mn, 28 événements de magnitude 3 Mn, 3 événements de magnitude 4 Mn et 1 événement de magnitude 5,1 Mn (Figure 7). Ces séismes sont concentrés principalement dans l'estuaire du Saint-Laurent au nord-ouest et au nord de la structure et aucun n'est enregistré à l'aplomb de la structure elle-même. Les foyers de la plupart de ces séismes sont localisés entre 7 et 25 km de profondeur, ce qui les place dans le socle précambrien, bien en-dessous de la couverture sédimentaire (Lamontagne et al., 2003). Ces données sont complétées par une compilation historique qui indique qu'aucun séisme de magnitude supérieure à 5,1 Mn n'a été enregistré dans la même région avant 1985 (Halchuk, 2009).



**Figure 7 : Localisation de l'épicentre des séismes enregistrés 1<sup>er</sup> janvier 1985 et le 20 septembre 2015 dans un rayon de 150 km autour du centre de la structure de Galt. Source : Tremblements de terre Canada (2015).**

Un facteur important qui influence la dissipation de l'énergie en surface et donc son impact sur les bâtiments est la nature des sols. Le couvert de sédiments meubles dans la région de la structure de Galt varie de 3 m à 28 m (Figure 6), de sorte que tous les ouvrages ne pourront pas être implantés directement sur le roc. La localisation approximative de la structure de Galt sur la carte de l'aléa sismique pour l'ensemble du Canada (Figure 4) situe la structure dans une zone de faible aléa sismique caractérisée par une accélération spectrale de l'ordre de 0,04 g soit environ  $0,4 \text{ m/s}^{-2}$ .

## 4. Structure de Bourque

La structure de Bourque est localisée en Gaspésie, entre les villes de Gaspé et Murdochville. La structure a été mise en évidence à la faveur de deux forages pétroliers et gaziers – C141 et C142 – réalisés en 2012. On ne dispose pas encore de données publiques pour ces puits via la base de données du MERN et seuls les communiqués de presse et les communications techniques diffusés par l'opérateur renseignent sur les caractéristiques du réservoir correspondant à la structure de Bourque, soit les calcaires naturellement fracturés et dolomités de la Formation de Forillon. La géologie régionale et le potentiel économique anticipé de cette structure sont présentés dans Malo et al. (2015b) et dans Séjourné et Malo (2015).

En l'absence de données publiques spécifiques à la structure de Bourque, le champ d'investigation a été élargi de manière à recenser les risques géologiques potentiels à l'échelle régionale pour la partie sud du feuillet SNRC 22H03 et la partie nord des feuillets 22A15 et 22A14. En dépit de cette couverture étendue, seuls sept forages pétroliers et gaziers ont été réalisés dans la région par le passé. Ces puits sont implantés en surface dans les formations de Forillon, d'Indian Cove ou de Saint-Léon, qui sont également traversées par les forages réalisés dans la structure Bourque, mais ils ne permettent pas de documenter les possibles risques géologiques associés aux formations de Battery Point et de York River, qui forment la roche-couverture de la structure proprement dite. La Figure 8 illustre la localisation des deux forages réalisés sur la structure de Bourque et des forages pétroliers et gaziers plus anciens.

### 4.1 Surface et sous-surface peu profonde

#### 4.1.1 Sédiments quaternaires

La structure de Bourque est située géographiquement dans le piedmont des Monts Chic-Chocs. À l'échelle régionale, l'épaisseur de dépôts meubles varie de 0 à 10 m d'après les quelques données de forage disponibles (6 puits seulement). Cette épaisseur n'est pas connue pour la structure de Bourque proprement dite, mais la compilation géologique des formations superficielles (Veillette et Cloutier, 1993) indique que la structure est localisée dans une région où le roc altéré est le plus souvent en surface, surmonté tout au plus d'une mince couche de colluvions. Plus spécifiquement pour les puits C141 et C142, ceux-ci sont implantés sur des colluvions selon cette même carte.

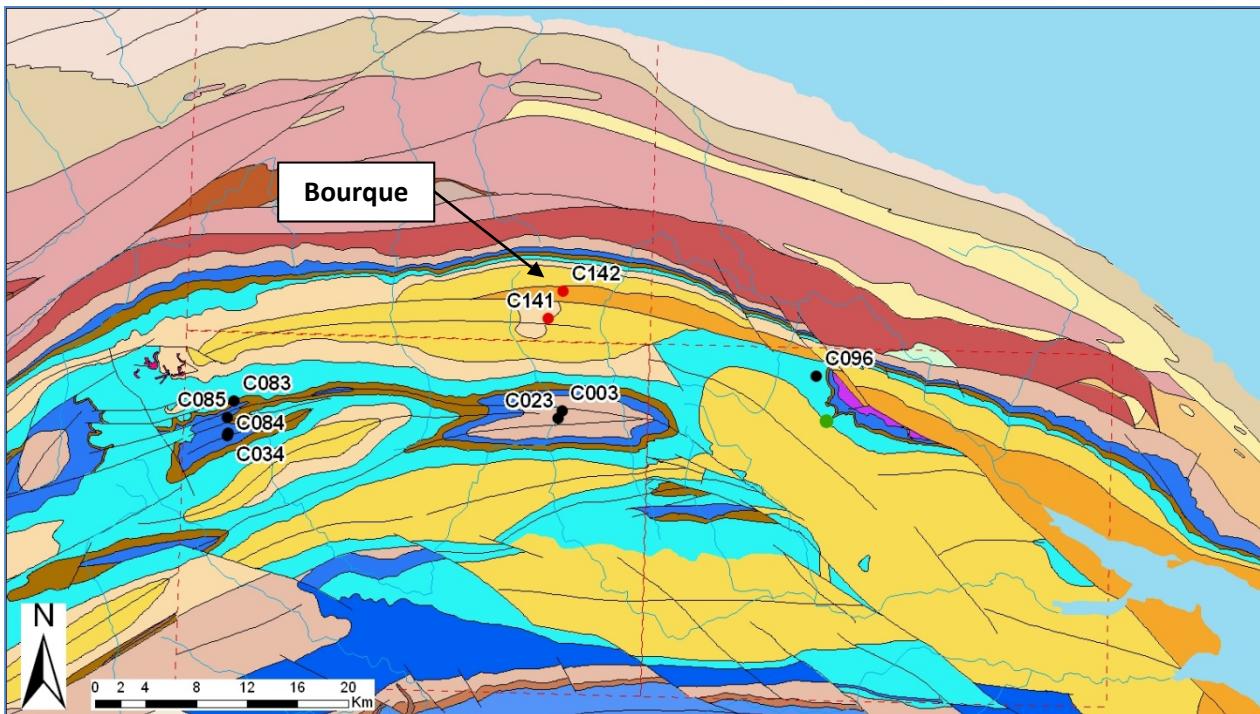
#### 4.1.2 Hydrogéologie

Très peu d'informations sont disponibles pour caractériser le contexte hydrogéologique de la structure de Bourque, et une recherche dans la banque de données SIH n'a pas permis de relever aucun puits foré pour l'eau dans un rayon de 5 km autour de la structure.

Les rapports de fin de forage des puits pétroliers et gaziers sont présentement les seuls à même d'apporter quelque information sur la nature des fluides rencontrés à faible profondeur dans la région (Tableau 5). Ainsi, l'eau douce est rencontrée en forage jusqu'à 17 m au maximum de manière certaine (puits C034). Des indices d'eau douce sont également rapportés jusqu'à 131 m (puits C023) voire jusqu'à 409 m (puits C003), mais dans ces deux cas les profondeurs ne sont pas diagnostiques car les coffrages de surface utilisés à l'époque n'étaient pas cimentés et des

venues d'eau douce à plus faible profondeur ont pu s'infiltrer jusqu'à la base du coffrage. La même mise en garde s'applique aux analyses d'eau disponibles pour le puits C085, qui indiquent que de l'eau douce (2,3 à 35,6 mg/L de chlorures) a été rencontrée entre 175 et 382 m. L'eau saline est documentée à partir de 213 m de profondeur dans le puits C034 et est associée à du gaz naturel. Le pétrole enfin, n'est rencontré dans les puits étudiés qu'au-delà de 380 m de profondeur (puits C085). La présence de soufre en surface ou à faible profondeur n'est pas rapportée dans la région étudiée, à l'exception de la source sulfureuse mentionnée à la section 3.1.2 et située à plus de 20 km au sud-est de la structure Bourque (Figure 8).

Des pertes de circulation sont également enregistrées près de la surface dans certains forages, soit lors du forage du trou conducteur du puits C096 (1979OC096-01) et jusqu'à environ 213 m de profondeur dans le puits C083. Dans ce dernier cas, c'est la présence d'un porphyre fracturé qui est la cause de cette perte de circulation (1964C083-02). La géologie de la structure de Bourque ne paraît pas propice à la présence de tels porphyres, qui sont typiques de la région de Murdochville où le puits C083 est implanté. Enfin, une perte de circulation atypique est mentionnée dans le cas du puits C096, où le ciment injecté lors de l'abandon du puits n'a pas atteint la hauteur désirée vraisemblablement parce qu'il a partiellement envahi la formation entre 305 et 285 m de profondeur (1979OC096-01).



**Figure 8 : Région considérée pour la structure de Bourque. Les forages réalisés sur la structure sont indiqués en rouge, les forages plus anciens en noir, et les feuillets NTSC considérés sont délimités en pointillés rouges. Une source sulfureuse mentionnée dans le texte à la section 4.1.2 ci-dessous est indiquée par un point vert au sud-est de la structure. La géologie est présentée dans Malo et al. (2015b) et dans Séjourné et Malo (2015).**

**Tableau 5 : Indices d'eau, de gaz et de pétrole documentés dans les puits pétroliers et gaziers forés dans la région de la structure de Bourque. Sources : Données de base tirées de SIGPEG (2015), complétées par les rapports de fin de forage.**

Puits	Indice	Sommet (m)	Base (m)		Puits	Indice	Sommet (m)	Base (m)
C003	Eau douce	13,7	15,2		C034	Eau saline	304,8	
C003	Eau douce	409,0			C034	Gaz	304,8	
C003	Gaz	2013,2			C034	Eau saline	573,9	
C023	Eau douce	15,2			C034	Gaz	573,9	
C023	Eau douce	131,0			C034	Eau saline	679,7	
C023	Eau saline	214,3			C034	Gaz	679,7	684,9
C023	Eau saline	304,8			C034	Gaz	1420,4	1423,4
C023	Eau saline	381,0			C083	Eau	236,2	
C023	Gaz	792,2	797,1		C083	Eau	522,7	
C023	Pétrole	792,2	797,1		C085	Eau	16,5	18,3
C023	Pétrole	792,2	797,1		C085	Gaz	224,0	
C023	Gaz	1435,9			C085	Gaz	376,5	380,7
C034	Eau douce	11,0			C085	Eau	380,7	
C034	Eau douce	17,1			C085	Pétrole	380,7	
C034	Eau saline	213,4			C085	Gaz	1207	
C034	Gaz	213,4						

Un risque de nature anthropique, mais qui peut avoir des conséquences environnementales, réside dans le fait que les coffrages ne sont pas cimentés dans la plupart des puits réalisés dans la région d'intérêt, à l'exception du puits le plus récent (C096). Lorsque la procédure d'abandon est mentionnée pour ces puits, elle est rudimentaire et la condition des puits après leur abandon est mal connue. Ces puits sont cependant localisés à bonne distance de la structure de Bourque et leur condition actuelle, quelle qu'elle soit, ne devrait pas avoir d'incidence sur l'hydrogéologie de la structure.

## 4.2 Sous-surface

### 4.2.1 Fluides

Les communiqués de presse diffusés par l'opérateur indiquent que le gaz analysé dans les puits C141 et C142 est principalement constitué de gaz humides et de condensats, la proportion de condensats pouvant atteindre jusqu'à 20 %, et du pétrole léger (53° API) lui est associé (Pétrolia, 2012a). Les essais aux tiges ne semblent pas avoir produit d'eau de formation selon le rapport de l'opérateur (Pétrolia, 2013).

Si un peu de gaz naturel et de pétrole ont été détectés dans les forages pétroliers et gaziers anciens, on ne dispose toutefois pas de rapports d'analyses qui permettent de caractériser ces fluides. Les indices de pétrole et de gaz mentionnés sont systématiquement faibles.

Fait notable, une « odeur de  $\text{H}_2\text{S}$  » est rapportée en plusieurs occasions à la faveur d'une opération de repêchage (en anglais *fishинг*) dans le puits C034 (1945OC034-16). La profondeur correspondante demeure incertaine, mais pourrait se situer aux alentours de 1520 m dans la Formation d'Indian Point. Les données manquent pour étudier ce phénomène plus en détail.

#### **4.2.2 Pressions**

Très peu de données sont disponibles pour estimer les régimes de pression qui dominent dans la structure de Bourque et aux alentours. Les communiqués de presse de l'opérateur ne renseignent pas sur le sujet, pas plus que les rapports de fin de forage des puits anciens.

Un seul essai aux tiges a été réalisé dans la région, pour le puits C096, dans la Formation d'Indian Point. Le résultat indique une très faible perméabilité et un gradient de pression faible (1979OC096-01). On note, aussi dans la même formation d'Indian Point, une perte de circulation dans un intervalle poreux entre 2445 et 2552 m de profondeur (1945OC034-31).

#### **4.2.3 Structuration**

Sur la base des communiqués de presse diffusés par l'opérateur, le réservoir de la structure de Bourque est densément fracturé sur plusieurs centaines de mètres d'épaisseur. Il est localement associé à de la dolomie hydrothermale (Pétrolia, 2012a) et on observe également de nombreuses vacuoles allant jusqu'à plusieurs dizaines de centimètres de diamètre et associées à des fractures ouvertes (Pétrolia, 2013b). En dehors des intervalles fracturés, la perméabilité de la roche est faible et les indices d'hydrocarbures sont systématiquement associés aux fractures. Les zones de fractures sont associées à la faille régionale du Bras-Nord-Ouest (Pétrolia, 2012b) et les hydrocarbures sont observés en-dessous de celle-ci (Sproule, 2013).

En dehors de ces indications fragmentaires spécifiques à la structure Bourque, les données disponibles pour les forages anciens ne permettent pas de relever d'informations pertinentes en lien avec la structuration de la région. Tout au plus, peut-on établir qu'une déviation involontaire est observée dans le puits C034, allant jusqu'à  $14^\circ$  à 1615 m et qui se développe à partir de 1524 m environ. Au-dessus de cette profondeur, la déviation demeure faible. On ne dispose pas d'informations spécifiques à la structure de Bourque quant à la déviation naturelle dans ce secteur.

#### **4.2.4 Minéralogie des argiles**

Deux documents permettent d'apprécier la nature des phases argileuses dans les formations de Forillon, d'Indian Cove et de Saint-Léon dans la région. On ne dispose toutefois d'aucune information en ce qui a trait aux formations de Battery Point et de York River, qui forment la roche-couverture du réservoir de la structure de Bourque.

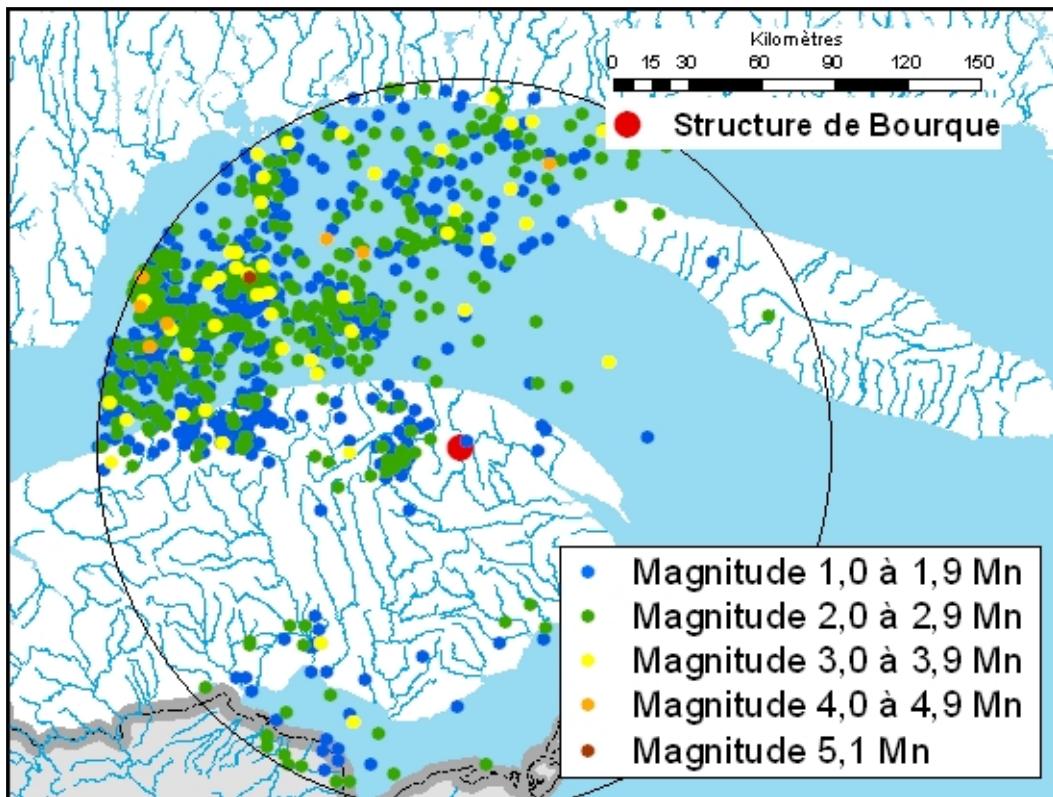
Dans le cas du puits C034 (1945OC034-05), la proportion de minéraux argileux par rapport aux autres minéraux dominants n'est pas précisée et entrent dans la catégorie « autres », qui représente 10 à 50 % de la fraction minérale selon les intervalles. L'illite et la chlorite sont les principaux minéraux argileux et sont présents en proportions variables, l'illite étant toujours dominante. Moins de 5 % d'interstratifiés sont observés dans quelques intervalles isolés à 551 m, 1511-1710 m et 1312-1313 m de profondeur, dans la Formation de Saint-Léon.

Dans le cas du puits C096 (1979OC096-04), la Formation de Forillon comprend de 8 à 18 % d'argiles, constituées à 15 % de chlorite, à 45 à 55 % d'illite et à 30 à 40 % d'illite-smectite interstratifiées. La Formation d'Indian Cove comprend de 16 à 38 % d'argiles dont la composition est beaucoup plus variable, soit de 0 à 50 % de chlorite (plus généralement autour de 15 %), de 10 à 50 % d'illite (plus généralement 20 à 30 %), de 55 à 90 % de smectite, et pas d'interstratifiés.

#### **4.2.5 Aléa sismique**

La sismicité naturelle dans la région de la structure de Bourque peut être appréciée à partir de la BNDS. Une recherche dans cette base de données permet de relever, entre les années 1985 et 2015, 1305 séismes d'une magnitude supérieure à 1 Mn dont l'épicentre se situait dans un rayon de 150 km de la structure. Le détail de ces événements sismiques se répartit ainsi : 768 événements de magnitude 1 Mn, 481 événements de magnitude 2 Mn, 48 événements de magnitude 3 Mn, 7 événements de magnitude 4 Mn et 1 événement de magnitude 5,1 Mn (Figure 9). Ces données sont complétées par une compilation historique qui indique qu'aucun séisme de magnitude supérieure à 5,1 Mn n'a été enregistré dans la même région avant 1985 (Halchuk, 2009). Ces séismes sont concentrés principalement dans l'estuaire du Saint-Laurent au nord-ouest et au nord de la structure et les foyers de la plupart d'entre eux sont localisés entre 7 et 25 km de profondeur, ce qui les place dans le socle précambrien, bien en-dessous de la couverture sédimentaire (Lamontagne et al., 2003).

Fait notable, un séisme de magnitude 1,7 Mn a été enregistré à moins de 4 km de la structure. Cet événement est survenu en septembre 2000 soit bien avant le début des opérations de forage ou même de l'aménagement des sites en 2012. Contrairement à la plupart des séismes enregistrés dans la région, la profondeur estimée pour cet événement est en surface. L'examen de la carte topographique ne renseigne pas sur la cause possible de cet événement : le relief modéré est peu favorable aux glissements de terrain et aucune carrière ou mine n'est en exploitation à proximité. La possibilité d'une erreur instrumentale semble également exclue dans la mesure où les métadonnées correspondant à cet événement dans la BNDS indiquent que la profondeur a été définie par un géophysicien et non pas de manière automatique.



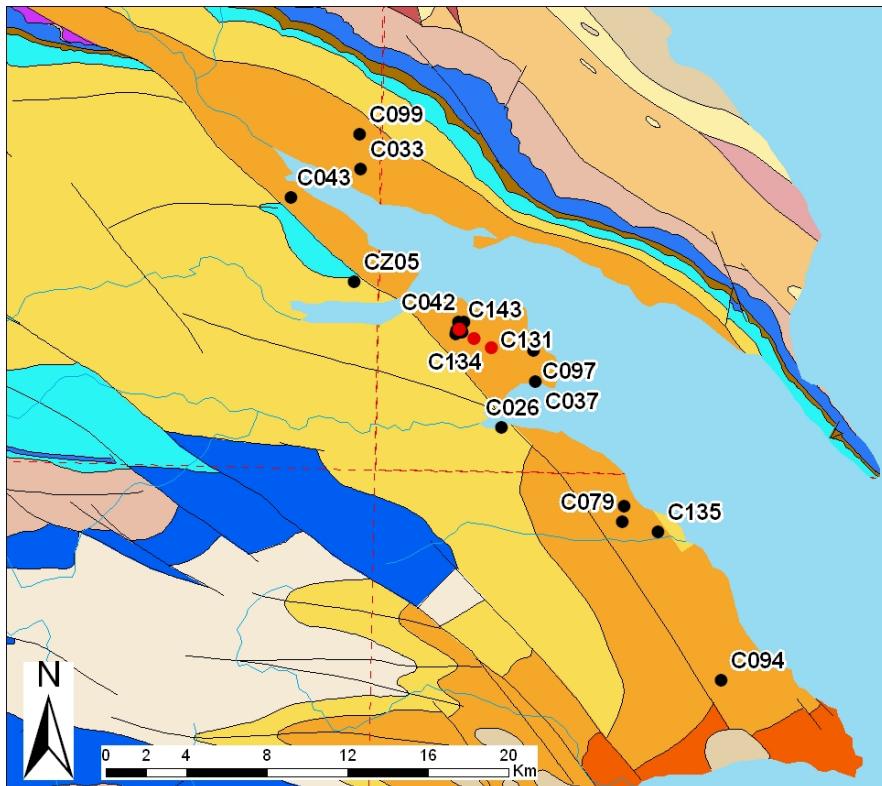
**Figure 9 : Localisation de l'épicentre des séismes enregistrés 1<sup>er</sup> janvier 1985 et le 20 septembre 2015 dans un rayon de 150 km autour du centre de la structure de Bourque.**  
Source : Tremblements de terre Canada (2015).

Un facteur important qui influence la dissipation de l'énergie en surface et donc son impact sur les bâtiments est la nature des sols. Le couvert de sédiments meubles dans la région de la structure de Bourque est généralement mince (voir section 4.1.1), de sorte que les ouvrages devraient pouvoir être implantés directement sur le socle rocheux, ce qui minimisera l'impact possible d'un séisme. La localisation approximative de la structure de Bourque sur la carte de l'aléa sismique pour l'ensemble du Canada (Figure 4) situe la structure dans une zone de faible aléa sismique caractérisée par une accélération spectrale de l'ordre de 0,04 g, soit environ  $0,4 \text{ m/s}^2$ .

## 5. Structure d'Haldimand

La structure d'Haldimand est localisée en Gaspésie au sud de la ville de Gaspé. Cette structure a été traversée par trois forages pétroliers et gaziers (C131, C134 et C143). Le plus récent de ces forages, C143, a été foré en 2014 et les données ne sont pas encore disponibles pour ce forage en dehors des communiqués de presse diffusés par l'opérateur. De nombreux indices de pétrole ont été identifiés en surface depuis plus de 150 ans et de nombreux forages exploratoires ont été réalisés dans la région par le passé : le champ d'investigation a donc été étendu à d'autres puits forés dans la région bien que ceux-ci n'aient pas été implantés directement sur la structure. Au

total, vingt-cinq forages pétroliers et gaziers ont ainsi été examinés, de même que les données géologiques régionales des feuillets SNRC 22A16 (où est située la structure d'Haldimand), 22A09 et 22A15. La Figure 10 illustre la localisation de la structure d'Haldimand et des forages examinés. La géologie régionale et le potentiel économique anticipé de cette structure (réservoir dans les grès de la Formation de York River) sont présentés dans Malo et al. (2015b) et dans Séjourné et Malo (2015).

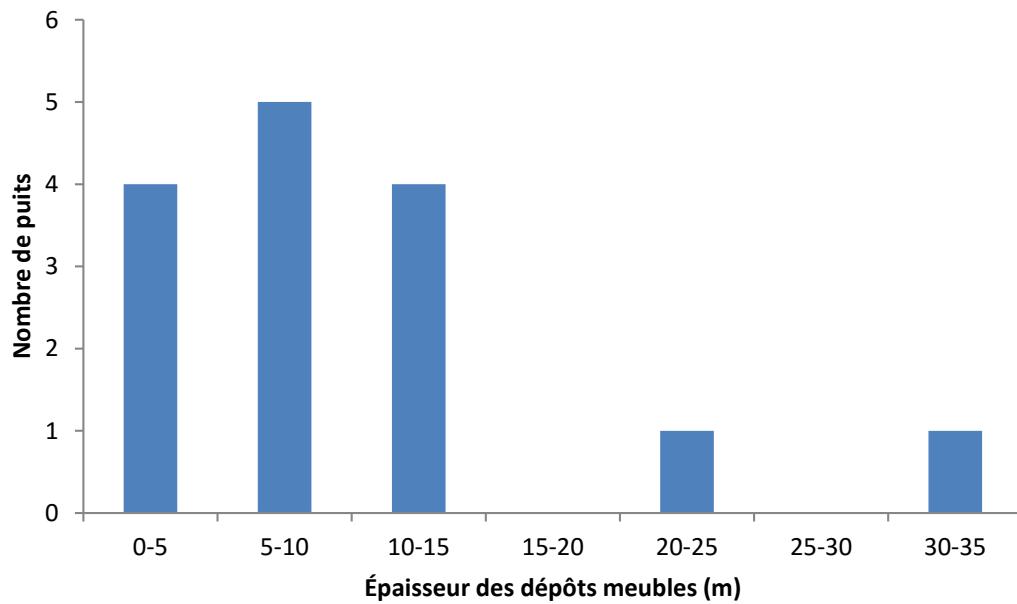


**Figure 10 : Région considérée pour la structure d'Haldimand. Les forages réalisés sur la structure sont indiqués en rouge, les forages plus anciens en noir, et les feuillets NTSC considérés sont délimités en pointillés rouges. La géologie est présentée dans Malo et al. (2015b) et dans Séjourné et Malo (2015).**

## 5.1 Surface et sous-surface peu profonde

### 5.1.1 Sédiments quaternaires

La structure d'Haldimand est localisée dans une région littorale de faible altitude. L'épaisseur de dépôts meubles dans la région varie de 1 à 35 m d'après les données de forage disponibles (Figure 11). La compilation géologique des formations superficielles (Veillette et Cloutier, 1993) indique que la structure d'Haldimand est localisée dans une région où les tills et le roc altéré couvrent l'essentiel du territoire. Des sédiments fluvioglaciaires, des alluvions et des sédiments deltaïques et prodeltaïques sont également présents dans le lit de la Rivière Saint-Jean, de même que des sédiments marins littoraux et intertidaux en bordure de la péninsule.



**Figure 11 : Épaisseur des dépôts meubles rencontrés en forage dans la région de la structure d’Haldimand.**

### 5.1.2 Hydrogéologie

Les rapports de fin de forage des puits pétroliers et gaziers apportent des informations de première main sur la nature des fluides rencontrés à faible profondeur dans la région (Tableau 6). Ainsi, l’eau douce est rencontrée en forage jusqu’à 152 m de profondeur dans le puits C043. Cette profondeur maximum est fournie ici à titre indicatif, car elle varie d’un puits à l’autre et l’eau saline est rencontrée localement à des profondeurs plus faibles, aussi près de la surface que 43 m dans le cas du puits C032. Dans ce dernier puits, l’eau saline rencontrée à 43 m de profondeur est associée à du gaz naturel et à du pétrole. La présence de gaz naturel n’est pas restreinte aux zones où la salinité de l’eau est élevée, et le gaz se retrouve aussi associé à l’eau douce dans certains cas (puits C032). Le gaz et le pétrole peuvent être rencontrés à des profondeurs aussi faibles que 25 m dans le cas du puits C027.

De fait, de nombreux suintements de pétrole sont documentés en surface, que ce soit associés au dyke mafique de Tar Point (1950OC079-12) ou disséminés ailleurs dans la région. Quelques suintements d’origine anthropique sont également répertoriés là où d’anciens puits ont été abandonnés sans fermeture, tel le puits C036 (1890OC036-03). Ce puits a finalement été fermé sous la supervision du MERN en 1999.

**Tableau 6 : Indices d'eau, de gaz et de pétrole documentés à moins de 200 m de profondeur dans les puits pétroliers et gaziers forés dans la région de la structure d'Haldimand. Sources : Données de base tirées de SIGPEG (2015), complétées par les rapports de fin de forage.**

Puits	Indice	Haut (m)	Bas (m)	Puits	Indice	Haut (m)	Bas (m)
C016	Eau douce	39,6	45,7	C032	Pétrole	84,7	
C016	Eau douce	111,3		C032	Pétrole	139,0	139,3
C016	Eau douce	118,9	120,4	C032	Pétrole	141,7	
C027	Gaz	25,3		C032	Gaz	150,6	151,5
C027	Pétrole	25,3		C032	Pétrole	150,6	151,5
C027	Eau saline	72,5		C032	Pétrole	173,7	
C027	Gaz	72,5		C032	Eau saline	182,9	
C027	Pétrole	72,5		C032	Pétrole	182,9	
C027	Pétrole	129,5		C033	Eau douce	15,0	
C027	Pétrole	131,1		C036	Eau	71,6	
C027	Pétrole	135,3		C036	Eau	137,2	
C027	Gaz	182,9		C036	Eau	152,4	
C027	Pétrole	182,9		C043	Eau	152,4	
C027	Gaz	197,5		C043	Eau douce	150,9	
C027	Pétrole	197,5		C043	Eau	170,7	
C032	Eau douce	23,8		C079	Eau douce	4,9	
C032	Gaz	27,4		C131	Pétrole	120,0	
C032	Gaz	31,7	32,3	CS45	Pétrole	115,0	136,2
C032	Eau saline	43,0		CS46	Pétrole	86,9	99,8
C032	Pétrole	43,0		CS46	Pétrole	111,2	113,4
C032	Pétrole	64,0		CS46	Pétrole	119,8	129,3
C032	Eau saline	64,0		CS47	Pétrole	65,6	94,2
C032	Eau saline	67,1		CS47	Pétrole	180,5	182,9
C032	Gaz	73,2					

Une étude récente dresse un portrait complet de l'environnement hydrogéologique de la région d'Haldimand (Raynauld et al., 2014). Cette étude évalue en particulier le risque que les activités d'exploration pétrolière puissent représenter pour la qualité de l'eau souterraine dans ce secteur. Les résultats de l'étude montrent que le roc poreux et fracturé joue le rôle d'aquifère régional et que ce roc est recouvert d'un till peu perméable agissant comme un aquitard. Toutefois, la perméabilité de fracture du socle rocheux décroît rapidement au-delà de 20 m de profondeur (Crow et al., 2014) et la modélisation numérique réalisée dans le cadre de cette étude hydrogéologique indique que la zone d'écoulement actif au niveau de la structure d'Haldimand est peu profonde (Raynauld et al., 2014).

L'étude relève en outre que l'eau souterraine dans la région est généralement « de très bonne qualité et très peu de dépassements de critères de santé ou esthétiques ont été observés dans les puits résidentiels ou d'observation ». Cette observation est importante et doit être mesurée à la lumière des nombreuses évidences d'hydrocarbures rapportées en surface ou à faible profondeur dans la région. Du CH<sub>4</sub> d'origine à la fois biogénique et thermogénique est toutefois associé à l'eau souterraine (Raynauld et al., 2014).

Le risque potentiel de dégradation de la qualité de l'eau souterraine consécutif aux opérations pétrolières et gazières dans la structure d'Haldimand a été évalué sur la base du modèle hydrogéologique ainsi développé. De cette étude, il ressort que ce sont les épanchements de liquide en surface qui sont « les plus susceptibles de se produire et la vulnérabilité moyenne à très élevée de l'aquifère au roc fait en sorte que ces épanchements pourraient avoir une incidence directe sur la dégradation de la qualité de l'eau souterraine » (Raynauld et al., 2014). L'analyse de risque relève en outre que les puits d'eau avoisinants seraient peu exposés à une contamination survenue aux sites de forage existants. Les autres causes de contamination qui sont envisagées dans le cadre de cette étude, à savoir de possibles fuites à travers le ciment ou les coffrages ainsi que des migrations de fluides depuis le réservoir jusqu'à l'aquifère par le biais de failles ou de puits pétroliers existants, ont moins de probabilité de se produire et auraient un impact moindre sur la qualité de l'eau souterraine (Raynauld et al., 2014).

## 5.2 Sous-surface

### 5.2.1 Fluides

Les analyses de fluides disponibles (Tableau 7) et les indices rapportés pour les puits forés dans la région soulignent la présence de CH<sub>4</sub>, de condensats, de pétroles lourds ou légers, et d'eau saline. Le CH<sub>4</sub> constitue de 67,1 à 83,1 % de la fraction gazeuse. Le gaz est très peu corrosif et contient entre 0,02 et 0,27 % de CO<sub>2</sub> seulement (jusqu'à 0,47 % mesurés après une stimulation à l'acide dans le cas du puits C131). La concentration en H<sub>2</sub>S a été mesurée dans le cas des puits C134 et C135 et était nulle. Le pétrole peut être lourd près de la surface (puits C032 à 139 m de profondeur), mais il est essentiellement d'un type léger dans le réservoir, avec une gravité spécifique égale ou supérieure à 47° API (Pétrolia, 2006). Les analyses de laboratoire indiquent que le pétrole dans le réservoir contient très peu de soufre, entre 0,04 et 0,12 % tout au plus.

### 5.2.2 Pressions

De nombreux essais aux tiges et tests de production permettent d'établir que la pression du réservoir dans la structure d'Haldimand est légèrement supérieure à la pression hydrostatique. Dans le cas du puits C131, un écoulement artésien est présent à la profondeur de 1118 m, qui a dû être contrôlé en augmentant la densité de la boue de forage (2005OC131-03). Au-dessus de cette profondeur, le puits a été foré avec une boue légère de manière à ne pas endommager la formation, que l'on présumait légèrement sous-pressurisée. Cette sous-pressurisation au-dessus du réservoir est confirmée par des pertes circulation enregistrées à 410 m, 509 m et 532 m de profondeur (avec du pétrole associée dans ce dernier cas). Par la suite, le puits C134 a été foré

avec une boue plus dense de sorte que moins d'indices ont été documentés dans ce dernier. Différents tests de pression permettent d'établir que le gradient de pression du réservoir dans la structure varie entre 9,8 et 11,46 kPa/m : le réservoir lui-même est donc légèrement surpressurisé. Le contraste de pression observé entre le réservoir et sa couverture indique qu'il n'existe vraisemblablement pas de connexion hydraulique entre les deux.

**Tableau 7 : Analyses de fluides disponibles pour les puits pétroliers et gaziers forés dans la région de la structure d'Haldimand. Sources : Données de base tirées de SIGPEG (2015), complétées par les rapports de fin de forage.**

Puits	Analyse	Sommet (m)	Base (m)	Remarques
C027	Pétrole			soufre = 0,09 %
C036	Pétrole	182,9		soufre = 0,12 %
C079	Pétrole	1255,2		soufre = 0,04 %
C131	Pétrole	120,0		soufre = ?
C131	Gaz	206,0	551,0	CO <sub>2</sub> = 0,02 %; CH <sub>4</sub> = 83,11 %; H <sub>2</sub> S = ?
C131	Eau	802,0		chlorures = 10000 mg/L
C131	Pétrole	807,0		soufre = ?
C131	Gaz	950,0	1080,0	CO <sub>2</sub> = 0,47 %; CH <sub>4</sub> = 82,05 %; H <sub>2</sub> S = ?
C131	Pétrole	952,5		soufre = ?
C131	Eau	1142,5	1174,5	chlorures = 44000 et 160000 mg/L
C131	Eau	1188,0	1300,0	chlorures = 26000 mg/L
C131	Eau		802,0	chlorures = 6200 mg/L
C134	Eau	715,0	765,0	chlorures = 33727 mg/L
C134	Eau	849,0	883,0	chlorures = 34734 mg/L
C134	Eau	849,0	883,0	chlorures = 32720 mg/L
C134	Pétrole	910,0	944,0	soufre = 0,076 %
C134	Gaz	910,0	944,0	CO <sub>2</sub> = 0,10 %; CH <sub>4</sub> = 80,13 %; H <sub>2</sub> S = 0,00%
C134	Eau	910,0	944,0	chlorures = 33989 mg/L
C134	Eau	1099,0	1131,0	chlorures = 33727 mg/L
C134	Eau	1099,0	1131,0	chlorures = 35741 mg/L
C134	Pétrole	1099,0	1131,0	soufre = 0,077 %
C135	Eau	1528,0	1854,0	chlorures = 31990 mg/L
C135	Eau	1528,0	1584,0	chlorures = 32490 mg/L
C135	Gaz	2045,0	2200,0	CO <sub>2</sub> = traces; CH <sub>4</sub> = 81,33 %; H <sub>2</sub> S = 0,00 %
C135	Pétrole	2045,0	2200,0	soufre = 0,054 %
C135	Pétrole	2045,0	2200,0	soufre = 0,055 %
C135	Eau	2045,0	2200,0	chlorures = 32490 mg/L
C135	Gaz	2194,0	2318,0	CO <sub>2</sub> = traces; CH <sub>4</sub> = 73,57 %; H <sub>2</sub> S = 0,00 %
C135	Gaz	2395,0	2405,0	CO <sub>2</sub> = traces; CH <sub>4</sub> = 67,11 %; H <sub>2</sub> S = 0,00 %

### **5.2.3 Structuration**

Le réservoir considéré dans la structure d’Haldimand, dans les grès de la Formation de York River, est caractérisé par un réseau de fractures naturelles nourries par une porosité matricielle primaire (2009OC134-08). Ce même réseau de fractures contrôle également la migration des hydrocarbures vers le réservoir ou vers la surface là où des suintements sont observés à l’affleurement. Ainsi, dans le cas du dyke mafique de Tar Point situé au sud en dehors de la structure d’Haldimand, du pétrole est observé à l’affleurement dans les vacuoles du dyke et dans les fractures qui affectent son encaissant (1965TC000-01).

En dépit du rôle que jouent les fractures dans la distribution des hydrocarbures et de la légère surpressurisation qui caractérise le réservoir, la présence de failles et de fractures ne paraît pas coïncider avec des venues de gaz ou d’eau significatives dans les puits forés dans la région. Aucun indice notable n’est à tout le moins rapporté aux intervalles dans lesquels des failles ou des stries ont été identifiées dans les puits C079, C094, C097 et C135. Des dykes ou filons-couches ont par ailleurs été rencontrés dans le puits C079 sans indices notables associés, et de telles intrusions mafiques n’ont pas été décrites dans la structure d’Haldimand elle-même.

Dans certains cas, le trou de forage paraît instable et affecté par des éboulements parfois sévères (puits C079 et C131). Cette instabilité mécanique peut être amplifiée dans le cas où la trajectoire du forage dévie significativement de la verticale, comme c'est le cas pour le puits C131 pour lequel une déviation involontaire allant jusqu'à 27° a été enregistrée à 1418 m de profondeur (2005OC131-03). Le manque de contraste d’impédance acoustique au sein des grès des formations de Battery Point et de York River rend par ailleurs hasardeuse l’interprétation sismique dans ces unités de sorte que la déviation naturelle du trépan en fonction de l’inclinaison des couches est parfois difficile à anticiper.

### **5.2.4 Minéralogie des argiles**

Trois documents permettent d’apprécier la nature des phases minérales argileuses présentes dans les grès des formations de Battery Point et de York River.

Dans le cas du puits C016, l’illite représente 40 à 75 % de la fraction argileuse, la chlorite 25 à 35 % et l’illite-smectite interstratifiées 5 à 30 % (plus souvent de 5 à 10 %). La proportion de ces dernières décroît légèrement vers la base du puits au profit de l’illite (1941OC016-03).

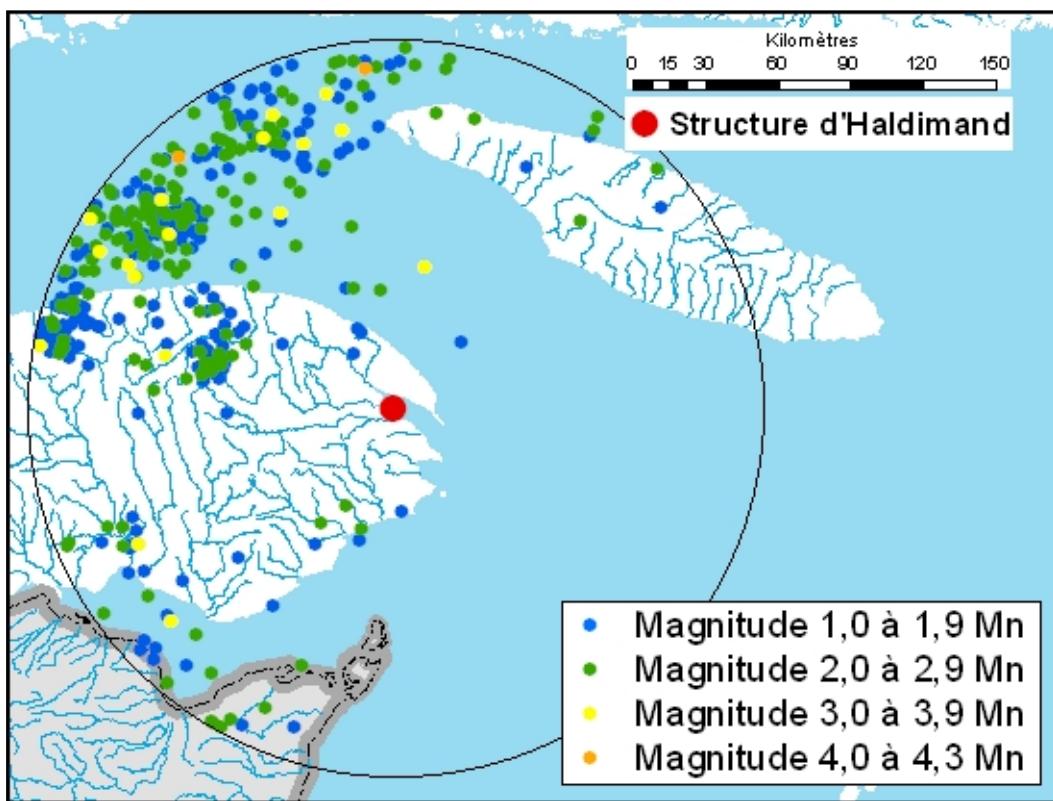
Dans le cas du puits C079, l’illite représente 15 à 70 % de la fraction argileuse et la kaolinite 60 à 75 % au-dessus de 335 m de profondeur. Au-delà de cette profondeur, la kaolinite est remplacée par la chlorite, qui représente 25 à 45 % de la fraction argileuse. L’illite-smectite interstratifiées représentent au maximum 20 % et leur proportion décroît vers la base du puits (1950OC079-04).

Les données sont moins précises dans le cas du puits C097, mais on observe entre 100 et 520 m de profondeur que la chlorite est dominante, suivie en moindres proportions par la smectite, l’illite-smectite interstratifiées et finalement l’illite. Entre 780 et 1370 m, l’illite devient

dominante, suivie par la chlorite et peu d'interstratifiés, tandis que la smectite est absente (1979OC097-04).

### 5.2.5 Aléa sismique

La sismicité naturelle dans la région de la structure d'Haldimand peut être appréciée à partir de la BNDS. Une recherche dans cette base de données permet de relever, entre les années 1985 et 2015, 440 séismes d'une magnitude supérieure à 1 Mn dont l'épicentre se situait dans un rayon de 150 km de la structure. Le détail de ces événements sismiques se répartit ainsi : 246 événements de magnitude 1 Mn, 175 événements de magnitude 2 Mn, 17 événements de magnitude 3 Mn et 2 événements de magnitude 4 Mn (Figure 12). Ces séismes sont concentrés principalement dans l'estuaire du Saint-Laurent au nord-ouest de la structure et aucun n'est enregistré à l'aplomb de la structure elle-même. Les foyers de la plupart de ces séismes sont localisés entre 7 et 25 km de profondeur, ce qui les place dans le socle précambrien, bien en-dessous de la couverture sédimentaire (Lamontagne et al., 2003). Ces données sont complétées par une compilation historique qui indique qu'aucun séisme de magnitude supérieure à 4,3 Mn n'a été enregistré dans la même région avant 1985 (Halchuk, 2009).



**Figure 12 : Localisation de l'épicentre des séismes enregistrés 1<sup>er</sup> janvier 1985 et le 20 septembre 2015 dans un rayon de 150 km autour du centre de la structure d'Haldimand.**  
Source : Tremblements de terre Canada (2015).

Un facteur important qui influence la dissipation de l'énergie en surface et donc son impact sur les bâtiments est la nature des sols. Le couvert de sédiments meubles dans la région de la structure d'Haldimand varie de 3 m à 35 m (Figure 11), de sorte que tous les ouvrages ne pourront pas être implantés directement sur le socle rocheux. La localisation approximative de la structure d'Haldimand sur la carte de l'aléa sismique pour l'ensemble du Canada (Figure 4) situe la structure dans une zone de faible aléa sismique caractérisée par une accélération spectrale de l'ordre de 0,04 g soit environ  $0,4 \text{ m/s}^2$ .

## 6. Structure d'Old Harry

La structure d'Old Harry s'étend de part et d'autre de la frontière marine entre les provinces du Québec et de Terre-Neuve, au nord-est des Îles-de-la-Madeleine (Figure 13). Cette structure a été identifiée par des levés sismiques en mer, mais n'a toujours pas été forée à ce jour. Très peu de puits ont par ailleurs été forés en mer dans le golfe du Saint-Laurent. Au Québec, il s'agit des puits G002 et GZ01 à GZ05. D'autres forages ont également été réalisés en mer en dehors de la juridiction québécoise et les données disponibles pour ces puits ont également été consultées.

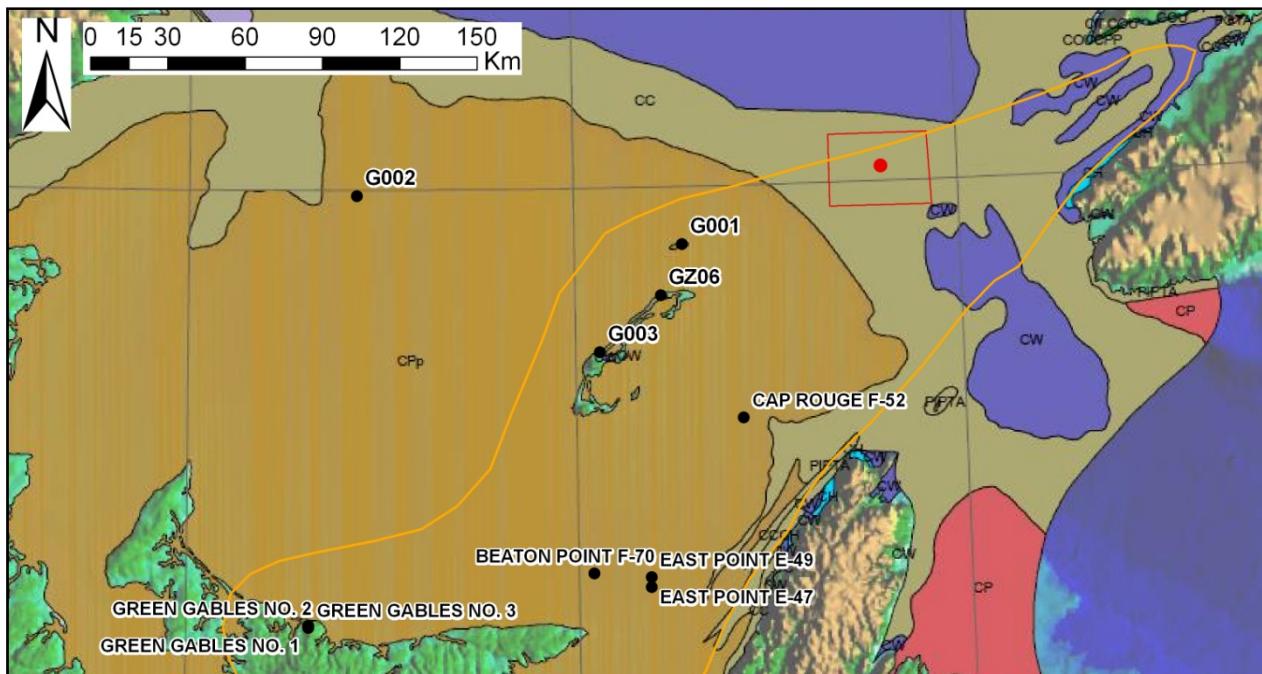
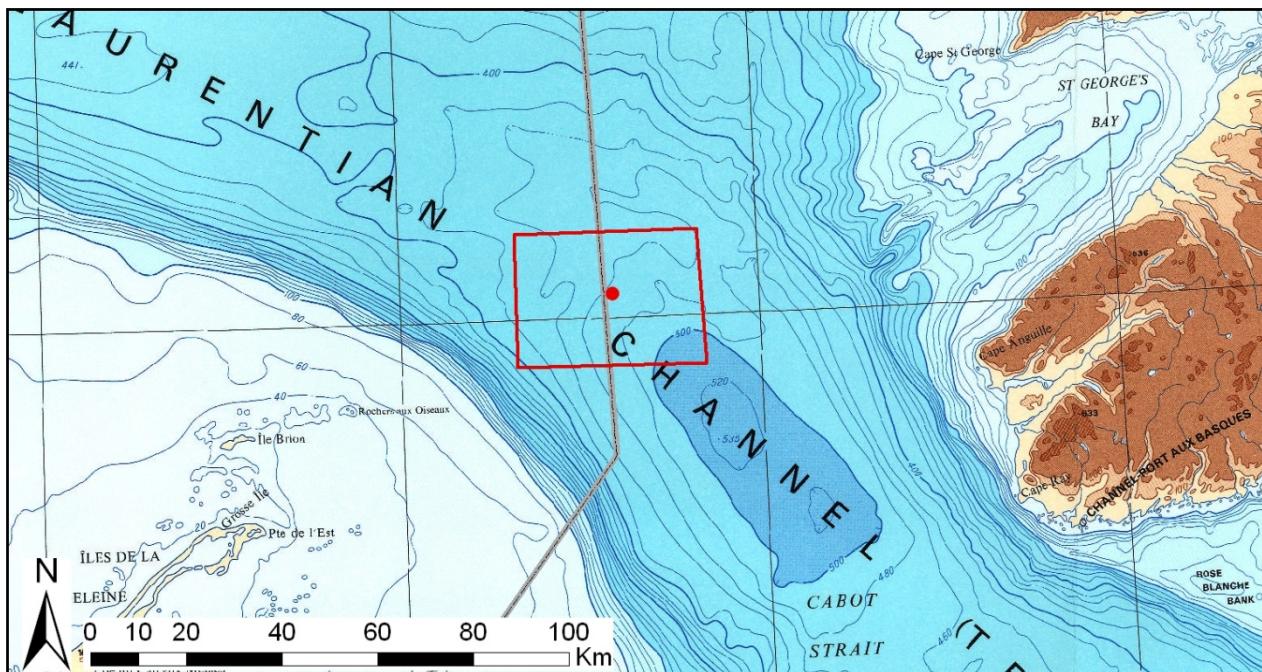


Figure 13 : Région considérée pour la structure d'Old Harry. Le forage exploratoire prévu sur la structure est indiqué par le point rouge, les permis d'exploration à l'intérieur desquels la structure est circonscrite sont délimités par le rectangle rouge. Les forages considérés dans le cadre du présent rapport sont indiqués en noir. La carte géologique présente les unités à la surface du fond marin, soit les groupes de Canso et de Riversdale dans le cas de la structure d'Old Harry (« CC » sur la carte). Le contour orangé marque la limite de l'extension des structures salifères. La géologie régionale est présentée dans Malo et al. (2015b) et dans Séjourné et Malo (2015). Fond géologique : Sanford (1998).

## 6.1 Surface et sous-surface peu profonde

### 6.1.1 Profondeur d'eau

Les forages réalisés à ce jour dans le golfe du Saint-Laurent ont été implantés dans des régions où la profondeur d'eau est faible, généralement inférieure à 100 m (56 m pour le puits G002). La structure d'Old Harry au contraire, est localisée au niveau du chenal laurentien et la carte bathymétrique indique que la profondeur d'eau est d'environ 465 m à la localisation du forage exploratoire prévu. De plus, la profondeur d'eau varie entre 400 et 510 m dans les limites des permis d'exploration, qui à l'intérieur desquels la structure est circonscrite (Figure 14).



**Figure 14 : Carte bathymétrique de la région de la structure d'Old Harry. Le forage exploratoire prévu sur la structure est indiqué par le point rouge, les permis d'exploration à l'intérieur desquels la structure est circonscrite sont délimités par le rectangle rouge. La ligne de démarcation centrale indique la frontière marine entre le Québec et Terre-Neuve. Source : Loring (1973).**

### 6.1.2 Sédiments quaternaires

Les sédiments quaternaires cartographiés sur le fond marin dans la région de la structure d'Old Harry sont essentiellement des calcipélites (Loring et Nota, 1972). Leur épaisseur est estimée à partir des mesures réalisées lors d'une campagne de carottage peu profond (Josenhans et Lehman, 1993). Sur la base de ces informations indirectes, la séquence comprend, de la base au sommet, un till basal (0-5 m), des dépôts glacio-marins proximaux (2-5 m), des dépôts glacio-marins distaux (0-5 m) et finalement des boues holocènes (2-5 m). Le détail de l'histoire Quaternaire de la région est présenté dans Josenhans et Lehman (1999).

Par ailleurs, des suintements de pétrole à la surface de la mer et des indices d'échappement de gaz sur le fond marin sont également rapportés (Macquarie Tristone, 2012). Ces observations n'indiquent pas nécessairement que les indices d'hydrocarbures trouvent leur source dans le réservoir de la structure d'Old Harry, mais renseignent sur la nature des fluides possiblement présents dans les sédiments quaternaires du fond marin. En regard de la faible épaisseur de sédiments quaternaires qui est estimée dans la région, il est peu vraisemblable que les accumulations de gaz près de la surface du fond marin présentent des pressions élevées. La présence d'évents suggère par ailleurs que le gaz n'est probablement pas piégé sous forme d'hydrates de méthane dans la région d'intérêt. Cette possibilité ne peut toutefois être totalement exclue considérant la profondeur d'eau importante et, bien que peu probable, la présence d'hydrates de méthane sous les sédiments quaternaires peut être envisagée.

En dehors de l'étude citée précédemment (Macquarie Tristone, 2012), il ne semble pas exister d'étude documentant la présence d'évents de gaz dans la région. Tout au plus, peut-on relever un indice de gaz ponctuel dans un forage géotechnique peu profond réalisé sur terre aux Îles-de-la-Madeleine (Sanschagrin, 1964). La source de ce gaz a été interprétée comme le produit de la décomposition de la matière organique (1959IG000-01).

Aux Îles-de-la-Madeleine toujours, le forage G003 est le seul réalisé dans le golfe du Saint-Laurent pour lequel on ait rapporté des pertes et des gains de circulation à faible profondeur, sous le coffrage conducteur (G003-01). Les forages réalisés en mer ne paraissent pas affectés par ce phénomène.

## 6.2 Sous-surface

### 6.2.1 Fluides

La nature des fluides présents dans la couverture ou le réservoir de la structure d'Old Harry demeure spéculative, mais peut être approchée indirectement par la revue des données disponibles pour les puits forés dans le golfe du Saint-Laurent. Les résultats des essais aux tiges indiquent la présence d'eau saline naturellement. Toutefois, les indices de pétrole sont très rares. Ils sont présents sous forme de traces dans le cas du puits G001 (G001-01) et sont associés à des quantités détectables de condensats entre 0 et 1550 m de profondeur (G001-11). Des traces de pétrole sont également documentées de manière ponctuelle dans les puits G001 et East Point E49, mais ne sont pas documentées dans les autres puits qui ont été examinés ici. Une étude relève toutefois la présence de suintements de pétrole à la surface de la mer au niveau de la structure d'Old Harry, tel que mentionné précédemment (Macquarie Tristone, 2012). Par ailleurs, les lits de charbon présents dans le Groupe de Pictou sont en partie bitumineux, même si leur potentiel est dominé par le gaz naturel (Grant et Moir, 1992). Les indices d'hydrocarbures associés aux lits de charbon dans les forages étudiés sont invariablement des indices de CH<sub>4</sub>. Si les principales roches mères aptes à générer du pétrole en quantité économique sont situées dans les groupes de Horton et de Windsor, donc stratigraphiquement sous les réservoirs anticipés de la structure d'Old Harry, les modélisations réalisées par la Commission géologique du Canada (CGC)

suggèrent que la charge en hydrocarbures liquides dans les réservoirs du Carbonifère supérieur (la structure d'Old Harry) soient limitées (Lavoie et al., 2009). Sur la base des connaissances actuelles, la charge en hydrocarbures dans la structure d'Old Harry doit donc être considérée comme constituée principalement par du gaz naturel même si des hydrocarbures liquides ne sont pas exclus (voir la discussion dans Séjourné et Malo, 2015).

Les analyses de gaz naturel disponibles dans la région sont rares, mais indiquent que le gaz est peu corrosif ( $\text{CO}_2 = 0,11\%$  dans le cas du puits East Point E49) et ne contient pas de  $\text{H}_2\text{S}$  (analyses disponibles pour les puits G001 et East Point E49 seulement).

### **6.2.2 Pressions**

De même que pour la nature des fluides, les pressions anticipées durant le forage de la structure d'Old Harry ne peuvent être approchées que par la revue des données de forage disponibles dans le bassin de Madeleine. Ces données sont toutefois très fragmentaires. Dans le puits Beaton Point, un test d'épanchement réalisé à 493 m de profondeur permet d'estimer le gradient de fracturation à 24,32 kPa/m, ainsi que le gradient de pression du réservoir à 11,8 kPa/m. Dans le puits East Point E47, une série de tests d'injection entre 1532 et 1863 m indiquent un gradient de pression du réservoir de 11,09 kPa/m. Enfin dans le puits East Point E49, deux essais aux tiges réalisés à 1602-1614 m et 1705-1730 m indiquent respectivement un gradient de pression du réservoir de 10,71 et 10,69 kPa/m.

Par ailleurs, on ne relève pas de zone fortement surpressurisée ni de pertes de circulation notables dans les forages réalisés dans le bassin de Madeleine et la densité de la boue de forage demeure stable tout au long du forage (la densité doit être augmentée lorsque des intervalles de sel sont traversés). Mais il convient toutefois de noter ici qu'aucun forage n'a encore donné lieu à la découverte d'un réservoir économique et la pression du réservoir éventuellement présent dans la structure d'Old Harry pourrait être supérieure à ce qui a été documenté à ce jour dans le golfe du Saint-Laurent.

### **6.2.3 Structuration**

La structure d'Old Harry est une double structure anticlinale allongée, formée par le mouvement halokynétique des évaporites du Groupe de Windsor. La couverture est assurée par les shales de la Formation de Green Gables qui sépare les deux réservoirs et au sein de laquelle le réservoir supérieur est encaissé (Séjourné et Malo, 2015). La structuration générale ne paraît pas représenter de risque géologique majeur et un levé aéromagnétique régional indique qu'aucune anomalie notable n'est présente dans la région de la structure d'Old Harry (Oakey et Dehler, 2004). Par ailleurs, les forages réalisés ailleurs dans le bassin ne semblent pas avoir été affectés par des problèmes notables de déviation naturelle.

Bien que des indices de pétrole aient été relevés à la surface de l'eau ainsi que des événements de gaz sur le fond marin (voir section 6.1.2) dans la région de la structure d'Old Harry, l'intégrité de la roche-couverture ne semble pas devoir être remise en cause. La couverture de la structure est assurée par les shales de la Formation de Green Gable. Cette unité est par ailleurs recoupée par

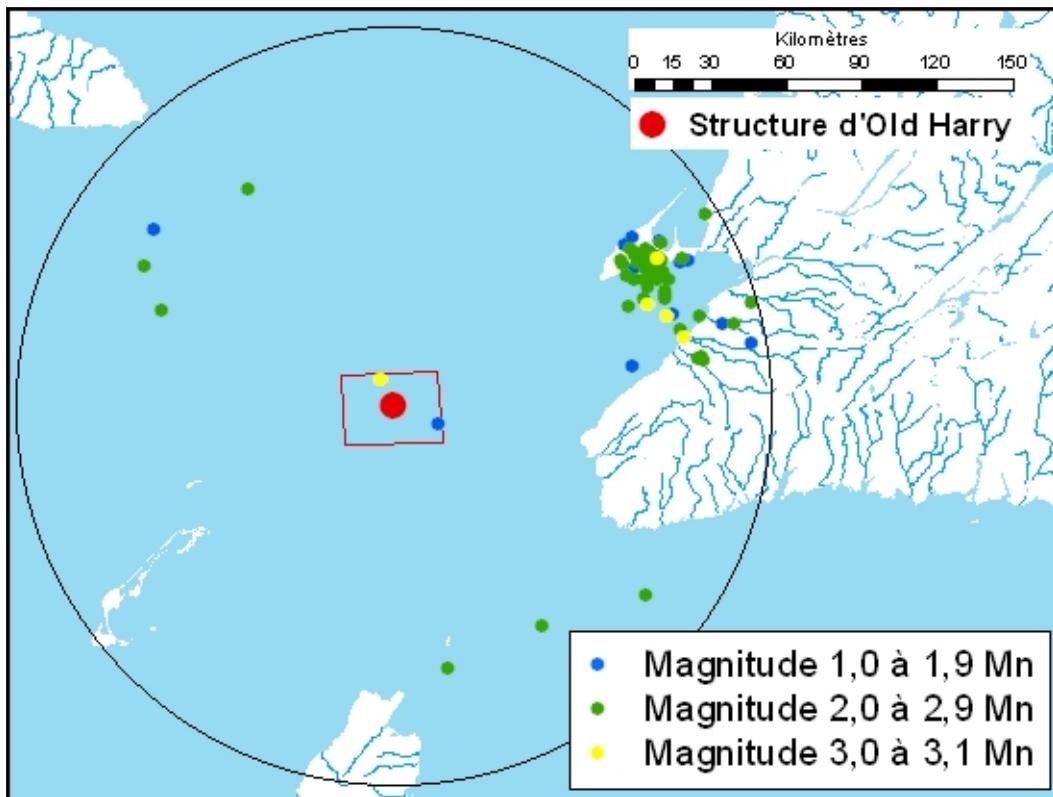
quelques failles, mais une étude de l'étanchéité des failles (en anglais, *seal capacity*) indique cependant que ces failles ne sont pas perméables et que leur présence ne compromet pas l'intégrité de la couverture (Corridor Resources, 2015).

#### **6.2.4 Minéralogie des argiles**

La composition minéralogique des argiles a été étudiée pour les principaux forages réalisés dans le bassin de Madeleine (G001-18). On retrouve invariablement l'illite comme minéral dominant, soit plus de 50 % de la fraction argileuse. La chlorite est également omniprésente (10 à 40 %). La kaolinite est observée à raison de 10 à 20 % jusqu'à 2500 m de profondeur avant de disparaître. L'illite-smectite interstratifiées sont présentes à toutes les profondeurs, mais sont plus abondantes au-dessus du Groupe de Windsor (jusqu'à 20 %). Dans le cas du puits G001, de la smectite est également documentée dans le Groupe de Windsor, soit à plus de 2900 m de profondeur. L'analyse indique qu'il pourrait s'agir en réalité d'un interstratifié gonflant de type chlorite-smectite dans ce cas précis (INRS-Pétrole, 1975).

#### **6.2.5 Aléa sismique**

La sismicité naturelle dans la région de la structure d'Old Harry peut être appréciée à partir de la BNDS. Une recherche dans cette base de données permet de relever, entre les années 1985 et 2015, 87 séismes d'une magnitude supérieure à 1 Mn dont l'épicentre se situait dans un rayon de 150 km de la structure. Le détail de ces événements sismiques se répartit ainsi : 18 événements de magnitude 1 Mn, 64 événements de magnitude 2 Mn et 5 événements de magnitude 3 Mn (Figure 15). Ces séismes sont concentrés principalement dans la région de la Baie Saint-Georges, à Terre-Neuve, au nord-est de la structure, mais un petit nombre est également enregistré le long de l'axe du chenal laurentien. Deux séismes en particulier ont leur épicentre à l'intérieur de la zone prospective pour la structure Old Harry. Le premier, enregistré en 2007, avait une magnitude de 1,7 Mn; le second d'une magnitude de 3,1 Mn, a été enregistré en 2013. Ces données sont complétées par une compilation historique qui indique qu'aucun séisme de magnitude supérieure à 3,1 Mn n'a été enregistré dans la même région avant 1985 (Halchuk, 2009). Tous les foyers des séismes situés en mer sont localisés dans le socle précambrien à l'exception de celui de magnitude 1,7 Mn mentionné précédemment, dont la profondeur est estimée à 5 km environ selon la BNDS, ce qui pourrait le situer vers la base de la couverture sédimentaire.



**Figure 15 : Localisation de l'épicentre des séismes enregistrés 1<sup>er</sup> janvier 1985 et le 20 septembre 2015 dans un rayon de 150 km autour du centre de la structure d'Old Harry.**  
Source : Tremblements de terre Canada (2015).

## 7. Formation de Macasty et sa couverture sur l'île d'Anticosti

### 7.1 Géomorphologie et sédiments quaternaires

#### 7.1.1 Géomorphologie

Le relief de l'île d'Anticosti est généralement peu prononcé, mais il est localement marqué par des falaises, soit le long de la côte de l'île, soit à l'intérieur le long des rivières. Des cavernes ont également été documentées, telle la Grotte à la Patate dans le secteur centre-nord de l'île (Roberge et al., 1985). Dans ce genre d'environnement, le risque géologique principal réside naturellement dans les possibilités de chute à proximité des falaises et dans les éboulis de pierre. Les réseaux de diaclases développées près de la surface (Pinet et al., 2015) peuvent aussi, localement, affaiblir les surplombs de falaises avec pour conséquence à long terme l'effondrement d'une partie de celles-ci.

En dehors de la proximité des falaises, le relief de l'île ne paraît pas particulièrement propice aux mouvements de sol et aux glissements de terrain et la littérature consultée n'en fait pas état. Ce risque demeure cependant toujours présent dans les zones en pente, particulièrement lorsque des sols argileux sont présents. Ce risque est accru lorsque les sols sont gorgés d'eau à la fonte des

neiges ou après une forte pluie, et dans le cas où une excavation ou un soutirage de matériau a eu lieu au bas de la pente. Si ce problème n'est pas spécifique à Anticosti, dans le cas de l'île on reconnaît des silts argileux ou sableux pouvant atteindre 20 m d'épaisseur, le plus souvent recouverts de sédiments littoraux, ainsi qu'un diamicton à matrice silteuse ou silto-argileuse en couverture pouvant atteindre plus de 9 m d'épaisseur sur les versants des vallées (Dubois et al., 1990). Ce type d'environnement peut comporter un risque accru de glissement de terrain et semble surtout développé dans la région côtière.

Contribuant également à l'instabilité du sol, un système karstique est développé dans le cœur de l'île, où on le rencontre sur une superficie de plus de 2 000 km<sup>2</sup> (Paré et al., 2005). Deux karsts principaux sont cartographiés, soit le karst de la Haute-Saumon et le karst de la Rivière Jupiter. Le modèle karstique d'Anticosti est principalement caractérisé par des diaclases élargies (kluftkarren) et des dolines anastomosées en ouvalas, ceux-ci étant le plus souvent comblés par des lacs ou des tourbières. En présence d'un karst, le substratum rocheux peut devenir instable et il existe un risque d'effondrement de la surface, risque qui peut être identifié, mais difficilement anticipé. Roberge (1979) recense seulement cinq dolines d'effondrement.

### **7.1.2 Sédiments quaternaires**

En dehors des zones côtières mentionnées précédemment, où des épaisseurs décamétriques de sédiments argileux meubles peuvent être présentes, l'essentiel de l'île n'est recouverte que par de faibles épaisseurs de sédiments quaternaires, de l'ordre du mètre. L'évolution géomorphologique de l'île depuis la dernière glaciation est également marquée par une surrection différentielle qui a un impact sur le drainage de l'île, des phénomènes d'avulsion notamment. Ainsi, les lits de certains cours d'eau qui s'écoulaient initialement vers le nord sont maintenant abandonnés et il est possible que, dans la partie nord de l'île, des épaisseurs de sédiments quaternaires inhabituellement importantes soient présentes dans le fond de certaines vallées. Les variations d'épaisseur des sédiments quaternaires ne représentent pas un risque géologique en soi, à moins que la stabilité des pentes ne soit en jeu, tel que discuté précédemment. Cependant, l'épaisseur des sédiments meubles peut avoir un impact sur les opérations pétrolières et gazières, notamment en ce qui a trait à la profondeur du coffrage de surface et à l'isolation du trou de forage. Il est donc important de pouvoir anticiper ce facteur avec le plus de précision possible. À ce titre, la base de données SIGPEG indique que les forages réalisés à ce jour n'ont traversé qu'entre 4 et 14 m de sédiments meubles. La base de données rapporte également quatre forages (D001, D002, D003 et D013) pour lesquels l'épaisseur des sédiments meubles est plus importante, jusqu'à 250 m, mais l'examen des rapports quotidiens révèle qu'il s'agit-là d'erreurs de saisie et que l'épaisseur réelle des sédiments meubles n'était que de 5 m au maximum pour ces puits (1962OD002-04; 1962OD003-01; 1963OD001-01; 1998OD013-06).

Un autre phénomène important est à signaler, à savoir la possibilité d'une perte de circulation des fluides de forage dans les premiers mètres du socle rocheux sous la surface du sol. Ceci est rapporté dans le cas du puits D016 (Figure 16), où l'on note une perte de circulation, et des éboulements dans les deux premiers mètres sous la surface du socle rocheux, problème qui a

nécessité une cimentation préalable avant de pouvoir reprendre les opérations (1999OD016-01). Un phénomène similaire est également rapporté pour les forages peu profonds destinés à insérer les charges lors d'un levé sismique réalisé dans la partie occidentale de l'île. Le rapport pour ce levé fait ainsi état de nombreuses « cavités » (en anglais dans le rapport, *blind holes*) qui occasionnent des pertes de circulation. Ces cavités semblent distribuées de manière aléatoire et se rencontrent à partir de 3 m de profondeur jusqu'à la profondeur totale des trous, soit environ 12 m au maximum (1965OD005-04). Ce genre de difficulté n'est pas mentionné dans les rapports des autres levés sismiques qui ont été consultés et on ignore dans quelle mesure ces cavités sont réelles ou correspondent en fait à des étendues de sédiments quaternaires grossiers.



**Figure 16 : Localisation du puits et du levé sismique pour lesquels des pertes de circulation de fluides de forage sont documentées à faible profondeur sur l'île d'Anticosti. Ces profondeurs sont de 0 à 2 m pour le puits D016 et de 3 à 12 m pour les trous destinés à recueillir les charges dans le cas du levé sismique.**

## 7.2. Hydrologie et hydrogéologie

### 7.2.1 Écoulement en surface

Le réseau hydrographique de surface de l'île d'Anticosti est bien cartographié, et ne paraît pas présenter de risque spécifique à l'île. Tout au plus, peut-on spéculer sur la possibilité d'une inondation soudaine qui pourrait faire monter rapidement le lit d'un cours d'eau autrement asséché la plupart du temps. Cette éventualité est considérée ici seulement dans la mesure où le karst développé dans le centre de l'île est surtout associé aux zones à fort gradient topographique, à proximité des vallées (Roberge, 1979) : la rupture soudaine – hypothétique – d'un verrou dans la zone épikarstique pourrait en effet modifier le sens de l'écoulement ou accroître le débit de celui-ci et inonder une vallée sèche. Une inondation pourrait également survenir si l'infiltration

naturelle est bloquée. La vitesse d'écoulement des eaux souterraines dans le karst est estimée à plus de 35 m/h (Roberge et Ford, 1983).

### 7.2.2 Contexte hydrogéologique

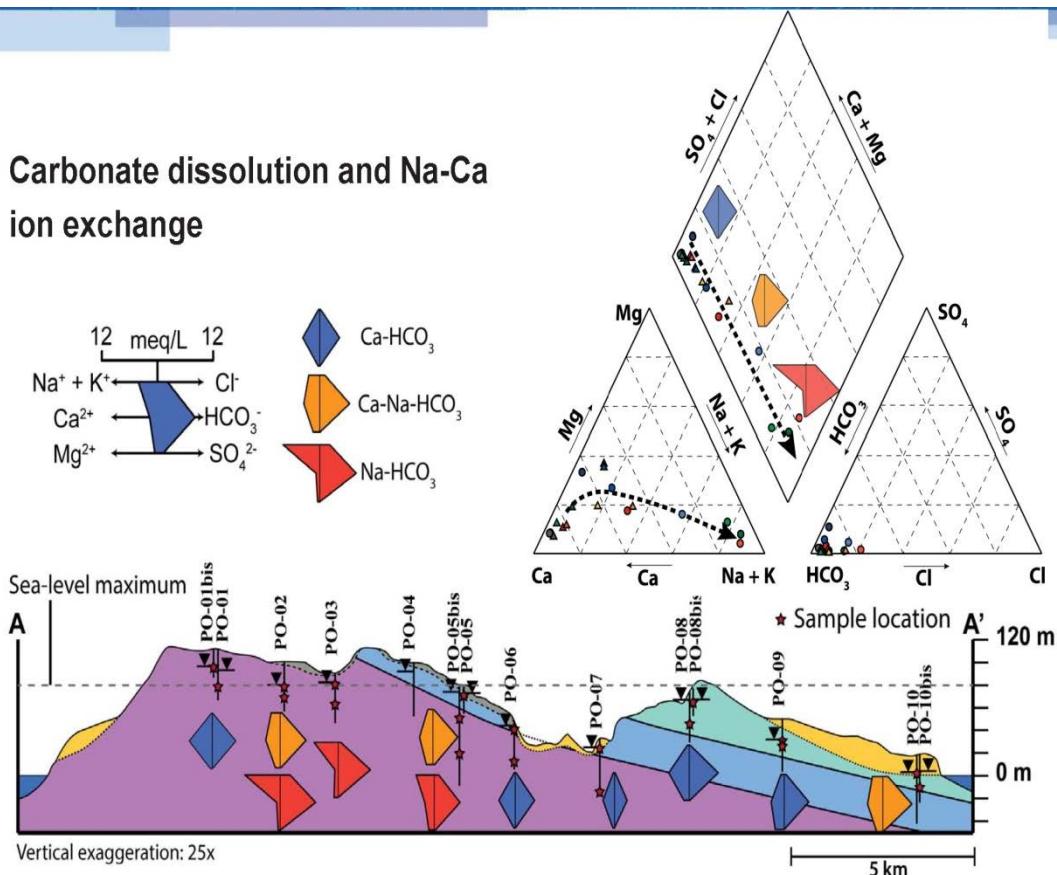
L'écoulement en sous-surface est en revanche beaucoup moins bien documenté mais, considérant la faible épaisseur des sédiments quaternaires dans la région, cet écoulement se produit vraisemblablement dans un milieu fracturé.

Une seule étude hydrogéologique a pu être documentée sur l'île (Peel et al., 2013). Cette étude, au demeurant préliminaire et d'étendue très restreinte, confirme que l'écoulement est contrôlé par un réseau de fractures et par la topographie dans la partie occidentale de l'île (Figure 17). Cette étude a notamment permis d'établir l'état « zéro » (en anglais, *baseline*) des conditions hydrochimiques de l'aquifère le long d'un profil nord-sud, ce qui facilitera le suivi des effets éventuels des opérations pétrolières et gazières dans la région. L'étude met ainsi en évidence un écoulement superficiel sans apport de la profondeur et avec des temps de résidence qui semblent restreints, bien que ceux-ci n'aient pas pu être vérifiés par des analyses isotopiques (Peel et al., 2013).

Le réseau de fractures naturelles examiné dans cette région est dominé par des fractures subhorizontales parallèles aux plans de litage, dont l'abondance décroît rapidement avec la profondeur pour devenir nulle au-delà de 70 m de profondeur (Figure 18). Le débit moyen mesuré pour ces fractures subhorizontales est faible, de l'ordre de  $5 \times 10^7$  m/s. Les auteurs relèvent cependant la possibilité d'une contribution, potentiellement importante, des réseaux de fractures verticales documentées à l'affleurement dans la région.

L'importance de ces réseaux de fractures verticales pour l'écoulement à faible profondeur est en revanche avérée dans la partie centrale de l'île, où un réseau de diaclases élargies contrôle l'orientation du modèle karstique (Figure 19) selon une orientation principale N110° (Roberge et Ford, 1983). Cette orientation correspond à l'une des deux familles principales de fractures reconnues à l'affleurement par Pinet et al. (2015). Le karst est considéré comme immature et continue de s'accroître au rythme moyen de 1200 m tous les 1000 ans, selon une direction est-ouest (Roberge et Ford, 1983).

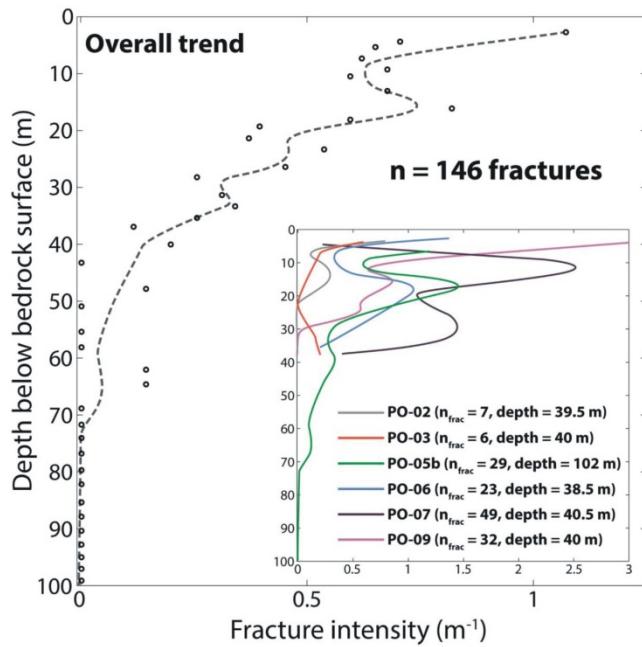
Les dolines associées au karst sont généralement inondées (lacs) ou comblées par des tourbières. Dans le cas des lacs, on observe des variations biannuelles du niveau des eaux allant jusqu'à 7 m d'amplitude. Côté et al. (2006) distinguent trois types de lacs en fonction de l'amplitude de ces variations, soit les lacs relativement stables, les lacs à niveau variable et à vidange partielle, puis les lacs à niveau variable et à vidange complète. Dans l'ensemble, les eaux sont fortement chargées en CO<sub>2</sub> et celles qui présentent le plus grand potentiel de dissolution se retrouvent dans le troisième type de lac (à vidange complète).



**Figure 17 : Coupe stratigraphique simplifiée illustrant la localisation des puits d'observation implantés dans la partie occidentale de l'île d'Anticosti ainsi que les types d'eau identifiés. Source : Peel et al. (2013).**

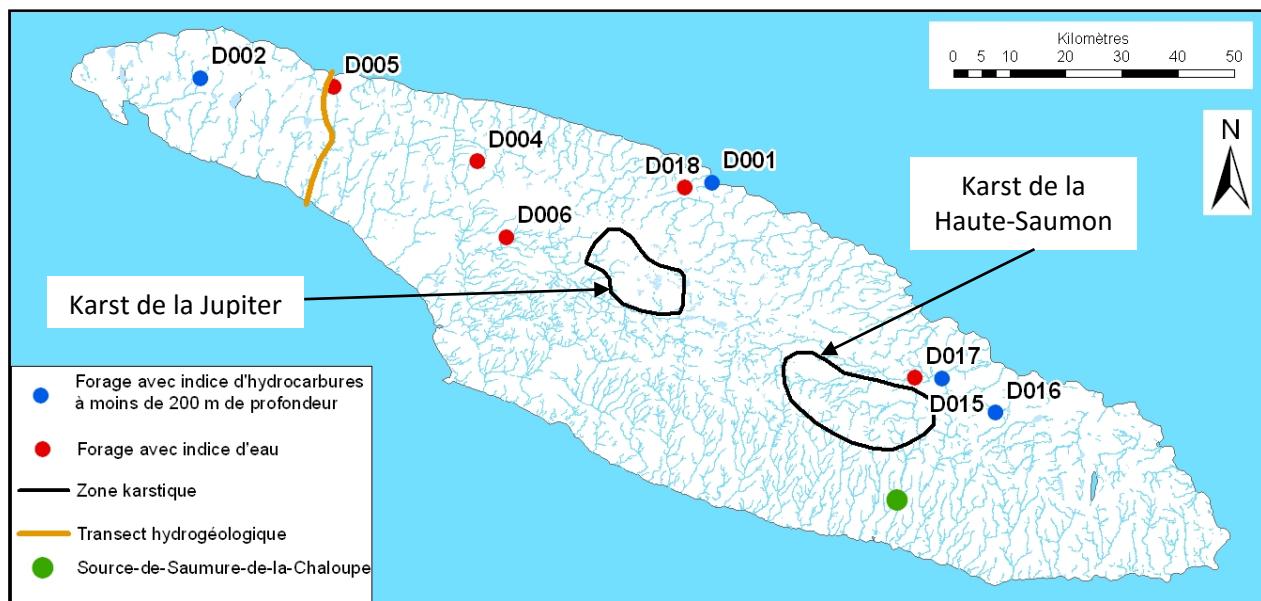
Au-delà de ces études géographiquement très localisées, on dispose de très peu d'information sur les conditions hydrogéologiques qui prévalent sur l'île d'Anticosti. Ce manque de connaissances sur les aquifères de l'île peut être considéré en soi comme un risque géologique, dans la mesure où l'on dispose de fort peu d'éléments pour anticiper la vulnérabilité des aquifères dans le cadre d'opérations de forage. Réaliser une étude hydrogéologique exhaustive à l'échelle régionale pourrait toutefois s'avérer irréaliste et, dans un milieu naturellement fracturé, les résultats comporteront encore une part d'incertitude à l'échelle locale de sorte que le risque considéré ici – l'incertitude – demeurera toujours à un certain degré. À toutes fins pratiques, il serait vraisemblable de présumer que la vulnérabilité des aquifères de l'île est généralement élevée, considérant la faible épaisseur de dépôts meubles qui surmonte le roc fracturé. La variabilité de cette vulnérabilité demeure toutefois difficile à apprécier en l'absence d'études plus détaillées. Quelques études de terrain concentrées dans la partie occidentale de l'île (Gratton et al., 1984; Painchaud et al., 1984; St-Pierre et al., 1987) soulignent aussi la présence de nombreux phénomènes glaciaires (tills, moraines terminales, eskers, etc.) qui ont de toute évidence une

incidence sur les conditions hydrogéologiques, mais ce constat n'est supporté par aucune étude hydrogéologique régionale.



**Figure 18 : Évolution de l'intensité de la fracturation avec la profondeur, établie sur la base des puits d'observation implantés dans le secteur occidental de l'île d'Anticosti. Les 146 fractures comptabilisées dans ce graphique sont horizontales et correspondent à des fractures ouvertes (n=37) ou partiellement ouvertes (n=99) et à des zones broyées (n=10).**  
Source : Peel et al. (2013).

Enfin, il faut mentionner que des indices de pétrole ou une odeur de gaz ont été signalés en surface en de nombreux points de l'île (Petryk, 1981), sans qu'il soit possible de déterminer si ces indices trouvent leur source dans le socle rocheux immédiat ou s'ils dénotent la présence de conduits préférentiels connectant la surface à des intervalles profonds riches en hydrocarbures. À faible profondeur sous la surface (moins de 200 m), quelques forages pétroliers et gaziers (localisés sur la Figure 19) documentent également la présence d'hydrocarbures liquides et gazeux, soit des indices de pétrole à 133 m et 144 m dans les puits D002 et D001 respectivement ainsi que des indices de gaz naturel associés à des fractures vers 190 m de profondeur dans les puits D015 et D016.



**Figure 19 : Réseau hydrographique de surface de l'île d'Anticosti et localisation des principaux éléments hydrogéologiques discutés dans le texte. Ces éléments sont les deux karsts du plateau central (tracé d'après Côté et al., 2006), le profil hydrogéologique (Peel et al., 2013), la Source-de-Saumure-de-la-Chaloupe (Petryk, 1981) et les puits pétroliers et gaziers dans lesquels ont été documentés des indices d'hydrocarbures (faibles profondeurs uniquement) et d'eau (toutes profondeurs).**

### 7.2.3 Source de saumure

Fait notable, on connaît également la présence d'eau au moins une source hypersaline dans le sud-est de l'île (Petryk, 1981), à proximité du tracé interprété de la Faille de Jupiter : la Source-de-Saumure-de-la-Chaloupe (localisée à la Figure 19). Cette source fait l'objet d'études encore en cours (Daoust et al., 2014; Clark et al., 2015), dont les résultats préliminaires indiquent que l'eau présente une salinité trois fois supérieure à celle de l'eau de mer et correspond vraisemblablement à un mélange d'eaux météoriques relativement jeunes (d'âge Holocène) avec une saumure bassinale profonde. La circulation et le mélange de ces eaux pourraient avoir été activés durant la déglaciation de l'île. Du CH<sub>4</sub> est associé à l'eau de la source. Les résultats d'analyse préliminaire indiquent que le gaz est d'origine biogénique et que la méthanogenèse a pu être induite par la circulation en profondeur des eaux météoriques à travers des roches riches en matière organique (Clark et al., 2015). Si cette source semble être la seule documentée sur l'île, il n'est pas exclu que d'autres soient découvertes dans le futur. À ce titre il faut mentionner que dans la vallée immédiatement à l'est de celle de la source hypersaline, Petryk (1981) rapporte une odeur de gaz naturel en plusieurs endroits le long du cours de la Rivière Dauphiné, ainsi qu'en un endroit plus à l'est le long du cours de la Rivière Bell. Si l'on ne connaît pas de sources hypersalines associées à ces localités (Petryk, 1981), la nature et la signification de ce phénomène pourraient retenir l'attention lors d'études hydrogéologiques futures.

#### **7.2.4 Indices d'eau dans les forages pétroliers et gaziers**

L'existence de la Source-de-Saumure-de-la-Chaloupe indique que le cadre hydrogéologique de l'île est complexe et qu'il doit exister des zones où les eaux douces et salines sont en contact. Pour tenter de mieux délimiter l'extension en profondeur de l'eau douce, la seule information actuellement disponible est celle recueillie par les forages dédiés à l'exploration pétrolière et gazière. Le Tableau 8 ci-dessous présente les indices d'eau recensés dans les forages, accompagnés des indices de gaz ou de pétrole pour les mêmes puits afin de rendre compte de la nature des fluides associés à l'eau. Si ces données ne concernent pas l'ensemble des puits pétroliers et gaziers forés dans l'île, elles permettent cependant de mettre en évidence la présence d'eau saline en profondeur, souvent associée à du gaz naturel ou du pétrole. De l'eau douce est également documentée dans certains puits de sorte qu'il est possible, localement, de déterminer la profondeur à laquelle l'eau douce cède la place à l'eau saline. Deux puits en particulier retiennent l'attention, pour lesquels des analyses de laboratoire permettent d'établir la salinité de l'eau plus fidèlement que sur la base des simples rapports de forage (1965OD005-01; 1965OD006-04). Dans le puits D006, l'eau douce est documentée jusqu'à 199 m de profondeur, une eau « légèrement » saline à 241,1 m et finalement de l'eau saline à 245,7 m de profondeur. Dans le puits D005, l'eau douce est documentée à 1307,0 m et l'eau saline à 1628,2 m. Bien que surprenantes, ces observations sont supportées par des résultats d'analyse de laboratoire et viennent compléter les résultats préliminaires de Peel et al. (2013) qui reconnaissent de l'eau douce dans des puits d'observation jusqu'à une centaine de mètres de profondeur. Le puits pétrolier D005, dans lequel de l'eau douce est rencontrée jusqu'à 1307 m, est localisé au nord du puits d'observation PO-01 à la Figure 19.

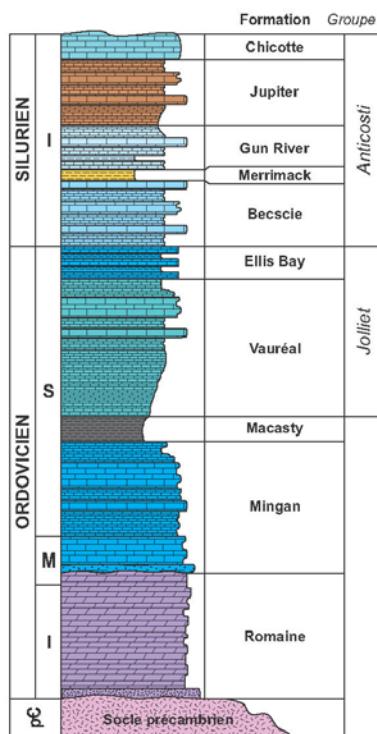
Il convient cependant de souligner que rencontrer de l'eau douce à une telle profondeur est pour le moins inhabituel voire suspect, et qu'il est difficile de concevoir un processus qui permettrait à l'eau douce d'atteindre ce niveau. Dans une région au relief peu prononcé comme c'est le cas ici, il est en effet peu probable que l'écoulement gravitaire seul puisse expliquer ce phénomène. Une telle profondeur est également bien au-delà de ce qui a été rapporté dans la littérature pour la pénétration d'eau de fonte glaciaire dans les bassins sédimentaires (Person et al., 2007), à moins qu'une faille très perméable n'ait permis la communication avec la profondeur. Ainsi, Séjourné et al. (2013) rapportent un tel cas dans les Basses-Terres du Saint-Laurent à 850 m de profondeur environ. Notons enfin que la possibilité d'une méprise demeure toujours possible, par exemple l'analyse pourrait correspondre en réalité à un filtrat de boue de forage confondu avec de l'eau de formation. Aussi, cette donnée doit-elle demeurer questionnable et être utilisée avec discernement jusqu'à ce qu'elle ait pu être confirmée ou infirmée par de nouvelles études hydrogéologiques.

**Tableau 8 : Compilation des indices d'eau documentés dans les puits pétroliers et gaziers sur l'île d'Anticosti. La localisation des puits est indiquée à la Figure 19.**

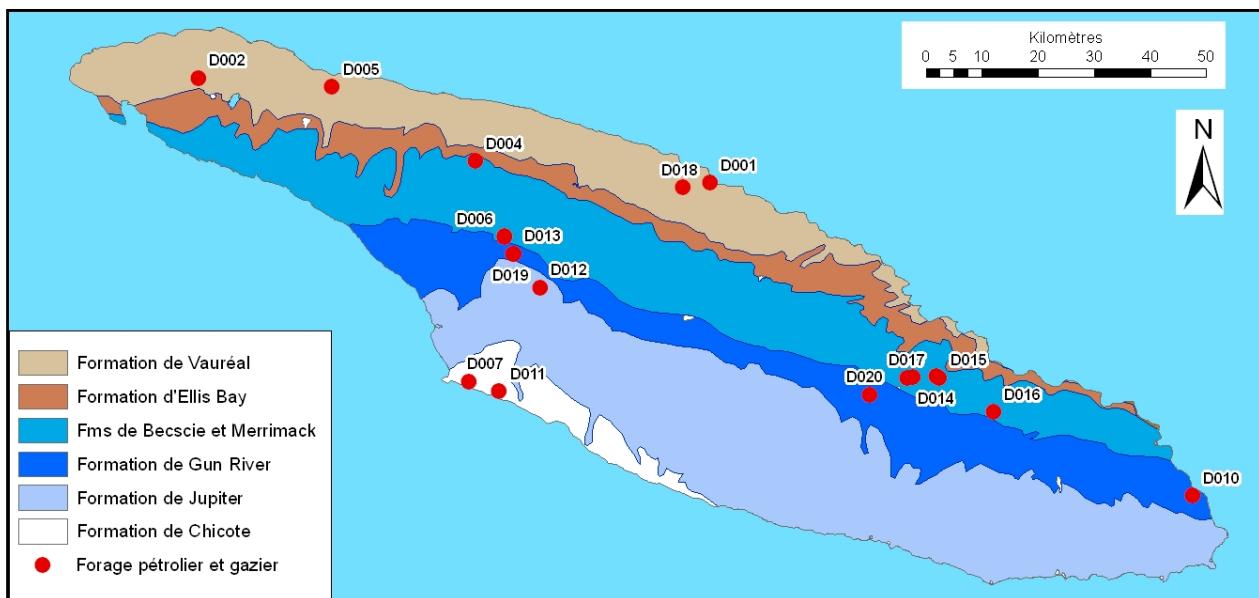
Puits	Indice	Sommet (m)	Base (m)	Formation	Salinité	Analyse
D004	Gaz	1376,2	1414,3	Mingan inférieur		
	Pétrole	1408,2	1414,3	Mingan inférieur		
	<b>Eau</b>	<b>1585,0</b>	<b>1628,2</b>	<b>Romaine</b>	<b>Eau saline</b>	
D005	Pétrole	1279,2	1279,9	Mingan inférieur		
	<b>Eau</b>	<b>1297,8</b>	<b>1307,0</b>	<b>Mingan inférieur</b>	<b>Eau douce</b>	<b>oui</b>
	Gaz	1297,8	1307,0	Mingan inférieur		
	Gaz	1461,5	1472,8	Romaine		
	<b>Eau</b>	<b>1585,0</b>	<b>1628,2</b>	<b>Romaine</b>	<b>Eau saline</b>	
	<b>Eau</b>	<b>1622,8</b>	<b>1633,7</b>	<b>Romaine</b>	<b>Eau saline</b>	<b>oui</b>
D006	<b>Eau</b>	<b>18,3</b>	<b>18,3</b>	<b>dépôts meubles</b>	<b>Eau douce</b>	
	<b>Eau</b>	<b>38,7</b>	<b>38,7</b>	<b>Beccsie</b>	<b>Eau douce</b>	
	<b>Eau</b>	<b>51,2</b>	<b>51,2</b>	<b>Beccsie</b>	<b>Eau douce</b>	
	<b>Eau</b>	<b>74,1</b>	<b>74,1</b>	<b>Beccsie</b>	<b>Eau douce</b>	<b>oui</b>
	<b>Eau</b>	<b>132,6</b>	<b>132,6</b>	<b>Ellis Bay</b>	<b>Eau douce</b>	
	<b>Eau</b>	<b>199,0</b>	<b>199,0</b>	<b>Vauréal</b>	<b>Eau douce</b>	<b>oui</b>
	<b>Eau</b>	<b>241,1</b>	<b>241,1</b>	<b>Vauréal</b>	<b>Légèrement saline</b>	
	<b>Eau</b>	<b>242,6</b>	<b>271,3</b>	<b>Vauréal</b>	<b>Eau saline</b>	
	<b>Eau</b>	<b>245,7</b>	<b>245,7</b>	<b>Vauréal</b>	<b>Eau saline</b>	<b>oui</b>
	<b>Eau</b>	<b>304,8</b>	<b>304,8</b>	<b>Vauréal</b>	<b>Eau saline</b>	<b>oui</b>
D017	Gaz	770,0	787,0	Vauréal inférieur		
	<b>Eau</b>	<b>972,0</b>	<b>972,0</b>	<b>Mingan supérieur</b>	<b>Eau saline</b>	
D018	<b>Eau</b>	<b>303,0</b>	<b>303,0</b>	<b>Vauréal inférieur</b>	<b>n.d.</b>	
	Gaz	508,0	508,0	Vauréal inférieur		
	Gaz	527,0	527,0	Macasty		
	Gaz	583,0	583,0	Macasty		
	Gaz	592,0	592,0	Mingan supérieur		
	Gaz	599,0	599,0	Mingan supérieur		
	<b>Eau</b>	<b>644,0</b>	<b>648,0</b>	<b>Mingan supérieur</b>	<b>Eau saline</b>	

### 7.3. Roches couverture

Les roches formant la couverture de la Formation de Macasty sont d'âge Ordovicien à Silurien inférieur (Figure 20). La Formation de Macasty elle-même n'affleure pas mais l'ensemble de la succession sédimentaire qui la recouvre est exposée sur l'île, depuis la Formation de Vauréal au nord jusqu'à la Formation de Chicotte au sud (Figure 21). Une compilation des études consacrées à ces unités de couverture est présentée dans Desrochers (2003). Les roches de couverture ont été traversées par 21 forages exploratoires dont la localisation est indiquée à la Figure 21.



**Figure 20 : Colonne stratigraphique simplifiée des séries sédimentaires de l'île d'Anticosti.**  
Source : Bédard et al. (2014).



**Figure 21 : Carte géologique simplifiée de l'île d'Anticosti et localisation des forages exploratoires pétroliers et gaziers.** La Formation de Macasty n'affleure pas sur l'île et n'est pas représentée sur cette carte. Les formations de Romaine et de Mingan n'affleurent pas non plus, mais sont exposées sur l'archipel de Mingan près de Havre-Saint-Pierre. Source : Bédard et al. (2014).

### 7.3.1 Risques d'éboulements

L'analyse de la courbe du diamètre (en anglais, *caliper*) disponible dans les enregistrements diagraphiques révèle que le diamètre du trou de forage dans la couverture de la Formation de Macasty tend à s'élargir, parfois de manière significative. Le phénomène semble particulièrement prononcé près de la surface dans la Formation de Merrimack (cas du puits D007). Il est également observé, quoique de manière sporadique et moins prononcée, dans les autres formations (Formation de Becscie, base de la Formation de Vauréal supérieure et base de la Formation de Vauréal inférieure). Toutefois, cet élargissement du diamètre du trou de forage ne semble pas affecter de manière significative la qualité des diagraphies enregistrées (1999OD014-12). Les risques d'éboulements durant le forage sont donc principalement développés à proximité de la surface.

### 7.3.2 Intervalles sur-pressurisés

Dans l'ensemble, les forages réalisés sur l'île n'ont pas rencontré d'intervalles significativement sur-pressurisés dans la couverture de la Formation de Macasty. De fait, plusieurs forages récents ont été en partie réalisés à l'air plutôt qu'avec de la boue de forage (D017, D018 et D019). La principale contrainte opérationnelle pour les forages à l'air réalisés sur l'île semble dans le risque d'un afflux d'eau de formation (cas des puits D017 et D018). Les puits forés avec de la boue documentent de nombreux indices de gaz dans la couverture. Ces indices coïncident généralement avec des fractures selon les interprétations géologiques et les interprétations des foreurs, sans qu'il ne soit nécessaire d'augmenter le poids de la boue de forage pour contrôler les venues de gaz.

Une exception notable se distingue toutefois, dans le cas du puits D007, où le rapport de forage fait état d'une amorce d'éruption du puits qui a été contrôlée en augmentant le poids de la boue de forage (1970OD007-01). Cet incident est survenu à 2 111 m de profondeur dans la Formation de Vauréal inférieure, quelques 300 m au-dessus de la Formation de Macasty.

Les surpressions sévères sont habituellement contrôlées par l'augmentation du poids de la boue de forage. Toutefois, une augmentation trop importante peut dans certains cas excéder le gradient de fracturation de la roche encaissante de sorte qu'il est important de pouvoir anticiper celui-ci. À cet effet, on dispose des résultats de quelques tests d'épanchement pour le puits D005 et les puits D012 à D016, ainsi que d'un test d'intégrité (en anglais, *formation integrity test*) pour le puits D018 (Tableau 9). Malheureusement, ces résultats sont souvent rapportés de manière sommaire et sont difficilement exploitables, sans compter le fait que certains d'entre eux sont des tests de limite (en anglais, *limit tests*) qui sont interrompus lorsqu'une pression pré-déterminée est atteinte (puits D012, D013 et D018, Tableau 9). En outre, ces tests sont invariablement réalisés quelques mètres en dessous de la base du coffrage de surface (soit entre 156 et 325 m pour les puits examinés) et aucune donnée n'existe pour les unités plus profondes (Tableau 9). Enfin, on dispose également des résultats d'un test d'injection (en anglais, *diagnostic formation injectivity test*) réalisé dans la Formation de Macasty, mais d'aucun pour les unités sus-jacentes.

**Tableau 9 : Synthèse des tests de pression réalisés sous la base du coffrage de surface.**

Puits	Profondeur (m)	Type de test	Validité du test
D005	156	test d'épanchement	oui
D012	325	test d'épanchement	non (test limite)
D013	255	test d'épanchement	non (test limite)
D014	178	test d'épanchement	oui
D015	173	test d'épanchement	non (pression anormale)
D016	175	test d'épanchement	non (pression anormale)
D018	185	test d'intégrité	non (test limite)

### 7.3.3 Pertes de circulation

À l'inverse des venues de gaz ou d'eau dans le puits, des pertes de circulation sont également documentées à faible profondeur dans certains puits. Ainsi, dans le cas du puits D010, on note une perte de circulation entre le coffrage conducteur et la base du coffrage de surface (1974OD010-05), de manière constante entre 54 et 265 m de profondeur puis décroissante jusqu'à 340 m. Ces profondeurs correspondent pour ce puits à la Formation de Gun River. Les puits concernés sont situés en dehors des zones karstiques identifiées.

### 7.3.4 Nature des phases gazeuses

Seules deux analyses de gaz ont été documentées dans les données disponibles. Les deux échantillons ont été prélevés dans le puits D003, à 761 et 1 080 m de profondeur dans la Formation de Vauréal. La première analyse rapporte la présence de H<sub>2</sub>S à raison de 0,03 %. Le rapport d'analyse précise toutefois que l'échantillon analysé était contaminé et contenait 80 % d'air (1962OD003-16). Il n'y a donc pas lieu de considérer que du H<sub>2</sub>S soit présent dans la Formation de Macasty, ce d'autant plus que la seconde analyse – échantillon non contaminé – ne détecte aucune trace de H<sub>2</sub>S (1962OD003-16). Par ailleurs la lithologie du bassin ne se prête pas à la formation d'H<sub>2</sub>S en l'absence de sulfates, et de gypse en particulier.

Dans les deux cas, le CH<sub>4</sub> représente plus de 98 % du gaz analysé et l'éthane 0,04 %. Enfin le CO<sub>2</sub>, qui peut être un agent corrosif, ne représente que 0,11 % de la fraction gazeuse au maximum.

### 7.3.5 Minéralogie des argiles

Une étude régionale portant sur cinq puits répartis à travers l'ensemble de l'île (D001, D002, D003, D007 et D010, localisés à la Figure 21) permet d'apprécier la distribution des phases argileuses présentes dans la couverture de la Formation de Macasty (1981TD669-02) :

- L'illite est le minéral argileux le plus abondant. Il s'agit d'un minéral relativement stable qui ne présente que peu de problèmes opérationnels.

- La smectite est peu abondante et ne se rencontre qu'au sommet du puits D003, dans les formations d'Ellis Bay et de Becscie. Les deux autres puits étudiés dans lesquels ces formations sont rencontrées (D007 et D010) ne présentent pas de smectite.
- L'illite/smectite interstratifiée est observée dans les cinq puits étudiés, donc à travers l'ensemble de l'île. Sa proportion varie entre 5 % et 20 % du total de la fraction argileuse, avec une exception notable dans le puits D007, où elle atteint jusqu'à 40 % au sommet de la séquence, dans la Formation de Chicotte, puis décroît jusqu'à 5 % dans la Formation de Vauréal.
- La chlorite/smectite interstratifiée est également observée en proportions variables (5 % à 15 %) dans tous les puits, à l'exception du puits D003. De la chlorite est systématiquement associée à la chlorite/smectite interstratifiée, mais n'est pas observée dans le puits D003.

Cette étude révèle ainsi une proportion relativement importante de minéraux argileux instables (smectite et interstratifiés), qualifiés d'argiles gonflantes, principalement dans les unités géologiques situées près de la surface. De manière générale, la proportion d'argiles interstratifiées tend à décroître à mesure que la profondeur augmente, et décroît aussi géographiquement du nord au sud de l'île à mesure que le degré de maturation thermique des roches augmente (1981TD669-02). Il faut également préciser que l'on ne dispose d'aucune indication quant à la proportion de la fraction argileuse totale par rapport aux autres minéraux, de sorte qu'il demeure difficile d'apprécier à quel point la présence de ces argiles représente un problème opérationnel réel (Tableau 1) ou si leur effet est négligeable.

### **7.3.6 Formations magnétiques**

Il ne semble pas y avoir, sur l'île d'Anticosti, de formations fortement magnétiques susceptibles de perturber une boussole, avec les risques que cela aurait pu comporter pour le déploiement sécuritaire d'une équipe sur le terrain.

## **7.4 Formation de Macasty**

Seule roche mère présente dans la séquence sédimentaire du bassin d'Anticosti, la Formation de Macasty est apte à générer du pétrole et du gaz naturel (Séjourné et Malo, 2015). La génération du gaz par crackage des molécules de pétrole se traduit notamment par une augmentation de la pression de formation dans la roche mère et possiblement dans les unités sus-jacentes (voir le cas de la Formation de Vauréal dans le puits D007, section 7.3.2 ci-dessus). Aussi il est important de pouvoir identifier les régions de l'île où les possibilités de surpression sont les plus élevées – typiquement là où la roche mère a atteint le stade de maturation thermique dit de gaz secs.

### **7.4.1 Maturité thermique**

De manière qualitative, les études historiques dédiées à la variation du degré de maturité thermique de la matière organique dans la Formation de Macasty s'accordent sur le fait que cette maturité augmente avec la profondeur et donc s'accroît régulièrement du nord-est vers le sud-ouest (1981TD669-02; Bertrand, 1990; Lavoie et al., 2011). En pratique cependant, les études les plus récentes divergent quant à la cartographie régionale du degré de maturation, de sorte que le

tracé des limites des zones à huile, à condensats et à gaz secs diffère selon les auteurs. Ainsi Lavoie et al. (2013) et Granger et al. (2013) distinguent trois zones, soit à huile, à condensats et à gaz secs, mais les seconds, comparativement aux premiers, réduisent les dimensions de la zone à huile et accordent une place plus importante à la zone à gaz secs. Marcil et al. (2013), en revanche, distinguent un vaste domaine dans la fenêtre à huile et un domaine plus restreint dans la zone à condensats, la Formation de Macasty n'étant nulle part dans la zone à gaz secs au sein de l'île selon ces derniers auteurs.

Ces incertitudes quantitatives sont imputables au fait que l'estimation du degré de maturation dépend dans une certaine mesure des calibrations retenues par l'analyste ou par le laboratoire en charge des analyses (Séjourné et Malo, 2015). À ces considérations analytiques, il faut ajouter ici la faible densité des points de contrôle (les forages pétroliers et gaziers) dont on dispose sur l'île pour établir avec précision la variation de la maturité thermique à l'échelle régionale. En particulier, les données manquent dans un secteur clé situé entre le centre l'île (puits D012, D013 et D019) et la région côtière au sud (puits D007). C'est vraisemblablement entre ces deux régions que les changements les plus abrupts dans le degré de maturité thermique sont à anticiper et que les possibilités de rencontrer un intervalle sur-pressurisé en profondeur soient les plus élevées.

#### **7.4.2 Minéralogie des argiles**

L'étude régionale mentionnée précédemment (1981TD669-02) montre que la minéralogie des argiles identifiées dans la Formation de Macasty est sensiblement comparable à celle déjà décrite pour les roches couverture de cette formation. Tout au plus, peut-on relever que la proportion d'argiles interstratifiées dans la fraction argileuse totale augmente légèrement dans la Formation de Macasty par rapport à la Formation de Vauréal inférieure sus-jacente, avec une exception notable dans le cas du puits D002 (localisé à la Figure 21) où la proportion d'illite-smectite interstratifiées représente 50 % de la fraction argileuse totale. Pour les autres puits, l'augmentation ne représente au maximum que 10 % de plus environ, que dans la Formation de Vauréal inférieure.

#### **7.4.3 Trajectoire des puits abandonnés**

Les forages pétroliers et gaziers sont des ouvrages permanents qui interrompent le continuum rocheux et représentent des discontinuités souvent beaucoup plus perméables que leur encaissant sédimentaire, dans certains cas même après leur fermeture par cimentation (Nowamooz et al., 2013; Dusseault et Jackson, 2014). En particulier, dans un contexte de fracturation hydraulique du shale de la Formation de Macasty, il est important de pouvoir localiser avec précision la trajectoire des puits environnants. Si leur localisation en surface est bien connue sur l'île d'Anticosti, de même que, dans le cas des puits récents, leur trajectoire en profondeur par le biais des relevés de déviation, de tels relevés n'existent pas pour les puits les plus anciens pour lesquels on dispose, au mieux, d'un relevé d'inclinaison sans indication sur la direction du forage.

## 7.5 Formation de Mingan

L'intérêt du présent rapport est centré sur la Formation de Macasty et sa couverture. Il est toutefois nécessaire de discuter sommairement de la Formation de Mingan sous-jacente dans la mesure où un forage exploratoire destiné à évaluer la Formation de Macasty sera vraisemblablement prolongé d'au moins quelques mètres sous cette dernière, ne serait-ce que pour permettre aux sondes diagraphiques d'évaluer le shale dans sa totalité. De ce point de vue, seuls quelques faits saillants concernant la Formation de Mingan sont résumés ici.

### 7.5.1 Pression des fluides

La Formation de Mingan a par le passé retenu l'attention pour la qualité des réservoirs conventionnels qui y ont été découverts. Si ces réservoirs se sont avérés remplis d'eau plutôt que d'hydrocarbures, ils sont également caractérisés par une pression généralement inférieure à celle attendue à ces profondeurs. En effet, la Formation de Mingan est généralement considérée comme légèrement sous-pressurisée. Ce phénomène ne représente pas un risque en soi et pourrait au contraire limiter les risques d'afflux d'eau dans le trou de forage ou dans la Formation de Macasty et ainsi contribuer à la qualité de la liaison entre le ciment et la roche encaissante.

Dans un cas particulier cependant (puits D014), des pertes de circulation sévères entre 1 014 et 1 260 m ont nécessité une pré-cimentation avant de pouvoir procéder à l'enregistrement des diagraphies, qui manquent donc sur un intervalle de 246 m (1999OD014-02). Cet intervalle correspond à la base de la Formation de Mingan et au sommet de la Formation de Romaine sous-jacente. À la fermeture du puits, un bouchon de ciment a été installé jusqu'à une profondeur de 1 200 m, recouvrant donc partiellement l'intervalle pré-cimenté. Lors d'une réentrée ultérieure de ce puits, on a constaté une venue d'eau causée par une imperfection dans le bouchon de ciment (1999OD014-06). La pression des fluides dans la Formation de Romaine semble ainsi avoir nuit à l'intégrité du ciment de sorte que de l'eau saline présente dans la Formation de Romaine a pu ensuite migrer vers le haut, par l'intérieur du trou de forage, et pénétrer dans la formation perméable et sous-pressurisée de la Formation de Mingan (en anglais, *cross-formation flow*). Les données disponibles ne sont toutefois pas diagnostiques pour déterminer laquelle des deux phases de cimentation (pré-cimentation ou bouchon) est à l'origine de la fuite.

### 7.5.2 Minéralogie des argiles

La proportion d'illite-smectite interstratifiées dans la Formation de Mingan apparaît relativement faible par rapport à l'illite et ne représente qu'environ 10 % de la fraction argileuse totale, avec un maximum de 30 % localement (1981TD669-02).

## 7.6 Structuration

La structuration de l'île est dominée par des failles normales, des réseaux de fractures et de grands plis ouverts. Les plis sont très peu marqués, les flancs sont inclinés de quelques degrés tout au plus, et sont concentrés en surface dans la Formation de Chicotte (voir Bordet et al., 2010). Le pendage généralement subhorizontal des couches ne représente pas de risque opérationnel particulier (notamment, pas de déviation naturelle anticipée). La distribution et les

caractéristiques des discontinuités structurales en revanche – fractures naturelles et failles – doivent retenir l'attention.

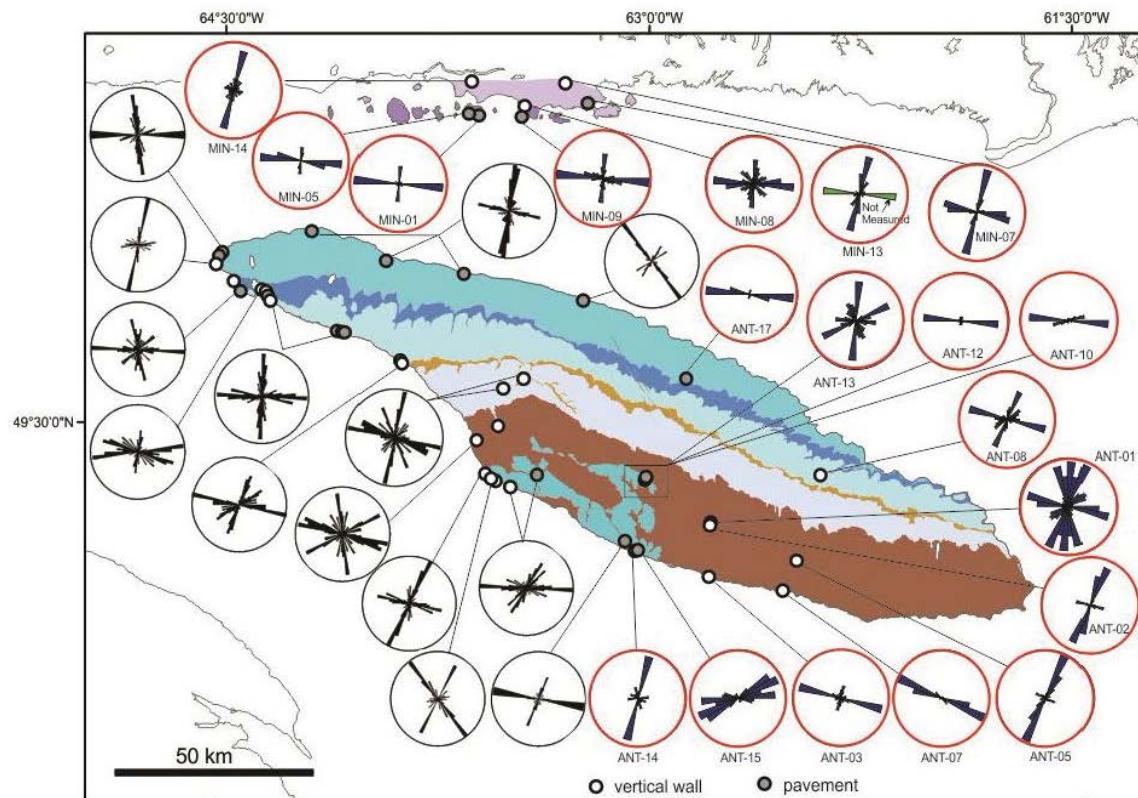
### 7.6.1 Fractures naturelles

Une étude structurale de terrain a permis de mettre en évidence deux familles de fractures principales à l'échelle de l'île d'Anticosti (Pinet et al., 2015). Ces résultats récents confirment à l'échelle régionale (Figure 22) ceux déjà rapportés par d'autres auteurs dans des secteurs particuliers de l'île (Bordet 2007; Bordet et al. 2010; Roberge et Ford, 1983). Ces fractures sont essentiellement linéaires et sub-verticales à verticales et présentent un mode d'ouverture en tension, sans évidence de glissement. La première famille de fractures, dominante, est orientée est-ouest ( $N100^\circ$ ). La seconde famille est orientée perpendiculairement à la première ( $N010^\circ$ ) et s'interrompt fréquemment dans la famille  $N110^\circ$ .

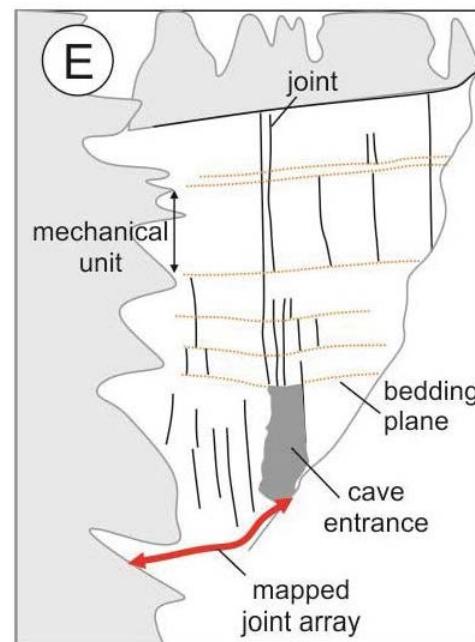
La longueur des fractures mesurées est fréquemment supérieure à 5 m et excède souvent les limites de l'affleurement de sorte que l'extension horizontale maximale des deux familles de fractures principales est difficilement appréciable. Lorsque des sections verticales sont observables (falaises et cavernes), l'extension verticale des fractures apparaît le plus souvent contrôlée par, et limitée à, des bancs individuels, créant ainsi un système de fractures confiné (en anglais, *stratabound joint system*). Cette géométrie est d'autant plus marquée lorsque les contacts lithologiques coïncident avec des contrastes mécaniques qui agissent ainsi comme des barrières à la propagation des fractures (Pinet et al., 2015). Fait important, les auteurs soulignent qu'en dépit de ce mécanisme il est souvent possible d'observer un petit nombre de fractures qui traversent l'ensemble des bancs en dépit des contrastes mécaniques (Figure 23).

La densité des fractures varie fortement d'un affleurement à l'autre, de 0,2 à 9,5 fractures par mètre après corrections trigonométriques, mais les auteurs soulignent que la comparaison des densités de fractures d'un affleurement à l'autre est délicate (Pinet et al., 2015). Dans le cas de la famille de fractures dominante ( $N100^\circ$ ), la densité médiane est d'une fracture par mètre dans les affleurements examinés. Les auteurs notent également une corrélation inverse entre l'épaisseur des bancs et la densité des fractures, les fractures étant plus densément développées dans les bancs les moins épais. Dans certains cas il est également possible de reconnaître des corridors où les fractures sont plus abondantes et présentent aussi souvent une extension verticale plus importante que la moyenne.

Dans la plupart des cas, la famille d'orientation  $N100^\circ$  se démarque comme la plus ancienne et la plus continue, donc celle qui a le plus de chances d'avoir une extension verticale importante. Il est donc vraisemblable d'envisager que cette famille dominante est celle qui peut contribuer le plus à la circulation des fluides en profondeur, *a fortiori* dans les corridors de déformation les plus importants, pour peu que ces fractures soient ouvertes en profondeur, ce qui demeure encore spéculatif (Pinet et al., 2015).



**Figure 22 : Orientation des populations de fractures documentées à l'affleurement sur l'île d'Anticosti et l'archipel de Mingan. Les familles dominantes sont orientées N100° et N010°. La figure, tirée de Pinet et al. (2015), présente également une compilation des résultats de Bordet (2007) pour la partie occidentale de l'île.**



**Figure 23 : Coupe schématique illustrant la distribution des fractures dans un corridor de déformation à l'entrée de la Grotte à la Patate. La plupart des fractures sont confinées par les contrastes mécaniques développés entre les bancs, mais certaines fractures recoupent l'ensemble de la séquence en dépit de ces contrastes. L'orientation de la grotte elle-même est contrôlée par l'orientation des fractures N100°. Source : Pinet et al. (2015).**

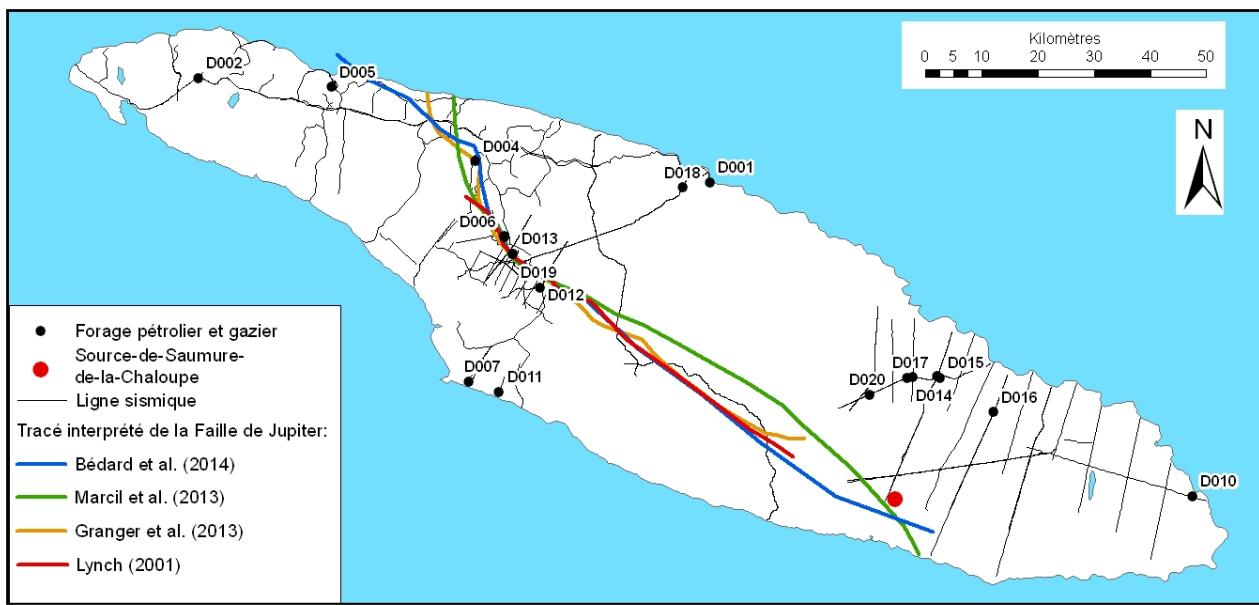
## 7.6.2 Failles

En sous-surface, les profils sismiques (localisées à la Figure 24) révèlent la présence de failles à rejet apparent normal et à fort pendage. Ces failles sont parfois associées à des failles conjuguées à pendage opposé et définissant des grabens. Les failles recoupent pour l'essentiel la séquence ordovicienne (formations de Romaine, de Mingan et de Macasty ainsi que la base de la Formation de Vauréal) et s'enracinent dans le socle précambrien de la province de Grenville. Le tracé interprété en sismique de certaines de ces failles correspond notamment à des linéaments de socle précambrien sur les cartes aéromagnétiques (1972TD000-05). La principale de ces failles, la Faille de Jupiter, contribue fortement à la structuration de l'île et a une incidence régionale sur la profondeur et l'épaisseur des unités.

### 7.6.2.1 Faille de Jupiter

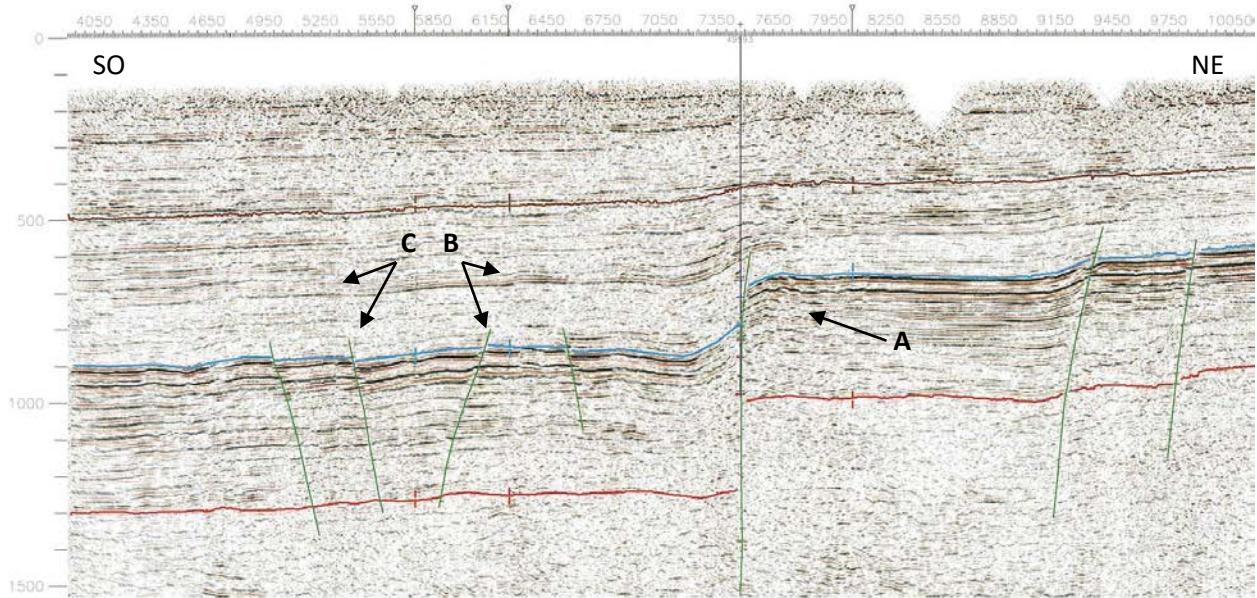
La Faille de Jupiter constitue une faille maîtresse dans l'architecture du bassin, de par sa longueur et l'ampleur de son rejet vertical. Son tracé exact varie selon les interprétations sismiques, dépendamment du degré de précision de l'interprétation, des profils sismiques disponibles pour l'interpréteur, et de la profondeur de référence (surface, toit de la Formation de Mingan, toit du socle précambrien). De fait, la meilleure description possible de la Faille de Jupiter est qu'il s'agit non pas d'une faille unique mais plutôt d'une zone de failles anastomosées (1997YD001-01). Les différents auteurs s'accordent à tout le moins sur le corridor le long duquel la faille est présente (Figure 24). L'examen détaillé des lignes sismiques et l'étude des données de forage suggèrent un mouvement synsédimentaire (Figure 25) et indiquent que le rejet maximal de la faille est de l'ordre de 450 à 600 m vers le sud-ouest, rejet qui affecte principalement les formations de Romaine, de Mingan et de Macasty ainsi que la base de la Formation de Vauréal (Figure 25; 1997YD001-01; 2000TD456-01; Lavoie et al., 2005). Ce rejet est localement assez prononcé pour mettre en contact la Formation de Macasty (roche mère) avec la roche réservoir de la Formation de Romaine (1996YD001-01). Des failles satellites de moindre ampleur bordent localement la Faille de Jupiter dans le mur et le toit de celle-ci et définissent des grabens.

La Figure 24 indique que plusieurs puits ont été forés à proximité de la Faille de Jupiter, l'objectif étant les zones déprimées (en anglais, *sags*) développées au niveau des failles enracinées dans le socle précambrien lorsque des fluides hydrothermaux dolomisateurs ont circulé le long des plans de faille (2000TD456-01). Les données disponibles pour les forages réalisés à proximité de la faille ne révèlent aucun problème opérationnel particulier qui puisse être associé à la Faille de Jupiter ou à ses failles satellites.



**Figure 24 : Tracé interprété de la Faille de Jupiter selon différents auteurs. Dans le cas de Bédard et al. (2014), ce tracé correspond à l'intersection de la faille avec le socle. La profondeur n'est pas précisée dans les autres cas.**

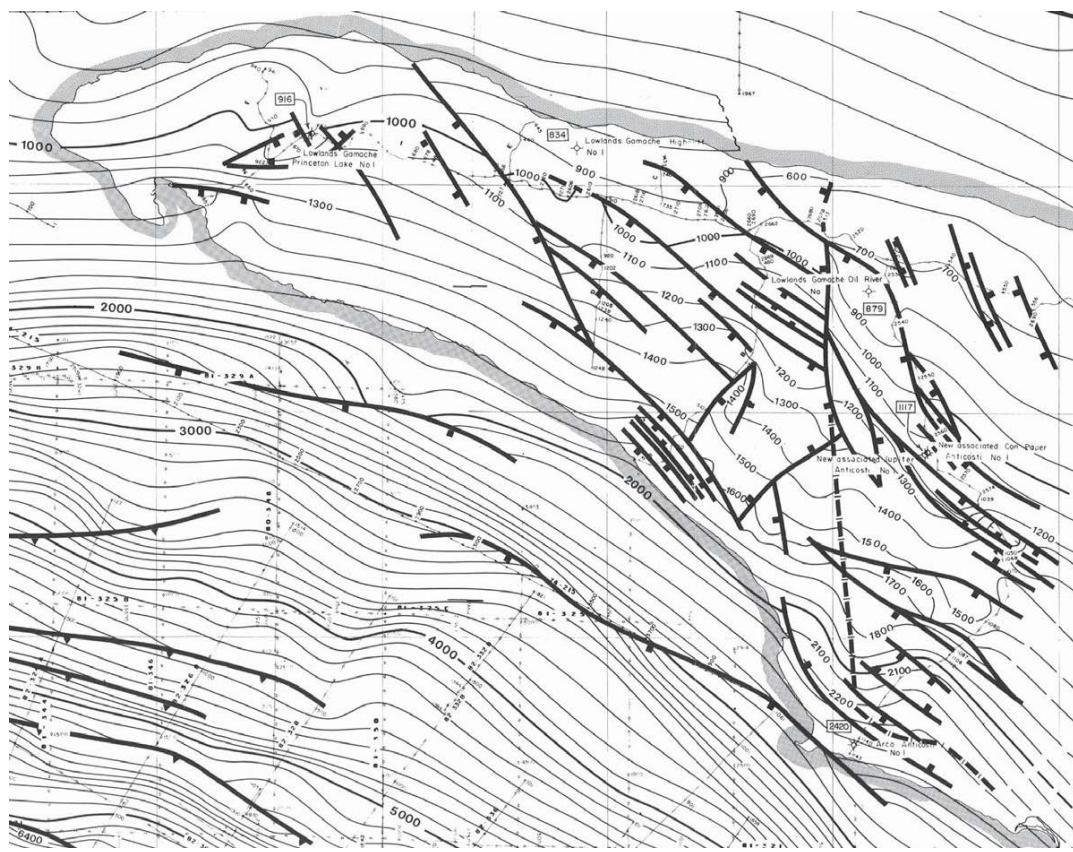
Durling et Hrycak (1996) remarquent que les failles les plus larges étudiées sur l'île, notamment la Faille de Jupiter, sont spatialement associées à des zones où les données sismiques sont de mauvaise qualité et suggère que ceci peut être expliqué par un « effet de cheminée » causé par la présence d'hydrocarbures dans les fractures, ou alternativement par l'intense déformation de la zone de faille. Lorsque les données sismiques sont de bonne qualité, les réflecteurs sismiques de la couverture présentent toutefois une bonne continuité de part et d'autre de la Faille de Jupiter (Figure 25) et sont seulement affectés par des plis d'entraînement de faible amplitude. Des fractures en tension peuvent se développer à l'extrados de ces plis dans les couches les plus compétentes. Enfin, on note que dans le toit de la Faille de Jupiter (au nord-est de la faille), la plupart des lignes sismiques interprétées dans le secteur central de l'île sont caractérisées par des réflecteurs sismiques discontinus au toit de la Formation de Mingan (Figure 25). Ces perturbations sont interprétées comme une zone fracturée ou traversée par des failles mineures (1997YD001-01), de sorte que la zone de dommage associée à la Faille de Jupiter ne semble pas restreinte à son mur, mais est également développée, quoique de manière moins prononcée, dans son toit.



**Figure 25 : Segment interprété du profil sismique Shell 71-205 illustrant la géométrie de la Faille de Jupiter dans le centre de l'île. Traits verts : failles normales, la Faille de Jupiter étant au centre de la figure. Trait rouge : toit du socle précambrien. Trait bleu : base de la Formation de Macasty. Trait brun : réflecteur sismique dans la partie médiane de la Formation de Vauréal (toit de la Formation d'English Head, terminologie maintenant abandonnée), qui montre un plissement au niveau de la Faille de Jupiter, mais qui n'est pas décalé par celle-ci. A : zone perturbée dans le toit de la faille, interprétée comme une zone fracturée ou traversée par des failles mineures. B : faille mineure recoupant la Formation de Macasty ainsi qu'un réflecteur sismique dans la Formation de Vauréal. C : faille mineure recoupant la Formation de Macasty, mais pas le réflecteur sismique dans la Formation de Vauréal, qui n'est que plissé. Trait noir vertical : tracé d'un forage prévu mais jamais réalisé. Source : Lynch (2001).**

#### 7.6.2.2 Failles mineures

Outre la Faille de Jupiter, un grand nombre de failles avec un rejet apparent normal plus faible est également documenté en sous-surface. Trois familles de failles sont distinguées selon leur orientation (Figure 26). La famille la plus répandue est orientée NO-SE, les deux autres sont orientées N-S à NNO-SSE et NNE-SSO (1962OD003-07; 1970TD000-02; 1971TD000-01; 1971TD000-02; 1972TD000-02; 1972TD000-05; 1981TD669-02; 2000TD456-01).



**Figure 26 : Carte structurale de la base de la Formation de Macasty pour la partie occidentale de l'île d'Anticosti et le Détroit d'Honguedo. Les failles interprétées sont représentées en traits gras. Source : Achab et al. (1982).**

Comme dans le cas de la Faille de Jupiter, les failles mineures recoupent pour l'essentiel la séquence ordovicienne (formations de Romaine, de Mingan et de Macasty) et s'enracinent dans le socle précambrien. L'ampleur des rejets verticaux est de l'ordre de 60 à 200 m au maximum (1982TD669-01; 1985TD698-01). Dans la plupart des cas, l'extension verticale des failles paraît limitée à la Formation de Macasty ou à la base de la Formation de Vauréal (Figure 26). Cependant, un petit nombre de failles sont identifiées en affleurement dans la partie orientale de l'île, dans la Formation d'Ellis Bay de l'Ordovicien supérieur (Bordet et al., 2010). Ces failles présentent des rejets de l'ordre du mètre (1-3 m). Les ciments de calcite qui les scellent ont une texture idiomorphe et sont dépourvus de stries, indiquant que la cimentation est postérieure à la déformation et que les failles n'ont pas été réactivées par la suite (Bordet et al., 2010). Enfin, dans la partie occidentale de l'île, la position de plusieurs failles interprétées sur des profils sismiques coïncide avec des linéaments interprétés en surface, ce qui suggère que ces failles recoupent la séquence silurienne jusqu'à la surface (1985TD000-01).

### 7.6.3 Dykes de Puyjalon

Un dernier type de discontinuité structurale affecte la partie centre-nord de l'île, où deux dykes de diabase (dykes de Puyjalon) sont cartographiés sur environ 6 km depuis la côte (Bédard, 1992;

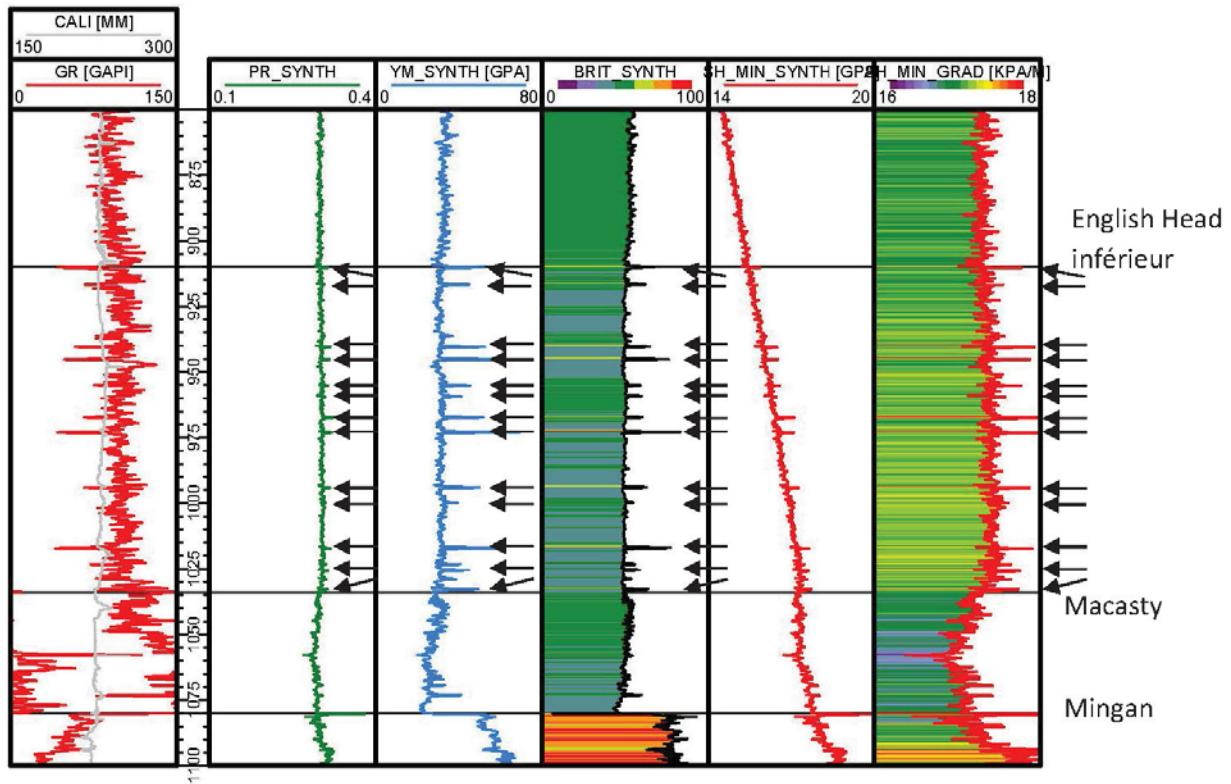
Faure et al., 2006). Non visibles en photo-interprétation (1985TD000-01), ces dykes ressortent nettement sur les levés aéromagnétiques à haute résolution (2000TD456-01) et ils ne semblent pas avoir d'équivalent ailleurs sur l'île (1974YD000-02). Les dykes de Pujalon ont une orientation NO-SE, ils sont verticaux et mesurent 8 et 15 m d'épaisseur (Petrik, 1981). Ils sont datés du Jurassique inférieur (Wanless et Stevens, 1971). Un métamorphisme de contact léger affecte les calcaires, qui sont faiblement fracturés et cimentés par de la calcite, de même que les dykes (1955TD000-01).

### 7.7 Fracturation hydraulique

La Formation de Macasty, une roche mère riche en pétrole, condensats et gaz naturel, est une cible d'exploration pour les réservoirs non conventionnels et devra être exploitée, le cas échéant, par fracturation hydraulique à haute volume. Les caractéristiques géologiques générales de ce shale sont connues par le biais des forages pétroliers et gaziers déjà réalisés sur l'île et les principaux risques opérationnels sont recensés dans le présent rapport.

Les risques géologiques associés à la fracturation hydraulique du shale de la Formation de Macasty sont plus difficiles à documenter, car peu d'études publiques sont disponibles sur le sujet. Une campagne régionale de sondages stratigraphiques, amorcée en 2012 et encore en cours, devrait permettre d'augmenter significativement les connaissances sur les propriétés du shale, en particulier sur ses propriétés géomécaniques. Ce sont ces propriétés géomécaniques qui définissent les paramètres d'un programme de fracturation hydraulique et notamment, du point de vue des risques géologiques, qui permettent d'identifier la présence de barrières géologiques naturelles empêchant la propagation des fractures induites (hydrauliques) au-delà de la zone cible. Deux études récentes permettent toutefois déjà d'estimer qualitativement les propriétés géomécaniques de la Formation de Macasty et de sa couverture, à l'échelle d'un puits (Séjourné, 2015) et à l'échelle régionale (Séjourné, sous presse).

À l'échelle du puits, les résultats de ces études mettent en évidence l'existence d'un bon contraste de fragilité entre la Formation de Macasty et la Formation de Vauréal sus-jacente, ce qui signifie que les fractures naturelles (ou hydrauliques) développées dans le shale sont (ou seront) plus complexes et mieux interconnectées que dans sa couverture. Les résultats indiquent également qu'il existe un contraste mécanique net entre les deux formations : ce contraste agit comme une barrière mécanique naturelle qui limite la propagation des fractures hydrauliques au-delà de la Formation de Macasty. La base de la Formation de Vauréal (identifiée comme la Formation d'English Head inférieur dans ces études) comprend également une série de bancs calcaires dont les propriétés mécaniques sont aptes à inhiber davantage la propagation des fractures hydrauliques vers le haut, dans l'éventualité où celles-ci passeraient la barrière mécanique au contact entre les deux formations (Figure 27).



**Figure 27 : Détail des propriétés mécaniques pour la base de la Formation de Vauréal dans le puits D020. La figure illustre le contraste mécanique observé au contact des formations de Macasty et de Vauréal (English Head inférieur sur la figure), souligné notamment par une différence marquée dans le gradient de la contrainte principale horizontale minimale (SH\_MIN\_GRAD sur la figure), ainsi que les contrastes mécaniques créés par la présence de bancs de calcaire dans la couverture, à la base de la Formation de Vauréal (flèches noires). La localisation du puits D020 est indiquée à la Figure 24. Source : Séjourné (2015).**

Ces résultats, établis dans un premier temps pour le puits D020 (Séjourné, 2015), sont également reconnus avec une grande homogénéité dans les autres puits considérés à l'échelle régionale (Séjourné, sous presse), avec toutefois une nuance importante : pour le secteur centre sud de l'île, où la Formation de Macasty et sa couverture sont caractérisées par un degré de maturation thermique plus élevé, le contraste mécanique n'est pas observé au contact entre les formations de Macasty et de Vauréal, mais plutôt au sein de la partie inférieure de la Formation de Vauréal, soit entre les formations d'English Head inférieur et d'English Head supérieur selon la terminologie employée (Séjourné, sous presse). Ce phénomène est mis en relation avec la différence de degré de maturité thermique, mais l'auteur reconnaît que les limitations du modèle pétrophysique utilisé, inhérentes à la faible densité des données disponibles dans le secteur centre sud de l'île, peut aussi expliquer ce phénomène qui serait alors un artefact.

L'étude géomécanique régionale (Séjourné, sous presse) permet également d'évaluer la variation des propriétés mécaniques de la Formation de Macasty et de sa couverture entre deux puits localisés à proximité de la Faille de Jupiter. Le puits D013 est implanté dans le toit de la faille à

environ 1 700 m de celle-ci; le puits D012 est implanté dans le mur de la Faille de Jupiter à environ 300 m de la faille. En dépit d'une augmentation marquée de l'épaisseur de la Formation de Macasty dans le bloc abaissé au sud de la faille, l'examen de la Figure 28 révèle que la Formation de Macasty et sa couverture présentent des propriétés mécaniques sensiblement comparables de part et d'autre de la faille. L'auteur en conclut que la proximité de la faille (300 m dans le cas du puits D013) ne semble pas affecter sensiblement les propriétés mécaniques des formations examinées – le shale et sa couverture. Les distances réelles qui séparent ces deux puits de la Faille de Jupiter demeurent toutefois imprécises en l'absence d'interprétations sismiques publiées, et les distances indiquées reposent sur l'interprétation de la trace de la Faille de Jupiter au toit du socle telle qu'elle est proposée dans Bédard et al. (2014). La projection arbitraire de ce tracé vers le haut – vers la Formation de Macasty et sa couverture – diminue d'autant la précision de l'estimation qui peut être faite des distances qui séparent les puits D012 et D013 du plan de faille (Séjourné, sous presse). Pour compléter l'étude géomécanique régionale réalisée à partir des données forages, la CGC travaille présentement au développement d'une stratégie d'inversion des données sismiques disponibles afin d'en dériver des propriétés mécaniques. Le recours aux lignes sismiques permettrait notamment d'évaluer la variation des propriétés mécaniques à proximité des failles avec une plus grande précision que ne le permettent les données de forages à l'heure actuelle.

Les données et les études géomécaniques disponibles semblent donc indiquer qu'il existe des barrières naturelles à la propagation des fractures hydrauliques induites au-delà de la Formation de Macasty. La portée de ces études comporte cependant des limitations importantes, en particulier en ce qui a trait à la connaissance de l'orientation des contraintes tectoniques régionales et locales ainsi que des gradients de pression qui caractérisent l'environnement de sous-surface dans l'île (voir la section 7.3.2 et les limitations et mises en garde exposées dans Séjourné, sous presse). Les résultats des sondages stratigraphiques récents et en cours pourront peut-être clarifier l'orientation des contraintes tectoniques régionales et locales, mais la nature de ces sondages – stratigraphiques – est telle que des tests d'injection ne peuvent pas être réalisés dans ces puits en vertu de la réglementation en vigueur pour l'île d'Anticosti : les gradients de pression et de fracturation dans le shale et sa couverture ne pourront être confirmés qu'à la faveur d'éventuels forages pétroliers et gaziers ultérieurs. Sans ces informations, il est difficile d'évaluer correctement l'état de contrainte auxquelles sont actuellement soumises les failles principales (telle la Faille de Jupiter) et secondaires documentées sur l'île et d'évaluer le risque de sismicité induite dans un contexte de fracturation hydraulique. Ce risque doit aussi être mesuré en regard de l'activité sismique naturelle dans la région (état « zéro »). Dans le but de mieux définir cette activité sismique naturelle, la CGC prévoit installer prochainement trois sismographes sur l'île, qui permettront également d'affiner la surveillance géophysique lors d'éventuelles opérations de fracturation hydraulique dans la région.

Par ailleurs, les données et les études disponibles ne renseignent qu'imparfaitement sur les risques qui pourraient être associés à la migration des fluides de fracturation vers les aquifères

proximes de la surface. Si le risque de propagation des fractures hydrauliques au-delà de la Formation de Macasty ne semble pas qualitativement significatif, l'absence de fractures naturelles ouvertes en profondeur et susceptibles de canaliser les fluides de fracturation au-delà de la Formation de Macasty demeure à démontrer (voir section 7.6.1).

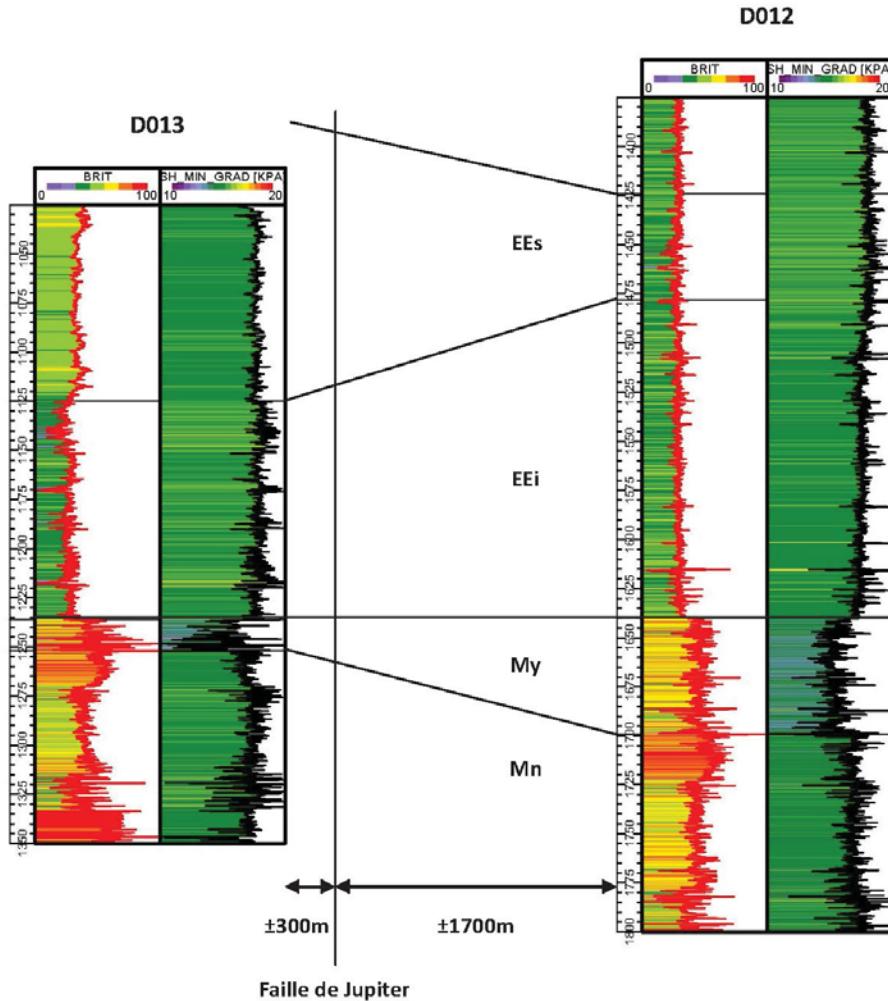


Figure 28 : Variation des propriétés mécaniques de part et d'autre de la Faille de Jupiter dans les puits D012 et D013. La figure illustre le contraste mécanique observé au contact des formations de Macasty et de Vauréal (English Head sur la figure), souligné notamment par une différence marquée dans l'indice de fragilité (BRIT) et dans le gradient de la contrainte principale horizontale minimale (SH\_MIN\_GRAD). Ces contrastes sont préservés entre les deux puits de part et d'autre de la Faille de Jupiter. Les distances qui séparent les puits de la Faille de Jupiter sont proposées à titre indicatif. EEs : Formation d'English Head supérieur; EEi : Formation d'English Head inférieur; My : Formation de Macasty; Mn : Formation de Mingan. La localisation des puits est indiquée à la Figure 24. Source : Séjourné (sous presse).

Enfin, un dernier risque géologique à considérer dans un contexte d'exploitation de réservoirs non conventionnels est la chimie des eaux de reflux. Dans certains shales en effet, les fluides de

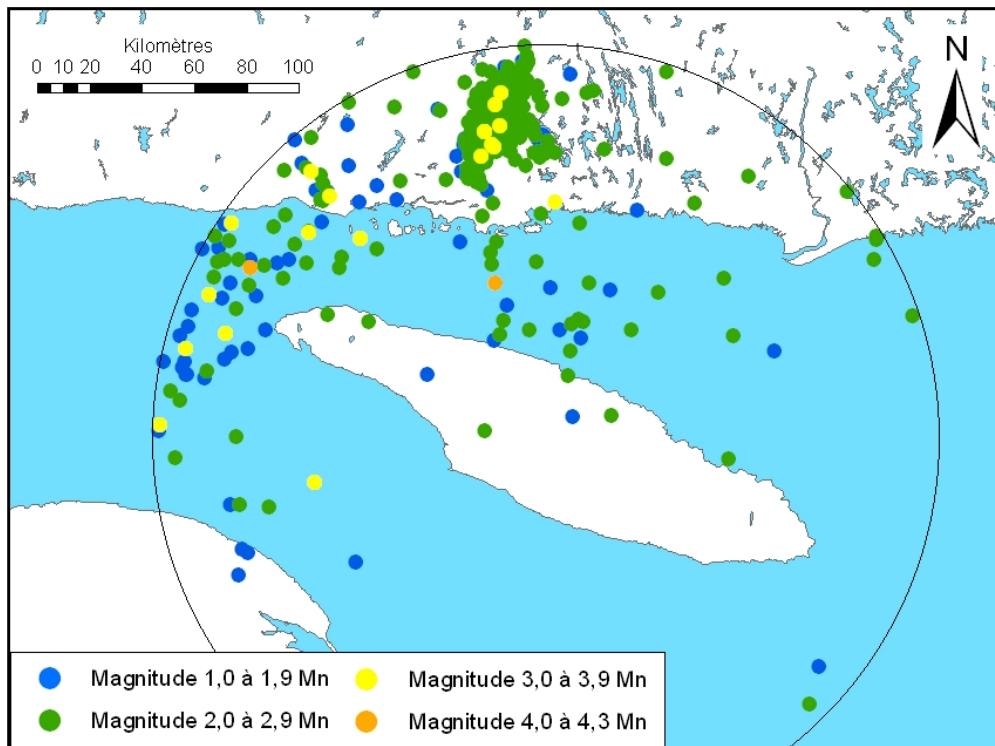
fracturation peuvent se charger notamment en métaux lourds et en éléments radioactifs. On ne dispose actuellement d'aucune donnée permettant d'établir la concentration de ces éléments dans la Formation de Macasty, de sorte qu'il n'est pas possible de déterminer si un tel risque doit être envisagé ici.

## 7.8 Aléa sismique

La sismicité naturelle sur l'île d'Anticosti et les alentours peut être appréciée à partir de la BNDS. Une recherche dans cette base de données permet de relever, entre les années 1985 et 2015, 7 séismes d'une magnitude supérieure à 1 Mn pour lesquels l'épicentre se situait à la verticale de l'île. Une recherche étendue à un rayon de 150 km à partir du centre de l'île révèle en tout, pour la même période, 480 événements sismiques répartis ainsi : 80 événements de magnitude 1 Mn, 379 événements de magnitude 2 Mn, 19 événements de magnitude 3 Mn et 2 événements de magnitude 4 Mn (Figure 29). Ces séismes sont concentrés principalement dans le golfe du Saint-Laurent à l'ouest et au nord de l'île, ainsi que sur terre au nord de Havre-Saint-Pierre. Ces données sont complétées par une compilation historique qui indique qu'aucun séisme de magnitude supérieure à 4,3 Mn n'a été enregistré dans les mêmes régions avant 1985 (Halchuk, 2009). La profondeur du foyer de la vaste majorité de ces séismes est localisée dans le socle précambrien bien en-dessous de la couverture sédimentaire selon la BNDS, à l'exception d'un petit nombre pour lesquels la profondeur du foyer est estimée à 1 km environ. Ces derniers sont localisés sur terre au nord de Havre-Saint-Pierre, leur magnitude varie entre 1,3 et 3,2 Mn et la cause de certains est liée à la présence de barrages hydroélectriques (Tremblements de terre Canada, 2015).

Afin de mettre ces observations en perspective, on peut préciser que les séismes d'une magnitude inférieure à 3,5 Mn ne sont généralement pas ressentis, tandis que les séismes d'une magnitude de 3,5 Mn à 4,5 Mn sont souvent ressentis mais causent rarement des dégâts (Tremblements de terre Canada, 2015). Ainsi, sur les 480 séismes recensés dans la région au cours des vingt dernières années, seuls quatre d'entre eux ont été ressentis selon la BNDS.

Un facteur important qui influence la dissipation de l'énergie en surface et donc son impact sur les bâtiments est la nature des sols. Le couvert de sédiments meubles sur l'île est généralement peu épais, de l'ordre du mètre (voir section 7.1 ci-dessus), de sorte que les ouvrages peuvent aisément être implantés directement sur le socle rocheux, ce qui minimise l'impact possible d'un séisme. La localisation de l'île d'Anticosti sur la carte de l'aléa sismique pour l'ensemble du Canada (Figure 4) révèle que l'île se situe dans une zone de faible aléa sismique caractérisée par une accélération spectrale de l'ordre de 0,04 g soit environ  $0,4 \text{ m/s}^2$ .



**Figure 29 : Localisation de l'épicentre des séismes enregistrés 1<sup>er</sup> janvier 1985 et le 20 septembre 2015 dans un rayon de 150 km autour du centre de l'île d'Anticosti. Source : Tremblements de terre Canada (2015).**

## 8. Lien avec les opérations pétrolières et gazières

Les principaux risques géologiques de surface et sous-surfaces ont été recensés pour chacune de structures considérées et pour l'île d'Anticosti dans les sections 2 à 7 du rapport. Bien souvent les mêmes risques potentiels se retrouvent d'une région à l'autre et certains des risques identifiés dans l'un ou l'autre de ces environnements géologiques peuvent également avoir une incidence sur plusieurs des activités pétrolières et gazières considérées. La présente section du rapport met en relation les différents risques identifiés avec chacune des activités considérées. Dans la mesure du possible certaines suggestions sont formulées ici en lien avec ces risques potentiels, suggestions qui visent principalement à anticiper ces risques. Une recension plus complète des bonnes pratiques à adopter pour anticiper et mitiger ces risques est présentée dans Séjourné et al. (2015).

### 8.1 Levés géochimiques et levés géophysiques non sismiques

Dans le cas des levés magnétiques et gravimétriques aéroportés ou de l'imagerie spectrale par télédétection, le risque géologique est naturellement nul. Les levés géochimiques (sédiments de ruisseaux, gaz dissous) ou géophysiques (magnétiques, électromagnétiques et gravimétriques) déployés au sol sont des méthodes passives qui impliquent une intervention humaine sur le terrain, mais aucune technique intrusive dans le sol ou le sous-sol, de sorte que l'on peut difficilement identifier un risque géologique de surface ou de sous-surface associé à ces

techniques. Tout au plus, peut-on rappeler que lorsque des outils sont enfouis dans le sol (ce peut être le cas pour un levé géochimique, par exemple), il est important de les nettoyer après usage afin de limiter le risque de contamination d'un environnement par un autre par la propagation de microfaunes ou de microflores, mais cette pratique fait déjà partie des usages en vigueur pour ce genre de levés et déborde du cadre de la présente étude. L'aspect humain est également à prendre en considération bien sûr, et la proximité d'une falaise peut être considérée comme un risque géologique en soi, mais si le relief en Gaspésie peut être prononcé il comporte peu de falaises à proprement parler et ce risque est surtout présent sur l'île d'Anticosti.

## 8.2 Levés sismiques

Les levés sismiques 2D ou 3D impliquent le déploiement d'une équipe sur le terrain et le recours à des camions-vibreurs ou à des charges de dynamite (Malo et al., 2015a). Dans le cas de la dynamite, l'énergie produite par les détonations est trop faible pour réactiver les failles (CÉES, 2014), même lorsque celles-ci atteignent la surface comme c'est le cas au voisinage de l'ensemble des structures étudiées ici en milieu terrestre, ainsi que dans la partie orientale de l'île d'Anticosti. Le seul risque commun aux régions examinées qui puisse être envisagé ici correspond à la présence de charges de dynamite non détonnées. En général, ces charges sont rapidement désactivées et dégradées. Quelle que soit la source d'énergie utilisée, le principal risque associé aux levés sismiques semble résider dans la présence locale de sols argileux dans des zones en pente. Dans ces circonstances, les vibrations peuvent précipiter des phénomènes de liquéfaction et induire des glissements de terrain (Hryciw et al., 1990). L'examen des cartes de compilation des dépôts meubles indique toutefois que les structures géologiques considérées en milieu terrestre sont exempts de tels sols. Des sols argileux dans des zones en pente sont en revanche documentés sur l'île d'Anticosti, principalement dans la bordure méridionale de l'île. En milieu marin, le risque géologique associé aux levés sismiques est nul. Enfin, dans le cas spécifique de l'île d'Anticosti, un risque géologique particulier devrait être considéré dans le cas de campagnes sismiques réalisées avec de la dynamite, lorsque les forages réalisés pour installer les charges traversent des zones caverneuses qui occasionnent une perte de fluides de forage et qui doivent être cimentées. Il est difficile d'envisager comment ce phénomène pourrait représenter un risque sérieux, sauf dans l'éventualité où les détonations causeraient un éboulement mécanique du karst dans la région centrale de l'île.

## 8.3 Sondages stratigraphiques et forages de puits

Du point de vue des risques géologiques, les sondages stratigraphiques et les forages de puits procèdent de la même démarche quelle que soit leur finalité et ces deux types d'ouvrages sont traités ensemble dans la présente section. Pour des raisons de clarté, les structures géologiques sont discutées séparément de l'île d'Anticosti, même si cela entraîne une redondance sur certains points.

### 8.3.1 Structures géologiques

Des cas d'élargissement du trou de forage et d'éboulements sont documentés occasionnellement mais semblent surtout affecter les forages anciens, antérieurs aux années 1970, qui étaient réalisés

par percussion ou carottage avec une boue peu dense, le plus souvent de l'eau douce. Les forages modernes paraissent peu affectés, sauf dans de rares cas, mais il faut souligner ici que la nature des réservoirs recherchés en Gaspésie et dans le Bas-Saint-Laurent, à savoir des intervalles naturellement fracturés et possiblement dolomitisés, peut amplifier les phénomènes d'instabilité du puits, car la roche manque de cohésion dans ces zones. Ce risque est naturellement plus élevé dans le cas des forages directionnels et horizontaux, mais peut être mitigé par le recours à une boue de forage suffisamment dense. L'enjeu ici consiste à trouver un équilibre entre la préservation de l'intégrité mécanique du trou pendant le forage (à l'aide d'une boue de forage de densité élevée) et la préservation de l'intégrité des propriétés du réservoir (en limitant son invasion par la boue). À ce titre, le recours à des techniques éprouvées telles le forage en pression contrôlée (en anglais, *managed pressure drilling*; Malo et al., 2015a) est préconisé, si les circonstances le permettent.

La stabilité des parois du trou de forage peut également être affectée par la présence d'argiles gonflantes dans la roche. On dispose encore de peu d'informations quant à l'importance, en volume, de ces minéraux dans les structures étudiées et une meilleure connaissance permettrait certainement de mieux apprécier leur impact éventuel sur les opérations de forage et, au besoin, d'affiner la chimie des boues de forage employées de manière à stabiliser davantage les parois. En tout état de cause le risque géologique associé à la présence éventuelle d'argiles gonflantes correspond surtout à des difficultés opérationnelles accrues durant le forage.

Un autre phénomène généralement bénin et omniprésent dans les structures étudiées ici en milieu terrestre correspond à la perte de circulation des fluides de forage, soit dans des fractures très près de la surface – l'aquifère – soit à plus grande profondeur dans des intervalles naturellement fracturés et sous-pressurisés. Ces circonstances nécessitent un colmatage et dans de rares cas une pré-cimentation avant de pouvoir poursuivre les opérations, mais les données disponibles ne permettent pas de penser que ces pertes de circulation puissent avoir été induites par la fracturation hydraulique de l'encaissant sous le poids d'une boue de forage trop dense. Plus vraisemblablement, la cause est à rechercher dans la sous-pressurisation chronique des réservoirs étudiés, à l'exception de celui de la structure d'Haldimand. Dans le cas de la structure d'Old Harry, il ne semble pas que des pertes de circulation notables aient été rencontrées lors des forages réalisés en mer dans le bassin de Madeleine.

À l'inverse des pertes de circulation, certains intervalles sur-pressurisés sont rencontrés en profondeur et les venues de gaz ou d'eau sont généralement associées à des fractures naturelles. La surpression est généralement modeste et se dissipe rapidement sans qu'il soit nécessaire d'augmenter le poids de la boue de forage pour la contrôler. À toutes fins pratiques, ces surpressions apparentes sont le plus souvent documentées dans le cas des forages où la boue utilisée est en fait de l'eau douce : on ne peut parler de surpression dans ce cas. Dans le cas de la structure d'Old Harry, il ne semble pas que des intervalles fortement surpressurisés aient été rencontrés dans les forages réalisés en mer dans le bassin de Madeleine. Toutefois, le fait

qu'aucun réservoir économique n'ait été rencontré dans ces forages ne permet pas d'exclure que des intervalles surpressurisés soient un jour rencontrés dans le bassin.

Enfin, la composition des fluides présents en sous-surface est relativement bien documentée dans le cas des structures terrestres, même si certaines lacunes existent qui devraient être comblées par des analyses de laboratoire complémentaires lors des forages futurs. Les fluides analysés semblent exempts de soufre et de H<sub>2</sub>S, même si certains rapports ambigus signalent occasionnellement la présence d'H<sub>2</sub>S de manière ponctuelle et en faibles quantités dans le cas de la structure de Galt. La géologie de la région étant peu propice à la formation de H<sub>2</sub>S (absence de sulfates, et de gypse en particulier), et les analyses de laboratoire rapportant par ailleurs l'absence de H<sub>2</sub>S dans les échantillons de fluides prélevés, la source du soufre demeure spéculative. Il apparaît judicieux de continuer à surveiller ce phénomène, qui semble toutefois anecdotique. Dans le cas de la structure d'Old Harry, les données disponibles sont très peu nombreuses, mais inclinent à penser que le H<sub>2</sub>S est absent. La présence d'anhydrite dans le bassin interdit toutefois d'écartier complètement ce risque.

### 8.3.2 Anticosti

Des cas d'élargissement du trou de forage sont documentés à travers l'ensemble de l'île, et ce, dans presque toutes les formations géologiques traversées, depuis la surface jusqu'à la Formation de Mingan. L'érosion mécanique des parois peut en outre être aggravée par l'existence de zones sur-pressurisées dans les unités argileuses peu poreuses (en anglais, *sloughing shales*) et surtout par la présence d'argiles gonflantes, qui sont généralement plus abondantes près de la surface. Ces phénomènes ne semblent toutefois pas entraver la progression des forages, ni poser de risque opérationnel particulier pour peu que l'on sache anticiper et contrôler le processus d'élargissement et d'éboulement.

Un autre phénomène généralement bénin correspond à la perte de circulation des fluides de forage, soit dans des cavernes très près de la surface, soit à plus grande profondeur dans des horizons perméables ou sous-pressurisés. Ces circonstances nécessitent un colmatage et dans de rares cas une pré-cimentation avant de pouvoir poursuivre les opérations, mais les données disponibles ne permettent pas de penser que ces pertes de circulation puissent avoir été induites par la fracturation hydraulique de l'encaissant sous le poids d'une boue de forage trop dense.

À l'inverse des pertes de circulation, certains intervalles sur-pressurisés sont rencontrés en profondeur et les venues de gaz sont généralement associées à des fractures naturelles. La surpression est généralement modeste et se dissipe rapidement sans qu'il ne soit nécessaire d'augmenter le poids de la boue de forage pour la contrôler. Cette généralisation est cependant abusive et l'on a documenté un cas où la surpression a dû être contrôlée pour éviter une éruption en surface. De tels intervalles sur-pressurisés pourraient être rencontrés plus fréquemment que ne le laissent présager les données de forage et devraient être localisés dans les régions où le degré de maturité thermique de la Formation de Macasty est le plus élevé, soit dans la partie centre sud

de l'île. La composition des gaz présents en sous-surface est mal documentée, mais paraît exempte de H<sub>2</sub>S.

#### 8.4 Complétiōns de puits et mesures de correction

Les complétiōns de puits peuvent prendre de nombreux aspects, de la simple pose et cimentation d'un coffrage jusqu'à la fracturation hydraulique et aux recomplétiōns. De ce point de vue, les conditions géologiques pouvant nuire à l'étanchéité des coffrages et du ciment revêtent un intérêt particulier. Quant aux mesures de correction considérées ici, elles consistent à localiser, derrière les coffrages, un intervalle mal cimenté et à le perforer avant d'y injecter du ciment en vue de colmater le point d'entrée du fluide (gaz ou liquide) qui autrement s'épancherait vers la surface ou envahirait un intervalle plus perméable et moins pressurisé.

Selon les données disponibles, les fluides présents en sous-surface sont fortement salins, mais peu corrosifs (peu de CO<sub>2</sub> et pas de H<sub>2</sub>S, avec quelques réserves dans le cas de certaines structures géologiques, voir les sections 3.2.1 et 4.2.1 ci-dessus). L'usure chimique des ciments et des coffrages ne paraît donc pas représenter un enjeu majeur selon l'état actuel des connaissances, mais il faut souligner ici que l'on ne dispose encore d'aucune information en ce qui a trait à la vitesse de circulation des eaux de formation en profondeur.

Phénomène déjà mentionné précédemment, l'élargissement du trou de forage que l'on observe dans certains puits forés dans les structures du Bas-Saint-Laurent et de la Gaspésie, et également dans de nombreux puits forés sur l'île d'Anticosti, peut aussi avoir une incidence sur la qualité du lien entre le ciment et la roche, particulièrement dans les intervalles où la rugosité du trou de forage favorise l'accumulation de boue de forage (Bonett et Pafitis, 1996). Dans le cas de l'île d'Anticosti en particulier, un afflux de fluides à haute pression peut être associé aux fractures naturelles dans la couverture de la Formation de Macasty et à l'eau saline dans la Formation de Romaine. Cet afflux peut nuire à l'intégrité du ciment, soit au point d'entrée de la venue de fluide, car le lien avec la roche y est imparfait, soit au-dessus de celle-ci en formant des chenaux dans le ciment (Bol et al., 1991; Dusseault et al., 2014). Au moins un cas de ce genre est documenté sur l'île, à l'interface entre les formations de Mingan et de Romaine.

La fracturation hydraulique involontaire d'une formation géologique au cours de l'injection du ciment peut survenir lorsque la pression hydrostatique de la colonne de ciment liquide excède le gradient de fracturation de la roche (Vidic et al., 2013). Les données manquent encore pour bien contraindre ce gradient de fracturation, puisque des tests d'épanchement et d'injection n'ont été réalisés que pour les puits les plus récents. Pour l'île d'Anticosti en particulier, on ne dispose donc d'aucune donnée quantitative pour anticiper le gradient de fracturation de la couverture au-dessus de la Formation de Macasty, si ce n'est dans les premiers 300 m sous la surface.

La qualité de la cimentation peut être vérifiée à l'aide de diagraphies acoustiques (enregistrement de type *cement bound log*), autant après la cimentation que dans une étape préliminaire aux mesures de correction. La qualité des résultats de ce genre de technique peut être fortement influencée par la présence d'intervalles peu perméables comme les shales (Boyd et al., 2006). Les

mesures de correction applicables peuvent aller jusqu'à l'intervention dans un puits fermé voisin s'il s'avère que celui-ci est affecté indirectement par un phénomène de migration (en anglais, *cross formation flow*).

### **8.5 Fermetures temporaires et définitives**

Les sections 8.3 et 8.4 précédentes ont permis de couvrir les principaux risques géologiques associés aux techniques de forage documentés dans les structures géologiques étudiées. Les fermetures temporaires ou définitives sont soumises aux mêmes contraintes en ce qui a trait notamment à la rugosité du trou de forage (étanchéité des valves mécaniques ou hydrauliques) ou à la présence de zones sur-pressurisées (qualité du lien entre le ciment et la roche). Mal anticipées, ces contraintes peuvent entraîner la migration de fluides profonds vers la surface et possiblement l'augmentation de la pression à l'intérieur du coffrage, voire à l'extérieur de celui-ci si une colonne continue de gaz se développe avec le temps.

On relève ainsi au moins un cas, dans la structure de Galt, où une surpression s'est accumulée entre deux bouchons de ciment destinés à isoler le coffrage de surface d'un puits qui fut par la suite réentré. Cependant, une étude hydrogéologique détaillée a montré dans le cas de la structure d'Haldimand que le risque de contamination des aquifères par la circulation de fluides le long de coffrages mal cimentés ou le long de failles était très faible.

### **8.6 Restauration et réaménagement des sites**

La restauration et le réaménagement des sites, qu'il s'agisse d'une simple réduction de l'emprise au sol des installations lors du passage de la phase de forage à la phase de production, ou qu'il s'agisse de la remise en état intégrale du site après abandon du forage, relève des problématiques discutées dans les sections précédentes.

S'il n'y a pas de risque géologique associé en soi à la restauration ou au réaménagement en surface, il existe un besoin réel d'effectuer un suivi environnemental du site et de ses environs, notamment en ce qui a trait à l'évolution de la qualité des aquifères. De ce point de vue, il est important de pouvoir comparer les données recueillies après la restauration du site avec l'état initial caractérisé au préalable avant le début des opérations de forage : la planification de la restauration d'un site débute donc avant même le début des opérations forage de sorte qu'il est possible de dresser un bilan de l'état initial et de reconnaître si des conditions locales particulières imposent des restrictions réglementaires supplémentaires (Malo et al., 2015a).

À ce titre, il paraît intéressant de rappeler qu'une odeur de gaz naturel est documentée en quelques points sur l'île d'Anticosti et surtout que de nombreux suintements naturels de pétrole sont documentés dans l'est de la Gaspésie à proximité des structures d'Haldimand et de Galt. Dans le cas de cette dernière structure, de très anciens puits d'exploration abandonnés de manière rudimentaire ont par ailleurs laissé échapper, depuis ce temps, des quantités variables d'hydrocarbures dans l'environnement. Certains de ces puits ont été fermés de manière appropriée il y a une quinzaine d'année, alors que d'autres n'ont pas été retrouvés. Il est suggéré ici de procéder à un suivi environnemental de l'écosystème à proximité de certains de ces

suintements naturels et anthropiques afin d'étudier leur impact et la régénération de l'environnement dans le cas des puits anciens fermés récemment. Fait notable, l'étude hydrogéologique réalisée dans la région d'Haldimand montre que l'eau souterraine est de très bonne qualité en dépit de la présence de nombreux suintements de pétrole dans cette région.

## 9. Conclusions

Les principaux risques géologiques de surface et de sous-surface ont été établis pour les structures géologiques de Massé, de Galt, de Bourque, d'Haldimand et d'Old Harry, ainsi que pour la Formation de Macasty et sa couverture sur l'île d'Anticosti, afin de déterminer, le cas échéant, les secteurs géographiques ou les activités industrielles nécessitant un encadrement particulier lors de l'exécution de travaux de recherche ou d'exploitation d'hydrocarbures au sein de ces régions. Cette synthèse est établie sur la base d'une revue critique des données publiques disponibles.

Bien que de nombreuses conditions géologiques susceptibles d'engendrer un risque opérationnel ou environnemental aient été recensées, il appert que la plupart de ces risques peuvent être gérés et maintenus à un niveau acceptable pour peu qu'ils soient anticipés et que des mesures préventives soient appliquées.

Les risques géologiques identifiés en surface et dans la sous-surface peu profonde sont tributaires de l'environnement topographique, géologique et hydrogéologique propre à chaque structure ou région considérée et les mesures de prévention et d'atténuation qui les concernent sont principalement du ressort de la géotechnique et de l'hydrogéologie. Parmi les principaux risques géologiques de surface, on relève sur l'île d'Anticosti la présence de sols instables dans des zones en pente, essentiellement à proximité des côtes, et la présence de cavités souterraines non cartographiées dans les zones karstiques situées au centre de l'île. Le principal risque hydrogéologique réside dans l'absence presque totale de connaissances quant au contexte hydrogéologique de l'île d'Anticosti et des structures étudiées, à l'exception de la structure d'Haldimand. En particulier, les données manquent pour estimer la profondeur maximale à laquelle on peut rencontrer l'eau douce et pour évaluer la contribution des réseaux de fractures naturelles dans l'écoulement souterrain ainsi que l'évolution de cette contribution avec l'augmentation de la profondeur. Dans la plupart des forages, des hydrocarbures liquides et/ou gazeux sont rencontrés près de la surface.

Les principaux risques géologiques identifiés en sous-surface ne sont pas propres aux structures étudiées et se retrouvent dans la plupart des bassins pétroliers, notamment l'existence de zones légèrement sous- ou sur-pressurisées, et l'instabilité mécanique du trou de forage dans l'intervalle réservoir lorsque celui-ci est naturellement fracturé. Ces conditions géologiques, si elles ne sont pas anticipées et gérées de la manière appropriée, sont aptes à favoriser la migration de fluides vers la surface, mais elles ne présentent pas non plus de défis opérationnels particuliers. Par ailleurs, la présence de discontinuités structurales – fractures naturelles, failles et dykes – ne

paraît pas représenter de problème particulier lors des opérations de forage. Ces discontinuités structurales ne semblent également pas présenter de risque géologique particulier dans le cas des structures étudiées, considérant que la stratégie actuelle des différents opérateurs vise à exploiter des réservoirs conventionnels sans avoir recours à la fracturation hydraulique. Dans un contexte de fracturation hydraulique sur l'île d'Anticosti en revanche, la distribution géographique et l'extension vers la surface de ces discontinuités doivent impérativement être prises en considération, même si des barrières mécaniques à la propagation des fractures hydrauliques dans la roche-couverture sont clairement identifiées au-dessus de la Formation de Macasty.

L'analyse des données publiques disponibles a permis de mettre au jour et de décrire un certain nombre de risques géologiques, dont les caractéristiques pourront être affinées à mesure que de nouvelles informations deviennent disponibles et dont la liste n'est pas nécessairement exhaustive. Il est cependant peu probable que de nouveaux risques géologiques majeurs soient identifiés dans le futur en Gaspésie/Bas-Saint-Laurent et sur l'île d'Anticosti, dans la mesure où la distribution géographique des structures dans le premier cas, et des puits examinés dans le second cas, permet d'échantillonner l'essentiel des facteurs de risques géologiques. Le cas de la structure d'Old Harry est moins tranché dans la mesure où trop peu de puits ont encore été forés à l'échelle du bassin pour que l'on puisse dresser un portrait complet pour cette structure.

## Références bibliographiques

Achab, A., Barnes, C.R., Bertrand, R., Fleury, A., Héroux, Y., Rochon, G., Thérioux, R., 1982. Rapport des travaux statutaires sur les permis provinciaux du Québec, numéros 669 à 712, de l'île d'Anticosti pour l'année 1981. SIGPEG, Rapport No 1981TD669-02, 265p. Voir site internet <http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca>

Aubert de la Rue, E., 1941. Région du Lac Matapédia, partie des Comtés de Matane, Matapédia et Rimouski. Ministère des Ressources Naturelles, Rapport RG 009, 56p.

Bédard, J.H., 1992. Jurassic quartz-normative tholeiite dikes from Anticosti Island, Quebec. Dans : Eastern North American Mesozoic Magmatism. J.H. Puffer et P.C. Ragland (eds.). Geological Society of America Special Paper, v.268, p.161–167.

Bédard, K., Comeau, F.-A., Malo, M., 2014. Lithostratigraphie standardisée et modélisation géologique 3D du bassin d'Anticosti. Institut national de la recherche scientifique. Québec. Rapport de recherche R1561, 83p.

Bertrand, R., 1990. Maturation thermique et histoire de l'enfouissement et de la génération des hydrocarbures du bassin de l'archipel de Mingan et de l'île d'Anticosti, Canada. Canadian Journal of Earth Sciences, v.27, p.731-741.

Bol, G., Grant, H., Keller, S., Marcassa, F., De Rozières, J., 1991. Putting a stop to gas channeling. Oilfield Review, v.3, p.35-43.

Bonett, A., Pafitis, D., 1996. Getting to the root of gas migration. Oilfield Review, v.8, p.36-49.

Bordet, E., 2007. Analyse structurale de l'île et de la plate-forme d'Anticosti, Québec. INRS-ETE, mémoire de maîtrise, 138p.

Bordet, E., Malo, M., Kirkwood, D., 2010. A structural study of western Anticosti Island, St. Lawrence platform, Québec : a fracture analysis that integrates surface and subsurface structural data. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v.58, p.35-55.

Boyd, D., Al-Kubti, S., Khedr, O.H., Khan, N., Al-Nayadi, K., Degouy, D., Elkadi, A., Al Kindi, Z., 2006. Reliability of cement bond log interpretations compared to physical communication tests between formations. Dans : Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, 5-8 novembre, Abu Dhabi, Émirats arabes unis, Society of Petroleum Engineers.

CACNB (Comité associé du Code national du bâtiment), 2010. Code national du bâtiment du Canada 2010. Conseil national de recherches du Canada, 1311p.

CÉES (Comité de l'Évaluation environnementale Stratégique sur le gaz de schiste), 2014. Rapport 129 – Synthèse des connaissances : pratiques actuelles et en développement dans l'industrie

pétrolière et gazière – Synthèse. Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste. Bibliothèque et Archives nationales du Québec, 279p.

Clark, I., Daoust, P., Desrochers, P., Greenman, W., Fortin, D., 2015. Paleozoic brine and gas seeps on Anticosti Island : Impacts for developing unconventional hydrocarbon resources. Dans Congrès conjoint AGU-GAC-MAC-CGU, Montréal, mai 2015.

Corridor Resources, 2015. The "Old Harry" Prospect, East Coast Canada, a Potential 4+ Billion Barrel Structure. Corridor Resources, corporate presentation, 29p.

Côté, D., Dubois, J.-M., Hétu, B., Gwyn, Q.H.J., 2006. Les lacs karstiques de l'île d'Anticosti : analyse hydrogéomorphologique. Université de Sherbrooke, Bulletin de recherche no 181, 22p.

Crow, H., Raynauld, M., Lefebvre, R., Gloaguen, E., Brewer, K., Cartwright, T., 2014. Borehole geophysical studies in a fractured sedimentary rock aquifer in Haldimand, Gaspé, Québec. Geological Survey of Canada, Open File 7492, 44p.

Daoust, P., Desrochers, A., Clark, I., 2014. Sur l'origine d'un monticule calcaire alimenté par une source d'eau hypersaline riche en méthane thermogénique à l'île d'Anticosti : impacts sur l'exploration pétrolière. 82e congrès de l'Acfas, Montréal, 12 au 16 mai 2014, 1 affiche.

Desrochers, A., 2003. Département des Sciences de la Terre – Université d'Ottawa - Géologie et paléontologie de l'île d'Anticosti – Répertoire bibliographique – Décembre 2003 – Rapport #hqpg-00250. SIGPEG, Rapport No 2003TD000-03, 36p. Voir site internet <http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca>

Dubois, J.-M., Gwyn, H., Bigras, P., Gratton, D., Painchaud, A., Perras, S., St-Pierre, L., 1990. Géologie des formations de surface, Île d'Anticosti, Québec. Commission géologique du Canada, carte 1660A, échelle 1/250 000.

Durling, P.W., Hrycak, S.T., 1996. Anticosti 2D seismic operations report. SIGPEG, Rapport No 1996YD001-01, 42p. Voir site internet <http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca>

Dusseault, M., Jackson, R., 2014. Seepage pathway assessment for natural gas to shallow groundwater during well stimulation, in production, and after abandonment. Environmental Geosciences, v.21, p.107-126.

Dusseault, M.B., Jackson, R.E., MacDonald, D., 2014. Towards a road map for mitigating the rates and occurrences of long-term wellbore leakage. Geofirma Engineering Ltd., May 22, 2014, 69p.

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.

Gouvernement du Québec, 2015. Synthèse des connaissances et plan d'acquisition de connaissances additionnelles, Évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures, 2015, 113p. Voir site internet <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/documents/Hydrocarbures.pdf> (accédé en ligne le 19 août 2015)

Granger, B., Ouederni, M., Roy, S., Brisebois, D., 2013. Estimation of the kerogen porosity (PhiK) Macasty Fm (Utica) Anticosti Island, QC, Canada. Utica Shale Congress, avril 2013, 39p. Voir site internet <http://petrolia-inc.com/imports/medias/pdf/presentation-corpo/2013-04-petrolia-utica-shale-congress.pdf> (accédé en ligne le 19 août 2015)

Grant, A.C., Moir, P.N., 1992. Observations On Coalbed Methane Potential, Prince Edward Island. Geological Survey Of Canada, Current Research, Part E, Paper no. 92-1E, p.269-278.

Gratton, D., Gwyn, Q.H.J., Dubois, J.-M.M., 1984. Les paléoenvironnements sédimentaires au Wisconsinien moyen et supérieur, île d'Anticosti, golfe du Saint-Laurent, Québec. Géographie physique et Quaternaire, v.38, p.229-242.

Josenhans, H., Lehman, S., 1993. Quaternary sediment maps of the Gulf of St. Lawrence. Geological Survey of Canada, Open File 2700, 463p.

Josenhans, H., Lehman, S., 1999. Late glacial stratigraphy and history of the Gulf of St. Lawrence, Canada. Canadian Journal of Earth Sciences, v. 36, p.1327-1345.

Halchuk, S., 2009. Seismic Hazard Earthquake Epicentre File (SHEEF) used in the Fourth Generation seismic hazard maps of Canada. Geological Survey of Canada, Open File 6208, 1 CD-ROM.

Hryciw, R.D., Vitton, S., Thomann, T.G., 1990. Liquefaction and flow failure during seismic exploration. Journal of Geotechnical Engineering, v.116, p.1881-1899.

INRS-Pétrole, 1975. Étude sédimentologique et géochimique du puits Sarep - HQ Brion No 1. Ministère de l'Énergie et des Ressources, Rapport DP 332, 171p.

Lalonde, J.-P., Pelletier, M., Chouinard, N., 1984. Atlas géochimique des eaux souterraines de la région du Bas-Saint-Laurent. Ministère des Ressources Naturelles, Rapport DV 83-07, 338p.

Lamontagne, M., Keating, P., Perreault, S., 2003. Seismotectonic characteristics of the Lower St. Lawrence Seismic Zone, Quebec : insights from geology, magnetics, gravity, and seismic. Canadian Journal of Earth Sciences, v.40, p.317-336.

Lavoie, D., 2009. Porosity and permeability measurements for selected Paleozoic samples in Quebec. Geological Survey of Canada, Open File 6084, 23p.

Lavoie, D., Chi, G., Brennan-Alpert, P., Desrochers, A., Bertrand, R., 2005. Hydrothermal dolomitization in the Lower Ordovician Romaine Formation of the Anticosti Basin : Significance for petroleum exploration. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v.53, p.454–472.

Lavoie, D., Pinet, N., Dietrich, J., Hannigan, P., Castonguay, S., Hamblin, A. P., Giles, P., 2009. Petroleum Resource Assessment, Paleozoic successions of the St. Lawrence Platform and Appalachians of eastern Canada. *Geological Survey of Canada, Open File* 6174, 275p.

Lavoie, D., Obermajer M., Fowler, M.G., 2011. Rock-Eval/TOC data from Cambrian-Ordovician of the Saint Lawrence Platform and Humber Zone, and Silurian-Devonian of the Gaspé Belt successions, Quebec. *Commission géologique du Canada, Dossier Public* 6050, 34p.

Lavoie, D., Chen, Z., Thériault, R., Séjourné, S., Lefebvre, R., Malet, X., 2013. Hydrocarbon Resources in the Upper Ordovician Black Shales in Quebec (Eastern Canada) : From Gas/Condensate in the Utica to Oil in the Macasty. *Search and Discovery Article No 50856*, 31p.

Locat, J., 1978. Le Quaternaire de Baie-des-Sables – Trois-Pistoles (Comtés de Matapedia, Rimouski et Rivière-du-Loup). *Ministère de l'Énergie et des Ressources, Rapport DPV605*, 79p.

Loring, D.H., 1973. Bathymetric chart, Gulf of St Lawrence. *Department of the Environment, Canada, Map 811A*. Publié dans: *Offshore Geology of eastern Canada, Volume 2- Regional Geology, 1975, Geological Survey of Canada, Paper no. 74-30 v.2*.

Loring, D.H., Nota, D.J.G., 1972. Distribution of surface sediments, Gulf of St. Lawrence. *Department of the Environment, Canada, Map 811G, 1:1,000,000*. Publié dans: *Offshore Geology of eastern Canada, Volume 2- Regional Geology, 1975, Geological Survey of Canada, Paper no. 74-30 v.2*.

Lynch, J.V.G., 2001. SHELL Canada – ENCAL Energy, Anticosti Island Exploration, 1997–2000. *SIGPEG, Rapport No 2000TD456-01*, 32p. Voir site internet <http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca>

Macquarie Tristone, 2012. Corridor Resources Inc. 2012 joint venture opportunity – Old Harry prospect. *Publication corporative, juillet 2012, 12p*. Voir site internet <http://www.corridor.ca/documents/CorridorOverviewMemorandumUpdateOH.pdf> (accédé en ligne le 19 août 2015)

Malo, M., Lefebvre, R., Comeau, F.-A., Séjourné, S., 2015a. Synthèse des connaissances portant sur les pratiques actuelles et en développement dans l'industrie pétrolière et gazière. *Institut national de la recherche scientifique, Québec, Rapport de recherche R1553*, 142p. Voir site internet <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/documents/Chantier-technique.pdf> (accédé en ligne le 19 août 2015)

Malo, M., Comeau, F.-A., Séjourné, S., 2015b. Établissement des bassins géologiques analogues aux structures géologiques en Gaspésie, dans le Bas-Saint-Laurent et dans le golfe du Saint-

Laurent. Institut national de la recherche scientifique, Québec, Rapport de recherche R1631, 100p.

Marcil, J.-S., Lavoie, J., Mechti, N., Dorrins, P.K., Marcotte, B., Lavoie, J.-Y., 2013. Ordovician-Aged Liquid-Rich Shales and Hydrothermal Dolomites Plays : An Updated Review of the Eastern Canada Anticosti Basin Hydrocarbon Potential. Search and Discovery Article No 10555, 46p.

MER, 1984. Compilation de la géologie du Quaternaire – Région des Appalaches. Ministère de l'Énergie et des Ressources, Rapport DV 84-10, 89 cartes.

Nowamooz, A., Lemieux, J.M., Therrien, R., 2013. Modélisation numérique de la migration du méthane dans les Basses-Terres du Saint-Laurent. Étude Environnementale Stratégique sur le Gaz de Schiste, Rapport d'Étude No E3-10\_UL, 126p.

Oakey, G.N., Dehler, S.A., 2004. Magnetic anomaly map, Gulf of St. Lawrence and surrounds, Atlantic Canada. Geological Survey of Canada, Open File 1815, 1 feuillet.

Painchaud, A., Dubois, J.-M.M., Gwyn, Q.H.J., 1984. Déglaciation et émersion des terres de l'ouest de l'île d'Anticosti, golfe du Saint-Laurent, Québec. Géographie physique et Quaternaire, v.38, p.93-111.

Paré, G., Dubois, J.-M. M., Gwyn, Q. H. J., 2005. Méthode de cartographie des géorisques karstiques à l'aide d'une image radar : Application à l'île d'Anticosti, Québec. Télédétection, v.4, p.303-328.

Peel, M., Lefebvre, R., Gloaguen, E., Lauzon, J.-M., 2013. Hydrogeological assessment of western Anticosti Island related to shale oil exploitation. GéoMontréal 2013, 66th Canadian Geotechnical Conference and 11th Joint CGS/IAH-CNC Groundwater Conference, Montréal, Québec, Canada, 29 septembre au 3 octobre 2013, 2 p. Voir aussi le site internet : <http://www.petrolia-inc.com/imports/medias/pdf/etudes/2013-09-geomontreal-anticosti-mp.pdf> (accédé en ligne le 19 août 2015)

Person, M., McIntosh, J., Bense, V., Remenda, V.H., 2007. Pleistocene hydrology of North America : The role of ice sheets in reorganizing groundwater flow systems. Reviews of Geophysics, v.45, 28p.

Pétrolia, 2006. Les partenaires annoncent les résultats de la remontée de pression au puits Pétrolia-Haldimand #1. Communiqué de presse daté du 27 juin 2006, disponible en ligne sur SEDAR. Voir site internet : [www.sedar.com](http://www.sedar.com)

Pétrolia, 2012a. Hydrocarbures sur un intervalle de 1 850 mètres dans le puits Bourque No. 1. Communiqué de presse daté du 31 octobre 2012, disponible en ligne sur SEDAR. Voir site internet : [www.sedar.com](http://www.sedar.com)

Pétrolia, 2012b. Le puits Bourque 2 révèle deux zones réservoirs et la présence de condensats. Communiqué de presse daté du 19 décembre 2012, disponible en ligne sur SEDAR. Voir site internet : [www.sedar.com](http://www.sedar.com)

Pétrolia, 2013a. Allocution de M. Bernard Granger. Pétrolia, Assemblée générale annuelle, 1er mars 2013, 29. Voir site internet : <http://petrolia-inc.com/imports/medias/pdf/presentation-corpo/2013-03-01-aga-presentationbg.pdf> (accédé en ligne le 19 août 2015)

Pétrolia, 2013b. Importantes quantités d'hydrocarbures piégés dans un réservoir à Bourque 1. Communiqué de presse daté du 30 janvier 2013, disponible en ligne sur SEDAR. Voir site internet : [www.sedar.com](http://www.sedar.com)

Pétrolympic, 2014. Rapport d'étape pour le puits de Massé No 2, avec des indications de pétrole et de gaz. Communiqué de presse daté du 7 novembre 2014, disponible en ligne sur SEDAR. Voir site internet : [www.sedar.com](http://www.sedar.com)

Petryk, A., 1981. Carte géologique de l'île d'Anticosti (1/100 000). SIGEOM, Rapport DPV 823, 16p.

Pinet, N., Brake, V., Lavoie, D., 2015. Geometry and regional significance of joint sets in the Ordovician-Silurian Anticosti Basin : new insights from fracture mapping. Geological survey of Canada, Open File 7752, 25p.

Raynauld, M., Peel, M., Lefebvre, R., Crow, H., Molson, J., Ahad, J., Gloaguen, E., 2014. Caractérisation hydrogéologique du secteur Haldimand. Institut national de la recherche scientifique, Québec, Rapport de recherche R1497, 229p.

Ressources et Énergie Squatex, 2013. Découverte d'un réservoir conventionnel de gaz naturel. Communiqué de presse daté du 15 novembre 2013, disponible en ligne sur SEDAR. Voir site internet : [www.sedar.com](http://www.sedar.com)

Ressources et Énergie Squatex, 2015. Le potentiel pétrolier du Bas-Saint-Laurent se précise. Communiqué de presse daté du 18 février 2015, disponible en ligne sur SEDAR. Voir site internet : [www.sedar.com](http://www.sedar.com)

Roberge, J., 1979. Géomorphologie du karst de la Haute-Saumons, Ile d'Anticosti, Québec. Thèse de maîtrise, Université McMaster, 217p.

Roberge, J., Ford, D.C., 1983. The Upper Salmon River karst, Anticosti Island, Quebec, Canada. Journal of Hydrology, v.61, p. 159–162.

Roberge, J., Lauriol, B., Saint-Pierre, L., 1985. La morphogénèse de la caverne à la Patate, île d'Anticosti, Québec. Géographie physique et Quaternaire, v.39, p.67-75.

Sanford, B.V., 1998. Geology and oil and gas possibilities of the Gulf of St. Lawrence region - southeastern Canada. Geological Survey of Canada, Open File 3632, 63p.

Sanschagrin, R., 1964. Les Iles de la Madeleine. Ministère de l'Énergie et des Ressources, Rapport RG 106, 59p.

Séjourné, S., 2015. Étude géomécanique de la Formation de Macasty et de sa couverture dans un puits pétrolier et gazier (Pétrolia/Corridor Chaloupe No. 1), Île d'Anticosti, Québec. Commission géologique du Canada, Dossier Public 7892, 51p.

Séjourné, S., sous presse. Étude géomécanique régionale de la Formation de Macasty et de sa couverture d'après les puits pétroliers et gaziers de l'Île d'Anticosti, Québec. Commission géologique du Canada, Dossier public 7907, 114p.

Séjourné, S., Malo, M., 2015. Géologie et potentiel en hydrocarbures des bassins sédimentaires du sud du Québec. Institut national de la recherche scientifique, Québec, Rapport de recherche R1552, 147p.

Séjourné, S., Lefebvre, R., Malet, X., 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, Province de Québec. Commission géologique du Canada, Dossier Public 7338, 165p.

Séjourné, S., Malo, M., Comeau, F.-A., 2015. Bonnes pratiques liées aux opérations pétrolières et gazières : Actualisation dans le contexte géologique québécois. Institut national de la recherche scientifique, Québec, Rapport de recherche R1632, 76p.

SIGPEG, 2015. 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>

SIH, 2015. Système d'information hydrogéologique. Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs. Voir site internet <http://mddep.gouv.qc.ca/eau/souterraines/sih>

Sproule, 2013. Technical review of certain P&G holdings of Petrolia Inc. in Quebec and New Brunswick (As of December 31, 2013). Rapport 51-101 disponible en ligne sur SEDAR. Voir site internet : [www.sedar.com](http://www.sedar.com)

St-Pierre, L., Gwyn, Q.H.J., Dubois, J.-M.M., 1987. Lithostratigraphie et dynamique glaciaires au Wisconsinien, île d'Anticosti, golfe du Saint-Laurent. Journal Canadien des Sciences de la Terre, v.24, p.1847-1858.

Tremblements de terre Canada, 2015. CGC (Commission géologique du Canada), Ressources naturelles Canada, Bulletin en direct, <http://www.seismescanada.rncan.gc.ca/stndon/NEDB-BNDS/bull-fra.php>

Véillette, J.J., Cloutier, M., 1993. Géologie des formations en surface, Gaspésie, Québec. Geological Survey of Canada, "A" Series Map 1804A, 1 feuillet.

Vidic, R.D., Brantley, S.L., Vandenbossche, J.M., Yoxtheimer, D., Abad, J.D., 2013. Impact of shale gas development on regional water quality. *Science*, v.340 (6134): 1235009.

Wanless, R.K., Stevens, R.D., 1971. Note on the age of diabase dykes, Anticosti Island, Quebec. *Comptes-rendus de l'Association géologique du Canada*, v.23, p.77-78.