



**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**

© INRS, Centre - Eau Terre Environnement, 2019  
Tous droits réservés

ISBN : 978-2-89146-922-7 (version électronique)

Dépôt légal - Bibliothèque et Archives nationales du Québec, 2019  
Dépôt légal - Bibliothèque et Archives Canada, 2019

---

**TABLE DES MATIÈRES**

<b>SOMMAIRE .....</b>	<b>4</b>
<b>AVANT-PROPOS .....</b>	<b>5</b>
<b>LISTE DES FIGURES .....</b>	<b>6</b>
<b>LISTE DES TABLEAUX.....</b>	<b>6</b>
<b>LISTE DES ABRÉVIATIONS.....</b>	<b>7</b>
<b>1. CONTEXTE ET MANDAT .....</b>	<b>8</b>
1.1. Mise en contexte .....	8
1.2. Description de l'étude .....	8
<b>2. ÉLÉMENTS TECHNIQUES.....</b>	<b>11</b>
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
<b>3. DISCUSSION ET CONCLUSION.....</b>	<b>33</b>
<b>4. TABLEAUX DE SYNTHÈSE.....</b>	<b>35</b>
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.	<b>Organismes</b> .....	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
<b>RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES</b> .....		<b>74</b>

## 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<sup>(1)</sup>.....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*

**H<sub>2</sub>S** : 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.

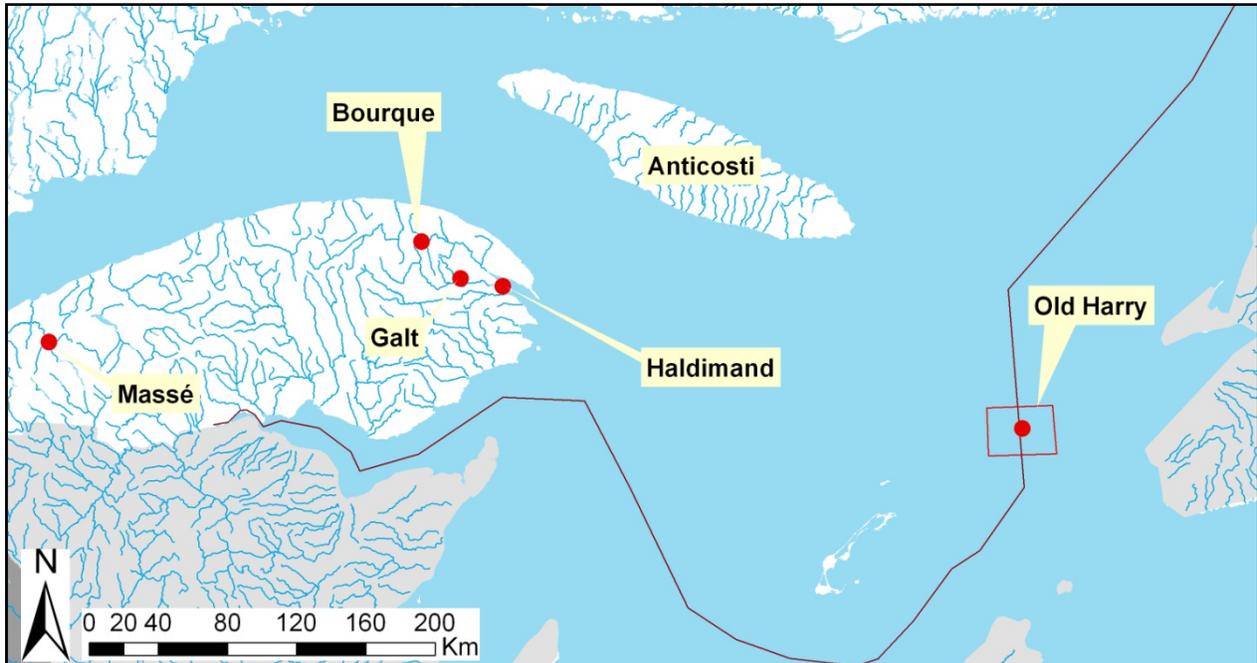
### 1.2. Description de l'étude

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<sup>(1)</sup>.**

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 H<sub>2</sub>S 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 H<sub>2</sub>S 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 H<sub>2</sub>S 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 H<sub>2</sub>S, 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 H<sub>2</sub>S 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 H<sub>2</sub>S 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 H<sub>2</sub>S 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 H<sub>2</sub>S 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 H<sub>2</sub>S 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 H<sub>2</sub>S 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 km<sup>2</sup>, 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 H<sub>2</sub>S 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 <sub>2</sub> 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 <sub>2</sub> 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 <sub>2</sub> 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 <sub>2</sub> S documentées de manière ponctuelle en forage, d'origine inconnue
	Essais d'extraction et de production	Traces de H <sub>2</sub> 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 <sub>2</sub> 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 <sub>2</sub> 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'H<sub>2</sub>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.

#### 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 H<sub>2</sub>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 et le H<sub>2</sub>S 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 H<sub>2</sub>S 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 H<sub>2</sub>S peut se manifester avec le temps.

Le personnel sur le site doit être sensibilisé à cette éventualité et le H<sub>2</sub>S 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 H<sub>2</sub>S) 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 (GTEC03) :

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 H<sub>2</sub>S 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 H<sub>2</sub>S 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	<b>Gestion environnementale responsable des activités liées au pétrole et au gaz naturel au Nouveau-Brunswick Règles pour l'industrie</b>	SPC 4) 554.1 d)	DCR 15) DCR 16)	<b>RPGNRS</b> 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) 2.3)	C&C P 2) C&C P 3)	WIG 4.3.4) WIG 4.3.5)	<b>AM-2014</b>	
Directive 010 Minimum Casing Design Requirements	IRP 2 (2.3.2.5.2) IRP 5 (5.1.1.1)	2.6) 2.7)	560.6) C&C P 12)	WIG 4.3.6) WIG 4.4.1)	Annexe I.7	
Directive 051 Injection and Disposal Wells – Well Classifications, Completions, Logging, and Testing Requirements	PRCG 2	2.8) 2.9) 2.12)	560.6 13) 560.6 16) C&C P 15)	WIG 4.4.2) WIG 4.5.1)	<b>RPEP</b> 34)	
Directive 059 Well Drilling and Completion Data Filing Requirements					<b>LDPEGP</b> Section 2.4.3.1	
Directive 083 Hydraulic Fracturing – Subsurface Integrity						

**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)	<b>Gestion environnementale responsable des activités liées au pétrole et au gaz naturel au Nouveau-Brunswick Règles pour l'industrie</b>  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)	<b>RPGNRS</b>  26) 27)  <b>RPEP</b> 34)  <b>LDPEGP</b> Section 2.4.3.1  <b>AM-2014</b> Annexe I.7	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 :  . 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)	<b>Gestion environnementale responsable des activités liées au pétrole et au gaz naturel au Nouveau-Brunswick Règles pour l'industrie</b>  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)	<b>LDPEGP</b>  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
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  Directive 059  Directive 083 2.3.3)	Oil and Gas Activities Act, DRILLING AND PRODUCTION REGULATION  DPR 37 (1)  DPR 18 (2)	<b>Gestion environnementale responsable des activités liées au pétrole et au gaz naturel au Nouveau-Brunswick Règles pour l'industrie</b>  2.1)  2.21)  4.15)  11.3)  ANNEXE 19	<b>NYSDEC : Energy and Climate, Oil and Gas, Well Owner and Applicants</b>  <b>Information Center, Designing and Drilling Your Well, Fresh Water Aquifer Supplementary Permit Conditions. (SPC)</b>  560.3 (proposition)  560.6 9), 24)  SGEIS 5.2.3 Drilling Mud	<b>Scottish Environment Protection Agency, The Water Environment (Controlled Activities) (Scotland) Regulations 2011 (as amended), A Practical Guide, (Version 7 July 2013) CAR</b>  <b>The United Kingdom Onshore Operators' Group, UK Onshore Shale Gas Well Guidelines, Issue 1 February 2013 (OSGWG)</b>  OSGWG 9.1)  OSGWG 9.2)  OSGWG 9.3)  <b>Oil and Gas UK, Well integrity guidelines, Issue 1, July 2012; (WIG)</b>  WIG 5.1.3)  WIG 5.1.6)	<b>LDPEGP</b>  Section 2.4.1  Section 2.4.2	Avis GTECO3 :  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.  Contexte québécois :  . 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.  . Assujettir les sondages stratigraphiques à un permis.

**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)	<b>RPGNRS</b>  23)  28)  30)  31)  33)  34)  53)  <b>AM-2014</b>  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 <sub>2</sub> 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  <b>OIL AND GAS CONSERVATION RULES</b>  8.191)	Oil and Gas Activities Act, DRILLING AND PRODUCTION REGULATION  10 (1), (2), (3)  18 (7)	<b>Gestion environnementale responsable des activités liées au pétrole et au gaz naturel au Nouveau-Brunswick Règles pour l'industrie</b>  2.21)  2.18)	<b>Home » Energy and Climate » Oil and Gas » Well Owner and Applicants Information Center » Designing and Drilling Your Well » Casing and Cementing Practices (C&amp;C P)</b>  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)	<b>RPGNRS</b>  29)  32)  <b>RPEP</b>  34)  <b>LDPEGP</b>  Section 2.4.3.1  <b>AM-2014</b>  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		<b>RPGNRS</b> 35) 36)  <b>AM-2014</b> Annexe I.7	Avis GTEC03 :  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)				<b>RPGNRS</b> 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'H<sub>2</sub>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<sub>2</sub>S 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	<b>UK: How will air pollution due to site operations be monitored locally and who is responsible?</b>	<b>RPGNRS</b> 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 <sub>2</sub> 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 <sub>2</sub> 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)	<b>RPGNRS</b>  54)  <b>RPEP</b>  40) à 46) 49)  <b>LDPEGP</b> 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><b>LDPEGP</b></p> <p>Section 2.4.3.4</p> <p>Section 2.4.8</p>	<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>Contexte québécois :</p> <p>. Des hydrocarbures ou plus rarement du H<sub>2</sub>S 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		<b>RPGNRS</b> 60)  <b>LDPEGP</b> 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 Abandonnement</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)	<b>RPGNRS</b>  18) 61)  <b>RPEP</b>  35)  <b>LDPEGP</b>  Section 2.4.3.1 Section 2.5  <b>AM-2014</b>  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><b>Gestion en surface des équipements :</b> Directive 037 Directive 038 Directive 057 Manual 001 Manual 007</p> <p><b>Gestion en surface des produits d'opérations en sous-surface :</b> Directive 055</p> <p><b>Gestion des rejets de forage :</b> Directive 047 Directive 050 Directive 058 Manual 002</p> <p><b>Gestion des eaux de reflux :</b> Directive 055</p>	<p><b>Gestion en surface des équipements :</b> 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><b>Gestion en surface des produits d'opérations en sous-surface :</b> 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><b>Gestion des rejets de forage :</b> 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><b>Gestion en surface des équipements :</b> <b>LDPEGP</b> Section 2.3.3 Section 2.3.4 Section 2.3.6 Section 2.4.1</p> <p><b>Gestion en surface des produits d'opérations en sous-surface :</b> <b>LDPEGP</b> Section 2.3.5 Section 2.4.2 Section 2.4.7 Annexe XIV</p> <p><b>Gestion des rejets de forage :</b> <b>LDPEGP</b> Section 2.3.5 Section 2.4.2 Section 2.4.7 Annexe XIV</p> <p><b>Gestion des eaux de reflux :</b> <b>LDPEGP</b> Section 2.3.5</p>	<p><b>Gestion en surface des équipements (GTEC04) :</b> 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><b>Gestion en surface des produits d'opérations en sous-surface (GTEC04):</b> 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><b>Gestion des rejets de forage (GTEC04) :</b> 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><b>Gestion des eaux de reflux (GTEC04) :</b> 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"> <li>. Apporter un soin particulier à l'identification de la profondeur des aquifères d'eau douce.</li> <li>. Surveiller les pertes de circulation dans les premiers 350 m sous la surface.</li> </ul>

**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"> <li>. Surveiller les pertes de circulation dans les premiers 350 m sous la surface.</li> <li>. La couverture peut être légèrement sur- ou sous-pressurisée.</li> <li>. La qualité des résultats des diagraphies de contrôle peut être fortement influencée par la présence d'intervalles peu perméables comme les shales.</li> </ul>

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"> <li>. Des intervalles légèrement sur- et sous-pressurisés peuvent être rencontrés dans un même forage.</li> <li>. Instabilité mécanique des parois, particulièrement dans les réservoirs naturellement fracturés.</li> <li>. 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.</li> </ul>

**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"> <li>. Des intervalles légèrement sur- et sous-pressurisés peuvent être rencontrés dans un même forage.</li> <li>. La présence d'H<sub>2</sub>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.</li> </ul>

**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'H<sub>2</sub>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<sub>2</sub>S 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'H<sub>2</sub>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<sub>2</sub>S 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"> <li>. Des hydrocarbures ou plus rarement du H<sub>2</sub>S 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.</li> <li>. Un état zéro devrait être établi dans le cas des sondages stratigraphiques, au même titre que pour les forages pétroliers et gaziers.</li> <li>. La présence éventuelle de puits fermés à proximité, et leur possible rôle dans les fuites ou migrations détectées, devraient être prises en considération.</li> <li>. La durée de la période de surveillance après la fermeture définitive d'un puits devrait être modulée en fonction des</li> </ul>

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
<p>BEST MANAGEMENT PRACTICE Management of Fugitive Emissions at Upstream Oil and Gas Facilities January 2007 ET Update of Fugitive Equipment Leak Emission Factors</p>	<p>RP 4G RP 5A3 RP 5A5 RP 5B1 Spec 5B</p>	<p>PRIMARY AND REMEDIAL CEMENTING GUIDELINES, 1995</p>			<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 H<sub>2</sub>S 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><b>Gestion en surface des équipements :</b> #6 ACPP</p>	<p><b>Gestion en surface des équipements :</b> HF2 HF3 RP 51R Spec 12B</p>	<p><b>Gestion en surface des équipements :</b> DACC IRP Volume #03 DACC IRP Volume #14 Enform IRP Volume #17 Enform IRP Volume #18 DACC IRP Volume #22</p>	<p><b>Gestion en surface des équipements :</b> State Oil &amp; Natural Gas Regulations Designed To Protect Water Resources</p> <p>Overview of Groundwater Protection Regulations in Oil and Gas States</p>	<p><b>Gestion en surface des équipements :</b></p>	<p><b>Gestion en surface des équipements (GTEC04) :</b></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><b>Gestion en surface des produits d'opérations en sous-surface :</b> #6 ACPP</p>	<p><b>Gestion en surface des produits d'opérations en sous-surface :</b> HF2 HF3 RP 13C Spec 12B</p>	<p><b>Gestion en surface des produits d'opérations en sous-surface :</b> 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><b>Gestion en surface des produits d'opérations en sous-surface :</b></p>	<p><b>Gestion en surface des produits d'opérations en sous-surface :</b></p>	<p><b>Gestion en surface des produits d'opérations en sous-surface (GTEC04):</b> 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><b>Gestion des rejets de forage :</b></p>	<p><b>Gestion des rejets de forage :</b> Guidelines for Commercial E&amp;P Waste Management Facilities E5</p>	<p><b>Gestion des rejets de forage :</b> DACC IRP Volume #06</p>	<p><b>Gestion des rejets de forage :</b> State Oil &amp; Natural Gas Regulations Designed To Protect Water Resources</p>	<p><b>Gestion des rejets de forage :</b></p>	<p><b>Gestion des rejets de forage (GTEC04) :</b> 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><b>Gestion des eaux de reflux :</b> #5 ACPP #6 ACPP</p>	<p><b>Gestion des eaux de reflux :</b> HF2 HF3</p>	<p><b>Gestion des eaux de reflux :</b> DACC IRP Volume #04</p>	<p><b>Gestion des eaux de reflux :</b> State Oil &amp; Natural Gas Regulations Designed To Protect Water Resources</p>	<p><b>Gestion des eaux de reflux :</b> A Guide to Practical Management of Produced Water from Onshore Oil and Gas Operations in the</p>	<p><b>Gestion des eaux de reflux (GTEC04) :</b> 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](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](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.