



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/>

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 Sédiments quaternaires	17
2.1.2 Hydrogéologie	17
2.2 Sous-surface	18
2.2.1 Fluides	18
2.2.2 Pressions	18
2.2.3 Structuration.....	19
2.2.4 Minéralogie des argiles	19
2.2.5 Aléa sismique.....	20
3. Structure de Galt.....	22
3.1 Surface et sous-surface peu profonde.....	23
3.1.1 Sédiments quaternaires	23
3.1.2 Hydrogéologie	24
3.2 Sous-surface	26
3.2.1 Fluides	26
3.2.2 Pressions	29
3.2.3 Structuration.....	30
3.2.4 Minéralogie des argiles	30
3.2.5 Aléa sismique.....	30

4. Structure de Bourque.....	32
4.1 Surface et sous-surface peu profonde.....	32
4.1.1 Sédiments quaternaires	32
4.1.2 Hydrogéologie	32
4.2 Sous-surface	34
4.2.1 Fluides	34
4.2.2 Pressions	35
4.2.3 Structuration.....	35
4.2.4 Minéralogie des argiles	35
4.2.5 Aléa sismique.....	36
5. Structure d’Haldimand	37
5.1 Surface et sous-surface peu profonde.....	38
5.1.1 Sédiments quaternaires	38
5.1.2 Hydrogéologie	39
5.2 Sous-surface	41
5.2.1 Fluides	41
5.2.2 Pressions	41
5.2.3 Structuration.....	43
5.2.4 Minéralogie des argiles	43
5.2.5 Aléa sismique.....	44
6. Structure d’Old Harry.....	45
6.1 Surface et sous-surface peu profonde.....	46
6.1.1 Profondeur d’eau	46
6.1.2 Sédiments quaternaires	46
6.2 Sous-surface	47
6.2.1 Fluides	47
6.2.2 Pressions	48
6.2.3 Structuration.....	48
6.2.4 Minéralogie des argiles	49
6.2.5 Aléa sismique.....	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 Structures géologiques	77
8.3.2 Anticosti.....	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 ^{er} 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 ^{er} 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 ^{er} 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 ^{er} 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 ^{er} 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 ^{er} 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

CH₄ : Méthane

CO₂ : Dioxyde de carbone

DGHB : Direction générale des hydrocarbures et des biocombustibles

ÉES : Évaluation Environnementale Stratégique

H₂S : 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 ÉES

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 géominère 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.

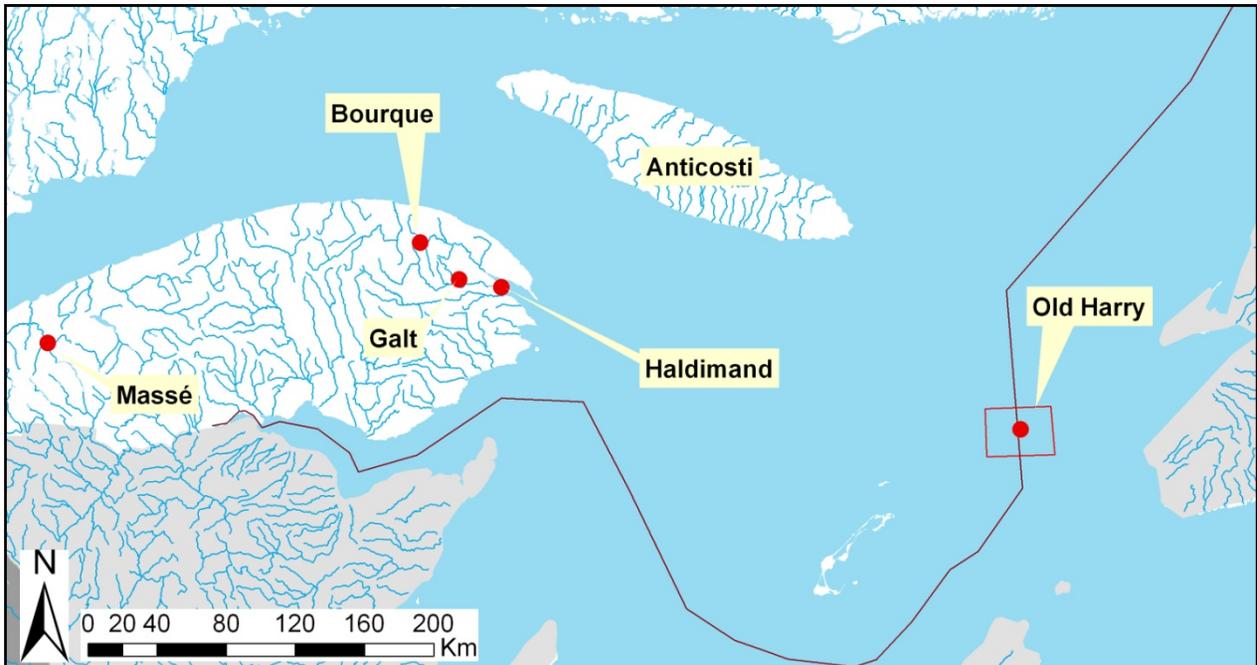


Figure 1 : Carte de localisation des quatre structures géologiques en milieu terrestre considérées dans le présent rapport, de la structure d'Old Harry en milieu marin, et de l'île d'Anticosti.

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 dolomités 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.

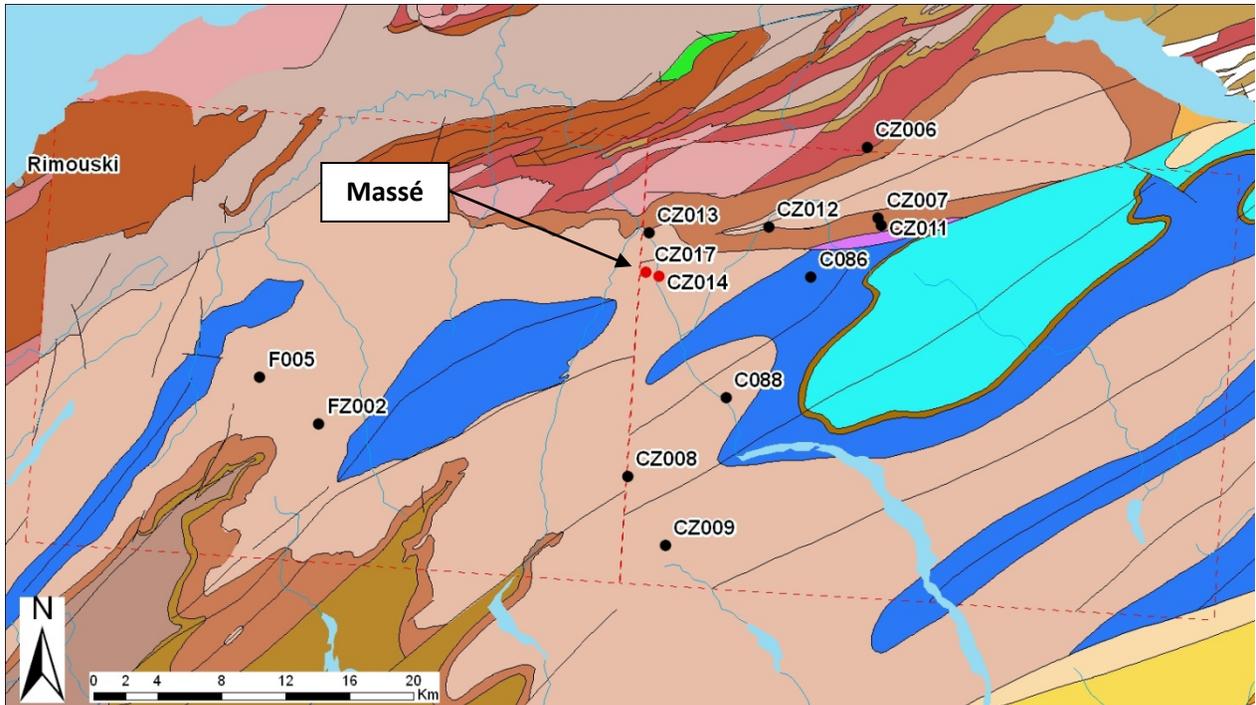


Figure 2 : Région considérée pour la structure de Massé. Les puits forés sur la structure sont indiqués en rouge, les puits plus anciens en noir, et les feuillets NTSC considérés sont délimités en pointillés rouges. L'étendue de la structure n'est pas connue mais pourrait être de l'ordre de 20 km² (Ressources 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 circulations 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 (CH₄) (89 %) et est dépourvu de sulfure d'hydrogène (H₂S). De l'eau saline est également présente (Ressources et Énergie Squatex, 2013). Dans le puits CZ017, le CH₄ est également présent ainsi qu'une quantité appréciable de condensats (de l'ordre de 100 mL/m³) et pas de H₂S (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 H₂S (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 trépan 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, peut-être 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).

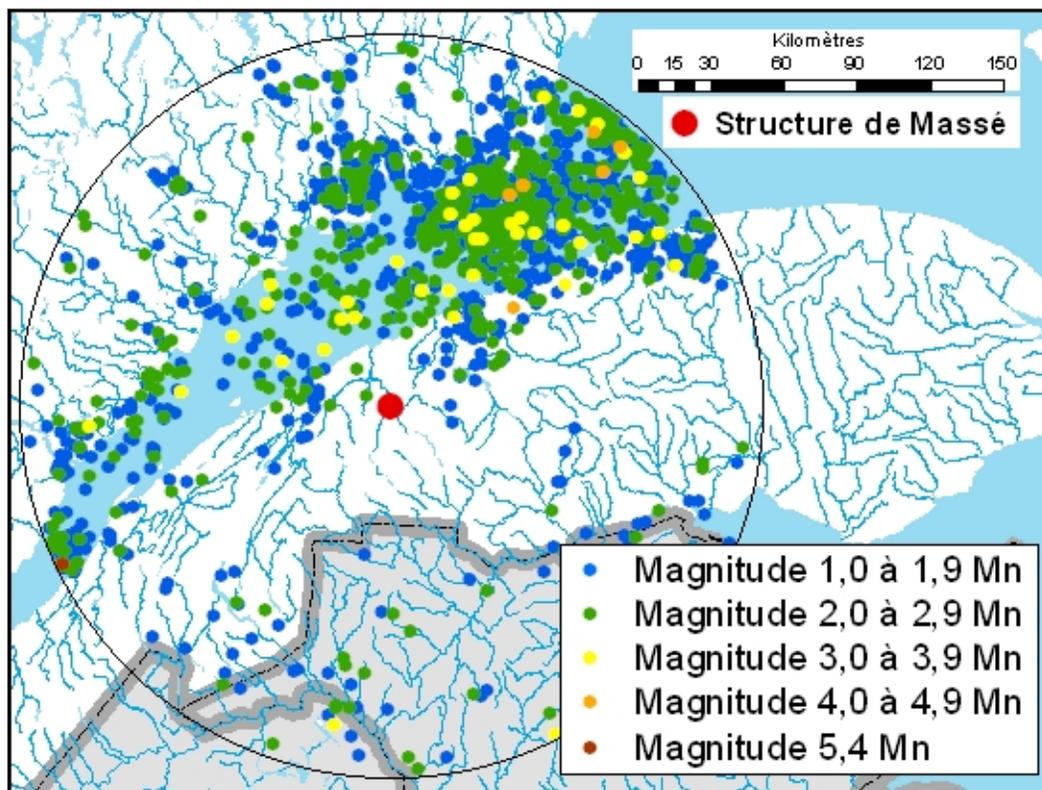


Figure 3 : Localisation de l'épicentre des séismes enregistrés entre le 1^{er} janvier 1985 et le 20 septembre 2015 dans un rayon de 150 km autour du centre de la structure de Massé. Source : Tremblements de terre Canada (2015).

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 $0,8 \text{ m/s}^2$.

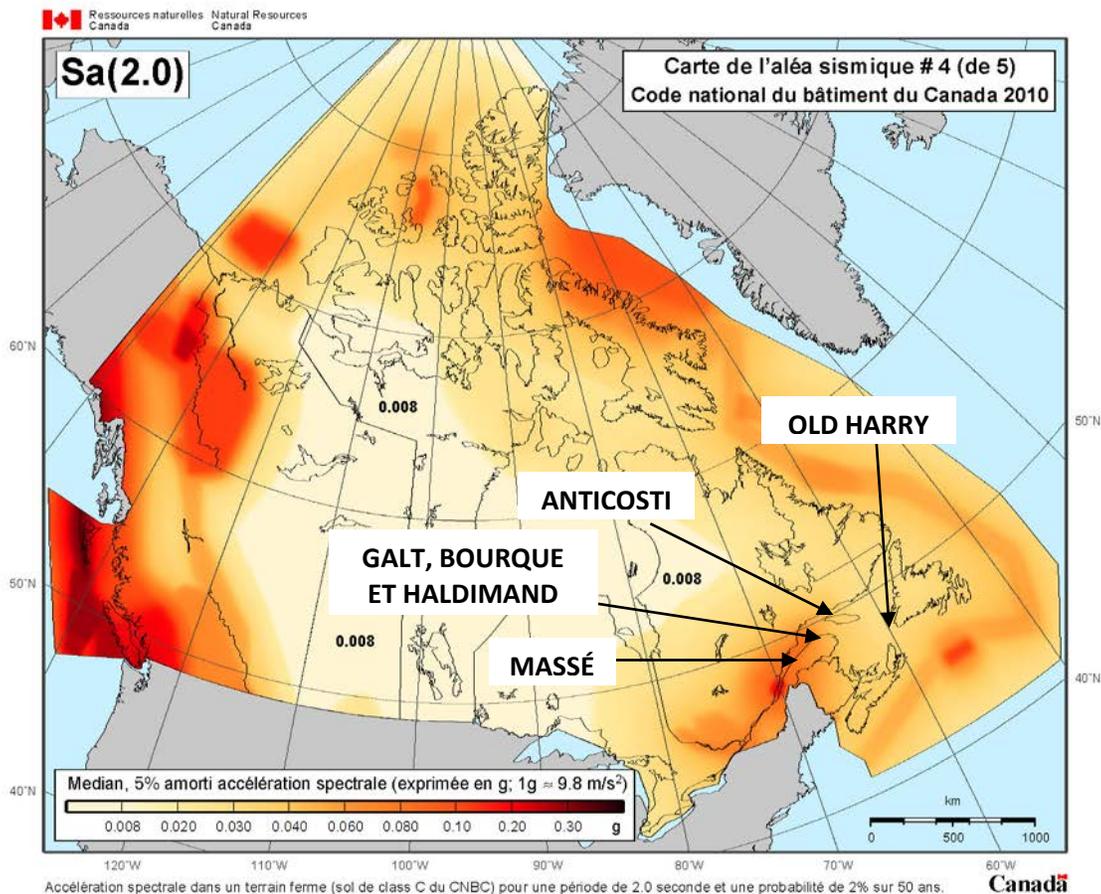


Figure 4 : Carte de l'aléa sismique montrant l'accélération spectrale au Canada et la localisation approximative des structures et des régions considérées. Les conditions considérées sont un terrain ferme (sol de classe C), une période de 2,0 secondes et une probabilité de 2 % sur 50 ans. Source : Tremblements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

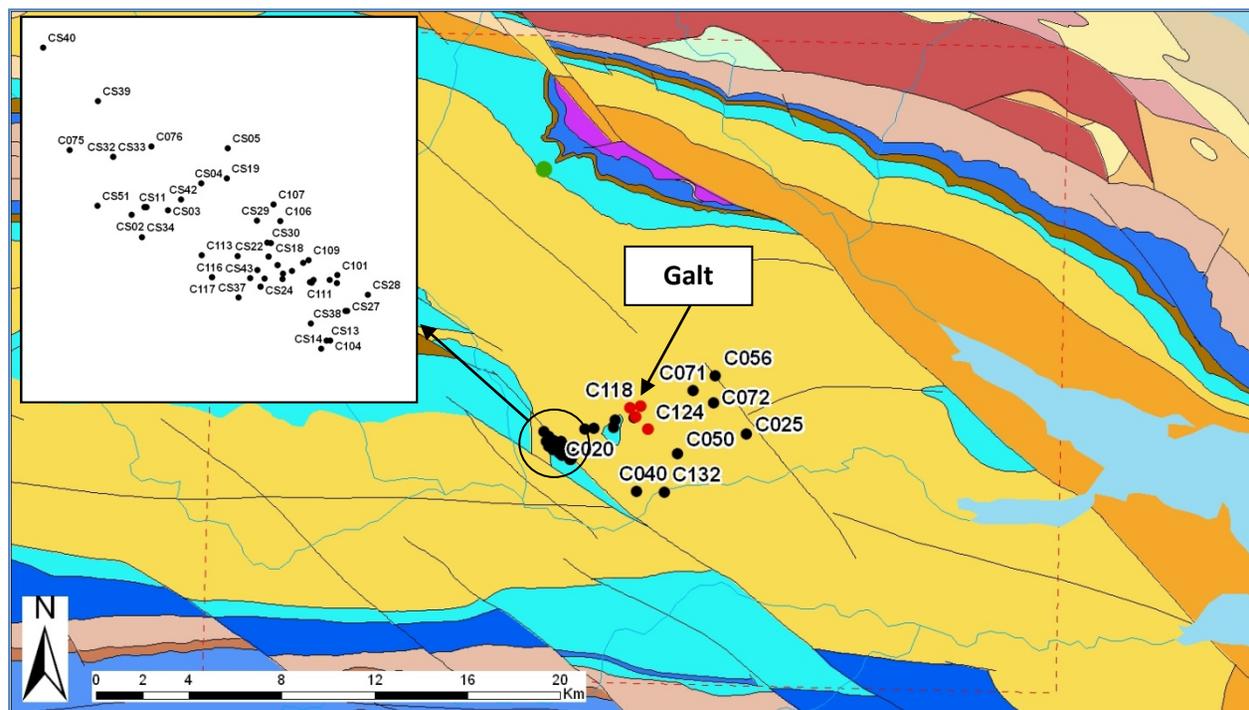


Figure 5 : Région considérée pour la structure de Galt. Les forages réalisés sur la structure sont indiqués en rouge, les forages plus anciens en noir, et le feuillet NTSC considéré est délimité en pointillés rouges. Une source sulfureuse mentionnée dans le texte à la section 3.1.2 ci-dessous est indiquée 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.

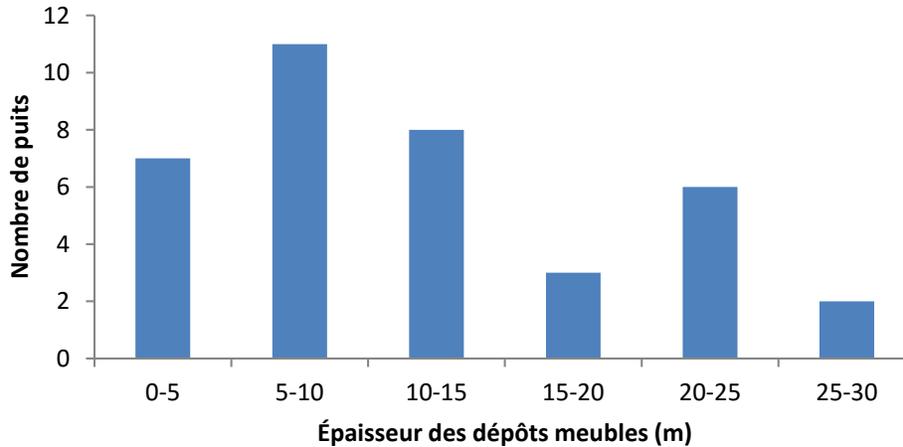


Figure 6 : Épaisseur des dépôts meubles rencontrés en forage dans la région de la structure de Galt.

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 H₂S 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 H₂S 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 km² 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 CH₄, 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 ₂ S = nil
C100	Gaz	1294,0	1309,0	H ₂ S = nil
C100	Gaz	1653,0	1681,0	H ₂ S = nil
C100	Gaz	1905,0	1955,0	H ₂ S = nil
C100	Gaz	2245,0	2290,0	H ₂ S = nil
C100	Gaz	2292,0	2353,0	H ₂ 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 ₂ 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 ₂ S = ?
C124	Pétrole	1400,0	2247,0	soufre = ?
C124-R1	Gaz	2265,0		H ₂ S = ?
C126	Gaz			H ₂ 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 ₂ 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 (CO₂), soit moins de 0,09 % seulement, sauf dans un cas anecdotique où la proportion de CO₂ s'élève à 8,5 % (puits C132). La concentration en H₂S dans les gaz n'a été analysée que dans le cas des échantillons prélevés dans le puits C100. Pour ce puits, la concentration en H₂S est systématiquement nulle. On ne dispose pas de telles analyses pour les puits récents, mais du H₂S 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 H₂S 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 H₂S 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 H₂S dans les fluides présents à l'état naturel. Dans le cas du puits C132 (2006OC132-02), du H₂S 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 H₂S 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 H₂S n'est pas présent et que le pétrole contient très peu de soufre, de sorte qu'il est difficile d'envisager que du H₂S 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 H₂S dans le gaz, ni la présence de soufre dans le pétrole. Une hypothèse avancée par l'opérateur est que le H₂S 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 H₂S dans ce puits et cette observation apparaît anecdotique en regard de l'absence évidente de H₂S 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).

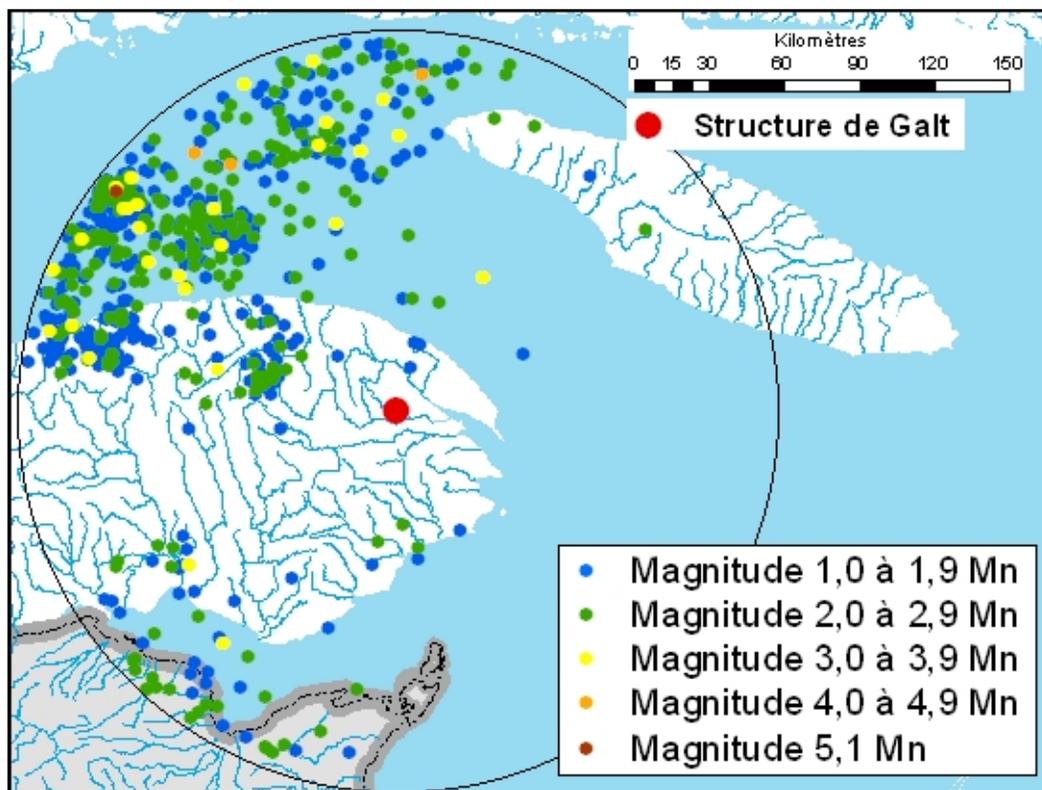


Figure 7 : Localisation de l'épicentre des séismes enregistrés 1^{er} janvier 1985 et le 20 septembre 2015 dans un rayon de 150 km autour du centre de la structure de Galt. Source : Tremblements de terre Canada (2015).

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 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).

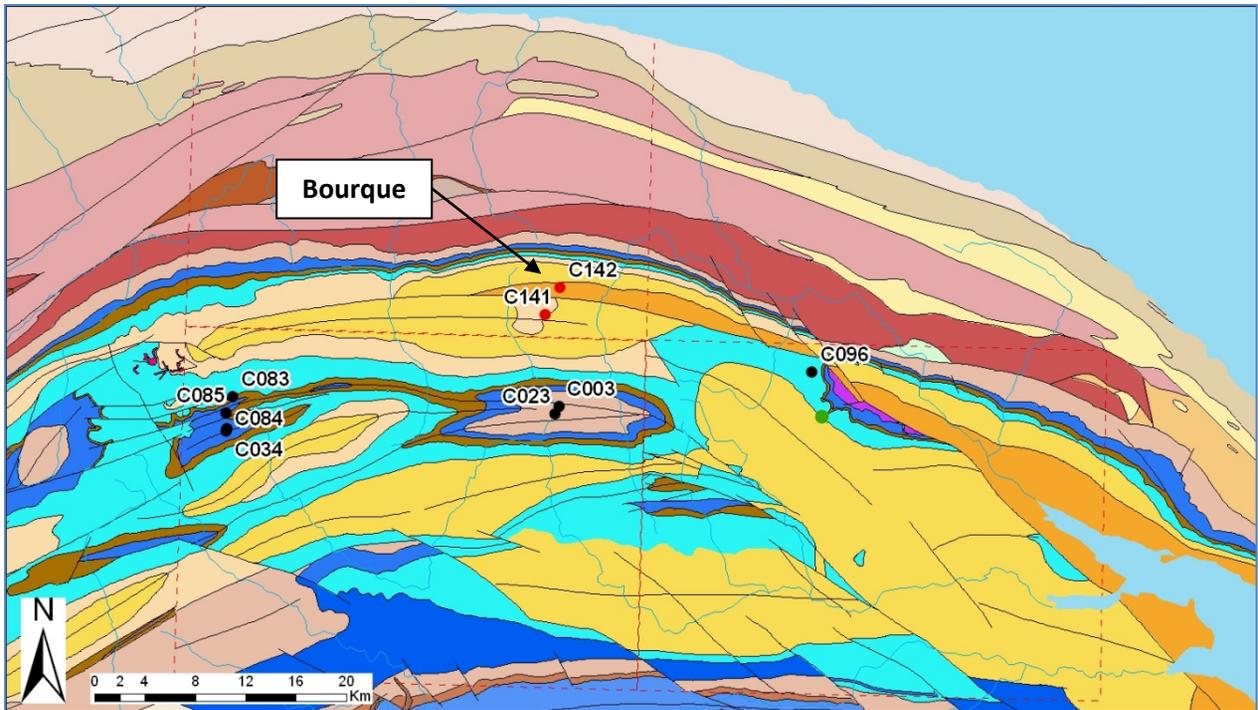


Figure 8 : Région considérée pour la structure de Bourque. Les forages réalisés sur la structure sont indiqués en rouge, les forages plus anciens en noir, et les feuillets NTSC considérés sont délimités en pointillés rouges. Une source sulfureuse mentionnée dans le texte à la section 4.1.2 ci-dessous 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)
C003	Eau douce	13,7	15,2
C003	Eau douce	409,0	
C003	Gaz	2013,2	
C023	Eau douce	15,2	
C023	Eau douce	131,0	
C023	Eau saline	214,3	
C023	Eau saline	304,8	
C023	Eau saline	381,0	
C023	Gaz	792,2	797,1
C023	Pétrole	792,2	797,1
C023	Pétrole	792,2	797,1
C023	Gaz	1435,9	
C034	Eau douce	11,0	
C034	Eau douce	17,1	
C034	Eau saline	213,4	
C034	Gaz	213,4	

Puits	Indice	Sommet (m)	Base (m)
C034	Eau saline	304,8	
C034	Gaz	304,8	
C034	Eau saline	573,9	
C034	Gaz	573,9	
C034	Eau saline	679,7	
C034	Gaz	679,7	684,9
C034	Gaz	1420,4	1423,4
C083	Eau	236,2	
C083	Eau	522,7	
C085	Eau	16,5	18,3
C085	Gaz	224,0	
C085	Gaz	376,5	380,7
C085	Eau	380,7	
C085	Pétrole	380,7	
C085	Gaz	1207	

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 H₂S » est rapportée en plusieurs occasions à la faveur d'une opération de repêchage (en anglais *fishing*) 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° 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.

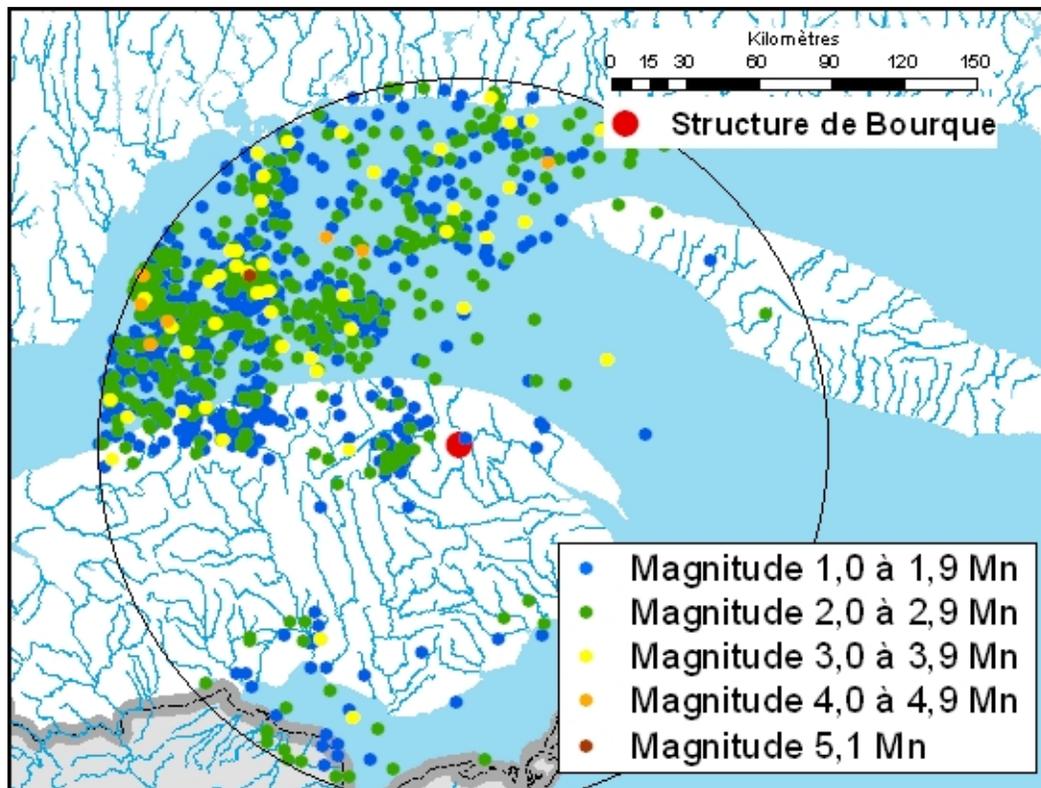


Figure 9 : Localisation de l'épicentre des séismes enregistrés 1^{er} janvier 1985 et le 20 septembre 2015 dans un rayon de 150 km autour du centre de la structure de Bourque. Source : Tremblements de terre Canada (2015).

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 minimiserait 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).

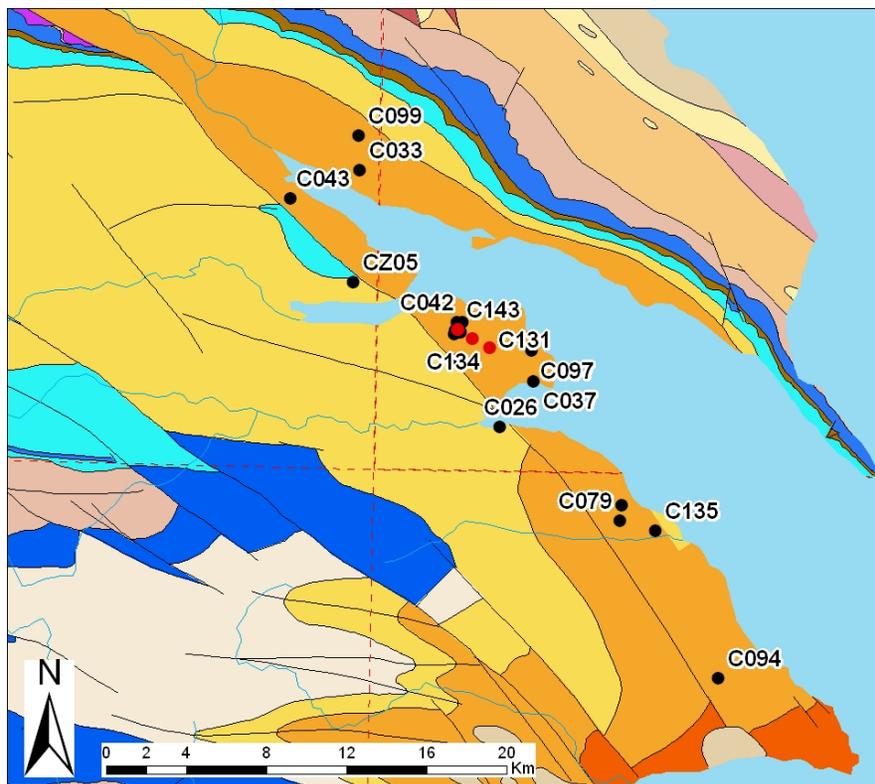


Figure 10 : Région considérée pour la structure d’Haldimand. Les forages réalisés sur la structure sont indiqués en rouge, les forages plus anciens en noir, et les feuillets NTSC considérés sont délimités en pointillés rouges. La géologie est présentée dans Malo et al. (2015b) et dans Séjourné et Malo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

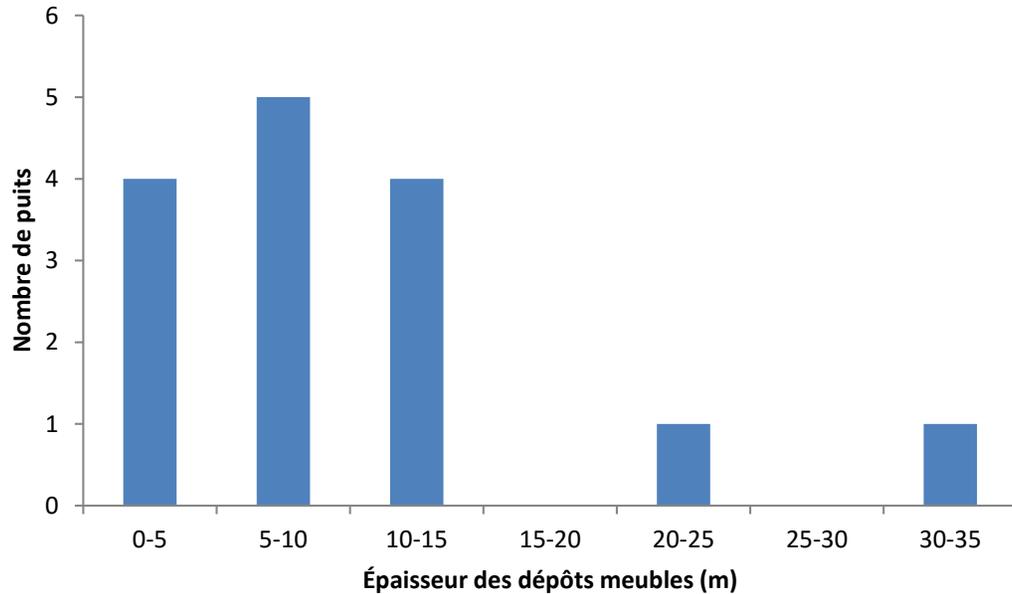


Figure 11 : Épaisseur des dépôts meubles rencontrés en forage dans la région de la structure d’Haldimand.

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

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 CH₄ 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 CH₄, de condensats, de pétroles lourds ou légers, et d'eau saline. Le CH₄ 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 CO₂ seulement (jusqu'à 0,47 % mesurés après une stimulation à l'acide dans le cas du puits C131). La concentration en H₂S 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 ₂ = 0,02 %; CH ₄ = 83,11 %; H ₂ S = ?
C131	Eau	802,0		chlorures = 10000 mg/L
C131	Pétrole	807,0		soufre = ?
C131	Gaz	950,0	1080,0	CO ₂ = 0,47 %; CH ₄ = 82,05 %; H ₂ 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 ₂ = 0,10 %; CH ₄ = 80,13 %; H ₂ 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 ₂ = traces; CH ₄ = 81,33 %; H ₂ 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 ₂ = traces; CH ₄ = 73,57 %; H ₂ S = 0,00 %
C135	Gaz	2395,0	2405,0	CO ₂ = traces; CH ₄ = 67,11 %; H ₂ 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).

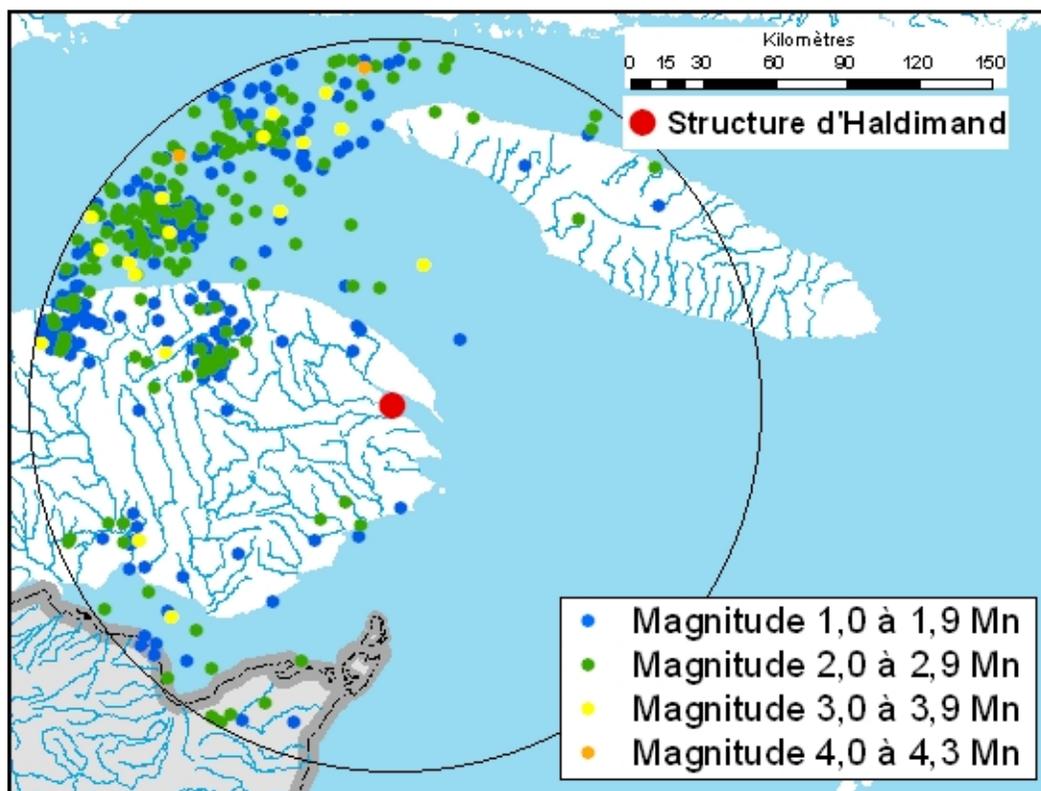


Figure 12 : Localisation de l'épicentre des séismes enregistrés 1^{er} janvier 1985 et le 20 septembre 2015 dans un rayon de 150 km autour du centre de la structure d'Haldimand. Source : Tremblements de terre Canada (2015).

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.

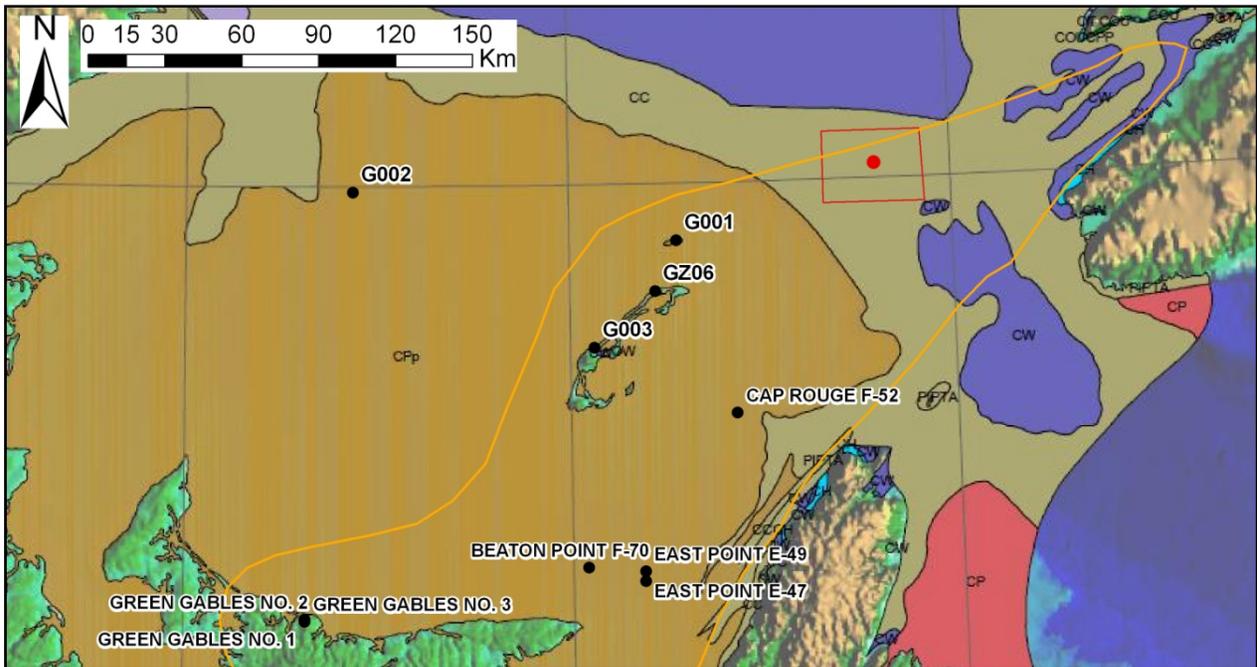


Figure 13 : Région considérée pour la structure d'Old Harry. Le forage exploratoire prévu sur la structure est indiqué par le point rouge, les permis d'exploration à l'intérieur desquels la structure est circonscrite sont délimités par le rectangle rouge. Les forages considérés dans le cadre du présent 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).

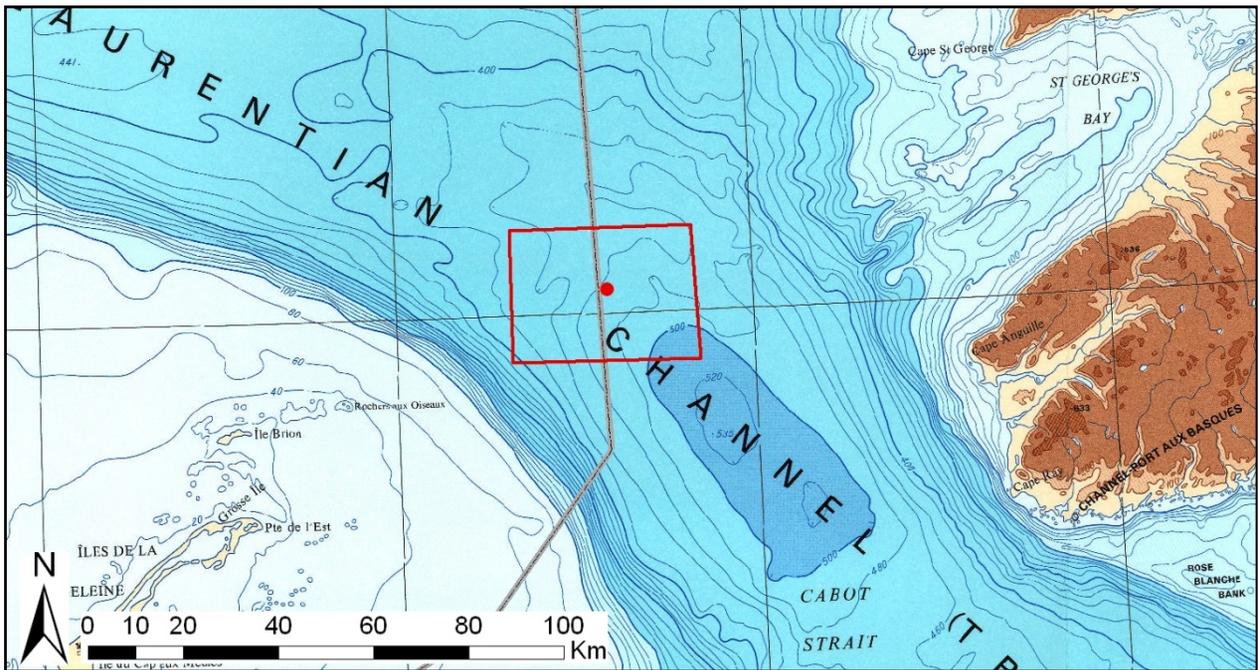


Figure 14 : Carte bathymétrique de la région de la structure d'Old Harry. Le forage exploratoire prévu sur la structure est indiqué par le point rouge, les permis d'exploration à l'intérieur desquels la structure est circonscrite sont délimités par le rectangle rouge. La ligne de démarcation centrale 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 CH₄. 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 H_2S (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 enchâssé (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.

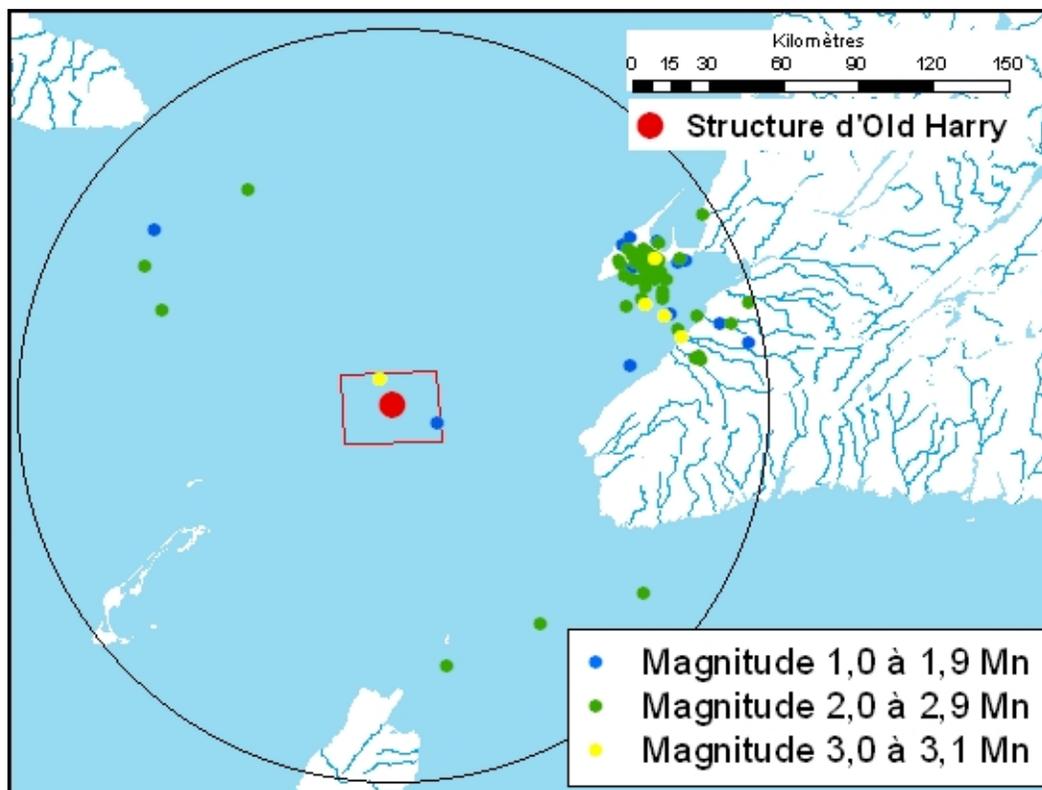


Figure 15 : Localisation de l'épicentre des séismes enregistrés 1^{er} janvier 1985 et le 20 septembre 2015 dans un rayon de 150 km autour du centre de la structure d'Old Harry. Source : Tremblements de terre Canada (2015).

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 km² (Paré et al., 2005). Deux karsts principaux sont cartographiés, soit le karst de la Haute-Saumon et le karst de la Rivière Jupiter. Le modelé 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 décimétriques 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 5×10^{-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 modelé 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 CO₂ et celles qui présentent le plus grand potentiel de dissolution se retrouvent dans le troisième type de lac (à vidange complète).

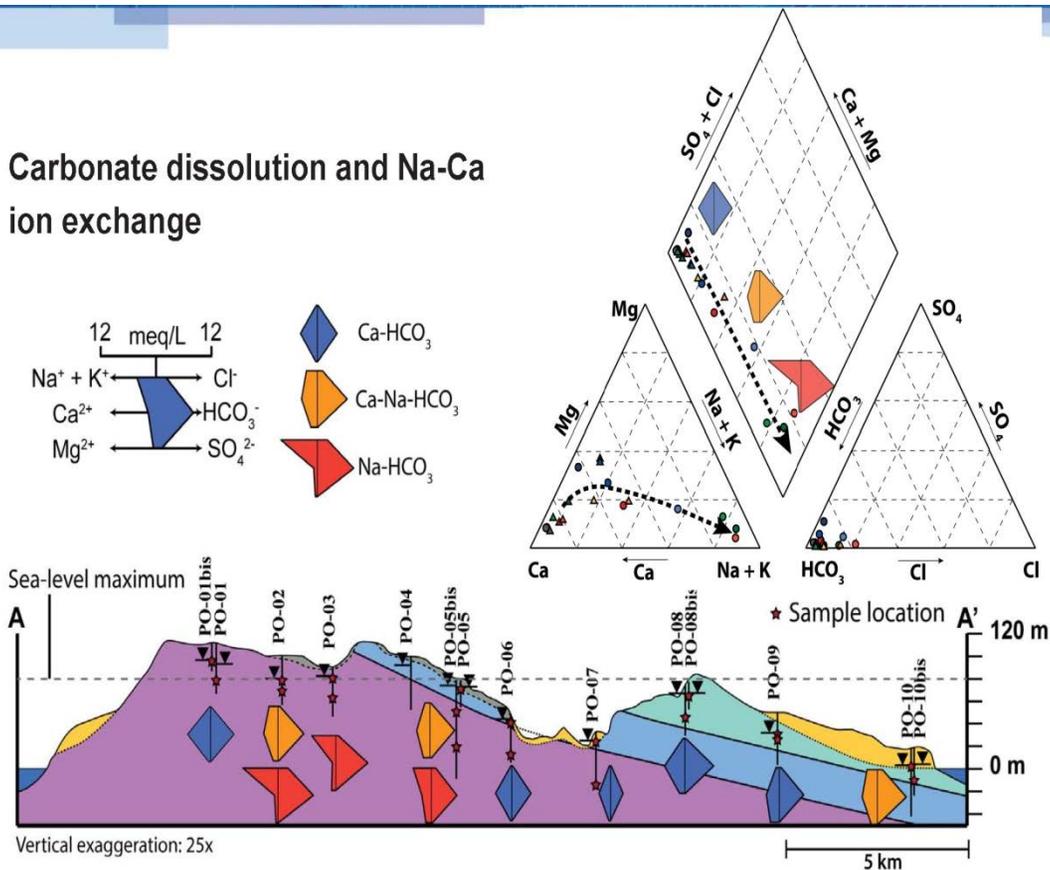


Figure 17 : Coupe stratigraphique simplifiée illustrant la localisation des puits d’observation implantés dans la partie occidentale de l’île d’Anticosti ainsi que les types d’eau identifiés. Source : Peel et al. (2013).

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.

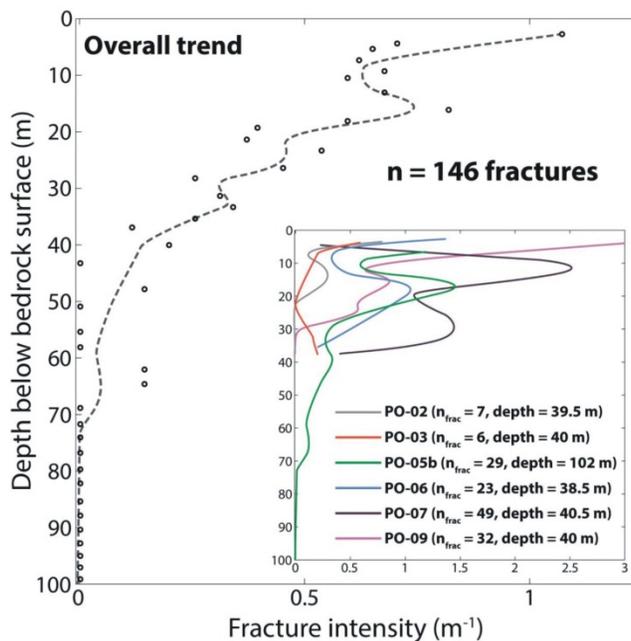


Figure 18 : Évolution de l'intensité de la fracturation avec la profondeur, établie sur la base des puits d'observation implantés dans le secteur occidental de l'île d'Anticosti. Les 146 fractures comptabilisées dans ce graphique sont horizontales et correspondent à des fractures ouvertes (n=37) ou partiellement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

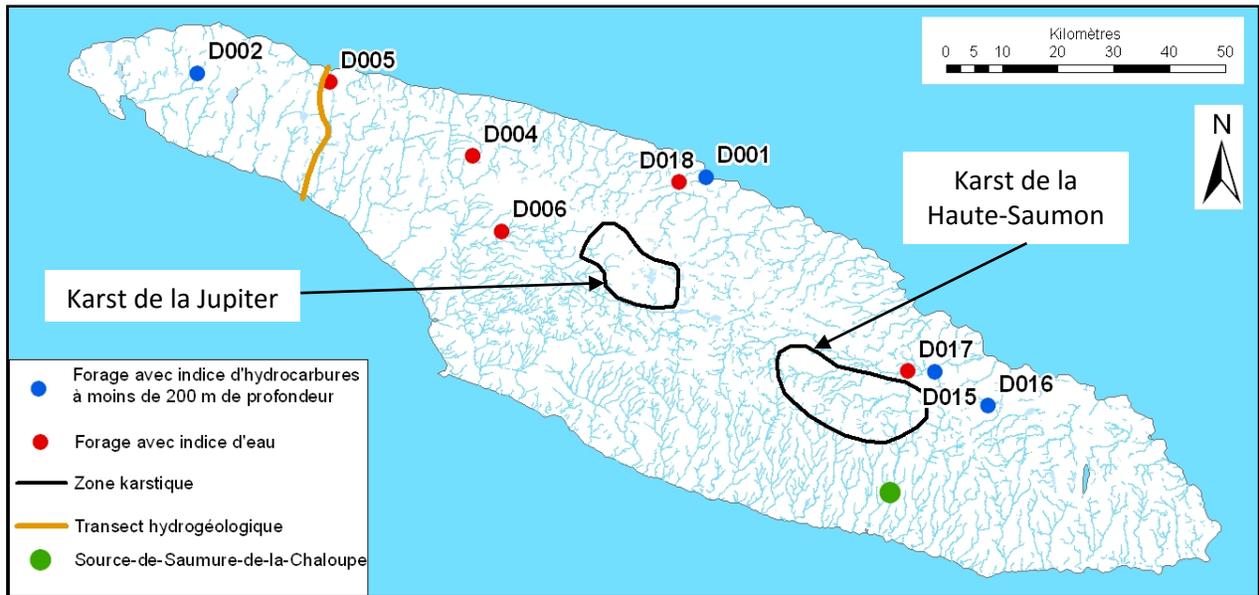


Figure 19 : Réseau hydrographique de surface de l'île d'Anticosti et localisation des principaux éléments hydrogéologiques discutés dans le texte. Ces éléments sont les deux karsts du plateau central (tracé d'après Côté et al., 2006), le profil hydrogéologique (Peel et al., 2013), la Source-de-Saumure-de-la-Chaloupe (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'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 CH₄ 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 (Petrik, 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		
	Eau	1585,0	1628,2	Romaine	Eau saline	
D005	Pétrole	1279,2	1279,9	Mingan inférieur		
	Eau	1297,8	1307,0	Mingan inférieur	Eau douce	oui
	Gaz	1297,8	1307,0	Mingan inférieur		
	Gaz	1461,5	1472,8	Romaine		
	Eau	1585,0	1628,2	Romaine	Eau saline	
	Eau	1622,8	1633,7	Romaine	Eau saline	oui
D006	Eau	18,3	18,3	dépôts meubles	Eau douce	
	Eau	38,7	38,7	Becsie	Eau douce	
	Eau	51,2	51,2	Becsie	Eau douce	
	Eau	74,1	74,1	Becsie	Eau douce	oui
	Eau	132,6	132,6	Ellis Bay	Eau douce	
	Eau	199,0	199,0	Vauréal	Eau douce	oui
	Eau	241,1	241,1	Vauréal	Légèrement saline	
	Eau	242,6	271,3	Vauréal	Eau saline	
	Eau	245,7	245,7	Vauréal	Eau saline	oui
	Eau	304,8	304,8	Vauréal	Eau saline	oui
D017	Gaz	770,0	787,0	Vauréal inférieur		
	Eau	972,0	972,0	Mingan supérieur	Eau saline	
D018	Eau	303,0	303,0	Vauréal inférieur	n.d.	
	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		
	Eau	644,0	648,0	Mingan supérieur	Eau saline	

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.

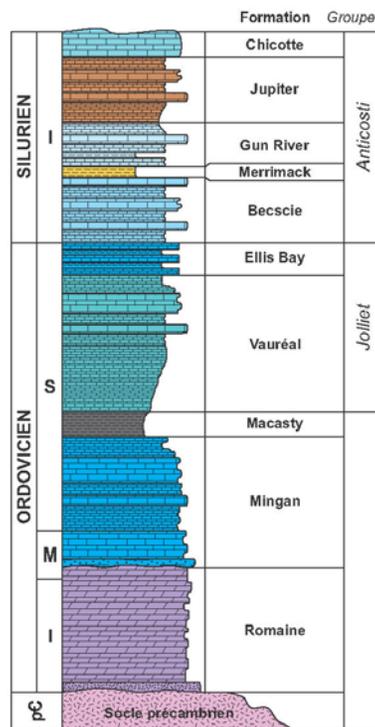


Figure 20 : Colonne stratigraphique simplifiée des séries sédimentaires de l'île d'Anticosti. Source : Bédard et al. (2014).

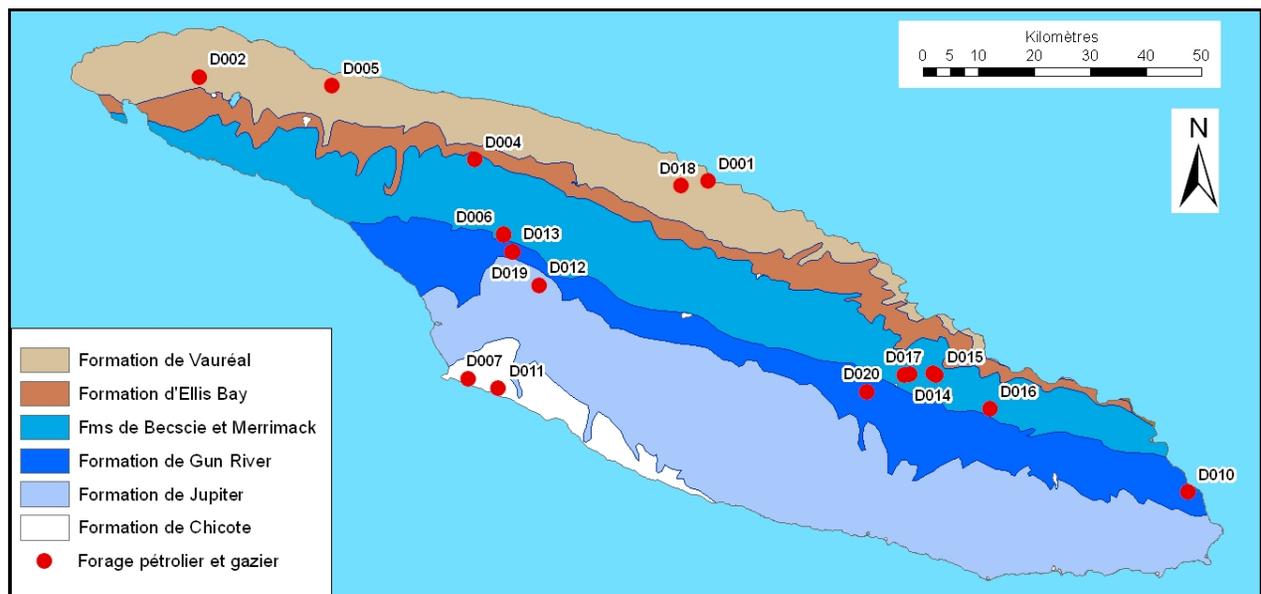


Figure 21 : Carte géologique simplifiée de l'île d'Anticosti et localisation des forages exploratoires pétroliers et gaziers. La Formation de Macasty n'affleure par sur l'île et n'est pas représentée sur cette carte. Les formations de Romaine et de Mingan n'affleurent pas non plus, mais sont exposées 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, quoi que 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 prédéterminée 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 H₂S 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 H₂S soit présent dans la Formation de Macasty, ce d'autant plus que la seconde analyse – échantillon non contaminé – ne détecte aucune trace de H₂S (1962OD003-16). Par ailleurs la lithologie du bassin ne se prête pas à la formation d'H₂S en l'absence de sulfates, et de gypse en particulier.

Dans les deux cas, le CH₄ représente plus de 98 % du gaz analysé et l'éthane 0,04 %. Enfin le CO₂, 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 soit 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°). La seconde famille est orientée perpendiculairement à la première (N010°) et s'interrompt fréquemment dans la famille N110°.

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°), 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° 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).

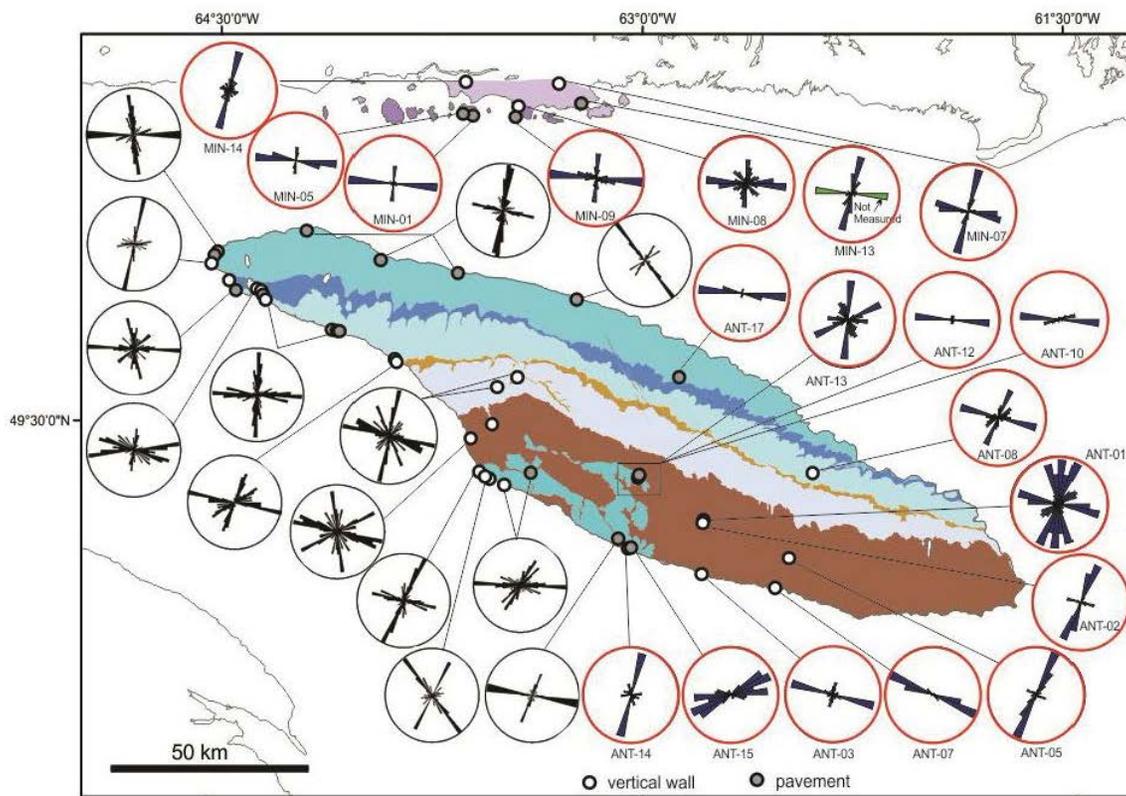


Figure 22 : Orientation des populations de fractures documentées à l’affleurement sur l’île d’Anticosti et l’archipel de Mingan. Les familles dominantes sont orientées N100° et N10°. La figure, tirée de Pinet et al. (2015), présente également une compilation des résultats de Bordet (2007) pour la partie occidentale de l’île.

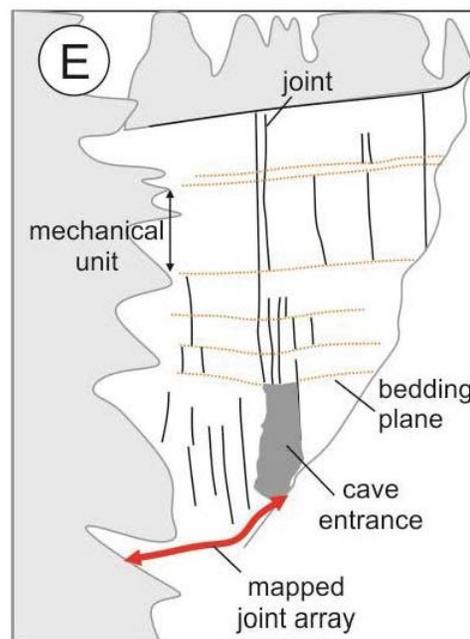


Figure 23 : Coupe schématique illustrant la distribution des fractures dans un corridor de déformation à l’entrée de la Grotte à la Patate. La plupart des fractures sont confinées par les contrastes mécaniques développés entre les bancs, mais certaines fractures recoupent l’ensemble de la séquence en dépit de ces contrastes. L’orientation de la caverne 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 dolomitateurs 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.

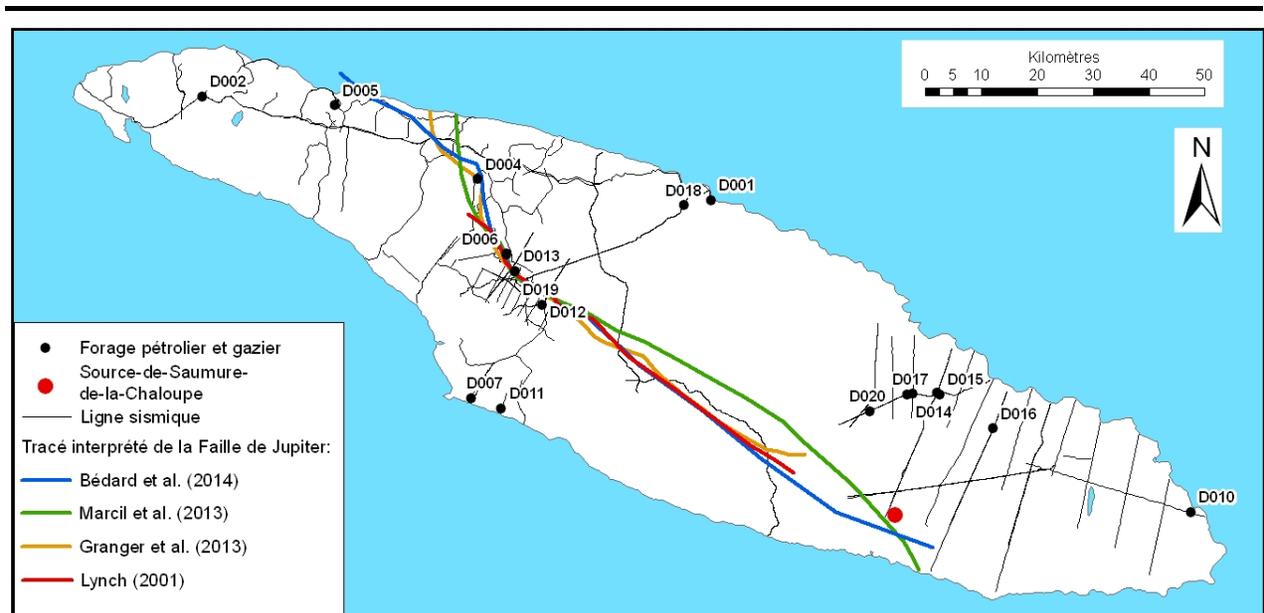


Figure 24 : Tracé interprété de la Faille de Jupiter selon différents auteurs. Dans le cas de Bédard et al. (2014), ce tracé correspond à l'intersection de la faille avec le socle. La profondeur n'est pas précisée dans les autres cas.

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.

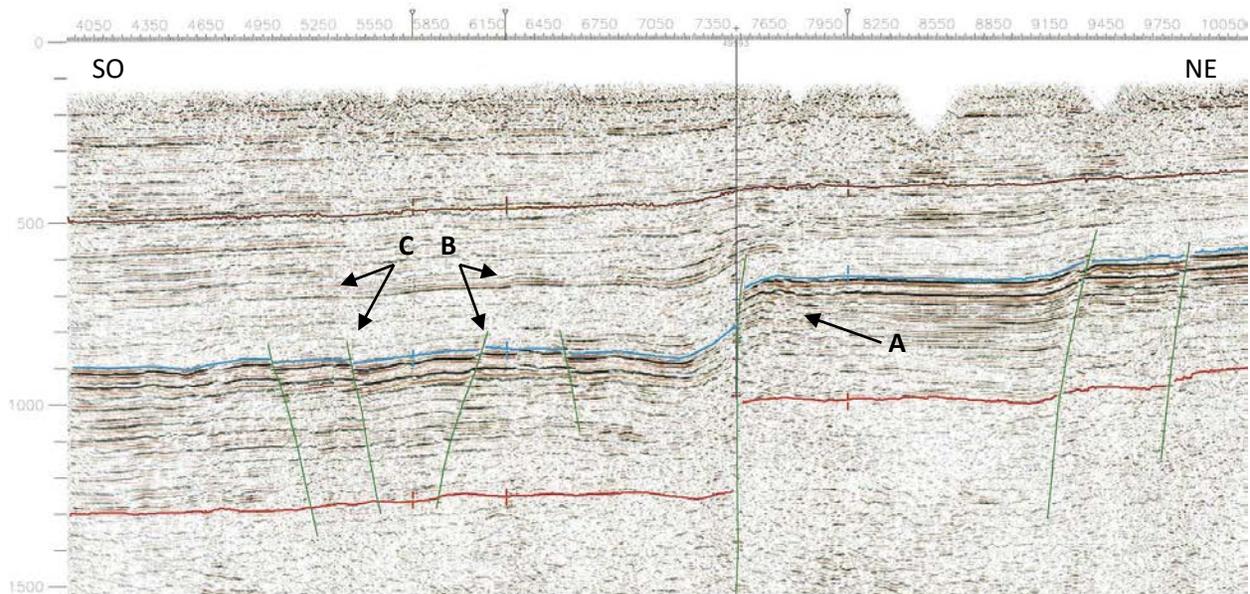


Figure 25 : Segment interprété du profil sismique Shell 71-205 illustrant la géométrie de la Faille de Jupiter dans le centre de l'île. Traits verts : failles normales, la Faille de Jupiter étant au centre de la figure. Trait rouge : toit du socle précambrien. Trait bleu : base de la Formation de Macasty. 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).

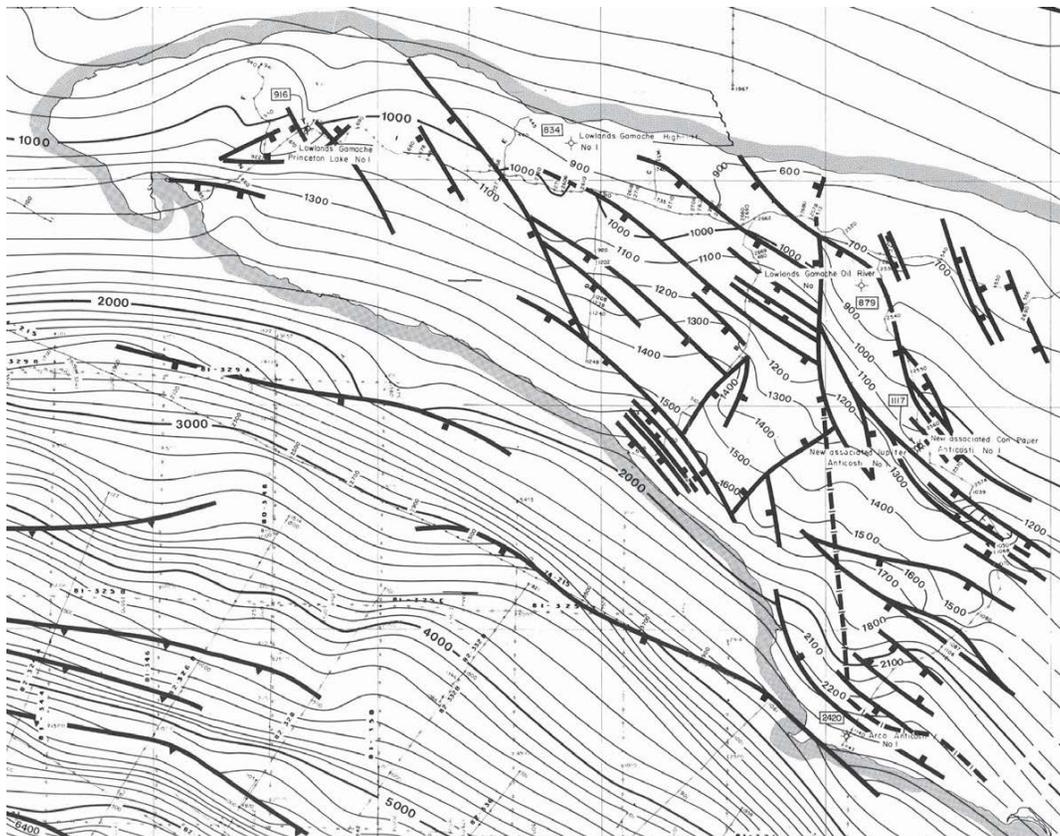


Figure 26 : Carte structurale de la base de la Formation de Macasty pour la partie occidentale de l'île d'Anticosti et le Détroit d'Honguedo. Les failles interprétées sont représentées en traits gras. Source : Achab et al. (1982).

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 Puyjalon 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).

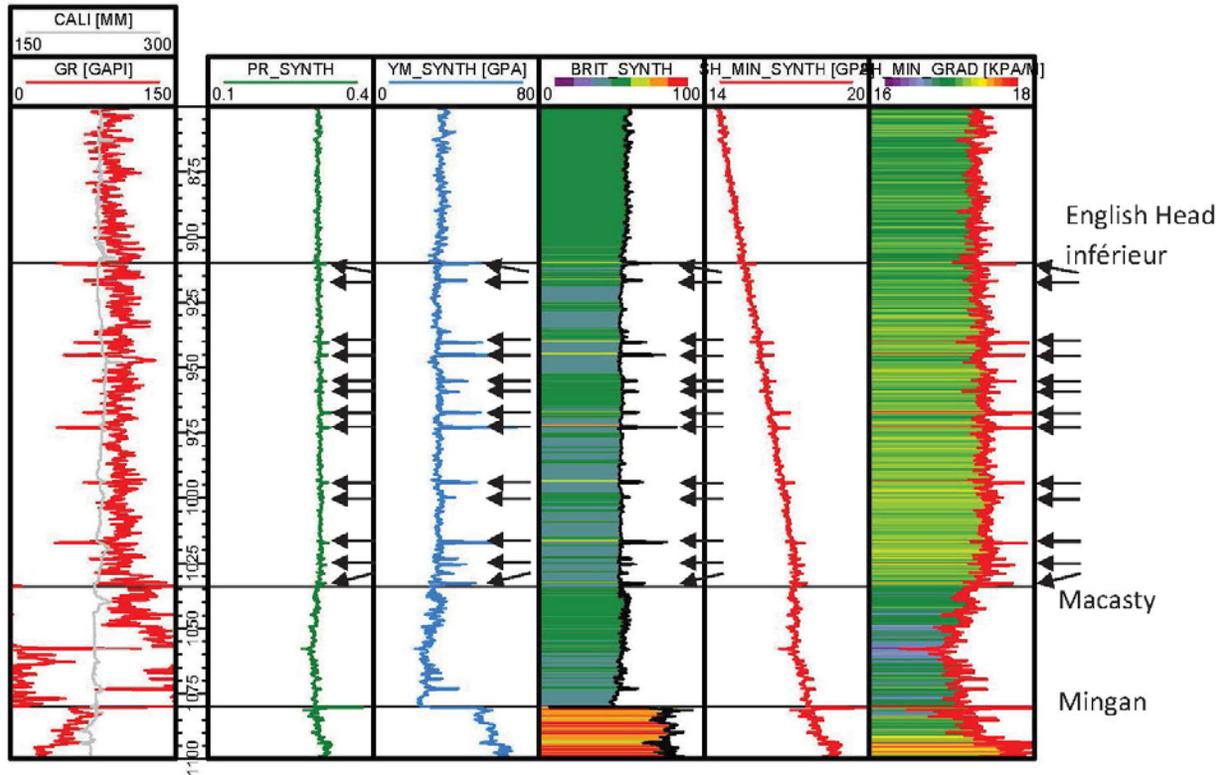


Figure 27 : Détail des propriétés mécaniques pour la base de la Formation de Vauréal dans le puits D020. La figure illustre le contraste mécanique observé au contact des formations de Macasty et de Vauréal (English Head inférieur sur la figure), souligné notamment par une différence marquée dans le gradient 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 artéfact.

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

proches 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).

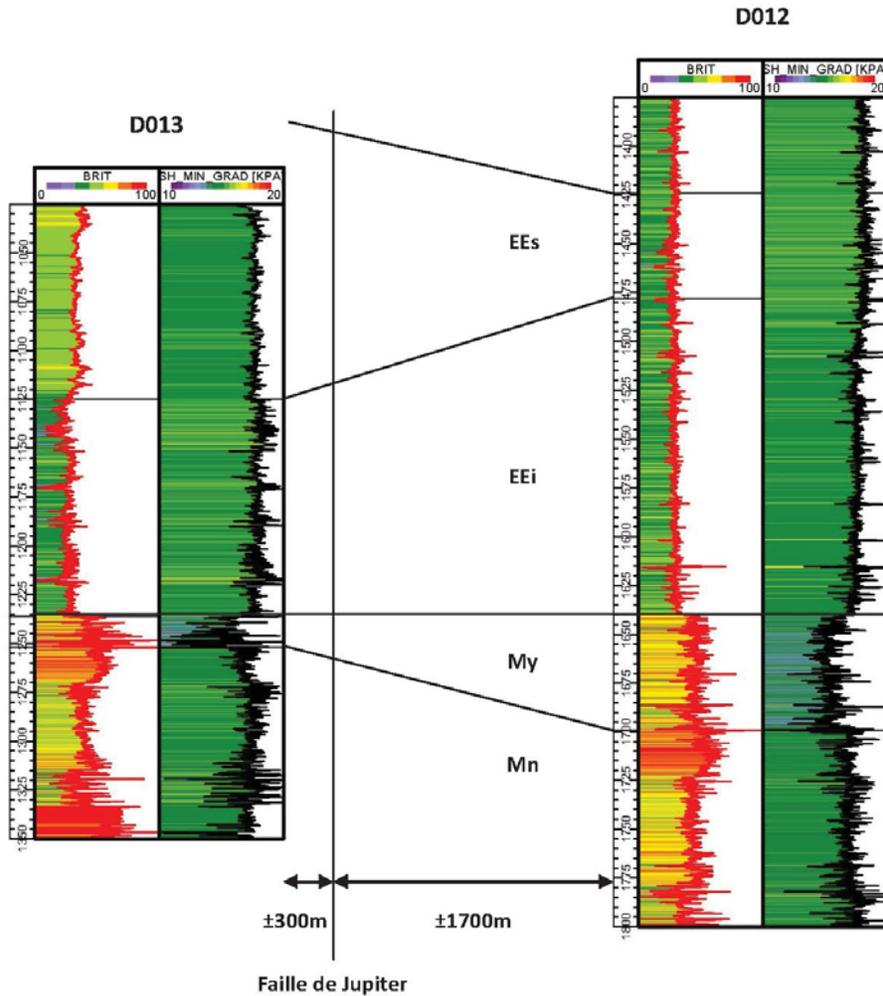


Figure 28 : Variation des propriétés mécaniques de part et d'autre de la Faille de Jupiter dans les puits D012 et D013. La figure illustre le contraste mécanique observé au contact des formations de Macasty et de Vauréal (English Head sur la figure), souligné notamment par une différence marquée dans 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 $0,4 \text{ m/s}^{-2}$.

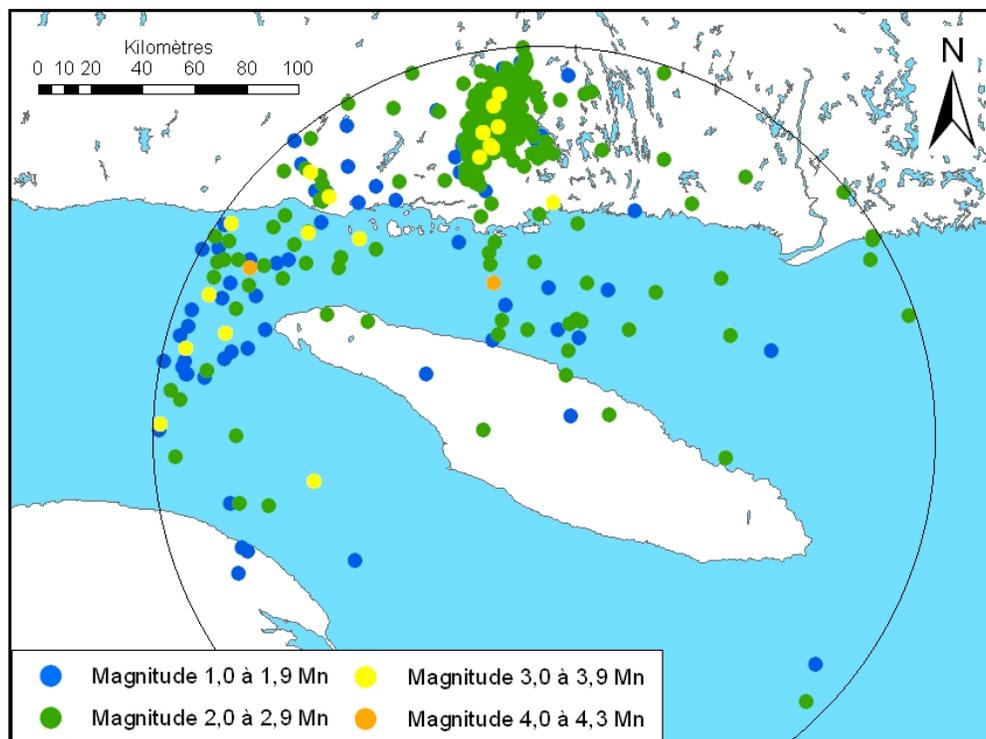


Figure 29 : Localisation de l'épicentre des séismes enregistrés 1^{er} janvier 1985 et le 20 septembre 2015 dans un rayon de 150 km autour du centre de l'île d'Anticosti. Source : Tremblements de terre Canada (2015).

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 enfoncés 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 débord 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 exemptes 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 cavernueuses 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 H₂S, même si certains rapports ambigus signalent occasionnellement la présence d'H₂S 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 H₂S (absence de sulfates, et de gypse en particulier), et les analyses de laboratoire rapportant par ailleurs l'absence de H₂S 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 H₂S est absent. La présence d'anhydrite dans le bassin interdit toutefois d'écarter 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 surpressurisées 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 souspressurisés. 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 surpressurisés 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 surpressurisés 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 H₂S.

8.4 Complétions de puits et mesures de correction

Les complétions de puits peuvent prendre de nombreux aspects, de la simple pose et cimentation d'un coffrage jusqu'à la fracturation hydraulique et aux recomplétions. 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 CO₂ et pas de H₂S, 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'emprunte 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., Héту, 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 Matapédia, 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 émergence 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.petroliia-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

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

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

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-corporo/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

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

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

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

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

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>

Veillette, 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.



GTEC02
Bonnes pratiques liées aux opérations pétrolières et gazières :
Actualisation dans le contexte géologique québécois

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 1632

TABLE DES MATIÈRES

SOMMAIRE	4
AVANT-PROPOS	5
LISTE DES FIGURES	6
LISTE DES TABLEAUX.....	6
LISTE DES ABRÉVIATIONS.....	7
1. CONTEXTE ET MANDAT	8
1.1. Mise en contexte	8
1.2. Description de l'étude	8
2. ÉLÉMENTS TECHNIQUES.....	11
2.1. Résumé de l'étude GTEC02-Volet Risques	11
2.1.1. <i>Synthèse de l'étude</i>	11
2.1.2. <i>Structure de Massé</i>	12
2.1.3. <i>Structure de Galt</i>	13
2.1.4. <i>Structure de Bourque</i>	14
2.1.5. <i>Structure d'Haldimand</i>	16
2.1.6. <i>Formation de Macasty et sa couverture sur l'île d'Anticosti</i>	17
2.2. Classement des risques géologiques identifiés	19
2.3. Avis par activité	22
2.3.1. <i>Levés géochimiques</i>	22
2.3.2. <i>Levés géophysiques</i>	22
2.3.3. <i>Sondages stratigraphiques et forages de puits</i>	22
2.3.4. <i>Complétions de puits</i>	26
2.3.5. <i>Mesures de correction des fuites et/ou migrations</i>	29
2.3.6. <i>Fermetures temporaires</i>	31
2.3.7. <i>Fermetures définitives</i>	31
2.3.8. <i>Puits orphelins</i>	31
2.3.9. <i>Gestion des fluides en surface</i>	32
3. DISCUSSION ET CONCLUSION.....	33
4. TABLEAUX DE SYNTHÈSE.....	35
4.1. Revue des éléments recensés pour chaque juridiction et organisme	35
4.2. Juridictions	36
4.2.1. <i>La conception et la construction des puits (coffrages)</i>	36
4.2.2. <i>La conception et la construction des puits (cimentation)</i>	37
4.2.3. <i>Les diagraphies de contrôle</i>	38
4.2.4. <i>Les fluides de forage</i>	39
4.2.5. <i>Le système antiéruption et le contrôle des venues de fluides</i>	40
4.2.6. <i>Les essais de pression et d'étanchéité</i>	41
4.2.7. <i>Le contrôle de la déviation des puits</i>	42
4.2.8. <i>Les essais aux tiges</i>	43

4.2.9.	<i>Les essais d'extraction et de production</i>	44
4.2.10.	<i>Les stimulations par fracturation (incluant le suivi spécifique à la fracturation)</i> ..	45
4.2.11.	<i>La surveillance des fuites et/ou migrations (lors des travaux et post-travaux)</i>	47
4.2.12.	<i>Les mesures correctives des fuites</i>	49
4.2.13.	<i>Les fermetures temporaires de puits</i>	50
4.2.14.	<i>Les fermetures définitives de puits</i>	51
4.2.15.	<i>Les puits orphelins</i>	53
4.2.16.	<i>La gestion des fluides en surface</i>	54
4.3.	Organismes	56
4.3.1.	<i>La conception et la construction des puits (coffrages)</i>	56
4.3.2.	<i>La conception et la construction des puits (ciment et diagraphies de contrôle)</i>	57
4.3.3.	<i>Les fluides de forage</i>	58
4.3.4.	<i>Le système anti éruption et le contrôle des venues de fluides</i>	59
4.3.5.	<i>Les essais de pression et d'étanchéité</i>	60
4.3.6.	<i>Le contrôle de la déviation des puits</i>	61
4.3.7.	<i>Les essais aux tiges</i>	62
4.3.8.	<i>Les essais d'extraction et de production</i>	63
4.3.9.	<i>Les stimulations par fracturation</i>	64
4.3.10.	<i>La surveillance des fuites et/ou migrations (lors des travaux et post-travaux)</i>	66
4.3.11.	<i>Les mesures correctives des fuites</i>	68
4.3.12.	<i>Les fermetures temporaires de puits</i>	69
4.3.13.	<i>Les fermetures définitives de puits</i>	70
4.3.14.	<i>Les puits orphelins</i>	71
4.3.15.	<i>La gestion des fluides en surface</i>	72
RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES		74

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.

L'objectif de ce rapport est de déterminer, sur la base des risques identifiés dans le contexte québécois, les mesures à prendre pour assurer un encadrement adéquat lors de l'exécution de travaux de recherche ou d'exploitation d'hydrocarbures dans les structures suivantes : Formation de Macasty et ses roches couvertures, Massé, Galt, Bourque et Haldimand. En déterminant les bonnes pratiques et technologies, notamment celles concernant la gestion des risques, les techniques de conception permettant d'assurer l'intégrité des travaux ainsi que les techniques de fracturation des puits, il sera ensuite possible d'établir les règles du jeu, de prévoir les mesures à prendre avant, pendant et après les travaux pour assurer un suivi adéquat et apporter les mesures de remédiation, s'il y a lieu.

Le terme « bonne pratique » (en anglais, *best practice*) désigne, dans un milieu professionnel donné, un ensemble de comportements qui font consensus et qui sont considérés comme indispensables par la plupart des professionnels du domaine. La notion de risque telle qu'elle est comprise dans le cadre de cette étude 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. Ainsi cette étude s'attache surtout 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.

Les principaux risques géologiques identifiés ont trait au manque de connaissances relatives aux aquifères d'eau douce, à la possibilité de pertes de circulations dans les premières centaines de mètres sous la surface, à la présence d'intervalles légèrement sous- ou sur-pressurisés en profondeur et à l'instabilité mécanique des parois du trou de forage dans certaines circonstances. Les aspects relatifs à la fracturation hydraulique sur l'île d'Anticosti sont également considérés.

Les principales activités pétrolières et gazières sur le terrain qui sont examinées sont les sondages stratigraphiques et les forages de puits, les complétions de puits avec et sans fracturation, les mesures de correction des fuites et/ou des migrations, les fermetures temporaires ou définitives de sondages ou de puits, la restauration et le réaménagement des sites, les puits orphelins et la gestion des fluides en surface.

Bien que de nombreuses conditions géologiques susceptibles d'engendrer un risque opérationnel ou environnemental aient été recensées, il ressort 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 et les bonnes pratiques proposées dans le présent rapport ne constituent pas des listes exhaustives et doivent être considérées comme une base évolutive, qui pourra être affinée à mesure de que nouvelles informations géologiques et de nouvelles technologies deviennent disponibles.

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 le lien entre, d'une part, les bonnes pratiques associées aux travaux de forage en milieu terrestre et la gestion des équipements de surface et des rejets de forage telles que résumées dans les études GTEC03 et GTEC04 et, d'autre part, la revue de la littérature présentée dans l'étude GTEC02 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 de l'île d'Anticosti et des quatre structures géologiques en milieu terrestre considérées dans le présent rapport⁽¹⁾.....9

Liste des tableaux

Tableau 1 : Synthèse des risques géologiques identifiés dans les structures terrestres et l'île d'Anticosti.....20

Tableau 2 : Classement par activité des risques géologiques identifiés dans les structures terrestres et l'île d'Anticosti.....21

Liste des abréviations

AER : *Alberta Energy Regulator*

API : *American Petroleum Institute*

CAPP : *Canadian Association of Petroleum Producers*

DGHB : Direction Générale des Hydrocarbures et des Biocombustibles

Enform : *The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry*

H₂S : Sulfure d'hydrogène

INRS : Institut national de la recherche scientifique

IOGCC : *Interstate Oil and Gas Compact Commission*

LDPEGP : Lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière

MDDELCC : Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre
les changements climatiques du Québec

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

RP : *Recommended practice*

RPEP : Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection

RPGNRS : Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains

SOGRE : *State Oil and Gas Regulatory Exchange*

1. Contexte et mandat

1.1. Mise en contexte

Le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec (MERN) élabore des projets de loi et de règlements pour mieux encadrer les activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures au Québec. Au début de l'année 2015, l'Institut national de la recherche scientifique (INRS) a reçu du MERN le mandat de réaliser une étude sur les bonnes pratiques dans l'industrie de l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures en milieu terrestre. Cette étude devrait être utile au gouvernement dans l'élaboration et la finalisation d'un encadrement législatif et réglementaire pour l'industrie pétrolière et gazière.

Le terme « bonne pratique » (en anglais, *best practice*) désigne, dans un milieu professionnel donné, un ensemble de comportements qui font consensus et qui sont considérés comme indispensables par la plupart des professionnels du domaine.

Deux études ont été réalisées à cet effet. La première étude, intitulée *Bonnes pratiques – Travaux de recherche et d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre* (Millet et al., 2015) et ci-après dénommée GTEC03, présente un état des bonnes pratiques concernant les travaux de recherche et d'exploitation des hydrocarbures pour les forages en milieu terrestre. La seconde étude, intitulée *Bonnes pratiques pour la gestion des équipements de surface et des rejets de forage et pour la réutilisation et l'élimination des fluides de forage* (Comeau et al., 2015) et ci-après dénommée GTEC04, présente un état des bonnes pratiques concernant les travaux de recherche et d'exploitation des hydrocarbures pour la gestion des équipements de surface, la gestion des rejets de forage et la réutilisation et l'élimination des eaux pour le milieu terrestre. Chacun des deux rapports comprend également une série d'avis concrets pour assister le gouvernement dans l'élaboration d'un encadrement réglementaire reflétant ces bonnes pratiques.

Le mandat confié à l'INRS implique également une mise en perspective, dans un contexte québécois, des revues de la littérature et des avis mentionnées ci-dessus. L'actualisation en contexte québécois doit reposer sur les conclusions de l'étude intitulée *Évaluation des risques géologiques de surface et sous-surface pour les structures Massé, Galt, Bourque, Haldimand et Old Harry ainsi que pour l'île d'Anticosti* (Séjourné et al., 2015) et ci-après intitulée GTEC02-Volet Risques, qui vise à déterminer, le cas échéant, les secteurs géographiques ou les activités industrielles nécessitant un encadrement particulier lors de l'exécution de travaux d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures au sein de certaines régions clés.

La présente étude consiste donc à établir des liens entre les risques géologiques de surface et de sous-surface identifiés dans l'étude GTEC02-Volet Risques et les bonnes pratiques suggérées dans les études GTEC03 et GTEC04. Des avis actualisés pour le contexte québécois sont également formulés.

1.2. Description de l'étude

L'objectif général du mandat de l'INRS est de permettre la prise de décision éclairée à l'égard de l'élaboration d'un encadrement réglementaire adéquat concernant l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures en milieu terrestre.

Les orientations relatives à ce mandat sont les suivantes : recenser et établir les bonnes pratiques

à utiliser pour les levés géochimiques et géophysiques et pour les travaux de forage, de complétion (avec et sans fracturation), de correction, de surveillance, de fermeture et de restauration et remise en état de site, y compris la gestion des opérations en surface.

Plus spécifiquement pour la présente étude, l'objectif est de déterminer, sur la base des risques identifiés dans le contexte québécois (étude GTEC02-Volet Risques), les mesures à prendre pour assurer un encadrement adéquat lors de l'exécution de travaux d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures dans les structures suivantes : Formation de Macasty et ses roches couvertures, Massé, Galt, Bourque et Haldimand (Figure 1).

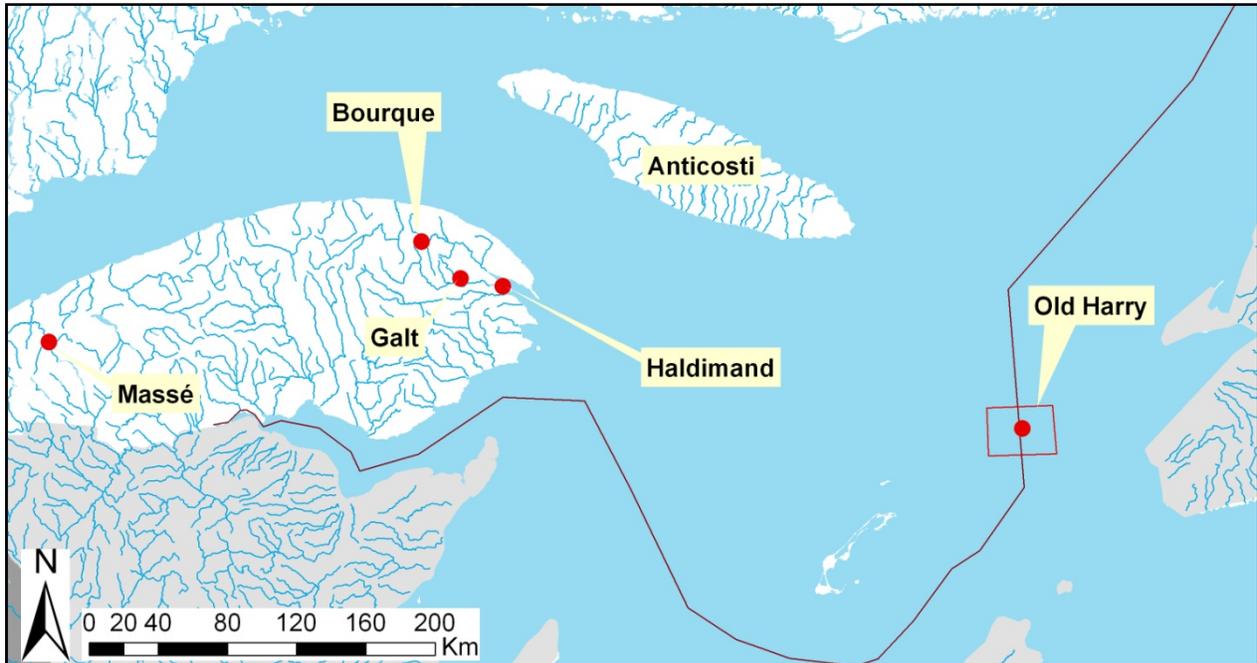


Figure 1 : Carte de localisation de l'île d'Anticosti et des quatre structures géologiques en milieu terrestre considérées dans le présent rapport⁽¹⁾.

En déterminant les bonnes pratiques et technologies, notamment celles concernant la gestion des risques, les techniques de conception permettant d'assurer l'intégrité des travaux ainsi que les techniques de fracturation des puits, il sera ensuite possible d'établir les règles du jeu, de prévoir les mesures à prendre avant, pendant et après les travaux pour assurer un suivi adéquat et apporter les mesures de remédiation, s'il y a lieu. Les travaux ci-dessous sont couverts :

- 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

(1) La structure d'Old Harry est étudiée dans le cadre de l'étude *GTEC06: Best Practices – Hydrocarbon Exploration and Extraction Work – Drilling* (Recovery Factor, 2015), qui est spécifique au milieu marin (voir section 1.2).

- Les fermetures temporaires
- Les fermetures définitives
- La restauration et le réaménagement des sites

Afin d'établir les bonnes pratiques, les juridictions suivantes ont été considérées :

- Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec)
- Alberta (toutes les activités applicables au Québec)
- Nouveau-Brunswick (fracturation au propane)
- État de New York (activités sans fracturation)
- Grande-Bretagne (activités de fracturation)

Les bonnes pratiques élaborées par les organismes suivants ont également été prises en compte :

- CAPP (*Canadian Association of Petroleum Producers*)
- API (*American Petroleum Institute*)
- Enform (*The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry*)
- SOGRE (*State Oil and Gas Regulatory Exchange*)
- IOGCC (*Interstate Oil and Gas Compact Commission*)

Le choix des juridictions et des organismes indépendants qui ont été retenus repose sur l'expertise que ces juridictions et organismes possèdent en matière de travaux d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures et plus spécifiquement en ce qui concerne certaines juridictions, sur les types de technologies ou méthodes qui y sont utilisés ou encore, sur le caractère récent de leurs cadres législatifs et réglementaires.

Pour fins de référence, les directives et règlements correspondants édictés par le Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec (MERN) et par le Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques du Québec (MDDELCC) ont été compilés également. Pour le MERN il s'agit du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* (MERN, 2015) ci-après identifié par l'acronyme RPGNRS et de l'*Arrêté concernant les conditions et obligations auxquelles sont subordonnés les travaux de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoirs souterrains sur les terrains de l'Île d'Anticosti qui sont réservés à l'État* (MERN, 2014) ci-après identifié « AM-2014 ». Pour le MDDELCC il s'agit du *Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection* (MDDELCC, 2015) ci-après identifié par l'acronyme RPEP, et des *Lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière* (MDDELCC, 2014) ci-après identifiées par l'acronyme LDPEGP.

Le présent rapport est composé de deux parties : la première contient un résumé des risques géologiques de surface et de sous-surface recensés dans l'étude GTEC02-Volet Risques à Anticosti et pour les quatre structures géologiques terrestres considérées, ainsi qu'une mise en contexte des bonnes pratiques suggérées; et la seconde partie reprend, sous forme d'un tableau de compilation, les bonnes pratiques par juridiction et par organisme telles qu'elles ont été recensées dans les études GTEC03 et GTEC04, assorties d'avis. Parce que le découpage des travaux considérés ici ne recouvre pas exactement celui utilisé dans les études GTEC03 et GTEC04, un

choix éditorial a été adopté pour regrouper certaines activités ensemble. Par exemple les sondages stratigraphiques et les forages sont traités ensemble. De même, lorsqu'aucun risque spécifique n'est recensé dans un contexte québécois pour une activité particulière examinée dans les études GTEC03 et GTEC04, cette activité n'est pas reprise ici afin d'éviter les répétitions.

Le présent rapport se veut un accompagnement aux informations détaillées présentées dans les études GTEC02-Volet Risques, GTEC03 et GTEC04, et devrait être lu en complément à ces trois études.

2. Éléments techniques

2.1. Résumé de l'étude GTEC02-Volet Risques

2.1.1. Synthèse de l'étude

L'étude GTEC02-Volet Risques (Séjourné et al., 2015) représente une synthèse des risques géologiques établis sur la base d'une revue critique des données publiques disponibles. La notion de risque telle qu'elle est comprise dans le cadre de cette étude 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 cette étude 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.

Bien que de nombreuses conditions géologiques susceptibles d'engendrer un risque opérationnel ou environnemental aient été recensées, il ressort 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. L'étude ne relève par ailleurs pas de risque géologique de surface notable pour les autres structures étudiées. 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 cas, des hydrocarbures liquides et gazeux sont rencontrés très 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 les propriétés géomécaniques des roches formant la couverture du shale contribuent à inhiber fortement la propagation des fractures hydrauliques au-delà de la Formation de Macasty.

Les principaux risques géologiques identifiés pour chaque structure sont résumés et discutés brièvement dans les sous-sections suivantes.

2.1.2. 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 complétés en 2012 et 2014 mais on ne dispose pas de données publiques pour ces sondages et seuls les communiqués de presse diffusés par l'opérateur renseignent sur les caractéristiques du réservoir correspondant à cette structure. En l'absence de données publiques spécifiques à la structure, le champ d'investigation a été élargi de manière à recenser les risques géologiques potentiels à l'échelle régionale, notamment par l'intermédiaire de trois puits pétroliers et gaziers plus anciens réalisés dans la région ainsi que les données géologiques régionales pertinentes (Séjourné et al., 2015). Si le volume de données demeure faible par comparaison à d'autres structures, l'examen des documents disponibles pour la structure de Massé fait ressortir les risques géologiques potentiels suivants :

- Connaissance très limitée des aquifères d'eau douce
- Base de l'aquifère d'eau douce à 89 m minimum
- Possibilité de présence d'hydrocarbures dans l'aquifère d'eau douce à l'état naturel
- Perte de circulation proche de la surface, sous la base du coffrage conducteur et jusqu'à 243 m
- Absence de données relatives aux essais de pression réalisés sous la base du coffrage de surface
- Pression des fluides dans le réservoir encore inconnue
- Déviation naturelle pendant le forage
- Informations très limitées quant à la présence d'argiles gonflantes

Peu de données sont disponibles pour caractériser l'aquifère d'eau douce près de la surface, mais les informations colligées indiquent que l'eau douce peut être présente jusqu'à 89 m de profondeur au minimum dans la région, que des hydrocarbures peuvent être présents à l'état naturel dans l'aquifère, et que des pertes de circulation peuvent survenir près de la surface également, vraisemblablement par le biais d'un réseau de fractures naturelles développé dans un roc au demeurant peu perméable.

À plus grande profondeur, les données publiques permettent difficilement d'apprécier les régimes de pression qui peuvent être rencontrés dans la couverture et dans le réservoir, mais des surpressions sévères dans la couverture ne semblent pas devoir être anticipées. La structuration régionale peut avoir un impact sur la déviation naturelle pendant le forage si celle-ci n'est pas contrôlée, et le développement du réservoir est contrôlé par les structures en présence, mais celles-ci ne semblent pas représenter un risque géologique notable. Par ailleurs, aucune trace de H₂S n'a été documentée à ce jour dans la région.

La faiblesse des informations publiques disponibles pour documenter l'environnement géologique en profondeur dans la structure de Massé ne doit pas être considérée comme alarmante, considérant que l'opérateur de la structure dispose des résultats de deux sondages stratigraphiques qui lui permettent d'identifier et d'anticiper les principaux risques géologiques potentiels spécifiques à cette structure. La vigilance demeure toutefois, puisque seuls deux sondages stratigraphiques ont été réalisés à ce jour.

2.1.3. 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, la plus ancienne remontant à l'année 1943. 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. 77 puits pétroliers et gaziers ont ainsi été examinés au total, de même que les données géologiques régionales pertinentes (Séjourné et al., 2015).

L'examen des documents disponibles pour la structure de Galt fait ressortir les risques géologiques potentiels suivants :

- Connaissance très limitée des aquifères d'eau douce
- Base de l'aquifère d'eau douce à 75 m minimum
- Possibilité de présence d'hydrocarbures et de H₂S dans l'aquifère d'eau douce à l'état naturel
- Perte de circulation proche de la surface, sous la base du coffrage conducteur et jusqu'à 235 m
- Peu de données relatives aux essais de pression réalisés sous la base des coffrages
- Couverture possiblement sous-pressurisée
- Pression des fluides dans le réservoir encore inconnue
- Traces de H₂S documentées de manière ponctuelle en forage, d'origine inconnue

- Déviation naturelle possiblement importante pendant le forage
- Instabilité mécanique des intervalles naturellement fracturés dans le réservoir
- Informations très limitées quant à la présence d'argiles gonflantes
- Présence (hors de la structure) de puits fermés selon des méthodes inadéquates
- Un cas de mauvaise cimentation du coffrage de surface d'un puits ancien

Peu de données sont disponibles pour caractériser l'aquifère d'eau douce près de la surface, mais les informations colligées indiquent que l'eau douce peut être présente jusqu'à 75 m de profondeur au minimum dans la région, que des hydrocarbures sont présents à l'état naturel dans l'aquifère (possiblement aussi du H₂S, de manière anecdotique), et que des pertes de circulation peuvent survenir près de la surface également, vraisemblablement par le biais d'un réseau de fractures naturelles développé dans un roc au demeurant peu perméable.

À plus grande profondeur, les données publiques permettent encore difficilement d'apprécier les régimes de pression qui peuvent être rencontrés dans la couverture et dans le réservoir, mais les données s'accordent pour indiquer que la couverture devrait être légèrement sous-pressurisée. La pression du réservoir n'est pas encore connue avec certitude sur la base des données disponibles, mais les données des plus récents forages, lorsqu'elles deviendront publiques, devraient combler cette lacune. La structuration régionale peut avoir un impact sur la déviation naturelle pendant le forage si celle-ci n'est pas contrôlée, de même que sur la stabilité générale du trou de forage. Le développement du réservoir est contrôlé par les structures en présence et une instabilité mécanique peut être anticipée dans la zone réservoir là où les réseaux de fractures naturelles et la dolomitisation sont les plus développés. Des traces ponctuelles de H₂S ont été documentées dans deux forages, mais leur origine demeure inconnue et les données géologiques régionales indiquent qu'il est difficile d'envisager que du H₂S soit réellement présent en quantité significative dans la structure (Séjourné et al., 2015). Toutefois, la vigilance doit demeurer de mise considérant le faible nombre d'analyses de laboratoire disponibles à l'échelle régionale.

Dans l'ensemble, la structure de Galt est relativement bien documentée de sorte que l'essentiel des risques géologiques potentiels pour cette structure peuvent être identifiés et anticipés avec un degré de confiance raisonnable. Les lacunes qui subsistent encore (données de pression et analyses chimiques notamment) pourront être comblées à mesure que les données de forage deviennent disponibles. Fait notable, la présence de puits anciens fermés selon des méthodes inadéquates (qui n'ont plus cours aujourd'hui) peut avoir une incidence sur la qualité de l'eau et sur l'écosystème en général. Ces puits sont localisés en dehors de la structure proprement dite, mais devraient tout de même faire l'objet d'une surveillance.

2.1.4. Structure de Bourque

La structure de Bourque est localisée en Gaspésie à l'est de la ville de Murdochville. La structure a été mise en évidence à la faveur de deux forages pétroliers et gaziers réalisés en 2012. On ne dispose pas encore de données publiques pour ces puits 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. En l'absence de données publiques spécifiques à la structure proprement dite, le champ d'investigation a été élargi de manière à recenser les risques géologiques potentiels à l'échelle régionale. Sept puits pétroliers et gaziers ont ainsi été

examinés, de même que les données géologiques régionales pertinentes (Séjourné et al., 2015). L'examen des documents disponibles pour la structure de Bourque fait ressortir les risques géologiques potentiels suivants :

- Connaissance très limitée des aquifères d'eau douce
- Base de l'aquifère d'eau douce à 17 m minimum
- Possibilité de présence de H₂S dans l'aquifère d'eau douce à l'état naturel
- Perte de circulation proche de la surface, sous la base du coffrage conducteur et jusqu'à 213 m
- Perte de ciment lors de la cimentation du coffrage de surface
- Absence de données relatives aux essais de pression réalisés sous la base des coffrages
- Couverture possiblement sous-pressurisée
- Pression des fluides dans le réservoir encore inconnue
- Trace de H₂S documentée de manière ponctuelle en forage (hors de la structure)
- Déviation naturelle possiblement importante pendant le forage
- Instabilité mécanique des intervalles naturellement fracturés dans le réservoir

Peu de données sont disponibles pour caractériser l'aquifère d'eau douce près de la surface. Les informations colligées indiquent que l'eau douce peut être présente jusqu'à 17 m de profondeur au minimum dans la région, un chiffre qui paraît faible quand on le compare aux profondeurs minimales des autres structures, qui sont plutôt de l'ordre de la centaine de mètres. On n'enregistre pas la présence d'hydrocarbures à l'état naturel dans l'aquifère, mais cette possibilité demeure considérant la faible densité des informations disponibles, et du H₂S pourrait aussi être présent dans l'aquifère de manière anecdotique à l'échelle régionale. Des pertes de circulation peuvent également survenir près de la surface, vraisemblablement par le biais d'un réseau de fractures naturelles développé dans un roc au demeurant peu perméable.

À plus grande profondeur, les données publiques permettent difficilement d'apprécier les régimes de pression qui peuvent être rencontrés dans la couverture et dans le réservoir, mais on anticipe que la couverture du réservoir est possiblement sous-pressurisée. La pression au sein du réservoir demeure inconnue mais les données des récents forages réalisés dans la structure proprement dite, lorsqu'elles deviendront publiques, devraient combler cette lacune. La structuration régionale peut avoir un impact sur la déviation naturelle pendant le forage si celle-ci n'est pas contrôlée, et le développement du réservoir est contrôlé par les structures en présence, mais celles-ci ne semblent pas représenter un risque géologique notable. Par ailleurs, une trace ponctuelle de H₂S a été rapportée en profondeur dans la région (en dehors de la structure) mais, comme dans le cas de la structure de Galt, ce cas paraît anecdotique.

La faiblesse des informations publiques disponibles pour documenter l'environnement géologique en profondeur dans la structure de Bourque ne doit pas être considérée comme alarmante, considérant que l'opérateur de la structure dispose des résultats de deux forages qui lui permettent d'identifier et d'anticiper les principaux risques géologiques potentiels spécifiques à cette structure. La vigilance demeure toutefois de rigueur, puisque seuls deux forages ont été réalisés à ce jour.

2.1.5. 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 dont le plus récent a été foré en 2014 et pour lequel les données ne sont pas encore disponibles en dehors des communiqués de presse diffusés par l'opérateur. De nombreux forages exploratoires ont par ailleurs été réalisés dans la région par le passé, et le champ d'investigation a été étendu à 25 puits pétroliers et gaziers au total ainsi qu'aux données géologiques régionales pertinentes (Séjourné et al., 2015). L'examen des documents disponibles pour la structure d'Haldimand fait ressortir les risques géologiques potentiels suivants :

- Épaisseur des dépôts meubles parfois importante
- Vulnérabilité moyenne à élevée de l'aquifère au roc en cas d'épanchement en surface
- Base de l'aquifère d'eau douce très variable, jusqu'à 152 m localement
- Possibilité de présence d'hydrocarbures dans l'aquifère d'eau douce à l'état naturel
- Absence de données relatives aux essais de pression réalisés sous la base des coffrages
- Couverture légèrement sous-pressurisée
- Réservoir légèrement sur-pressurisé
- Déviation naturelle possiblement importante pendant le forage
- Instabilité mécanique des parois du trou de forage
- Présence (hors de la structure) de puits anciens fermés selon des méthodes inadéquates

Contrairement aux autres structures considérées ici, l'aquifère d'eau douce près de la surface a fait l'objet d'une caractérisation hydrogéologique détaillée. Cette étude relève notamment 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 précise également 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 hydrogéologique, 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). Les informations colligées indiquent par ailleurs que l'eau douce peut être présente jusqu'à 152 m de profondeur localement dans la région, que sa profondeur maximale est très variable, et que des hydrocarbures sont présents à l'état naturel dans l'aquifère d'eau douce. De nombreux indices de pétrole ont ainsi été identifiés en surface depuis plus de 150 ans dans la région.

À plus grande profondeur, 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, tandis que la couverture est au contraire légèrement sous-pressurisée : le contraste de pression observé indique qu'il n'existe vraisemblablement pas de connexion hydraulique entre le réservoir et sa couverture. Par ailleurs la structuration régionale peut avoir un

impact sur la déviation naturelle pendant le forage si celle-ci n'est pas contrôlée, de même que sur la stabilité générale du trou de forage.

Dans l'ensemble, la structure d'Haldimand est relativement bien documentée de sorte que l'essentiel des risques géologiques potentiels pour cette structure peuvent être identifiés et anticipés avec un degré de confiance raisonnable. Fait notable, la compréhension des risques géologiques dans la région bénéficie entre autres des résultats d'une caractérisation hydrogéologique qui met en lumière les risques et impacts possibles des activités pétrolières en lien avec cette structure. Enfin, la présence de puits anciens fermés selon des méthodes inadéquates peut avoir une incidence sur la qualité de l'eau et sur l'écosystème en général. Ces puits sont localisés en dehors de la structure proprement dite, mais devraient faire l'objet d'une surveillance.

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

L'île d'Anticosti, située dans le golfe du Saint-Laurent, a été analysée de la même manière que les structures terrestres précédentes, mais la nature et l'abondance des données disponibles, l'absence de structures particulières, les dimensions de l'île et son intérêt pour les réservoirs non conventionnels font en sorte qu'une place plus importante est accordée aux risques géologiques de surface et que les lacunes de connaissances et les risques possiblement associés à la fracturation hydraulique à haut volume sont également considérés dans ce cas (Séjourné et al., 2015). L'examen des documents disponibles pour la Formation de Macasty et ses roches couverture sur l'île d'Anticosti fait ressortir les risques géologiques potentiels suivants :

- Présence de falaises en bordure du rivage et de certains cours d'eau
- Sols argileux instables, surtout dans la région côtière
- Présence d'un modelé karstique dans le centre de l'île
- Connaissance très limitée des aquifères d'eau douce
- Vulnérabilité généralement élevée de l'aquifère au roc en cas d'épanchement en surface
- Perte de circulation proche de la surface, sous la base du coffrage conducteur et jusqu'à 340 m
- Possibilité de présence d'hydrocarbures dans l'aquifère d'eau douce à l'état naturel
- Instabilité mécanique des parois du trou de forage
- Couverture localement sur-pressurisée dans le centre-sud de l'île
- Peu de données relatives aux essais de pression réalisés sous la base des coffrages
- Présence d'argiles gonflantes dans les formations situées près de la surface
- Présence de discontinuités structurales (failles, fractures, dykes)
- Cartographie imparfaite des failles dans certaines régions
- Zone de dommage dans le mur et le toit de certaines failles majeures
- Absence de connaissances sur les contraintes tectoniques régionales et locales
- Absence de connaissances sur le degré de connectivité entre les fractures et la surface

- Connaissance imparfaite de la trajectoire des puits fermés les plus anciens

Les principaux risques géologiques de surface identifiés dans l'île d'Anticosti résident dans la présence de falaises, de sols argileux instables et d'un modelé karstique. La distribution géographique limitée de ces facteurs tempère toutefois leur impact possible sur les activités pétrolières et gazières. Ainsi, les falaises présentes en bordure de rivage et de certains cours d'eau sont évidemment identifiées sur les cartes topographiques de sorte qu'il est aisé d'en tenir compte lors de la planification des opérations sur le terrain. De même la présence occasionnelle de sols argileux instables dans la région côtière doit être anticipée et les ouvrages réalisés dans ces zones (construction de routes ou de plateformes de forage notamment) doivent faire l'objet d'une étude géotechnique préalable. Sur ce point précis, l'étude AENV21 intitulée *Évaluation préliminaire du risque de mouvements dans le sol et le roc associés à l'exploration et l'exploitation pétrolières sur l'île d'Anticosti* (Fournier et Deschênes, 2015), apporte par ailleurs des informations complémentaires à l'étude GTEC02-Volet Risques. Enfin, la présence d'un modelé karstique dans le centre de l'île constitue un point plus problématique dans la mesure où le substratum rocheux peut devenir instable dans cette région : il existe alors un risque d'effondrement de la surface qui peut être identifié, mais difficilement anticipé. Ce risque paraît toutefois faible considérant que seules cinq dolines d'effondrement sont recensées sur une superficie de plus de 2 000 km², et considérant de surcroît que l'essentiel du karst coïncide avec un parc naturel duquel les activités pétrolières et gazières sont exclues.

À faible profondeur, peu de données sont disponibles pour caractériser l'aquifère d'eau douce près de la surface, et les données colligées livrent des informations contradictoires quant à la profondeur maximale de l'eau douce à l'échelle de l'île d'Anticosti. Des études hydrogéologiques préliminaires tendent toutefois à indiquer la dominance d'un mode d'écoulement superficiel sans apport de la profondeur et avec des temps de résidence qui semblent restreints (Peel et al., 2013). La contribution des réseaux de fractures naturelles est toutefois un paramètre majeur qui demeure mal connu à l'échelle régionale (Peel et al., 2013; Pinet et al., 2015). Il est également possible que des hydrocarbures soient présents à l'état naturel dans l'aquifère et on relève la présence d'une source de saumure qui résulte vraisemblablement du mélange d'eaux météoriques relativement jeunes avec une saumure bassinale profonde (Clark et al., 2015). La circulation et le mélange de ces eaux pourraient avoir été activés durant la déglaciation de l'île et du méthane est associé à l'eau de la source. Les résultats d'analyse préliminaire indiquent que le gaz est d'origine biogénique et que sa formation a pu être induite par la circulation en profondeur des eaux météoriques à travers des roches riches en matière organique, mais pas des shales de la Formation de Macasty elle-même (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 et les études géochimiques actuellement en cours sur cette source de saumure mériteraient d'être complétées par une étude hydrogéologique plus large destinée à clarifier le mode de circulation des fluides impliqués, de même que le rôle éventuel que peuvent jouer les failles dans cette circulation. Enfin des pertes de circulation peuvent survenir près de la surface, vraisemblablement par le biais d'un réseau de fractures naturelles développé dans un roc au demeurant peu perméable.

À plus grande profondeur, les données publiques permettent difficilement d'apprécier les régimes de pression qui peuvent être rencontrés dans la Formation de Macasty et sa couverture, mais des intervalles sur-pressurisés sont anticipés dans la région centre-sud de l'île. La structuration régionale est très faible, les couches sont subhorizontales et seulement recoupées par des failles à

rejet apparent normal qui ne semblent pas représenter de risque géologique notable pour les opérations de forage. Par ailleurs, aucune trace de H₂S n'a été documentée à ce jour dans la région.

En ce qui concerne la fracturation hydraulique à haut volume, les données et les études géomécaniques disponibles semblent indiquer qu'il existe des barrières naturelles empêchant ou limitant la propagation des fractures hydrauliques induites en dehors de la Formation de Macasty (Séjourné, sous presse). Les conclusions que l'on peut tirer de ces travaux sont cependant limitées par le manque actuel de connaissances sur l'orientation des contraintes tectoniques régionales et locales ainsi que sur les gradients de pression qui caractérisent l'environnement de sous-surface sur l'île. Par ailleurs, ces études ne renseignent que partiellement sur les risques qui pourraient être associés à la migration des fluides de fracturation vers les aquifères proches de la surface : si le risque de propagation des fractures hydrauliques au-delà de la Formation de Macasty ne semble pas 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 en revanche à confirmer.

Ces lacunes de connaissances devraient être en partie comblées par les sondages stratigraphiques récemment réalisés sur l'île, notamment en ce qui a trait à la présence ou non de fractures naturelles ouvertes en profondeur. Toutefois, la nature de ces sondages – stratigraphiques – est telle que des essais d'injection ne peuvent pas y être réalisés 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 gazières ultérieurs. Sans ces données, il est notamment difficile d'évaluer l'état de contrainte auxquelles sont actuellement soumises les failles principales et secondaires documentées sur l'île et d'évaluer le risque de sismicité induite dans un contexte de fracturation hydraulique. L'architecture tectonique de l'île est définie par une série de failles dont la principale, la Faille de Jupiter, parcourt l'île du nord-ouest au sud-est. La relation entre l'orientation des contraintes tectoniques, l'intensité de ces contraintes et l'orientation des failles constitue l'élément déterminant dans l'évaluation du risque sismique, et ces paramètres ne sont pas homogènes à l'échelle de l'île d'Anticosti. Enfin on ne dispose pas encore d'informations suffisantes pour prédire la chimie des eaux de reflux, notamment en ce qui a trait à leur possible teneur en radioéléments.

2.2. Classement des risques géologiques identifiés

Certains des risques géologiques identifiés sont communs à plusieurs structures, d'autres sont spécifiques à l'une d'entre elles en particulier. Le classement des risques géologiques par structure, tel qu'il est présenté plus haut crée donc un effet de loupe, qui dans certains cas attire l'attention sur des risques anecdotiques, et qui dans d'autres cas passe sous silence la possibilité que d'autres risques, pas encore documentés dans une structure spécifique, soient effectivement associés à cette structure. Ce phénomène est particulièrement sensible dans le cas des structures encore peu documentées, comme celle de Massé ou celle de Bourque. Il l'est moins dans des régions plus matures comme les structures de Galt ou d'Haldimand et sur l'île d'Anticosti.

Pour s'affranchir de ce biais méthodologique, et en gardant à l'esprit que cette étude devrait être utile au gouvernement pour l'élaboration et la finalisation d'un encadrement législatif et réglementaire de l'industrie pétrolière et gazière, nous devons donc répondre à un objectif général

qui ne saurait être réduit à une problématique ou à une structure particulière. Les risques identifiés ont ainsi été regroupés par intervalles de profondeurs représentatives dans le Tableau 1, puis ventilés en quelques catégories et sous-catégories dans le Tableau 2. Certaines activités traitées dans les études GTEC03 ou GTEC04 ne correspondent à aucun risque géologique recensé sur la base des données disponibles, et ne sont donc pas discutées ici (par exemple, les activités liées aux têtes de puits, aux essais d'injectivité, aux perforations, à la prévention et au contrôle des explosions, à la restauration et au réaménagement des sites, ainsi qu'à l'élimination des eaux de reflux). On obtient ainsi un portrait plus général pour la partie terrestre de l'est du Québec. Ce portrait n'est toujours pas exhaustif, mais c'est l'essence même de l'exploration que de s'exposer à des risques nouveaux, et ceci impose de savoir se préparer au pire des scénarios plausibles.

Tableau 1 : Synthèse des risques géologiques identifiés dans les structures terrestres et l'île d'Anticosti.

Intervalle	Risque identifié
Surface	Épaisseur des dépôts meubles parfois importante
	Sols argileux instables, surtout dans la région côtière (Anticosti seulement)
	Présence de falaises en bordure du rivage et de certains cours d'eau (Anticosti seulement)
	Présence d'un modelé karstique (Anticosti seulement)
Sous-surface peu profondeur (hydrogéologie)	Connaissance très limitée des aquifères d'eau douce
	Vulnérabilité moyenne à élevée de l'aquifère au roc en cas d'épanchement en surface
	Base de l'aquifère d'eau douce incertaine (17 m à 152 m)
	Possibilité de présence d'hydrocarbures ou de H ₂ S dans l'aquifère d'eau douce
Couverture	Perte de circulation proche de la surface, sous la base du coffrage conducteur et jusqu'à 340 m
	Perte de ciment lors de la cimentation du coffrage de surface
	Rareté des données relatives aux essais de pression réalisés sous la base des coffrages
	Couverture légèrement sur- ou sous-pressurisée
	Instabilité mécanique des parois du trou de forage
	Présence d'argiles gonflantes ou informations très limitées quant à leur présence
	Déviations naturelles possiblement importantes pendant le forage
	Traces de H ₂ S documentées de manière ponctuelle en forage, d'origine inconnue
Réservoir	Instabilité mécanique des intervalles naturellement fracturés dans le réservoir
	Réservoir légèrement sur-pressurisé ou pression inconnue
Fracturation hydraulique (Anticosti)	Absence de connaissances sur le degré de connectivité entre les fractures naturelles et la surface
	Absence de connaissances sur les contraintes tectoniques régionales et locales
	Cartographie imparfaite des failles dans certaines régions
	Zone de dommage dans le mur et le toit de certaines failles majeures
	Présence de discontinuités structurales (failles, fractures, dykes)
Variable	Mauvaise cimentation du coffrage de surface d'un puits ancien
	Connaissance imparfaite de la trajectoire des puits fermés les plus anciens
	Présence (hors de la structure) de puits fermés selon des méthodes inadéquates

Tableau 2 : Classement par activité des risques géologiques identifiés dans les structures terrestres et l'île d'Anticosti.

Catégorie	Sous-catégorie	Risque identifié
	Levés géochimiques	Présence de falaises en bordure du rivage et de certains cours d'eau (Anticosti seulement)
	Levés géophysiques	Sols argileux instables, surtout dans la région côtière (Anticosti seulement)
Sondages stratigraphiques et forages de puits	Coffrages	Épaisseur des dépôts meubles parfois importante Connaissance très limitée des aquifères d'eau douce Base de l'aquifère d'eau douce incertaine (17 m à 152 m) Perte de circulation proche de la surface, sous la base du coffrage conducteur et jusqu'à 340 m Instabilité mécanique des intervalles naturellement fracturés dans le réservoir Couverture légèrement sur- ou sous-pressurisée Réservoir légèrement sur-pressurisé ou pression inconnue
	Cimentation et évaluation par diagraphie	Perte de circulation proche de la surface, sous la base du coffrage conducteur et jusqu'à 340 m Couverture légèrement sur- ou sous-pressurisée Perte de ciment lors de la cimentation du coffrage de surface
	Fluides de forage	Couverture légèrement sur- ou sous-pressurisée Instabilité mécanique des parois du trou de forage Présence d'argiles gonflantes ou informations très limitées quant à leur présence Instabilité mécanique des intervalles naturellement fracturés dans le réservoir Réservoir légèrement sur-pressurisé ou pression inconnue
	Système anti éruption et contrôle des venues de fluides	Couverture légèrement sur- ou sous-pressurisée Réservoir légèrement sur-pressurisé ou pression inconnue Traces de H ₂ S documentées de manière ponctuelle en forage, d'origine inconnue
	Tête de puits	Aucun risque spécifique au contexte québécois
	Essais de pression et d'étanchéité	Rareté des données relatives aux essais de pression réalisés sous la base des coffrages
	Contrôle de la déviation	Déviation naturelle possiblement importante pendant le forage
Complétions de puits (avec et sans fracturation)	Essais aux tiges	Traces de H ₂ S documentées de manière ponctuelle en forage, d'origine inconnue
	Essais d'extraction et de production	Traces de H ₂ S documentées de manière ponctuelle en forage, d'origine inconnue
	Essais d'injectivité	Aucun risque spécifique au contexte québécois
	Perforations et prévention et contrôle des explosions	Aucun risque spécifique au contexte québécois
	Stimulation par fracturation (Anticosti)	Absence de connaissances sur le degré de connectivité entre les fractures naturelles et la surface Absence de connaissances sur les contraintes tectoniques régionales et locales Cartographie imparfaite des failles dans certaines régions Zone de dommage dans le mur et le toit de certaines failles majeures Présence de discontinuités structurales (failles, fractures, dykes) Connaissance imparfaite de la trajectoire des puits fermés les plus anciens
	Stimulations autres que par fracturation	Aucun risque spécifique au contexte québécois
Mesures de correction des fuites et/ou migrations	Surveillance	Possibilité de présence d'hydrocarbures ou de H ₂ S dans l'aquifère d'eau douce Connaissance imparfaite de la trajectoire des puits fermés les plus anciens
	Mesures correctives	Possibilité de présence d'hydrocarbures ou de H ₂ S dans l'aquifère d'eau douce
	Fermetures temporaires	Aucun risque spécifique, mais risques liés aux étapes antérieures dans la vie du forage
	Fermetures définitives	Aucun risque spécifique, mais risques liés aux étapes antérieures dans la vie du forage
	Restauration et réaménagement des sites	Aucun risque spécifique au contexte québécois
	Puits orphelins	Connaissance imparfaite de la trajectoire des puits fermés les plus anciens Présence (hors de la structure) de puits fermés selon des méthodes inadéquates
Gestion des fluides et résidus en surface	Épanchements en surface	Vulnérabilité moyenne à élevée de l'aquifère au roc en cas d'épanchement en surface

2.3. Avis par activité

2.3.1. Levés géochimiques

Les levés géochimiques 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 associer un risque géologique à ces techniques. Tout au plus, peut-on rappeler que lorsque des outils sont enfoncés dans le sol, 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 courants pour ce genre de levés et débordent 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. Malgré que 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 le long du rivage et de certains cours d'eau.

2.3.2. Levés géophysiques

Dans le cas des levés magnétiques et gravimétriques aéroportés ou de l'imagerie spectrale par télédétection, le risque géologique est naturellement nul. Les levés 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 associer un risque géologique à ces techniques, à l'instar des levés géochimiques. Les mêmes mises en garde que pour les levés géochimiques s'appliquent ici (section 2.3.1).

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., 2015). 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 dans la partie orientale de l'île d'Anticosti ainsi qu'au voisinage des structures étudiées. 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. Une telle configuration de terrain est localement présente dans certaines régions restreintes de l'île d'Anticosti (GTEC02-Volet Risques) et peut nécessiter d'adapter les paramètres ou la chronologie de levé sismique, le cas échéant.

2.3.3. Sondages stratigraphiques et forages de puits

La différence entre les sondages stratigraphiques et les forages de puits réside principalement dans la finalité de l'ouvrage : les premiers visent uniquement à recueillir de l'information géoscientifique dans un contexte d'exploration, soit pour découvrir un réservoir conventionnel soit pour affiner la localisation des forages dans le cas des réservoirs non conventionnels et ils doivent être fermés une fois les informations géologiques et géophysiques collectées; les seconds peuvent répondre aux mêmes objectifs mais pourront être éventuellement complétés en puits de production. Les impératifs de sécurité et les contraintes opérationnelles sont les mêmes pour ces

deux types d'ouvrages : les éléments relatifs aux coffrages, à la cimentation, aux fluides, aux systèmes antiéruption et au contrôle des venues de fluides sont donc traités conjointement pour les sondages et les forages dans la présente section.

Toutefois, les sondages stratigraphiques ne sont pas pris en considération dans les règlements des juridictions étudiées, pas plus qu'ils ne le sont dans la réglementation québécoise actuelle à l'exception des sondages réalisés sur l'île d'Anticosti, pour lesquels les conditions et obligations auxquelles sont subordonnées ce type de travaux sont prescrites à l'Arrêté ministériel AM-2014. Ces conditions et obligations sont très proches de celles qui s'appliquent aux forages pétroliers et gaziers. À la lumière de ce qui précède, il serait donc souhaitable de pouvoir assujettir les sondages stratigraphiques à un permis émis par le MERN au même titre que les forages de puits, de manière à mieux encadrer cette pratique.

Par ailleurs, les sondages stratigraphiques sont le plus souvent réalisés dans une région dite « frontière », pour laquelle on ne dispose encore que de très peu d'informations. Les données relatives aux sondages stratigraphiques devraient donc être assujetties aux mêmes règles de dépôt et de divulgation des données que les forages pétroliers et gaziers, de manière à favoriser l'échange d'information et donc ultimement aider à anticiper et à prévenir les risques géologiques dans des régions encore mal connues.

Ces suggestions concernant les sondages stratigraphiques sont implicites dans chacune des sous-sections suivantes.

2.3.3.1.Coffrages

Avis général (GTEC03) :

Parce qu'ils présentent les pratiques les plus complètes pour la conception et l'installation des coffrages, nous suggérons de suivre les normes de l'API ainsi que la Directive 010 : *Minimum Casing Design Requirements* de l'AER.

Contexte québécois :

Les règlements québécois en vigueur imposent que la longueur du coffrage de surface soit au minimum égale à 10% de la profondeur totale du puits. L'Arrêté ministériel AM-2014 est plus précis et spécifie également que, dans le cas des sondages stratigraphiques réalisés sur l'île d'Anticosti, ce coffrage doit excéder d'au moins 30 m la profondeur qui correspond à la base de l'aquifère. D'une manière générale les coffrages doivent aussi assurer que les horizons géologiques contenant des fluides sont isolés et prévenir la migration de ces fluides d'un horizon à un autre ou vers la surface.

Les aquifères d'eau douce sont très mal connus dans presque tous les cas considérés, notamment en ce qui a trait à la profondeur maximale de l'aquifère. En complément à l'avis général, le choix de la profondeur du coffrage de surface devrait donc tenir compte de ces incertitudes comme le fait déjà l'Arrêté ministériel AM-2104, ainsi que de la possibilité de rencontrer des pertes de circulation dans les premiers 350 m sous la surface.

2.3.3.2.Cimentation et évaluation

Avis général (GTEC03) :

Parce qu'ils présentent les pratiques les plus complètes pour la cimentation des forages et leur

contrôle, nous suggérons de suivre les pratiques RP n° 10 et n° 65 de l'API ainsi que la Directive 09 : *Casing Cementing Minimum Requirements* de l'AER.

Contexte québécois :

Des pertes de circulation sont fréquemment enregistrées dans les premiers 350 m sous la surface. Cet intervalle peu profond peut nécessiter des mesures particulières pour contrôler les pertes, voire une cimentation partielle de l'intervalle avant de pouvoir reprendre le forage. Il en va de même pour les intervalles légèrement sur- ou sous-pressurisés qui peuvent être rencontrés à plus grandes profondeurs.

Dans ces circonstances, un coffrage n'est pas nécessairement mis en place; le but de cette opération étant simplement d'interrompre les pertes de circulation ou les venues de fluides. Cette pratique peut contribuer à réduire les risques de fuites ou de migrations ultérieures en isolant les intervalles problématiques une première fois très tôt pendant le forage, et une seconde fois au moment de l'installation et de la cimentation du coffrage prévu au programme de forage.

Il faut signaler également que la qualité des résultats des diagraphies de contrôle peut être influencée par la présence d'intervalles peu perméables comme les shales : un soin particulier doit être apporté à la qualité de l'enregistrement et à l'analyse de ces diagraphies. Les LDPEGP sont le seul document qui mentionne l'enregistrement de diagraphies de contrôle dans le contexte québécois. Cette pratique devrait pourtant être encouragée et généralisée chaque fois que son usage est possible, en particulier pour les puits destinés à la fracturation hydraulique et à la production.

2.3.3.3.Fluides de forage

Avis général (GTEC03) :

Parce qu'elles sont largement suivies par l'ensemble des juridictions en matière de fluides de forages, nous suggérons de suivre les bonnes pratiques proposées par l'API dans les pratiques RP n° 13.

Contexte québécois :

En contexte québécois, les LDPEGP sont le seul document qui se penche sur la composition des boues de forage. La ligne directrice préconisée par les LDPEGP est que les produits (et leurs sous-produits ramenés à la surface) qui entrent dans la composition de la boue doivent pouvoir être dégradés naturellement ou être enlevés par un système de traitement (MDDELCC, 2014). Cette pratique devrait être encouragée partout où cela est possible.

Le gradient de pression peut varier le long du profil du trou de forage, et des intervalles légèrement sur- et sous-pressurisés peuvent alterner dans un même forage. Les parois du trou de forage peuvent également présenter une certaine instabilité mécanique, particulièrement en traversant les intervalles naturellement fracturés, et cette instabilité peut également être liée à la présence d'argiles gonflantes notamment dans les premières centaines de mètres sous la surface.

Le choix de la boue de forage, sa densité et la nature des additifs qu'elle peut éventuellement comprendre permettent de contrôler ces aléas et d'améliorer la régularité du profil du trou de forage. En retour, un profil régulier permet d'améliorer la qualité des diagraphies (pour l'analyse géologique mais aussi pour le contrôle de la qualité de la cimentation), et d'améliorer la qualité générale de la cimentation des coffrages.

Par ailleurs, la nature des phases argileuses étant relativement peu connue dans les structures examinées, un échantillonnage représentatif et une analyse de ces argiles pourraient être réalisés pour tout nouveau champ pétrolier afin d'identifier la présence d'argiles gonflantes éventuelles.

2.3.3.4. Système antiéruption et contrôle des venues de fluides

Avis général (GTEC03) :

Parce qu'elle fait référence pour bon nombre de juridictions en matière de système antiéruption, nous suggérons de suivre les pratiques de la Directive 036 : *Drilling Blowout Prevention Requirements and Procedures* de l'AER ainsi que celles du RP 53 : *Recommended Practices for Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells* de l'API.

Contexte québécois :

Si des surpressions sévères ne sont pas documentées ni anticipées dans les structures examinées pour l'est du Québec, des intervalles légèrement sur- et sous-pressurisés peuvent alterner dans un même forage. Ceci ne constitue pas une situation atypique et le RPGNRS en vigueur combiné à l'avis général énoncé ci-dessus suffisent à couvrir ce genre de risque.

Par ailleurs la présence d'H₂S en quantités significatives n'est pas envisagée, mais des traces peuvent être présentes. Le personnel sur le site de forage doit être sensibilisé à cette éventualité.

2.3.3.5. Essais de pression et d'étanchéité

Avis général (GTEC03) :

En ce qui concerne les essais de pression, nous suggérons de suivre les directives proposées par l'Alberta à ce sujet qui sont une référence pour la plupart des juridictions (Directives 005, 017, 034, 040).

Contexte québécois :

Des intervalles légèrement sur- et sous-pressurisés peuvent être rencontrés dans un même forage. L'historique des données de forage pour une structure particulière peut aider à optimiser les paramètres de forage afin de ne pas endommager le réservoir ni fracturer involontairement la couverture. Dans le cas des régions pour lesquelles on dispose encore de peu de données, la connaissance du profil de la pression de fluides et des pressions maximales d'injection serait améliorée si des essais de pression étaient réalisés sur la formation par le biais d'un test d'épanchement de type *leak off* de manière systématique pour les premiers forages exploratoires. La présentation des résultats des essais de pression sur la formation devrait être standardisée et incluse dans les rapports de fin de forage. Dans sa version actuelle le RPGNRS n'impose pas cette pratique lorsqu'une complétion à trou ouvert est prévue.

2.3.3.6. Contrôle de la déviation

Avis général (GTEC03) :

En raison du nombre important de puits déviés dans ces juridictions, pour les activités de contrôle de la déviation de ces puits nous suggérons de suivre la réglementation de l'Alberta ou de la Colombie-Britannique. Outre les aspects techniques, ces juridictions présentent un encadrement concernant les permis pour les forages déviés.

Contexte québécois :

La déviation naturelle peut être forte dès la surface dans certaines régions. Jusqu'à un certain point, la déviation naturelle peut être anticipée en tenant compte des données des forages antérieurs et des profils sismiques, mais ces informations laissent encore place à des incertitudes, particulièrement dans les régions fortement tectonisées comme c'est le cas en Gaspésie et dans le Bas-Saint-Laurent.

Une perte de contrôle de la trajectoire du sondage ou du forage ne représente pas un risque géologique en soi, les conséquences étant essentiellement restreintes à des surcoûts ou au risque de manquer l'objectif prévu. Des conséquences plus sérieuses peuvent être envisagées à long terme, dans l'éventualité où plusieurs puits rapprochés les uns des autres sont présents au sein d'une même structure ou lorsque des puits sont forés à proximité de la limite d'un permis de recherche ou d'un bail d'exploitation.

Même dans les environnements fortement tectonisés la trajectoire peut être aisément contrôlée pour peu que le problème ait été anticipé et que l'équipement nécessaire soit disponible. Un relevé de déviation devrait accompagner systématiquement le rapport de fin de forage, ainsi que le spécifie déjà le RPGNRS.

2.3.4. Complétions de puits

2.3.4.1. Essais aux tiges

Avis général (GTEC03) :

En ce qui concerne les essais aux tiges, nous suggérons de suivre les pratiques de l'AER et particulièrement, les Directives 040 : *Pressure and Deliverability Testing Oil and Gas Wells* et 036 : *Drilling Blowout Prevention Requirements and Procedures*.

Contexte québécois :

La présence de H₂S en quantités significatives n'est pas envisagée, mais des traces peuvent être présentes. Le personnel sur le site de forage doit être sensibilisé à cette éventualité et le H₂S devrait être inclus dans l'analyse des gaz échantillonnés lors des essais aux tiges. Ceci ne constitue pas une situation atypique et le RPGNRS en vigueur combiné à l'avis général ci-dessus suffisent à couvrir ce genre de risque.

Par ailleurs les essais aux tiges « visent à mesurer la pression, la perméabilité, et à déterminer le potentiel de production d'une formation géologique à l'intérieur du puits » (Millet et al., 2015). Cette démarche correspond à la finalité des sondages stratigraphiques – soit l'acquisition de connaissances géoscientifiques en vue de l'identification d'un réservoir – et n'implique pas l'injection de fluides dans les couches géologiques, de sorte que les essais aux tiges devraient pouvoir être pratiqués lors de la réalisation de tels sondages, ce qui n'est pas le cas actuellement.

2.3.4.2. Essais d'extraction et de production

Avis général (GTEC03) :

Le document de l'AER Directive 060: *Upstream Petroleum Industry Flaring, Incinerating, and Venting* correspond aux bonnes pratiques dans l'industrie, et le Québec devrait s'en inspirer.

Contexte québécois :

La géologie québécoise n'est pas favorable à la présence de H₂S et les données disponibles confirment que ce gaz n'est rencontré que de manière anecdotique (et possiblement d'origine anthropique). Toutefois, dans certaines circonstances, la nature des fluides dans un réservoir en phase d'exploitation peut évoluer, et du H₂S peut se manifester avec le temps.

Le personnel sur le site doit être sensibilisé à cette éventualité et le H₂S devrait être inclus dans l'analyse des gaz échantillonnés lors des essais d'extraction et de production.

Comme dans le cas des essais aux tiges, ce point ne constitue pas une situation atypique et le RPGNRS en vigueur combiné à l'avis général ci-dessus suffisent à couvrir ce genre de risque.

2.3.4.3. Stimulations par fracturation

Avis général (GTEC03) :

Dans la réglementation, il faudrait spécifier « volume de fluides » pour le volume injecté, plutôt que de mentionner seulement le volume d'eau. Ceci est nécessaire afin de ne pas exclure de la loi ou de la réglementation les opérations de fracturation hydraulique réalisées avec d'autres fluides que de l'eau. Il faut aussi que ce volume soit défini pour chaque puits, et non pas par étape de fracturation dans un même puits horizontal (ou vertical).

Un permis spécifique à la fracturation hydraulique à haut volume devrait être demandé, en plus de celui pour la complétion d'un puits. Cette demande de permis devrait être accompagnée d'un plan des opérations de fracturation qui devrait comprendre les éléments suivants :

- un plan de gestion de l'utilisation de l'eau de surface et de l'eau souterraine, et des eaux usées (transport, manipulation, entreposage, élimination);
- la divulgation des additifs chimiques utilisés;
- une évaluation des risques associés à la manipulation des additifs chimiques dans les eaux de fracturation et un plan de gestion de ces risques;
- l'établissement d'une base de données de référence sur la composition des eaux de surface et souterraine avant la fracturation, dit état « zéro »;
- un programme de test pour assurer l'intégrité du puits;
- un programme de suivi de la pression pendant les opérations de fracturation;
- un programme de mesure des volumes de fluides pendant les opérations;
- une analyse géologique des données existantes sur la nature des failles et des contraintes naturelles;
- un modèle numérique géomécanique de la fracturation (propagation des fractures);
- un programme de suivi et de vérifications après la fracturation;
- une évaluation du risque de sismicité induite, un programme de surveillance s'il y a un risque, et les mesures d'atténuation et d'intervention;
- un rapport post-fracturation qui compare les résultats obtenus aux prédictions.

Contexte québécois :

Contrairement au Shale d'Utica dans les Basses-Terres du Saint-Laurent, la Formation de

Macasty sur l'île d'Anticosti n'a pas encore fait l'objet de fracturation hydraulique à haut volume et la formation elle-même n'a été documentée que par une vingtaine de forages pétroliers et gaziers à travers l'île. Plusieurs lacunes de connaissances ont par ailleurs été identifiées, qui ne pourront être comblées que par le biais de sondages stratigraphiques et de forages pétroliers et gaziers.

Dans un contexte de fracturation hydraulique, les forages exploratoires et les puits pilotes des forages horizontaux devraient donc être planifiés, dans la mesure du possible, de manière à maximiser la collecte d'informations relatives à la profondeur des aquifères, à la nature des fluides présents dans la couverture, à l'extension des fractures naturelles en profondeur et à leur degré de connectivité, ainsi qu'aux régimes de contraintes naturelles locaux.

La densité des forages fermés sur l'île est très faible, de sorte que si une fracturation hydraulique est prévue à proximité de l'un de ces forages sa localisation en surface et sa trajectoire en profondeur devraient être validées au préalable. Dans les cas où l'information est incomplète, une marge de recul devrait être considérée.

Par ailleurs les LDPEGP et le RPEP détaillent une série de lignes directrices et d'obligations réglementaires qui se reposent sur le document *API Guidance Document HFI* pour les aspects d'ingénierie et qui encadrent l'essentiel des opérations liées à la fracturation hydraulique au Québec. Les LDPEGP préconisent en outre de sélectionner les additifs des fluides de fracturation pour retenir de préférence ceux qui peuvent être dégradés naturellement ou être enlevés par un système de traitement (MDDELCC, 2014). Il est suggéré ici d'harmoniser le RPGNRS avec ces pratiques ainsi qu'avec les avis formulés ici.

Le RPEP impose également de respecter une distance de sécurité entre une opération de fracturation hydraulique et la base de tout aquifère qui présente une teneur en solides totaux dissous inférieure à 4 000 mg/L. Cette distance de sécurité est fixée à 400 m par le règlement (MDDELCC, 2015). Aucune distance n'est spécifiée dans le cas de la proximité d'une faille, mais le RPEP précise toutefois que les opérations de fracturation doivent être réalisées de manière à prévenir la propagation des fractures induites vers « une voie préférentielle naturelle d'écoulement des fluides ou un puits existant, laquelle pourrait favoriser la migration de fluides vers un aquifère exploité ou susceptible d'être exploité » (MDDELCC, 2015). Outre la possibilité que les failles et fractures naturelles puissent, dans certains cas spécifiques, agir comme conduits favorisant la migration des fluides, le risque associé à la sismicité induite doit aussi être pris en considération dans le cas des failles (voir GTEC02-Volet Risques, Séjourné et al., 2015).

D'une manière générale, la question des marges de recul demeure problématique. S'il existe un consensus sur la nécessité de respecter une distance minimale entre l'intervalle à fracturer et un aquifère ou une faille, il paraît en revanche très difficile – à tout le moins arbitraire – de fixer une marge de recul par voie de règlement en l'état actuel des connaissances au Québec. Cette distance dépend en effet de nombreux paramètres géologiques et techniques, parmi lesquels on peut mentionner :

- les propriétés géomécaniques, la perméabilité et l'hétérogénéité de la couverture du shale;
- le degré de connectivité des fractures naturelles éventuellement présentes;
- la conductivité hydraulique et l'orientation des failles (le cas échéant);
- les régimes de contraintes et l'orientation locale des contraintes principales;

- le volume de fluides injectés, la pression d'injection et la durée de l'injection.

Tant que ces paramètres n'auront pas été vérifiés *in situ* ou modélisés, il paraît raisonnable de privilégier une approche par obligation de résultat plutôt que de fixer une marge de recul qui pourrait s'avérer exagérée dans certains cas et, beaucoup plus grave, créer une illusion de sécurité dans les cas où la distance de sécurité devrait être plus importante que celle prescrite par voie de règlement. Une attitude intermédiaire pourrait consister à fixer initialement une marge de recul très conservatrice, qui pourrait être celle présentement stipulée par le RPEP, puis à réduire graduellement cette marge à mesure que les données collectées le justifient.

2.3.5. Mesures de correction des fuites et/ou migrations

2.3.5.1. Surveillance

Avis général (GTEC03) :

Dans le cadre d'une surveillance pendant et après les travaux, nous suggérons de suivre les pratiques liées à chaque étape de la vie d'un forage (conception, pose du coffrage, cimentation, test de production, fermeture, etc.) développées par l'Alberta et la Colombie-Britannique. Plus spécifiquement, les directives et guides suivants fournissent des exigences détaillées en matière de surveillance :

- Directive 017: *Measurement Requirements for Oil and Gas Operations*
- Directive 040: *Pressure and Deliverability Testing Oil and Gas Wells*
- Directive 044: *Requirements for Surveillance, Sampling, and Analysis of Water Production in Hydrocarbon Wells Completed Above the Base of Groundwater Protection*
- Directive 051: *Injection and Disposal Wells – Well Classifications, Completions, Logging, and Testing Requirements de l'Alberta.*
- BCOGC *Measurement Guideline for Upstream Oil and Gas Operations, 2013*
- BCOGC *The Well Testing Requirements, 2015*

Contexte québécois :

Dans tous les cas considérés ici, des hydrocarbures (ou plus rarement du H₂S) peuvent être présents à l'état naturel près de la surface, dans l'aquifère d'eau douce. Ces hydrocarbures peuvent être confondus avec, ou se mêler à, ceux issus des fuites ou des migrations éventuelles si la composition des eaux souterraines avant le forage (état « zéro ») n'est pas connue. La définition préalable de cet état zéro et l'établissement d'une base de données de référence permettrait de documenter ce phénomène et aiderait à cibler la nature et l'étendue exactes de la contamination. Il est d'avis des auteurs que les sondages stratigraphiques devraient être soumis à cet impératif préalable au même titre que les forages pétroliers et gaziers, de manière à éviter toute ambiguïté quant à l'origine d'une éventuelle contamination. À titre d'exemple, cette obligation pour les sondages stratigraphiques ne figure pas dans la version actuelle du RPEP mais l'Arrêté ministériel AM-2014 relatif aux sondages stratigraphiques sur l'île d'Anticosti impose un suivi environnemental après la fermeture définitive d'un sondage : les obligations prescrites dans les deux documents devraient, au minimum, être harmonisées.

Par ailleurs, l'établissement d'un état zéro peut être compliqué par la présence éventuelle de puits fermés à proximité. Lorsque ceux-ci n'ont pas été fermés de la manière appropriée, leur possible

rôle dans les fuites ou migrations détectées devrait être pris en considération.

Les LDPEGP et le RPEP (MDDELCC, 2014 et 2015) encadrent avec précision la procédure préconisée pour établir l'état zéro d'un site ainsi que la surveillance et la détection des possibles fuites ou migrations. Ces documents, combinés aux avis formulés ici, devraient permettre d'actualiser le RPGNRS.

Enfin, la durée de la période de surveillance après la fermeture définitive d'un puits devrait être modulée en fonction des caractéristiques du puits, de son histoire et de la géologie locale. Le territoire québécois demeure encore largement inexploré et les forages exploratoires qui seront réalisés dans le futur en dehors des quelques structures examinées ici ne se transformeront pas tous en découvertes. Un forage qui se révèle sec – qui n'a pas démontré la présence d'hydrocarbures en profondeur – ne devrait pas faire l'objet d'une période de surveillance aussi longue que celle prévue pour un puits de production stimulé par fracturation hydraulique. Présentement la durée de la période de surveillance après la fermeture définitive d'un puits est fixée à dix ans par le RPEP. Dans le cas des sondages stratigraphiques réalisés sur l'île d'Anticosti cette durée est fixée à cinq ans par l'Arrêté ministériel AM-2014.

2.3.5.2. Mesures correctives

Avis général (GTECO3) :

En ce qui concerne les mesures correctives sur les forages, nous suggérons de suivre le guide *Primary and remedial Cementing Guidelines* de l'Enform. Plus particulièrement, lors de fuites de gaz, nous suggérons de se référer aux pratiques du CAPP :

- CAPP : *Management of Fugitive Emissions at Upstream Oil and Gas Facilities*
- CAPP : *Update of Fugitive Equipment Leak Emission Factors*

Contexte québécois :

Les LDPEGP évoquent les mesures correctives à appliquer à un forage dans le cas d'une fuite ou d'une migration, mais se limitent essentiellement à établir les seuils à partir desquels ces mesures doivent être prises. Les aspects techniques des mesures correctives sont laissés à la discrétion de l'opérateur du forage. Dans le cas du RPGNRS les mesures correctives sont assimilées à une modification de puits et traitées de la même façon. On ne retrouve pas, dans ces documents, de directives techniques spécifiques aux mesures correctives.

La définition préalable de l'état zéro et l'établissement d'une base de données de référence, tels que proposés à la section 2.3.5.1 précédente, devraient aider à cibler la nature et l'étendue exactes de la contamination et, partant, orienter le choix des mesures correctives les plus appropriées.

Par ailleurs la mise en œuvre des mesures correctives peut s'avérer longue et difficile lorsque la source de la fuite ou de la contamination ne peut être établie avec précision. Ce processus peut être facilité lorsqu'il est possible de comparer la signature isotopique des contaminants (hydrocarbures en phase gazeuse) avec celle des gaz présents à différents intervalles dans la couverture ainsi que dans le réservoir. L'analyse isotopique des gaz échantillonnés à intervalles réguliers dans la couverture et dans le réservoir pendant le forage est donc une pratique à encourager pour toute nouvelle structure ou région explorée.

2.3.6. Fermetures temporaires

Avis général (GTEC03) :

Pour les exigences en matière de fermeture temporaire de puits, nous suggérons de suivre les pratiques de l'AER et de sa Directive 013 : *Suspension Requirements for Wells* ou celles du guide *Well Completion, Maintenance and Abandonnement* de la Colombie-Britannique.

Contexte québécois :

Le RPGNRS détaille les modifications qui doivent être apportées au puits en vue d'une fermeture temporaire. Ces règles sont complétées par les LDPEGP qui fournissent une série de directives relatives à la remise en état partielle du site en surface.

Aucune suggestion spécifique n'est formulée ici sur la base des risques établis en contexte québécois, à condition que les bonnes pratiques soient respectées en ce qui concerne les étapes antérieures de la vie du forage, notamment celles relatives aux coffrages, à la cimentation et à sa vérification par les diagraphies, aux essais d'étanchéité et de pression et à la surveillance. La surveillance devrait également être prolongée durant la période de fermeture temporaire du puits.

2.3.7. Fermetures définitives

Avis général (GTEC03) :

Pour les exigences en matière de fermeture définitive de puits, nous suggérons de suivre les pratiques de l'AER et de sa Directive 020 : *Well Abandonment* ou celles du guide *Well Completion, Maintenance and Abandonnement* du BCOGC.

Contexte québécois :

Le RPGNRS détaille les modifications qui doivent être apportées au puits en vue de sa fermeture définitive. Ces règles sont complétées par les LDPEGP qui fournissent une série de directives relatives à la remise en état complète du site en surface.

L'absence de perspective historique ne permet toutefois pas d'apprécier le risque éventuel causé par la dégradation de l'isolation hydraulique d'un puits sur plusieurs décennies. Pour pallier à cette lacune, un test de mûrissement du ciment, réalisé en laboratoire selon les conditions spécifiques au puits (propriétés du ciment et de l'environnement de sous-surface) pourrait aider à établir la durée optimale de la période de surveillance après la fermeture définitive du puits.

Par ailleurs l'avis formulé à la section 2.3.6 précédente s'applique également dans le cas des fermetures définitives.

2.3.8. Puits orphelins

Avis général (GTEC03) :

Nous suggérons de suivre les bonnes pratiques dédiées à la fermeture définitive des puits à la section 2.3.7.

Contexte québécois :

Certains puits orphelins ont été fermés selon des pratiques inadéquates qui n'ont plus cours aujourd'hui et ont occasionné des épanchements de pétrole en surface, particulièrement dans l'est de la péninsule gaspésienne. Un certain nombre de ces puits a depuis été fermé convenablement

par le MERN, tandis que d'autres n'ont pas encore été localisés. Un éventail de cas de figure est donc disponible (âge des puits, techniques de fermeture, nature des contaminants, date de la fermeture par le MERN le cas échéant, etc.), qui peut être mis à profit par les chercheurs pour effectuer un suivi environnemental de la régénération (ou non) de l'écosystème. Une telle étude, reposant sur des données factuelles plutôt que sur la seule modélisation en laboratoire, permettrait d'apprécier l'impact réel des déversements avec un recul de plusieurs décennies voire d'un siècle dans certains cas.

2.3.9. Gestion des fluides en surface

Le dernier point considéré dans cette étude concerne les risques géologiques liés aux épanchements de fluides en surface. Ces épanchements peuvent survenir à différentes étapes au cours des opérations qui sont discutées dans l'étude GTEC04, notamment dans les sections consacrées à la gestion en surface des équipements et des produits d'opérations en sous-surface ainsi qu'à la gestion des rejets de forage et des eaux de reflux. Ces quatre points sont fusionnés ici pour éviter les répétitions, puisque le risque considéré est le même dans chacun des cas.

Avis généraux (GTEC04) :

Les directives de l'Alberta sont les plus exhaustives et précises en ce qui concernent la gestion des équipements en surface lors des opérations de forage. Toutefois, ces réglementations demeurent tout de même générales dans l'ensemble.

En ce qui concerne la gestion en surface des produits d'opérations en sous-surface, la Directive 055 : *Storage Requirements for the Upstream Petroleum Industry* de l'AER est le document le plus abouti et représente le document de référence à ce sujet. Dans le cas des sites multipuits consacrés à la fracturation hydraulique à haut volume, l'acheminement de l'eau destinée à la fracturation pourrait se faire via des aqueducs dédiés de manière à réduire le trafic routier.

En ce qui concerne la gestion des rejets de forage, les documents *Oil and Gas Handbook Drilling Waste Management Chapter* du BCOGC et la Directive 050 : *Drilling Waste Management* de l'AER sont les plus détaillés.

Enfin, en ce qui concerne la gestion des eaux de reflux, les deux documents de l'API, *Water Management Associated with Hydraulic Fracturing* et *Practices for Mitigating Surface Impacts Associated with Hydraulic Fracturing*, constituent le modèle duquel la plupart des juridictions en Amérique du Nord se sont inspirées.

Contexte québécois :

Ce sont les LDPEGP qui font actuellement référence au Québec en matière de gestion des fluides en surface. Ces directives détaillent l'ensemble des pratiques recommandées ou obligatoires, selon les cas.

L'épaisseur des dépôts meubles dans les régions examinées ici est variable mais généralement inférieure à dix mètres et l'aquifère d'eau douce est essentiellement développé dans le roc fracturé près de la surface. Ceci confère une vulnérabilité moyenne à élevée à l'aquifère en cas d'épanchement en surface. Dans le cas de la structure d'Haldimand pour laquelle on dispose d'une étude hydrogéologique détaillée, ce risque est considéré comme le plus important par comparaison à d'autres risques de contamination (notamment ceux liés à une mauvaise cimentation du coffrage ou à la présence d'une faille perméable).

Aucun avis spécifique au contexte québécois n'est formulé ici pour tenir compte de ce facteur de risque, dans la mesure où les avis généraux proposés dans l'étude GTEC04 et repris ci-dessus sont respectés de manière à minimiser, et si possible à prévenir, les risques d'épanchements en surface. Autant que possible, les fluides manipulés en surface devraient être sélectionnés en fonction de leur innocuité.

3. Discussion et conclusion

Formuler des avis quant aux bonnes pratiques à adopter pour conduire des opérations pétrolières et gazières sur le terrain dans le contexte géologique québécois est un exercice délicat à plus d'un titre. En premier lieu, rien ne garantit que les risques géologiques identifiés constituent une liste exhaustive et le présent rapport doit être conçu comme un *vade-mecum* évolutif, qui pourra être affiné à mesure que de nouvelles informations deviennent disponibles. Ensuite, les bonnes pratiques considérées ne concernent que les activités actuellement en usage dans l'industrie et n'anticipent pas les inévitables innovations technologiques à venir, ce qui renvoie au caractère évolutif de la démarche.

Surtout, un thème particulièrement délicat à aborder est celui de la communication de l'information, et si cet enjeu est discuté brièvement dans l'étude, il en dépasse largement le cadre et le mandat. Il faut trouver un équilibre entre 1) le besoin de partager des informations utiles pour anticiper les risques géologiques, donc pour aider à mieux assurer la sécurité des personnes sur les sites d'opérations et à mieux protéger l'environnement, 2) le besoin de garantir la compétitivité des compagnies en protégeant leurs secrets industriels lorsque ceux-ci ne mettent pas en danger les personnes ou l'environnement, et 3) le besoin d'informer la population avec justesse et précision, sans exagérer ni diminuer la portée des risques inhérents à toute activité industrielle. Ce dernier point peut être illustré par la mention qui est faite dans la présente étude, de la possibilité que du H₂S soit présent de manière anecdotique dans certaines régions : Les données historiques et la géologie régionale s'accordent pour indiquer que cette possibilité est très faible et qu'il est difficile d'envisager que du H₂S soit réellement présent en quantité significative, mais comme le risque zéro n'existe pas, ici comme ailleurs, il n'est pas possible d'évacuer cette information au risque de la voir injustement amplifiée quand elle est reprise par des non spécialistes. Ici, le risque de distorsion de l'information est clairement plus important que le risque géologique lui-même. Les auteurs de cette étude ont pris le parti de rapporter objectivement chacun des risques géologiques qu'ils ont identifiés, sans omission ni autocensure, et de faire confiance au jugement et à la mesure du lecteur.

L'égrenage des avis qui sont formulés ici pour chacune des activités considérées débouche aussi sur une perspective plus vaste, à savoir la forme que devrait adopter la réglementation dans le contexte québécois. On peut résumer ces formes en deux catégories : une réglementation prescriptive et une réglementation par objectifs. Les réglementations prescriptives fixent des contraintes précises et rigides quant aux techniques autorisées, aux mesures et aux valeurs chiffrées à atteindre ou à ne pas dépasser, etc. À l'inverse les réglementations par objectifs

laissent d'avantage de choix lors de la planification d'une opération, en autant que les critères et les attentes soient remplis. Une réglementation prescriptive paraît difficilement applicable au Québec pour le moment, dans un contexte d'exploration encore jeune où la géologie et les réservoirs sont encore mal connus dans bien des cas. On ne bénéficie tout simplement pas encore du recul nécessaire pour établir des normes avec la certitude que celles-ci seront adéquates au Québec. Une réglementation par objectifs en revanche, offre davantage de flexibilité quant au choix des techniques et paraît donc un choix approprié pour encadrer une industrie naissante, en autant que ces objectifs soient clairement définis. Moins contraignante en apparence, une réglementation par objectifs n'est pas exempte de travers et ouvre la porte à de longs débats d'experts lorsque les résultats – et parfois les objectifs – ne sont pas clairement tranchés. Une approche intermédiaire, qui peut s'avérer plus complexe à mettre en place initialement, mais qui semble plus mesurée et plus en phase avec les réalités sur le terrain, pourrait consister à établir dans un premier temps des règles strictes pour l'application de nouvelles techniques ou l'exploration de nouvelles régions tant que le volume de données est faible (règlement prescriptif), et dans un second temps à assouplir ces règles lorsque les données accumulées le justifient sur une base scientifique (règlement par objectifs). Un exemple de cette approche en deux temps est proposé ici dans le cas des marges de recul à respecter lors de la planification d'une fracturation hydraulique : imposer de se tenir à une distance importante (et chiffrée) de la base de l'aquifère d'eau douce ou d'une faille majeure dans un premier temps, puis autoriser que l'on réduise cette distance si l'expérience démontre que cela est possible de le faire de manière sécuritaire.

Au final, et bien que de nombreuses conditions géologiques susceptibles d'engendrer un risque opérationnel ou environnemental aient été recensées dans les régions étudiées, il ressort 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 bonnes pratiques évoquées dans cette étude sont précisément destinées à anticiper et à prévenir ces risques. Tous les bassins sédimentaires du Québec n'ont pas été traités ici et il reste encore de la place pour des travaux complémentaires qui pourraient sensibiliser le lecteur aux risques géologiques spécifiques à d'autres régions, mais les principaux risques ont été identifiés d'une manière qualitative et les auteurs espèrent que cette étude sera utile au gouvernement dans l'élaboration et la finalisation d'un encadrement législatif et réglementaire pour l'industrie pétrolière et gazière.

4. Tableaux de synthèse

4.1. Revue des éléments recensés pour chaque juridiction et organisme

	AB	BC	NB	NY	GB	QC	CAPP	API	ENFORM	SOGRE	IOGCC
La conception et la construction des puits (coffrages)		X		X		X	X	X	X	X	X
La conception et la construction des puits (ciment et diagraphies)	X	X		X		X		X	X	X	X
Les fluides de forage	X	X		X		X	X	X	X	X	
Le système antiéruption et le contrôle des venues de fluides	X	X		X		X	X	X	X		
Les essais de pression et d'étanchéité	X	X		X		X		X	X	X	X
Contrôle de la déviation des puits				X		X			X		X
Les essais aux tiges		X				X			X		X
Les essais d'extraction et de production	X	X		X		X	X		X		X
Les stimulations par fracturations	X	X	X		X	X		X	X	X	X
La surveillance des fuites et/ou migrations	X	X		X		X	X	X	X	X	X
Les mesures correctives des fuites						X	X	X	X		
Les fermetures temporaires de puits						X		X	X	X	
Les fermetures définitives de puits	X	X		X		X		X	X	X	
Les puits orphelins											
La gestion en surface des équipements	X	X				X	X	X	X	X	X
La gestion en surface des produits d'opérations en sous-surface	X	X				X	X	X	X		
La gestion des rejets de forage	X	X				X		X	X	X	
La gestion des eaux de reflux		X				X	X	X	X	X	X

	X	Présent dans la revue de littérature
		Hors contrat

4.2. Juridictions

4.2.1. La conception et la construction des puits (coffrages)

Alberta (toutes les activités applicables au Québec)	Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec)	Nouveau-Brunswick (fracturation au propane)	État de New York (activités sans fracturation)	Grande-Bretagne (activités de fracturation)	Québec	Avis
Directive 005 Calculating Subsurface Pressure via Fluid-Level Recorders	Oil and Gas Activities Act, DRILLING AND PRODUCTION REGULATION	Gestion environnementale responsable des activités liées au pétrole et au gaz naturel au Nouveau-Brunswick Règles pour l'industrie	SPC 4) 554.1 d)	DCR 15) DCR 16)	RPGNRS 23)	Avis GTEC03 : Parce qu'ils présentent les pratiques les plus complètes pour la conception et l'installation des coffrages, nous suggérons de suivre les standards de l'API ainsi que la Directive 010 : <i>Minimum Casing Design Requirements</i> de l'AER.
Directive 008 Surface Casing Depth Requirements	DPR 18 (1) à (9)		SPC 5) C&C P 1)	WIG 4.3.2) WIG 4.3.3)	24) 25)	
Directive 009 Casing Cementing Minimum Requirements	DPR 22 DPR 27	2.2)	C&C P 2)	WIG 4.3.4)		
Directive 010 Minimum Casing Design Requirements	IRP 2 (2.3.2.5.2) IRP 5 (5.1.1.1)	2.3)	C&C P 3)	WIG 4.3.5)	AM-2014 Annexe I.7	
Directive 051 Injection and Disposal Wells – Well Classifications, Completions, Logging, and Testing Requirements	IRP 2 (2.3.2.5.2) IRP 5 (5.1.1.1) PRCG 2	2.6)	560.6)	WIG 4.3.6)		
Directive 059 Well Drilling and Completion Data Filing Requirements		2.7)	C&C P 12)	WIG 4.4.1)		
Directive 083 Hydraulic Fracturing – Subsurface Integrity		2.8)	560.6 13)	WIG 4.4.2)	RPEP 34)	
		2.9)	560.6 16)	WIG 4.5.1)		. Apporter un soin particulier à l'identification de la profondeur des aquifères d'eau douce.
		2.12)	C&C P 15)		LDPEGP Section 2.4.3.1	. Surveiller les pertes de circulation dans les premiers 350 m sous la surface. . Assujettir les sondages stratigraphiques à un permis.

4.2.2. La conception et la construction des puits (cimentation)

Alberta (toutes les activités applicables au Québec)	Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec)	Nouveau-Brunswick (fracturation au propane)	État de New York (activités sans fracturation)	Grande-Bretagne (activités de fracturation)	Québec	Avis
Directive 005 Calculating Subsurface Pressure via Fluid-Level Recorders Directive 008 Surface Casing Depth Requirements Directive 009 Casing Cementing Minimum Requirements Directive 010 Minimum Casing Design Requirements Directive 051 Injection and Disposal Wells – Well Classifications, Completions, Logging, and Testing Requirements	DPR 18 (3), (6), (9) PRCG 8 WDG 3.2)	Gestion environnementale responsable des activités liées au pétrole et au gaz naturel au Nouveau-Brunswick Règles pour l'industrie 2.10) 2.12) 2.13) 2.14) 2.15) 2.16) 2.17) 2.18)	C&C P 5) C&C P 6) 560.6 vii) 554.4 b) C&C P 7) 560.6 viii) 560.6 (19) C&C P 9) C&C P 10) 560.6 ix) C&C P 13) 560.6) 560.6 16) C&C P 14) SPC 5) 554.4 d) SPC 7 554.4 b)	WIG 3.2.14.2) WIG 3.2.14.3) WIG 4.5) WIG 4.5.1) WIG 4.5.2) WIG 4.12.1.2) WIG 5.6.1) WIG 5.6.5.2)	RPGNRS 26) 27) RPEP 34) LDPEGP Section 2.4.3.1 AM-2014 Annexe I.7	Avis GTECO3 : Par ce qu'ils présentent les pratiques les plus complètes pour la cimentation des forages, nous suggérons de suivre les pratiques n° 10 et n° 65 de l'API ainsi que la Directive 09 : <i>Casing Cementing Minimum Requirements</i> de l'AER. Contexte québécois : . Surveiller les pertes de circulation dans les premiers 350 m sous la surface. . La couverture peut être légèrement sur- ou sous-pressurisée. . Assujettir les sondages stratigraphiques à un permis.

4.2.3. Les diagraphies de contrôle

Alberta (toutes les activités applicables au Québec)	Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec)	Nouveau-Brunswick (fracturation au propane)	État de New York (activités sans fracturation)	Grande-Bretagne (activité de fracturation)	Québec	Avis
Directive 009 3.3) Directive 036 13.2.3) Directive 059: Well Drilling and Completion Data Filing Requirements Directive 080 Well Logging	DPR 18 (7)	Gestion environnementale responsable des activités liées au pétrole et au gaz naturel au Nouveau-Brunswick Règles pour l'industrie 2.15) 2.18) 2.21)	560.6 11), 15), 17)	WIG 5.6.2.1) WIG 5.6.5.3) WIG 6.5.4)	LDPEGP Section 2.4.3.1	Avis GTEC03 : Par ce qu'ils présentent les pratiques les plus complètes pour la cimentation des forages, nous suggérons de suivre les pratiques n° 10 et n° 65 de l'API ainsi que la Directive 09 : <i>Casing Cementing Minimum Requirements</i> de l'AER. Contexte québécois : . La qualité des résultats des diagraphies de contrôle peut être fortement influencée par la présence d'intervalles peu perméables comme les shales. . Assujettir les sondages stratigraphiques à un permis.

4.2.4. Les fluides de forage

Alberta (toutes les activités applicables au Québec)	Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec)	Nouveau-Brunswick (fracturation au propane)	État de New York (activités sans fracturation)	Grande-Bretagne (activité de fracturation)	Québec	Avis
<p>Directive 005 Calculating Subsurface Pressure via Fluid-Level Recorders</p> <p>Directive 017 Measurement Requirements for Oil and Gas Operations</p> <p>Directive 034 Gas Well Testing, Theory and Practice</p> <p>Directive 036 Drilling Blowout Prevention Requirements and Procedures</p> <p>Directive 040 Pressure and Deliverability Testing Oil and Gas Wells</p> <p>Directive 059</p> <p>Directive 083 2.3.3)</p>	<p>Oil and Gas Activities Act, DRILLING AND PRODUCTION REGULATION</p> <p>DPR 37 (1)</p> <p>DPR 18 (2)</p>	<p>Gestion environnementale responsable des activités liées au pétrole et au gaz naturel au Nouveau-Brunswick Règles pour l'industrie</p> <p>2.1)</p> <p>2.21)</p> <p>4.15)</p> <p>11.3)</p> <p>ANNEXE 19</p>	<p>NYSDEC : Energy and Climate, Oil and Gas, Well Owner and Applicants</p> <p>Information Center, Designing and Drilling Your Well, Fresh Water Aquifer Supplementary Permit Conditions. (SPC)</p> <p>560.3 (proposition)</p> <p>560.6 9), 24)</p> <p>SGEIS 5.2.3 Drilling Mud</p>	<p>Scottish Environment Protection Agency, The Water Environment (Controlled Activities) (Scotland) Regulations 2011 (as amended), A Practical Guide, (Version 7 July 2013) CAR</p> <p>The United Kingdom Onshore Operators' Group, UK Onshore Shale Gas Well Guidelines, Issue 1 February 2013 (OSGWG)</p> <p>OSGWG 9.1)</p> <p>OSGWG 9.2)</p> <p>OSGWG 9.3)</p> <p>Oil and Gas UK, Well integrity guidelines, Issue 1, July 2012; (WIG)</p> <p>WIG 5.1.3)</p> <p>WIG 5.1.6)</p>	<p>LDPEGP</p> <p>Section 2.4.1</p> <p>Section 2.4.2</p>	<p>Avis GTECO3 :</p> <p>Parce qu'elles sont largement suivies par l'ensemble des juridictions en matière de fluides de forages, nous suggérons de suivre les bonnes pratiques proposées par l'API dans les pratiques n° 13.</p> <p>Contexte québécois :</p> <p>. Des intervalles légèrement sur- et sous-pressurisés peuvent être rencontrés dans un même forage.</p> <p>. Instabilité mécanique des parois, particulièrement dans les réservoirs naturellement fracturés.</p> <p>. Des argiles gonflantes sont possiblement présentes, surtout dans les premières centaines de mètres sous la surface. Un échantillonnage devrait être réalisé pour tout nouveau champ pétrolier.</p> <p>. Assujettir les sondages stratigraphiques à un permis.</p>

4.2.5. Le système antiéruption et le contrôle des venues de fluides

Alberta (toutes les activités applicables au Québec)	Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec)	Nouveau-Brunswick (fracturation au propane)	État de New York (activités sans fracturation)	Grande-Bretagne (activité de fracturation)	Québec	Avis
Directive 005 Calculating Subsurface Pressure via Fluid-Level Recorders Directive 017 Measurement Requirements for Oil and Gas Operations Directive 034 Gas Well Testing, Theory and Practice Directive 036 Drilling Blowout Prevention Requirements and Procedures Directive 040 Pressure and Deliverability Testing Oil and Gas Wells	Oil and Gas Activities Act, DRILLING AND PRODUCTION REGULATION 9 (1), (2)	2.27. 2.28.	556.1 b), c) 556.2 c) 556.3 556.4 a) SGEIS p.5.22 6 NYCRR §554.4 SGEIS p.7.37	DCR 13) WIG 3.2.2) WIG 3.2.3) WIG 3.2.10) WIG 3.6.3) WIG 4.3.4) WIG 5.2.1) WIG 5.6.2) WIG 5.6.4) WIG 6.5.4) WIG 7.1) WIG 7.1.3) WIG 7.3) WIG 7.4) WIG 10.1)	RPGNRS 23) 28) 30) 31) 33) 34) 53) AM-2014 Annexe I.7	Avis GTEC03 : Parce qu'elle fait référence pour bon nombre de juridictions en matière de système antiéruption, nous suggérons de suivre les pratiques de la Directive 036 : <i>Drilling Blowout Prevention Requirements and Procedures</i> de l'AER ainsi que les standards RP 53 : <i>Recommended Practices for Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells</i> de l'API. Contexte québécois : . Des intervalles légèrement sur- et sous-pressurisés peuvent être rencontrés dans un même forage. . La présence d'H ₂ S en quantités significatives n'est pas envisagée, mais des traces peuvent être présentes. Le personnel sur le site de forage doit être sensibilisé à cette éventualité. . Assujettir les sondages stratigraphiques à un permis.

4.2.6. Les essais de pression et d'étanchéité

Alberta (toutes les activités applicables au Québec)	Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec)	Nouveau-Brunswick (fracturation au propane)	État de New York (activités sans fracturation)	Grande-Bretagne (activité de fracturation)	Québec	Avis
Directive 005 Calculating Subsurface Pressure via Fluid-Level Recorders Directive 017 Measurement Requirements for Oil and Gas Operations Directive 034 Gas Well Testing, Theory and Practice Directive 036 Drilling Blowout Prevention Requirements and Procedures Directive 040 Pressure and Deliverability Testing Oil and Gas Wells OIL AND GAS CONSERVATION RULES 8.191)	Oil and Gas Activities Act, DRILLING AND PRODUCTION REGULATION 10 (1), (2), (3) 18 (7)	Gestion environnementale responsable des activités liées au pétrole et au gaz naturel au Nouveau-Brunswick Règles pour l'industrie 2.21) 2.18)	Home » Energy and Climate » Oil and Gas » Well Owner and Applicants Information Center » Designing and Drilling Your Well » Casing and Cementing Practices (C&C P) 560.6 (20)	WIG 3.2.10) WIG 3.3) WIG 3.4) WIG 3.5) WIG 4.8.2) WIG 5.6.2.2) WIG 7.4.6)	RPGNRS 29) 32) RPEP 34) LDPEGP Section 2.4.3.1 AM-2014 Annexe I.7	Avis GTEC03 : En ce qui concerne les essais de pressions nous suggérons de suivre les directives proposées par l'Alberta à ce sujet qui sont une référence pour la plupart des juridictions. Contexte québécois : . Des intervalles légèrement sur- et sous-pressurisés peuvent être rencontrés dans un même forage. . La présentation des résultats des essais de pression et d'étanchéité devrait être standardisée et incluse dans les rapports de fin de forage. . Assujettir les sondages stratigraphiques à un permis.

4.2.7. Le contrôle de la déviation des puits

Alberta (toutes les activités applicables au Québec)	Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec)	Nouveau-Brunswick (fracturation au propane)	État de New York (activités sans fracturation)	Grande-Bretagne (activité de fracturation)	Québec	Avis
Deviation and Directional Surveys 6.030 (1), (2), (3), (4)	Deviation and directional surveys 33 (1) à (4)		§554.5 Deviation		RPGNRS 35) 36) AM-2014 Annexe I.7	Avis GTECO3 : En raison du nombre important de puits déviés dans ces juridictions, pour les activités de contrôle de la déviation des puits nous suggérons de suivre la réglementation de l'Alberta ou de la Colombie-Britannique. Outre les aspects techniques, ces juridictions présentent un encadrement concernant les permis pour les forages déviés. Contexte québécois : . La déviation naturelle peut être forte dès la surface dans certaines régions et doit être anticipée. . Assujettir les sondages stratigraphiques à un permis.

4.2.8. Les essais aux tiges

Alberta (toutes les activités applicables au Québec)	Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec)	Nouveau-Brunswick (fracturation au propane)	État de New York (activités sans fracturation)	Grande-Bretagne (activité de fracturation)	Québec	Avis
Directive 080 Well Logging Directive 051 Injection and Disposal Wells – Well Classifications, Completions, Logging, and Testing Requirements	Oil and Gas Activities Act, DRILLING AND PRODUCTION REGULATION DPR 16 (5) DPR 46 (1), (2)				RPGNRS 15.5) 41) 42) 43)	<p>Avis GTEC03 :</p> <p>En ce qui concerne les essais aux tiges, nous suggérons de suivre les pratiques de l'AER et particulièrement, des Directives 040 : <i>Pressure and Deliverability Testing Oil and Gas Wells</i> et 036 : <i>Drilling Blowout Prevention Requirements and Procedures</i>.</p> <p>Contexte québécois :</p> <p>. La présence d'H₂S en quantités significatives n'est pas envisagée, mais des traces peuvent être présentes. Le personnel sur le site de forage doit être sensibilisé à cette éventualité. Une analyse de l' H₂S devrait être faite sur un échantillon représentatif des analyses de gaz réalisées dans un nouveau champ pétrolier.</p> <p>. Les essais aux tiges pourraient être autorisés lors des sondages stratigraphiques.</p>

4.2.9. Les essais d'extraction et de production

Alberta (toutes les activités applicables au Québec)	Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec)	Nouveau-Brunswick (fracturation au propane)	État de New York (activités sans fracturation)	Grande-Bretagne (activité de fracturation)	Québec	Avis
Directive 039 Directive 060	BCOGC FLARING AND VENTING REDUCTION GUIDELINE April 2015, version 4.4 WELL COMPLETION, MAINTENANCE AND ABANDONMENT GUIDELINE Oil and Gas Activities Act, DRILLING AND PRODUCTION REGULATION DPR 41 (1) à (6) DPR 42 (1) à (5) DPR 64 (1), (2)	7.6. PLAN DE GESTION DES ÉMISSIONS FUGITIVES ET DE RÉDUCTION DES GAZ À EFFET DE SERRE 7.7. GAZ À EFFET DE SERRE – PRODUCTION DE RAPPORTS SUR LES ÉMISSIONS	5.14	UK: How will air pollution due to site operations be monitored locally and who is responsible?	RPGNRS 50) 51) 53)	Avis GTEC03 : Le document de l'AER Directive 060: <i>Upstream Petroleum Industry Flaring, Incinerating, and Venting</i> correspond aux bonnes pratiques dans l'industrie, et le Québec devrait s'en inspirer. Contexte québécois : . La présence d'H ₂ S en quantités significatives n'est pas envisagée, mais des traces peuvent être présentes. Le personnel sur le site de forage doit être sensibilisé à cette éventualité. Une analyse de l' H ₂ S devrait être faite sur un échantillon représentatif des analyses de gaz réalisées dans un nouveau champ pétrolier.

4.2.10. Les stimulations par fracturation (incluant le suivi spécifique à la fracturation)

Alberta (toutes les activités applicables au Québec)	Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec)	Nouveau-Brunswick (fracturation au propane)	État de New York (activités sans fracturation)	Grande-Bretagne (activité de fracturation)	Québec	Avis
Directive 083, 3.3.2) Directive 083, 12) 6.101 1) 6.120 1) 6.120 2) 7.025 2)	Oil and Gas Activities Act, DRILLING AND PRODUCTION REGULATION DPR 16 (2) DPR 21 DPR 22 DPR 37 (2) DPR 41 (2) IRP 24, 24.1.2.2) IRP 24 24.1.4.1.2) WCMAG, tableau 3.1	2.21) 2.24) 2.27) 3.1) 3.2) 3.3) 3.4) 5.1) Annexe 19	Activités sans fracturation	OSGWG 5.4.1) OSGWG 5.5) OSGWG 7.2) OSGWG 7.4) OSGWG 8.1) OSGWG 9.7) RHF 5.5.2) PUWER 1), 2), 3) BSOR, exig. suppl 7 — 1)	RPGNRS 54) RPEP 40) à 46) 49) LDPEGP Section 2.4.1 Section 2.4.2 Section 2.4.3.2	Avis GTEC03 : Dans la réglementation, il faudrait spécifier « volume de fluides » pour le volume injecté, plutôt que de mentionner seulement le volume d'eau. Ceci est nécessaire afin de ne pas exclure de la loi ou de la réglementation les opérations de fracturation hydraulique réalisées avec d'autres fluides que de l'eau. Il faut aussi que ce volume soit défini pour chaque puits, et non pas par étape de fracturation dans un même puits horizontal (ou vertical). Un permis spécifique à la fracturation hydraulique à haut volume devrait être demandé, en plus de celui pour la complétion d'un puits. Cette demande de permis devrait être accompagnée d'un plan des opérations de fracturation. Contexte québécois (Anticosti) : . Les forages exploratoires et les puits pilotes des forages horizontaux devraient être planifiés de manière à maximiser la collecte d'informations relatives à la profondeur des aquifères, à la nature des fluides présents

Bonnes pratiques : Actualisation des recommandations dans le contexte géologique québécois

Alberta (toutes les activités applicables au Québec)	Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec)	Nouveau-Brunswick (fracturation au propane)	État de New York (activités sans fracturation)	Grande-Bretagne (activité de fracturation)	Québec	Avis
						<p>dans la couverture, à l'extension des fractures naturelles en profondeur et à leur degré de connectivité, ainsi qu'aux régimes de contraintes naturelles locaux.</p> <p>. La localisation en surface et la trajectoire en profondeur des puits fermés possiblement présents à proximité de la zone à fracturer devraient être validées. Dans les cas où l'information est incomplète, un périmètre de retrait devrait être considéré.</p>

Bonnes pratiques : Actualisation des recommandations dans le contexte géologique québécois

Alberta (toutes les activités applicables au Québec)	Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec)	Nouveau-Brunswick (fracturation au propane)	État de New York (activités sans fracturation)	Grande-Bretagne (activité de fracturation)	Québec	Avis
7.030 1), 3), 5) 6.130 1), 2)						surveillance après la fermeture définitive d'un puits devrait être modulée en fonction des caractéristiques du puits, de son histoire et de la géologie.

4.2.12. Les mesures correctives des fuites

Alberta (toutes les activités applicables au Québec)	Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec)	Nouveau-Brunswick (fracturation au propane)	État de New York (activités sans fracturation)	Grande-Bretagne (activité de fracturation)	Québec	Avis
		<p>ANNEXE 2</p> <p>ANNEXE 4</p> <p>ANNEXE 6</p> <p>2.29. ENQUÊTE ET INTERVENTION – DÉBITS DE L'ÉVENT DE TUBAGE DE SURFACE, MIGRATION DE GAZ ET GAZ ISOLÉS</p>			<p>LDPEGP</p> <p>Section 2.4.3.4</p> <p>Section 2.4.8</p>	<p>Avis GTECO3 :</p> <p>En ce qui concerne les mesures correctives sur les forages, nous suggérons de suivre le guide <i>Primary and remedial Cementing Guidelines</i> de l'Enform. Plus particulièrement, lors de fuites de gaz, nous suggérons de se référer aux pratiques du CAPP.</p> <p>Contexte québécois :</p> <p>. Des hydrocarbures ou plus rarement du H₂S peuvent être présents à l'état naturel près de la surface et être confondus avec, ou se mêler à, des fuites ou des migrations. L'établissement d'une base de données de référence sur la composition des eaux de surface et souterraine avant le forage, état « zéro », permettrait de documenter ce phénomène.</p> <p>. L'analyse isotopique des gaz échantillonnés à intervalles réguliers dans la couverture et le réservoir pendant le forage peut aider à localiser la source de la fuite ou de la migration, donc à augmenter les chances de succès des mesures correctives et réduire la durée des interventions en surface.</p>

4.2.13. Les fermetures temporaires de puits

Alberta (toutes les activités applicables au Québec)	Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec)	Nouveau-Brunswick (fracturation au propane)	État de New York (activités sans fracturation)	Grande-Bretagne (activité de fracturation)	Québec	Avis
Directive 013 Suspension Requirements for Wells			§555.3 Temporary abandonment SGEIS 5.17 Well Plugging		RPGNRS 60) LDPEGP Section 2.5	<p>Avis GTEC03 :</p> <p>Pour les exigences en matière de fermeture temporaire de puits, nous suggérons de suivre les pratiques de l'AER et de sa Directive 013 : <i>Suspension Requirements for Wells</i> ou celles du guide <i>Well Completion, Maintenance and Abandonment</i>, 2015 de la Colombie-Britannique.</p> <p>Contexte québécois :</p> <p>. Aucune recommandation spécifique sur la base des risques établis en contexte québécois, à condition que les bonnes pratiques recommandées soient respectées en ce qui concerne les étapes antérieures de la vie du forage, notamment celles relatives aux coffrages, à la cimentation et à sa vérification par les diagraphies, aux tests d'étanchéité et de pression, et à la surveillance. La surveillance devrait être prolongée durant la période de fermeture temporaire du puits.</p>

4.2.14. Les fermetures définitives de puits

Alberta (toutes les activités applicables au Québec)	Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec)	Nouveau-Brunswick (fracturation au propane)	État de New York (activités sans fracturation)	Grande-Bretagne (activité de fracturation)	Québec	Avis
Directive 020 Well Abandonment	Well Completion, Maintenance and Abandonment Guideline Oil and Gas Activities Act, DRILLING AND PRODUCTION REGULATION DPR 26 DPR 27 DPR 28 DPR 34 (1) DPR 41 (2) PRCG 7) PRCG 8)	2.3)	555.4 a) 555.5 1) à 6) Well Plugging 2013	BSOR 6.—1) GQMAW 3.1) GQMAW 6.1) GQMAW 6.2) GQMAW 8.2) GQMAW 8.3.2) GQMAW 9) GSAW 3) GSAW 3.1) GSAW 4) GSAW 5.1) GSAW 5.2) GSAW 8.2.1) GWOE 3.3.7) GWOE 6.2.6) ISO 1556-1)	RPGNRS 18) 61) RPEP 35) LDPEGP Section 2.4.3.1 Section 2.5 AM-2014 Annexe I.11	Avis GTEC03 : Nous suggérons de suivre les pratiques de l’AER et de sa Directive 020 : <i>Well Abandonment</i> ou celles du guide <i>Well Completion, Maintenance and Abandonnement</i> , 2015 du BCOGC. Contexte québécois : . L’absence de recul ne permet pas d’apprécier le risque éventuel de dégradation de l’isolation hydraulique du puits. Un test de mûrissement du ciment, réalisé en laboratoire selon les conditions spécifiques au puits (propriétés du ciment et de l’environnement de sous-surface), pourrait être exigé afin d’établir la durée de la période de surveillance après la fermeture définitive. . Aucune autre recommandation spécifique sur la base des risques établis en contexte québécois, à condition que les bonnes pratiques recommandées soient respectées en ce qui concerne les étapes antérieures de la vie du forage, notamment celles relatives aux coffrages, à la cimentation et à sa vérification par les

Bonnes pratiques : Actualisation des recommandations dans le contexte géologique québécois

Alberta (toutes les activités applicables au Québec)	Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec)	Nouveau-Brunswick (fracturation au propane)	État de New York (activités sans fracturation)	Grande-Bretagne (activité de fracturation)	Québec	Avis
						diagraphies, aux tests d'étanchéité et de pression, et à la surveillance. La surveillance devrait être prolongée après la fermeture définitive du puits.

4.2.15. Les puits orphelins

Alberta (toutes les activités applicables au Québec)	Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec)	Nouveau-Brunswick (fracturation au propane)	État de New York (activités sans fracturation)	Grande-Bretagne (activité de fracturation)	Québec	Avis
		<p>Certaines des recommandations proposées dans le document incombent à la Province, notamment : la mise en place d'un fonds relatif aux puits de pétrole et de gaz naturel fermés.</p>				<p>Avis GTEC03 :</p> <p>Nous suggérons de suivre les bonnes pratiques dédiées à la fermeture définitive des puits.</p> <p>Contexte québécois :</p> <p>. Certains puits orphelins ont été fermés selon des pratiques inadéquates et ont occasionné des épanchements de pétrole en surface. Un certain nombre a depuis été fermé par le MERN, d'autres n'ont pas encore été localisés : un suivi environnemental de la régénération de l'écosystème permettrait d'apprécier l'impact réel des déversements avec un recul de plusieurs décennies voire une centaine d'années dans certains cas.</p>

4.2.16. La gestion des fluides en surface

Alberta	Colombie-Britannique	Québec	Avis
<p>Gestion en surface des équipements : Directive 037 Directive 038 Directive 057 Manual 001 Manual 007</p> <p>Gestion en surface des produits d'opérations en sous-surface : Directive 055</p> <p>Gestion des rejets de forage : Directive 047 Directive 050 Directive 058 Manual 002</p> <p>Gestion des eaux de reflux : Directive 055</p>	<p>Gestion en surface des équipements : B.C. Reg. 282/2010 Oil and Gas Activities Act Drilling and Production Regulation 19 Surface and subsurface equipment 45 Fire precautions 47 Fire prevention 48 Position of tanks and production equipment 49 Emergency shutdown devices 50 Prevention of losses 52 Seals B.C. Reg. 274/2010 Oil and Gas Activities Act General Regulation</p> <p>Gestion en surface des produits d'opérations en sous-surface : B.C. Reg. 282/2010 Oil and Gas Activities Act Drilling and Production Regulation 20 Management of substances 48 Position of tanks and production equipment 52 Seals</p> <p>Gestion des rejets de forage : B.C. Reg. 282/2010 Oil and Gas Activities Act Drilling and Production Regulation 51 Storage and disposal of wastes Management of Saline Fluids for Hydraulic Fracturing Guideline Acid Gas Disposal Well Application Guideline Oil and Gas Handbook Drilling Waste Management Chapter</p>	<p>Gestion en surface des équipements : LDPEGP Section 2.3.3 Section 2.3.4 Section 2.3.6 Section 2.4.1</p> <p>Gestion en surface des produits d'opérations en sous-surface : LDPEGP Section 2.3.5 Section 2.4.2 Section 2.4.7 Annexe XIV</p> <p>Gestion des rejets de forage : LDPEGP Section 2.3.5 Section 2.4.2 Section 2.4.7 Annexe XIV</p> <p>Gestion des eaux de reflux : LDPEGP Section 2.3.5</p>	<p>Gestion en surface des équipements (GTEC04) : Les directives de l'Alberta sont les plus exhaustives et précises en ce qui concernent la gestion des équipements en surface lors des opérations de forage. Toutefois, ces réglementations demeurent tout de même générales dans l'ensemble.</p> <p>Gestion en surface des produits d'opérations en sous-surface (GTEC04): La <i>Directive 055 : Storage Requirements for the Upstream Petroleum Industry</i> de l'AER est le document le plus abouti quant à l'entreposage en surface des produits lors des opérations de forage et représente le document de référence à ce sujet. Dans le cas des sites multipuits consacrés à la fracturation hydraulique à haut volume, l'acheminement de l'eau destinée à la fracturation pourrait se faire via des aqueducs dédiés de manière à réduire le trafic routier.</p> <p>Gestion des rejets de forage (GTEC04) : Les documents <i>Oil and Gas Handbook Drilling Waste Management Chapter</i> du BCOGC et <i>Directive 050 : Drilling Waste Management</i> de l'AER sont les plus détaillés.</p> <p>Gestion des eaux de reflux (GTEC04) : Les deux documents de l'API, <i>Water Management Associated with Hydraulic Fracturing</i> et <i>Practices for Mitigating Surface Impacts Associated with</i></p>

Bonnes pratiques : Actualisation des recommandations dans le contexte géologique québécois

Alberta	Colombie-Britannique	Québec	Avis
		Section 2.3.6 Section 2.4.2 Section 2.4.7 Annexe XIV	<i>Hydraulic Fracturing</i> , constituent le modèle duquel la plupart des juridictions en Amérique du Nord se sont inspirées.

4.3. Organismes

4.3.1. La conception et la construction des puits (coffrages)

CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers)	API (American Petroleum Institute)	ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry)	SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange)	IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission)	Avis
#4 ACPP	HF1 RP 5C1 RP 5C5 RP 5C6 RP 10D-2 Spec 4F Spec 5CT/ISO 11960 Spec 10D Std 65 Part 2 TR 5C3 TR 10TR4 TR 10TR5	IRP 1 IRP 2 IRP 3 IRP 4 IRP 15 IRP 18 IRP 21 IRP 22	p.31	LINGO 2.2.2	<p>Avis GTEC03 :</p> <p>Parce qu'ils présentent les pratiques les plus complètes pour la conception et l'installation des coffrages, nous suggérons de suivre les pratiques de l'API ainsi que la Directive 010 : <i>Minimum Casing Design Requirements</i> de l'AER.</p> <p>Contexte québécois :</p> <ul style="list-style-type: none"> . Apporter un soin particulier à l'identification de la profondeur des aquifères d'eau douce. . Surveiller les pertes de circulation dans les premiers 350 m sous la surface.

4.3.2. La conception et la construction des puits (ciment et diagraphies de contrôle)

CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers)	API (American Petroleum Institute)	ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry)	SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange)	IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission)	Avis
	HF1 RP 5C1 RP 5C5 RP 10B-2 RP 10B-3 RP 10B-4 RP 10B-5 RP 10B-6 RP 10F RP 65 Spec 4F Spec 5CT Spec 10A TR 5C3 TR 10TR1 TR 10TR2 TR 10TR3 TR 10TR4	IRP 1 IRP 3 IRP 4	p.31	LINGO 2.2.2	<p>Avis GTEC03 :</p> <p>Parce qu'ils présentent les pratiques les plus complètes pour la cimentation des forages, nous suggérons de suivre les pratiques n° 10 et n° 65 de l'API ainsi que la Directive 09 : <i>Casing Cementing Minimum Requirements</i> de l'AER.</p> <p>Parce qu'ils présentent les pratiques les plus complètes pour la cimentation des forages, nous suggérons de suivre les standards n° 10 et n° 65 de l'API ainsi que la Directive 09 : <i>Casing Cementing Minimum Requirements</i> de l'AER.</p> <p>Contexte québécois :</p> <ul style="list-style-type: none"> . Surveiller les pertes de circulation dans les premiers 350 m sous la surface. . La couverture peut être légèrement sur- ou sous-pressurisée. . La qualité des résultats des diagraphies de contrôle peut être fortement influencée par la présence d'intervalles peu perméables comme les shales.

4.3.3. Les fluides de forage

CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers)	API (American Petroleum Institute)	ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry)	SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange)	IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission)	Avis
#1 ACPP #2 ACPP	HF2 RP 13B-1 RP 13B-2 RP 13C RP-13D RP 13I RP 13M RP 19C RP 19D Spec 13A	IRP 1 IRP 3 IRP 14 IRP 22	p.29		<p>Avis GTEC03 :</p> <p>Parce qu'elles sont largement suivies par l'ensemble des juridictions en matière de fluides de forages, nous suggérons de suivre les bonnes pratiques proposées par l'API dans les pratiques RP n° 13.</p> <p>Contexte québécois :</p> <ul style="list-style-type: none"> . Des intervalles légèrement sur- et sous-pressurisés peuvent être rencontrés dans un même forage. . Instabilité mécanique des parois, particulièrement dans les réservoirs naturellement fracturés. . Des argiles gonflantes sont possiblement présentes, surtout dans les premières centaines de mètres sous la surface. Un échantillonnage devrait être réalisé pour tout nouveau champ pétrolier.

4.3.4. Le système anti éruption et le contrôle des venues de fluides

CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers)	API (American Petroleum Institute)	ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry)	SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange)	IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission)	Avis
	HF1 RP 12N RP 53 RP 64 RP 90 Std 53 Std 65-2	IRP 1 IRP 2 IRP 3 IRP 4 IRP 8 IRP 22			<p>Avis GTEC03 :</p> <p>Parce qu'elle fait référence pour bon nombre de juridictions en matière de système antiéruption, nous suggérons de suivre les pratiques de la Directive 036 : <i>Drilling Blowout Prevention Requirements and Procedures</i> de l'AER ainsi que les standards RP 53 : <i>Recommended Practices for Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells</i> de l'API.</p> <p>Contexte québécois :</p> <ul style="list-style-type: none"> . Des intervalles légèrement sur- et sous-pressurisés peuvent être rencontrés dans un même forage. . La présence d'H₂S en quantités significatives n'est pas envisagée, mais des traces peuvent être présentes. Le personnel sur le site de forage doit être sensibilisé à cette éventualité.

4.3.5. Les essais de pression et d'étanchéité

CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers)	API (American Petroleum Institute)	ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry)	SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange)	IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission)	Avis
	RP 90 RP 10B-2/ISO 10426-2	IRP 3 IRP 20 IRP 22	p.34 REGULATION REPORT p.60	LINGO 2.2.2	Avis GTEC03 : En ce qui concerne les essais de pressions nous suggérons de suivre les directives proposées par l'Alberta à ce sujet qui sont une référence pour la plupart des juridictions. Contexte québécois : . Des intervalles légèrement sur- et sous-pressurisés peuvent être rencontrés dans un même forage. . La présentation des résultats des essais de pression et d'étanchéité devrait être standardisée et incluse dans les rapports de fin de forage.

4.3.6. Le contrôle de la déviation des puits

CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers)	API (American Petroleum Institute)	ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry)	SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange)	IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission)	Avis
		IRP 1 IRP 3		LINGO 5.4.3	<p>Avis GTEC03 :</p> <p>En raison du nombre important de puits déviés dans ces juridictions, pour les activités de contrôle de la déviation des puits nous suggérons de suivre la réglementation de l'Alberta ou de la Colombie-Britannique. Outre les aspects techniques, ces juridictions présentent un encadrement concernant les permis pour les forages déviés.</p> <p>Contexte québécois :</p> <p>. La déviation naturelle peut être forte dès la surface dans certaines régions et doit être anticipée.</p>

4.3.7. Les essais aux tiges

CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers)	API (American Petroleum Institute)	ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry)	SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange)	IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission)	Avis
	RP 5A3	IRP 3		LINGO 2.2.2	<p>Avis GTEC03 :</p> <p>En ce qui concerne les essais aux tiges, nous suggérons de suivre les pratiques de l'AER et particulièrement, des Directives 040 : <i>Pressure and Deliverability Testing Oil and Gas Wells</i> et 036 : <i>Drilling Blowout Prevention Requirements and Procedures</i>.</p> <p>Contexte québécois :</p> <p>. La présence d'H₂S en quantités significatives n'est pas envisagée, mais des traces peuvent être présentes. Le personnel sur le site de forage doit être sensibilisé à cette éventualité. Une analyse de l' H₂S devrait être faite sur un échantillon représentatif des analyses de gaz réalisées dans un nouveau champ pétrolier.</p> <p>. Les essais aux tiges pourraient être autorisés lors des sondages stratigraphiques.</p>

4.3.8. Les essais d'extraction et de production

CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers)	API (American Petroleum Institute)	ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry)	SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange)	IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission)	Avis
<p>Air Contaminant (CAC) and Hydrogen Sulphide (H2S) Emissions by the Upstream Oil and Gas Industry, Volume 1, Overview of the GHG Emissions Inventory A National Inventory of Greenhouse Gas (GHG), Criteria</p> <p>Air Contaminant (CAC) and Hydrogen Sulphide (H2S) Emissions by the Upstream Oil and Gas Industry, Volume 2, Overview of the CAC Inventory</p>	<p>Petroleum Industry Guidelines for Reporting Greenhouse Gas Emissions.</p> <p>Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for the Oil and Gas Industry</p>	<p>IRP 3</p> <p>IRP 4</p>		<p>LINGO 5.2.2</p> <p>LINGO 5.5.8</p>	<p>Avis GTEC03 :</p> <p>Le document de l'AER Directive 060: <i>Upstream Petroleum Industry Flaring, Incinerating, and Venting</i> correspond aux bonnes pratiques dans l'industrie, et le Québec devrait s'en inspirer.</p> <p>Contexte québécois :</p> <p>. La présence d'H₂S en quantités significatives n'est pas envisagée, mais des traces peuvent être présentes. Le personnel sur le site de forage doit être sensibilisé à cette éventualité. Une analyse de l' H₂S devrait être faite sur un échantillon représentatif des analyses de gaz réalisées dans un nouveau champ pétrolier.</p>

4.3.9. Les stimulations par fracturation

CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers)	API (American Petroleum Institute)	ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry)	SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange)	IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission)	Avis
	HF1 HF3 Std 65 Part 2	IRP 24	REGULATION REPORT p.59-60	LINGO 2.2.3	<p>Avis GTEC03 :</p> <p>Dans la réglementation, il faudrait spécifier « fluides aux conditions de pression lors de l'injection » pour le volume injecté, plutôt que de mentionner seulement les volumes d'eau. Ceci est nécessaire afin de ne pas exclure de la loi ou de la réglementation les opérations de fracturation hydraulique réalisées avec d'autres fluides que de l'eau. Il faut aussi que ce volume soit défini pour chaque puits, et non pas par étape de fracturation dans un même puits horizontal (ou vertical).</p> <p>Un permis spécifique à la fracturation hydraulique à haut volume devrait être demandé, en plus de celui pour la complétion d'un puits. Cette demande de permis devrait être accompagnée d'un plan des opérations de fracturation.</p> <p>Contexte québécois (Anticosti) :</p> <p>. Les forages exploratoires et les puits pilotes des forages horizontaux devraient être planifiés de manière à maximiser la collecte d'informations relatives à la profondeur des aquifères, à la nature des fluides présents dans la couverture, à l'extension des fractures naturelles en profondeur et à leur degré de connectivité, ainsi</p>

Bonnes pratiques : Actualisation des recommandations dans le contexte géologique québécois

CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers)	API (American Petroleum Institute)	ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry)	SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange)	IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission)	Avis
					<p>qu'aux régimes de contraintes naturelles locaux.</p> <p>. La localisation en surface et la trajectoire en profondeur des puits fermés possiblement présents à proximité de la zone à fracturer devraient être validées. Dans les cas où l'information est incomplète, un périmètre de retrait devrait être considéré.</p>

4.3.10. La surveillance des fuites et/ou migrations (lors des travaux et post-travaux)

CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers)	API (American Petroleum Institute)	ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry)	SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange)	IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission)	Avis
<p>BEST MANAGEMENT PRACTICE Management of Fugitive Emissions at Upstream Oil and Gas Facilities January 2007</p> <p>#3 ACPP</p>	<p>RP 4G</p> <p>RP 59</p> <p>Spec 5B</p>	<p>IRP 1</p> <p>IRP 3</p> <p>IRP 4</p> <p>IRP 5</p> <p>IRP 14</p>	<p>REGULATION REPORT p.63</p>	<p>LINGO 2.2.2</p> <p>LINGO 5.3.8</p> <p>LINGO 5.4.2</p>	<p>Avis GTEC03 :</p> <p>Dans le cadre d'une surveillance pendant et après les travaux, nous suggérons de suivre les pratiques liées à chaque étape de la vie d'un forage (conception, pose du coffrage, cimentation, test de production, fermeture, etc.) développées par l'Alberta et la Colombie-Britannique.</p> <p>Contexte québécois :</p> <ul style="list-style-type: none"> . Des hydrocarbures ou plus rarement du H₂S peuvent être présents à l'état naturel près de la surface et être confondus avec, ou se mêler à, des fuites ou des migrations. L'établissement d'une base de données de référence sur la composition des eaux de surface et souterraine avant le forage, état « zéro », permettrait de documenter ce phénomène. . Un état zéro devrait être établi dans le cas des sondages stratigraphiques, au même titre que pour les forages pétroliers et gaziers. . La présence éventuelle de puits fermés à proximité, et leur possible rôle dans les fuites ou migrations détectées, devraient être prises en considération. . La durée de la période de surveillance après la fermeture définitive d'un puits devrait être modulée en fonction des

Bonnes pratiques : Actualisation des recommandations dans le contexte géologique québécois

CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers)	API (American Petroleum Institute)	ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry)	SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange)	IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission)	Avis
					caractéristiques du puits, de son histoire et de la géologie. Un puits exploratoire sec (qui n'a pas démontré la présence d'hydrocarbures en profondeur), ne devrait pas faire l'objet d'une surveillance aussi longue que celle prévue pour un puits de production stimulé par fracturation hydraulique.

4.3.11. Les mesures correctives des fuites

CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers)	API (American Petroleum Institute)	ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry)	SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange)	IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission)	Avis
BEST MANAGEMENT PRACTICE Management of Fugitive Emissions at Upstream Oil and Gas Facilities January 2007 ET Update of Fugitive Equipment Leak Emission Factors	RP 4G RP 5A3 RP 5A5 RP 5B1 Spec 5B	PRIMARY AND REMEDIAL CEMENTING GUIDELINES, 1995			<p>Avis GTEC03 :</p> <p>En ce qui concerne les mesures correctives sur les forages, nous suggérons de suivre le guide <i>Primary and remedial Cementing Guidelines</i> de l'Enform. Plus particulièrement, lors de fuites de gaz, nous suggérons de se référer aux pratiques du CAPP :</p> <p>. CAPP : <i>Management of Fugitive Emissions at Upstream Oil and Gas Facilities</i></p> <p>. CAPP : <i>Update of Fugitive Equipment Leak Emission Factors</i></p> <p>Contexte québécois :</p> <p>. Des hydrocarbures ou plus rarement du H₂S peuvent être présents à l'état naturel près de la surface et être confondus avec, ou se mêler à, des fuites ou des migrations. L'établissement d'une base de données de référence sur la composition des eaux de surface et souterraine avant le forage, état « zéro », permettrait de documenter ce phénomène.</p> <p>. L'analyse isotopique des gaz échantillonnés à intervalles réguliers dans la couverture et le réservoir pendant le forage peut aider à localiser la source de la fuite ou de la migration, donc à augmenter les chances de succès des mesures correctives et réduire la durée des interventions en surface.</p>

4.3.12. Les fermetures temporaires de puits

CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers)	API (American Petroleum Institute)	ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry)	SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange)	IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission)	Avis
	Bulletin E3 RP 10B-2 Spec 10A	IRP 2		LINGO 2.2.4	<p>Avis GTEC03 :</p> <p>Pour les exigences en matière de fermeture temporaire de puits, nous suggérons de suivre les pratiques de l'AER et de sa Directive 013 : <i>Suspension Requirements for Wells</i> ou celles du guide <i>Well Completion, Maintenance and Abandonment</i>, 2015 de la Colombie-Britannique.</p> <p>Contexte québécois :</p> <p>. Aucune recommandation spécifique sur la base des risques établis en contexte québécois, à condition que les bonnes pratiques recommandées soient respectées en ce qui concerne les étapes antérieures de la vie du forage, notamment celles relatives aux coffrages, à la cimentation et à sa vérification par les diagraphies, aux tests d'étanchéité et de pression, et à la surveillance. La surveillance devrait être prolongée durant la période de fermeture temporaire du puits.</p>

4.3.13. Les fermetures définitives de puits

CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers)	API (American Petroleum Institute)	ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry)	SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange)	IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission)	Avis
	Bulletin E3 RP 10B-2 Spec 10A	IRP 3 IRP 22	REGULATION REPORT p.37 p.60		<p>Avis GTEC03 :</p> <p>Nous suggérons de suivre les pratiques de l'AER et de sa Directive 020 : <i>Well Abandonment</i> ou celles du guide <i>Well Completion, Maintenance and Abandonment</i>, 2015 du BCOGC.</p> <p>Contexte québécois :</p> <p>. L'absence de recul ne permet pas d'apprécier le risque éventuel de dégradation de l'isolation hydraulique du puits. Un test de mûrissement du ciment, réalisé en laboratoire selon les conditions spécifiques au puits (propriétés du ciment et de l'environnement de sous-surface), pourrait être exigé afin d'établir la durée de la période de surveillance après la fermeture définitive.</p> <p>. Aucune autre recommandation spécifique sur la base des risques établis en contexte québécois, à condition que les bonnes pratiques recommandées soient respectées en ce qui concerne les étapes antérieures de la vie du forage, notamment celles relatives aux coffrages, à la cimentation et à sa vérification par les diagraphies, aux tests d'étanchéité et de pression, et à la surveillance. La surveillance devrait être prolongée après la fermeture définitive du puits.</p>

4.3.14. Les puits orphelins

CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers)	API (American Petroleum Institute)	ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry)	SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange)	IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission)	Avis
					<p>Avis GTEC03 :</p> <p>Nous suggérons de suivre les bonnes pratiques dédiées à la fermeture définitive des puits.</p> <p>Contexte québécois :</p> <p>. Certains puits orphelins ont été fermés selon des pratiques inadéquates et ont occasionné des épanchements de pétrole en surface. Un certain nombre a depuis été fermé par le MERN, d'autres n'ont pas encore été localisés : un suivi environnemental de la régénération de l'écosystème permettrait d'apprécier l'impact réel des déversements avec un recul de plusieurs décennies voire une centaine d'années dans certains cas.</p>

(Pas d'exigence technique documentée pour ces organismes)

4.3.15. La gestion des fluides en surface

ACPP	API	Enform	SOGRE	IOGCC	Avis
<p>Gestion en surface des équipements : #6 ACPP</p>	<p>Gestion en surface des équipements : HF2 HF3 RP 51R Spec 12B</p>	<p>Gestion en surface des équipements : DACC IRP Volume #03 DACC IRP Volume #14 Enform IRP Volume #17 Enform IRP Volume #18 DACC IRP Volume #22</p>	<p>Gestion en surface des équipements : State Oil & Natural Gas Regulations Designed To Protect Water Resources</p> <p>Overview of Groundwater Protection Regulations in Oil and Gas States</p>	<p>Gestion en surface des équipements :</p>	<p>Gestion en surface des équipements (GTEC04) :</p> <p>Les directives de l'Alberta sont les plus exhaustives et précises en ce qui concerne la gestion des équipements en surface lors des opérations de forage. Toutefois, ces réglementations demeurent tout de même générales dans l'ensemble.</p>
<p>Gestion en surface des produits d'opérations en sous-surface : #6 ACPP</p>	<p>Gestion en surface des produits d'opérations en sous-surface : HF2 HF3 RP 13C Spec 12B</p>	<p>Gestion en surface des produits d'opérations en sous-surface : Controlling Chemical Hazards (CCH) in Oil and Gas Industry: Program Development Guideline DACC IRP Volume #04 DACC IRP Volume #08 DACC IRP Volume #14 DACC IRP Volume #24</p>	<p>Gestion en surface des produits d'opérations en sous-surface :</p>	<p>Gestion en surface des produits d'opérations en sous-surface :</p>	<p>Gestion en surface des produits d'opérations en sous-surface (GTEC04): La <i>Directive 055 : Storage Requirements for the Upstream Petroleum Industry</i> de l'AER est le document le plus abouti quant à l'entreposage en surface des produits lors des opérations de forage et représente le document de référence à ce sujet. Dans le cas des sites multipuits consacrés à la fracturation hydraulique à haut volume, l'acheminement de l'eau destinée à la fracturation pourrait se faire via des aqueducs dédiés de manière à réduire le trafic routier.</p>
<p>Gestion des rejets de forage :</p>	<p>Gestion des rejets de forage : Guidelines for Commercial E&P Waste Management Facilities E5</p>	<p>Gestion des rejets de forage : DACC IRP Volume #06</p>	<p>Gestion des rejets de forage : State Oil & Natural Gas Regulations Designed To Protect Water Resources</p>	<p>Gestion des rejets de forage :</p>	<p>Gestion des rejets de forage (GTEC04) : Les documents <i>Oil and Gas Handbook</i> <i>Drilling Waste Management Chapter</i> du BCOGC et <i>Directive 050 : Drilling Waste Management</i> de l'AER sont les plus détaillés.</p>
<p>Gestion des eaux de reflux : #5 ACPP #6 ACPP</p>	<p>Gestion des eaux de reflux : HF2 HF3</p>	<p>Gestion des eaux de reflux : DACC IRP Volume #04</p>	<p>Gestion des eaux de reflux : State Oil & Natural Gas Regulations Designed To Protect Water Resources</p>	<p>Gestion des eaux de reflux : A Guide to Practical Management of Produced Water from Onshore Oil and Gas Operations in the</p>	<p>Gestion des eaux de reflux (GTEC04) : Les deux documents de l'API, <i>Water Management Associated</i></p>

Bonnes pratiques : Actualisation des recommandations dans le contexte géologique québécois

ACPP	API	Enform	SOGRE	IOGCC	Avis
				United States	<p><i>with Hydraulic Fracturing et Practices for Mitigating Surface Impacts Associated with Hydraulic Fracturing</i>, constituent le modèle duquel la plupart des juridictions en Amérique du Nord se sont inspirées.</p>

Références bibliographiques

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.

Comeau, F.-A., Malo, M., Séjourné, S., 2015. Bonnes pratiques pour la gestion des équipements de surface et des rejets de forage et pour la réutilisation et l'élimination des fluides de forage. Institut national de la recherche scientifique, Québec, Rapport de recherche R1635, 43p.

Fournier, T., Deschênes, P.-L., 2015. Évaluation préliminaire du risque de mouvements dans le sol et le roc associés à l'exploration et l'exploitation pétrolières sur l'île d'Anticosti. Ministère des Transports, 6p.

Recovery Factor, 2015. GTEC06: Best Practices – Hydrocarbon Exploration and Extraction Work – Drilling. Recovery Factor Inc., 122p.

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

MDDELCC, 2014. Lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière. Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, 200p. Voir site internet <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/industriel/hydrocarbures/Lignes-directrices.pdf> (accédé en ligne le 10 septembre 2015)

MDDELCC, 2015. Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection. Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques. Voir site internet http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=3&file=/Q_2/Q2R35_2.HTM (accédé en ligne le 10 septembre 2015)

MERN, 2014. Arrêté concernant les conditions et obligations auxquelles sont subordonnés les travaux de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoirs souterrains sur les terrains de l'Île d'Anticosti qui sont réservés à l'État. Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec. Voir site internet <http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=1&file=61594.pdf> (accédé en ligne le 10 septembre 2015)

MERN, 2015. Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains. Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec. Voir site internet http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=2&file=%2F%2FM_13_1%2FM13_1R1.htm (accédé en ligne le 10 septembre 2015)

Millet, E., Comeau, F.-A., Malo, M., Séjourné, S., 2015. Bonnes pratiques – Travaux de recherche et d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre. Institut national de la recherche scientifique, Québec, Rapport de recherche R1634, 238p.

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.petroliia-inc.com/imports/medias/pdf/etudes/2013-09-geomontreal-anticosti-mp.pdf> (accédé en ligne le 19 août 2015)

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 R-1497, 229p.

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., Comeau, F.-A., 2015. Évaluation des risques géologiques de surface et sous-surface pour les structures Massé, Galt, Bourque, Haldimand et Old Harry ainsi que pour l'île d'Anticosti. Institut national de la recherche scientifique, Québec, Rapport de recherche 1633, 91p.