

ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE STRATÉGIQUE

- sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures
- propre à l'île d'Anticosti

Document de consultation



Table des matières

Liste des tableaux.....	5
Liste des figures	8
Liste des graphiques.....	11
1. Introduction.....	12
1.1 Le contexte.....	12
1.2 La démarche.....	15
1.3 La réalisation des études mentionnées dans le plan d’acquisition de connaissances additionnelles (PACA).....	16
1.4 Les hydrocarbures au Québec	16
2. Caractéristiques des milieux biophysiques	22
2.1 Portée	22
2.2 Gaspésie	22
2.3 Bas-Saint-Laurent	28
2.4 Île d’Anticosti	33
3. Environnement.....	66
3.1 Portée	66
3.2 Impacts potentiels de l’exploration et de l’exploitation des hydrocarbures en milieu terrestre	67
3.3 Impacts potentiels de l’exploration et de l’exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier	94
3.4 Encadrement légal et réglementaire.....	104
4. Chantier Aspects Techniques.....	114
4.1 Portée	114
4.2 Aspects géologiques.....	115
4.3 Les bonnes pratiques.....	119
5. Chantier Économie.....	172
5.1 Portée	172
5.2 Les scénarios de développement de la production d’hydrocarbures et leurs impacts financiers et économiques.....	174

5.3 Développement de l'économie et des compétences en matière d'hydrocarbures...	197
5.4 Enjeux économiques	213
6. Chantier Transport	228
6.1 Portée	228
6.2 Exploitation des hydrocarbures sur l'Île d'Anticosti	230
6.3 Cadre légal et gestion du transport des hydrocarbures, par type de transport et pour les plates-formes multimodales.....	242
7. La gestion des déversements.....	252
7.1 Portée	252
7.2 Milieu terrestre.....	252
7.3 Milieu marin.....	255
8. Chantier Société	274
8.1 Portée	274
8.2 Description générale et aires de sensibilité pour les territoires visés par l'EES globale	276
8.3 Anticosti.....	286
8.4 Examen de la participation des Autochtones	296
8.5 Enjeux d'acceptabilité sociale et de gouvernance territoriale.....	310
Annexe 1 : Membres du comité directeur.....	320
Annexe 2 : Plan d'acquisition de connaissances additionnelles	322

Liste des tableaux

Tableau 1 : Prix du pétrole WTI, de janvier 2000 à août 2015 par baril	18
Tableau 2 : Prix du gaz naturel, de janvier 2000 à août 2015 par pied cube	18
Tableau 3 : État des connaissances sur les ressources potentielles d'hydrocarbures du Québec	20
Tableau 4 : Densité de cours d'eau dans les provinces naturelles du sud du Québec	39
Tableau 5 : Superficie des 10 plus grands bassins versants de l'île d'Anticosti comparée à celles de quelques bassins versants du sud du Québec	39
Tableau 6 : Répartition des superficies en eau sur l'île d'Anticosti	40
Tableau 7 : Critères de qualité pour la protection de la vie aquatique	44
Tableau 8 : Répartition des types de milieux humides sur l'île d'Anticosti	46
Tableau 9 : Répartition des types de végétation sur l'île d'Anticosti	47
Tableau 10 : Habitats fauniques de l'île d'Anticosti protégés en vertu de la Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune	49
Tableau 11 : Occurrences des espèces fauniques de l'île d'Anticosti inscrites au Centre de données sur le patrimoine naturel du Québec	55
Tableau 12 : Superficie des aires protégées d'Anticosti inscrites au Registre québécois des aires protégées	56
Tableau 13 : Contraintes légales et réglementaires considérées pour l'étude des contraintes à l'exploitation des hydrocarbures dans l'île d'Anticosti	57
Tableau 14 : Proportions de l'île d'Anticosti sous contraintes légales et réglementaires ..	58
Tableau 15 : Proportions de l'île d'Anticosti sous contraintes pour la conservation	59
Tableau 16 : Stations utilisées pour l'estimation de la qualité initiale de l'air dans l'île d'Anticosti	60
Tableau 17 : Concentrations moyennes sur 24 heures des particules en suspension totales (PST) à la station Route-385 (Forestville)	61
Tableau 18 : Concentrations moyennes sur 24 heures des particules fines (PM _{2,5}) à la station Auclair	61
Tableau 19 : Concentrations moyennes sur 1 heure et sur 24 heures du dioxyde de soufre (SO ₂) à la station Saint-Anicet	62
Tableau 20 : Concentrations moyennes sur 1 heure et sur 24 heures du dioxyde d'azote (NO ₂) à la station L'Acadie	63
Tableau 21 : Concentrations moyennes sur 1 heure et sur 8 heures de l'ozone (O ₃) à la station Mingan	64
Tableau 22 : Quantité d'eau requise pour l'extraction par type d'hydrocarbure	68
Tableau 23 : Utilisation de l'eau par la compagnie américaine Chesapeake Energy selon le type de gisement gazier	68
Tableau 24 : Caractéristiques des eaux usées de forage et de fracturation pour les contaminants présentant des concentrations maximales supérieures aux indicateurs de qualité des eaux usées	75

Tableau 25 : Liste des 20 composants utilisés le plus fréquemment pour fracturer les puits de pétrole aux États-Unis.....	79
Île d'Anticosti	82
Tableau 26 : Valeurs de potentiels de réchauffement planétaire de certains gaz à effet de serre sur un horizon de 100 ans	84
Tableau 27 : Émissions de GES associées au cycle de vie de l'exploitation des hydrocarbures.....	86
Tableau 28 : Synthèse des caractéristiques et des intensités des émissions de GES sur le cycle de vie de certaines structures géologiques des bassins du Bas-Saint-Laurent, de la Gaspésie et du golfe du Saint-Laurent.....	87
Tableau 29 : Niveaux maximums de bruit permis selon les catégories	91
Tableau 30 : Classification des principales sources d'impacts du cycle de vie de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu marin.....	96
Tableau 31 : Principales sources d'impacts de l'utilisation du territoire au cours du cycle de vie de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier	99
Tableau 32 : Principales sources d'émissions atmosphériques de l'exploration et de l'exploitation d'hydrocarbures en milieu extracôtier	101
Tableau 33 : Émissions atmosphériques d'installations extracôtières en 2011	101
Tableau 34 : Principales sources d'émission de bruit et de lumière lors de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier	103
Tableau 35 : Synthèse des résultats des travaux menés dans le cadre des études GTEC01 et GTEC02, volet Risques.....	117
Tableau 36 : Composés chimiques susceptibles d'être utilisés comme additifs chimiques lors d'activités de fracturation.....	136
Tableau 37 : Résultats des simulations.....	186
Tableau 38 : Estimations des bénéfices de l'exploitation des hydrocarbures	187
Tableau 39 : Ensemble des bénéfices pour le gouvernement du Québec.....	187
Tableau 40 : Sommaire des retombées économiques, option Navire-usine 2020-2095 ...	189
Tableau 41 : Sommaire des retombées économiques, option Gazoduc 2020-2095	190
Tableau 42 : État des connaissances sur les ressources potentielles d'hydrocarbures du Québec	191
Tableau 43 : Les raffineries du Québec	199
Tableau 44 : Anticipation des coûts de développement d'un puits en Gaspésie et à Anticosti	209
Tableau 45 : Emplois anticipés par puits à Anticosti	210
Tableau 46 : Emplois anticipés par puits en Gaspésie	212
Tableau 47 : Les dix plus importantes sociétés au monde selon le revenu, 2014.....	218
Tableau 48 : Exemples de variables influençant la perception de l'attractivité d'un territoire pour le développement de projets d'exploitation d'hydrocarbures	219
Tableau 49 : Rang du Québec – Global Petroleum Survey 2014, Institut Fraser	220
Tableau 50 : Cadre de référence des externalités liées à une éventuelle exploitation des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti.....	224

Tableau 51 : Projets d'exploitation d'hydrocarbures dans le monde.....	231
Tableau 52 : Répartition des coûts par sous-groupe d'infrastructures	241
Tableau 53 : Coûts pour chaque scénario considéré (M\$CAN).....	241
Tableau 54: Bonnes pratiques observées au Québec dans la gestion des plates-formes multimodales	248
Tableau 55 : Pistes d'amélioration dans la gestion des plates-formes multimodales	249
Tableau 56 : Normes applicables aux opérations de récupération pour les organismes agréés.....	266
Tableau 57 : Statistiques agrégées du territoire à l'étude	278
Tableau 58. Constats préliminaires des principaux effets appréhendés par la communauté anticostienne de l'implantation de l'industrie des hydrocarbures sur l'île Anticosti.....	295
Tableau 59 : Exemples de mesures de partage de redevances issues de traités modernes	303

Liste des figures

Figure 1 : Historique	19
Figure 2 : Contexte hydrogéologique des Appalaches (Gaspésie et Bas-Saint-Laurent) .	24
Figure 3 : Emplacement et superficie à l'exutoire des principaux bassins versants de la Gaspésie	25
Figure 4 : Localisation de la région naturelle de la péninsule de la Gaspésie	27
Figure 5 : Emplacement et superficie à l'exutoire des principaux bassins versants du Bas-Saint-Laurent	30
Figure 6 : Localisation de la région naturelle des collines du Témiscouata	31
Figure 7 : Illustration des travaux effectués par l'INRS-ETE à l'île d'Anticosti en 2014 pour le compte de la compagnie Pétrolia.....	37
Figure 8 : Emplacement et superficie à l'exutoire des principaux bassins versants de l'île d'Anticosti.....	38
Figure 9 : Répartition et types de surfaces en eau sur l'île d'Anticosti	40
Figure 10 : Illustration du nombre maximum de sites multipuits pouvant prélever simultanément l'eau des bassins versants de l'île d'Anticosti, selon un scénario de prélèvements de 38,7 L/s et un critère de prélèvement maximum admissible équivalant à 15 % du Q _{2,7} de chaque bassin versant.	42
Figure 11 : Répartition des milieux humides sur l'île d'Anticosti.....	46
Figure 12 : Répartition spatiale des types de végétation sur l'île d'Anticosti	48
Figure 13 : Habitats fauniques légalement désignés sur l'île d'Anticosti	49
Figure 14 : Emplacement des 24 bassins de rivières à saumon sur l'île d'Anticosti.....	51
Figure 15 : Synthèse du nombre de captures totales et succès de la pêche sportive au saumon sur l'île d'Anticosti (zone salmonicole Q10)	51
Figure 16 : Nombre de chasseurs sportifs et nombre de cerfs récoltés annuellement sur l'île d'Anticosti de 1984 à 2014.....	53
Figure 17 : Synthèse des exclusions et des territoires soumis à une autorisation sur l'île d'Anticosti.....	58
Figure 18 : Principaux rejets de l'activité d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin (basé sur OSPAR [2009])	95
Figure 19 : Position des structures géologiques.....	116
Figure 20 : Index des régions géologiques du Québec	120

Figure 21 : Dimension d'une plate-forme sur laquelle se trouverait 10 puits et illustration de l'empreinte souterraine couverte par le drainage des puits	178
Figure 22: Illustration d'une zone de développement potentielle qui pourrait être couverte par le scénario « Plus »	179
Figure 23 : Illustration d'une zone de développement potentielle qui pourrait être couverte par le scénario « Moins »	181
Figure 24: Emplacement des analogues géologiques	195
Figure 25 : Évolution des emplois liés au déploiement sur l'île d'Anticosti (scénario « Plus ») 2020-2080, en années-personnes	211
Figure 26 : Principales variables dans le cadre de l'analyse avantages/coûts pour Anticosti.....	226
Figure 27 : Réseau de collecte et emplacement des usines proposés sur l'île d'Anticosti	235
Figure 28 : Barge de type LCT	238
Figure 29 : Brise-lames flottants.....	239
Figure 30 : Tourelle d'amarrage	239
Figure 31 Processus influençant le devenir des hydrocarbures pétroliers en milieu marin 258	
Figure 32 Arbre de décision simplifié pour évaluer l'opportunité d'utiliser des dispersants lors d'un déversement pétrolier. Schéma traduit et adapté de NRC (2005), page 28, figures 2 et 4.	260
Figure 33 : Organisations chargées d'intervenir lors d'un déversement d'hydrocarbures en milieu marin	268
Figure 34 : Organismes d'intervention maritime agréés.....	269
Figure 35 : Territoire étudié.....	277
Figure 36 : Utilisation majeure du territoire étudié	279
Figure 37 : Aires de sensibilité des MRC d'Avignon, de Bonaventure, de La Haute-Gaspésie, de La Côte-de-Gaspé, du Rocher-Percé et l'agglomération des Îles-de-la-Madeleine	281
Figure 38 : Aires de sensibilité des MRC de Kamouraska, de Témiscouata, de Rivière-du-Loup, des Basques, de Rimouski-Neigette, de La Mitis, de La Matapédia et de La Matanie	283
Figure 39 : Aires de sensibilité des MRC de La Minganie, des Sept-Rivières et Le Golfe-du-Saint-Laurent.....	284
Figure 40 : Sommation des composantes dans le territoire étudié.....	285
Figure 41 : Synthèse des aires de sensibilité sur l'ensemble du territoire étudié	286

Figure 42	Emplacements des pourvoiries à droits exclusifs de l'île d'Anticosti	288
Figure 43 :	Utilisation majeure à l'île Anticosti	292
Figure 44 :	Aires de sensibilité pour l'île Anticosti – scénario où les aires de confinement du cerf de Virginie ne sont pas considérées comme une contrainte majeure	293
Figure 45 :	Aires de sensibilité pour l'île Anticosti – scénario où les aires de confinement du cerf de Virginie sont considérées comme une contrainte majeure	294

Liste des Graphiques

Graphique 1 : Évolution sur 75 ans de l'aménagement et de la restauration des plates-formes sur l'île d'Anticosti selon le scénario « Plus »	179
Graphique 2 : Évolution sur 57 ans de l'aménagement et de la restauration des plates-formes sur l'île d'Anticosti selon le scénario « Moins ».....	180
Graphique 3 : Évolution sur 75 ans de l'aménagement et de la restauration des plates-formes sur l'île d'Anticosti selon le scénario « Optimisé »	182
Graphique 4 : Demande de gaz naturel liquéfié en 2014 en MTPA et croissance par rapport à 2013	202

1. Introduction

1.1 Le contexte

Le 30 mai 2014, le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles, M. Pierre Arcand, et le ministre du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, M. David Heurtel, rendaient public le Plan d'action gouvernemental sur les hydrocarbures.

Ce plan propose une approche globale, cohérente, intégrée et rigoureuse, se traduisant par plusieurs actions, dont certaines ont déjà été réalisées et d'autres sont en voie de l'être. Le gouvernement avait alors notamment précisé ce qui suit :

- bien qu'il soit favorable au développement de la filière des hydrocarbures, la sécurité des personnes et l'environnement doivent être protégés. Il veut donc réunir les conditions adéquates avant de poser quelque geste que ce soit;
- le potentiel doit être confirmé, la rentabilité économique évaluée et les meilleures pratiques appliquées avant que ne soit autorisée toute exploitation.

Le gouvernement a adopté le Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection, dont l'objectif est d'assurer la protection des sources d'eau potable, en août 2014. Il a aussi présenté un projet de loi, adopté en juin 2014, reconduisant l'interdiction permanente d'activités pétrolières et gazières dans l'estuaire du Saint-Laurent, ainsi que le moratoire en vigueur dans le golfe du Saint-Laurent et les limitations imposées ailleurs.

Sur le plan du transport des hydrocarbures, le gouvernement assure le suivi des projets de pipelines. Conjointement avec le gouvernement de l'Ontario, il a convenu de sept principes qui guideront la réflexion dans l'analyse de tout projet de pipeline, et mis en place une unité de vigilance permanente sur les hydrocarbures. Celle-ci a publié un premier rapport d'étape en juin 2015 portant essentiellement sur le projet d'inversion du sens d'écoulement de l'oléoduc 9B d'Enbridge. Le gouvernement a également posé plusieurs conditions lui permettant d'adopter une position ferme en ce qui concerne le projet Énergie Est de TransCanada. Ce projet fera d'ailleurs l'objet d'audiences publiques du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) en 2016.

Enfin, le gouvernement veut s'assurer de réunir les conditions adéquates avant d'envisager l'exploitation des hydrocarbures. Ainsi, un projet de loi de mise en œuvre de l'Accord entre le gouvernement du Canada et le gouvernement du Québec sur la gestion conjointe des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent, qui est le miroir d'un projet de loi du gouvernement fédéral, a été déposé à l'Assemblée nationale le 11 juin 2015. Ces projets de loi résultent de négociations intensives sur les modalités de gestion communes à mettre en place.

Dans le cadre du Plan d'action gouvernemental sur les hydrocarbures, deux études environnementales stratégiques (EES), l'une globale et l'autre propre à l'île d'Anticosti, ont également été annoncées par le gouvernement du Québec. L'objectif de ces deux EES est de faire le point sur l'état des connaissances et de recueillir les renseignements nécessaires pour définir les orientations gouvernementales au regard des enjeux environnementaux, sociaux et économiques, de même que des enjeux relatifs à la sécurité

en matière de développement et de transport des hydrocarbures. Le but de cette démarche est :

- de mieux connaître le potentiel en hydrocarbures économiquement exploitable sur le territoire;
- de combler le manque d'information concernant les techniques utilisées, notamment la fracturation hydraulique et les conditions d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures en milieu marin;
- d'analyser les risques environnementaux et d'établir les mesures à mettre en place pour les minimiser et en assurer une bonne gestion;
- d'étudier les mécanismes de consultation et de concertation favorisant l'acceptabilité des communautés et l'aménagement durable des territoires;
- répertorier les meilleures pratiques à mettre en œuvre avec l'industrie et les partenaires;
- d'étudier les besoins en pétrole et en gaz naturel;
- de comparer les risques associés aux différents modes de transport;
- de permettre une mise à jour du cadre législatif et réglementaire.

Pour ce faire, cinq chantiers portant sur l'environnement, la société, l'économie, le transport et les aspects techniques ont été mis en place sous la responsabilité d'un comité directeur composé de représentants gouvernementaux et d'experts universitaires.

La phase 1 de l'EES sur les hydrocarbures consistait à produire un bilan des connaissances des différents aspects liés aux travaux de recherche et d'exploitation des hydrocarbures. Ce bilan, dont les études ont été publiées le 2 avril 2015, a permis de constater que les connaissances dans certains domaines devaient être approfondies. Afin de pallier certaines de ces lacunes, la phase 2 de l'EES a consisté à élaborer un plan d'acquisition des connaissances additionnelles (PACA) qui comporte un total de 64 nouvelles études.

Rappelons que le gouvernement a déjà mené trois évaluations environnementales stratégiques sur le thème des hydrocarbures.

Pour le milieu marin :

- L'EES1 – Bassin de l'estuaire maritime et du nord-ouest du golfe du Saint-Laurent, juillet 2010;
- L'EES2 – Bassins d'Anticosti, de Madeleine et de la baie des Chaleurs, septembre 2013.

Pour le milieu terrestre :

- L'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, janvier 2014.

Le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) a également réalisé des mandats sur ce thème :

- les enjeux liés aux levés sismiques dans l'estuaire et le golfe du Saint-Laurent (de mars à août 2004);
- le développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec (de septembre 2010 à février 2011);
- les effets liés à l'exploration et à l'exploitation des ressources naturelles sur les nappes phréatiques aux Îles-de-la-Madeleine (de mai à octobre 2013);
- le développement de l'industrie du gaz de schiste (de mars à novembre 2014).

Les études prévues dans le PACA permettent d'atteindre les objectifs des EES en soutenant les travaux qui ont pour but de donner au Québec un nouveau cadre législatif et réglementaire sur les hydrocarbures.

De plus, les travaux de l'EES propre à l'île d'Anticosti viendront nourrir la réflexion du gouvernement sur le bien-fondé d'autoriser ou non des travaux d'exploration au moyen de la fracturation hydraulique.

Concurremment aux EES, le gouvernement élabore une nouvelle politique énergétique pour la période 2016-2025, destinée à remplacer la Stratégie énergétique du Québec 2006-2015. Les travaux en cours s'appuient, entre autres, sur des tables rondes composées d'experts des différentes filières énergétiques ainsi que sur la participation des citoyens intéressés par le sujet.

La nouvelle politique énergétique situera les hydrocarbures dans les choix énergétiques du Québec. Quant aux EES, elles fourniront de l'information pour définir l'encadrement légal et réglementaire en matière d'hydrocarbures, d'en répartir les bénéfices et d'en minimiser les effets négatifs aussi longtemps qu'ils occuperont une place importante dans le bilan énergétique du Québec. En ce sens, ces démarches sont complémentaires.

1.2 La démarche

À l'été 2014, un comité directeur (comité) a été formé pour diriger les travaux des deux EES. Ce comité, coprésidé par M^{me} Christyne Tremblay, sous-ministre du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, et M. Gilbert Charland, sous-ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles, comprend six représentants indépendants provenant du milieu universitaire ainsi que des représentants des ministères des Affaires municipales et de l'Occupation du territoire, des Finances, de la Sécurité publique et des Transports (voir la liste des membres à l'annexe 1).

Les ministères de la Forêt, de la Faune et des Parcs et de la Santé et des Services sociaux ainsi que le Secrétariat aux affaires autochtones collaborent aux travaux des chantiers.

La démarche a été divisée en quatre phases se déroulant en parallèle pour l'EES globale et l'EES propre à l'île d'Anticosti.

- Phase 1 : Un bilan des connaissances pertinentes existantes. Celui-ci a été publié le 2 avril 2015. À partir de ce bilan et des priorités retenues par le comité, et en tenant compte des délais impartis, un plan d'acquisition de connaissances additionnelles (PACA) a été élaboré et publié en même temps que le bilan des connaissances.
- Phase 2 : Le présent document, fait état des résultats des études mentionnées dans le PACA. À noter que celles qui n'étaient pas terminées lors de sa rédaction ont été prises en compte, dans la mesure du possible, puisque certains des constats et des enjeux préliminaires ont été discutés avec les coordonnateurs et les experts des différents chantiers.
La liste des études par chantier ainsi que l'état d'avancement des travaux sont présentés à l'annexe 2.
- Phase 3 : Des consultations publiques sont prévues à l'automne 2015 sur les connaissances acquises grâce aux études du PACA et aux constats qu'elles ont permis de faire.
- Phase 4 : La rédaction d'un rapport final pour chacune des EES.

1.3 La réalisation des études mentionnées dans le plan d'acquisition de connaissances additionnelles (PACA)

Au cours de la phase 2 des EES, 64 études ont été réalisées par des équipes de chercheurs de différents horizons. Sur ces 64 études, 43 étaient terminées au moment de rédiger le document de consultation.

Le présent document constitue une synthèse des connaissances acquises grâce aux études figurant dans le PACA au printemps 2015, des principaux constats et enjeux soulevés dans les cinq chantiers et des meilleures pratiques à mettre en place afin de réglementer l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures.

Les rapports finaux feront état de l'ensemble des études, du résultat des consultations publiques et permettront de répondre aux objectifs des EES.

1.4 Les hydrocarbures au Québec

La demande

Il n'y a, à l'heure actuelle, aucune extraction d'hydrocarbures fossiles au Québec. Pour subvenir à ses besoins, en 2013, le Québec a importé 137 millions de barils de pétrole (Mbp) et 7,7 milliards de m³ de gaz naturel (Whitmore et Pineau, 2014) de provinces et d'États producteurs, au Canada et aux États-Unis et de différents endroits dans le monde.

Au Québec, les hydrocarbures comptent pour plus de la moitié du bilan énergétique. Au cours des 25 dernières années, la demande totale d'énergie et de produits pétroliers a crû en moyenne d'environ 1 % par année. La part du marché de l'énergie occupée par les hydrocarbures dans le bilan énergétique québécois est donc restée relativement stable, représentant environ 40 % pour le pétrole et près de 15 % pour le gaz naturel.

De 1999 à 2011, la consommation totale d'énergie a augmenté de 14 % au Québec, en raison notamment de l'accroissement de la population et du PIB. C'est le secteur des transports, alimenté presque exclusivement par les produits pétroliers, qui a connu la plus forte augmentation (37 %).

Malgré les initiatives et les mesures visant à une plus grande efficacité énergétique, l'Office national de l'énergie (ONE, 2013) ainsi que la Régie de l'énergie (2014) prévoient une relative stagnation de la consommation de pétrole au Québec dans la prochaine décennie. Quant au gaz naturel, l'ONE prévoit une augmentation de 0,25 % par an d'ici 2035 alors que la Régie de l'énergie (2014) prévoit 2 % par an jusqu'en 2030. Il demeure toutefois possible, dans le contexte de la lutte contre les changements climatiques, que l'ascendant de certains États, dont le Québec, ayant des politiques énergétiques et environnementales, ait pour effet de modifier ces prévisions.

L'approvisionnement

Alors qu'en 2012, le pétrole consommé provenait majoritairement d'outre-mer, principalement d'Afrique, la situation s'est inversée en 2013 : les raffineries québécoises sont aujourd'hui approvisionnées en grande partie par des fournisseurs nord-américains (l'Ouest canadien et les États-Unis). Jusqu'à tout récemment, la quasi-totalité du gaz naturel venait de l'Ouest canadien, mais il provient de plus en plus souvent des États-Unis, où l'on exploite le gaz de schiste.

Les distributeurs du Québec et de l'Ontario cherchent à accroître leur accès à cette nouvelle source d'approvisionnement plus rapprochée afin de réduire leurs coûts de transport. En 2013, l'importation d'hydrocarbures représentait 13,5 G\$, soit l'équivalent de 61 % du déficit commercial du Québec.

Le pétrole importé est acheminé par train, par navire et par oléoduc. Il est ensuite transformé en produits raffinés, notamment en essence, en diesel et en carburéacteur, mais également en mazout, en asphalte, en charges pétrochimiques et autres produits dérivés.

Le Québec a deux raffineries sur son territoire : Suncor à Montréal et Valéro à Lévis. Ensemble, elles fournissent près de 20 % de la production canadienne de produits pétroliers raffinés. En 2013, les exportations nettes de ces produits à l'extérieur du Québec représentaient quelque 12,6 millions de barils par jour (Mbp) et une contribution au PIB du Québec d'environ 200 M\$ (MERN, 2014).

Chaque année, le Québec importe autour de six milliards de mètres cubes de gaz naturel, entièrement transporté par gazoduc. La distribution est ensuite assurée essentiellement par les sociétés Gaz Métro et Gazifère, lesquelles exploitent également les principaux réseaux de gazoducs actifs sur le territoire du Québec.

Une fraction du gaz naturel reçu au Québec est liquéfiée (GNL) à des fins de stockage pour permettre un approvisionnement additionnel en période de pointe hivernale. Le GNL produit sert également à approvisionner la Route bleue, un réseau de ravitaillement pour les véhicules dans l'est du Canada, de même que certains clients industriels qui ne sont pas reliés au réseau de distribution par gazoduc, contribuant ainsi à la réduction des gaz à effet de serre. La Côte-Nord, le Nord-du-Québec, le Bas-Saint-Laurent et la Gaspésie, ainsi que certaines municipalités régionales de comté (MRC), ne sont pas intégrés au réseau de distribution de gaz naturel, ce qui représente à la fois un enjeu économique et un enjeu environnemental pour le secteur industriel.

Quelques projets d'usines ou de gazoducs en développement portent sur l'exportation et la distribution de gaz naturel liquéfié, d'autres sur l'approvisionnement en gaz naturel des entreprises situées notamment sur la Côte-Nord.

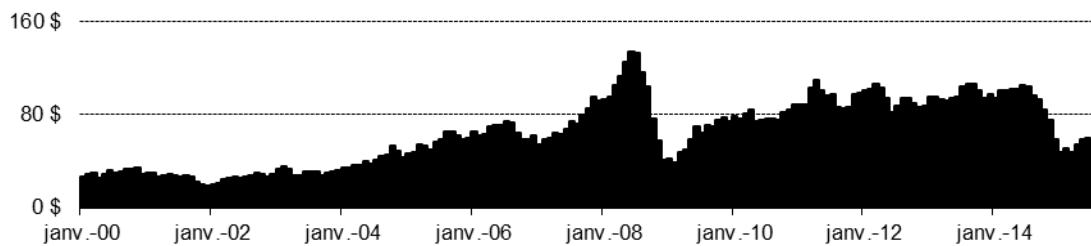
Le Québec possède plus de 600 entreprises pétrochimiques, ce qui en fait, avec l'Ontario et l'Alberta, l'un des principaux joueurs canadiens de cette industrie au pays. L'industrie québécoise se concentre dans l'est de Montréal, où se trouve la raffinerie Suncor, les usines Chimie ParaChem, Indorama PTA Montréal et Selenis Canada, ainsi que le port de Montréal et un vaste réseau de voies ferrées et de pipelines.

Les prix

Le prix du baril de pétrole (WTI en \$ US courants) a beaucoup changé au cours des dernières années. Il est d'abord passé de moins de 30 \$ le baril au début des années 2000 à un prix record de 145 \$ en juillet 2008 (tableau 1). Puis, dans les mois et les années qui ont suivi, la crise économique mondiale a complètement perturbé le marché et le prix du pétrole. En décembre 2008, le baril connaissait un nouveau creux de 30 \$ avant de remonter graduellement.

Le boom du pétrole de schiste aux États-Unis ayant accru l'offre de façon importante sur les marchés, le prix du baril est redescendu. Ces derniers mois, le prix du pétrole a fluctué de façon importante.

Tableau 1 : Prix du pétrole WTI, de janvier 2000 à août 2015 par baril (en dollars US courants)

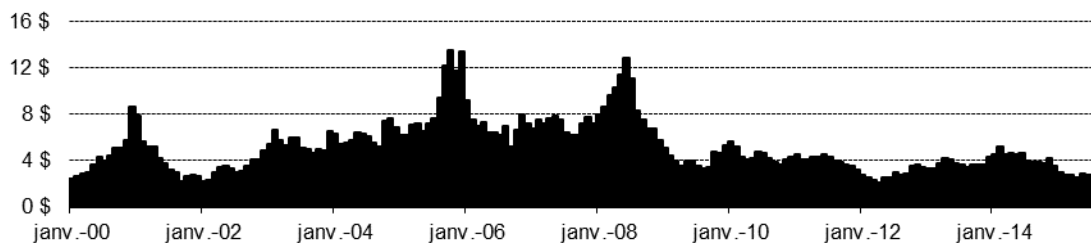


Source : EIA, septembre 2015

De 2000 à 2008, le prix du gaz naturel a suivi une tendance similaire à celle du pétrole, c'est-à-dire qu'il est passé d'environ 2 \$ US le pied cube en janvier 2000 à 13 \$ en juin 2008. Il a ensuite décliné rapidement en raison de la crise économique mondiale (tableau 2)

Toutefois, depuis 2008, contrairement au pétrole, le prix du gaz naturel n'a pas augmenté. Il a même continué à baisser jusqu'à tomber sous la barre des 2 \$ US le pied cube en avril 2012. Cela s'explique par le fait que le marché du gaz naturel est continental alors que celui du pétrole est mondial, ce qui fait que l'exploitation du gaz de schiste aux États-Unis s'est fait davantage sentir sur le prix du gaz dans les marchés nord-américains.

Tableau 2 : Prix du gaz naturel, de janvier 2000 à août 2015 par pied cube (en dollars US courants)



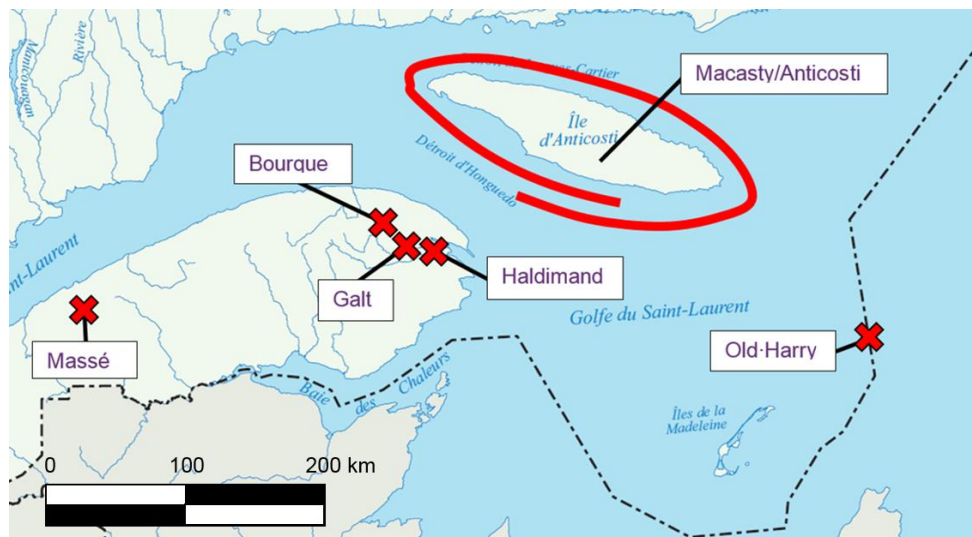
Source : EIA, septembre 2015

Le potentiel québécois

L'exploration en vue d'une exploitation de pétrole et de gaz a une longue histoire au Québec. Près de 1 000 puits ont été forés depuis 1860 bien qu'aucune exploitation à grande échelle n'ait vu le jour.

Les activités d'exploration des hydrocarbures en milieu terrestre se concentrent à l'intérieur de cinq grandes régions géologiques situées dans les bassins sédimentaires du sud de la province : les basses-terres du Saint-Laurent, la Gaspésie, l'île d'Anticosti et le Bas-Saint-Laurent. Dans le milieu marin, ces activités sont concentrées sur le gisement d'Old Harry dans le golfe du Saint-Laurent.

Figure 1 : Historique



Des projets d'exploration sont toujours en cours et quelques bassins présentent un potentiel reconnu en ce qui concerne le pétrole et le gaz naturel. Certains projets pourraient entrer en production advenant que le potentiel géologique et économique soit confirmé.

Pour chacune des structures géologiques, des analogues ont été établis (voir le tableau 3). Ces analogues sont essentiels aux analyses réalisées dans le cadre des études afin notamment de déterminer les bonnes pratiques reliées à l'exploration ou à l'exploitation de ces structures et de caractériser leur potentiel économique quand les données disponibles le permettent.

Malgré le faible taux d'activité dans l'exploration des hydrocarbures au Québec, quelques sociétés prospectrices telles que Pétrolia, Junex, Ressources et Énergie Squatex y ont leur siège social ainsi que des entreprises de soutien qui leur offrent des biens et des services (forages, levés géophysiques, hélicoptères, etc.). Ces sociétés et ces fournisseurs sont principalement situés dans les régions de Montréal et de Québec.

Par ailleurs, rappelons que la société en commandite Hydrocarbures Anticosti (HA SEC) a été formée en 2014 pour faire l'exploration et, le cas échéant, l'exploitation des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti. Par l'intermédiaire de Ressources Québec, filiale de

la société d'État Investissement Québec, le gouvernement est commanditaire à hauteur de 35 % dans la coentreprise. En 2014 et 2015, HA SEC a réalisé 12 sondages stratigraphiques sur l'île qui consistaient essentiellement à prélever des carottes de roc en profondeur. Les résultats de ces sondages devraient fournir de l'information additionnelle sur la présence de gaz et de pétrole sur l'île.

Tableau 3 : État des connaissances sur les ressources potentielles d'hydrocarbures du Québec¹

Nom	Typologie – Québec	Analogue	typologie – Analogue
Galt	Gaz et pétrole dans des calcaires dévoniens fracturés à faible porosité primaire de la Formation des Calcaires supérieurs de Gaspé dans un anticlinal à double plongée	Bassin d'Anadarko, principalement dans les États de l'Oklahoma et du Kansas	Gaz et pétrole dans des calcaires mississippiens fracturés à faible porosité primaire du Groupe de Mayes. Le pétrole est concentré dans le réseau de fractures et le gaz, dans des pièges stratigraphiques
Bourque	Gaz et pétrole dans des calcaires dévoniens fracturés à faible porosité primaire de la Formation des Calcaires supérieurs de Gaspé		
Haldimand	Grès dévoniens faiblement poreux et fracturés de la Formation de York River	Grès d'Oriskany, couvrant surtout les États de New York, de la Pennsylvanie et de la Virginie occidentale	Gaz dans des grès dévoniens fracturés à porosité variable de la Formation d'Oriskany
		Membre médian de la Formation de Bakken du bassin de Williston, dans les États du Dakota du Nord, du Montana, et les provinces du Manitoba et de la Saskatchewan	Pétrole dans des grès calcaireux et des siltstones dolomitiques fracturés et faiblement poreux du membre médian de la Formation de Bakken, d'âge dévonien à mississippien
Massé	Gaz et pétrole dans des calcaires dolomitisés de type hydrothermal de la	Formation de Slave Point en Alberta	Gaz dans des calcaires et récifs dolomitisés dévoniens de type

¹ La région des basses-terres du Saint-Laurent a fait l'objet d'une étude préalable dans le cadre du bilan des connaissances qui ne sera pas reprise ici. Voir S. Séjourné et M. Malo, [*Géologie et potentiel en hydrocarbures des bassins sédimentaires du sud du Québec*](#), Institut national de la recherche scientifique, Centre Eau Terre Environnement, 2015.

Nom	Typologie – Québec	Analogue	typologie – Analogue
	Formation de Sayabec d'âge Silurien		hydrothermal de la Formation de Slave Point
Old Harry	Grès fluviatiles carbonifères des formations de Bradelle et de l'île Brion	Grès carbonifères de la partie sud de la mer du Nord	Grès fluviatiles carbonifères de la Formation de Schooner
Anticosti	Shale de la Formation de Macasty	Formation de Point Pleasant en Ohio et Formation d'Utica en Pennsylvanie et en Ohio	Gaz et pétrole dans des schistes de roche mère dans les formations de Point Pleasant et d'Utica

Le présent document fait état des résultats des études mentionnées dans le Plan d'acquisition des connaissances. Il sert d'intrant à la consultation publique que mènera le gouvernement pour :

- recueillir, analyser et prendre en considération les préoccupations et les attentes des participants;
- valider les constats (effets, mesures d'atténuation, observations) et recueillir les commentaires.

2. Caractéristiques des milieux biophysiques

2.1 Portée

La présente section documente les principales caractéristiques des milieux biophysiques traités dans les EES, à savoir la Gaspésie, le Bas-Saint-Laurent et l'île d'Anticosti. Ces secteurs ont été retenus, car ils sont inclus dans la zone d'étude de la présente évaluation. Les principales caractéristiques biophysiques de chacun de ces secteurs y sont décrites bien que l'accent ait été mis sur l'île d'Anticosti.

Il convient de mentionner que les caractéristiques du territoire des basses-terres du Saint-Laurent (BTSL) ont été fournies dans le cadre de l'EES sur le gaz de schiste et qu'il n'était pas prévu d'actualiser ces données ici. Toutefois, les renseignements contenus dans cette évaluation ont servi pour le présent exercice, notamment au chapitre des connaissances acquises, grâce aux études réalisées pour comprendre l'industrie.

2.2 Gaspésie

Conditions climatiques

Comme la presque totalité du sud du Québec, la Gaspésie possède un climat continental froid et humide, à l'exception des sommets du massif des Chic-Chocs, soumis à un climat continental subpolaire.

Le relief accidenté de la région explique sa grande variabilité climatique. Les municipalités du littoral nord, qui se trouvent généralement dans des anses situées à l'embouchure des rivières, jouissent d'un climat plus maritime. Les températures annuelles moyennes y sont de 3,5 °C, et de moins de 0 °C au sommet des Chic-Chocs. La baie des Chaleurs porte bien son nom, puisqu'elle affiche les températures annuelles moyennes les plus élevées de la région, avec 4 °C.

La moyenne annuelle des précipitations varie de 950 à 1 300 mm. C'est dans le massif des Chic-Chocs que les chutes de neige annuelles, 675 cm en moyenne, sont les plus importantes au Québec. Le littoral nord, la vallée de la Matapédia ainsi que le fond de la baie des Chaleurs sont les régions qui reçoivent la plus faible quantité de précipitations alors que les Appalaches et la pointe est de la Gaspésie enregistrent les précipitations annuelles les plus importantes. Cette partie de la Gaspésie est plus fréquemment touchée par le passage des dépressions maritimes en provenance de la côte est américaine.

Caractéristiques géologiques

Les caractéristiques géologiques de la Gaspésie, du Bas-Saint-Laurent et de l'île d'Anticosti sont présentées en détail dans le bilan *Géologie et potentiel en hydrocarbures des bassins sédimentaires du sud du Québec*, réalisé dans le cadre des présentes EES (Institut national de la recherche scientifique, Centre Eau Terre Environnement, 2015).

La Gaspésie a été structurée par deux principales orogénies : l'orogénie taconienne, à la fin de l'Ordovicien et l'orogénie acadienne, au milieu du Dévonien. Il en découle qu'elle est formée de deux grands ensembles, la ceinture taconienne, au nord et au sud-est (boutonnière de Maquereau-Mictaw), et la ceinture acadienne ou ceinture de Gaspésie (Bourque et collab., 1995), au centre et au sud de la péninsule. L'orogénie salinique (Van Staal et collab., 2009) ayant affecté principalement les Appalaches du Nouveau-Brunswick au Silurien a également eu des effets éloignés vers le nord dans les roches de la ceinture de Gaspésie (Bourque et collab., 2001; Bourque, 2001; Malo, 2001; Pinet, 2010).

La nature et le degré de maturation des roches mères identifiées indiquent que la région présente un potentiel pétrolier et gazier. Au cours de la dernière décennie, du pétrole et du gaz naturel ont été découverts en plusieurs endroits dans la partie nord-est de la péninsule (des estimations de ressources ont été faites pour ces gisements), mais le potentiel en hydrocarbures pour l'ensemble de la Gaspésie demeure largement méconnu.

Une revue des propriétés géologiques (diagenèse, porosité, perméabilité, structuration, etc.) des roches couverture et des discontinuités naturelles devrait permettre de réduire les incertitudes liées à la géologie.

Caractéristiques hydrogéologiques

Le contexte hydrogéologique des Appalaches (Gaspésie et Bas-Saint-Laurent) est constitué de roches sédimentaires (ou volcaniques) fracturées, recouvertes d'une mince couche de sédiments glaciaires. Des vallées orientées N.-O./S.-E. présentent un second environnement constitué de vallées avec des flancs qui contiennent des épaisseurs de sédiments non consolidés plus grandes (figure 2) La recharge se fait surtout sur les flancs et au fond de ces vallées, mais les zones fracturées des hautes terres y contribuent également.

Peu de moyens ont été mis en place pour évaluer l'hydrogéologie de la Gaspésie et il existe un nombre limité de piézomètres. Toutefois, une étude hydrogéologique a été réalisée dans le secteur de Haldimand près de Gaspé (CIRAIG, 2014). Cette étude (Raynauld et collab., 2014) a notamment mis en lumière le fait que l'aquifère d'eau potable, situé à moins de 40 mètres sous la surface, était séparé du réservoir pétrolier par environ 700 mètres de roche.

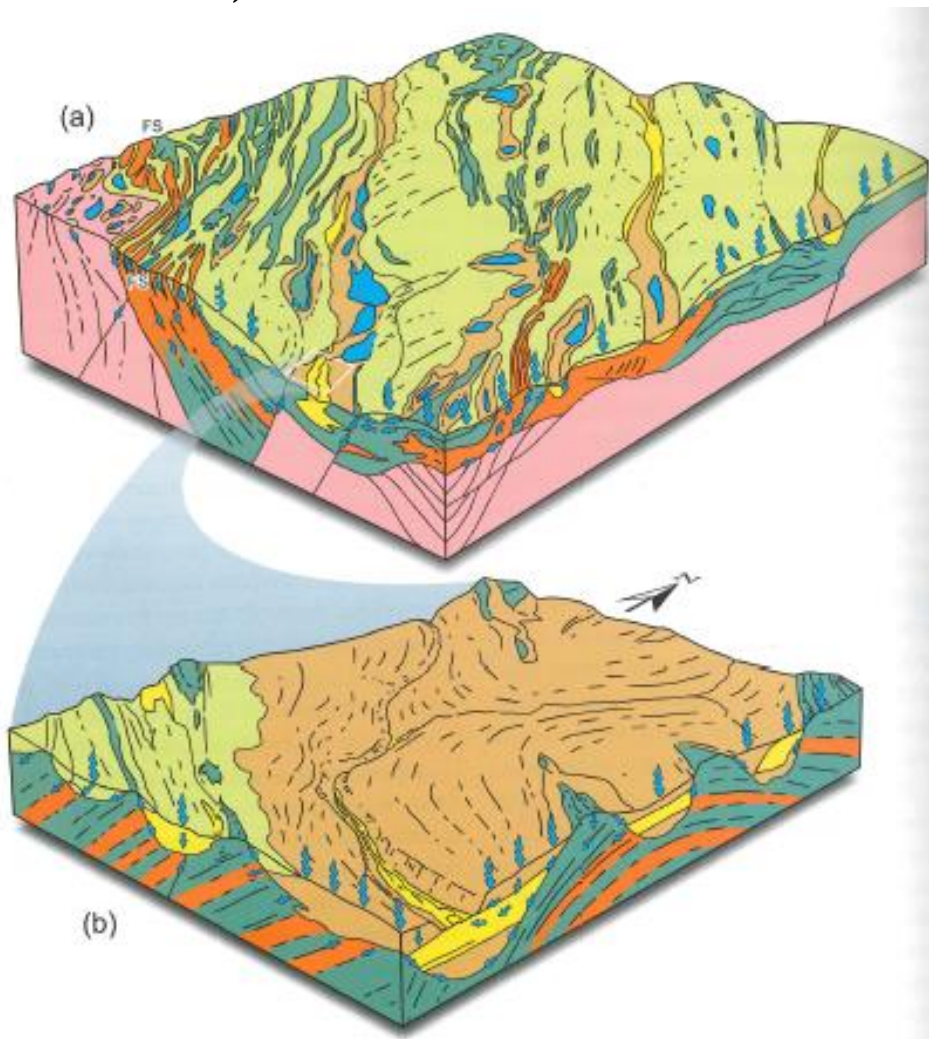
Un aquifère est une formation géologique, consolidée ou non, à partir de laquelle il est possible d'extraire un volume d'eau utilisable. Cette définition s'applique à certaines conditions, la première étant que s'il n'y a pas assez d'eau, il n'y a pas d'aquifère, la seconde, que si l'eau est trop salée pour être utilisable, ou qu'elle contient trop de matières dissoutes, la formation n'est pas réputée aquifère.

La profondeur de la base des aquifères est difficile à établir, car dans la très grande majorité des cas, les forages pour les puits d'approvisionnement en eau cessent dès que le volume d'eau requis est atteint, à une profondeur qui n'est pas nécessairement représentative de la profondeur totale de l'aquifère.

Tous les aquifères possèdent une vulnérabilité particulière à la contamination : un aquifère confiné est généralement mieux protégé contre une source de contamination à la surface qu'un aquifère en nappe libre, et un aquifère situé dans une zone de résurgence est moins vulnérable qu'un aquifère situé dans une zone de recharge.

La protection des aquifères contre la contamination provenant des profondeurs est liée à la présence de roches couverture dans les réservoirs pétroliers. En effet, la présence d'hydrocarbures liquides ou gazeux suppose un horizon géologique imperméable, en l'absence duquel les hydrocarbures, moins denses que l'eau, auraient, au cours des périodes géologiques, migré vers la surface où ils auraient été oxydés.

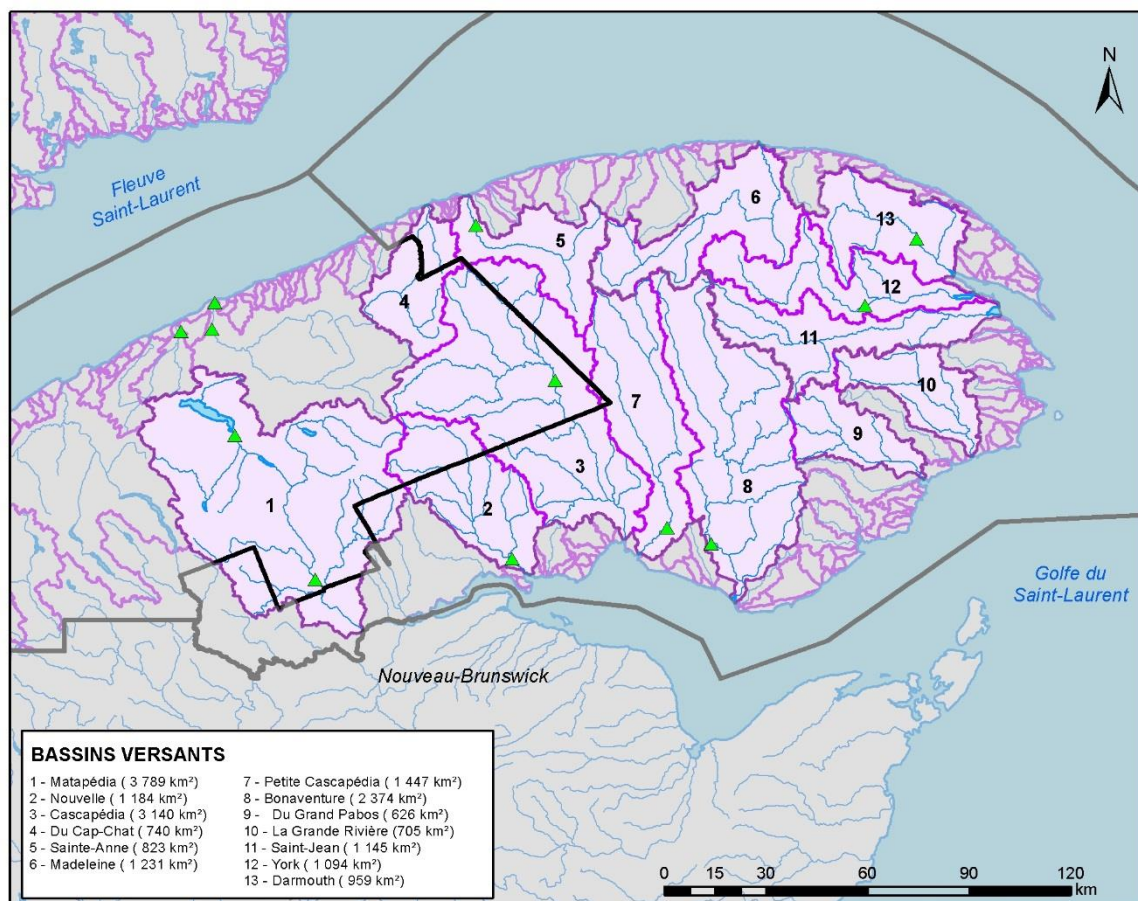
Figure 2 : Contexte hydrogéologique des Appalaches (Gaspésie et Bas-Saint-Laurent)



Caractéristiques hydrographiques et hydrologiques

La Gaspésie est bordée par les eaux salées de l'estuaire du fleuve Saint-Laurent au nord, du golfe du Saint-Laurent à l'est et de la baie des Chaleurs au sud. La région possède de nombreuses rivières principalement orientées vers le nord ou vers le sud et les lacs sont peu nombreux et de petite taille (figure 3). Les bassins versants du nord de la péninsule gaspésienne sont en général plus petits et plus abrupts que ceux situés au sud. On trouve trois bassins versants de plus de 2 000 km² en Gaspésie, ceux des rivières Matapédia, Cascapédia et Bonaventure, tous orientés vers le sud. À cheval entre le Québec et le Nouveau-Brunswick, et servant de frontière naturelle sur environ 100 km, se trouve la rivière Ristigouche dont la rivière Matapédia est tributaire. La rivière Ristigouche draine un bassin versant d'environ 12 820 km², dont un peu moins de la moitié se situe au Québec et se déverse dans la baie des Chaleurs.

Figure 3 : Emplacement et superficie à l'exutoire des principaux bassins versants de la Gaspésie



Note : Les triangles verts indiquent l'emplacement des stations hydrométriques ouvertes du Centre d'expertise hydrique du Québec (CEHQ) mesurant le débit en temps réel.

La Gaspésie compte quelques stations hydrométriques en service réparties sur différentes rivières. Les débits d'étiage de récurrence de deux ans sur sept jours consécutifs ($Q_2, 7$) y sont de l'ordre de 2 à 4 L/s par km², légèrement plus élevés que ceux des basses-terres du Saint-Laurent et du Bas-Saint-Laurent (CEHQ, 2008). L'hydraulicité annuelle moyenne y est également légèrement plus forte, avec des débits de l'ordre de 25 à 30 L/s par km². Quant aux débits de crues de récurrence de deux ans, ils sont de l'ordre de 200 à 350 L/s par km². La crue printanière s'observe généralement vers la mi-mai.

Caractéristiques écologiques

Le portrait écologique présenté ici est celui de la région naturelle de la péninsule de la Gaspésie, une unité écologique du cadre écologique de référence du Québec (CERQ)² développé par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC) (figure 4). Cette région naturelle appartient à la province naturelle des Appalaches et touche deux régions administratives, soit la Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine et le Bas-Saint-Laurent. D'une superficie d'environ 25 000 km², elle est entourée sur trois côtés par le golfe du Saint-Laurent et séparée de la masse continentale du côté ouest par les vallées principales des rivières Matapédia et Matane.

La physiographie de cette région naturelle est dominée par un vaste plateau qui s'étale essentiellement entre 300 et 600 mètres d'altitude. La surface de ce plateau est aujourd'hui découpée par de nombreuses vallées profondes et sinueuses, dont celles des rivières Cap-Chat et Sainte-Anne (au nord) et Cascapédia et Bonaventure (au sud). Ce plateau est dominé par des massifs montagneux dont les sommets s'élèvent généralement entre 800 et 1 100 m. Les deux principaux massifs sont le chaînon des monts Chic-Chocs, allant de rivière Matane jusqu'au mont Albert et le massif des monts McGerrigle où se trouve le point culminant de la Gaspésie, le mont Jacques-Cartier, à 1 270 m d'altitude. Constitués de roches plus résistantes à l'érosion (métabasaltes, ophiolites, granites), la ligne presque horizontale de ces sommets et les plateaux sommitaux du mont Albert et des monts McGerrigle témoignent de l'existence d'une ancienne pénéplaine, aujourd'hui érodée.

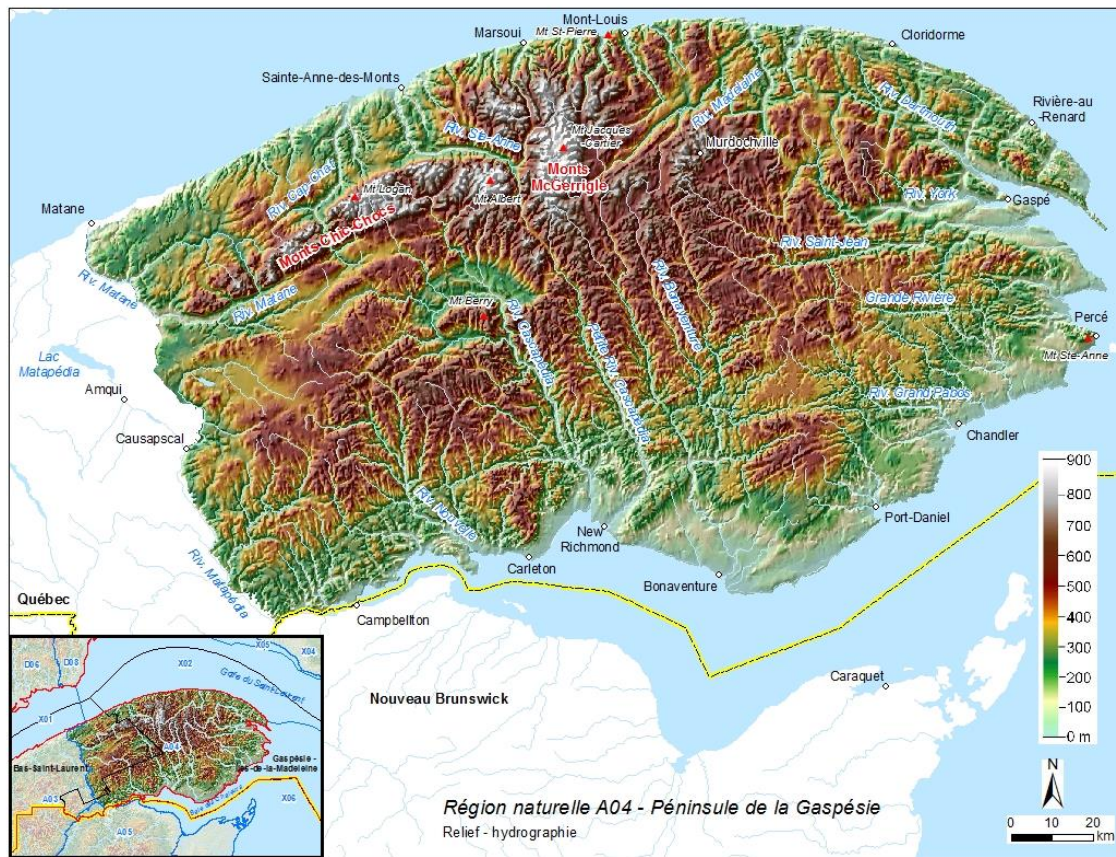
Le socle rocheux de la péninsule est principalement composé de roches sédimentaires (grès, argilites, calcaires et conglomérats), déposées pendant plusieurs épisodes océaniques sur la plate-forme continentale ou dans les bassins marins de 615 Ma jusqu'à 330 Ma. À cela s'ajoute une petite quantité de roches volcaniques (basaltes) et magmatiques (granites), tout comme les roches ultramafiques du mont Albert.

Les dépôts de surface couvrant la majorité de la péninsule de la Gaspésie sont les dépôts d'altération et de colluvion. Les dépôts glaciaires (tills) sont peu abondants, et les dépôts fluvioglaciaires, alluvionnaires, glaciaux marins et organiques se partagent, à part plus ou moins égale, le reste du territoire.

À l'exception de cette zone littorale, le territoire est faiblement occupé et la forêt est très présente sur le territoire. Les aires protégées occupent 5,5 % de la région naturelle

² Référence : http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/biodiversite/cadre-ecologique/rapports/cer_partie_1.pdf

(statistique issue du Registre des aires protégées du Québec). Des travaux sont en cours afin d'augmenter les superficies protégées de manière à répondre aux objectifs gouvernementaux en matière d'aires protégées.



Le bilan des connaissances environnementales (CIRAIG, 2014) a conclu qu'il est impossible de déterminer si les aquifères de la Gaspésie sont assez productifs pour fournir la quantité d'eau nécessaire à l'exploitation des hydrocarbures, puisqu'on possède, pour le moment, peu de connaissances sur l'hydrogéologie de la Gaspésie.

Advenant une exploitation par l'industrie des hydrocarbures en Gaspésie, une analyse détaillée des volumes d'eau disponibles sur ses bassins versants devrait être faite.

2.3 Bas-Saint-Laurent

Conditions climatiques

Comme la presque totalité du sud du Québec, le Bas-Saint-Laurent possède un climat continental froid et humide. Le littoral de cette région est constitué, jusqu'à Matane à l'est, d'un relief en terrasse de faible altitude (moins de 250 mètres) bordant l'estuaire du fleuve Saint-Laurent, y créant un climat plus maritime. Les températures annuelles moyennes de ces basses terres, qui varient entre 3 et 4 °C, sont très uniformes spatialement. Elles sont comparables à celles que l'on trouve dans des régions situées plus au sud et sont supérieures de 2 à 3 °C aux températures des régions de l'Abitibi qui se trouvent à la même latitude. Les températures annuelles moyennes diminuent graduellement avec l'éloignement du fleuve et l'augmentation de l'altitude, pour atteindre de 2 à 2,5 °C.

La moyenne annuelle des précipitations totales varie de 950 mm, sur le littoral, à 1 200 mm, à l'intérieur des terres.

Caractéristiques géologiques

Tout comme la région de la Gaspésie, la région du Bas-Saint-Laurent a été structurée par deux orogénies principales : l'orogénie taconienne, à la fin de l'Ordovicien, et l'orogénie acadienne, au milieu du Dévonien.

Les forages profonds et les levés sismiques de qualité sont rares dans cette région où la géologie est complexe et a longtemps été négligée faute d'affleurements et de données de sous-surface exploitables. La présence d'une roche mère en profondeur paraît établie, mais ses caractéristiques demeurent théoriques. De récents développements indiquent toutefois que le potentiel pétrolier et gazier de la région est réel et mérite d'être revisité de manière approfondie, à la lumière de nouveaux modèles géologiques et de nouveaux concepts d'exploration.

L'exploration dans cette région longtemps négligée pourrait être revitalisée en dressant une synthèse des données, en révisant les modèles géologiques et les concepts d'exploration et en faisant la collecte de nouvelles données. Plusieurs publications et une découverte récente justifient cet effort.

Caractéristiques hydrogéologiques

Les caractéristiques hydrogéologiques du Bas-Saint-Laurent ayant été décrites avec celles de la Gaspésie, elles ne seront pas reprises dans la présente section.

Les connaissances sur les eaux souterraines du Bas-Saint-Laurent sont peu nombreuses et fragmentaires. Aucun projet de cartographie hydrogéologique n'avait été achevé ou était

en cours de réalisation dans cette région avant 2012 (Université du Québec à Rimouski, 2012).

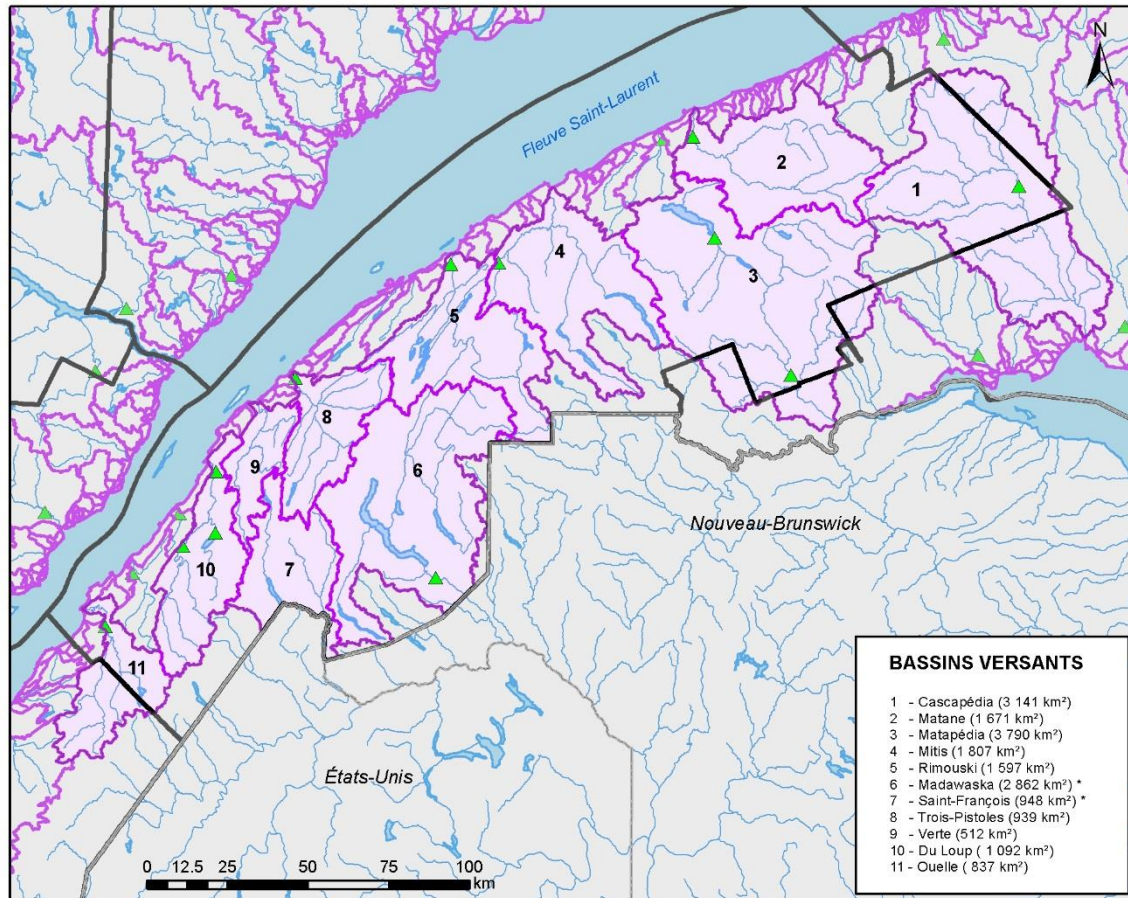
Depuis 2012, un projet du Programme d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines (PACES) est en cours. Cette étude est pilotée par l'Université du Québec à Rimouski, en partenariat avec le Centre Eau Terre Environnement de l'Institut national de la recherche scientifique (INRS-ETE). Elle touche la partie nord-est du Bas-Saint-Laurent et a notamment pour objectif de dresser un portrait des conditions hydrogéologiques (qualité, quantité et vulnérabilité de l'eau souterraine) à l'échelle du bassin versant.

Caractéristiques hydrographiques et hydrologiques

La région du Bas-Saint-Laurent est longée au nord-ouest par l'estuaire moyen et l'estuaire maritime du fleuve Saint-Laurent. De la pointe de l'île d'Orléans jusqu'à l'embouchure du Saguenay, l'eau du fleuve est saumâtre et contient beaucoup de sédiments en suspension. L'estuaire maritime débute à l'embouchure du Saguenay. L'eau y est salée avec des apports en eau douce et les marées sont fortes.

Le Bas-Saint-Laurent contient quelques bassins versants, la plupart de moyennes superficies, assis dans la province écologique des Appalaches. Les lacs sont en général de petite superficie (90 % ont moins de 20 ha). La région comporte toutefois deux grands lacs, le lac Témiscouata (66,82 km²) et le lac Matapédia (38,07 km²). Une part des bassins s'écoule en direction nord-ouest dans l'estuaire fluvial (figure 5). Ceux-ci font partie de la région hydrologique 02 – Saint-Laurent sud-est. Au sud, les rivières Madawaska et Saint-François s'écoulent en direction sud et sont tributaires du fleuve Saint-Laurent. Ce dernier coule en partie aux États-Unis dans l'état du Maine avant de traverser la province du Nouveau-Brunswick pour se jeter dans la baie de Fundy. À l'est, les rivières Matapédia et Cascapédia coulent vers la baie des Chaleurs.

Figure 5 : Emplacement et superficie à l'exutoire des principaux bassins versants du Bas-Saint-Laurent



Note : La région du Bas-Saint-Laurent est délimitée en noir sur la figure. Pour les bassins versants de la rivière Madawaska et Saint-François, la superficie indiquée correspond à la superficie drainée en sol québécois. Les triangles verts indiquent l'emplacement des stations hydrométriques actuellement en service du Centre d'expertise hydrique du Québec (CEHQ) mesurant le débit en temps réel.

Quelques stations hydrométriques jaugent les bassins versants s'écoulant en direction de l'estuaire ainsi que le bassin versant de la Matapédia. Le débit annuel moyen est de l'ordre de 20 à 25 L/s par km². Les débits d'étiage de récurrence de deux ans sur sept jours consécutifs ($Q_2, 7$) sont généralement compris entre 1 et 3 L/s par km². Les débits de crue de récurrence de deux ans (Q_2) sont de l'ordre de 150 à 250 L/s par km² et la crue printanière se produit généralement vers la fin avril.

Détermination des eaux utilisables, évaluation de leur quantité et détermination des cours d'eau qui ne peuvent pas fournir le volume nécessaire à l'industrie

Comme pour la Gaspésie, il y a peu de connaissances sur l'hydrogéologie du Bas-Saint-Laurent pour le moment, si bien qu'il est impossible de déterminer si les aquifères sont assez productifs pour fournir la quantité d'eau nécessaire à l'exploitation des hydrocarbures dans cette région (CIRAIG, 2014).

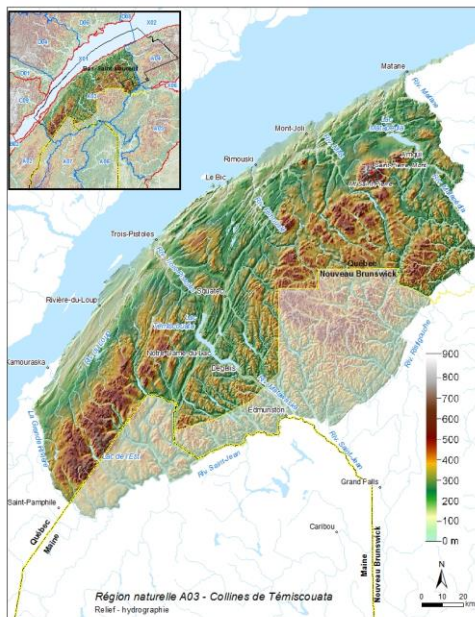
Pour ce qui est des eaux de surface, même si, globalement, il existe assez d'eau à l'échelle du Québec pour satisfaire les besoins de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures (Gangbazo, 2013), aucune étude n'a été réalisée à ce jour sur les cours d'eau du Bas-Saint-Laurent afin de déterminer ceux qui ne peuvent pas fournir le volume d'eau nécessaire à l'industrie.

Advenant la mise en place de l'industrie de l'exploitation des hydrocarbures au Bas-Saint-Laurent, une analyse détaillée des volumes d'eau disponibles devra être faite pour les bassins versants du Bas-Saint-Laurent.

Caractéristiques écologiques

Le portrait écologique présenté ici est celui de la région naturelle des collines du Témiscouata, une unité écologique du cadre écologique de référence du Québec (CERQ) développée par le MDDELCC (figure 6). Dans sa partie québécoise, cette région naturelle couvre la majeure partie de la région administrative du Bas-Saint-Laurent. La région naturelle des collines du Témiscouata fait partie de la province naturelle des Appalaches. Elle est délimitée au nord-ouest par l'estuaire du Saint-Laurent, au nord-est par les rivières Matapédia et Matane, au sud-est par la rivière Ristigouche, au sud par la rivière Saint-Jean et au sud-ouest par la Grande Rivière. D'une superficie totale de près de 24 000 km², les trois quarts se trouvent au Québec et un quart se trouve au Nouveau-Brunswick et au Maine.

Figure 6 : Localisation de la région naturelle des collines du Témiscouata



Le relief de cette région naturelle se caractérise par des collines aux sommets arrondis, ou par des blocs de crêtes et de sillons séparés par des terrains ondulés et parfois mal drainés, généralement situées entre 200 et 500 m d'altitude. Certaines collines dépassent 600 m alors que le mont Saint-Pierre culmine à 906 m. Le relief sur la frange littorale longeant l'estuaire du Saint-Laurent, composé de petites plaines allongées séparées par des crêtes rocheuses ou des coteaux de faible dénivelé, est beaucoup plus doux.

Le socle rocheux est partagé par des roches sédimentaires (conglomérats, grès, argilites et calcaires). Elles ont été plissées et déformées pendant la formation consécutive de deux chaînes de montagnes, les chaînes taconienne et acadienne. Il n'y a pas de présence significative de roches volcaniques ou magmatiques en surface comparées aux régions naturelles avoisinantes.

Bien que cette région naturelle ait été successivement recouverte par deux types de glaciers, d'abord continental puis régional, les dépôts glaciaires ont subi peu de déplacement. Le till mince couvre les parties sommitales et s'épaissit sur les versants et dans les vallées. Dans plusieurs secteurs au nord du 48^e parallèle, les dépôts proviennent de l'altération de l'assise rocheuse. Les dépôts fluvioglaciaires sont abondants dans les vallées, notamment dans le secteur du lac Témiscouata. On trouve également des sédiments glaciaux lacustres dans les vallées de Grand Falls (Nouveau-Brunswick) jusqu'à Squatec. Sur la frange littorale du Saint-Laurent, les dépôts glaciomarins, littoraux et organiques occupent la majeure partie du territoire, héritage de la pénétration et du retrait de la mer postglaciaire de Goldthwait.

Cette région naturelle est comprise dans le domaine bioclimatique de la sapinière à bouleau jaune. Cependant, les érablières d'érable à sucre qui comptent d'autres essences feuillues occupent les sites bien drainés à moins de 400 m d'altitude, où la température moyenne annuelle est supérieure à 2 °C. Les forêts mixtes ou résineuses occupent plutôt le fond des vallées et les dépressions mal drainées. Côté faunique, on remarque la présence de sauvagine sur les battures en bordure du fleuve et de gros gibier, dont les originaux, dans les grands massifs boisés.

La proportion de la région ayant un statut de conservation représente 1,9 % (statistique issue du Registre des aires protégées du Québec), loin des cibles de conservation adoptées par le gouvernement du Québec. Des travaux sont en cours afin d'augmenter les superficies protégées de manière à répondre aux objectifs gouvernementaux. La conciliation des enjeux de conservation et des permis accordés sur le territoire, incluant les permis d'exploitation de gaz et de pétrole qui couvrent une proportion importante de la région, représente un défi.

2.4 Île d'Anticosti

Avec une superficie de 7 943 km², l'île d'Anticosti est la plus grande île du Québec. Elle est située dans la province naturelle de l'estuaire et du golfe du Saint-Laurent.

Conditions climatiques

L'île compte quatre stations automatiques gérées par Environnement Canada et la Société de protection des forêts contre le feu (SOPFEU).

En utilisant les relevés météorologiques les plus récents, on peut affirmer que l'île d'Anticosti, comme la presque totalité du sud du Québec, possède un climat continental froid et humide.

Par ailleurs, l'île est fortement influencée par la présence du golfe du Saint-Laurent qui l'entoure et lui confère un climat essentiellement maritime. Cette particularité, combinée à son absence de relief important, les plus hauts sommets de l'île atteignent tout juste 300 m d'altitude, fait en sorte que le climat de l'île est très uniforme avec des températures annuelles moyennes d'environ 3,5 °C et des précipitations annuelles de l'ordre de 900 mm.

Caractéristiques géologiques

L'île d'Anticosti constitue l'essentiel des terres émergées de la plate-forme d'Anticosti. Cette dernière s'est développée dans un bassin sédimentaire paléozoïque en bordure de la marge cratonique précambrienne. La séquence sédimentaire de l'île d'Anticosti est constituée de dépôts d'âge Ordovicien inférieur (Trémadocien) à Silurien inférieur (Llandovérien), principalement composés de shales calcaireux et de carbonates.

Un petit nombre de forages exploratoires profonds et quelques campagnes sismiques ont été réalisés sur l'île d'Anticosti. Ces efforts ont permis de mettre en évidence la présence de réservoirs conventionnels comportant essentiellement de l'eau salée plutôt que des hydrocarbures. On note la présence d'une roche mère qui comporte un potentiel pétrolier dans les zones de faible maturité thermique et gazier vers le sud-ouest de l'île, là où la maturité thermique est plus forte. Plus récemment, le potentiel non conventionnel de cette roche mère a commencé à faire l'objet de recherches actives. L'exploration de ces shales, encore à ses débuts, n'a pas permis de déterminer avec certitude si leur exploitation serait économiquement viable. Il convient toutefois de signaler que les études AECN01 et AECN02 définissent certains scénarios de développement qui pourraient atteindre une rentabilité économique.

À l'exception d'un petit nombre de lignes sismiques anciennes, au nord, le bassin d'Anticosti est presque vierge de toute exploration. Son potentiel en hydrocarbures demeure théorique, mais paraît prometteur dans la mesure où la Formation de Macasty, une roche mère qui présente un potentiel en hydrocarbures, devrait être présente dans une bonne partie du bassin.

Sols

Il n'a pas été jugé nécessaire d'étudier la caractérisation initiale des sols sur l'île d'Anticosti dans le cadre de la présente EES parce qu'il s'agit d'une responsabilité qui incombe au promoteur, comme le stipule la section 2.2 des *Lignes directrices provisoires sur l'exploitation gazière et pétrolière* (MDDELCC, 2014b) : « [...] le requérant doit, avant de réaliser son projet, procéder à la caractérisation des sols et de l'eau souterraine ».

L'étude de caractérisation est balisée par les trois documents suivants :

- le Guide de caractérisation des terrains (Ministère de l'Environnement, 2003);
- la Caractérisation physico-chimique de l'état initial des sols avant l'implantation d'un projet industriel (document en préparation au MDDELCC);
- la Révision des paramètres à analyser et des mesures à effectuer en lien avec la radioactivité émise par les sols, telle que décrite dans l'étude GENV27 (MDDELCC, 2015).

Le Guide de caractérisation des terrains traite de la caractérisation des terrains de manière générale alors que la Caractérisation physico-chimique de l'état initial des sols avant l'implantation d'un projet industriel apporte des précisions relativement à l'activité concernée. Quant à l'étude GENV27 (MDDELCC, 2015), elle décrit les paramètres à analyser lors de la caractérisation des radionucléides dans les sols.

Stabilité des sols

Selon l'étude AENV21 (Fournier et Deschênes, 2015), les données disponibles concernant les dépôts de surface pour le territoire d'Anticosti sont assez peu nombreuses. L'analyse réalisée repose sur la carte des dépôts meubles produite par la Commission géologique du Canada (CGC) ainsi que sur l'interprétation de photographies aériennes, notamment sur une couverture à l'échelle 1 : 40 000 de 1975.

La carte de la Commission indique que les dépôts de surface se trouvent principalement au pourtour de l'île alors que le socle rocheux affleure au centre. En ce qui concerne les dépôts de surface, on note la présence de sols argileux, principalement du côté sud de l'île entre les rivières Sainte-Marie et Galiote. Ce type de dépôt représente un risque accru de glissements de terrain; des précautions devront être prises là où l'on en trouve.

À la lumière de cette information, un examen des photographies aériennes disponibles a été fait, en particulier aux endroits où la carte indiquait la présence de dépôts argileux. L'analyse a permis d'apercevoir ce qui semble être la cicatrice d'un important glissement de terrain survenu dans les dépôts argileux. Ce type de glissement, qui peut atteindre plusieurs centaines de mètres, est typique des dépôts d'argile sensible.

Caractéristiques des eaux

Hydrogéologie

L'hydrogéologie de l'île d'Anticosti est complexe en raison de la présence d'un territoire karstique, une formation géologique présente en surface, formée avec de la roche chimiquement soluble ayant des caractéristiques hydrogéologiques particulières, extrêmement variables, non généralisables et très vulnérables à la contamination. Les contaminants peuvent facilement voyager dans un aquifère karstique et être dispersés rapidement et sur de longues distances.

Dans les années 1980, un groupe de recherche de l'Université de Sherbrooke a conduit plusieurs études qui ont permis de déterminer deux zones karstiques majeures, Jupiter et Saumon, caractérisées par de nombreuses dolines (formes terrestres arrondies causées par la dissolution du roc), par l'élargissement des diaclases par dissolution ainsi que par des pertes dans les ruisseaux et des résurgences majeures. Dans ces zones, le niveau d'eau des lacs peut varier de plusieurs mètres en une semaine quand la glace dans les dolines fond au début de l'été. La grotte à la Patate est une autre manifestation du phénomène karstique.

Par ailleurs, des chercheurs de l'Université d'Ottawa ont identifié une source de saumure et de méthane à proximité de la rivière Chaloupe, non loin de la projection en surface de la faille de Jupiter. Cette source est associée à un monticule carbonaté d'environ 1 m de hauteur et 30 m de diamètre. Selon les indications préliminaires, le méthane qui en émane serait, au moins en partie, d'origine thermogénique et issu d'un réservoir en sous-surface qui n'a pas été observé dans la succession sédimentaire de l'île.

Il faudra approfondir les connaissances dont nous disposons actuellement pour mieux définir l'origine des fluides et leur cheminement dans la couverture rocheuse.

Il n'existe actuellement aucune cartographie des ressources en eau souterraine sur l'île d'Anticosti et il n'y a aucune station de mesure effectuant le suivi des eaux souterraines sur l'île (CIRAIG, 2014). Il y a donc un manque de connaissances scientifiques sur les caractéristiques hydrogéologiques de l'île et sur le contenu géochimique de l'eau souterraine qui nous empêche actuellement d'évaluer la connectivité naturelle entre les régions profondes et les aquifères de surface.

En février 2014, Pétrolia a annoncé la réalisation d'une étude hydrogéologique sur l'île d'Anticosti (Pétrolia, 2014) par le Centre Eau Terre et Environnement de l'Institut national de la recherche scientifique (INRS-ETE). Cette étude, échelonnée sur une période de trois ans (voir la figure 7), poursuit quatre objectifs :

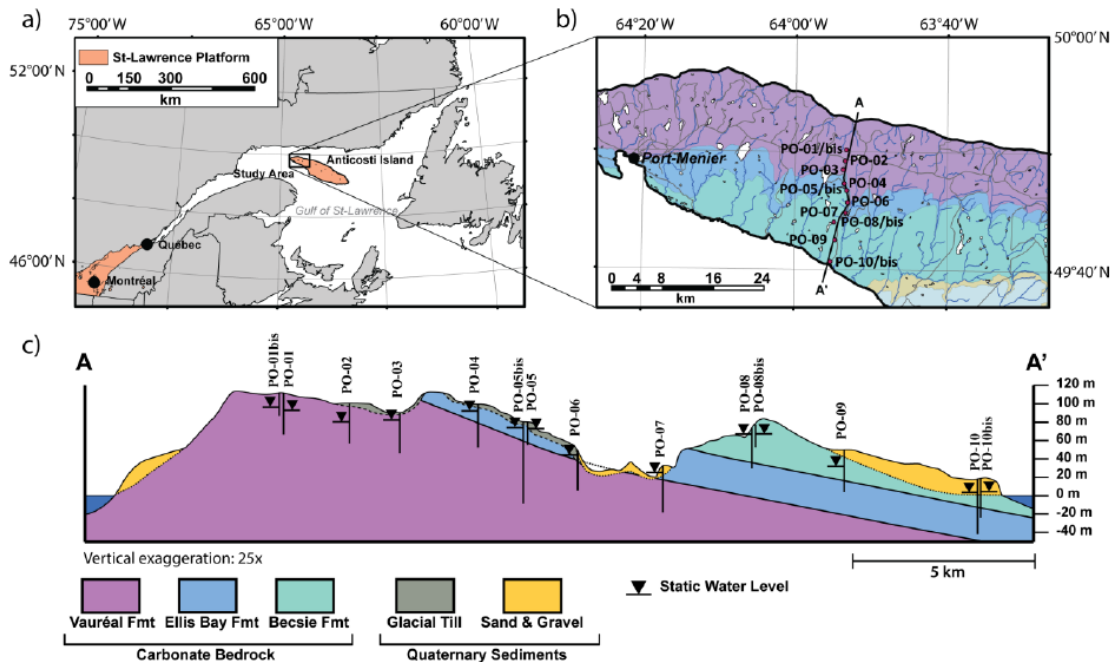
1. mettre en place 14 puits d'observation sur 10 sites et prélever des échantillons d'eau souterraine pour caractériser la qualité de l'eau présente;
2. caractériser de manière détaillée les conditions géologiques et hydrogéologiques actuelles;

3. assurer le suivi de l'évolution de la qualité de l'eau au cours des travaux menés par Pétrolia et mettre en place un système de détection et de correction de problèmes éventuels;
4. intégrer l'ensemble des résultats et produire des recommandations visant à minimiser les impacts potentiels des activités pétrolières sur les eaux souterraines.

Les résultats préliminaires, basés sur l'information recueillie lors de la campagne de 2014, montrent ce qui suit :

- Dans le secteur où l'entreprise a effectué les travaux, le système d'écoulement, caractérisé par des valeurs assez basses de conductivité hydraulique (de 2×10 à $5 \times 10 - 6$ m/sec), dépend surtout de la topographie.
- La géochimie de surface (20 à 102 m de profondeur) suit surtout un patron de dissolution des carbonates et d'échange ionique calcium-sodium et toutes les eaux échantillonnées sont de type Ca-HCO_3 ou NA-HCO_3 (ce qui est similaire aux résultats obtenus par l'équipe de l'Université de Sherbrooke dans le secteur de Jupiter et des lacs karstiques). Ces signatures hydrochimiques fournissent de l'information sur l'évolution des eaux et sur leur circulation. Ainsi, les patrons d'écoulement semblent délimités par les zones de recharge et de résurgence. Ces zones sont surtout contrôlées par la topographie.
- L'analyse des échantillons n'a pas révélé la présence de composés organiques volatils ni d'hydrocarbures dans l'eau. Par contre, du gaz a été décelé dans l'espace d'air des puits. Il n'a pas été possible de détecter le méthane avec les instruments en place.
- Le système aquifère est constitué d'un système fracturé dans les carbonates, dominé par des fractures horizontales et caractérisé par une diminution de la fréquence des fractures en profondeur. La circulation verticale de l'eau se fait probablement de la surface vers les profondeurs, le long des fractures naturelles verticales présentes à Anticosti.

Figure 7 : Illustration des travaux effectués par l'INRS-ETE à l'île d'Anticosti en 2014 pour le compte de la compagnie Pétrolia



Note : a) emplacement de l'île d'Anticosti; b) disposition des piézomètres; c) coupe géologique et niveaux piézométriques.

L'obligation de faire des études hydrogéologiques avant de mettre en place des forages pétroliers et gaziers contenue dans le chapitre 5 du Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection (RPEP) (c. Q-2, r.35.2) permettra de documenter la situation des eaux souterraines de l'île d'Anticosti.

Hydrographie et hydrologie

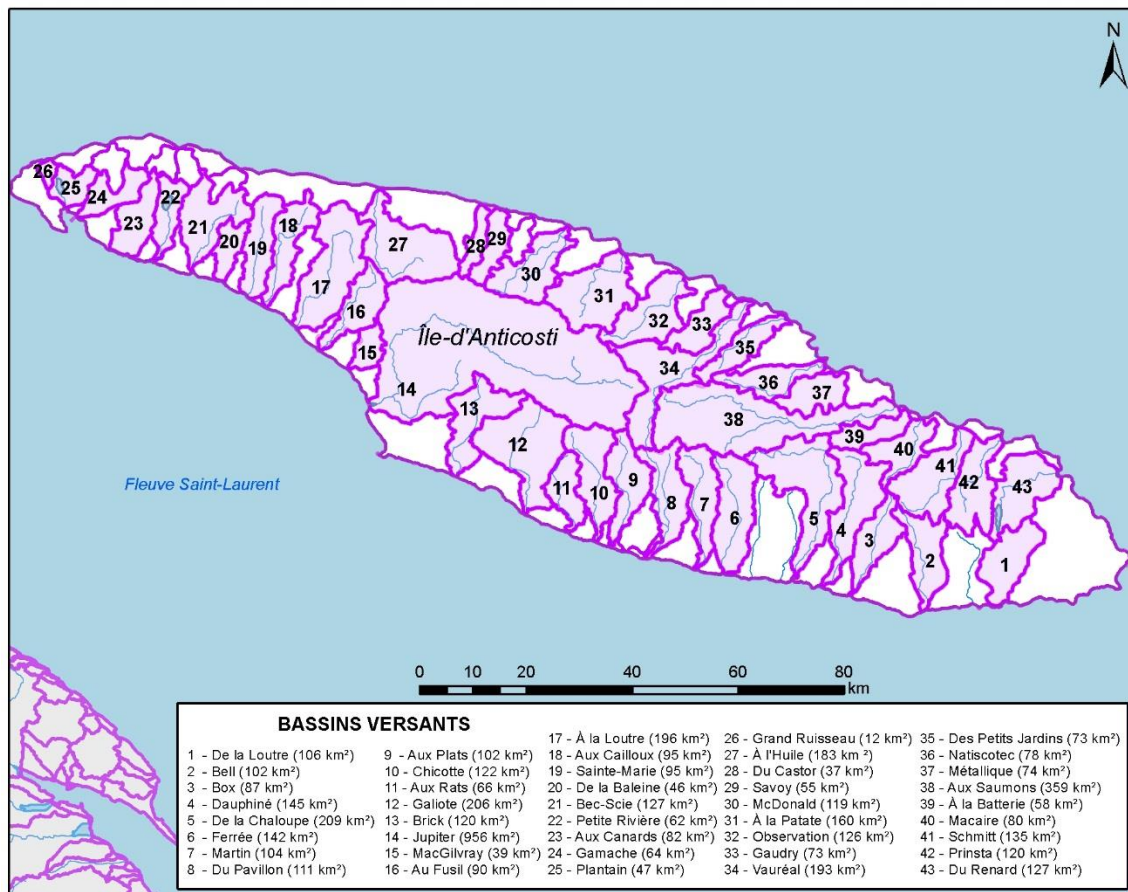
L'île d'Anticosti compte de nombreux bassins versants de petites superficies (généralement inférieures à 200 km²) (figure 8). Les bassins versants des rivières Jupiter et aux Saumons font exception, avec des superficies de 956 et 358 km². Ce sont les deux plus grands bassins versants de l'île. La plupart des bassins versants ont une forme allongée, perpendiculaire au rivage. L'île compte plusieurs zones karstiques qui peuvent interagir avec les eaux de surface.

Elle est par ailleurs dépourvue de stations hydrométriques depuis plusieurs années. Deux stations, l'une sur la rivière à l'Huile (135201) et l'autre sur la rivière Jupiter (132901) ont été fermées en 1993.

Dans le cadre des présentes EES, une analyse des données de ces stations a soulevé des doutes sur leur fiabilité en ce qui concerne les crues et les étiages. L'instabilité des sections de contrôle à ces stations, combinée au fait que peu de jaugeages ont été faits en étiage et en crue, a entraîné une imprécision des courbes de tarage, qui sont établies pour étalonner la variation des débits en fonction des niveaux d'eau enregistrés par les instruments. Néanmoins, les données de la station de la rivière à l'Huile ont été jugées

suffisamment fiables pour être retenues pour l'analyse des faibles débits. Partant de ces données, le débit d'étiage de récurrence $Q_{2,7}$ a été estimé à 0,94 L/s par km² à cette station, valeur qui a été transposée à l'ensemble des bassins versants de l'île. Il s'agit d'une valeur plutôt faible, si on la compare à celles généralement observées au Québec. Elle est néanmoins comparable aux valeurs d'étiage observées pour certains bassins versants situés en Estrie et en Montérégie. Dans cette dernière région, on peut notamment observer des valeurs plus faibles. Par ailleurs, les écoulements de surface sur l'île sont assez peu connus.

Figure 8 : Emplacement et superficie à l'exutoire des principaux bassins versants de l'île d'Anticosti



Cours d'eau

Il y a près de 10 000 km de cours d'eau sur l'île d'Anticosti. La densité de drainage est donc de 1,23 km/km² de territoire. En comparaison, les provinces naturelles du sud du Québec ont des densités de cours d'eau plus élevées, soit 1,5 à 1,8 km/km² (Tableau 4).

Tableau 4 : Densité de cours d'eau dans les provinces naturelles du sud du Québec

Province naturelle	Densité de cours d'eau (km/km ²)
A- Appalaches	1,6
B- Basses-terres du Saint-Laurent	1,8
C- Laurentides méridionales	1,5

L'île compte une centaine de bassins versants de niveau 1 (rivières dont l'exutoire se situe dans le fleuve). Leur superficie varie énormément d'une rivière à l'autre (tableau 5). Le bassin versant de la rivière Jupiter est de loin le plus grand de l'île, avec une superficie de 956 km², presque trois fois supérieure à celle du deuxième plus grand bassin versant, celui de la rivière aux Saumons. À titre de comparaison, les superficies de bassin versant des principales rivières du sud du Québec sont beaucoup plus importantes.

Tableau 5 : Superficie des 10 plus grands bassins versants de l'île d'Anticosti comparée à celles de quelques bassins versants du sud du Québec

Territoire	Rivière	Superficie du bassin versant (km ²)
Sud du Québec	Saint-Maurice	42 651
	Yamaska	4 798
	Batiscan	4 683
	Du Chêne	803
	Saint-Charles	544
Anticosti (les 10 plus grands bassins versants)	Jupiter	956
	Aux Saumons	359
	Chaloupe	209
	Galiote	206
	À la Loutre	196
	Vauréal	193
	À l'Huile	183
	À la Patate	160
	Dauphiné	145
	Ferrée	142

Lacs

À Anticosti, les étendues d'eau représentent près de 214 km², soit 2,7 % de la superficie de l'île. Elles se répartissent comme suit, de manière inégale sur le territoire : cours d'eau larges (16 %), lacs (76 %) et mares (9 %) (tableau 6; figure 9). La majorité des mares se trouve dans la portion est de l'île, qui présente une forte densité de tourbières.

Plusieurs lacs et mares ne sont pas connectés au réseau hydrographique de surface. Deux secteurs bien différents comportent des lacs non connectés au réseau hydrographique de surface. Il s'agit de :

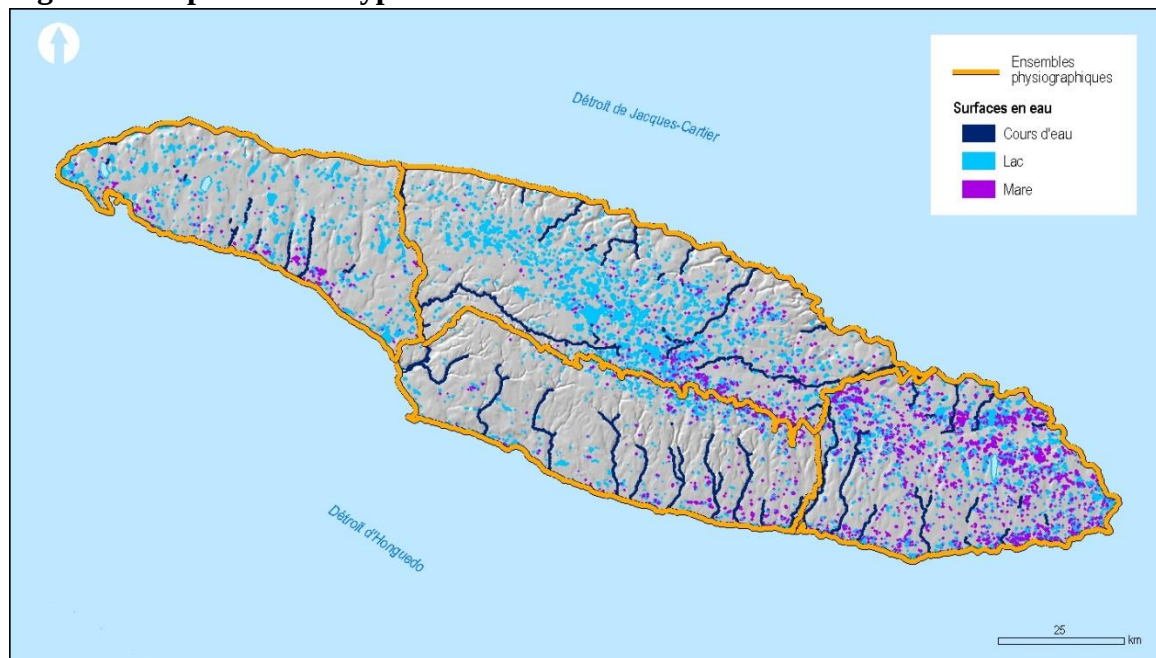
- la pointe est de l'île qui compte de nombreux milieux humides. Plusieurs lacs de cette section étant enchâssés dans des sols organiques (tourbières), ils peuvent donc avoir un lien hydrologique avec le réseau par les sols. Ils se concentrent dans les sections aval des bassins versants;
- la section centrale de l'île, où les lacs non connectés sont situés plutôt en tête du bassin versant, sur des dépôts d'altération peu profonds.

Tableau 6 : Répartition des superficies en eau sur l'île d'Anticosti

Description	Nombre	Superficie (km ²)	Superficie en eau (%)
Cours d'eau large	134	33,37	16
Lac	5 281	162,30	76
Mare	7 398	18,79	8
Total	12 813	214,46 km ²	

La dynamique de nombreux lacs est influencée par les phénomènes karstiques. Une analyse hydrogéomorphologique a permis de documenter les phénomènes associés à une importante variation du niveau des lacs de la portion centrale de l'île, où la présence de dolines en milieu lacustre et la grande perméabilité des calcaires provoquent des variations importantes de niveaux d'eau contrôlées par l'hydrologie de surface, l'évaporation, mais aussi et surtout, par les battements de la nappe phréatique et par le réseau karstique souterrain (Côté, Dubois, Hétu et Gwyn, 2006).

Figure 9 : Répartition et types de surfaces en eau sur l'île d'Anticosti



Détermination des eaux utilisables, évaluation de leur quantité et détermination des cours d'eau qui ne peuvent pas fournir le volume nécessaire à l'industrie

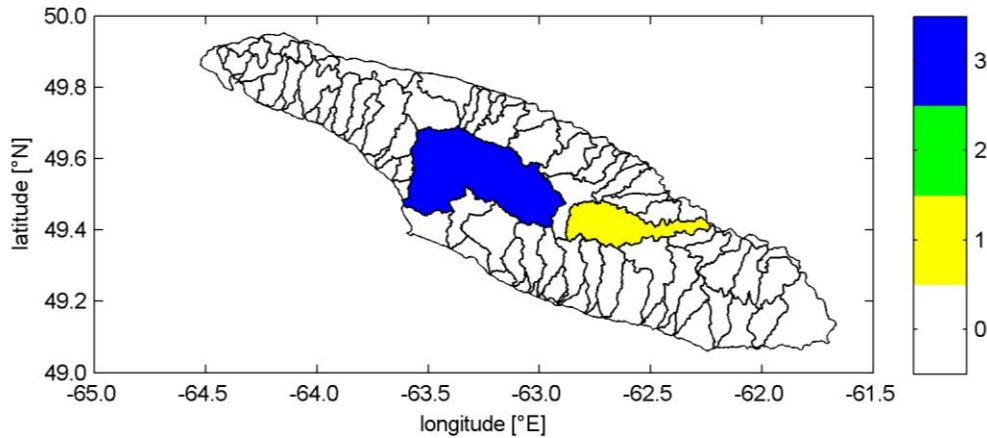
Au moment de la rédaction du présent document, l'industrie n'avait pas encore déterminé si elle utiliserait de l'eau ou d'autres produits (propane, azote ou gaz carbonique [CO₂]) pour faire de la fracturation sur l'île d'Anticosti. Cela dit, il n'existe actuellement aucune information sur la disponibilité d'eau souterraine et très peu sur les eaux de surface de l'île.

Compte tenu du manque d'information, il est difficile de déterminer avec précision si les eaux de surface de l'île d'Anticosti sont en mesure de satisfaire à la fois le prélèvement d'une certaine quantité d'eau et les besoins de l'industrie sans nuire au milieu naturel. Comme dans l'étude sur les besoins en eau de l'industrie du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent, il a fallu faire plusieurs hypothèses et de nombreuses simplifications³.

Compte tenu des incertitudes décrites ci-dessus, les études AENV02, AENV03 et AENV06 (Kirby et collab., 2015) ont montré que seulement deux bassins versants de l'île d'Anticosti pourraient subvenir à des besoins en prélèvement de 38,7 L/s. Il s'agit des bassins versants de la rivière aux Saumons (359 km²) (en jaune dans la figure 6) et de la rivière Jupiter (956 km²) (en bleu dans la figure 10). Au mieux, ces bassins pourraient respectivement subvenir aux besoins d'un et de trois sites de forage multipuits exploités simultanément sur le territoire des rivières aux Saumons et Jupiter.

³ Les besoins en eau de l'industrie des hydrocarbures étant comparables à ceux de l'industrie du gaz de schiste pour la fracturation hydraulique, il est possible de conclure que l'industrie aurait besoin d'un volume total de 1 670 m³ d'eau par étape de fracturation (segment horizontal d'environ 120 m de longueur). Pour un puits horizontal d'une longueur typique de 1 600 m, le volume d'eau total requis pour les 13 étapes de fracturation serait donc 21 710 m³. Basé sur les études de l'industrie du gaz de schiste, un scénario d'exploitation comportant deux étapes de fracturation par jour requerrait un volume d'eau quotidien de 3 340 m³. Les prélèvements à faire sur un cours d'eau pour répondre à ce besoin se traduisent en un débit quotidien moyen à prélever de 38,7 L/s, et ce, tout au long de l'opération de fracturation sur un site de forage donné. Dans l'industrie du gaz de schiste, une plate-forme de forage type ayant été définie comme étant un site composé de 10 puits horizontaux, la durée totale de l'opération de fracturation est de 39 jours.

Figure 10 : Illustration du nombre maximum de sites multipuits pouvant prélever simultanément l'eau des bassins versants de l'île d'Anticosti, selon un scénario de prélèvements de 38,7 L/s et un critère de prélèvement maximum admissible équivalant à 15 % du Q_{2,7} de chaque bassin versant.



À ce titre, il paraît nécessaire d'acquérir des connaissances sur le milieu naturel de l'île d'Anticosti, et plus particulièrement sur le régime hydrique des cours d'eau et les besoins en eau des écosystèmes, afin de mieux comprendre et gérer les impacts cumulatifs des prélèvements sur un cours d'eau donné si ces prélèvements se font dans les rivières.

Le Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection (RPEP) (c. Q-2, r.35.2) est en vigueur depuis 2014. Dorénavant, une autorisation est requise en vertu de l'article 31.75 de la Loi sur la qualité de l'environnement (LQE) (RLRQ, chapitre Q-2) pour effectuer un prélèvement d'eau de surface ou d'eau souterraine dont le volume est égal ou supérieur à 75 000 litres par jour. Par conséquent, lors de l'analyse des projets de prises d'eau de surface, l'impact sur le milieu et sur les autres usagers doit notamment être pris en compte. À cette fin, outre les exigences du règlement, il a été déterminé qu'un critère cumulatif de 15 % du Q_{2,7} soit utilisé parmi d'autres critères afin de prévenir les impacts négatifs de plusieurs prélèvements sur le même cours d'eau.

Advenant que le gouvernement autorise le développement des hydrocarbures sur l'île et que le MDDELCC ait à traiter une demande d'autorisation pour les prélèvements d'eau, il lui sera alors nécessaire d'avoir les connaissances appropriées pour analyser la demande ou pour demander à l'industrie de lui fournir une information en particulier.

Qualité de l'eau

L'étude AENV09 (Hébert et Pelletier, 2015) a été entreprise dans le cadre de la présente EES afin d'obtenir des données sur la qualité de l'eau à Anticosti.

Ainsi, neuf stations réparties sur huit rivières de l'île d'Anticosti ont été échantillonnées à six reprises pendant la période libre de glace entre octobre 2014 et août 2015 afin de

caractériser la qualité physicochimique des eaux. Les paramètres analysés sont tirés de la liste qui apparaît à l'annexe 2 du Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection (RPEP) (c. Q-2, r.35.2). Ils regroupent les paramètres usuels de qualité de l'eau ainsi que les éléments naturels pouvant être affectés par les activités de forage et de fracturation. Ils incluent aussi certains contaminants susceptibles d'être générés par ces activités. La qualité générale de l'eau a été évaluée à l'aide de l'indice de qualité bactériologique et physicochimique (IQBP), un indice de qualité de l'eau qui, dans la présente étude, prend en compte le phosphore total, les nitrites et les nitrates, l'azote ammoniacal et les matières en suspension.

Les résultats montrent que toutes les rivières de l'île d'Anticosti ayant fait l'objet d'un suivi présentent une très bonne qualité d'eau, l'IQBP variant entre 94 et 99 selon la station alors que le maximum est de 100. Les concentrations de phosphore, de nitrites-nitrates et d'azote ammoniacal sont très faibles et largement en dessous des critères de qualité fixés pour contrer les effets chroniques afin de protéger les plans d'eau contre l'eutrophisation (0,030 mg/l de phosphore) et de protéger la vie aquatique (2,9 mg/l pour les nitrites-nitrates et entre 0,21 et 1,8 mg/l pour l'azote ammoniacal). Les eaux des rivières d'Anticosti sont claires et transparentes : la turbidité varie entre 0,1 et 2,8 UNT et les concentrations de matières en suspension sont faibles et largement inférieures à la valeur guide de 13 mg/l qui sert à départager les classes de qualité satisfaisante et douteuse de l'IQBP. Étant donné les très faibles concentrations en nutriments et la transparence de leur eau, les rivières d'Anticosti sont très sensibles à tout apport supplémentaire de nutriments (phosphore et azote) et de matières en suspension.

Les eaux sont alcalines : leur pH variant entre 7,6 et 9,5 et leur alcalinité entre 58 et 146 mg/l (CaCO_3), les rivières présentent une faible sensibilité à l'acidification (Nagpal, 1995). La dureté de leurs eaux variant entre 75 et 169 mg/l (CaCO_3), les critères de qualité pour les métaux influencés par la dureté sont relativement élevés (tableau 7) Les concentrations de carbone organique dissous (COD) mesurées se situent entre 2,1 et 11 mg/l, mais les rivières Trois Milles, Bell, Sainte-Marie et de la Chaloupe présentent des concentrations plus élevées que les autres rivières. Le COD étant reconnu comme un facteur important susceptible d'atténuer la toxicité de certains métaux, ces rivières seraient donc moins sensibles à la contamination métallique. Les rivières d'Anticosti présentent d'ailleurs de très faibles concentrations en métaux, et ce, même pour l'aluminium, le fer et le manganèse qui sont habituellement très présents dans la croûte terrestre et les eaux de surface. À cause de leur dureté élevée, les rivières d'Anticosti, tout comme les rivières drainant la péninsule gaspésienne et les basses-terres du Saint-Laurent, sont moins sensibles à la contamination par les métaux que les rivières drainant les Laurentides méridionales et centrales, le plateau de la Basse-Côte-Nord, les Appalaches, les basses-terres de l'Abitibi (tableau 7) les hautes-terres de Mistassini ou le bassin de la baie d'Ungava

L'activité volumique observée pour le radium-226 varie entre $< 0,003 \text{ Bq/L}$ et $0,015 \text{ Bq/L}$, la plupart des mesures étant inférieures à $0,006 \text{ Bq/L}$. Ces valeurs sont peu élevées et comparables aux activités volumiques observées pour les eaux de surface et souterraines naturelles. En effet, dans une étude sur la présence de radionucléides dans les eaux de surface de 13 sites au Canada, choisis pour leur susceptibilité à présenter des teneurs élevées en radionucléides, les activités volumiques mesurées pour le

radium-226 variaient de 0,001 Bq/L à 0,013 Bq/L (Baweja, Joshi et Demayo, 1987). Une étude de Santé Canada portant sur la teneur en radionucléides de l'eau puisée dans 53 communautés du Nouveau-Brunswick a également montré une activité volumique moyenne de 0,0032 Bq/L, ce qui correspond à la teneur de fond au Canada (Santé Canada, 2009).

Tableau 7 : Critères de qualité pour la protection de la vie aquatique

Métaux	Critère (µg/l) Effet chronique Anticosti ⁱ	Critère (µg/l) Effet chronique Abitibi ⁱⁱ
Arsenic (AS)	150	150
Bore (B)	5 000	5 000
Baryum (Ba)	322 – 765	38 – 272
Béryllium (Be)	1,15 – 9,02	0,041 – 0,774
Cadmium (Cd)	0,22 – 0,40	0,049 – 0,18
Cobalt (co)	100	100
Chrome (Cr) ⁱⁱⁱ	10,6	10,6
Cuivre (Cu)	7,3 – 14,6	1,3 – 6,1
Fer (Fe)	1 300	1 300
Manganèse (Mn)	1 498 – 3 059	255 – 1 304
Molybdène (Mo)	3 200	3 200
Nickel (Ni)	40,9 – 81	7,4 – 36
Plomb (Pb)	2,2 – 6,2	0,19 – 1,5
Sélénium (Se)	4,6	4,6
Antimoine (Sb)	240	240
Strontium (Sr)	21 000	21 000
Uranium (U)	14	14
Vanadium (V)	12	12
Zinc (Zn)	94 – 187	16,8 - 81

ⁱ Les critères variant en fonction de la dureté, les calculs pour le baryum, le béryllium, le cadmium, le cuivre, le manganèse, le nickel, le plomb et le zinc ont été faits avec les duretés minimale et maximale observées, soit 75 et 169 mg/l.

ⁱⁱ Les critères variant en fonction de la dureté, les calculs pour le baryum, le béryllium, le cadmium, le cuivre, le manganèse, le nickel, le plomb et le zinc ont été faits avec la dureté minimale utilisée pour le calcul des critères (10 mg/l sauf pour le béryllium : 20 mg/l) et la dureté maximale observée, soit 64 mg/l.

ⁱⁱⁱ Le critère associé au chrome hexavalent (CrVI) a été utilisé.

Advenant l'exploitation des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti, il serait opportun de mettre en place deux programmes réguliers de suivi de la qualité de l'eau afin de documenter l'impact des activités sur le milieu aquatique. Ce sont, un programme de suivi « ponctuel », avec prélèvement d'échantillons d'eau, et un programme de suivi en continu, à l'aide de sondes (température, pH, oxygène dissous, conductivité, turbidité). Le programme de suivi ponctuel permettrait de documenter l'évolution de la qualité de l'eau et les impacts de l'exploitation des hydrocarbures par rapport à l'état de référence alors que le programme de suivi en continu permettrait d'être témoin de tout incident ou déversement ayant pu nuire à la qualité de l'eau, ce qui permettrait de réagir rapidement.

Macroinvertébrés benthiques

Le MDDELCC n'a actuellement aucun programme de suivi régulier des macroinvertébrés benthiques des rivières de l'île d'Anticosti. Cela dit, dans le cadre de la présente EES, l'étude AENV10 (Hébert et Pelletier, 2015) a été réalisée à l'automne 2014 pour caractériser l'état initial des communautés de macroinvertébrés benthiques de huit rivières de l'île. Le suivi a été réalisé aux mêmes stations que celles du suivi de la qualité initiale des eaux de surface (étude AENV09). Tout comme celle de la qualité de l'eau, cette étude aidera à qualifier la sensibilité des milieux à divers contaminants.

En Pennsylvanie, les 59 stations du Remote Water Quality Monitoring Network (RWQMN) sont suivies par un organisme public, le Susquehanna River Basin Commission (SRBC), et sont situées aux endroits où les activités de forage et de fracturation dans les shales de Marcellus sont les plus actives, de même qu'à certains endroits où des activités d'exploration ne sont pas prévues afin de documenter l'état de référence (SRBC, 2014). Le financement du programme de suivi est assuré par l'industrie, par les redevances pour le prélèvement de l'eau et par des organismes publics.

En Colombie-Britannique, le Horne River Basin Water Project a été lancé en 2008 par un groupe de producteurs de gaz de schiste, le Horne River Basin Producers Group, en partenariat avec un organisme sans but lucratif et le Ministry of Natural Gas Development de Colombie-Britannique (Salas, Murray et Davey, 2014).

Advenant l'exploitation des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti, il serait opportun de mettre en place un programme régulier de suivi des macroinvertébrés benthiques pour documenter l'impact des activités d'exploitation sur l'écosystème aquatique.

Caractéristiques écologiques

Milieux humides

Les milieux humides occupent plus de 25 % du territoire. La grande majorité de ces milieux sont des tourbières ouvertes (75 %) ou boisées (11 %) (tableau 8). Les milieux humides se concentrent particulièrement dans la portion est de l'île (figure 11).

Ces milieux sont soumis à une réglementation qui traduit leur intérêt biologique. Ils présentent par ailleurs des sols aux caractéristiques particulières (mauvais drainage, faible portance, risque de compaction) qui imposent des contraintes techniques lors de la réalisation de projets d'infrastructures ou de forage.

Tableau 8 : Répartition des types de milieux humides sur l'île d'Anticosti

Type de milieu humide	Superficie	
	km ²	p. cent [†]
Marais étang	15	0,8
Marécage	253	12,6
Tourbière boisée	216	10,8
Tourbière ouverte	1 517	75,8
Total	2 002	100,0

[†] Pourcentage par rapport à la superficie des milieux humides

Figure 11 : Répartition des milieux humides sur l'île d'Anticosti



Végétation et espèces floristiques à statut particulier

L'île d'Anticosti est dominée par des forêts résineuses. L'introduction du cerf de Virginie, il y a plus de 100 ans, a profondément modifié la végétation de l'île dont la répartition est présentée au tableau 9 et à la figure 12. Le broutage favorise l'épinette blanche qui couvre 40 % de la superficie totale de l'île aux dépens du sapin baumier. Les sapinières, maintenant très âgées, constituent moins de 20 % de la superficie totale de l'île.

Les perturbations induites par les cervidés s'ajoutent aux épidémies d'insectes, aux chablis ainsi qu'aux coupes forestières. La dynamique des feux s'exprime notamment sur le vaste plateau central de l'île où les pessières noires à mousses ou à éricacées se renouvellent sous l'effet du feu ou évoluent vers des peuplements plus ouverts telles les pessières noires et les landes à lichens ou à mousses très pierreuses (dynamique de

régression). Les vieilles forêts sont encore bien présentes puisqu'elles occupent près de 40 % de la superficie de l'île.

L'île d'Anticosti abrite plus de 700 espèces floristiques, dont 31 espèces sont susceptibles d'être désignées menacées ou vulnérables. Elle possède certaines particularités phytogéographiques. C'est un endroit où des éléments arctiques voisinent des éléments méridionaux, phénomène tout à fait remarquable à l'échelle du Québec. Par exemple, deux plantes arctiques (braya délicate [*Braya humilis*] et lesquerelle arctique [*Physaria arctica*]) isolées de plus de 1 000 km au sud de leur aire de répartition normale peuvent être observées. Inversement, il existe une population de cypripède tête-de-bélier (*Cypripedium arietinum*) isolée de plus de 1 000 km de l'aire principale de l'espèce située en Outaouais. On trouve également dans certaines vallées de la rive nord des populations de pin blanc, et ailleurs des populations isolées d'adiante du Canada (*Adiantum pedatum*) et de carex compact (*Carex sychnocephala*), deux autres plantes méridionales très éloignées de leur aire de répartition normale. La présence de plusieurs populations très isolées laisse supposer que leur génétique pourrait être distincte de celle des autres populations qui croissent au Québec.

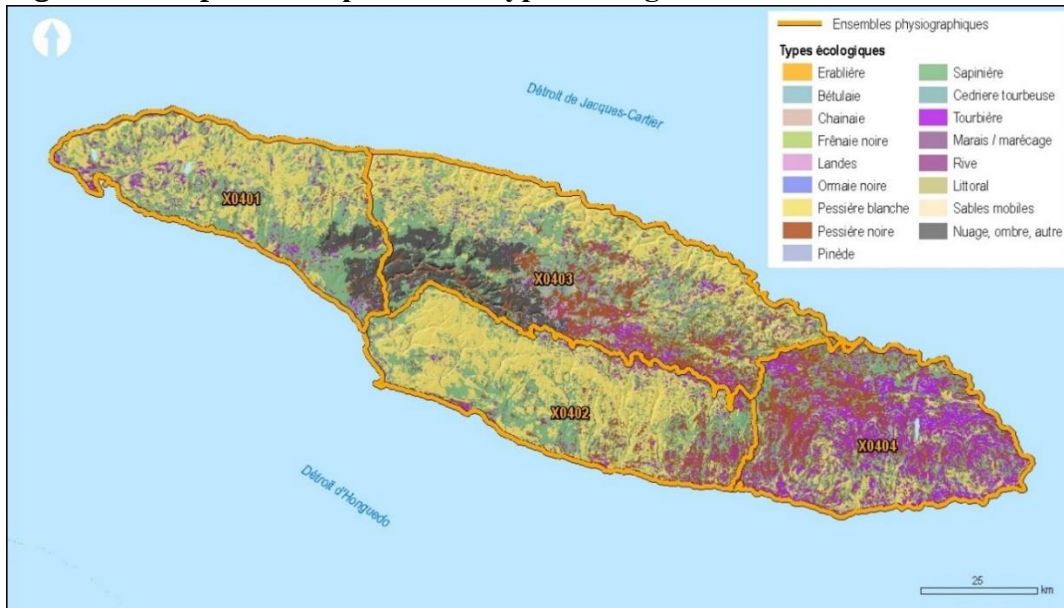
Tableau 9 : Répartition des types de végétation sur l'île d'Anticosti

Type de végétation	Superficie	
	km ²	p. cent [†]
Pessière blanche issue de broutage	3 186,2	40,2
Sapinière à épinette noire	1 553,3	19,6
Pessière noire à mousses ou à éricacées	540,6	6,8
Pessière noire à sphaignes	302,2	3,8

[†] Pourcentage par rapport à la superficie de l'île

Actuellement, 31 espèces menacées ou vulnérables, ou susceptibles d'être ainsi désignées, sont répertoriées sur l'île, soit six espèces invasculaires (pour six occurrences) et 25 espèces vasculaires (pour 138 occurrences). Seulement deux espèces possèdent un statut en vertu de la Loi sur les espèces menacées ou vulnérables. Ce sont l'aster d'Anticosti (menacé) et le cypripède tête-de-bélier (vulnérable). Certaines espèces sont quasi exclusives à ce territoire à l'échelle du Québec : ce sont la pipérie d'Unalaska (*Platanthera unalascensis*), la braya délicate et la lesquerelle arctique. D'autres ne sont connues que d'Anticosti et des îles Mingan : c'est le cas du trichophore nain (*Trichophorum pumilum*) et du pissenlit du Saint-Laurent (*Taraxacum laurentianum*).

Figure 12 : Répartition spatiale des types de végétation sur l'île d'Anticosti



Habitats fauniques

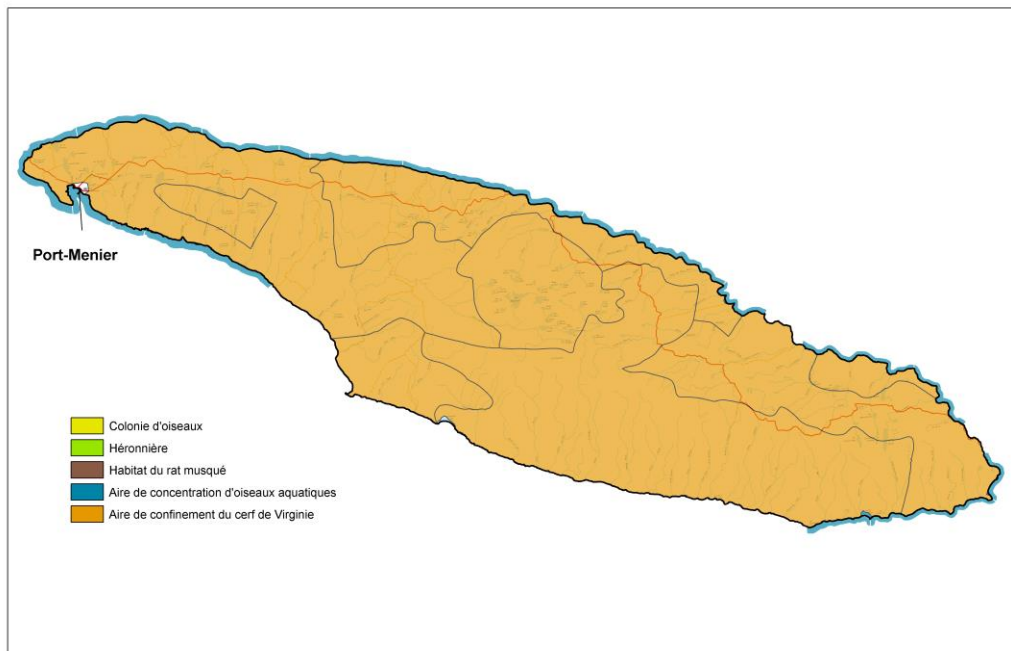
Dans la Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune, le gouvernement du Québec a inscrit certaines dispositions en vue de protéger les habitats fauniques qui répondent à certains critères. Quant au Règlement sur les habitats fauniques, il décrit les habitats qui sont couverts et précise ceux qui font l'objet d'un plan. On y trouve aussi une liste d'activités (forestières, exploitation minière, gazière et pétrolière, exploitation et d'entretien de barrage, aménagement de sites récréatifs, activités agricoles) qui ne nécessitent pas d'autorisation si elles respectent certaines recommandations.

On trouve cinq types d'habitats terrestres légalement désignés en vertu de la Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune dans l'île (tableau 10, figure 13). En raison de la forte densité de cerfs qui s'y trouve, c'est l'ensemble de l'île, à l'exception du périmètre du village de Port-Menier, qui a le statut d'aire de confinement du cerf de Virginie. On dénote également la présence de nombreuses aires de concentration d'oiseaux aquatiques autour de l'île ainsi que des colonies d'oiseaux, ce qui dénote la richesse du milieu pour l'avifaune. On y trouve également une héronnière, qui comptait 14 nids actifs lors du dernier inventaire et un habitat de rat musqué, tous deux dans les limites de Port-Menier.

Tableau 10 : Habitats fauniques de l'île d'Anticosti protégés en vertu de la Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune

Habitat	Nombre d'habitats reconnus légalement	Superficie (km ²)	Emplacement géographique
Aire de confinement du cerf de Virginie	8	7 836	Toute l'île d'Anticosti, à l'exception du village de Port-Menier
Aire de concentration d'oiseaux aquatiques	19	458	Littoral côtier, sur plus de 50 % du pourtour de l'île
Héronnière	1	0,3	À l'intérieur des limites du village de Port-Menier
Falaise habitée par une colonie d'oiseaux	4	0,6	Falaises au nord-est de l'île (entre Cap-de-la-Table et Pointe-Heath)
Habitat du rat musqué	1	0,7	Lac Saint-Georges, à l'intérieur des limites du village de Port-Menier

Figure 13 : Habitats fauniques légalement désignés sur l'île d'Anticosti



Note : En raison de leur petite surface, certains habitats ne sont pas visibles à l'échelle de la carte.

Faune aquatique

Les eaux cristallines et froides de l'île d'Anticosti sont particulièrement favorables aux salmonidés. Les espèces de poissons que l'on y trouve couramment sont le saumon atlantique, l'omble de fontaine, l'anguille d'Amérique (espèce susceptible d'être désignée menacée ou vulnérable), l'épinoche à trois épines et le fondule barré. On rencontre à l'occasion l'éperlan arc-en-ciel, le gaspareau, l'aloise savoureuse et l'épinoche à neuf épines. La truite arc-en-ciel a été observée à quelques reprises dans certaines rivières. Deux espèces de poissons font l'objet d'une exploitation pour la pêche sportive, soit le saumon atlantique et l'omble de fontaine⁴.

Les caractéristiques des populations de saumon varient d'une région à l'autre, d'une rivière à l'autre et d'une saison à l'autre. Le saumon de l'île d'Anticosti fait partie d'un groupe génétiquement distinct des autres populations de saumon. Il se distingue notamment par sa petite taille et sa proportion de madeleineaux. En raison des caractéristiques de sa population et de ses habitats, il représente une zone salmonicole dans la gestion de l'espèce au Québec.

Le saumon atlantique est la deuxième espèce animale en importance générant une activité économique sur l'île d'Anticosti. Vingt-quatre rivières possèdent un statut de rivière à saumon (figure 14). En fait, plus de 50 % des bassins versants de l'île sont drainés par des rivières à saumon, les principaux bassins étant ceux des rivières Jupiter, aux Saumons et de la Chaloupe.

La figure 15 illustre l'évolution des statistiques de pêche sportive sur l'île d'Anticosti de 1984 à 2014. On remarque une diminution des saumons gardés, couplée à une augmentation notable des prises remises à l'eau de même qu'une grande variabilité interannuelle dans les succès de pêche. La condition de l'eau dans les rivières de l'île influençant grandement la capture des saumons, le succès n'est pas un indicateur fiable du nombre de géniteurs.

La situation du saumon atlantique sur l'île est préoccupante. Elle n'est pas unique à Anticosti, mais le phénomène est plus marquée en raison de la petite taille de la population qui figure d'ailleurs au Registre public des espèces en péril au Canada, avec le statut d'espèce en voie de disparition. L'une des principales causes du déclin des saumons est la diminution de leur taux de survie en mer.

Afin de maintenir des habitats de qualité sur l'ensemble des rivières à saumon de l'île, les interventions qui ont lieu dans les bassins versants des rivières concernées doivent limiter le réchauffement des eaux et l'apport de sédiments issus de l'érosion, de même que l'apport de contaminants (Beaupré et collab., 2004; MEF, 1998b).

⁴ On rencontre les deux formes d'omble de fontaine sur l'île d'Anticosti, soit la forme lacustre et anadrome, cette dernière étant communément appelée truite de mer. La plupart des rivières abritent une population d'omble de fontaine anadrome, espèce prisée par les pêcheurs sportifs. Les rivières Jupiter, la Loutre, du Brick et Bec-Scie sont reconnues pour leur population d'omble de fontaine anadrome. La pêche à l'omble de fontaine se pratique également de façon soutenue sur une vingtaine de lacs.

L'île d'Anticosti abrite 24 rivières à saumon atlantique (*Salmo salar*) dont cinq sont exploitées pour la pêche récréative. La rivière Jupiter abrite à elle seule environ 30 % des habitats de reproduction et de croissance, en plus d'accueillir près de 30 % des effectifs de saumons adultes.

Figure 14 : Emplacement des 24 bassins de rivières à saumon sur l'île d'Anticosti

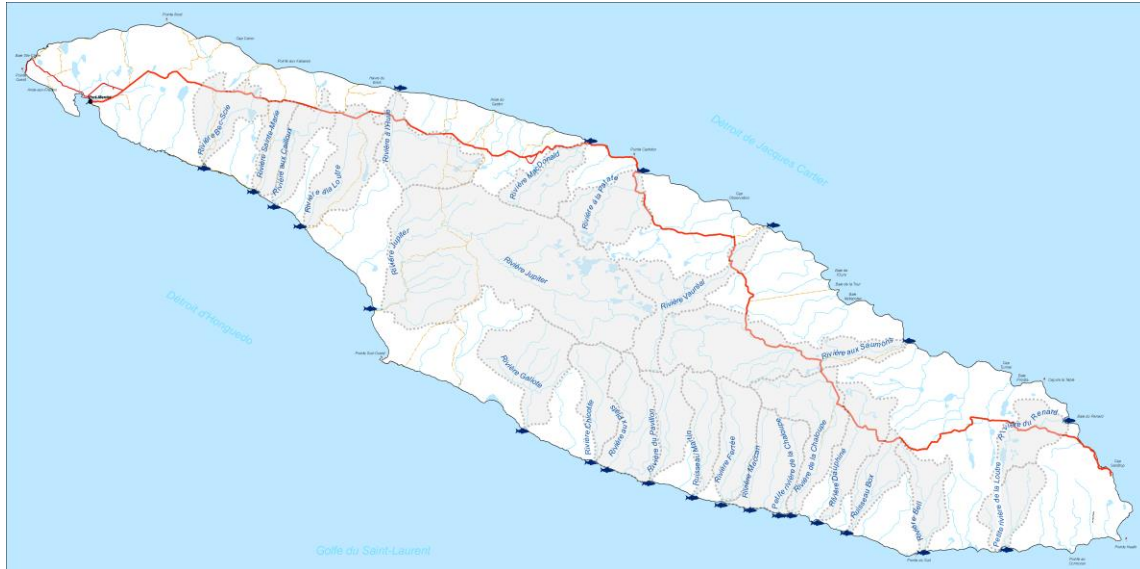
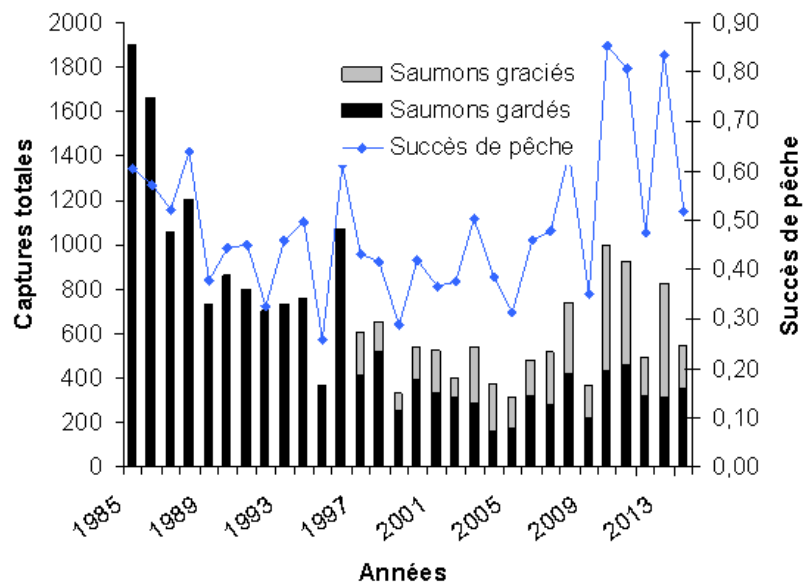


Figure 15 : Synthèse du nombre de captures totales et succès de la pêche sportive au saumon sur l'île d'Anticosti (zone salmonicole Q10)



Cerf de Virginie

Le cerf de Virginie est sans contredit l'animal emblématique d'Anticosti. Depuis l'introduction de quelque 200 individus à la fin du 19^e siècle, leur multiplication a été telle qu'on estimait le cheptel à 166 000 lors du dernier inventaire aérien de 2006 (Rochette et Gingras, 2007). Même en l'absence d'inventaire, divers indicateurs permettent de suivre les tendances de la population et d'estimer que le cerf se maintient à une densité avoisinant 20 cerfs/km². Malgré une mortalité élevée au cours de certains hivers, la population peut se rétablir à une vitesse fulgurante en une ou deux saisons si les mauvaises conditions ne sont pas récurrentes (Potvin, Breton et Gingras, 1997). La capacité d'adaptation du cerf de Virginie, l'absence de prédateurs et le faible taux d'exploitation du cheptel par les chasseurs expliquent son abondance.

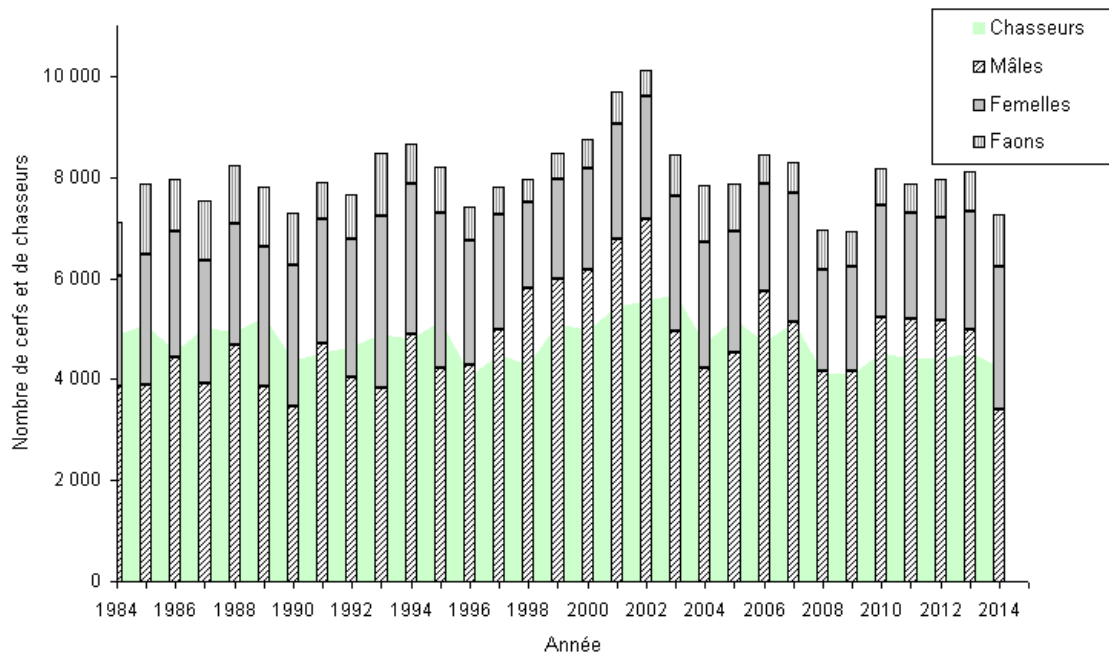
L'imposante population de cerfs combinée à un territoire exempt de grands prédateurs a permis aux pourvoiries de l'île de se développer et d'offrir des produits de chasse exceptionnels. La chasse sportive au cerf de Virginie se pratique principalement de septembre à décembre. Depuis la création des pourvoiries en 1984, quelque 4 500 chasseurs y récoltent en moyenne 8 500 cerfs annuellement (figure 16).

En raison du nombre d'individus, le cerf de Virginie a radicalement modifié son habitat, ce qui a eu un impact sur de nombreuses autres espèces. Les cerfs qui broutent intensivement la végétation empêchent les sapinières, leur principal habitat hivernal leur offrant abri et nourriture, de se régénérer. Depuis l'introduction du cerf sur l'île, la proportion de sapinières a diminué de 50 %, le sapin étant graduellement remplacé par l'épinette blanche, une essence dont la valeur nutritive n'est pas intéressante pour les cerfs.

À court terme, la disponibilité de la nourriture pendant l'hiver devrait se maintenir à la suite de la chute des arbres dans les sapinières sénescents (Lefort, 2002). À plus long terme, la capacité des cerfs à se maintenir avec une proportion moindre de sapin et une proportion plus élevée d'épinette blanche dans leur régime alimentaire reste toutefois à déterminer (Thibault, Tremblay, Dussault, Huot et Côté, 2004). On appréhende tout de même une diminution de la population de cerfs avec la disparition des sapinières. Le grand défi dans la gestion du cerf à Anticosti consiste à aménager le territoire pour maintenir à long terme de bonnes populations de cerfs dans des habitats de qualité (Huot et Lebel, 2012).

La chasse au cerf de Virginie est la principale activité des pourvoiries de l'île. L'industrie permet de maintenir près d'une centaine d'emplois, la plupart sur une base saisonnière.

Figure 16 : Nombre de chasseurs sportifs et nombre de cerfs récoltés annuellement sur l'île d'Anticosti de 1984 à 2014



Autres espèces fauniques

On trouve plusieurs autres espèces fauniques sur l'île d'Anticosti. Citons l'orignal et l'ours noir (qui font partie de la grande faune), la petite faune, les animaux à fourrure, la faune aviaire, les amphibiens, les reptiles et les animaux marins.

L'île renferme une faible population d'originaux qui est estimée à quelques centaines de bêtes. Cette population n'est pas distribuée uniformément, plus du tiers ayant été aperçu dans moins de 10 % de la superficie de la zone lors du seul inventaire aérien réalisé sur ce territoire au milieu des années 1980. L'orignal n'est pas une espèce indigène, une vingtaine d'individus ayant été introduits par Henri Menier au tournant du siècle dernier. Malgré une saison qui dure trois mois et la possibilité de récolter n'importe quel individu dans la population, la chasse à l'orignal est des plus marginales.

L'ours noir fait partie intégrante de l'histoire de l'île. Sa présence sur le territoire est mentionnée dans plusieurs écrits remontant au milieu du 16^e siècle. Certains auteurs de la deuxième moitié du 19^e siècle, plus particulièrement durant la période ayant précédé l'arrivée d'Henri Menier, rapportent des histoires de chasse mémorables et de fréquentes rencontres avec le mammifère dont la population était alors florissante. Selon l'information disponible, la population d'ours noirs d'Anticosti a commencé à décliner autour des années 1920, à l'époque où le nombre de cerfs de Virginie a atteint un niveau tel que la végétation de l'île a été en partie détruite par leur broutement intensif.

Le terme « petite faune » regroupe une multitude d'espèces ou d'animaux de petite taille : micromammifères, chiroptères (chauves-souris), herpétofaune (grenouilles et reptiles) ou

oiseaux. Ces espèces sont le premier maillon de la chaîne alimentaire de plusieurs autres espèces. On peut diviser la petite faune en deux catégories, le petit gibier qui est exploité par les chasseurs sportifs et les espèces qui ne font l'objet d'aucune forme de prélèvement. Mis à part les oiseaux, la petite faune est peu diversifiée.

Les animaux à fourrure regroupent les mammifères qui sont exploités commercialement au moyen du piégeage. C'est le cas du renard roux, du castor, de la loutre de rivière et du rat musqué. Quant à la martre d'Amérique, bien que très abondante au début du siècle, elle aurait disparu vers 1936. Le piégeage est une activité marginale sur l'île. En dehors du renard roux qui a fait l'objet d'une étude de population, on ne dispose que de très peu d'information sur les autres animaux à fourrure de l'île.

La faune aviaire représente l'espèce faunique la plus diversifiée de l'île d'Anticosti. Une compilation portant sur les oiseaux de l'ensemble de l'île pendant les travaux d'acquisition de connaissances destinée à la création du parc national d'Anticosti avait permis de répertorier 221 espèces appartenant à 21 familles. L'échantillonnage par parcelles réalisé pour l'Atlas des oiseaux nicheurs du Québec a permis d'ajouter dix espèces à la compilation.

Avant l'introduction d'espèces fauniques par Henri Menier au siècle dernier, il n'y avait ni amphibien ni reptile sur l'île d'Anticosti. Les seuls représentants de la classe des amphibiens actuellement présents sont la grenouille verte, la grenouille léopard, ainsi que la grenouille du Nord.

Plus de la moitié des mammifères fréquentant l'île et ses côtes sont des mammifères marins. Quatorze espèces sillonnent les eaux marines d'Anticosti : le béluga, le dauphin à nez blanc, le dauphin à flancs blancs, l'épaulard, le globicéphale noir de l'Atlantique, le marsouin commun, le rorqual commun, le petit rorqual, le rorqual bleu, le rorqual à bosse, la baleine noire, le phoque commun, le phoque du Groenland et le phoque gris.

Espèces fauniques à statut particulier

La base de données du Centre de données sur le patrimoine naturel du Québec (CDPQ) comprend actuellement 59 occurrences d'espèces fauniques colligées sur l'île d'Anticosti (tableau 11). L'absence d'occurrence ne signifie pas l'absence de l'espèce qui est suivie par le CDPNQ. Cela peut représenter un manque de connaissances sur la présence de ces dernières. En effet, on estime que 25 espèces fauniques vertébrées à statut précaire pourraient se trouver sur l'île d'Anticosti à un moment ou l'autre de leur cycle vital alors que seules six espèces sont actuellement inscrites dans la base de données. Et c'est sans compter la présence dans l'île d'espèces fauniques invertébrées à propos desquelles l'information est à peu près inexistante.

De toutes les espèces fauniques à statut précaire sur l'île d'Anticosti, le pygargue à tête blanche est celui qui compte le plus d'individus. Ses territoires de nidification y représentaient 24 % de tous les territoires du Québec lors de l'inventaire de 2006-2008. Avec l'archipel de Mingan, il s'agit de la plus forte concentration de couples nicheurs

répertoriés. Les nids se trouvent le long de la côte, jusqu'à environ 1 km du littoral de l'île, et souvent près des embouchures de rivières.

Tableau 11 : Occurrences des espèces fauniques de l'île d'Anticosti inscrites au Centre de données sur le patrimoine naturel du Québec

Espèce faunique	Nombre d'occurrences
Aigle royal	5
Garrot d'Islande, pop. de l'Est	1
Grèbe esclavon	1
Ours noir (pop. Anticosti)	1
Pygargue à tête blanche	50
Tortue luth	1
Total	59

L'île d'Anticosti abrite une faune riche et diversifiée. Son importante population de cerfs de Virginie, l'une des espèces introduites à la fin du 19^e siècle, en fait un endroit renommé pour la chasse. Plus de 4 000 chasseurs fréquentent l'île chaque année. L'industrie de la pourvoirie génère des retombées annuelles de plus de 12 M\$.

Détermination des territoires sous contraintes

Les études AENV04 et AENV05 (Bazoge, 2015) montrent que plusieurs contraintes légales, réglementaires ou autres limitent ou régissent la mise en place d'infrastructures associées à l'exploitation des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti. Citons, la Loi sur la conservation du patrimoine naturel, la Loi sur les espèces menacées ou vulnérables, la Loi sur les parcs, la Loi sur la qualité de l'environnement (art. 22, 2^e alinéa), le Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains, le Règlement sur les habitats fauniques et le Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection.

La mise en valeur des ressources naturelles de l'île d'Anticosti passe par une gestion intégrée des ressources où les interventions sont concertées entre les divers utilisateurs afin d'assurer un équilibre environnemental et économique des activités qui s'y produisent.

Aires protégées

Les aires protégées inscrites au registre des aires protégées sur, ou à proximité de l'île d'Anticosti, occupent actuellement une superficie de 1 063,6 km², soit 7,6 % de la superficie terrestre de l'île (tableau 12). Considérant la cible de 12 % d'aires protégées en 2015, des efforts supplémentaires de conservation devront être faits pour respecter l'objectif gouvernemental. Aussi, le MDDELCC a demandé aux acteurs du milieu de collaborer à la démarche de création d'aires protégées à l'échelle régionale. Ainsi, une table de concertation a été mise sur pied dans la région de la Côte-Nord. Une première rencontre, qui s'est tenue en novembre 2012, regroupait 33 participants issus des différents secteurs d'intérêt liés à l'utilisation du territoire. Au cours de l'hiver et du printemps 2013, des séances d'information ont été tenues dans chaque municipalité

régionale de comté (MRC) de la Côte-Nord pour recueillir les propositions d'aires protégées émanant des citoyens.

Cinq propositions ont été reçues pour la portion terrestre d'Anticosti. Un comité de travail associé à la table régionale a analysé ces propositions de même que les neuf territoires d'intérêt du MDDELCC afin de choisir les territoires à recommander au gouvernement pour protéger des milieux naturels représentatifs de l'île. Après analyse de l'ensemble des propositions, le comité de travail et la table régionale ont déterminé trois zones d'étude pour la création d'aires protégées. La première couvre une superficie de 124 km² à la pointe ouest de l'île (portion terrestre)⁵; la deuxième couvre une superficie de 82 km² à la pointe est (portion terrestre)⁶, et la troisième couvre une superficie de 1 104 km² autour de la rivière Jupiter et de la pointe sud-ouest de l'île⁷. Ces propositions, qui permettraient d'élargir le réseau actuel des aires protégées, couvrent 16 % du territoire terrestre d'Anticosti.

Tableau 12 : Superficie des aires protégées d'Anticosti inscrites au Registre québécois des aires protégées (en milieu terrestre et aquatique)

Désignation	Superficie (km ²)
Parc national du Québec	566,2
Habitat faunique	456,2
Réserve écologique	40,98
Écosystème forestier exceptionnel	0,19

Territoires sous contraintes légales ou réglementaires

Plusieurs lois et règlements imposent des conditions pour la réalisation de travaux associés à des activités telles que l'exploration et l'exploitation du gaz et du pétrole.

Aux fins d'analyse, on distingue les contraintes légales ou réglementaires interdisant les activités de nature industrielle de celles qui assujettissent la réalisation des activités à l'obtention d'une autorisation gouvernementale. Les contraintes qui ont été considérées pour analyser les obligations légales ou réglementaires qui s'appliquent à l'exploitation

⁵ La zone d'étude correspond en partie à une proposition de la municipalité de L'Île-d'Anticosti et de la MRC de la Minganie. Elle correspond aussi à un projet d'agrandissement du parc national d'Anticosti pour lequel le gouvernement souhaite un statut de réserve de la biodiversité. Bien que la proposition de la municipalité et de la MRC n'incluait pas la colline Makasti, cette dernière a été conservée dans la zone d'étude en raison de son intérêt pour la conservation.

⁶ La zone d'étude provient d'une délimitation réalisée par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques afin de protéger un échantillon représentatif de l'ensemble physiographique X0404 et de compléter la protection de la réserve écologique de la Pointe-Heath.

⁷ La zone d'étude a été proposée par le Comité et provient d'une délimitation réalisée par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques afin de protéger une des plus célèbres rivières à saumon d'Anticosti de même qu'un site d'intérêt pour la conservation (Pointe-Sud-Ouest).

des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti sont présentées dans le tableau 13. Il s'agit d'une sélection d'éléments légaux ou réglementaires concernant l'industrie du gaz et du pétrole, dont l'application entraîne des mesures restrictives afin de protéger certains éléments naturels. Les évaluations s'appuient sur les données disponibles lors de la réalisation des études AENV04 et AENV05 (Bazoge, 2015).

Les résultats sont présentés à la figure 17 et au tableau 14. Ils montrent qu'au moins 36 % du territoire de l'île est exclu des forages destinés à l'extraction de gaz et du pétrole, en vertu de la réglementation actuelle. Le reste du territoire est désigné habitat faunique, lequel est soumis au Règlement sur les habitats fauniques. De plus, dans ces habitats fauniques, les activités peuvent être soumises à l'obtention d'une autorisation. Des autorisations sont également requises pour tous les travaux dans les milieux humides, en vertu de l'article 22 de la Loi sur la qualité de l'environnement.

Tableau 13 : Contraintes légales et réglementaires considérées pour l'étude des contraintes à l'exploitation des hydrocarbures dans l'île d'Anticosti (études AENV04 et AENV05)

Type de contrainte	Ministère concerné	Désignation
Exclusions		
Aires protégées	MFFP	Écosystème forestier exceptionnel – Inscrit au Registre des aires protégées
	MFFP	Parc national du Québec – Inscrit au Registre des aires protégées
	MDDELCC	Réserve écologique – Inscrite au Registre des aires protégées
	MFFP	Habitat faunique – Inscrit au Registre des aires protégées
Prélèvement et protection des eaux	MDDELCC	Aire de protection éloignée (prélèvements de catégorie 1 et de catégorie 2)
		À une distance de 500 m d'un site de prélèvement d'eau pour la consommation humaine ou la transformation alimentaire
Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains	MERN	À une distance de 100 m d'un chemin public au sens du Code de la sécurité routière (c. C-24.2)
		À une distance de 100 m, en milieu terrestre, de la ligne des hautes eaux
		À 1 000 m d'un aéroport
Habitats fauniques	MFFP	Habitats fauniques – Hors Registre des aires protégées

Type de contrainte	Ministère concerné	Désignation
Nécessitant une autorisation		
Espèces menacées ou vulnérables	MDDELCC/MFFP	Occurrence d'espèces menacées ou vulnérables
Loi sur la qualité de l'environnement – art. 22, alinéa 2	MDDELCC/MFFP	Milieux humides

Figure 17 : Synthèse des exclusions et des territoires soumis à une autorisation sur l'île d'Anticosti

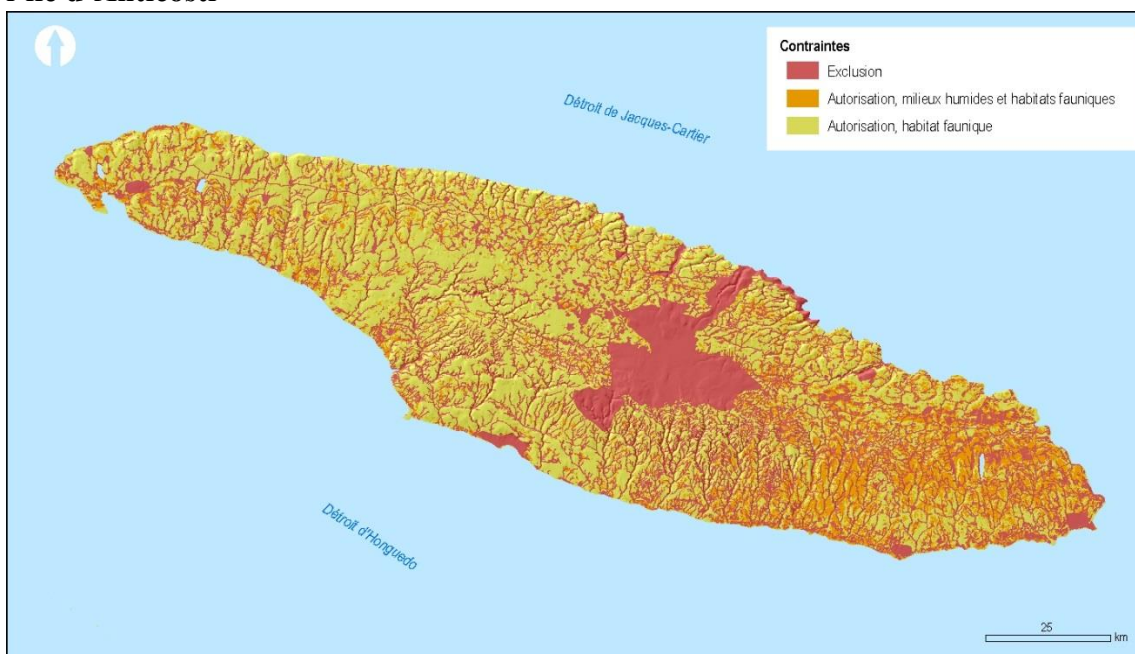


Tableau 14 : Proportions de l'île d'Anticosti sous contraintes légales et réglementaires

Nature de la contrainte	Proportion de la superficie de l'île d'Anticosti (p. cent)
Exclusion	36
Autorisation (à l'extérieur des zones d'exclusion) se décomposant comme suit :	64
• Présence de milieux humides et d'habitats fauniques	14
• Présence d'habitats fauniques	50

Une importante proportion du territoire de l'île d'Anticosti ne peut faire l'objet de l'implantation de puits, en raison de mesures d'exclusions réglementaires. Des contraintes supplémentaires s'appliquent notamment pour la réalisation de travaux en milieu humide. Les contraintes à l'aménagement y sont donc nombreuses et nécessiteront des autorisations en vertu de la Loi sur la qualité de l'environnement.

Territoires présentant un intérêt pour la conservation

Plusieurs secteurs de l'île d'Anticosti présentent des caractéristiques biologiques et écologiques particulières qui ont conduit différents experts et des instances locales ou régionales à désigner ces secteurs comme présentant un intérêt écologique. Citons les écosystèmes forestiers exceptionnels (hors Registre des aires protégées), les rivières à saumon (nécessitant une zone tampon de 60 m), les occurrences susceptibles d'être désignées menacées ou vulnérables, les habitats potentiels d'une espèce menacée ou vulnérable floristique forestière et les zones d'intérêt pour la conservation des oiseaux.

Ces secteurs ne font pas, actuellement, l'objet de mesures légales de conservation excluant la réalisation d'activités associées à l'exploitation du gaz ou du pétrole. Ils devront être pris en compte dans les processus d'autorisation et nécessiteraient la mise en œuvre de mesures d'atténuation, advenant l'exploitation éventuelle des hydrocarbures. Comme indiqué dans le tableau 15, 5 % de la superficie de l'île présentent plus de cinq contraintes, 39 %, entre deux et quatre contraintes, et 56 % ne présentent qu'une contrainte.

Tableau 15 : Proportions de l'île d'Anticosti sous contraintes pour la conservation

Nombre de contraintes	Proportion de la superficie de l'île d'Anticosti p. cent
Une contrainte	56
Deux à quatre contraintes	39
Plus de cinq contraintes	5

Les enjeux associés à la conservation des espèces et des écosystèmes sur l'île d'Anticosti sont nombreux. Il y a quatre secteurs où se concentrent plus particulièrement plusieurs éléments d'intérêt : 1- l'extrémité est de l'île, incluant la réserve écologique de Pointe-Health et le territoire situé juste au nord de celle-ci; 2- le secteur de la rivière Jupiter; 3- le littoral de l'île, particulièrement dans la partie nord-est, 4- toute la pointe ouest de l'île.

Caractéristiques de l'air

Le programme de surveillance de la qualité de l'air (PSQA) du MDDELCC permet de connaître la qualité de l'air et de suivre son évolution dans le temps à différents endroits au Québec. Le MDDELCC dispose de plusieurs stations où sont mesurées les concentrations de divers contaminants atmosphériques. Ces stations sont réparties essentiellement dans le sud de la province. Aucune station de suivi de la qualité de l'air n'est actuellement exploitée sur l'île d'Anticosti. Il est cependant possible d'établir, par analogie avec d'autres régions du Québec, les concentrations attendues de divers contaminants sur l'île. Les concentrations attendues de particules en suspension totales (PST), de particules fines (PM_{2,5}), de dioxyde de soufre (SO₂), de dioxyde d'azote (NO₂) et d'ozone (O₃) ont ainsi été établies en choisissant des mesures provenant de stations du PSQA qui sont situées dans un milieu comparable à celui d'Anticosti (milieu peu influencé par des sources de pollution locale ou régionale)

Tableau 16 : Stations utilisées pour l'estimation de la qualité initiale de l'air dans l'île d'Anticosti

Contaminant	Nom de la station	Description et emplacement de la station
PST	Route-385	Rive nord du Saint-Laurent à environ 75 km au sud-ouest de Baie-Comeau et à 15 km du fleuve
PM _{2,5}	Auclair	Rive sud du Saint-Laurent à environ 60 km à l'est de Rivière-du-Loup
SO ₂	Saint-Anicet	Extrême sud de la province à environ 60 km au sud-ouest de Montréal
NO ₂	L'Acadie	Vallée du Richelieu à environ 7 km à l'ouest-sud-ouest de Saint-Jean-sur-Richelieu
O ₃	Mingan	En bordure du golfe du Saint-Laurent à environ 50 km au nord de Port-Menier

Particules en suspension totales (PST)

Le tableau 17 présente quelques statistiques descriptives sur les concentrations de PST mesurées. La concentration annuelle moyenne est de $6 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Les 98^e et 99^e centiles de la concentration quotidienne atteignent respectivement $16 \mu\text{g}/\text{m}^3$ et $17 \mu\text{g}/\text{m}^3$ en moyenne.

Tableau 17 : Concentrations moyennes sur 24 heures des particules en suspension totales (PST) à la station Route-385 (Forestville)

Année	-----Centiles-----						Maximum
	Moyenne arithmétique ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	Médiane ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	75 ^e ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	95 ^e ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	98 ^e ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	99 ^e ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	
2011	6	6	7	14	17	17	17
2012	6	4	8	12	13	14	15
2013	6	5	7	14	18	19	20
Moyenne	6	5	7	13	16	17	17

Norme sur 24 heures : $120 \mu\text{g}/\text{m}^3$

Particules fines (PM_{2,5})

Le tableau 18 présente quelques statistiques descriptives sur les concentrations de PM_{2,5}. La concentration annuelle moyenne est de $3,4 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Les 98^e et 99^e centiles de la concentration quotidienne atteignent respectivement $12 \mu\text{g}/\text{m}^3$ et $13 \mu\text{g}/\text{m}^3$ en moyenne.

Tableau 18 : Concentrations moyennes sur 24 heures des particules fines (PM_{2,5}) à la station Auclair

Année	-----Centiles-----						Maximum
	Moyenne arithmétique ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	Médiane ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	75 ^e ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	95 ^e ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	98 ^e ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	99 ^e ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	
2011	3,5	3	5	9	11	13	18
2012	4,8	3	5	9	11	12	16
2013	2,9	2	4	8	13	15	87
Moyenne	3,4	3	5	9	12	13	40

Norme sur 24 heures : $30 \mu\text{g}/\text{m}^3$

Dioxyde de soufre (SO₂)

Le tableau 19 présente quelques statistiques descriptives sur les concentrations de SO₂. La concentration annuelle moyenne est de 0,6 ppb. Les 98^e et 99^e centiles de la concentration horaire atteignent respectivement 7 et 11 ppb. Les 98^e et 99^e centiles de la concentration quotidienne atteignent respectivement 5 et 6 ppb.

Tableau 19 : Concentrations moyennes sur 1 heure et sur 24 heures du dioxyde de soufre (SO₂) à la station Saint-Anicet

Année Période	-----Centiles-----						
	Moyenne arithmétique (ppb)	Médiane (ppb)	75 ^e (ppb)	95 ^e (ppb)	98 ^e (ppb)	99 ^e (ppb)	Maximum (ppb)
2011							
1 h	0,7	0	1	3	6	9	39
24 h		0	1	3	4	5	8
2012							
1 h	0,6	0	1	3	6	11	45
24 h		0	1	3	4	6	16
2013							
1 h	0,6	0	0	3	8	12	57
24 h		0	1	4	6	7	10
Moyenne							
1 h	0,6	0	1	3	7	11	47
24 h		0	1	3	5	6	11

Norme sur 4 minutes : 400 ppb, cette valeur peut être excédée jusqu'à 0,5 % du temps sur une base annuelle, mais ne doit pas dépasser 500 ppb

Norme sur 24 heures : 110 ppb

Norme annuelle : 20 ppb

Dioxyde d'azote (NO₂)

Le tableau 20 présente quelques statistiques descriptives sur les concentrations de NO₂ mesurées. La concentration annuelle moyenne est de 3,3 ppb. Les 98^e et 99^e centiles de la concentration horaire atteignent respectivement 13 et 16 ppb. Les 98^e et 99^e centiles de la concentration quotidienne atteignent respectivement 9 et 11 ppb.

Tableau 20 : Concentrations moyennes sur 1 heure et sur 24 heures du dioxyde d'azote (NO₂) à la station L'Acadie

Année Période	-----Centiles-----						
	Moyenne arithmétique (ppb)	Médiane (ppb)	75 ^e (ppb)	95 ^e (ppb)	98 ^e (ppb)	99 ^e (ppb)	Maximum (ppb)
2011							
1 h	3,5	3	4	9	13	16	25
24 h		3	4	7	9	10	14
2012							
1 h	3,5	2	4	11	15	18	30
24 h		3	5	8	10	12	16
2013							
1 h	2,8	2	3	8	12	15	29
24 h		2	3	6	9	10	14
Moyenne							
1 h	3,3	2	4	9	13	16	28
24 h		3	4	7	9	11	15

Norme sur 1 heure : 220 ppb
 Norme sur 24 heures : 110 ppb
 Norme annuelle : 55 ppb

Ozone (O₃)

L’ozone troposphérique (se trouvant au niveau du sol) est un contaminant secondaire qui se forme à la suite des réactions photochimiques entre les oxydes d’azote et les composés organiques volatils.

Le tableau 21 présente quelques statistiques descriptives sur les concentrations de O₃ mesurées. La concentration annuelle moyenne est de 25,5 ppb. Les 98^e et 99^e centiles de la concentration horaire atteignent respectivement 45 et 46 ppb. Les 98^e et 99^e centiles de la concentration moyenne sur 8 heures atteignent respectivement 44 et 46 ppb.

Tableau 21 : Concentrations moyennes sur 1 heure et sur 8 heures de l’ozone (O₃) à la station Mingan

Année Période	Moyenne arithmétique (ppb)	Médiane (ppb)	-----Centiles-----				Maximum (ppb)
			75 ^e (ppb)	95 ^e (ppb)	98 ^e (ppb)	99 ^e (ppb)	
2010							
1 h	25,5	27	36	42	44	44	54
8 h		26	35	41	43	44	47
2011							
1 h	25,5	26	35	43	47	49	54
8 h		26	34	43	46	48	51
2012							
1 h	25,6	28	34	41	44	45	55
8 h		27	33	41	43	45	51
Moyenne							
1 h	25,5	27	35	42	45	46	54
8 h		26	34	42	44	46	50

Norme sur 1 heure : 82 ppb

Norme sur 8 heures : 65 ppb

La qualité de l’air à l’île d’Anticosti est comparable à celle que l’on trouve dans des régions qui sont peu affectées par des sources de pollution locale ou régionale. Les contaminants atmosphériques émis par certaines installations situées sur la pointe ouest de l’île (centrale thermique, aéroport, port et dépôt pétrolier) sont toutefois susceptibles d’affecter localement la qualité de l’air sur cette partie de l’île.

Caractéristique du bruit

Étant donné que l’île d’Anticosti est encore dans un état « naturel », il n’a pas été jugé utile de faire une étude du climat sonore initial.

3. Environnement

3.1 Portée

L'objectif général du chantier sur l'environnement consiste à décrire les enjeux de la mise en valeur des hydrocarbures au Québec et ses impacts environnementaux sur les milieux marins et terrestres. Dans le cadre de l'EES propre à l'île d'Anticosti, le chantier environnement se devait d'examiner la mise en valeur des hydrocarbures sous l'angle de ses impacts environnementaux sur le territoire de l'île.

EES globale sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures

Les objectifs spécifiques du chantier Environnement sont de déterminer :

- Les impacts environnementaux potentiels de la mise en valeur des hydrocarbures, notamment sur la qualité de l'eau, de l'air, du sol, du milieu marin du Saint-Laurent, sur les écosystèmes et sur les émissions globales de gaz à effet de serre (GES).
- Si ces impacts diffèrent selon les technologies utilisées, notamment la fracturation hydraulique, ou selon les milieux récepteurs (terrestres et marins) et leur capacité de support.
- Les meilleurs moyens de réduire les impacts à des niveaux acceptables, voire de les éliminer.

EES propre à Anticosti

Les objectifs suivants ont été déterminés :

- Établir l'état des connaissances géologiques et hydrogéologiques sur les milieux visés par l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures.
- Déterminer la vulnérabilité des eaux de surface et souterraines en fonction des volumes de prélèvement nécessaires pour les activités de forage et de fracturation et des risques de contamination par les infrastructures des puits ou du transport.
- Déterminer les secteurs sensibles.
- Évaluer les émissions de GES pouvant découler de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti ainsi que l'impact sur le bilan des GES du Québec et sur le marché du carbone.
- Déterminer les enjeux liés à la gestion et au traitement des matières résiduelles (boues de forage et eaux usées).
- Proposer une approche pour connaître l'état initial de chaque milieu, de façon à pouvoir mesurer l'impact des activités d'exploration et d'exploitation sur celui-ci (eaux de surface et souterraine, flore, faune, qualité de l'air, etc.).

- Recommander des mesures de prévention et d'atténuation afin de concilier les activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures avec la protection des espèces fauniques et de leurs habitats.
- Recommander des programmes de suivi conçus pour révéler tout impact négatif (sur l'eau, l'air ou le sol) dans les délais les plus brefs.

Afin de traiter de ces thématiques, un bilan des connaissances publiées en avril 2015 a d'abord été produit. À la lumière des constats que ce bilan a permis de faire, on a établi à 35 le nombre d'études nécessaires pour compléter l'acquisition des connaissances en environnement dans le cadre du Plan d'acquisition de connaissances additionnelles (PACA). Ces études sont présentées à l'annexe 2.

La présente section traite des impacts potentiels de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures sur les milieux terrestre et marin, de l'encadrement réglementaire et, finalement, des besoins futurs d'acquisition de connaissances sur l'environnement.

3.2 Impacts potentiels de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu terrestre

La présente section traite des impacts potentiels de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures sur le milieu terrestre, en l'occurrence en Gaspésie, dans le Bas-Saint-Laurent et sur l'île d'Anticosti. Ces impacts potentiels portent sur l'eau, les sols, l'air et les gaz à effet de serre, la faune et les habitats ainsi que le bruit.

Impacts sur le milieu aquatique

Les activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti peuvent avoir des impacts négatifs sur l'eau. Ces impacts sont fonction du nombre d'installations, de la technologie employée, de la nature des rejets et des déversements ainsi que des caractéristiques des milieux récepteurs.

Pour les activités pétrolières et gazières, l'analyse des projets est faite conformément aux exigences des Lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière (MDDELCC, 2014b)⁸. Ce document, qui contient les règles et les mesures de suivi, traite notamment de la gestion optimale de l'eau et de la protection des milieux aquatiques. Pour les rejets ponctuels et continus d'eaux usées gazières et pétrolières, des exigences précises ont été établies en fonction de la nature des intrants, des caractéristiques géochimiques du gisement et de la sensibilité du milieu récepteur. Des objectifs

⁸ Les **Lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière** visent à **réglementer** les travaux de forage autorisés en vertu de la Loi sur les mines (**RLRQ**, c. M-13.1) et destinés à rechercher du gaz ou du pétrole, ainsi que les opérations de fracturation destinées à rechercher du gaz ou du pétrole (article 22 de la LQE et paragraphe 6 de l'article 2 du Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement (**RLRQ**, c.Q-2, r.3). Les lignes directrices n'ont pas force de loi ou de règlement, mais ont été élaborées à partir du corpus réglementaire existant au MDDELCC.

environnementaux de rejet [OER] spécifiques (MDDEP, 2008) peuvent s'ajouter aux exigences des Lignes directrices provisoires.

Eaux de surface

Diminution de la quantité d'eau de surface disponible

Les volumes d'eau nécessaires pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures dépendent de plusieurs paramètres; le type d'hydrocarbure (tableau 22) le type de formation géologique (tableau 23), la profondeur des puits, les méthodes de complétion des puits, les propriétés des fluides de fracturation, la longueur des puits latéraux et l'expérience de l'opérateur (Lary, Fabriol, Moretti, Kalaydjian et Didier, 2011; Nicot et Scanlon, 2012; Veil, 2010).

Tableau 22 : Quantité d'eau requise pour l'extraction par type d'hydrocarbure

Type d'hydrocarbure	Quantité d'eau requise Moyenne (m ³ /MJ)
Pétrole conventionnel ^I	367 (extraction primaire : 5, secondaire : 222, tertiaire : 140)
Gaz naturel conventionnel ^{II}	~ 0
Gaz de schiste	4,7
Pétrole de schiste ^{III}	n. d.

^I L'eau est généralement utilisée pour augmenter la quantité de pétrole extrait, d'où les expressions « phases secondaire et tertiaire » (alors sous forme de vapeur).

^{II} Le gaz naturel conventionnel ne requiert de l'eau que pour préparer les boues de forage. Son extraction ne demande qu'une quantité d'eau négligeable pour préparer les boues de forage et ne nécessite pas de fracturation hydraulique.

^{III} Selon deux études consultées par le CIRAIG (2014).

Source : CIRAIG (2014)

Tableau 23 : Utilisation de l'eau par la compagnie américaine Chesapeake Energy selon le type de gisement gazier

Type de gisement gazier	Activité (besoin en eau)		Total (m ³)
	Forage (m ³)	Fracturation (m ³)	
Formation de Barnett	950	14 450	~ 15 000
Formation de Fayetteville	250	18 600	~ 19 000
Formation de Haynesville	2 300	19 000	~ 21 000
Formation de Marcellus	325	20 900	~ 21 000

Source : Mathis (2011)

Les prélèvements d'eau pour la fracturation d'un puits se font généralement sur une courte période de temps (environ une semaine) et l'eau est entreposée sur le site pendant la complétion du puits (stimulation), laquelle dure environ trois semaines. Le retrait d'une grande quantité d'eau sur une courte période de temps peut entraîner une réduction des

débits de certains petits cours d'eau (Nicot et Hayes, 2010; U.S. EPA, 2010). De plus, il faut s'assurer de concilier l'ensemble des usages du cours d'eau, incluant le maintien des écosystèmes aquatiques. (CSR, 2012; Nicot et Scanlon, 2012; Office national de l'énergie, 2009; Healy, 2012).

Les risques de prélever une trop grande quantité d'eau par rapport à la capacité des cours d'eau sont plus élevés en période d'étiage où les débits de certains cours d'eau sont parfois très faibles. C'est aussi le cas pendant les périodes de sécheresse, comme celles que nous avons connues au Québec au cours de l'été 2012.

Cela dit, en partie en raison des coûts élevés de gestion de l'eau, l'industrie expérimente des techniques de fracturation qui exigent moins d'eau. Par exemple, en Colombie-Britannique, dans le sud du bassin de Montney, l'industrie procède à des fracturations dites « énergisées » qui comportent de l'azote ou du CO₂ et n'utilisent que 150 m³ d'eau par étape de fracturation, soit dix fois moins que pour les fracturations à l'eau de type « slickwater » (Johnson et Johnson, 2012).

Au Québec, depuis août 2014, le Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection (RPEP) (c. Q-2, r.35.2) régit les prélèvements d'eau. Ainsi, en vertu de l'article 31.75 de la Loi sur la qualité de l'environnement (LQE) (RLRQ, c. Q-2), une autorisation est requise pour faire un prélèvement d'eau de surface ou d'eau souterraine dont le volume est égal ou supérieur à 75 000 litres par jour. Le préleveur doit fournir une étude, signée par un professionnel ou un titulaire de diplôme universitaire en biologie, sur la localisation des milieux naturels, de la flore et de la faune affectés par le prélèvement d'eau ainsi que le scénario du prélèvement d'eau projeté pour le prélèvement total. Les exigences du RPEP font que la possibilité que l'industrie des hydrocarbures prélève plus d'eau que la capacité de la source est pratiquement inexistante.

Par conséquent, lors de l'analyse des projets comportant un prélèvement d'eau, l'impact sur le milieu et sur les autres usagers doit être pris en compte. À cette fin, outre les exigences du RPEP, le MDDELCC a déterminé qu'un critère cumulatif de 15 % du Q_{2,7}⁹ devait être utilisé parmi d'autres critères, afin de prévenir les impacts négatifs de plusieurs prélèvements sur le même cours d'eau.

Contamination des eaux de surface

Les eaux de reflux provenant des opérations de fracturation hydraulique génèrent de grands volumes d'eau contaminée. Dans certaines conditions, il est possible que ces eaux entrent en contact avec les eaux de surface et provoquent leur contamination. Six événements peuvent conduire à cette situation. Ce sont (CIRAIG, 2014) :

- la fuite des bassins de rétention sur les sites de forage;
- le déversement d'eaux usées lors du transport de ces eaux vers un lieu de traitement;

⁹ Q_{2,7} débit d'étiage de récurrence de deux ans calculé sur sept jours consécutifs.

- le déversement lors du traitement des eaux usées;
- le ruissellement d'eau sur les sites de forage;
- la contamination après le traitement des eaux usées;
- la contamination des aquifères qui alimentent les eaux de surface en période d'étiage (ce point sera traité dans la section suivante).

La fracturation hydraulique génère une circulation de véhicules de l'ordre de 2 000 allers-retours par puits (CSR, 2012; Leteurtois, Durville, Pillet et Gazeau, 2012). Tout le matériel et tous les équipements nécessaires aux activités associées à la fracturation hydraulique, incluant l'eau et les produits chimiques, sont transportés sur le site par camions (U.S. EPA, 2011). De plus, les eaux usées qui proviennent des opérations sont généralement transportées par camions-citernes vers les sites de traitement ou vers un autre puits pour être réutilisées.

L'utilisation de conduites pour acheminer l'eau au site réduit grandement la circulation routière et est à favoriser lorsque le déploiement des plates-formes, leur emplacement les uns par rapport aux autres et la topographie le permet.

À la suite de fuites et de déversements de toute nature, plusieurs contaminants (adjuvants de fracturation, huile à moteur, hydrocarbures pétroliers, effluents, etc.) peuvent se retrouver sur les sols et atteindre les eaux de surface (Gosman, Robinson, Shutts et Friedmann, 2012; Leteurtois et collab., 2012). Les fuites peuvent aussi être causées par un bris des équipements, par exemple par les pompes et les tuyaux qui transportent des produits chimiques.

Le potentiel de persistance dans les milieux, le potentiel de bioaccumulation dans les organismes aquatiques ainsi que le potentiel toxique vis-à-vis des organismes aquatiques des intrants de fracturation ont été évalués à partir des indicateurs recensés dans la littérature (MDDEFP, 2013b). Les informations manquantes pour les divers composés sont aussi indiquées.

U.S. EPA (2015a) a pu établir les caractéristiques intrinsèques de 453 composés sur les 1 076 composés recensés, permettant de fournir une appréciation de leur propension à se disperser dans l'environnement. Plusieurs ont une propension à se lier aux sols et à la matière organique. L'agence américaine a aussi dressé un bilan de la disponibilité des seuils de toxicité établis pour la protection de la santé humaine. Le MDDELCC a dressé un bilan de la disponibilité des critères de qualité (seuils de toxicité) pour la protection de la vie aquatique et la prévention de la contamination de la chair de poisson pour les 110 composés susceptibles d'être utilisés au Québec.

De façon générale, les composants pouvant être utilisés comme intrants de fracturation (présentés dans le tableau 25 du chapitre 3), et pour lesquels l'information est disponible, sont biodégradables, voire rapidement biodégradables. Quelques-uns sont classés comme étant persistants dans l'environnement et peu présentent un potentiel de bioconcentration dans les organismes aquatiques. Quelques composés pouvant être utilisés comme intrants de fracturation sont toxiques ou très toxiques pour les organismes aquatiques, la majorité des composés pour lesquels l'information est

disponible présentant toutefois une faible toxicité létale ou sous-létale pour ces organismes.

Ainsi, la détermination de certaines caractéristiques des intrants de fracturation (persistance dans les milieux aquatiques, potentiel de bioaccumulation dans les organismes aquatiques et toxicité) est une première étape dans la définition des risques associés aux substances pouvant être utilisées comme intrants de fracturation.

Le forage et la fracturation hydraulique des puits perturbent la surface du sol. Ces processus nécessitent le déboisement de 1,2 à 1,6 ha de terre pour le site, en plus d'une superficie pouvant aller jusqu'à 2,3 ha pour la route d'accès, les bassins d'eau, le stationnement des camions, l'entreposage des équipements, etc. (Johnson, 2010). Étant donné que ces surfaces restent à nu pendant des périodes plus ou moins longues, les eaux de ruissellement entraînent les contaminants qui sont sur le sol vers les cours d'eau, ce qui peut avoir un impact négatif sur la qualité de l'eau et l'état des écosystèmes aquatiques. Selon certaines estimations, un terrain où aucune mesure de gestion des eaux pluviales n'est mise en place peut produire entre 85 et 100 tonnes de sédiments par hectare, par année (Schueler, 2000; U.S. EPA, 2007).

Les Lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière (MDDELCC, 2014b) contiennent des mesures pour limiter le ruissellement. Les eaux de ruissellement des aires à risque élevé de contamination doivent être drainées ou pompées vers une structure recueillant les eaux usées gazières ou pétrolières. L'aménagement du fossé de drainage ceinturant le site doit être conçu de façon à ne pas recueillir les eaux de ruissellement provenant de l'extérieur du site d'exploration.

Impacts particuliers sur l'île d'Anticosti

Il n'y actuellement aucun projet de développement des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti. Néanmoins, l'étude AENV11 (Cloutier, 2015) a tenté d'évaluer de manière qualitative les impacts potentiels du développement des hydrocarbures sur le milieu aquatique en se basant, entre autres, sur les résultats de plusieurs études qui ont été menées dans le cadre de la présente EES. Il appert ainsi que :

- La quantité d'eau disponible pour la dilution des rejets dans les rivières est un facteur limitant. La capacité d'assimilation des rejets des rivières Jupiter et aux Saumons pourrait être très faible à la suite d'un prélèvement d'eau sur ces rivières pour la fracturation des puits.
- Si des eaux usées gazières et pétrolières doivent être traitées et rejetées dans l'environnement, l'implantation d'une usine de traitement des eaux centralisée avec rejet en mer apparaît à priori comme la solution ayant le moins d'impact sur l'environnement.
- Un développement intensif de l'industrie dans l'île pourrait avoir des impacts importants sur le milieu aquatique, en raison de la mise à nu du terrain, de la construction de routes et de conduites qui provoqueront de la sédimentation, une augmentation de la température de l'eau et une fragmentation des habitats. Des mesures d'atténuation des impacts devront être prises pour les réduire.

- Le rapport préliminaire de l'agence américaine de protection de l'environnement sur les impacts potentiels de la fracturation hydraulique sur l'eau potable (U.S. EPA, 2015a) donne des renseignements utiles sur les causes des différents déversements qui se sont produits. Cette information pourrait permettre d'améliorer les exigences des Lignes directrices pour mieux prévenir les déversements.

Les activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti (comme sur d'autres terrains ailleurs au Québec) peuvent avoir des impacts négatifs sur le milieu aquatique. Ces impacts sont fonction du nombre d'installations, de la technologie employée, de la nature des rejets et des déversements ainsi que des caractéristiques des milieux récepteurs. Cela dit, les impacts potentiels peuvent être atténués par l'application de mesures adaptées au projet et au milieu. Au MDDELCC, l'évaluation des impacts d'un projet sur le milieu aquatique se fait lors de son analyse. Elle se fonde, d'une part, sur les aspects techniques du projet et, d'autre part, sur sa spécificité par rapport au milieu d'implantation.

Si des eaux usées gazières doivent être traitées et rejetées à Anticosti, l'implantation d'une usine de traitement des eaux centralisée avec rejet en mer apparaît a priori comme la solution ayant le moins d'impact, les rejets d'eau traitée dans les cours d'eau ne semblent pas possibles en raison de la fragilité du milieu. D'autre part, considérant l'impact potentiel que représentent les différents intrants chimiques utilisés lors de la fracturation hydraulique pour la qualité de l'eau, des mesures devront être prises pour s'assurer que le risque de fuite et de déversement est réduit au minimum.

L'étude AENV11 suggère de faire des études sur :

- les phénomènes d'écoulements karstiques sur l'île d'Anticosti;
- le régime hydrique des cours d'eau et les besoins en eau des écosystèmes;
- la mise à jour des critères de qualité de l'eau de surface pour certains contaminants présents dans les eaux usées de forage ou de fracturation, notamment pour les bromures et les solides dissous totaux, les fluorures et les nitrites.

Eaux souterraines

Les préoccupations concernant les risques de contamination des eaux souterraines par les activités d'exploration et d'exploitation du gaz et du pétrole de schiste sont importantes. Trois types de contaminants sont à considérer, à savoir les additifs chimiques utilisés pour la fracturation hydraulique, les hydrocarbures liquides ainsi que le méthane et les substances présentes dans le schiste.

Les trois principales sources potentielles de contamination des eaux souterraines sont attribuables :

- aux défauts de structures (gaine de béton ou coffrage d'acier);
- à la migration des eaux de fracturation ou des hydrocarbures par les fissures induites ou naturellement présentes;
- à la migration de méthane (INSPQ, 2010; Leteurtrois et collab., 2012).

Pour la première source, il faut reconnaître que la fracturation hydraulique dans le shale nécessite que le puits subisse une pression élevée. Si cette pression est trop grande, elle peut endommager l'intégrité du coffrage, ce qui pourrait occasionner des fuites de produits chimiques ou d'hydrocarbures vers les eaux souterraines situées à l'extérieur du puits (Gosman et collab., 2012).

Le deuxième mécanisme de contamination des eaux souterraines considéré proviendrait du cheminement potentiel, par les fractures naturelles ou induites, des eaux d'injection contenant les additifs de fracturation jusqu'aux aquifères d'eau douce. Les cas rapportés sont extrêmement rares, sinon inexistants. Même lorsqu'une contamination au méthane est décelée dans un puits, les analyses d'eau de ces puits ne révèlent pas la présence d'additifs de fracturation. Ce constat n'est pas surprenant, car l'eau souterraine puisée par les puits provient des 100 premiers mètres à partir de la surface, alors que les injections pour les fracturations sont effectuées à plus de 1 000 m de profondeur. Il faut mentionner qu'une fois que la pression d'injection est relâchée en surface, l'écoulement se fait vers le puits et non vers la surface et les aquifères. Les produits injectés sont adsorbés par les argiles présentes dans la roche. Les shales de la formation d'Utica, qui ne sont pas saturés en eau, absorbent celle-ci ainsi que les contaminants.

Le troisième mécanisme est la migration du méthane qui bien que non toxique peut affecter la qualité des eaux souterraines. Ici encore, la mise en place de tubages et leur cimentation, conjuguées aux essais de pression, minimisent grandement le risque de fuites. Le suivi des puits, rendu obligatoire par le RPEP, va permettre de révéler la présence de fuites sérieuses, lesquelles devront être réparées selon les exigences du Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains (RPGNRS).

Eaux usées industrielles

L'étude E3-5, réalisée dans le cadre des travaux d'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste (MDDEFP, 2013b) a permis, à l'aide de données sur les eaux usées de forage et de fracturation obtenues au Québec et d'analyses de données américaines, de confirmer la liste des contaminants mentionnés dans les Lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière (MDDELCC, 2014b), de documenter les contaminants préoccupants et de désigner ceux pour lesquels des suivis exploratoires seraient nécessaires.

Depuis l'étude du MDDEFP, d'autres études ont été publiées dans lesquelles de nouvelles compilations de données sur les eaux usées de fracturation ont permis aux auteurs de préciser le portrait de ces eaux. La mise à jour de l'information à partir de la

littérature récente (2013-2015) apporte un nouvel éclairage et réduit les incertitudes relativement à certains paramètres. La majorité de ces études, incluant celle de la U.S. EPA (2015a), ont permis de déterminer les contaminants les plus préoccupants, en comparant les concentrations mesurées dans les eaux de fracturation hydraulique aux concentrations maximales acceptables établies pour l'eau potable. Dans la présente section, les données de caractérisation des eaux usées ont été comparées à deux indicateurs de qualité des eaux usées :

- les exigences de rejet des Lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière (MDDELCC, 2014b);
- les indicateurs de qualité concernant les risques d'effets sur la vie et le milieu aquatiques¹⁰.

Données québécoises et constats 2013

Plusieurs études ont été compilées de façon à élargir le spectre des concentrations potentielles contenues dans ces eaux ainsi que le nombre de contaminants couverts. Le tableau 24 présente les caractéristiques des eaux usées de forage et de fracturation issues du shale d'Utica au Québec (2007-2010) et celles des eaux de fracturation issues du shale de Marcellus aux États-Unis, dont les concentrations maximales mesurées dépassent les indicateurs de qualité des eaux usées. Le rapport de l'étude AENV16 (Guay et Caron, 2015) présente l'ensemble des contaminants pour lesquels des concentrations minimales médianes et maximales ont été recensées.

Malgré les incertitudes liées aux données, les eaux usées gazières non traitées provenant du shale d'Utica dans les basses-terres du Saint-Laurent se caractérisent par (tableau 24) :

- des concentrations élevées de contaminants organiques, comme le démontrent les résultats de la demande biochimique en oxygène au bout de cinq jours (DBO₅) et de la demande chimique en oxygène (DCO);
- la présence systématique d'azote ammoniacal et fréquente des autres formes d'azote;
- des teneurs élevées en ions (solides dissous totaux), bien que nettement inférieures à celles observées dans les eaux de reflux aux États-Unis;
- des teneurs élevées en métaux totaux, notamment pour le baryum; tout en étant bien en deçà des concentrations rapportées pour les eaux issues des shales de Marcellus;
- la présence de composés organiques tels que des huiles et des graisses, les hydrocarbures pétroliers (exprimés en C₁₀-C₅₀) ainsi que quelques composés organiques volatils typiques de l'exploration d'hydrocarbures;
- la présence de quelques substances phénoliques;
- une concentration élevée de matières en suspension (MES).

¹⁰ Les indicateurs de qualité relatifs à des risques d'effets sur le milieu aquatique sont la valeur aiguë finale à l'effluent, 100 fois le critère de vie aquatique chronique et 100 fois le critère de prévention de la contamination des organismes aquatiques, comme défini dans le document *Critères de qualité de l'eau de surface* (MDDEFP, 2013a).

Deux constats s'ajoutent aux précédents :

- les eaux usées de fracturation hydraulique se sont révélées fortement toxiques lors des essais de toxicité globale aiguë réalisés avec la daphnie (puce d'eau);
- certains composés contenus dans les intrants de fracturation pouvaient se retrouver dans les eaux usées. Toutefois, bien qu'ayant été utilisés dans le processus, la plupart des contaminants jugés préoccupants dans ces eaux usées étaient d'origine naturelle.

Aucune donnée sur les eaux usées des forages ou des fracturations hydrauliques des shales de Macasty n'est actuellement disponible.

Tableau 24 : Caractéristiques des eaux usées de forage et de fracturation pour les contaminants présentant des concentrations maximales supérieures aux indicateurs de qualité des eaux usées

Contaminants	Eaux usées de fracturation non traitées issues de la formation d'Utica au Québec ¹				Eaux usées de fracturation non traitées issues de la formation de Marcellus aux États-Unis ¹¹			
	Min (mg/L)	Médiane (mg/L)	Max (mg/L)	Fréquence de détection	Min (mg/L)	Médiane (mg/L)	Max ³ (mg/L)	N ou fréquence de détection (Référence)
Contaminants généraux								
Azote ammoniacal total	0,16	4,5	15,8	36/36	29,4	90	242	19 (2)
Bromures					0	445	1 190	19 (2)
Chlorures	80	2 295	16 380	34/34	18	34 000	196 000	141 (1)
Cyanure	< 0,003	—	0,041	5/11	0,0019	0,1	0,954	86 (1)
DBO ₅	4	160	675	17/17	37,1	144	1 950	19 (2)
Fluorures	< 1	—	6	2/5	0,009	1,7	58,3	86 (1)
MES	7	39,9	643,3	18/18	10,8	102	3220	19 (2)
Nitrites	< 0,1	—	24	1/2	0,034	2,5	146	91 (1)
pH	6,36	8,04	9,71	35/35	4,9	6,6	11,6	138 (1)
Solides dissous totaux	2480	6390	7190	5/5	221	55000	345000	141 (1)
Sulfites	—	—	—	—	2,5	—	38	19 (3)
Métaux totaux								
Argent	< 0,02	—	< 0,02	0/5	0,0005	0,05	0,1	216 (1)
Baryum	< 1	1,95	3	8/10	0,005	164	13 900	220 (1)
Béryllium	< 0,5	—	< 0,5	0/5	0,00021	0,04	0,08	216 (1)
Bore	1,3	2,5	12	6/10	3,14	12,05	97,9	18/18 (2)
Cadmium	< 0,001	—	< 0,05	0/16	0,00019	0,012	0,1	218 (1)
Chrome	< 0,01	—	< 0,5	2/15	0,00084	0,025	0,704	220 (1)
Cuivre	< 0,003	—	0,5	2/15	0,0025	0,13	116	219 (1)
Fer	< 0,5	2,5	9,1	8/12	0,025	29,7	574	233 (1)
Lithium	—	—	—	—	10,6	42,75	153	18/18 (2)
Manganèse	< 0,5	—	< 0,5	0/5	0,0025	2,2	29,4	220 (1)
Mercuré	< 0,0001	—	0,002	1/12	0	0,0002	0,065	185 (1)
Molybdène	< 0,5	—	< 0,5	0/5	0,0009	0,0317	0,147	15/18 (2)
Plomb	< 0,002	—	0,4	5/16	0,0005	0,03	0,97	212 (1)
Sélénium	< 0,5	—	< 0,5	0/1	0,0025	0,05	0,35	196 (1)

Contaminants	Eaux usées de fracturation non traitées issues de la formation d'Utica au Québec ^I				Eaux usées de fracturation non traitées issues de la formation de Marcellus aux États-Unis ^{II}			
	Min (mg/L)	Médiane (mg/L)	Max (mg/L)	Fréquence de détection	Min (mg/L)	Médiane (mg/L)	Max ³ (mg/L)	N ou fréquence de détection (Référence)
Strontium	—	—	—	—	345	1080	4830	19 (3)
Thallium	< 1	—	< 1	0/5	0,001	0,1	1	192 (1)
Zinc	< 0,016	0,25	7,5	8/16	0,005	0,12	247	220 (1)
Contaminants organiques								
Benzène	< 0,0002	—	0,0091	2/7	0,00025	0,005	2	142 (1)
Benzo(a)pyrène	—	—	—	—	0,0005	0,002	0,19	111 (1)
Chloroéthène	< 0,0002	—	< 0,0002	0/2	0,0005	0,005	2	87 (1)
Dibromochlorométhane	—	—	—	—	0,00025	0,0005	2	148 (1)
Éthylbenzène	< 0,0001	—	0,0028	3/7	0,00025	0,005	2	127 (1)
Hydrocarbures pétroliers totaux C ₁₀ - C ₅₀	0,19	2,4	100	21/21	0,21	—	0,21	1 (2)
Naphtalène	—	—	—	—	0,0048	0,022	3,1	16 (2)
Pentachlorophénol	< 0,001	—	< 0,001	0/5	0,00125	0,0095	0,94	111 (1)
Tétrachlorométhane	< 0,0002	—	< 0,0002	0/2	0,00025	0,005	2	128 (1)
Toluène (méthylbenzène)	< 0,0005	—	0,0112	4/7	0,00025	0,005	6,2	143 (1)
1,2,4-Trichlorobenzène	—	—	—	—	0,00025	0,005	2	152 (1)
1,1,1-Trichloroéthane	< 0,0002	—	< 0,0002	0/2	0,00025	0,005	2	128 (1)
1,2,4-Triméthylbenzène	—	—	—	—	0,0044	0,005	1,2	8/19 (4)
Xylènes	< 0,0004	—	0,0059	3/7	0,0005	0,0015	6,5	87 (1)

^IRésultats de caractérisation d'eaux usées non traitées provenant du forage ou de la fracturation de 18 puits de gaz de schiste au Québec (2007-2010).

^{II}Résultats de caractérisation d'eaux usées non traitées aux États-Unis provenant de (1) Abualfaraj, Gurian et Olson (2014); (2) Hayes et Severin (2012); (3) Hayes (2009); (4) URS Corporation (2010).

Données américaines et constats 2015

Contaminants généraux

- Les concentrations médianes et maximales observées dans les eaux usées des shales de Marcellus sont, pour tous les paramètres, supérieures aux concentrations observées dans les eaux usées des shales d'Utica au Québec, bien qu'à des degrés différents.
- Les concentrations élevées en DBO₅ et en MES confirment le besoin d'une filière de traitement pour les composés organiques et inorganiques.
- C'est l'azote ammoniacal qui, parmi les différentes formes d'azote, ressort comme étant le plus problématique, suivi par les nitrites.

Solides dissous totaux et ions

- Les solides dissous totaux ressortent dans toutes les études comme les contaminants qui représentent le plus grand défi, en raison de leur teneur très élevée en sel qui en complique la gestion (USGS, 2013).
- Les bromures dont les concentrations maximales sont très élevées ($> 1\,000$ mg/L) font partie des contaminants préoccupants propres à ce secteur. Ils sont à l'origine de problèmes sur la qualité de l'eau qui ont été observés au moment de la chloration (MDDEFP, 2013a).

Métaux

- Certains métaux lourds (Ag, Be, Cd, Cr, Hg, Mo, Pb, Se, Th) – bien que présentant une valeur maximale plus élevée que les indicateurs de qualité – ont, pour la plupart, des concentrations médianes en deçà du mg/L. Les métaux les plus préoccupants, avec des teneurs maximales pouvant dépasser les 100 mg/L, sont le baryum ($> 10\,000$ mg/L), le bore, le cuivre, le fer, le lithium, le strontium et le zinc. Le baryum, le strontium et le zinc font tous les trois l'objet d'une exigence de rejet dans les Lignes directrices (tableau 20).
- Les ions baryum, strontium et bromures sont connus comme des signatures propres aux eaux usées de fracturation et de production (Haluszczak, Rose et Kump, 2013). Le strontium, le bore et le radium sont aussi connus pour être des traceurs de ce type de contamination (Vengosh, Jackson, Warner, Darrah et Knodash, 2014).

Composés organiques

- Pour les composés organiques volatils et semi-volatils, les quelques contaminants qui ressortent de façon systématique dans les diverses études sont principalement le benzène, le toluène, l'éthylbenzène et le xylène, ainsi que certains HAP, notamment le naphthalène et le benzo(a)pyrène. Ce dernier ressort malgré les faibles concentrations détectées, en raison d'un indicateur de qualité très bas, basé sur son potentiel cancérigène.
- Les hydrocarbures pétroliers totaux n'ont pas été caractérisés aux États-Unis. Ils ressortent en raison des données maximales obtenues au Québec et des indicateurs de qualité relatifs aux hydrocarbures pétroliers de types diesel ou de mazout (MDDEFP, 2013a).
- La présence de surfactants et de glycols serait le reflet de la composition du fluide de fracturation.

Radionucléides

Malgré des données encore trop partielles (Abualfaraj et collab., 2014), les données disponibles aux États-Unis font état de concentrations parfois élevées et, surtout, d'un dépassement des concentrations maximales acceptables pour l'eau potable, pour certains radionucléides dans les eaux de reflux.

La composition des eaux de reflux de la fracturation hydraulique change selon le temps de résidence dans le puits. Les concentrations augmentent avec le temps et atteignent des valeurs asymptotiques quelques jours ou quelques semaines suivant la fracturation. Des études ont permis de montrer que si les caractéristiques chimiques des premières eaux issues de la fracturation hydraulique s'apparentent à la chimie des fluides de fracturation injectés, elles reflètent par la suite la géochimie de la formation rocheuse fracturée (U.S. EPA, 2015a).

L'étude AENV16 (Guay et Caron, 2015) porte aussi sur les composés contenus dans les intrants de fracturation qui peuvent se retrouver dans les eaux usées gazières ou pétrolières. Bien que leur présence ressorte de plus en plus comme étant relativement négligeable, du moins après quelque temps, les informations colligées par Soeder et collab. (2014) montrent que jusqu'à 132 composés différents liés à des intrants ont pu être mesurés dans les eaux usées gazières et pétrolières aux États-Unis.

Contaminants préoccupants pour l'environnement

Le tableau 25 présente les contaminants les plus préoccupants, c'est-à-dire, ceux dont les concentrations maximales ou médianes (tirées de la compilation des données américaines) sont supérieures ou bien aux exigences technologiques pour les effluents traités, édictées dans les Lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière (MDDELCC, 2014b), ou bien à l'un des indicateurs de la qualité des eaux usées, établis à partir des critères de qualité de l'eau de surface (MDDEFP, 2013a). L'information du tableau 25 confirme que la liste des contaminants soumis aux exigences de rejet et de suivi des Lignes directrices est pertinente.

Il demeure des incertitudes sur les effets potentiels de plusieurs composés organiques ou inorganiques contenus dans ces eaux, en raison de la variabilité dans les concentrations et les composés retrouvés d'une étude à l'autre, de l'absence d'indicateurs de qualité pour certains d'entre eux (radionucléides, bromures), de la multitude de composés non analysés, et du peu de données disponibles. De même, de nombreux composés ou leurs dérivés, contenus dans les intrants utilisés pour le forage ou la fracturation, peuvent se retrouver dans ces eaux usées. De manière à s'assurer de vérifier l'ensemble des risques liés à tous ces contaminants présents simultanément, un suivi systématique de la toxicité globale chronique aux rejets d'eaux usées serait requis.

Tableau 25 : Liste des 20 composants utilisés le plus fréquemment pour fracturer les puits de pétrole aux États-Unis

Composé		CAS	Utilisation
Nom français	Nom anglais		
Acide acétique	Acetic acid	64-19-7	Antitartre
Butoxy éthanol, 2-	Butoxy ethanol	111-76-2	Agent acidifiant
Chlorure d'hydrogène	Hydrochloric acid	7647-01-0	Agent acidifiant
Distillats de pétrole (C9-C16) (2x)	Distillates, petroleum, hydrotreated light	64742-47-8	Réducteur de friction, épaississant
Éthylène glycol	Ethylene glycol	107-21-1	Briseur d'enzymes
Glutaraldéhyde	Glutaraldehyde	111-30-8	Biocide
Gomme de guar	Guar gum	9000-30-0	Agent gélifiant
Hydroxyde de sodium	Sodium hydroxide	1310-73-2	Fluide de stimulation
Méthanol	Methanol	67-56-1	Anticorrosif, agent acidifiant
Persulfate d'ammonium	Ammonium persulfate	7727-54-0	Agent interrupteur
Propane-2-ol	Isopropanol	67-63-0	Anticorrosif, anti émulsifiant, stimulateur de reflux, agent acidifiant, fluide de stimulation
Prop-2-yne-1-ol	Propargyl alcohol	107-19-7	Anticorrosif
Solvant Naphta aromatique lourd	Heavy aromatic Naphtha	64742-94-5	Anticorrosif, agent acidifiant
Hydroxyde de potassium	Potassium hydroxide	1310-58-3	Agent de réticulation, tampon
Chlorure de sodium	Sodium chloride	7647-14-5	Agent interrupteur, réducteur de friction, inhibiteur de l'échelle, le contrôleur d'argile, biocide
Éthanol	Ethanol	64-17-5	Surfactant, biocide
Acide citrique	Citric acid	77-92-9	Contrôleur du fer
Résines phénoliques	Phenolic resin	9003-35-4	Agent de soutènement

Des connaissances additionnelles sont requises sur :

Les caractéristiques des eaux issues des schistes de Macasty sur le plan des contaminants naturellement présents (éléments radioactifs, saliné) et sur la toxicité et la persistance de certains composés utilisés comme intrants de fracturation.

Par la suite, il faudra définir les critères de qualité des eaux de rejets.

Impacts sur les sols

Sismicité

La *Canadian Association of Petroleum Producers* est une des associations qui reconnaît que la fracturation hydraulique provoque des séismes de faible amplitude (moins de 3 sur l'échelle de Richter) (CAPP, 2012), une affirmation remise en question par la

Seismological Society of America. Une étude, réalisée par Ellsworth et collab. (2011), a montré une augmentation, par un facteur 6, de la fréquence des séismes de magnitude 3 ou plus (c.-à-d. de 4 à 6) sur l'échelle de Richter dans le centre des États-Unis de 2001 à 2011. À la suite de recherches effectuées pour trouver la cause, les chercheurs en sont venus à la conclusion qu'une telle augmentation, à l'extérieur d'une région volcanique, ne pouvait être due à une cause naturelle. Cette augmentation de la fréquence coïncide avec l'arrivée de l'industrie du gaz de schiste dans la région. Cependant, bien que les auteurs attribuent cet effet à cette industrie, ils n'ont pu en déterminer la cause exacte : est-elle reliée à la méthode employée (la fracturation hydraulique) ou est-elle reliée à la quantité de gaz extrait ?

La *British Columbia Oil and Gas Commission* (2012) a enquêté sur l'occurrence d'anomalies sismiques (magnitude allant de 2,2 à 3,8 sur l'échelle de Richter) dans la région du bassin de Horn River entre avril 2009 et décembre 2011. L'investigation a conclu que ces séismes avaient été causés par la fracturation hydraulique réalisée à proximité de failles préexistantes. Parmi les facteurs mentionnés comme ayant une relation non négligeable avec la sismicité, citons le taux de pompage, la pression de fracturation et la proximité avec des failles préexistantes. Le consensus dans la littérature semble être que la sismicité plus intense (magnitude 3) est surtout reliée à l'élimination des eaux de fracturation par injection en profondeur, une pratique courante dans l'industrie alors que la sismicité directement reliée à la fracturation hydraulique est beaucoup plus rare et présente des magnitudes plus faibles (National Research Council of the National Academies, 2015).

Parmi les mesures d'atténuation proposées, l'étude ATVS01 suggère, notamment, de produire des rapports d'événements sismiques, d'étudier les relations entre les paramètres de la fracturation hydraulique et l'activité sismique, d'améliorer la précision des sismographes, de procéder à un inventaire national des failles et des zones de stress dans les shales, d'établir un programme de surveillance de la sismicité avant, pendant et après des activités de fracturation et d'acquérir une meilleure connaissance des caractéristiques des réservoirs souterrains.

Contamination des sols par les boues de forage, les liquides de fracturation et les eaux de reflux

Selon le Centre international de référence sur le cycle de vie des produits, procédés et services (CIRAIG), l'étendue de la contamination des sols dépend de la quantité et de la composition des hydrocarbures, des boues de forage, du liquide de fracturation et des eaux de reflux déversées dans le sol. Cette étude, parue en 2014, révèle ce qui suit :

- Les boues de forage contiennent de nombreuses substances non toxiques et des substances synthétiques dont la composition demeure inconnue. Cependant, en général elles ne sont pas considérées comme « dangereuses »; à certains endroits, les déblais de forage sont même valorisés par épandage, vu leur contenu élevé en carbonate de calcium.

- Le liquide de fracturation contient de nombreuses substances jugées toxiques et des substances synthétiques dont la composition demeure inconnue. Il est toutefois difficile d'évaluer les effets réels de ces diverses substances, considérant leur très faible concentration; le liquide de fracturation étant composé à plus de 99 % d'eau et de sable.

Au Québec, les Lignes directrices provisoires exigent la mise en place d'une membrane imperméable sur le site de forage ce qui, en fin de compte, résout ce problème.

Impacts sur la qualité de l'air

Selon le CIRAIG (2014), en plus des gaz à effet de serre, les activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures sont susceptibles d'émettre de nombreux contaminants atmosphériques, notamment ceux cités ci-après (SNC-Lavalin, 2013) :

- oxydes d'azote (NO_x);
- dioxyde de soufre (SO_2);
- monoxyde de carbone (CO);
- poussière et particules fines (p. ex. $\text{PM}_{2,5}$);
- composés organiques volatils (COV);
- sulfure d'hydrogène (H_2S);
- hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP);
- aldéhydes (formaldéhyde, acétaldéhyde, acroléine, etc.).

À l'aide d'une modélisation de la dispersion atmosphérique, on peut évaluer l'impact sur la qualité de l'air de l'émission des contaminants atmosphériques associés à l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures. Une évaluation des impacts sur la qualité de l'air a été réalisée pour les basses-terres du Saint-Laurent.

Une modélisation de la dispersion atmosphérique des contaminants associés à l'exploration et à l'exploitation des gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent a été effectuée (SNC-Lavalin, 2013) dans le cadre de l'EES sur les gaz de schiste.

Les contaminants atmosphériques pris en compte dans cette modélisation sont les oxydes d'azote (NO_x), le dioxyde de soufre (SO_2), le monoxyde de carbone (CO), les particules totales et fines (PST, $\text{PM}_{2,5}$), les composés organiques volatils (COV), le sulfure d'hydrogène (H_2S), les hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP) et les aldéhydes (formaldéhyde, acétaldéhyde, acroléine, etc.) ainsi que l'ozone (O_3). Deux scénarios d'émission ont été considérés dans la modélisation des basses-terres : un scénario de base et un scénario avec mesures d'atténuation.

Des moteurs à combustion correspondant à des technologies du début des années 2000 ont notamment été utilisés dans le scénario de base. Pour le scénario avec mesures d'atténuation, l'utilisation de moteurs à combustion de technologie plus récente a été simulée et les émissions de NO_x et de particules sont nettement plus faibles que les

émissions des moteurs plus anciens. En ce qui concerne les deux scénarios d'émission, les concentrations atmosphériques modélisées ont été comparées aux critères et aux normes de qualité de l'atmosphère (MDDELCC, 2014c).

Pour le scénario de base, les résultats de la modélisation montrent des dépassements de critères et de normes de qualité de l'atmosphère pour plusieurs contaminants, notamment pour le dioxyde d'azote (NO₂), les particules fines (PM_{2,5}), le formaldéhyde, les BTEX, le H₂S et les HAP totaux. En général, l'intensité des dépassements varie selon les phases du projet (forage, fracturation hydraulique, essais de production, etc.). De plus, ces dépassements sont parfois importants en bordure des sites et peuvent s'étendre jusqu'à quelques centaines de mètres, voire quelques kilomètres pour certains contaminants. Enfin, soulignons que la modélisation montre également que, dans certaines situations, par exemple lorsque les conditions météorologiques sont défavorables à la dispersion des émissions, des odeurs dépassant le seuil de génération de plaintes sont perceptibles dans la région autour des plates-formes et des centres de traitement des gaz.

Pour le scénario qui prend en compte l'implantation de plusieurs mesures d'atténuation, les résultats de la modélisation montrent que les dépassements de critères et de normes de qualité de l'atmosphère se limiteraient au NO₂ et au formaldéhyde à proximité des plates-formes et du centre de traitement des gaz. De plus, avec les mesures d'atténuation étudiées, l'impact de l'odeur autour des plates-formes diminuerait considérablement par rapport au scénario d'émission de base.

En conclusion, les résultats de la modélisation montrent que le développement du gaz de schiste à petite ou à grande échelle dans les basses-terres du Saint-Laurent pourrait avoir un impact notable sur la qualité de l'air à l'échelle locale sur des distances allant de quelques centaines de mètres à un kilomètre des sites et sur la qualité de l'air à l'échelle régionale dans les sous-régions à haute densité d'implantation. L'étude conclut également qu'un développement à grande échelle pourrait également avoir un impact très important sur le bilan provincial des émissions de NO_x, un précurseur à la formation de l'ozone photochimique (smog).

Île d'Anticosti

Une deuxième étude de modélisation spécifique à Anticosti est en cours (l'étude AENV08).

Les Lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière, publiées par le MDDELCC, précisent les exigences en matière d'autorisations, d'émissions atmosphériques, de qualité de l'air et de suivi.

Gaz à effet de serre

Nature et sources des émissions de GES

Les gaz à effet de serre (GES) sont des composants gazeux qui absorbent le rayonnement infrarouge émis par la surface terrestre et contribuent à l'effet de serre. L'augmentation de leur concentration dans l'atmosphère terrestre est l'un des facteurs à l'origine des changements climatiques.

Les principaux gaz à effet de serre que l'on trouve naturellement dans l'atmosphère sont :

- la vapeur d'eau (H_2O);
- le dioxyde de carbone (CO_2);
- le méthane (CH_4);
- l'oxyde nitreux (N_2O);
- l'ozone (O_3).

En plus des gaz mentionnés ci-dessus, les gaz à effet de serre industriels comprennent des composés halogénés comme :

- les chlorofluorocarbures (CFC);
- les hydrochlorofluorocarbures (HCFC);
- le tétrafluorométhane (CF_4);
- l'hexafluorure de soufre (SF_6);
- le trifluorure d'azote (NF_3).

Les gaz à effet de serre n'ont pas tous le même potentiel de réchauffement de l'atmosphère. En réalité, chaque gaz à effet de serre a un temps de résidence atmosphérique et une capacité à absorber le rayonnement infrarouge émis par la surface terrestre qui lui sont propres.

Le concept de potentiel de réchauffement planétaire (PRP) a été élaboré pour permettre de comparer la capacité de chaque gaz à effet de serre de piéger la chaleur dans l'atmosphère par rapport au dioxyde de carbone (CO_2) qui constitue la mesure étalon, d'une valeur de 1, pour une période donnée. Les émissions des différents gaz à effet de serre sont calculées en fonction de la quantité de dioxyde de carbone qui leur serait nécessaire pour produire un effet de réchauffement similaire à celui-ci au cours d'une période donnée. C'est ce qu'on appelle la valeur d'équivalent en dioxyde de carbone (éq. CO_2). On l'obtient en multipliant la quantité de gaz par le PRP qui lui est associé.

Avant 2013, les PRP en vigueur au Canada, utilisés pour les inventaires des émissions de GES, provenaient du deuxième rapport d'évaluation du GIEC (IPCC, 1996). Depuis 2013, la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) établit que les PRP qui doivent être utilisés lors des déclarations des inventaires des émissions de GES des pays membres sont ceux issus du quatrième rapport d'évaluation du Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat (GIEC) (IPCC, 2007). Ainsi, l'inventaire québécois des émissions de GES 1990-2013 utilisera les PRP en vigueur au Canada et dans les conventions internationales tels qu'édictees dans ce quatrième rapport.

Mentionnons que le plus récent rapport du GIEC (IPCC, 2013) a réévalué les PRP du méthane à la hausse, mais qu'ils ne sont pas encore en vigueur.

Le tableau 26 présente des valeurs de potentiels de réchauffement planétaire pour certains gaz à effet de serre sur un horizon de 100 ans.

Tableau 26 : Valeurs de potentiels de réchauffement planétaire de certains gaz à effet de serre sur un horizon de 100 ans

Gaz à effet de serre	Formule	IPCC	Sources	IPCC
		(1996)	IPCC	(2007)
			(2007)	(2007)
Dioxyde de carbone	CO ₂	1	1	1
Méthane	CH ₄	21	25	34
Oxyde nitreux	N ₂ O	310	298	298
Hexafluorure de soufre	SF ₆	23 900	22 800	
Trifluorure d'azote	NF ₃	-	17 200	

Les principaux gaz à effet de serre (GES) en lien avec les activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures sont le dioxyde de carbone (CO₂), le méthane (CH₄) et, dans une moindre mesure, l'oxyde nitreux (N₂O).

Parmi les principales sources d'émissions de gaz à effet de serre de cette industrie, on trouve :

- les moteurs à combustion interne alimentés au carburant diesel, incluant les groupes électrogènes;
- les moteurs à combustion interne alimentés au gaz naturel;
- les équipements mobiles;
- les torchères et les incinérateurs;
- la ventilation et les pertes de méthane dans l'atmosphère;
- les émissions fugitives des réservoirs de combustible et les microfuites des procédés;
- les bassins de stockage des eaux de reflux après la fracturation hydraulique.

Estimation des émissions de GES

Pour le bassin d'Anticosti

Les estimations d'émissions de gaz à effet de serre (GES) pour l'île d'Anticosti ont été faites dans le cadre de l'étude AENV01 (MDDELCC, 2015e). Étant donné que les hydrocarbures n'y sont pas exploités actuellement, l'approche par analogie entre la formation de Macasty à Anticosti et la formation de Point Pleasant en Ohio a été utilisée aux fins d'évaluation préliminaire des émissions de GES. Bien que sujette à plusieurs

limites et incertitudes, dont la plus importante est liée aux pourcentages de récupération des hydrocarbures, cette évaluation a permis de donner un ordre de grandeur des émissions de GES qui pourraient résulter de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti. Elle a également permis de constater que les hydrocarbures de la formation géologique analogue sont composés d'environ 20 % d'hydrocarbures liquides et de 80 % de gaz, ce dernier paramètre ayant une influence importante sur les émissions de GES. De plus, il appert que le facteur déterminant quant aux émissions potentielles de GES issues d'une éventuelle exploitation d'hydrocarbures à Anticosti est l'échéancier de mise en place des infrastructures de récupération des gaz.

Pour les autres bassins géologiques

En ce qui a trait au bassin géologique des basses-terres du Saint-Laurent, l'estimation des émissions de GES a été réalisée dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste en 2013. Cette évaluation a été faite par le CIRAIG selon l'approche du cycle de vie¹¹. Toujours dans le cadre de cette EES, SNC-Lavalin a déposé une étude sur la détermination des taux d'émissions, notamment des GES, découlant des activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste¹². Le MDDELCC a déposé un rapport faisant état des résultats des différentes études réalisées ainsi que de l'impact d'un éventuel développement de la filière de gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent sur le bilan des émissions de GES au Québec¹³ en 2013.

Concernant les bassins géologiques du Bas-Saint-Laurent, de la Gaspésie et du golfe du Saint-Laurent, une évaluation des intensités des émissions de gaz à effet de serre (GES) est présentée dans l'étude GENV-30. Cette évaluation a été faite à partir de l'étude des structures géologiques analogues ciblées pour leur potentiel en hydrocarbures par l'INRS dans le rapport GTEC01 disponible au moment de faire la présente étude.

Étant donné l'état actuel des connaissances et le fait qu'il n'y a pas de données sur le potentiel de récupération des hydrocarbures pour ces structures géologiques, il n'a pas été possible d'évaluer les émissions absolues de GES comme ce fut le cas pour Anticosti et pour le gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent. Toutefois, à partir des analogies géologiques présentées dans l'étude de l'INRS, il a été possible d'estimer l'intensité des émissions de GES, c'est-à-dire le rapport entre les émissions de GES et la quantité d'énergie produite, pour chacune des structures. Cette intensité permet de comparer entre elles les empreintes de carbone des structures géologiques et pourrait mener à une évaluation des émissions de GES absolues si des données sur l'exploitation des hydrocarbures étaient disponibles dans le futur.

¹¹ CIRAIG, 2013. Analyse du cycle de vie et bilan des gaz à effet de serre prospectifs du gaz de schiste au Québec.

¹² SNC-Lavalin, 2013. Détermination des taux d'émission et modélisation de la dispersion atmosphérique pour évaluer l'impact sur la qualité de l'air des activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste au Québec.

¹³ MDDELCC, 2013. Rapport synthèse des résultats du Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits et services (CIRAIG) sur l'impact des émissions de gaz à effet de serre de la filière du gaz de schiste au Québec. GES (Étude GES1-2).

Sur le cycle de vie

Selon la revue de littérature du CIRAIG, réalisée dans le cadre de la présente EES (CIRAIG, 2014), les deux phases de l'industrie des hydrocarbures qui contribuent le plus aux émissions de GES sont la phase d'extraction et la phase de raffinage, qui comptent pour plus de 90 % des émissions totales (en excluant la combustion des hydrocarbures). Le transport vers les raffineries et les consommateurs finaux ne représente qu'une faible proportion de celles-ci.

Le tableau 27 présente les émissions de GES associées au cycle de vie des hydrocarbures, de l'extraction des matières premières jusqu'à l'utilisateur, avant que celui-ci en fasse la consommation. Il s'agit donc des émissions du puits jusqu'à la raffinerie, dans le cas du pétrole, et jusqu'au consommateur, dans le cas du gaz naturel. En ce qui concerne le gaz de schiste en milieu terrestre, les émissions estimées comprennent les émissions intentionnelles, liées au fonctionnement normal d'un équipement, et les émissions non intentionnelles, qui se produisent lors de l'usure ou de la rupture d'un équipement en raison de sa mauvaise conception.

Tableau 27 : Émissions de GES associées au cycle de vie de l'exploitation des hydrocarbures

Type d'hydrocarbure	Estimation des émissions de GES ^I (g éq. CO ₂ /MJ)
Milieu terrestre	
• Pétrole conventionnel	12 à 47 (probablement entre 20 et 30)
• Gaz naturel conventionnel	7 à 21 (probablement entre 15 et 21)
• Gaz de schiste	7 à 34
• Pétrole de schiste ^{II}	9 à 13
Milieu marin	
• Pétrole conventionnel	10 à 28
• Gaz naturel conventionnel ^{III}	7

^I Ne considère pas les émissions non contrôlées s'échappant par les failles naturelles ou les émissions après la fermeture du puits.

^{II} Basé sur un nombre limité de données et un envoi à la torchère du gaz de schiste.

^{III} Basé sur une seule donnée dont la fiabilité peut être mise en doute.

Source : CIRAIG (2014)

En ce qui a trait aux bassins géologiques du Bas-Saint-Laurent, de la Gaspésie et du golfe du Saint-Laurent étudiés dans l'étude GENV-30, le tableau 28 présente les intensités d'émissions de GES des différentes structures géologiques étudiées sur le cycle de vie, incluant la production et le traitement des hydrocarbures. À noter que les types d'hydrocarbures contenus dans les analogues géologiques présentés dans l'étude GTEC01 peuvent différer des hydrocarbures présents dans les structures géologiques étudiées pour le Québec. Cependant, les intensités d'émissions des GES représentent les meilleures approximations pouvant être réalisées en fonction du niveau actuel des connaissances. Sans tenir compte de la partie de la structure de Galt qui contient des hydrocarbures liquides et pour laquelle des évaluations sont toujours en

cours, les intensités d'émissions de GES pourraient varier de 9,12 gCO₂ eq/MJ à 21,15 gCO₂ eq/MJ, l'intensité la plus élevée étant associée à la structure d'Haldimand. Globalement et à la lumière de l'information disponible, les structures d'Old Harry et de Massé seraient celles qui émettent le moins de GES par mégajoule produit tandis que les trois autres structures géologiques seraient dans la moyenne des intensités d'émissions du gaz de schiste et du pétrole de schiste nord-américain.

Tableau 28 : Synthèse des caractéristiques et des intensités des émissions de GES sur le cycle de vie de certaines structures géologiques des bassins du Bas-Saint-Laurent, de la Gaspésie et du golfe du Saint-Laurent

Caractéristiques des structures géologiques				Extraction des hydro-carbures	Traitement des hydrocarbures	Émissions totales de GES	
Structure géologique (Bassin)	Principal type d'hydro-carbure de l'ana-logue	Type de forage de l'analogue	Analogie géologique	(gCO ₂ eq/MJ)	Liquéfaction du gaz ou (raffinage du pétrole) (gCO ₂ eq/MJ)	(gCO ₂ eq/MJ)	(tCO ₂ eq/BOE)
Massé (Bas-Saint-Laurent)*	Gaz (avec hydro-carbures liquides)	Conventionnel vertical	Formation de Slave Point. Champ gazier de Ladyferm (nord-est de la Colombie-Britannique)	7,09	5,2 à 6,4	12,29 à 13,49	0,077 à 0,084
Galt (Gaspésie)	Gaz	Horizontal sans fracturation hydraulique	Calcaires fracturés d'âge mississippien du bassin d'Anadarko (Mississippian limestones) en Oklahoma et au Kansas	13,5	5,2 à 6,4	18,7 à 19,9	0,117 à 0,124
Galt (Gaspésie)*	Hydro-carbures liquides	à venir	à venir	à venir	à venir	à venir	à venir
Bourque (Gaspésie)	Gaz et conden-sat	Forage directionnel	Idem, structure de Galt	13,5	5,2 à 6,4	18,7 à 19,9	0,117 à 0,124
Haldimand (Gaspésie)	Pétrole	Horizontal sans fracturation hydraulique	Grès de la formation de Bakken au Dakota du Nord et en Saskatchewan	9,76	11,39 (raffinage du pétrole)	21,15	0,132
Old Harry (Golfe du Saint-Laurent)	Gaz	Conventionnel vertical	Grès fluviatiles carbonifères de la partie sud de la mer du Nord.	3,924	5,2 à 6,4	9,12 à 10,32	0,057 à 0,065

* : Au moment de la publication du présent rapport, les calculs d'émission de GES pour cette formation sont à venir. Ils seront présentés dans l'étude GENV30.

Impacts de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures sur le bilan québécois des émissions de gaz à effet de serre

Le Québec tend à ce que ses émissions de GES ne dépassent pas 68 millions de tonnes en équivalent CO₂ en 2020, soit une réduction de 20 % par rapport aux émissions de 1990.

Selon l'étude du CIRAIG réalisée en 2013 dans le cadre de l'EES sur le gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent, les émissions de GES annuelles ont été estimées à 2,5 millions de tonnes en équivalent CO₂ pour un scénario de déploiement à petite échelle et à 19,1 millions de tonnes en équivalent CO₂ pour un scénario à grande échelle. À titre indicatif, les émissions de GES pour ces deux scénarios pourraient représenter respectivement une augmentation de 4 et de 28 % par rapport aux émissions de GES visées en 2020 pour le Québec.

Quant à Anticosti, les estimations préliminaires des émissions des GES de la Formation de Macasty ont été évaluées en utilisant le scénario « Plus » du chantier Économie et les données provenant d'une formation géologique analogue à celle de Macasty, soit le shale d'Utica à Point Pleasant en Ohio. Ainsi, considérant que des infrastructures de récupération des gaz seraient en place dès le début de l'exploitation en 2020, les émissions annuelles de GES seraient de l'ordre de 1,4 million de tonnes en équivalent CO₂ durant la période maximale de développement des puits. À titre indicatif, ces émissions pourraient représenter une augmentation de 2 % par rapport aux émissions de GES visées en 2020 pour le Québec. Ces émissions doivent être considérées comme un ordre de grandeur et n'incluent pas les émissions dues au transport des hydrocarbures produits.

Selon l'information issue de l'EES, comme il n'y aurait pas d'exploitation prévue dans les basses-terres du Saint-Laurent ni à Anticosti d'ici 2020, il n'y aurait pas d'impact sur la cible de réduction de GES prévue en 2020 advenant une éventuelle exploitation des hydrocarbures dans ces deux bassins géologiques. L'impact d'une éventuelle exploitation se ferait vraisemblablement sentir sur les prochains objectifs du Québec en matière de réduction des GES. Dans tous les cas, l'industrie devra déployer des efforts importants et mettre rapidement en place des mesures d'atténuation afin de réduire les émissions de GES découlant de ses activités.

Faune et habitats

En général, la construction de routes, de pipelines ainsi que l'augmentation du transport routier peuvent dégrader et détruire d'importants habitats et interférer avec le comportement et le cycle de vie de certains animaux (WWF, 2014). L'exploration et l'exploitation des hydrocarbures peuvent avoir de nombreux impacts sur la faune et les habitats fauniques (Noël, 2012), parmi lesquels :

- la modification, la fragmentation et la réduction de la taille des habitats;

- la diminution des ressources hydriques (le prélèvement d'eau dans les eaux de surface pourrait réduire notablement leur débit et ainsi dégrader l'habitat du poisson;
- l'exposition à des contaminants;
- la destruction du couvert forestier naturel et son remplacement par une végétation invasive;
- l'interférence avec les activités et le comportement des animaux à la suite des émissions de poussières et de particules, de l'augmentation du bruit, de l'augmentation de la luminosité, et de la fréquence accrue des transports.

Impacts particuliers sur l'île d'Anticosti

Impacts sur le saumon atlantique

Avec le développement des activités d'exploration pétrolière et gazière sur l'île d'Anticosti, des inquiétudes ont été soulevées concernant les impacts potentiels de déversements accidentels d'hydrocarbures sur le saumon. L'étude AENV18 (Valiquette, 2015) a montré que même si la littérature scientifique traitant spécifiquement des effets d'une exposition aux hydrocarbures chez le saumon atlantique est limitée, elle est riche en études traitant de la famille des salmonidés.

Chez les jeunes stades de vie des salmonidés, une exposition à des concentrations sous létales d'hydrocarbures provoque généralement des retards de croissance, une diminution des réserves énergétiques, des dysfonctionnements cardiovasculaires et une dépression du système immunitaire qui peuvent avoir des conséquences indirectes sur la survie des individus en mer. Bien que les adultes semblent être moins affectés par les hydrocarbures, leur aptitude à retrouver les lieux de reproduction et leur capacité physique à se reproduire peuvent être compromises. Les effets létaux et sublétaux d'une exposition des salmonidés aux hydrocarbures pétroliers peuvent nuire au maintien et à la persistance à long terme des populations touchées par un déversement. Dans le cas d'un déversement majeur de pétrole, le saumon atlantique de l'île d'Anticosti pourrait subir un effondrement démographique local, ce qui pourrait mettre en péril l'ensemble de la métapopulation compte tenu de la taille réduite des populations en présence.

Les effets létaux et sublétaux d'une exposition des salmonidés aux hydrocarbures pétroliers peuvent nuire au maintien et à la persistance à long terme des populations touchées par un déversement. Dans le cas du saumon atlantique de l'île d'Anticosti, un effondrement démographique local pourrait mettre en péril l'ensemble de la métapopulation.

Impacts sur le cerf de Virginie

L'étude AENV19 (Drolet, Dussault et Côté, 2015) n'a pas permis de déterminer avec certitude les impacts que les activités pétrolières et gazières pourraient avoir sur la population de cerfs de Virginie de l'île d'Anticosti, aucune étude n'en ayant évalué l'impact direct. Cela dit, à l'aide de l'information recueillie sur le cerf de Virginie de l'île

d'Anticosti et d'une revue de littérature sur les impacts des perturbations anthropiques sur les ongulés (dont le cerf de Virginie fait partie), il a été possible de décrire les impacts potentiels des activités pétrolières sur les cerfs d'Anticosti.

Les études faites sur les perturbations intermittentes et les perturbations cumulatives rapportent toutes des impacts négatifs sur les ongulés. Les deux principaux impacts sont l'augmentation du taux de mouvement et l'évitement des infrastructures humaines (perte indirecte d'habitat). D'autres impacts recensés sont une augmentation du taux de mortalité par collisions et une diminution de la survie des faons. Il peut aussi y avoir des réponses physiologiques comme une augmentation de la fréquence cardiaque ou une augmentation du stress. Ces réponses peuvent entraîner des dépenses énergétiques supplémentaires chez les animaux perturbés et réduire leur taux de survie.

L'ampleur des impacts qu'auraient les activités pétrolières et gazières sur le cerf de Virginie dépend de plusieurs facteurs. La densité des perturbations anthropiques dans le paysage et le volume de trafic détermineront l'augmentation du taux de mouvement et l'ampleur des zones d'évitement par les ongulés (dont le cerf fait partie). La saison pendant laquelle les travaux ont lieu affectera les réponses comportementales et physiologiques. Plusieurs études constatent aussi que les individus les plus sensibles d'une population sont les femelles accompagnées d'un faon. Finalement, la tolérance des ongulés et leur capacité à s'habituer aux dérangements pourront aussi moduler les impacts.

Des mesures d'atténuation devraient être mises en place pour limiter les projets de développement sur la faune et la flore, particulièrement sur les espèces désignées. L'encadrement juridique de l'exploitation non conventionnelle du gaz et du pétrole restant à préciser, il y aurait lieu de prévoir des mesures permettant de s'assurer que l'industrie ne produit pas d'impacts négatifs sur les écosystèmes de l'île qui bénéficient de statuts de conservation légaux.

Une attention particulière devra être portée aux aires de concentration d'oiseaux aquatiques sur le littoral côtier, en particulier en ce qui concerne l'installation éventuelle d'infrastructures portuaires et de transport des hydrocarbures. Des mesures d'atténuation (caractérisation des habitats, localisation des installations, mesures supplémentaires de protection, mesures de compensation, etc.) devraient être incluses dans les certificats d'autorisation. (ATVS01)

Bruit

Selon le Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste (CEES, 2014), les principales sources de bruit liées au développement de l'industrie du gaz de schiste, notamment la construction des routes et des sites de production ainsi que les opérations de fracturation hydraulique, peuvent engendrer des stress importants chez certains résidents, plus particulièrement ceux qui bénéficient d'une qualité de vie rurale ou qui occupent les résidences les plus proches des sources de bruit. Par exemple, le bruit a un impact sur la qualité du sommeil, qui se traduit, entre autres, par de la fatigue, du stress ou des difficultés de concentration.

Le transport de la machinerie au cours de la construction et l'utilisation de grandes quantités d'eau lors de la fracturation occasionne aussi une augmentation du bruit et une détérioration de la sécurité routière. Les personnes les plus affectées par ces nuisances sont les personnes âgées et les personnes qui ont des problèmes de santé mentale. La présence de problèmes auditifs, l'aggravation des maladies cardiovasculaires ainsi qu'un stress pouvant mener vers des comportements extrêmes sont d'autres effets connexes que des chercheurs comme ceux du *Oil and Gas Accountability Project* associent à cette industrie.

Au Québec, le contrôle du bruit est fonction de critères appliqués par le MDDELCC et non de normes réglementaires. Ces critères varient selon la source du bruit : chantiers de construction, source fixe et routes.

Pour les bruits provenant d'une source fixe, notamment d'un site industriel, le MDDELCC applique la note d'instruction 98-01. Cette note (MDDELCC, 2015 g) établit des critères à respecter pour le jour et pour la nuit et distingue quatre types de zones selon leur niveau de sensibilité (tableau 29). Ainsi, la zone I, la plus sensible, correspond à des habitations unifamiliales, à des écoles ou à des hôpitaux. La zone IV, la moins sensible, comprend les territoires zonés à des fins industrielles ou agricoles. À noter que plusieurs municipalités réglementent les nuisances sonores sur la base des critères de cette note d'instruction.

Pour les bruits provenant de chantiers de construction, c'est la politique sectorielle sur le bruit communautaire au Québec qui s'applique, alors que les nuisances sonores relatives au bruit routier font l'objet de recommandations en fonction du bruit ambiant avant la construction.

Tableau 29 : Niveaux maximums de bruit permis selon les catégories

Zone	Nuit (dBA)	Jour (dBA)
I	40	45
II	45	50
III	50	55
IV	70	70

Source : MDDELCC (2015 g)

Qu'ils soient considérés de façon individuelle ou cumulative, les impacts sonores engendrés par l'industrie du gaz de schiste varient selon la phase de développement en cours, sa durée et son intensité. L'industrie dispose de bonnes pratiques relativement aux impacts sonores et peut adapter les mesures d'atténuation et les traitements acoustiques en fonction des besoins sur un site.

Une étude de modélisation de la dispersion du bruit a déjà été réalisée afin de mieux apprécier les impacts sonores du développement du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent (Soft dB, 2013).

L'étude a d'abord défini des scénarios en se basant sur le projet type du développement du gaz de schiste et sur les scénarios de développement 3 et 5 du Comité de l'EES. Le bruit lié à l'augmentation du trafic sur les routes a aussi été considéré. À chaque phase d'opération ont été associés les sources sonores (équipements, activités), une durée ainsi qu'un nombre de véhicules (lourds et légers). Chaque source sonore a été déterminée (ex. : excavatrice, camion, compresseur, pompe, tour de forage, etc.) et un niveau de puissance sonore (en dBA) lui a été attribué à partir de recherches dans la littérature.

La modélisation a été faite suivant des conditions conservatrices sur le plan environnemental : sol plat, non absorbant, sans édifices ni végétation ou autres barrières. Pour chaque phase des travaux, deux situations ont servi aux calculs, l'une où les équipements étaient utilisés à temps complet (100 % du temps), l'autre avec un facteur d'utilisation normale des équipements. Pour chacune des situations, deux conditions météorologiques ont été considérées, soit des conditions favorables à la propagation du son le jour et le soir. Le bruit de la circulation routière sur une route d'accès et sur une route principale de campagne a été modélisé par un logiciel selon le type de trafic mentionné dans la littérature que l'on trouve sur les sites d'exploitation du gaz de schiste. La puissance du son de chaque source a été combinée et distribuée également sur l'aire totale du site et le bruit a été calculé à partir de la limite du site. Les principaux résultats sont résumés ci-après.

Pendant les travaux de construction

Les impacts sonores des composants introduits lors des travaux préliminaires, notamment le transport de la machinerie lourde et des autres équipements, sont semblables à ceux d'autres projets de construction.

Les travaux de préparation du sol pour la construction des routes d'accès, des sites de puits et des stations centrales sont parmi les activités les plus bruyantes. Elles peuvent durer une vingtaine de jours, mais il n'y a généralement pas de construction la nuit. Plusieurs mesures d'atténuation peuvent être appliquées pour réduire le bruit de façon appréciable, mais le choix d'un site approprié demeure la meilleure façon d'éviter les impacts indésirables.

Pris individuellement ou cumulativement, les impacts liés au camionnage sont considérés comme faibles. Pour un seul site, la durée peut varier d'une à deux semaines, et s'étendre jusqu'à quelques mois lorsqu'il s'agit de plusieurs sites. Le niveau sonore de cette phase est habituellement toléré étant donné que les manœuvres demeurent temporaires et sont généralement exécutées pendant la journée. Par ailleurs, dans des zones résidentielles ou récréotouristiques, il peut y avoir une incompatibilité avec le caractère et la vocation du milieu récepteur.

Une étude sur l'état des routes avant le début des travaux, la signature d'une entente d'utilisation entre le promoteur et la municipalité ou le propriétaire privé établissant les modalités d'usage de la route ainsi que le choix géographique et le calendrier des travaux qui nuiront le moins à l'environnement et à l'économie régionale sont au nombre des mesures d'atténuation à privilégier.

Dans le cas d'un scénario de développement à grande échelle, les facteurs qui varient et pourraient occasionner un plus grand impact sur le bruit sont le nombre total de sites multipuits, le nombre total d'installations centrales et le volume du trafic sur les routes en général si le développement a lieu dans une même zone. Ce sont les activités de construction qui génèreraient les bruits les plus importants, mais comme la distance entre deux sites multipuits est de 4,3 km (dans l'axe nord-ouest/sud-est), il n'y aura pas d'effet cumulatif ou de contribution additive à l'impact sonore. Dans l'axe sud-ouest/nord-est, où cette distance est de 900 m, un terrain qui se situerait dans la ligne entre deux sites multipuits pourrait ressentir un niveau de bruit de 3 dB supérieur à celui d'un seul site.

Parmi les mesures d'atténuation, il faut assurément planifier le transport des produits chimiques et des services d'urgence en cas de déversement ou d'accident et, préférablement, éviter les grandes distances de camionnage lors du transport des matières premières.

Pendant le forage et la fracturation

La littérature et la simulation sonore désignent la fracturation hydraulique comme étant l'opération la plus bruyante.

Au cours de la fracturation des puits, les génératrices et les compresseurs, les équipements les plus bruyants sur le site, fonctionnent alors en continu. Ils peuvent s'avérer très gênants pour le voisinage. Par exemple, pour respecter les critères de bruit nocturne établis dans la note d'instruction 98-01 du MDDELCC, entre la source la plus bruyante (la fracturation) et les habitations, pour la zone la plus sensible, une distance minimale de 5 110 m en zone I, de 3 430 m en zone II et de 2 450 m en zone III devrait être respectée. Pour la zone IV, elle serait de 560 m. L'application de mesures d'atténuation peut diminuer sensiblement ces distances (soulignons qu'il n'y a généralement pas de travaux de fracturation durant la nuit).

Individuellement, ces impacts sonores sont considérés comme modérés alors que cumulativement ils deviennent élevés. La durée de ces opérations varie habituellement de quatre à cinq semaines, mais à l'échelle d'une région, elles peuvent durer quelques mois. Les scientifiques notent des risques de perturbation du sommeil pour les habitants du voisinage.

Pour minimiser ces impacts, le choix du site doit se faire en tenant compte de la présence d'habitations et en utilisant les obstacles naturels ou bâtis pour réduire la dispersion du bruit.

Pendant la production et le transport du gaz naturel

À l'étape de la production, le transport par camion pour la construction des stations de compression, des unités de traitement et des unités de déshydratation engendre des impacts qui, individuellement ou cumulativement, sont considérés comme faibles et de courte durée.

Les mesures d'atténuation à privilégier concernent une fois de plus la planification des sites de forage dans le but d'optimiser le transport et l'utilisation de la machinerie lourde.

Pour la phase de transport et de distribution, la construction d'un gazoduc génère du bruit pendant la construction, laquelle dure quelques semaines. Les impacts pris individuellement ou cumulativement sont faibles.

Lors de la phase de transport et de distribution, il n'y a pas de mesures d'atténuation particulières à mettre en place selon la littérature. La phase de fermeture définitive nécessite quant à elle des mesures d'atténuation similaires à l'étape des travaux de construction.

Île d'Anticosti

L'étude AENV07 portant sur l'évaluation de l'impact sonore associé aux activités d'exploration et d'exploitation de pétrole sur l'île n'est pas terminée. Pour le moment, les Lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière, publiées par le MDDELCC, précisent les exigences en ce qui concerne les émissions de bruit et leur suivi. Elles s'appuient sur la note d'instruction sur le bruit de source fixe et les critères pour le bruit communautaires.

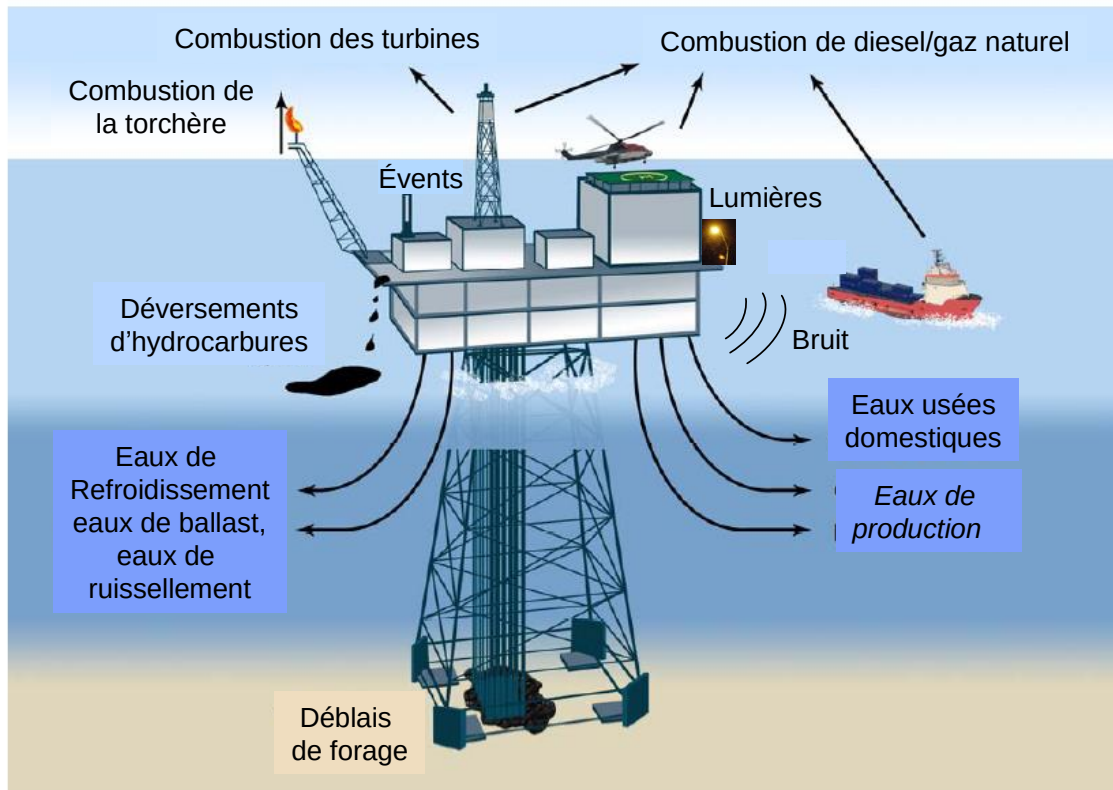
Des recherches futures sont nécessaires pour mieux comprendre l'ampleur des impacts du bruit de forage sur le cerf de Virginie de l'île d'Anticosti. (AENV19, p. 10)

3.3 Impacts potentiels de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier

L'information contenue dans la présente section sur les impacts potentiels de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures sur le milieu marin provient du rapport de Bonton et collab. (2014) et de l'étude GENV25. Il s'agit d'un des livrables du programme d'acquisition de connaissances sur le golfe du Saint-Laurent amorcé par le MDDELCC en 2012. Soulignons que les impacts potentiels des déversements accidentels d'hydrocarbures en milieu marin ainsi que les mesures de prévention, de préparation et d'intervention seront présentés dans la section 3.4 et le chapitre 7.

Une installation d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures en milieu marin utilise des intrants et de l'énergie et émet des rejets « quotidiens » dans l'environnement (figure 18) Elle peut rejeter différents contaminants dans le milieu marin, issus par exemple des eaux de ruissellement s'écoulant à la surface de l'installation, des déblais de forage rejetés lors de la phase d'exploration ou des eaux de production rejetées lors de la phase de production. Ces intrants et ces rejets peuvent avoir des impacts, directement ou indirectement, sur les écosystèmes, particulièrement sur l'écosystème marin.

Figure 18 : Principaux rejets de l'activité d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin (basé sur OSPAR [2009])



Lors de leurs opérations quotidiennes, les activités d'exploration des hydrocarbures en milieu marin ont six sources d'impact (tableau 30). Ce sont :

- l'utilisation du territoire, soit l'occupation physique du milieu marin par les unités d'exploration et d'exploitation;
- les rejets d'eaux usées, particulièrement les rejets d'eaux de production;
- les émissions atmosphériques, soit l'émission de gaz associés et des combustibles nécessaires au fonctionnement des installations de forage, de production et au transport des hydrocarbures;
- les rejets de matières résiduelles, qui sont principalement des résidus de forage;
- l'utilisation des ressources telles que les matériaux de construction, les produits chimiques utilisés pour les forages et la production, et l'énergie nécessaire à la production et au transport des hydrocarbures;
- l'émission de bruit et de lumière telle que le bruit occasionné lors des forages exploratoires.

Tableau 30 : Classification des principales sources d'impacts du cycle de vie de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu marin

Classe	Source d'impacts
Utilisation du territoire	Installations d'exploration et d'exploitation, pipelines
Eaux usées	Eaux de production, eaux de ballast, eaux de ruissellement, eaux de refroidissement, eaux usées domestiques
Émissions atmosphériques	Combustion des moteurs, mise à la torche, mise à l'évent
Matières résiduelles	Déblais de forage, boues de forage, fluides de complétion de puits, fluides du bloc d'obturation de puits (BOP), déchets alimentaires, sable de production, matériaux de construction
Utilisation des ressources	Énergie, matériaux de structure, produits chimiques, eau salée
Bruit et lumière	Ondes sismiques, lumière des installations, bruit des installations d'exploration, de production et de transport

Impacts sur le milieu aquatique

Selon l'étude GENV25 (CEAEQ, 2015c), plusieurs études évaluant l'expression de différents biomarqueurs à la suite d'une exposition aux eaux de production traitées de plates-formes pétrolières ou gazières ont été répertoriées dans la littérature. De nombreuses études ont mis en évidence une absence d'expression des biomarqueurs (activité du glutathion S-transférase, de l'acyl-coenzyme A oxydase, tout comme la présence d'adduits de l'ADN, de métabolites biliaires ou la perte de l'intégrité de la membrane) à des distances supérieures à 500 mètres d'une plate-forme de forage. En revanche, d'autres études ont démontré l'induction significative de deux biomarqueurs impliqués dans le processus de détoxification des organismes, l'activité de l'éthoxyrésorufine o-déséthylase (EROD) et de Cyp1A, pour des poissons vivants à moins de 200 mètres en aval du point de rejet des eaux de production. La détection de ces deux biomarqueurs est révélatrice d'une exposition à des contaminants, mais ne signifie pas nécessairement la présence d'un effet biologique. Ils sont plutôt considérés comme des signaux de la présence d'un contaminant à l'intérieur d'un organisme ou comme une réaction biologique induite par un changement ou un stress environnemental. Notons que les biomarqueurs sont définis comme des changements observables ou mesurables au niveau moléculaire, biochimique, cellulaire ou physiologique qui révèlent l'exposition présente ou passée d'un organisme vivant à une substance chimique.

Pour les organismes pélagiques, des effets toxiques aigus et sublétaux ont été rapportés chez des poissons et des invertébrés exposés, en laboratoire, à des eaux de production traitées à des concentrations supérieures à 1 %, ce qui correspond en moyenne à une distance de moins de 50 mètres de la plate-forme. En plus de diminuer le succès reproducteur et d'engendrer une mortalité chez les organismes aquatiques les plus sensibles, des effets de perturbation endocrinienne ont été mesurés chez certains poissons. Ces effets s'étant manifestés à des concentrations supérieures à 1 %, cela signifie qu'ils ne pourraient être observés qu'à proximité des plates-formes, soit approximativement dans les 50 premiers mètres de la structure. D'ailleurs, les effets dans

le milieu n'ont été observés que dans l'environnement immédiat des plates-formes, à la suite d'exposition s'échelonnant sur plusieurs semaines, voire plusieurs mois.

Rejets des eaux usées des installations en milieu marin

Les rejets moyens d'eaux de production des installations pétrolières Terra Nova, Hibernia et White Rose au large de Terre-neuve en 2009 ont été estimés entre 0,5 et 1 m³ d'eau par m³ de pétrole brut produit (Stantec, 2012). Les concentrations moyennes dans les rejets d'eaux de production pour une exploitation pétrolière en mer du Nord étaient, en 2011, de 12,5 mg/L d'hydrocarbures pétroliers et de 13,1 mg/L de BTEX, ce qui équivalait à une charge annuelle de 17,6 t d'hydrocarbures et de 18,4 t de BTEX (OSPAR, 2013).

Les installations pétrolières au large de Terre-Neuve, ont rejeté de l'ammoniac, du phosphore total, de l'éthylène glycol, des substances phénoliques, du méthanol, et du BTEX dans le milieu marin (INRP, 2014). L'installation Hibernia a rejeté, en 2011, 84,4 t de BTEX à une concentration de 17 mg/L, 163 kg d'HAP (32 µg/L), 56 t de substances phénoliques (11,2 mg/L) et 79 t d'éthylène glycol (15,7 mg/L) (CNLOPB, 2014; INRP, 2014). L'installation de l'île de Sable a rejeté 289 t d'éthylène glycol dans l'eau de mer en 2011 (INRP, 2014).

Les rejets d'eaux de ballast pour le stockage de pétrole brut de l'installation Hibernia équivalent à la production de pétrole brut, soit en moyenne 20 000 m³/j (Stantec, 2012). Leurs teneurs en hydrocarbures ont varié de 0 à 3,1 mg/L entre 2007 et 2009. Les teneurs en hydrocarbures dans l'eau de ballast utilisée pour le stockage de pétrole brut d'installations de production en mer du Nord étaient en moyenne de 1,8 mg/L en 2011, pour une moyenne de 5,0 t par site d'extraction et une production de 7 200 m³/j (OSPAR, 2013).

Des connaissances additionnelles sont requises sur :

- les caractéristiques des eaux issues du shale de Macasty sur le plan des contaminants naturellement présents (éléments radioactifs, salinité);
- la toxicité et la persistance de certains composés utilisés comme intrants de fracturation.

Par la suite, il faudra développer les critères de qualité des eaux de rejets.

Utilisation du territoire

À chacune des étapes du cycle de vie, le territoire marin est occupé par un certain nombre d'unités et de navires d'exploration et d'exploitation tels que les navires de relevés géophysiques, les installations de forage et de production ou les installations de démontage en fin de vie. L'occupation du territoire marin par des installations de forage et de production peut durer plusieurs années et modifier substantiellement les habitats naturels de la faune et de la flore marine et la circulation des poissons et des mammifères, tout en nuisant au transport maritime et aux activités de pêche.

Une des sources majeures d'impact associées à l'utilisation du territoire est la présence des installations de forage, des installations de production, des équipements de production sous-marins et des pipelines. L'occupation du milieu marin par ces installations peut perturber l'habitat naturel des organismes vivants sur le fond marin et dans la colonne d'eau ainsi que les déplacements de mammifères marins et d'autres organismes aquatiques dans la zone d'exploration ou d'exploitation. La présence de l'installation peut créer un récif artificiel pouvant attirer ou faire fuir certaines espèces de poissons, crustacés et mollusques, et créer des zones de concentration d'organismes (Genivar, 2011).

En effet, les plates-formes sont des zones exemptes de chalutage, qui fournissent un refuge aux coraux et aux autres organismes de l'épifaune qui s'y installent après la mise en place de la structure. L'ajout d'un substrat dur a aussi pour effet d'entraîner, au fil du temps, la colonisation de la structure par des espèces qui, autrement, seraient absentes des zones de sable ou des vasières naturelles. La présence de plates-formes crée également un habitat favorable à l'établissement de communautés de poissons qui semblent être attirés autant par le substrat dur offert par la structure, que par l'augmentation de proies potentielles. Cette colonisation surviendrait dans des délais relativement courts après la mise en place de la plate-forme. L'établissement complet de l'écosystème peut s'échelonner sur une période de deux ans, dépendamment des espèces (CEAEQ, 2015c).

La mise en place d'installations d'exploration et d'exploitation risque aussi d'avoir un impact sur les oiseaux qui peuvent être attirés par les sources lumineuses de l'installation et entrer en collision avec celles-ci (Fraser, Russell et Von Zharen, 2006). La présence d'installations en milieu extracôtier est aussi susceptible de créer des conflits d'usages entre l'industrie d'exploitation d'hydrocarbures et le transport maritime ou les activités de pêche. Elle peut même augmenter le risque de collision avec des navires.

Tableau 31 : Principales sources d'impacts de l'utilisation du territoire au cours du cycle de vie de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier (basé sur Genivar [2011])

Étape	Source d'impacts
Relevés géophysiques	Présence de navires de levés sismiques Génération d'ondes sismiques (bruit dans l'eau)
Forages exploratoires	Perturbation du fond marin (ancrage, puits exploratoire, amas de déblais de forage) Présence de l'installation de forage et des navires de soutien
Construction	Perturbation du fond marin (ancrage, puits de production, puits d'injection, équipements sous-marin, pipelines) Présence de navires de soutien, de navires de pose de pipelines
Production	Présence de l'installation de production et d'équipements sous-marins Présence de navires de stockage, de transport des hydrocarbures et de pipelines Augmentation des risques de déversements divers
Fin de vie	Présence d'installations de démontage Présence de l'installation démontée et éliminée sur le fond marin

Notons que les auteurs des travaux de Génivar en 2011 n'ont pas pris en considération l'augmentation du transport maritime dans le golfe du Saint-Laurent.

Impacts potentiels de l'utilisation du territoire dans le golfe du Saint-Laurent

La présence éventuelle d'installations d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures dans le chenal Laurentien, notamment dans le secteur de la cible exploratoire Old Harry, pourrait induire un impact potentiel sur les habitats benthiques présents au niveau du site comme les coraux mous, les éponges, et certains poissons benthiques tels que la morue, le sébaste et la plie canadienne (Corridor Resources, 2013; Genivar, 2011). L'installation d'un pipeline ou d'un gazoduc pour transporter les hydrocarbures vers un site de distribution pourrait avoir un impact local sur les habitats et les communautés benthiques du golfe de même que dans la zone d'importance écologique et biologique située en bordure du chenal Laurentien (Genivar, 2011).

Émissions atmosphériques

Les principales sources d'émissions atmosphériques du cycle de vie de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier sont présentées dans le tableau 32. Une partie des émissions dans l'air sont issues des combustibles (gaz naturel, diesel) utilisés pour le forage, l'extraction, le traitement et le transport des hydrocarbures. Ces combustibles sont utilisés afin de faire fonctionner les différents groupes électrogènes et les moteurs. De plus, lors de la phase de production, des émissions dans l'air sont issues des gaz associés présents dans les hydrocarbures extraits du gisement. Une partie de ces

gaz seront perdus en passant par les systèmes de mise à l'évent de l'installation ou après la mise à la torche. Pour les champs gaziers, une partie des gaz associés qui sont récoltés lors du traitement du gaz naturel peuvent être injectés dans des formations souterraines.

Les principaux composés émis dans l'atmosphère par les systèmes de mise à l'évent ou de mise à la torche sont le dioxyde de carbone, le sulfure d'hydrogène, le méthane, le monoxyde de carbone, les oxydes d'azote, les oxydes de soufre, les matières particulaires et les composés organiques volatils. L'efficacité de combustion des gaz d'une torchère variant de 80 à 98 % (Lee et collab., 2011), celle-ci émet d'autres gaz que le CO₂ dans l'atmosphère à la suite d'une combustion incomplète. Ces composés peuvent participer à l'effet de serre, être toxiques pour la santé humaine et les écosystèmes ou créer des nuisances émanant des odeurs produites. Contrairement à la section précédente où une évaluation quantitative des émissions de GES a été faite, il n'est pas possible, dans l'état actuel des connaissances, de procéder aux mêmes évaluations pour établir l'importance de ces émissions par rapport au bilan québécois des GES.

Les oxydes d'azote et de soufre ainsi que le monoxyde de carbone sont les composés les plus dangereux associés à une pollution locale ou régionale. L'impact sur la santé humaine de ces émissions atmosphériques provenant des installations extracôtières du Canada a été peu considéré étant donné la distance par rapport aux côtes et la dispersion par les vents marins (Lee et collab., 2011). Le méthane et le dioxyde de carbone sont les principaux gaz à effet de serre émis lors des activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures. Les émissions de méthane se font dans des conditions normales d'exploitation, lors des entretiens de routine et en cas de perturbation des installations pétrolières et gazières (GMI, 2011).

Le tableau 33 présente les émissions atmosphériques d'installations extracôtières en 2011. On observe ce qui suit :

- l'installation Hibernia a émis (émissions de cheminées) dans l'atmosphère respectivement 559 t, 987 t, 118 t et 387 t de monoxyde de carbone, d'oxydes d'azote (exprimé en NO₂), de particules fines (< 2,5 microns) et de COV pour une production de 56 millions de barils de pétrole brut;
- l'installation Terra Nova a émis dans l'atmosphère respectivement 469 t, 2375 t, 130 t et 58 t de monoxyde de carbone, d'oxydes d'azote, de particules (< 2,5 microns) et de COV pour une production de 15,8 millions de barils de pétrole brut;
- l'installation White Rose a émis dans l'atmosphère respectivement 513 t, 2444 t, 138 t et 60 tonnes de monoxyde de carbone, d'oxydes d'azote, de particules (< 2,5 microns) et de COV pour une production de 12,8 millions de barils de pétrole brut;
- les installations Hibernia, White Rose et Terra Nova ont produit entre 0,4 et 0,6 Mt en équivalent CO₂ de gaz à effet de serre en 2011 (CO₂, CH₄ et N₂O).

Tableau 32 : Principales sources d'émissions atmosphériques de l'exploration et de l'exploitation d'hydrocarbures en milieu extracôtier (basé sur Genivar [2011])

Étape	Source d'impacts
Relevés géophysiques	Moteurs de navires de levés sismiques et d'autres relevés géophysiques; groupes électrogènes; chaudières
Forages exploratoires	Moteurs de navires de soutien; groupes électrogènes; chaudières; mise à la torche; mise à l'évent; fonctionnement des installations de forage (rotation du train de tiges, injection de fluides, traitement des résidus de forage); émissions fugitives de gaz
Construction	Idem forages exploratoires; moteurs de navires de pose de pipelines; énergie pour la pose d'équipement sous-marin
Production	Moteurs de navires de transport; maintien en position de l'installation de production; groupes électrogènes; fonctionnement de l'installation de production (extraction; injection de fluides; séparation; traitement du pétrole brut; traitement du gaz naturel; compression du gaz naturel; traitement des eaux de production); énergie de transport des hydrocarbures; émissions de gaz par la mise à la torche; émissions de gaz par les systèmes de mise à l'évent; chaudières
Fin de vie	Moteurs de navires de démontage et de transport de matériaux (acier, ciment); groupes électrogènes; fonctionnement des installations de démontage (retrait de pipelines, de l'équipement sous-marin; obturation des puits)

Tableau 33 : Émissions atmosphériques d'installations extracôtières en 2011

Installation	Monoxyde de carbone (t/an)	Oxydes d'azote (t/an)	Particules fines (t/an)	COV (t/an)	GES (MtCO ₂ eq/an)
Terra Nova	469	2375	130	58	0,6
Hibernia	559	987	118	387	0,5
White Rose	513	2 444	138	60	0,39

Sources : Environnement Canada (2013); INRP (2014)

Matières résiduelles

Lors de leur rejet en milieu marin, les boues et les déblais à base d'eau ont tendance à se disperser facilement à la différence des boues à base synthétique. Les principaux mécanismes de transport régissant le comportement des résidus de forage en milieu marin sont l'advection-dispersion, l'agrégation, la décantation, le dépôt sur le fond marin, la consolidation, et l'érosion.

Les rejets en mer de résidus de forage vont induire des impacts potentiels pour le milieu selon différents mécanismes :

- création d'un panache de turbidité dans la colonne d'eau,
- création de zones hypoxiques ou anoxiques,
- toxicité des composés présents dans les résidus de forage sur les organismes,
- bioaccumulation de certains métaux et hydrocarbures dans les organismes,
- enfouissement de la communauté benthique par le dépôt de sédiments sur le fond marin,
- déplacement des organismes benthiques mobiles.

Le dépôt des résidus de forage sur le fond marin peut entraîner une diminution locale de l'abondance et de la biodiversité de la faune et de la flore, conjointement à une hausse des populations d'espèces opportunistes (Caenn, Darley et Gray, 2011). On observe généralement des effets biologiques jusqu'à 1 000 mètres de l'installation pour des déblais de forage de boues à base d'eau et de boues à base synthétique (Lee et collab., 2011). Cependant, ces effets sont habituellement limités à un rayon d'environ 500 m de la structure (CEAEQ, 2015c), surtout lorsque les boues sont à base d'eau. L'impact sur les populations benthiques est généralement observé sur une distance supérieure de la plateforme comparativement à ceux observés sur les populations pélagiques. À l'intérieur d'un an, on estime que le milieu marin est en général recolonisé par les communautés benthiques, pour finalement retrouver une structure de ses communautés proche de l'état initial, au fur et à mesure que la quantité de contaminants diminue dans les dépôts (Caenn et collab., 2011; Lee et collab., 2011). Le U.S. EPA (2000) estime qu'après trois à cinq ans suivant l'arrêt des rejets de déblais de forage contaminés par des boues à base synthétique, les teneurs en contaminants sont suffisamment faibles, et les teneurs en oxygène suffisamment élevées, pour que les communautés benthiques retrouvent des conditions de vie acceptables.

Lumière et bruit

Les principales sources de lumière sont émises par les unités de forage, de production et de transport nécessaires à la navigation ou au travail de nuit, ainsi qu'à la mise à la torche pour brûler les gaz non récupérés (tableau 34). L'émission de lumière peut avoir un impact sur les oiseaux marins attirés par les sources lumineuses. Les oiseaux migrant la nuit sont particulièrement attirés par les sources de lumière des installations extracôtières, mais les raisons expliquant ce phénomène restent obscures (Poot et collab., 2008). L'impact de l'émission de lumière sur les oiseaux est documenté et on a noté des incidences de collisions d'oiseaux avec les structures lorsqu'ils sont attirés par celles-ci (OSPAR, 2012). L'attraction des oiseaux pour les sources lumineuses peut aussi avoir des impacts indirects comme la réduction de leurs réserves en énergie (Poot et collab., 2008). La distance d'influence de l'émission de lumière provenant des installations extracôtières en mer du Nord sur les oiseaux a été estimée entre 3 et 5 km à partir de la source lumineuse (Poot et collab., 2008). Certaines espèces de plancton et de poissons

pélagiques peuvent aussi être attirées par ces sources lumineuses et être sujettes à une hausse de prédation à la surface de l'eau (Lee et collab., 2011).

Tableau 34 : Principales sources d'émission de bruit et de lumière lors de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier

Étape	Source d'impacts
Levés sismiques	Ondes sonores (canons à air, étinceleurs, etc.)
Forages	Bruit des installations de forage et des navires
exploratoires	Lumière des installations
Construction	Bruit des installations de construction Lumière des installations
Production	Bruit de l'installation de production et des navires de transport d'hydrocarbures Lumière des installations
Démontage	Bruit des navires de démontage et de transport

Les principales sources de bruit proviennent des levés sismiques de la phase exploratoire. Autres que le bruit dû aux levés sismiques, des niveaux sonores sous-marins élevés sont occasionnés par les vibrations dans la colonne d'eau lors du fonçage de pieux pour la fixation des installations sur le fond marin (Environnement Illimité, 2006; Hildebrand, 2009). Du bruit est aussi émis par les différents navires utilisés (navires de soutien, transport des hydrocarbures, etc.) de même que par les unités aéroportées.

Une installation d'exploration et d'exploitation émet aussi des vibrations sous-marines et aériennes occasionnées par les propulseurs d'étrave et la machinerie en surface (turbines, pompes, compresseurs, génératrices) (GENESIS, 2011; NCE, 2007). Les émissions de bruit sous-marines de la machinerie sont principalement causées par des vibrations de la structure plutôt que par des émissions de bruit dans l'air. Le principal bruit sous-marin émis par une installation d'exploration ou d'exploitation est causé par les propulseurs d'étrave qui maintiennent l'installation en position (NCE, 2007). Le bruit émis par une installation de forage est d'environ 200 dB à 1 m de la source sonore ce qui est comparable à celui du passage d'un navire de fort tonnage. À titre comparatif, le bruit ambiant moyen dû principalement au transport maritime dans le chenal Laurentien est de l'ordre de 81,6 à 104,6 dB (Genivar, 2011).

Les émissions de bruit peuvent avoir divers impacts sur les poissons et les mammifères marins, notamment sur les réactions comportementales, le masquage d'autres sons, un comportement d'évitement, un stress ou une perte d'audition (Environnement Illimité, 2006).

3.4 Encadrement légal et réglementaire

À Anticosti comme ailleurs au Québec, en milieu terrestre, les Lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière du MDDELCC précisent les mesures que le promoteur doit prendre pour porter atteinte le moins possible à l'environnement.

Outre les renseignements requis pour l'analyse de la demande de CA des projets assujettis (article 22 de la LQE et paragraphe 6 de l'article 2 du Règlement relatif à l'application de la LQE [RLRQ, c. Q-2, r.3]), les Lignes directrices permettent de préciser plusieurs données scientifiques et techniques qui sont attendues du promoteur au cours de la réalisation de son projet. Ces renseignements sont exigés en vertu du Règlement sur la transmission de renseignements liés à l'exécution de certains travaux de forage et de fracturation de puits gaziers ou pétroliers (RLRQ, c. Q-2, r.47.1).

Ces Lignes directrices englobent, en plus du certificat d'autorisation requis pour les projets qui y sont assujettis, l'ensemble des autres autorisations connexes requises par la LQE. Celles-ci doivent être utilisées pour autoriser tout projet d'exploration de gaz ou de pétrole ou tout projet de fracturation, sans égard à la formation géologique visée.

Les exigences qui ne relèvent pas des lois et règlements en vigueur au Québec sont notamment fondées sur des règlements applicables à d'autres secteurs industriels présentant des impacts similaires ou sur des exigences applicables à l'industrie gazière et pétrolière dans d'autres territoires hors Québec. Enfin, certaines exigences sont motivées par les principes de prévention et de précaution lorsque les connaissances disponibles à ce jour sont insuffisantes ou que les enjeux environnementaux sont trop importants pour qu'il puisse en être autrement. Ces exigences constituent en fait les attentes du MDDELCC qui, si un CA est délivré, mèneront à une série d'engagements du promoteur.

Les présentes Lignes directrices reflètent les grandes orientations du MDDELCC en matière de protection environnementale, notamment :

- la responsabilisation des promoteurs, soumise à des règles et à des mesures de suivi bien précises;
- la gestion optimale de l'eau. Dans un contexte de développement durable, la gestion optimale de l'eau se traduit par l'adoption de stratégies visant la réduction de la contamination de l'eau et la réduction des quantités d'eau prélevées, notamment par sa réutilisation;
- la protection des milieux récepteurs, notamment par la prise en compte des objectifs environnementaux de rejet (OER) applicables aux rejets des eaux usées dans les eaux de surface et par le respect des critères de qualité de l'atmosphère près des installations émettant des contaminants dans l'atmosphère;
- la protection et la conservation de l'eau, notamment des prélèvements d'eau destinés à la consommation humaine ou à la transformation alimentaire;
- la gestion optimale des matières résiduelles par la réduction à la source, le réemploi, le recyclage et toute autre forme de valorisation. L'élimination doit être envisagée en dernier lieu;

- la protection des populations humaines et animales contre les nuisances (bruit, vibration, luminosité, etc.) générées par les activités d'exploration gazière et pétrolière;
- la protection des sols et la remise en état des sites, notamment par une réhabilitation satisfaisante du terrain, une fermeture sécuritaire des puits et un suivi postfermeture approprié;
- la lutte contre les changements climatiques, notamment en contribuant à l'atteinte de l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre par l'utilisation des meilleures technologies disponibles et la mise en place de mesures minimisant les émissions de gaz à effet de serre;
- la protection et la conservation du patrimoine naturel, des habitats et de la biodiversité.

Le texte complet des Lignes directrices provisoires est disponible sur le site Web du MDDELCC à l'adresse suivante :

<http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/industriel/hydrocarbures/Lignes-directrices.pdf>.

En matière d'émissions de GES, l'exploration et l'exploitation pétrolière sont notamment régies par deux règlements sur les émissions de GES. Le Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère (RDOCECA) oblige les entreprises à déclarer leurs émissions de GES si celles-ci dépassent le seuil annuel de 10 000 tonnes métriques en équivalent CO₂. (AENV-01)

Le Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (SPEDE) s'applique aux entreprises dont les émissions de GES atteignent ou excèdent le seuil annuel de 25 000 tonnes métriques en équivalent CO₂ (Gouvernement du Québec, 2015). Le SPEDE est un outil économique ayant pour objectif de réduire les émissions de GES chez les grands émetteurs, lesquels doivent se procurer des droits d'émission sur le marché du carbone afin de couvrir la totalité des émissions de GES de leurs activités. Le SPEDE actuel vise les secteurs de l'extraction de pétrole et de gaz, de la distribution du gaz naturel et du transport du gaz naturel par gazoduc. Le Règlement ne prévoit aucune allocation gratuite de droits d'émission pour ces secteurs d'activité. De plus, le seuil d'assujettissement s'applique à l'ensemble des activités de l'entreprise et non à chaque établissement comme c'est le cas pour l'industrie en général et les émetteurs doivent couvrir la totalité des émissions de GES résultant de leurs activités. Depuis le 1^{er} janvier 2015, le SPEDE vise également la distribution des carburants et combustibles. (AENV-01)

La gestion des eaux

À l'exception du conditionnement des eaux usées en vue de leur réutilisation, tout système de prétraitement ou de traitement doit être autorisé par le MDDELCC. Un CA distinct doit être délivré pour tout projet de valorisation des eaux usées à d'autres fins que les opérations de forage et de fracturation (ex. : déglacage de routes, abat-poussière).

L'utilisation de sources d'eau de surface ou d'eau impropre à la consommation humaine devrait être favorisée pour l'alimentation en eau lors des activités de forage et de fracturation. Toutes les eaux usées gazières ou pétrolières, de même que les eaux de ruissellement du site, le cas échéant, doivent être recueillies séparément dans des infrastructures étanches. L'eau devrait être transportée autant que possible par conduites afin de diminuer les impacts occasionnés par le camionnage.

À moins d'une mesure différente prévue dans le plan de gestion de l'eau que le MDDELCC juge acceptable, les eaux usées gazières ou pétrolières devraient être traitées, recyclées ou éliminées à l'intérieur d'un délai maximum de trois mois à partir de la fin des travaux de forage ou de fracturation, selon le cas.

En aucun cas, la dilution ne peut être considérée comme une forme de prétraitement ou de traitement acceptable.

Le traitement appliqué aux eaux de ruissellement devrait être effectué sur place, alors que celui qui est appliqué aux eaux usées gazières ou pétrolières peut être réalisé sur place ou hors du site.

L'étude E3-5, réalisée dans le cadre des travaux de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste (MDDEFP, 2013b) a aussi permis, à l'aide de données sur les eaux usées de forage et de fracturation obtenues au Québec et, dans la mesure où elles étaient disponibles, aux États-Unis, de confirmer les listes de contaminants visés par les Lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière (MDDELCC, 2014b), de documenter les contaminants préoccupants et de déterminer ceux pour lesquels des suivis exploratoires seraient nécessaires.

La gestion des émissions atmosphériques

Le requérant doit respecter les exigences d'émission atmosphérique du Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère (RAA) (c. Q-2., r.4.1) ainsi que les exigences des Lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière (MDDELCC, 2014b) pour toute la période visée par ses activités. Ces exigences sont résumées ci-après (le lecteur désirant avoir l'information complète doit se référer aux documents concernés) :

Demande de certificat d'autorisation : volet émissions atmosphériques

L'article 22 de la Loi sur la qualité de l'environnement (LQE) stipule que l'on doit obtenir un certificat d'autorisation avant d'exécuter certains travaux ou de faire certaines activités. L'article 48 de la LQE impose par ailleurs l'obligation d'obtenir une autorisation avant l'installation ou la pose d'un appareil ou d'un équipement destiné à prévenir, à diminuer ou à faire cesser le dégagement de contaminants dans l'atmosphère. Une liste de renseignements à joindre à la demande de CA est énoncée dans les Lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière.

Suivis : volet émissions atmosphérique

Suivi et déclaration des émissions diffuses fugitives et des fuites liquides : Le requérant doit faire un suivi de toutes les émissions diffuses fugitives et des fuites liquides (ex. : gaz, eaux usées, pétrole, fluide de fracturation, etc.) qui ont été constatées sur le site d'exploration gazière ou pétrolière. En vertu de l'article 21 de la LQE, toute présence accidentelle dans l'environnement d'un contaminant doit être signalée au ministre sans délai.

Suivi postfermeture : Le requérant qui désire fermer son puits temporairement ou définitivement doit s'assurer qu'il n'y a aucun écoulement à risque à l'évent du tubage de surface (fermeture temporaire) ni aucune migration de gaz et d'hydrocarbures et qu'il ne contamine pas l'eau souterraine.

Gestion de la qualité de l'air ambiant

La présente section résume le volet des Lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière (MDDELCC, 2014b) qui traite de la qualité de l'atmosphère (air ambiant). Le lecteur désirant avoir l'information complète doit se référer au document concerné.

Rappelons que les exigences du MDDELCC relatives à la qualité de l'atmosphère autour des installations d'exploration gazière et pétrolière visent à protéger la santé humaine, à minimiser les nuisances et à minimiser les effets sur les écosystèmes. Ces exigences reposent essentiellement sur le respect des normes et des critères de qualité de l'atmosphère autour des installations d'exploration. Les normes de qualité de l'atmosphère sont édictées dans le Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère (RAA) alors que les critères de qualité de l'atmosphère sont établis par le MDDELCC en vertu de l'article 20 de la LQE pour des contaminants qui ne sont pas normés. Par ailleurs, soulignons que les critères et les normes de qualité de l'atmosphère sont complémentaires aux normes d'émissions du RAA.

Demande de certificat d'autorisation : volet qualité de l'atmosphère

Le promoteur d'un projet d'exploration gazière ou pétrolière doit présenter une demande de certificat d'autorisation au MDDELCC. Les renseignements et les documents demandés sont nécessaires à l'analyse de la demande de certificat; ils visent notamment à décrire les émissions de contaminants atmosphériques qui se produiront aux différentes étapes de réalisation du projet et à évaluer l'impact de ces émissions sur la qualité de l'atmosphère à l'échelle locale et régionale.

Le respect des normes et des critères de qualité de l'atmosphère doit être évalué lors de la demande d'autorisation, à l'aide d'une étude de modélisation de la dispersion atmosphérique. Cette étude doit porter sur l'ensemble des contaminants émis par les activités d'exploration – particules (PST et PM_{2,5}), NO_x, CO, SO₂, COV, HAP et autres contaminants – et sur les contaminants secondaires formés (O₃) en aval du site d'exploration.

Exigences relatives au suivi de la qualité de l'atmosphère

En vertu de l'article 22 de la LQE, le MDDELCC peut exiger de la part du promoteur un suivi pour les contaminants dont l'étude de modélisation révèle que la concentration dans l'air ambiant atteindra au moins 80 % de la valeur de la norme ou, le cas échéant, du critère de qualité de l'atmosphère correspondant.

Si le certificat d'autorisation du promoteur inclut une obligation de suivi de la qualité de l'atmosphère, ce suivi doit être fait conformément au plan de suivi de la qualité de l'atmosphère du promoteur, préalablement approuvé par le MDDELCC.

Dans l'éventualité où le suivi démontre qu'une norme ou un critère de qualité de l'atmosphère est dépassé, le requérant doit mettre en œuvre des mesures d'atténuation pour corriger la situation (LQE, article 20).

Autres exigences

Le promoteur d'un projet d'exploration gazière ou pétrolière doit également se conformer aux exigences suivantes :

- Les activités d'exploration, lorsqu'elles sont situées sur des terres publiques, ne doivent pas occasionner de dépassement des normes et des critères de qualité de l'atmosphère, à une distance de 300 mètres ou plus du site d'exploration, ou à l'emplacement de récepteurs sensibles si ces récepteurs se trouvent à l'intérieur de la zone de 300 mètres déjà mentionnée.
- Si des bassins d'entreposage sont utilisés pour conserver les fluides de fracturation, aucune manipulation (aération ou pulvérisation) des fluides de fracturation pouvant avoir des répercussions sur les émissions de contaminants dans l'air n'est autorisée (LQE, article 20).
- Dans le cas de plaintes fondées ou de problèmes avérés de qualité de l'air (poussières, odeurs, etc.) autour du site d'exploration, le promoteur doit, sans délai, mettre en œuvre des mesures correctives et utiliser les moyens nécessaires pour en vérifier l'efficacité (LQE, article 20).
- Le promoteur doit prévenir l'émission de poussières par épandage d'eau ou par l'utilisation d'abat-poussières certifiés conformes à la norme NQ-2410-300/900 sur le site et sur les chemins d'accès.

Les exigences de suivi du bruit

En ce qui concerne les émissions acoustiques ainsi que leur suivi, le requérant doit se conformer aux mesures d'atténuation sonore ainsi qu'aux exigences précisées dans les Lignes directrices provisoires (MDDELCC, 2014b). Celles-ci sont résumées ci-après. Le lecteur désirant avoir l'information complète doit se référer au document concerné.

Mesures générales d'atténuation sonore

Le choix de l'emplacement des sites d'exploration gazière ou pétrolière et des voies d'accès devrait tenir compte de la localisation des zones sensibles (telles que définies à la note d'instructions 98-01 du MDDELCC [2015 g]), du zonage, des niveaux de bruit initiaux, des caractéristiques physiques et géographiques du terrain ainsi que des sites de puits d'exploration gazière ou pétrolière existants et prévus.

On devrait tirer avantage des accidents de terrain, tels les vallons, les monticules ou les zones de végétation, afin de faire obstacle à la propagation du son. L'emplacement des roulottes, conteneurs et autres équipements devrait être déterminé en considérant leur capacité à agir comme barrière acoustique. Puisqu'un puits exploratoire peut être transformé plus tard en puits de production, la planification de zones tampons avec la municipalité permet de s'assurer que de nouvelles résidences ne seront pas construites à proximité du site.

Mesures d'atténuation sonore

Quelques mesures d'atténuation sonore plus précises peuvent également être appliquées, dont celles indiquées ci-dessous :

- utiliser la terre minérale ou végétale résultant des travaux de décapage pour former des andains autour du site;
- favoriser un horaire régulier de jour pour les activités générant le plus de bruit;
- utiliser des équipements bien entretenus munis d'un silencieux efficace et de dispositifs d'atténuation en bon état;
- placer des enceintes acoustiques pour les compresseurs, pompes, génératrices, scies, marteaux piqueurs et autres équipements;
- utiliser des gaines acoustiques sur les marteaux hydrauliques et pneumatiques;
- utiliser des lames « antibruit » pour les scies à béton;
- installer des silencieux pour la purge de condensat sur les compresseurs;
- bien entretenir les voies d'accès temporaires et de circulation sur les sites et limiter la vitesse de circulation;
- aménager des circuits permettant de réduire la marche arrière des camions (alarme de recul);
- utiliser des alarmes de recul dont le niveau s'ajuste automatiquement au bruit ambiant;
- interdire l'utilisation de freins moteurs sur les voies d'accès et sur les sites;
- retenir l'itinéraire de transport dont l'impact sonore est le plus faible.

Exigences de suivi

Pour toute la période de ses activités, le requérant doit respecter les exigences de suivi, notamment celles décrites aux sections 2.4.4.3 et 3.2.8.7 des Lignes directrices. Entre autres :

Le requérant doit instaurer le programme de suivi du climat sonore dans les zones sensibles affectées par les activités réalisées sur le site d'exploration gazière ou pétrolière au cours de toutes les étapes de son projet. Le programme de suivi aura été préalablement approuvé par le MDDELCC lors de la délivrance du certificat d'autorisation.

Si le suivi du climat sonore révèle un dépassement des limites sonores établies dans la note d'instruction 98-01, dans la pratique administrative sur le bruit routier ou dans les Lignes directrices pour les chantiers de construction, le requérant devra appliquer les mesures correctives nécessaires et procéder à une vérification de leur efficacité.

Le requérant doit faire une étude d'impact sonore portant sur les activités projetées d'exploration gazière ou pétrolière subséquentes à l'aménagement du site visées par les Lignes directrices, c'est-à-dire les activités de forage et de complétion du puits, les essais de production et les activités de fermeture du puits et de démontage des installations, et y indiquer les mesures d'atténuation qu'il compte prendre afin que les niveaux sonores aux points sensibles de réception du bruit demeurent en tout temps conformes aux critères de bruit du MDDELCC. L'étude d'impact sonore inclut notamment la mesure du bruit initial, la détermination des critères et la modélisation des impacts sonores.

Les exigences de suivi des gaz à effet de serre

Contrôle et suivi des émissions de GES

Les exigences relatives au contrôle des émissions de GES sont résumées ci-après. Le lecteur désirant avoir l'information complète doit se référer aux règlements afférents, soit le Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère (RDOCECA) et le Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (SPEDE) présentés à la section 2.4.6.3 des Lignes directrices.

Déclaration des émissions de gaz à effet de serre

En vertu de l'article 6.1 du Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère (c. Q-2, r.15), le requérant qui émet une quantité de GES égale ou supérieure à 10 000 tonnes métriques en équivalent CO₂ dans l'atmosphère doit déclarer ses émissions. Dans le cas d'un émetteur effectuant l'exploration ou l'exploitation gazière ou pétrolière, le seuil de déclaration s'applique à l'ensemble des activités effectuées par une même entreprise au Québec au cours d'une année civile.

Rapport de vérification de la déclaration

En vertu de l'article 6.6 du Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère (c. Q-2, r.15), le requérant qui déclare des émissions de GES égales ou supérieures à 25 000 tonnes métriques en équivalent CO₂ doit transmettre au ministre, au plus tard le 1^{er} juin et en même temps que sa déclaration d'émissions, un rapport de vérification de cette déclaration préparée par un organisme accrédité ISO 14065, membre de l'International Accreditation Forum. La vérification doit être conforme aux articles 6.6, 6.7, 6.8 et 6.9 du Règlement (c. Q-2, r.15).

Suivi des gaz à effet de serre par le promoteur

Pour ce qui est des exigences de suivi des émissions de GES, les mesures sont énoncées dans les sections 2.4.6.4 et 2.4.8.3 des Lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière (MDDELCC, 2014b). Ces mesures sont résumées ci-après. Le lecteur désirant avoir l'information complète doit se référer au document concerné.

Composition des hydrocarbures sortant du puits

Le requérant doit caractériser les hydrocarbures sortant du puits, notamment le pétrole brut et le gaz naturel, une fois les étapes de forage et, s'il y a lieu, de fracturation terminées afin d'évaluer la teneur des principaux composés susceptibles d'être émis dans l'atmosphère. Pour être en mesure de déclarer ses émissions de GES et satisfaire aux exigences du Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère (c. Q-2, r.15), le requérant doit s'assurer qu'il prend les mesures nécessaires pour évaluer la composition des gaz émis dans l'atmosphère à ce moment, comme le prescrit la section QC.33.4 du protocole QC.33 du Règlement (c. Q-2, r.15).

Le rapport présentant les résultats relatifs à la composition du gaz brut et du pétrole sortant du puits doit être transmis au MDDELCC dans les deux mois suivant le début des essais de production. Les résultats de la caractérisation doivent être conservés au registre.

Registre des émissions diffuses dans l'atmosphère

Le registre de suivi des émissions diffuses fugitives dans l'atmosphère doit notamment inclure, pour chaque équipement et pour chaque contaminant gazeux échantillonné, la date de l'inspection ou du constat, la quantité émise, les valeurs des concentrations mesurées, l'estimation des quantités de COV émises, les données météorologiques horaires de température et de vent (vitesse et direction) correspondantes et toutes les interventions qui ont été faites afin de prévenir et d'arrêter les fuites.

Rapport annuel

Le requérant doit transmettre au MDDELCC un rapport annuel indiquant, pour chaque catégorie de pièces d'équipement, les résultats de suivi des émissions diffuses fugitives et des fuites liquides obtenus avec son programme de détection et de réparation des fuites ainsi qu'un compte-rendu des réparations qui ont été faites. La nature des contaminants et une évaluation de la quantité qui a été libérée dans l'environnement doivent également y apparaître.

4. Chantier Aspects Techniques

4.1 - Portée

Le chantier sur les aspects techniques a reçu le mandat de déterminer les meilleures pratiques de l'industrie et les principaux facteurs de risque associés à l'exploration et à l'exploitation des hydrocarbures et de proposer des mesures de surveillance et des mesures d'atténuation et d'intervention appropriées. Il a aussi reçu le mandat de documenter les principaux aspects techniques associés à la mise en valeur des hydrocarbures, de façon à permettre au gouvernement du Québec d'avoir une meilleure connaissance des risques et des bénéfices liés au développement de cette industrie, en milieu terrestre et marin.

Des 12 bilans de connaissances déjà dressés, trois d'entre eux concernent plus directement ce chantier. Il s'agit des bilans :

- Géologie et potentiel en hydrocarbures des bassins sédimentaires du sud du Québec
- Comparaison entre la Formation de Macasty, l'île d'Anticosti, Québec et quelques roches mères à hydrocarbures de l'Amérique du Nord
- Synthèse des connaissances portant sur les pratiques actuelles et en développement dans l'industrie pétrolière et gazière

Une fois ces bilans achevés, afin de pallier le manque de connaissances que cet exercice a fait ressortir, il a été convenu de mener d'autres études (présentées à l'annexe 2) dans le cadre du plan d'acquisition de connaissances additionnelles (PACA), à savoir :

- cinq études portant sur les bonnes pratiques à adopter en matière de levés géophysiques et de travaux de forage;
- quatre études portant sur les bonnes pratiques appropriées au contexte géologique spécifique à certaines structures déjà reconnues pour leur potentiel en hydrocarbures ou à l'environnement physique de leur milieu.

La présente section traite des aspects géologiques à considérer lors de travaux d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures et des bonnes pratiques associées à ces activités dans les milieux terrestre et marin.

4.2 – Aspects géologiques

Les structures géologiques présentant un potentiel en hydrocarbures dans le Bas-Saint-Laurent (site Massé), en Gaspésie (sites Bourque, Galt et Haldimand) et dans le golfe du Saint-Laurent (secteur Old Harry) ont été considérées dans les études GTEC01 et GTEC02, volet Risques (Malo et collab., 2015).

L'étude GTEC01 présente l'état des connaissances géologiques pour chacun des bassins sédimentaires où ces structures géologiques sont situées et identifie leur analogue. Elle ne traite toutefois pas de la Formation de Macasty, puisque l'étude « Comparaison entre la Formation de Macasty, l'île d'Anticosti, Québec et quelques roches mères à hydrocarbures de l'Amérique du Nord » a été réalisée dans le cadre du bilan des connaissances.

L'étude GTEC02, volet Risques, présente, entre autres, une analyse des facteurs de risque particuliers pour les différentes structures géologiques et également pour la Formation de Macasty.

L'analogue géologique dont il est question ici est un environnement géologique connu, bien documenté et ayant un historique de production qui présente des similarités géologiques fondamentales avec l'environnement géologique québécois pour lequel notre niveau de connaissance est sommaire. Plusieurs critères permettent d'identifier un analogue, notamment l'âge de la formation, sa composition, sa porosité, sa structure, son niveau de maturité thermique et sa teneur en carbone organique total. La définition de tels analogues dans le contexte québécois présente de nombreux avantages. Par exemple, les caractéristiques des analogues permettent d'établir les critères pour déterminer les secteurs à haut potentiel qui partagent des attributs géologiques et ainsi tenir compte du potentiel en hydrocarbures d'un secteur donné dans la planification de l'aménagement territorial.

D'un point de vue technique, l'identification d'analogues géologiques permet de définir les enjeux de conception, de développement et d'intégrité des travaux pour en optimiser la qualité, le rendement et la sécurité dans un contexte similaire. En utilisant l'information géologique et technique fournie par l'étude des analogues, cela permet de faire une analyse plus éclairée lors du traitement des demandes de permis, et d'exercer un meilleur suivi et un meilleur contrôle des activités.

D'un point de vue économique, lorsque la quantité et la qualité de l'information disponible le permettent, l'identification d'un analogue est une première étape vers l'élaboration de scénarios de production simples qui pourront être affinés au fur et à mesure que les données sur la structure géologique seront disponibles. La section du document de consultation consacrée au chantier Économie aborde cet aspect dans le contexte québécois.

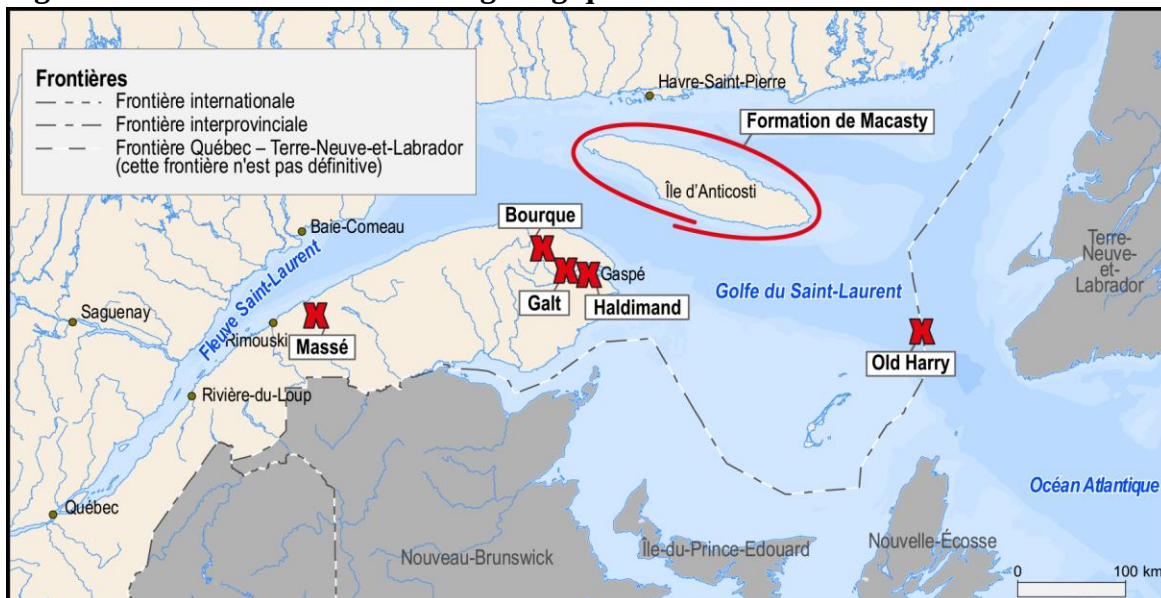
Le terme « risque géologique » ou « géorisque » est employé ici pour désigner un élément géologique de surface ou de sous-surface, inhérent à la nature du terrain, qui pourrait occasionner des incidents, voire des accidents en réponse à des phénomènes naturels, un glissement de terrain par exemple, ou à l'activité humaine, par exemple la fracturation hydraulique. Si un tel risque n'était pas considéré dans la planification des

travaux, il pourrait menacer l'environnement et la sécurité des personnes et des biens et empêcher une récupération optimale de la ressource.

Lors de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures, la stabilité des sols, la présence de failles majeures, de zones de cisaillement et de zones surpressurisées comportent des risques géologiques qui doivent être considérés dans l'élaboration des programmes afin de prévoir les mesures d'atténuation appropriées.

Sur la base des connaissances actuellement disponibles, les travaux du chantier Aspects techniques permettent d'appréhender les risques géologiques associés aux structures présentant un potentiel de découverte d'hydrocarbures sur le territoire québécois. Ils permettent également de présenter certaines des meilleures pratiques à adopter, et de désigner les portions du territoire et les activités pour lesquelles il serait justifié d'appliquer une réglementation précise. La figure 19 illustre la position relative de chacune des structures géologiques analysées.

Figure 19 : Position des structures géologiques



De son côté, le tableau 35 présente une synthèse des résultats des travaux menés dans le cadre des études GTEC01 et GTEC02, volet Risques, portant sur le recensement des facteurs de risque par structure et sur l'analogue. Les bonnes pratiques associées à ces risques sont présentées à la section 4.3.

Tableau 35 : Synthèse des résultats des travaux menés dans le cadre des études GTEC01 et GTEC02, volet Risques (Malo et collab., 2015)

		Massé	Galt	Bourque	Haldimand	Old Harry	Anticosti
Analogue		Dolomies de Slave Point	Calcaires mississippiens du bassin d'Anadarko	Calcaires mississippiens du bassin d'Anadarko	Formation d'Oriskany Membre médian de la Formation de Bakken	Partie sud de la mer du Nord	Formation de Point Pleasant
Surface	Couverture sédimentaire	5 à 25 m	3 à 28 m	0 à 10 m	1 à 21 m; imperméable	4 à 20 m; milieu pélagique	Généralement moins de 14 m
	Puits de surface	8 à 88 m de profondeur	Aucun	Aucun	Aucun	Aucun	Aucun
	Particularités de l'eau	Peu d'information disponible	Eau sulfureuse	Eau douce ou salée, contient localement des hydrocarbures	Eau douce ou salée, contient localement des hydrocarbures	Peu d'information disponible	Eau douce ou salée, contient localement des hydrocarbures
	Fracturation de surface	Au moins 243 m	Au moins 235 m	Peu d'information disponible	Plus de 20 m	Peu d'information disponible	Au moins 70 m, karst
	Suintements de pétrole	Non	Oui	Non	Oui	Oui	Oui
Sous-surface	Fluides	Méthane, saumure, condensats, pétrole lourd	Méthane, saumure, condensats, pétrole léger	Gaz et condensat, pétrole léger	Saumure, gaz et condensat, pétrole lourd et léger	Peu d'information disponible	Eau douce et salée, contient localement des gaz ou d'autres hydrocarbures
	Pression	Peu d'information disponible	Peu d'information disponible, un cas de surpression	Peu d'information disponible, un cas de perte de circulation	Légère sur pressurisation du réservoir	Peu d'information disponible	Peu d'information disponible, surpression dans certains cas
	Structuration	Pas d'association évidente entre les failles et fractures avec des zones de surpression ou des venues d'hydrocarbures	Pas d'association évidente entre les failles et fractures avec des zones de surpression ou des venues d'hydrocarbures	Importante fracturation dans le réservoir et la faille du Bras-Nord-Ouest Encaissant peu perméable	Pas d'association évidente entre les failles et fractures avec des zones de surpression ou des venues d'hydrocarbures Réservoir fracturé	Peu d'information disponible	Pas d'association évidente entre les failles et fractures avec des zones de surpression ou des venues d'hydrocarbures
	Argiles	Peu d'information disponible	Peu d'information disponible	Interstratifiés I/S et smectite dans un sondage	Interstratifiés I/S et contient smectite	Peu d'information disponible	Interstratifiés I/S localement
	Risques sismiques	Aucune association évidente	Aucune association évidente	Aucune association évidente	Aucune association évidente	Aucune association évidente	Aucune association évidente

Les risques de sismicité induite

Il convient de distinguer les risques propres à la sismicité naturelle de ceux associés à la sismicité induite.

La sismicité naturelle correspond aux séismes dont l'origine est naturelle; elle est suivie par un réseau de stations de sismographes qui enregistrent les ondes associées aux séismes, même de très faible amplitude. Ce réseau est sous la responsabilité de la Commission géologique du Canada¹⁴ (CGC). D'une manière générale, le sud du Québec présente une activité sismique relativement faible. Dans les régions où l'exploitation des hydrocarbures est considérée, notamment dans les basses-terres du Saint-Laurent, la sismicité naturelle est sporadique.

Il convient également de distinguer la magnitude de l'intensité ressentie au sol. La magnitude correspond à la quantité d'énergie relâchée par le séisme : on l'exprime habituellement par la magnitude du moment sismique. L'intensité ressentie au sol correspond à l'importance des mouvements observés à la surface et peut être exprimée en se référant à l'échelle modifiée de Mercalli, qui fait correspondre les effets observés en surface à l'énergie du séisme. L'intensité ressentie dépend ainsi de nombreux facteurs, non seulement la magnitude, mais également la profondeur du foyer, la nature des matériaux traversés, etc.

En général, le processus de la fracturation hydraulique des puits pétroliers et gaziers n'induit que de très faibles effets sismiques (microsismicité) occasionnés par la création de fractures liées à l'injection de fluides et d'agents de soutènement (*proppant*¹⁵). La magnitude de ces microséismes est généralement inférieure à 2, bien que des occurrences atteignant 3 soient documentées (Ellsworth, 2013¹⁶; Skoumal et collab., 2015¹⁷); il est peu probable que ces événements soient ressentis par la population, l'énergie fournie par le pompage étant trop faible.

Toutefois, dans certaines régions, comme le bassin de la rivière Horn dans le nord-est de la Colombie-Britannique¹⁸, l'injection de fluides pendant la fracturation hydraulique à proximité de failles préexistantes aurait causé des séismes d'une magnitude de 2,2 à 3,8 sur l'échelle de Richter. À la suite de ces séismes, la Colombie-Britannique a adopté les mesures suivantes :

- la présentation de rapports sur la microsismicité mesurée pendant la fracturation hydraulique;
- l'établissement d'une procédure de notification et de consultation;

¹⁴ Voir à cet effet : <http://www.seismescanada.rncan.gc.ca/zones/eastcan-fra.php>

¹⁵ Sable ou céramique injecté avec les fluides pour maintenir les fractures ouvertes.

¹⁶ William L. Ellsworth, 2013, « Injection-Induced Earthquakes », Science 341, DOI: 10.1126/science.1225942.

¹⁷ Robert J. Skoumal, Michael R. Brudzinski, Brian S. Currie, 2015, « Earthquakes Induced by Hydraulic Fracturing in Poland Township, Ohio », Bulletin of the Seismological Society of America, DOI: 10.1785/0120140168.

¹⁸ BC Oil and Gas Commission, août 2012, « Investigation of Observed Seismicity in the Horn River Basin », <https://www.bccgc.ca/node/8046/download>.

- l'étude de la relation entre les paramètres de la fracturation hydraulique et la sismicité;
- l'amélioration du réseau de sismographes.

Dans la littérature, il semble y avoir un consensus selon lequel la sismicité induite plus intense (magnitude 3) est surtout liée à la disposition des eaux usées dans les couches géologiques profondes, une pratique courante dans l'industrie, la sismicité induite directement liée à la fracturation hydraulique étant beaucoup plus rare et présentant des magnitudes plus faibles (National Research Council of the National Academies, 2015¹⁹)

4.3 – Les bonnes pratiques

Tant pour le milieu terrestre que marin, les principales activités couvertes par les études réalisées découlent de levés géophysiques, de travaux de forage de puits avec ou sans fracturation, de travaux de fermetures temporaires et définitives, de travaux correctifs, d'activités de suivi et de contrôle, de gestion des rejets de forage, de réutilisation des eaux de fracturation, de gestion des eaux usées, de démantèlement des installations et de remise en état des sites.

Les études réalisées dans le cadre du chantier sur les aspects techniques ont permis de déterminer les bonnes pratiques à appliquer ainsi que les risques géologiques présents. Elles pourront contribuer à l'élaboration de règles destinées à l'exploration et à l'exploitation des hydrocarbures au Québec.

4.3.1 Le milieu terrestre

Les instances de référence présentant des environnements physiques similaires à ceux du Québec qui ont été retenues pour établir les bonnes pratiques pour le milieu terrestre sont la Colombie-Britannique, l'Alberta, le Nouveau-Brunswick, l'État de New York, ceux de l'Ohio, de l'Oklahoma et du Texas et la Grande-Bretagne.

Les bonnes pratiques développées par des organismes indépendants ou par des associations industrielles ont aussi été analysées. Ce sont celles :

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

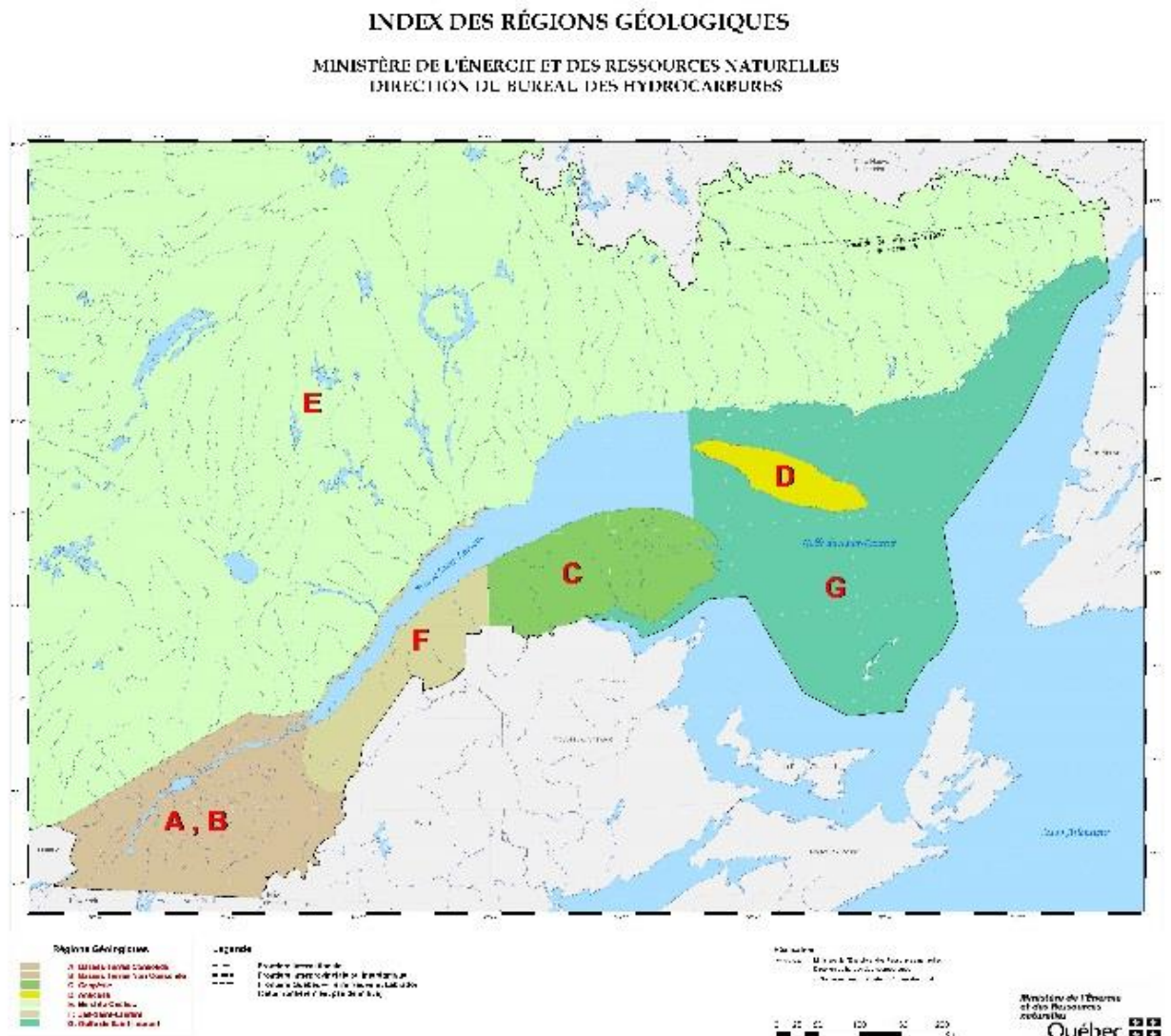
¹⁹ <http://www.nap.edu/read/13355/chapter/1#iii>

Les bassins sédimentaires du Nord-du-Québec n'ont pas été considérés pour la réalisation des différentes études du chantier Aspects techniques, puisqu'ils ne font pas l'objet d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures.

Par ailleurs, l'étude GTEC02, volet Bonnes pratiques, traite des bonnes pratiques à considérer en fonction des risques géologiques mentionnés et qui sont spécifiques au contexte québécois.

La figure 20 présente les sept grandes régions géologiques du Québec.

Figure 20 : Index des régions géologiques du Québec



Les levés sismiques en milieu terrestre

Le volet terrestre de l'étude GTEC05 (Dupuis et Fillion, 2015) fait un survol des bonnes pratiques relativement aux travaux d'acquisition sismique réalisés dans un contexte d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures en milieu terrestre.

L'étude GTEC05 mentionne que les levés sismiques en milieu terrestre peuvent être exécutés en ayant un minimum d'impact sur l'environnement, car il s'agit de travaux d'exploration ponctuels dont les impacts sont essentiellement transitoires. Il n'en demeure pas moins que certains facteurs de risque peuvent avoir des impacts environnementaux.

Parmi les impacts environnementaux mentionnés dans l'étude, on note le risque d'introduction d'espèces envahissantes, telles que des plantes, des insectes ou des agents pathogènes, par des équipements de surface. L'atténuation de ce facteur de risque passe par le nettoyage des équipements avant leur transport. La Colombie-Britannique réglemente le nettoyage de ces équipements et le suivi une fois les travaux terminés.

Le déboisement nécessaire à la réalisation de levés sismiques, notamment pour la construction de chemins d'accès et la coupe de ligne, peut avoir une incidence sur l'érosion, le niveau de stress de la faune, la contamination des cours d'eau par des déversements accidentels, la production de déchets et la perturbation potentielle de sites patrimoniaux. Tout comme dans le cas précédent, les entreprises sont tenues de respecter certaines conditions et restrictions applicables à ce contexte et d'utiliser différentes mesures d'atténuation.

Certains des facteurs de risque proviennent des sources du signal qui sont utilisées lors des levés sismiques. Les camions vibreurs et les charges explosives sont les deux types de sources généralement employées pour les levés en milieu terrestre; elles sont documentées dans l'étude GTEC05. Des mesures précises, en regard des distances séparatrices à respecter et de la taille des charges explosives à utiliser, sont établies par les instances citées dans cette étude.

Les distances séparatrices et la taille des charges explosives sont réglementées afin de protéger l'intégrité de certains ouvrages telle que les résidences, les édifices et les structures dont l'assise est en béton. Elles servent aussi à protéger l'intégrité des puits d'eau potable, des puits d'observation, des piézomètres, des gazoducs et oléoducs, des infrastructures de télécommunication, des monuments, des bassins de rétention, des barrages, des cimetières ou encore, des champs d'épuration domestiques.

En ce qui concerne les sources utilisant des charges explosives, des mesures de sécurité relatives à la mise en place des charges sont suggérées, notamment en ce qui a trait au forage des trous de tir et des procédures à suivre en cas de mise à feu ratée.

De manière générale, les instances de référence (ici, l'Alberta et la Colombie-Britannique) prévoient un cadre réglementaire statuant sur les distances de retrait minimales applicables à la plupart des structures potentiellement sensibles pouvant se trouver à proximité d'un levé sismique. Ces distances minimales pourraient requérir des ajustements selon les conditions particulières sur le site du levé.

Si les travaux causent malgré tout des dommages, les instances dont les dispositions ont été analysées prévoient que l'entreprise responsable des travaux prenne des mesures immédiates pour prévenir des dommages additionnels et réparer ceux qui ont déjà été causés.

L'usage des explosifs est strictement réglementé et les dispositions de chacune des instances concernées en matière de transport, d'entreposage et d'emploi s'appliquent. L'usage d'explosifs présente des risques en matière de santé et de sécurité au travail, mais il permet de minimiser l'empreinte environnementale des levés sismiques, notamment en réduisant l'importance de la coupe de ligne qui est nécessaire lorsque l'entreprise utilise les camions vibreurs.

Pour les deux instances de référence, les trous de tir doivent être remplis et leur présence signalée sur le terrain. Lorsque la mise à feu d'une charge explosive connaît des ratés, deux types de mesures ont été relevés. Dans certains cas, l'entreprise responsable des travaux détruit la charge à l'aide d'une nouvelle charge (Alberta et Colombie-Britannique) ou elle enfouit la charge en comblant le trou (Colombie-Britannique). Toutefois, il lui appartient d'assurer la sécurité du public et de prendre toutes les mesures nécessaires pour éviter que la situation présente un risque pour les personnes ou pour la propriété.

Advenant qu'un trou de tir entraîne une venue d'eau, l'entreprise responsable des travaux doit cesser de forer et colmater la fuite sans délai. Si ce n'est pas possible, elle doit convenir d'un plan de contrôle et de gestion de l'écoulement de ces eaux avec le propriétaire et aviser les autorités compétentes.

Dans le cas où un trou de tir entraîne une venue de gaz, le promoteur est tenu de confiner celui-ci pour prévenir tout dommage aux personnes, à l'environnement, aux biens ou à la sécurité publique.

Les camions vibreurs requièrent une voie d'accès plus large que celle qui est nécessaire lorsque l'entreprise utilise des charges explosives. Leur impact en matière de coupe de ligne est, par conséquent, plus considérable. Le risque de porter atteinte à l'intégrité des différentes structures est toutefois de même nature que pour tout autre risque lié à l'utilisation d'un équipement ayant une source vibrante.

Outre les bonnes pratiques mentionnées dans l'étude GTEC05, les auteurs de l'étude GTEC02, volet Bonnes pratiques, ont considéré celles qui sont applicables aux levés sismiques en fonction des risques géologiques mentionnés dans l'étude GTEC02, volet Risques.

Sur la base de cette étude, les auteurs soulignent que la réalisation de levés sismiques implique le déploiement d'une équipe sur le terrain et le recours à des camions vibreurs ou à des charges explosives comme source d'énergie. Dans le cas des charges explosives, l'énergie produite par les détonations est trop faible pour réactiver les failles, même lorsque celles-ci atteignent la surface comme c'est le cas dans la partie orientale de l'île d'Anticosti ainsi que dans le voisinage des structures étudiées. Le seul risque commun aux structures géologiques analysées qui puisse être envisagé correspond à la présence de charges explosives qui n'ont pas détonné (mise à feu ratée des charges). En général cependant, ces charges sont rapidement désactivées et dégradées et la version actuelle du Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains (RPGNRS) prévoit des dispositions précises à cet égard. 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 présente dans certaines régions restreintes de l'île d'Anticosti (GTEC02, volet Risques).

L'étude GTEC02, volet Bonne pratiques, suggère d'adapter les paramètres du levé sismique au contexte local en matière de glissement de terrain, notamment lorsque des sols argileux situés dans une pente se trouvent sur le territoire où le levé doit avoir lieu.

L'étude AENV21 (Fournier et Deschênes, 2015), qui évalue de façon préliminaire le risque de mouvements dans le sol et le roc associés à l'exploration et à l'exploitation d'hydrocarbures sur l'île d'Anticosti, mentionne que la présence possible de dépôts d'argile sensible pourrait générer d'importants glissements de terrain en raison de la géologie locale et du mode principal de rupture qui y est observé.

Bien que les levés sismiques n'incluent pas d'installations permanentes, il est recommandé que les installations soient placées à l'extérieur des zones potentiellement exposées à cet aléa.

Afin d'éviter de déclencher de tels mouvements dans le sol, les travaux d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures devraient respecter des bandes de protection à proximité de talus argileux pour éviter de compromettre les conditions d'équilibre d'un talus telles que la surcharge au sommet du talus, le déblai ou l'excavation à la base de celui-ci ainsi que la concentration d'eau vers la pente.

En ce qui concerne les mouvements dans le roc, les auteurs de l'étude GENV21, tout comme ceux de l'étude GTEC02, volet Bonnes pratiques, concluent que les risques qu'un glissement majeur dans le roc soit provoqué par les méthodes d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures sont très faibles. Les travaux exécutés en bordure de falaise pourraient tout au plus provoquer des ruptures, là où la stabilité était déjà précaire. Quant aux risques d'effondrement karstique, ce phénomène devra être pris en compte pour assurer la sécurité des personnes et des équipements.

Afin de suivre les secousses sismiques naturelles ou induites, la Commission géologique du Canada (CGC) a procédé à la mise en place d'un système de suivi de la sismicité sur l'île d'Anticosti. De nouveaux sismographes ont été déployés au cours de l'été 2015, lesquels devraient être pleinement opérationnels sous peu. Ce nouveau système contribuera à assurer un meilleur suivi des phénomènes sismiques sur l'île et dans les environs.

Les travaux de forage en milieu terrestre

L'étude GTEC03 (Malo et collab., 2015) a permis de recenser et d'établir les bonnes pratiques en ce qui concerne les activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures découlant des travaux de forage réalisés en milieu terrestre. Les activités découlant des travaux de forage incluent les activités liées au forage du puits, à la complétion avec ou sans fracturation, aux différents types d'essais, aux travaux correctifs, aux fermetures, aux démantèlements des installations, à la remise en état des sites ainsi qu'au suivi et au

contrôle (lors des travaux et une fois ceux-ci terminés) qui doivent être effectués par les entreprises et par le législateur. En outre, les travaux de l'étude GTEC02, volet Bonnes pratiques, viennent bonifier ceux de l'étude GTEC03, en intégrant les bonnes pratiques associées aux risques géologiques mentionnés dans l'étude GTEC02.

Les activités pour lesquelles les bonnes pratiques ont été analysées sont les suivantes :

- les distances séparatrices;
- les sites multipuits;
- la conception et la construction de puits;
- la conception et la construction de puits (coffrages);
- la conception et la construction de puits (cimentation des coffrages et évaluation);
- les fluides de forage;
- le système anti-éruption et le contrôle des venues de fluides;
- la tête de puits;
- les essais de pression et d'étanchéité;
- les essais aux tiges;
- le contrôle de la déviation des puits;
- les perforations (prévention et contrôle);
- les essais d'injectivité;
- les stimulations par fracturation;
- les stimulations autres que par fracturation;
- les essais d'extraction et de production;
- la surveillance des fuites et/ou les migrations;
- les mesures correctives;
- le traitement des hydrocarbures sur le site;
- la fermeture temporaire d'un puits;
- la fermeture définitive d'un puits;
- la restauration et la remise en état des sites;
- les puits orphelins;
- la gestion des équipements de surface;
- la gestion et la disposition des rejets de forage;
- la réutilisation, la gestion et la disposition des eaux de reflux.

Les distances séparatrices

Les auteurs de l'étude GTEC03 mentionnent qu'afin de protéger les populations et les ressources d'eau potable, des distances séparatrices entre un puits foré pour l'exploration et l'exploitation d'hydrocarbures et les zones à risque sont établies par les différentes instances de référence. Les zones à risque comprennent les bâtiments (privés ou publics), les infrastructures autres que les bâtiments et les sources d'approvisionnement en eau potable.

Dans cette optique, il est suggéré d'établir des distances minimales entre les puits et les zones à risques.

Les distances proposées par les différentes instances sont assez similaires, mais certaines sont mieux adaptées au contexte québécois, ce qui est le cas par exemple des distances proposées par l'Alberta et la Colombie-Britannique.

La synthèse des distances séparatrices des instances de référence dans le cadre des travaux de l'étude GTEC03 est présentée dans les pages 22 et 23 de cette étude.

Afin d'assurer la sécurité des personnes et des biens et la protection de l'environnement, l'article 22 du Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains prévoit des distances séparatrices en ce qui concerne l'emplacement des puits pétroliers et gaziers. Ainsi, en vertu de cet article, il est interdit de forer un puits :

- à moins de 100 m d'un chemin public au sens du Code de la sécurité routière (c. C-24.2), d'un chemin de fer, d'un pipeline, d'une ligne électrique à haute tension de plus de 69 000 volts, de toute habitation ou de tout édifice public. Toutefois, pour les besoins d'un réservoir souterrain artificiel ou d'un forage dont la profondeur n'excède pas 15 m sous la couche de sédiments non consolidés, la distance peut varier de 50 à 100 m;
- sur terre, à moins de 100 m de la ligne des hautes eaux. Toutefois, pour les besoins d'un réservoir souterrain artificiel ou d'un forage dont la profondeur n'excède pas 15 m sous la couche de sédiments non consolidés, la distance peut varier de 50 à 100 m;
- en territoire submergé, à moins de 1 000 m de la ligne des hautes eaux en milieu marin ou à moins de 400 m de la ligne des hautes eaux dans le fleuve Saint-Laurent;
- à moins de 1 000 m d'un aéroport;
- à moins de 1 600 m de tout réservoir souterrain existant pour lequel l'entrepreneur ne détient aucun droit.

Le Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection (RPEP) est en vigueur depuis 2014 afin de réglementer les activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures pour assurer la protection de l'eau. Conformément à ce règlement, il est interdit d'aménager un site de forage ou de procéder à un sondage stratigraphique :

- dans une plaine inondable dont la récurrence de débordement est de 20 ans;
- dans la plaine inondable d'un lac ou d'un cours d'eau désigné sans que ne soient distinguées les récurrences de débordement de 20 et de 100 ans;
- à moins de 500 m d'un site de prélèvement d'eau effectué à des fins de consommation humaine ou de transformation alimentaire. Il est à noter que la distance de 500 m peut être augmentée à la suite d'une étude hydrogéologique démontrant que cette distance est insuffisante pour minimiser les risques de contamination des eaux des sites de prélèvement d'eau effectué à des fins de consommation humaine ou de transformation alimentaire situés sur le territoire couvert par l'étude;
- dans l'aire de protection éloignée d'un prélèvement d'eau souterraine de catégorie 1 ou 2;
- dans l'aire de protection intermédiaire d'un prélèvement d'eau de surface de catégorie 1 ou 2.

Afin de protéger les aquifères lors de stimulation par fracturation hydraulique, des distances séparatrices sont également établies par le RPEP. Ainsi, au Québec, il est

interdit de procéder à une opération de fracturation hydraulique à moins de 400 m sous la base d'un aquifère. La base d'un aquifère est fixée à 200 m sous la surface du sol, à moins que l'étude hydrogéologique prévue à l'article 38 du RPEP démontre que la base de l'aquifère le plus profond présentant une teneur en solides totaux dissous inférieure à 4 000 mg/l est située à une profondeur différente.

Pour les distances séparatrices, les auteurs sont d'avis qu'il est nécessaire d'établir des distances minimales entre les sites de forage et les zones à risque. À cette fin, les résultats de l'étude GTEC03 et les distances séparatrices présentées dans le RPGNRS et le RPEP doivent être reconsidérés.

De plus, la section 2.3.4.3 de l'étude GTEC02 mentionne que malgré que le RPEP impose de respecter une distance de sécurité entre une opération de fracturation hydraulique et la base de tout aquifère, aucune distance n'est spécifiée dans le cas de la proximité d'une faille ou de fractures naturelles. Les auteurs sont d'avis que ces aspects doivent être pris en compte lors de la planification des travaux d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures.

Enfin, ceux-ci sont d'avis que pour les différentes distances séparatrices à établir au Québec en regard des activités de fracturation hydraulique, il paraît raisonnable de privilégier une approche par obligation de résultat. Une attitude intermédiaire pourrait consister à fixer initialement des distances séparatrices prudentes, à valider ces dernières lors des travaux ou par l'interprétation des données recueillies lors des travaux (*in situ* ou modélisés), puis à diminuer graduellement ces distances à mesure que les données sont disponibles et le justifient.

Les sites multipuits

L'étude GTEC03 mentionne que selon le Canadian Society for Unconventional Resources (CSUR), un site multipuits est une unité regroupant le forage de plusieurs puits (puits déviés ou puits distants verticaux). En regroupant à partir d'un même emplacement de forage plusieurs puits déviés, les sites multipuits limitent ainsi considérablement l'empreinte et les impacts en surface (réduction du trafic et du nombre de routes nécessaires par exemple) qu'auraient plusieurs puits verticaux distants de quelques kilomètres.

Afin d'assurer la sécurité des personnes et des biens la protection de l'environnement et la récupération optimale de la ressource lors de la conception de sites multipuits, les auteurs de l'étude GTEC03 suggèrent d'appliquer :

- la Directive 080 : *Well Logging* de l'Alberta Energy regulator (AER);
- le « Minimum Distance Requirements Separation New Sour Gas Facilities from Residential and Other Developments » de l'Alberta et le « Drilling and production regulation » de la Colombie-Britannique.

Enfin, compte tenu des avantages économiques et environnementaux que peut représenter l'utilisation de sites multipuits, il est suggéré, du point de vue des distances

séparatrices, d'anticiper et de planifier le potentiel de réalisation de forages horizontaux pour un même site (multipuits).

La conception et la construction de puits (coffrages)

Les coffrages sont des tubes en acier qui, avec le ciment, permettent de protéger (isoler) les formations aquifères d'une éventuelle contamination lors des activités de forage, de complétion et d'exploitation. Les principaux types de coffrage sont les suivants :

- le coffrage conducteur qui permet au puits de fonctionner comme une conduite et qui facilite le contrôle pendant le forage du trou dans lequel sera introduit le coffrage de surface;
- le coffrage de surface se trouve à l'intérieur du coffrage conducteur. Il s'agit d'une structure permanente du puits qui s'étend du sol à une profondeur précise. La principale fonction de ce coffrage est de protéger l'eau souterraine non saline;
- le coffrage intermédiaire est placé à l'intérieur du coffrage de surface. Ce coffrage est utilisé pour assurer le contrôle du puits, protéger les eaux souterraines non salines et prévenir les risques de migration des fluides plus profonds vers des horizons perméables moins profonds;
- le coffrage de production est utilisé pour isoler les zones productrices et contenir la pression des formations en cas de fuite.

En ce qui concerne les coffrages, les auteurs de l'étude GTEC03 suggèrent de s'appuyer sur la norme 5CT/ISO de l'API *Specification for Casing and Tubing* et la Directive 010 *Minimum Casing Design Requirements* de l'AER puisqu'elles présentent les pratiques les plus complètes pour la conception et l'installation des coffrages. Ces documents couvrent entre autres les aspects relatifs aux pressions minimales (éclatement, écrasement, tension, effort) que doivent pouvoir supporter les différents types de coffrage. Ils couvrent également les aspects relatifs à la conception de puits verticaux, déviés ou horizontaux en lien avec leur intégrité dans un souci de protection des personnes, des biens et de l'environnement et de récupération optimale de la ressource.

De son côté, l'étude GTEC02, volet Bonnes pratiques, précise qu'au Québec, le RPGNRS impose que la longueur du coffrage de surface soit au minimum égal à 10 % de la profondeur totale du puits. Cette même étude mentionne que l'Arrêté ministériel AM-2014 est encore plus précis et spécifie que, dans le cas des sondages stratigraphiques réalisés sur l'île d'Anticosti, ce coffrage doit excéder d'au moins 30 mètres la profondeur correspondant à la base de l'aquifère.

Étant donné que la limite inférieure des aquifères n'est souvent pas définie précisément, et considérant que les aquifères d'eau douce sont très peu connus et en général difficiles à délimiter (GTEC02, volet Risques), notamment en regard de leur profondeur maximale, en complément à l'avis de l'étude GTEC03, les auteurs de l'étude GTEC02, volet Bonnes pratiques, sont d'avis que le choix de la profondeur du coffrage de surface devrait tenir compte de ces incertitudes, comme c'est le cas dans l'Arrêté

ministériel AM-2014, et considérer également le risque de rencontrer des pertes de circulation dans les premiers 350 mètres sous la surface

La conception et la construction de puits (cimentation des coffrages et évaluation)

Avec le coffrage, le rôle du ciment est d'assurer l'étanchéité du puits afin de protéger (isoler) les formations aquifères d'une contamination potentielle. Les cimentations permettent également de prévenir la corrosion des coffrages. Les ciments utilisés lors des travaux d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures sont faits sur mesure, en fonction du type de formation, de la température, de la profondeur, de la technique de complétion, etc.

En regard de cette activité, les auteurs de l'étude GTEC03 suggèrent d'appliquer les « Recommended practices » (RP) n° 10 et n° 65 de l'API ainsi que la Directive 09 : *Casing Cementing Minimum Requirements* de l'AER pour la cimentation des forages parce que les consignes qu'elles donnent sont les plus complètes et les plus adéquates de l'industrie en ce qui a trait aux méthodes de cimentation.

L'étude GTEC02, volet Bonnes pratiques, rapporte qu'au Québec, des pertes de circulation sont fréquemment enregistrées dans les premiers 350 mètres sous la surface. Les auteurs sont d'avis que cet intervalle peu profond peut nécessiter des mesures particulières pour contrôler les pertes, comme une cimentation partielle de l'intervalle avant de reprendre le forage. Il en va de même pour les intervalles légèrement surpressurisés ou sous-pressurisés qui peuvent être rencontrés à plus grande profondeur. 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.

Les auteurs signalent également que la qualité des résultats des diagraphies de contrôle peut être influencée par la présence d'intervalles peu perméables comme les shales. C'est pourquoi ils sont d'avis qu'un soin particulier doit être apporté à la qualité de l'enregistrement et à l'analyse de ces diagraphies. À cet effet, les *Lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière* (Lignes directrices) produites par le MDDELCC mentionnent, tout comme le RPGNRS, que les entreprises doivent procéder à des diagraphies de contrôle. Cette pratique devrait être encouragée et adoptée systématiquement lorsque nécessaire, particulièrement pour les puits destinés à la fracturation hydraulique et à la production.

Les fluides de forage

Les fluides de forage sont des composés utilisés lors des travaux de forage pour refroidir et lubrifier le trépan. Après avoir atteint le trépan, les fluides remontent généralement à la surface du puits permettant de le nettoyer des débris de forage. Ces débris solides et liquides sont appelés rejets de forage. La section gestion et disposition des rejets de forage du présent chapitre traite de cet aspect. Une autre utilité du fluide de forage est de maintenir une pression suffisante dans le puits pour empêcher la pénétration d'autres

fluides (hydrocarbures et eaux de formation). Le volume de fluide qui remonte à la surface est surveillé et si une remontée ou une diminution du volume est observée, la densité ou la viscosité du fluide de forage ou encore les deux sont ajustés. Il existe différents types de fluides de forage qui peuvent être classés selon leur composition principale : à base d'eau, sans eau et gazeux.

À chaque composition de fluide sont associées une fonction et une performance précises. Plusieurs substances entrent dans la composition des fluides de forage et leur concentration varie selon le contexte géologique de chaque puits. À la fin des travaux, les rejets de forage sont récupérés pour être traités. Selon la revue de littérature sur les impacts environnementaux du développement des hydrocarbures au Québec, produite par le Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services (CIRAIG, 2014), les substances utilisées dans les fluides de forage sont :

- les substances simples
- l'eau
- la barite
- le carbonate de calcium
- la bentonite
- la sciure de bois
- le calcaire
- le silicate de potassium
- l'hypochlorite de sodium (eau de Javel ou NaOCl)
- la lignite
- le bicarbonate de soude
- le *Sil Soap* (un savon)
- le nitrate de calcium
- les polymères
- le Magnafloc 24
- le biocide
- le Drillpac LV/HV polymer
- le SAAP
- le MF-VIS-TM
- le MF STAR TM
- le MF-PAC-R TM
- l'HYPERDRILL AF 247 RD
- le DefoamX
- l'Aqua Star
- le TKPP
- le MF RIGMATE TM
- le MF Silfloc

Les fluides de forage à base d'eau sont les plus communément utilisés parce qu'ils ont un impact minimal sur l'environnement et peuvent ainsi être plus facilement traités avant d'être évacués ou réutilisés lors d'un autre forage. Toutefois, lorsque les forages sont plus difficiles (ex. : intervalles de shales réactifs, qui gonflent au contact de l'eau, puits profonds et puits horizontaux), les fluides de forage à base d'eau ne fournissent pas toujours un rendement optimum. Il arrive que les formations riches en hydrocarbures ne soient pas compatibles avec l'eau et même que l'eau du fluide de forage entre dans la formation et bloque le passage des hydrocarbures recherchés. Dans ces cas précis, les entreprises utilisent principalement des fluides de forage à base d'huile ou d'hydrocarbures. Ces types de fluides de forage sont plus performants, mais nécessitent des manipulations précises et leur gestion est donc plus exigeante. Cet aspect est abordé plus loin dans ce chapitre, dans la section La gestion et la disposition des rejets de forage, la réutilisation des eaux de reflux, et la gestion et la disposition des eaux de reflux.

En ce qui concerne plus particulièrement les fluides de forage, les auteurs de l'étude GTEC03 suggèrent d'appliquer la RP 13 : *Specification for Drilling Fluids – Specifications and Testing* de l'API parce qu'elle est largement suivie par l'ensemble des instances de référence en matière de fluides de forage et respecte l'environnement.

Outre cet avis, les auteurs de l'étude GTEC02, volet Bonnes pratiques, mentionnent qu'au Québec, les Lignes directrices se penchent sur les fluides de forage et les produits et les sous-produits ramenés à la surface (rejets de forage). Cet aspect est abordé plus loin dans ce chapitre dans la section La gestion et la disposition des rejets de forage, la réutilisation des eaux de reflux, et la gestion et la disposition des eaux de reflux.

Enfin, en guise de complément, les Lignes directrices recommandent d'encourager l'utilisation de sources d'eau de surface ou d'eau impropre à la consommation humaine pour l'alimentation en eau lors des activités de forage.

Le système anti-éruption et le contrôle de venue des fluides

Lors de travaux d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures, afin d'assurer la sécurité des personnes et des biens et la protection de l'environnement, il est nécessaire de prévenir les venues de fluides et les éruptions, et ce, même avec les ajustements en continu de la densité et de la viscosité des fluides de forage, en ayant recours à un système de contrôle de la pression du puits. La venue de fluide dans le puits peut se produire lors du forage quand la pression sous laquelle se trouve le fluide dans la formation géologique est plus élevée que la pression engendrée par la colonne de fluide de forage provenant d'une formation géologique environnante. Une éruption désigne un débit incontrôlé de fluides depuis un réservoir (eau, pétrole ou gaz) vers un puits de forage, que ces fluides atteignent ou non la surface.

La Directive 036 : *Drilling Blowout Prevention Requirements and Procedures* de l'AER et la RP 53 : *Recommended Practices for Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells* de l'API devraient être prises en compte puisqu'elles sont une référence, pour plusieurs instances, en ce qui concerne les systèmes anti-éruption (GTEC03, Malo et collab., 2015).

Pour ce qui est du contexte québécois, l'étude GTEC02, volet Bonnes pratiques, signale que même si des surpressions sévères ne sont pas documentées ni anticipées dans les structures examinées dans l'est du Québec, des intervalles légèrement surpressurisés et sous-pressurisés peuvent alterner dans un même forage. Les auteurs de cette étude sont d'avis que les dispositions actuellement en vigueur dans le RPGNRS en regard des systèmes anti-éruptions, combinées à l'avis général énoncé ci-dessus, suffisent à couvrir ce genre de risque.

La tête de puits

La tête de puits est composée d'une série de valves et de tuyaux servant à contrôler la pression. La tête de puits peut aussi être équipée d'un « arbre de Noël », c'est-à-dire un assemblage de valves permettant de contrôler la production d'hydrocarbures ou l'injection de fluides.

Pendant les opérations de forage, la pression est contrôlée par les fluides de forage et le bloc obturateur de puits qui est l'un des principaux composants du système anti-éruption. Tout au long des travaux de forage, le design de la tête de puits évolue et une fois les travaux de complétion du puits terminés, cette dernière permet de contrôler la pression des fluides (eau saline, eau de reflux, hydrocarbures, etc.) sortant du puits. La tête de puits peut être utilisée, par exemple, pour contrôler l'injection de gaz ou d'eau dans un puits qui n'est pas en production afin d'augmenter le taux de production des hydrocarbures dans d'autres puits. Elle permet aussi l'installation d'un mécanisme afin de réaliser des diagraphies ou des correctifs. Quand les puits sont en état de produire, les vannes de la tête de puits sont ouvertes et le passage des hydrocarbures est autorisé à s'écouler le long du tube de production.

Pour la tête de puits, il est suggéré de suivre la RP 6A : *Specification for the Wellhead and Christmas Tree Equipment* de l'API qui est la pratique recommandée la plus suivie en cette matière dans les instances de référence (GTEC03).

Les essais de pression et d'étanchéité

Un essai de pression de puits consiste à établir la résistance d'une formation géologique à la pression et la pression maximale permise pouvant être employée pendant le forage pour éviter que le liquide de forage s'infilte dans les formations environnantes, endommageant les formations géologiques.

En ce qui concerne l'étanchéité du ciment et des coffrages, la prise de diagraphies sert généralement à vérifier l'intégrité d'un puits. Ce travail se fait lors des opérations de cimentation du puits. Après la cimentation, des essais de pression permettent de s'assurer de l'intégrité des travaux, de la formation rocheuse et des différents assemblages.

Pour les essais de pression et d'étanchéité, il est suggéré de suivre les directives proposées par l'AER qui sont une référence pour la plupart des instances :

- Directive 017 : *Measurement Requirements for Oil and Gas Operations*
- Directive 005 : *Calculating Subsurface Pressure via Fluid-Level Recorders*
- Directive 034 : *Gas Well Testing, Theory and Practice*
- Directive 040 : *Pressure and Deliverability Testing Oil and Gas Wells*

Pour leur part, les auteurs de l'étude GTEC02, volet Bonnes pratiques, mentionnent que l'historique des données recueillies lors de travaux de forage pour un secteur donné permet d'optimiser les paramètres de forage afin de ne pas endommager le réservoir d'hydrocarbures et, le cas échéant, sa roche couverture. Dans le cas de secteurs où l'on ne dispose encore que de peu de données, les auteurs sont d'avis que la connaissance du profil de la pression des fluides et des pressions maximales d'injection serait meilleure si des essais de pression étaient faits de manière systématique sur la formation lors des 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 requis en vertu du RPGNRS.

Les essais aux tiges

Lorsqu'on détecte la présence d'hydrocarbures en cours de forage, des essais aux tiges peuvent être réalisés le long de l'intervalle où les hydrocarbures ont été repérés. Ces essais se font à l'aide d'un manchon spécial qui permet d'isoler un intervalle pour recueillir des échantillons et mesurer certains paramètres généraux, dont le type d'hydrocarbures, la pression de la formation et sa perméabilité, qui rendent l'évaluation sommaire de la capacité de production de l'intervalle possible.

Pour les essais de tige, il est suggéré 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*, qui sont les directives les plus récentes en cette matière (GTEC03).

Par ailleurs, l'étude GTEC02, volet Bonnes pratiques, mentionne qu'il peut y avoir la présence de traces de H₂S au Québec. Les auteurs sont d'avis que lors d'essais aux tiges, le H₂S devrait être inclus dans l'analyse des gaz échantillonnés. Selon eux, il ne s'agit pas d'une situation atypique et, dans sa version actuelle, le RPGNRS combiné à l'avis de l'étude GTEC03 suffisent à couvrir ce genre de risque.

En regard des objectifs poursuivis par les essais aux tiges, puisque ces derniers servent à acquérir des connaissances en vue de détecter la présence d'un réservoir d'hydrocarbures et n'impliquent pas l'injection de fluides dans les couches géologiques, les auteurs de l'étude GTEC02, volet Bonnes pratiques, sont d'avis que cette activité devrait être permise lors de la réalisation de sondages stratigraphiques.

Le contrôle de la déviation des puits

Les puits déviés ou horizontaux offrent un plus grand potentiel de production que les puits verticaux. La trajectoire d'un puits dévié horizontalement peut être définie par son inclinaison, sa profondeur et son azimut. Selon la convention d'usage, un angle de 0° correspond à un puits vertical et un angle de 90° correspond à un puits horizontal (IHS Engineering 360, 2005). Généralement, il s'agit de puits horizontaux lorsque l'angle formé par le puits et la verticale excède 80° . Après avoir atteint un angle de 90° , certains puits peuvent être forés vers le haut. Au cours d'un forage horizontal, des instruments de mesure enregistrent la trajectoire du puits en temps réel. Ces instruments mesurent l'inclinaison et l'azimut du forage. Avec une série de mesures à des intervalles appropriés (entre 10 et 150 mètres), la trajectoire du forage peut alors être suivie.

Mentionnons que la trajectoire d'un puits peut être déviée en raison du pendage des couches géologiques et de l'orientation des structures. Dans ce cas, mesurer la trajectoire du puits à intervalle régulier lors des travaux de forage permet d'anticiper cette situation et de corriger la trajectoire du puits au fur et à mesure pour qu'elle soit conforme au programme de forage.

En raison du nombre important de puits horizontaux qui sont forés en Alberta et en Colombie-Britannique, il est suggéré de suivre la réglementation de ces instances en matière de contrôle de la déviation des puits. (Regulation 151/71 de l'Alberta et Regulation 282/2010 de la Colombie-Britannique) (GTEC03, Malo et collab., 2015).

L'étude GTEC02, volet Bonnes pratiques, rapporte que dans certains secteurs étudiés au Québec le changement de la trajectoire d'un puits en raison du pendage des couches géologiques et de l'orientation des structures peut être forte dès la surface. Cette déviation, dite naturelle, peut être anticipée jusqu'à un certain point en tenant compte des données des forages antérieurs et des profils sismiques, mais cette information laisse encore place à des incertitudes, particulièrement dans les régions fortement tectonisées comme la Gaspésie et le Bas-Saint-Laurent.

Une perte de contrôle de la trajectoire du sondage ou du forage ne représente pas un risque en soi, les conséquences étant essentiellement restreintes à ce que le promoteur s'expose à des dépassements de coûts ou au risque de manquer sa cible.

Cependant, des conséquences plus sérieuses pourraient en découler à long terme, dans l'éventualité où plusieurs puits rapprochés les uns des autres seraient présents au sein d'une même structure.

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 toujours accompagner le rapport de fin de forage. En ce qui concerne les relevés de déviation, les auteurs sont d'avis que les spécifications actuelles du RPGNRS sont suffisantes.

Les perforations (prévention et contrôle)

Après la cimentation des coffrages, la prise de diagraphies, les essais de pression et d'étanchéité et les essais aux tiges, des perforations peuvent être faites à travers les coffrages et le ciment pour établir une communication entre le puits et les formations rocheuses au niveau des intervalles repérés lors des essais aux tiges. Cette activité peut être un préalable aux essais d'injectivité, aux travaux de fracturation ou aux essais d'extraction ou de production. Selon les caractéristiques du milieu, on peut procéder à ces perforations en utilisant des charges explosives.

Pour les perforations, il est suggéré de s'appuyer sur les RP 19B de l'API : *Evaluation of Well Perforators* qui présentent les méthodes pour évaluer des systèmes de perforation selon des conditions d'utilisation différentes (températures et pressions variables).

Les auteurs suggèrent également d'utiliser le RP 90-2 de l'API : *Annular Casing Pressure Management for Onshore Wells* qui traite de l'utilisation de charges explosives lors de ce type d'activité. Le RP 90-2 présente les pratiques recommandées en ce qui concerne le transport des explosifs, leur manutention sur le site et la sélection des types de perforateurs (*fire perforating guns* ou *bullet perforating guns*). En outre, les types d'équipements à utiliser à la surface et au fond du puits y sont présentés. Enfin, l'API recommande que le personnel participant à la manipulation des explosifs sur le site possède les qualifications nécessaires et soit correctement formé. (GTEC03).

Les essais d'injectivité

L'essai d'injectivité est une activité permettant d'établir le débit et la pression auxquels les fluides peuvent être injectés afin de connaître la capacité d'une formation géologique à absorber des fluides ou à mesurer les pressions auxquelles cette formation géologique se fracture. Les types d'essais d'injectivité les plus répandus sont le *Pressure Fall-Off Test* (PFO), le *Diagnostic Fracture Injection Test* (DFIT) ou encore le *Fluid Efficiency Test* (FET). Ces deux derniers types d'essais d'injectivité permettent d'établir les paramètres de fracturation à utiliser afin d'optimiser la récupération des hydrocarbures dans un contexte de réservoir ayant une faible perméabilité. Il importe de préciser que la pression d'injection lors d'essais d'injectivité est notablement différente de la pression au fond du puits, en raison de la variation de la densité des fluides et des pertes par friction le long du coffrage.

En ce qui concerne les essais d'injectivité, l'étude GTEC03 recommande de suivre la Directive 051 : *Injection and Disposal Wells – Well Classifications, Completions, Logging, and Testing Requirements* de l'Alberta, particulièrement l'annexe 3 qui détaille, étape par étape, le déroulement d'un test d'injectivité et les pressions maximales pouvant être exercées au niveau de la tête de puits (90 % de la pression de fracture ou de la pression d'intégrité du ciment).

Au Québec, faire des essais d'injectivité ne nécessite pas de certificat d'autorisation environnemental dans la mesure où le volume de fluides utilisé est inférieur à 50 m³ au

total. Le Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection (RPEP) établit ce seuil, puisque les activités nécessitant moins de 50 m³ de fluide au total correspondent à des travaux préliminaires d'investigation qui ne comportent pas de risques environnementaux, les volumes injectés étant trop petits pour avoir un réel impact.

Les stimulations par fracturation

Dans un contexte d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures, la stimulation est le terme général pour désigner les procédés utilisés pour augmenter la perméabilité des roches entourant le puits et, par le fait même, la quantité d'hydrocarbures récupérés. L'augmentation de la perméabilité des roches permet aux fluides de mieux circuler. La stimulation d'un puits d'hydrocarbures par fracturation hydraulique est un procédé physique. Cette activité peut être réalisée avec de hauts ou de faibles volumes de fluides. La distinction qui est faite entre ce qui est une fracturation hydraulique à haut volume et une fracturation hydraulique à faible volume repose sur la quantité de fluide utilisée par fracturation.

Actuellement au Québec, la fracturation hydraulique à haut volume est définie comme une activité nécessitant plus de 50 m³ de fluides. L'entreprise qui désire faire des travaux de fracturation hydraulique avec plus de 50 m³ de fluides doit, préalablement à la réalisation de tels travaux, obtenir un certificat d'autorisation. En guise de comparaison, au Nouveau-Brunswick la fracturation à haut volume est définie comme une activité qui nécessite plus de 1 000 m³ de fluides par stage.

Plusieurs types de fluides peuvent être utilisés pour la fracturation : de l'eau, du propane liquéfié (gélifié) ou encore du CO₂ combinés à des additifs chimiques. C'est l'injection sous pression de ces fluides qui cause la formation de fractures dans la roche et augmente sa perméabilité. Cette augmentation de perméabilité est préservée en injectant aussi un agent de soutènement (*proppant*) constitué de sable ou de céramique qui permet de garder les fractures ouvertes lorsque la pression ayant permis la fracturation est relâchée.

L'eau combinée avec des additifs chimiques est le fluide de fracturation le plus communément utilisé pour la fracturation hydraulique. Dans le cas de l'extraction du gaz naturel dans les gisements de roche mère, la technologie des forages horizontaux et la technique de fracturation hydraulique sont utilisées conjointement afin d'optimiser la récupération des hydrocarbures.

La composition des fluides de fracturation dépend fortement du type de géologie et des caractéristiques du gisement à exploiter. Les additifs chimiques utilisés varient d'un puits à l'autre. Pour l'exploration sur l'île d'Anticosti, il s'est avéré nécessaire de recenser la liste des additifs chimiques qui pourraient être utilisés comme intrants de fracturation parmi ceux qui figurent sur la liste établie en 2013 lors des travaux de l'EES portant sur le gaz de schiste.

D'après l'information disponible, les additifs chimiques utilisés lors de la fracturation hydraulique destinée à l'exploitation d'hydrocarbures liquides (pétrole) nécessitent l'utilisation des mêmes additifs chimiques que ceux qui sont utilisés pour les hydrocarbures gazeux (gaz naturel). L'étude AENV12 (Centre d'expertise en analyse

environnementale du Québec, 2015) a permis d'identifier 48 composés supplémentaires, en plus des 62 déjà identifiés lors de l'ÉES sur le gaz de schiste.

La liste des 110 composés susceptibles d'être utilisés comme additifs chimiques lors d'activités de fracturation ainsi que leur identifiant au Chemical Abstract Service (CAS) sont présentés dans le tableau - 36.

Tableau 36 : Composés chimiques susceptibles d'être utilisés comme additifs chimiques lors d'activités de fracturation

Composé		Identifiant CAS	Utilisation
Nom français	Nom anglais		
Acétaldéhyde	Acetaldehyde	75-07-0	Agent inhibiteur de corrosion
Acétone	Acetone	67-64-1	Agent inhibiteur de corrosion
Acide acétique	Acetic acid	64-19-7	Antitartre
Acide fumarique	Fumaric acid	110-17-8	Agent gélifiant
Acide d'huile de tall	Tall oil acid ou fatty acids	61790-12-3	Anticorrosif
Acide formique	Formic acid	64-18-6	Agent acidifiant
Acide sulfamique	Sulfamic acid	5329-14-6	Agent inhibiteur de corrosion
Alcool	Alcohol	—	Composé de traitement de puits de pétrole
Alcool n-butylique	n-butyl alcohol	71-36-3	Solvant
Alcools éthoxylés, C14-C15	Ethoxylated alcohols, C14-15	68951-67-7	Anticorrosif
Alcools éthoxylés, C12-C15	Ethoxylated alcohol, C12-15	68131-39-5	Stimulateur de reflux
Alcools éthoxylés, ramifiés	Ethoxylated alcohol, branched	78330-19-5	Anti émulsifiant
Alkoxyates d'alkyle	Alkyl alkoxyate	—	Composé de traitement de puits de pétrole
Alpha-alcènes, C > 10	Alkenes, C>10 alpha-	64743-02-8	Anticorrosif
Amino triacétate de sodium	Nitrilotriacetic acid trisodium salt monohydrate	18662-53-8	Agent séquestrant du fer
Anhydre acétique	Acetic anhydride	108-24-7	Fluidifiant
1,2-Benzisothiazol-3(2H)-one	1,2-Benzisothiazol-3(2H)-one	2634-33-5	Biocide
Bétaïne de cocamidopropyle	Cocamido propyl betaine	61789-40-0	Contrôleur d'argile et de pH, surfactant
1-bromo-3-chloro-5,5-diméthyl-hydantoïne (BCDMH)	1-Bromo-3-chloro-5,5-dimethylhydantoin	16079-88-2	Biocide
Butoxy éthanol, 2-	Butoxy ethanol	111-76-2	Agent acidifiant
Carbonate de potassium	Carbonic acid, dipotassium salt	584-08-7	Contrôleur de pH
Carboxyméthyl d'hydroxypropyle gomme de guar	Carboxymethyl hydroxypropyl guar gum	68130-15-4	Agent gélifiant
Carboxyméthyl gomme de guar	Carboxymethyl guar gum	39346-76-4	Agent interrupteur
Cellulase	Hemicellulase enzyme	9012-54-8	Agent interrupteur
Chlore	Chlorine	7782-50-5	Fluide de stimulation

Composé	Identifiant CAS	Utilisation
Cellulose de Carboxyméthyl hydroxyéthyl éther	Carboxyméthyl hydroxyéthyl cellulose 9004-30-2	Agent gélifiant
Chlorhydrate d'hydroxylamine	Hydroxylamine hydrochloride 5470-11-1	Agent inhibiteur de corrosion
Chlorhydrate de N,N-diméthyl-octadécylamine	Octadecanamine, N,N-diméthyl-, hydrochloride, 1- (1:1) 1613-17-8	Surfactant
Chloroacétate de sodium	Sodium Chloroacetate 3926-62-3	Biocide
Chlorure de (chloro-3 propenyl-2(z))-1 triaza-3,5,7 azoniatricyclo-1 decane[3.3.1(3.7)]	1-(3-chloro-2-propenyl)-3,5,7-triaza-1-azoniatricyclo [3.3.1(3,7)] decane chloride 51229-78-8	Biocide
Chlorure d'ammonium	Ammonium chloride 12125-02-9	Antitartre
Chlorure d'ammonium triméthylque d'octadécyle (ammonium quaternaire)	Trimethyloctadecyl ammonium chloride 112-03-8	Surfactant
Chlorure de choline	Choline chloride 67-48-1	Contrôleur d'argile
Chlorure d'hydrogène	Hydrochloric acid 7647-01-0	Agent acidifiant
Composé d'acide gras et d'huile de tall	Complex alkylaryl polyo-ester 68188-40-9	Anticorrosif
Copolymère d'acrylamide	Acrylamide copolymer 38193-60-1	Réducteur de friction
Copolymère d'acrylamide et d'acrylate	Acrylamide copolymer —	Composé de traitement de puits de pétrole
Chlorure de didécyldiméthylammonium	Didecyl dimethyl ammonium chloride 7173-51-5	Biocide
Chlorure de tétraméthylammonium	Tetramethyl ammonium chloride 75-57-0	Contrôleur d'argile
Chlorure de tributyltétradécylphosphonium	Tributyl tetradecyl phosphonium chloride 81741-28-8	Biocide
Complexe de zirconium d'hydroxy lactate de sodium	Zirconium hydroxy lactate sodium complex 113184-20-6	Agent réticulant
Cumène	Cumene 98-82-8	Solvant
Dérivé de sulfonate de benzène	Benzene sulphonate derivative 147732-60-3	Additif pour acide
Dérivés d'acide benzosulfonique, C10-16	Benzenesulphonic acid, C10-16 alkyl derivatives 68584-22-5	Additif pour acide
Dérivés de quinoline	Quaternary quinoline derivatives 72480-70-7	Anticorrosif
Dibromoacétonitrile	Dibromoacetonitrile 3252-43-5	Biocide
Dibromo-3-nitrilopropionamide, 2,2-	Dibromo-3-nitrilopropionamide, 2,2- 10222-01-2	Agent interrupteur
Diéthanolamine	Diethanolamine 111-42-2	Agent interrupteur
Difluorure d'ammonium	Ammonium difluoride 1341-49-7	Biocide
Di-iso-propylnaphtalène	Naphthalene bis(1-methylethyl) 38640-62-9	Solvant

Composé		Identifiant CAS	Utilisation
N,N-diméthylformamide	N,N-dimethylformamide	68-12-2	Agent inhibiteur de corrosion
Diméthyl-octadécylamine, N,N-	Octadecanamine, N,N-dimethyl-, 1-	124-28-7	Surfactant
3,5-diméthyl-2h-tétrahydro-1,3,5-thiadiazine-2-thione	3,5-dimethyl-tetrahydro-1,3,5-thiadiazine-2-thione (Dazomet)	533-74-4	Biocide
1,4-Dioxane	1,4-Dioxane	123-91-1	Solvant
Dipropylène glycol	Propylene glycol	25265-71-8	Stimulateur de reflux
Distillats de pétrole (C9-C16) (2x)	Distillates, petroleum, hydrotreated light	64742-47-8	Réducteur de friction, épaississant
Érythorbate de sodium	Sodium erythorbate	6381-77-7	Agent séquestrant le fer
Esters d'acides gras	Fatty acid esters	91744-20-6	Réducteur de friction
Ethanediaminium, N1, N2-bis [2-[bis(2-hydroxyethyl)methyl ammonio]ethyl]-N1, N2-bis (2-hydroxyethyl)-N1, N2-dimethyl-, chloride (1:4), 1,2-	Complexe polyamine salts	138879-94-4	Contrôleur d'argile abaissement du pH tampon surfactant
Éthanolamine	Ethanolamine	141-43-5	Antitartre
Éthylamine	Ethylamine	75-04-7	Agent réticulant
Éthyl-1-octyn-3-ol, 4-	Ethyloctynol	5877-42-9	Anticorrosion
Éthylène glycol	Ethylene glycol	107-21-1	Briseur d'enzymes
Formaldéhyde	Formaldehyde	50-00-0	Antitartre, anticorrosif, agent acidifiant
Formamide	Formamide	75-12-07	Agent acidifiant
Glutaraldéhyde	Glutaraldehyde	111-30-8	Biocide
Glycol	Glycol	—	Composé de traitement de puits de pétrole
Glyoxal	Glyoxal	107-22-2	Agent réticulant
Gomme de guar	Guar gum	9000-30-0	Agent gélifiant
Gomme de xanthane	Xanthan gum	11138-66-2	Agent gélifiant
Huile de ricin éthoxylée	Castor oil ethoxylated	61791-12-6	Stimulateur de reflux
Huiles de base de faible toxicité		—	Anti-émulsifiant, Agent interrupteur
Hydroxyde de sodium	Sodium hydroxide	1310-73-2	Fluide de stimulation
2-Hydroxyéthyle cellulose	2-hydroxyethyl cellulose	9004-62-0	Agent gélifiant
Hydroxypropyl cellulose	Hydroxypropyl cellulose	9004-64-2	Agent gélifiant
2-Gomme du guar hydroxypropylée	Hydroxypropyl guar gum	39421-75-5	Agent gélifiant
Hypochlorite de sodium	Sodium hypochlorite	7681-52-9	Anti-émulsifiant, fluide de stimulation
Laurylsulfate de sodium	Sodium lauryl sulfate	151-21-3	Surfactant
Limonène, d-	Limonene, d-	5989-27-5	Stimulateur de reflux
Méthanol	Methanol	67-56-1	Anticorrosif, agent acidifiant
1-Méthoxy-2-hydroxypropane	1-methoxy-2-hydroxypropane	107-98-2	Solvant
Naphtalène	Naphthalene	91-20-3	Anticorrosif

Composé	Identifiant CAS	Utilisation
Nonyl phénol éthoxylé	Polyethylene glycol-(phenol) ethers 9016-45-9	Surfactant
Octaméthylcyclotérasiloxane	Octamethylcyclotetra-siloxane 556-67-2	Anti-émulsifiant
Oxyde d'éthylène	Ethylene oxide 75-21-8	Biocide
Persulfate d'ammonium	Ammonium persulfate 7727-54-0	Agent interrupteur
Persulfate de sodium	Sodium persulphate 7775-27-1	Anti-émulsifiant
Phosphate de tributyle	Tributyl phosphate 126-73-8	Agent anti-émulsifiant
Polysaccharide (Mélange de)	Polysaccharide blend —	Épaississant
Propane-1,2-diol	Propylene glycol 57-55-6	Stimulateur de reflux
Propane-1-ol	Propylic Alcohol 71-23-8	Anticorrosif
Propane-2-ol	Isopropanol 67-63-0	Anticorrosif, anti-émulsifiant, stimulateur de reflux, agent acidifiant, fluide de stimulation.
Propanediamine-2-substitué,-1,3-di-chlorure d'hexaalkyle	Propanediaminium-2-substitued, -hexaalkyl-, dihalide, 1,3- —	Stabilisateur d'argile
Prop-2-yne-1-ol	Propargyl alcohol 107-19-7	Anticorrosif
Pyridinium	Pyridinium 16969-45-2	Agent inhibiteur de corrosion
Résines alkylphénoliques oxyalkylées	Oxyalkylated alkylphenol 68891-11-2	Acide anticorrosion
Sel sodique de l'acide borique	Boric acid sodium salt 1333-73-9	Agent réticulant
Solvant Naphta aromatique lourd	Heavy aromatic Naphtha 64742-94-5	Anticorrosif, agent acidifiant
Sulfate de tétrakis(hydroxyméthyl)phosphonium	Tetrakis (hydroxymethyl) phosphonium sulfate 55566-30-8	Biocide
Sulfate de zirconium	Zirconium sulfate 14644-61-2	Agent réticulant
Terpène	Terpenes —	Composé de traitement de puits de pétrole
Tétraborate de sodium décahydraté	Sodium tetraborate decahydrate 1303-96-4	Agent réticulant
Tétranitrate de zirconium	Zirconium tetranitrate 13746-89-9	Agent réticulant
Thiourée (Polymère de)	Thiourea polymer 68527-49-1	Anticorrosif
Triéthanolamine	Triethanolamine 102-71-6	Anti-émulsifiant
Triéthylène glycol	Triethylene glycol 112-27-6	Stimulateur de reflux
Triméthylbenzène, 1,2,4-	Trimethylbenzene, 1,2,4- 95-63-6	Anticorrosif
Xylène sulfonate de sodium	Sodium xylene sulphonate 1300-72-7	Surfactant
Zirconate de triéthanolamine	Triethanolamine zirconate 101033-44-7	Agent réticulant
Zirconium, complexe de-	Zirconium complex 197980-53-3	Agent réticulant

Composé		Identifiant CAS	Utilisation
Autres composés (U.S. EPA, 2015a)			
Hydroxyde de potassium	Potassium hydroxide	1310-58-3	
Chlorure de sodium	Sodium chloride	7647-14-5	
Éthanol	Ethanol	64-17-5	
Acide citrique	Citric acid	77-92-9	
Résines phénoliques	Phenolic resin	9003-35-4	

Bien que cette liste présente tous les additifs ayant été recensés aux États-Unis pour les activités de fracturation depuis 2005 (tous types d'hydrocarbures confondus), il importe de préciser que des listes récentes fournissent une quarantaine de composés parmi les plus fréquemment utilisés. L'United States Environmental Protection Agency (U.S. EPA) a aussi publié son propre répertoire de composés utilisés aux États-Unis, à partir de 36 000 divulgations de renseignements (U.S. EPA, 2015a). En standardisant la nomenclature, la U.S. EPA a notamment fourni des renseignements sur le nombre et la quantité des composés individuels utilisés, par État, et par type de puits.

Fluides et additifs chimiques pour Anticosti

Les travaux du volet Environnement du PACA (Étude AENV12) ont permis de recenser la vingtaine d'additifs les plus fréquemment rapportés dans les renseignements fournis pour les puits de pétrole aux États-Unis (U.S. EPA, 2015a). Les additifs qui sont présentés dans le tableau 25 (CHAPITRE 3) pourraient donc être utilisés lors d'activités de fracturation hydraulique sur l'île d'Anticosti.

Pour ce qui est des volumes injectés lors des stimulations par fracturation hydraulique, les auteurs de l'étude GTEC03 (Malo et collab., 2015) suggèrent d'utiliser les termes « volume de fluides » dans le RPGNRS pour ne pas se limiter au volume d'eau et ainsi exclure les opérations de fracturation hydraulique réalisées avec d'autres fluides. Il faut aussi que ce volume soit défini pour chaque puits, et non par stage de fracturation dans un même puits horizontal (ou vertical).

De plus, les auteurs sont d'avis qu'un permis spécifique à la fracturation hydraulique à haut volume devrait être intégré dans le RPGNRS, en plus de celui pour la complétion d'un puits. Cette demande de permis devrait être accompagnée d'un plan des opérations de fracturation comprenant les éléments suivants :

- un plan de gestion de l'utilisation de l'eau de surface et de l'eau souterraine ainsi que des eaux usées (transport, manipulation, entreposage et élimination);
- la divulgation des additifs utilisés;
- une évaluation des risques associés à la manipulation des additifs dans les eaux de fracturation et un plan de gestion de ces risques;
- la création d'une base de données de référence sur la composition des eaux de surface et souterraines avant la fracturation, c'est-à-dire une base de données

- établissant l'état « zéro » ou initial;
- un programme de tests 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 (risques géologiques);
 - un modèle numérique de la géomécanique de la fracturation (propagation des fractures);
 - un programme de suivi et de vérification après la fracturation;
 - une évaluation du risque de sismicité induite, un programme de surveillance s'il y a un risque et des mesures d'atténuation et d'intervention;
 - un rapport suivant la fracturation qui compare les résultats obtenus aux résultats anticipés.

Nonobstant ce qui précède, les auteurs de l'étude GTEC02, volet Bonnes pratiques, mentionnent que les Lignes directrices et le RPEP détaillent une série de lignes directrices et d'obligations réglementaires qui reposent sur le document *API Guidance Document HF1* pour les aspects d'ingénierie et régissent l'essentiel des opérations liées à la fracturation hydraulique au Québec. Ils suggèrent d'harmoniser le RPGNRS avec les Lignes directrices et le RPEP de même qu'avec les avis formulés dans cette section. En outre, les auteurs de l'étude sont d'avis que le risque associé à la sismicité induite doit aussi être pris en considération dans le cas de failles et de fractures naturelles (voir GTEC02, volet Risques).

Il importe de mentionner que les Lignes directrices recommandent d'utiliser des sources d'eau de surface ou d'eau impropre à la consommation humaine pour l'alimentation en eau lors de la fracturation.

Les stimulations autres que par fracturation

La stimulation d'un puits d'hydrocarbures par acidification est un procédé chimique. Ce type de stimulation utilise des pressions d'injection et des volumes nettement inférieurs aux procédés physiques.

Les stimulations par procédés chimiques sont les types de stimulation les plus répandus après les procédés physiques (fracturation hydraulique). La stimulation par acide consiste à injecter un acide réactif (chlorhydrique ou acétique) dans une roche réservoir afin d'en augmenter la porosité et la perméabilité et ainsi améliorer le taux de récupération des hydrocarbures. Par exemple, dans les formations gréseuses, l'acide réagit avec les carbonates pour augmenter leur porosité. Dans les formations carbonatées, l'acide peut entièrement dissoudre des zones de la formation, en créant des chenaux conducteurs qui favorisent la remontée des hydrocarbures par le puits.

En ce qui concerne les stimulations autres que par fracturation, les auteurs de l'étude GTEC03 suggèrent de se référer au *Briefing Paper* sur la pratique de l'acidification produit par l'API. Ce document présente les éléments à considérer pour

protéger l'environnement lors de ce type d'activité. La majorité des instances de référence se fie à ce document pour les stimulations autres que les stimulations par fracturation qui utilisent des procédés chimiques.

Les essais d'extraction et de production

Au Québec, le RPGNRS établit une distinction entre les essais d'extraction et les essais de production. Les premiers sont menés en phase exploratoire sur un puits dont le forage se fait conformément à un permis de recherche. Par ailleurs, on parle d'essais de production lorsque le forage se fait sur un puits de développement ou de production, c'est-à-dire lorsque le puits est foré en vertu d'un bail d'exploitation de pétrole et de gaz naturel.

Pour effectuer un essai d'extraction ou de production, divers équipements doivent être installés sur le site, notamment un séparateur afin de procéder au traitement des hydrocarbures récupérés, des réservoirs pour emmagasiner les liquides récupérés et un système de brûlage de gaz. Les essais consistent à mesurer, à intervalles précis, le débit des hydrocarbures produits par le puits et la variation correspondante de la pression au niveau de la zone productrice. Les essais d'extraction et de production peuvent être réalisés à trou ouvert ou après les perforations, les essais d'injectivité ou les stimulations physiques ou chimiques. L'analyse de ces débits et de la variation de la pression permettent de calculer le potentiel de production de la zone. Les données recueillies serviront d'intrants pour l'évaluation économique du gisement.

Les auteurs de l'étude GTEC03 suggèrent d'utiliser la Directive 060 : *Upstream Petroleum Industry Flaring, Incinerating, and Venting* de l'AER pour les essais d'extraction et de production, puisque cette activité concerne la récupération des hydrocarbures et, de ce fait, la gestion environnementale adéquate de ceux-ci, particulièrement en ce qui concerne le gaz naturel.

Comme dans le cas des essais aux tiges, les auteurs de l'étude GTEC02, volet Bonnes pratiques, sont d'avis que bien que la géologie québécoise ne soit pas propice à la présence de H₂S et que les données actuellement disponibles confirment que l'on ne rencontre ce gaz que très rarement, le H₂S devrait tout de même être inclus dans l'analyse des gaz échantillonnés lors des essais d'extraction et de production.

Comme dans le cas des essais aux tiges, les dispositions du RPGNRS actuellement en vigueur combinées au présent avis suffisent à couvrir ce genre de risque.

La surveillance des fuites et des migrations

Certaines étapes nécessitent un suivi particulier afin de détecter la présence de fuites ou de migrations, par exemple lors de la phase de forage d'un puits, notamment après la mise en place des coffrages, et lors de la cimentation de ces derniers. Comme cela a été mentionné plus tôt, des essais de pression et d'étanchéité doivent alors être faits.

La surveillance des fuites et des migrations doit aussi avoir lieu lors de la phase de complétion du puits, au moment de la fracturation hydraulique. Pendant cette phase, le

puits et le réservoir doivent être surveillés de manière continue afin d'adapter les travaux aux changements de conditions qui se produisent et de prévenir les fuites et les migrations éventuelles.

Généralement, un tel système de suivi comprend :

- un système de valves permettant d'isoler différentes zones en fonction des résultats des essais de production ou des ratios gaz/pétrole;
- des capteurs enregistrant la pression, le débit des fluides et la température dans le puits;
- des lignes de contrôle permettant la transmission des données enregistrées en fond de puits par l'ensemble des capteurs;
- une unité de contrôle à la surface pour traiter l'information et contrôler le système de valves d'injection des fluides de forage.

La surveillance en continu est couramment utilisée pour les opérations de forages , de fracturation, d'opération d'entretien ou de correction. En effet, elle constitue un atout pour la gestion des activités d'un puits, car elle permet des actions rapides et ciblées en cas de fuites ou de migrations.

En ce qui concerne la surveillance en continu, il est suggéré de suivre les pratiques liées à chaque activité ayant cours durant la vie d'un puits (conception, pose du coffrage, cimentation, test de production, fermeture, etc.) qui ont été développées par l'Alberta et la Colombie-Britannique. Les directives et les guides suivants fixent des exigences précises 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*
- British Columbia Oil and Gas Commission (BCOGC) : *Measurement Guideline for Upstream Oil and Gas Operations, 2013*
- COGC *The Well Testing Requirements, 2015*

Concernant le Québec, l'étude GTEC02, volet Bonnes pratiques, mentionne que des hydrocarbures (plus rarement du H₂S) peuvent être présents à l'état naturel près de la surface, dans l'aquifère d'eau douce. Ces hydrocarbures peuvent être confondus avec ceux provenant de fuites ou de migrations de puits forés ou se mêler à ces derniers. Il importe donc de bien connaître la composition initiale des eaux souterraines en hydrocarbures avant le forage (état zéro). Les auteurs de l'étude sont d'avis que la définition préalable de cet état zéro et la création d'une base de données de référence permettraient de documenter la présence d'hydrocarbures à l'état naturel dans les aquifères d'eau douce et aideraient à déterminer la cause, la nature et l'étendue exactes

d'éventuelles contaminations afin d'appliquer les mesures correctives adéquates.

Les auteurs suggèrent en outre de considérer la présence de puits fermés (temporairement ou définitivement) à proximité du site au moment d'établir l'état zéro d'un nouveau site de forage. Lorsque ces anciens puits n'ont pas été fermés de la manière appropriée, les fuites ou les migrations qui en émanent devraient être prises en considération dans l'élaboration des mesures correctives.

D'ailleurs, les Lignes directrices et le RPEP précisent la procédure permettant d'établir l'état zéro d'un site ainsi que la surveillance et la détection des fuites ou des migrations possibles. Ces documents, combinés aux avis formulés dans cette section, devraient permettre d'actualiser le RPGNRS.

Sur la base de la même étude, les auteurs sont d'avis que le suivi environnemental imposé une fois les travaux terminés par le RPEP, l'Arrêté ministériel AM-2014 et le RPGNRS devrait être, au minimum, harmonisé. À titre d'exemple, le RPEP stipule que le suivi des eaux souterraines doit être effectué durant la période de fermeture temporaire du puits et durant les 10 années suivant sa fermeture définitive. L'AM-2014 mentionne qu'un suivi doit être effectué pour une période de cinq ans suivant le scellement d'un sondage stratigraphique et le RPGNRS prévoit un rapport d'inspection annuel quand un puits est fermé temporairement.

Enfin, les auteurs sont d'avis que 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 largement inexploré et les forages exploratoires qui seront réalisés éventuellement, en dehors des quelques structures examinées ici, ne se transformeront pas tous en découvertes. Un puits dont le forage n'a pas permis de détecter la présence d'hydrocarbures en profondeur ne devrait pas faire l'objet d'une période de surveillance aussi longue qu'un puits de production stimulé par fracturation hydraulique.

Les mesures correctives

Au chapitre des travaux d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures, les fuites de gaz sont les plus susceptibles de nécessiter des mesures correctives. Ces fuites sont caractérisées par le débit et la composition du gaz détectable à la surface au niveau de l'évent du coffrage de surface. Pour plusieurs instances de référence, une fuite de gaz est considérée comme grave s'il y a un risque d'incendie, un danger pour la sécurité publique ou un dommage écologique. En Alberta, lorsqu'une fuite dépasse 300 m³ par jour, elle est considérée comme grave et nécessite des mesures correctives de la part des entreprises.

En cas de fuites, il est possible de procéder à certaines opérations de reconditionnement, c'est-à-dire à des opérations d'entretien ou des réparations sur les puits. La plupart du temps, ces activités impliquent le retrait et le remplacement du tubage de production à l'aide d'une plate-forme de service, la mise en place de bouchons mécaniques ou l'injection de ciment pour corriger une cimentation déficiente de l'espace annulaire.

En ce qui concerne les mesures correctives à appliquer lors de fuites, l'étude GTEC03

(Malo et collab., 2015) suggère de suivre le guide *Primary and remedial Cementing Guidelines* de l'Enform. Pour les fuites de gaz, il est suggéré de se référer aux pratiques de la Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP), soit le *Management of Fugitive Emissions at Upstream Oil and Gas Facilities* et le *Update of Fugitive Equipment Leak Emission Factor*, qui correspondent aux standards les plus élevés de l'industrie.

Quant à l'étude GTEC02, volet Bonnes pratiques, on y mentionne qu'au Québec les Lignes directrices se limitent à établir les seuils à partir desquels des mesures correctives doivent être prises. Les aspects techniques des mesures correctives sont laissés à la discrétion des entreprises. Pour ce qui est du RPGNRS, les mesures correctives sont assimilées à un permis de modification de puits et traitées de la même façon. Aucune directive technique spécifique aux mesures correctives ne figure dans les Lignes directrices ou dans le RPGNRS.

Cette situation n'est toutefois pas un obstacle à l'application de mesures correctives, puisque leur mise en œuvre est souvent adaptée à chaque cas et risque de prendre du temps lorsque la source de la fuite ne peut être établie avec précision. Les auteurs sont d'avis que ce processus peut être facilité lorsqu'il est possible de comparer la signature isotopique du gaz qui fuit avec celle présente à différents intervalles dans le réservoir et sa roche couverture. Procéder à des analyses isotopiques du gaz à intervalles réguliers lors des activités de forage est donc une pratique à encourager pour toute nouvelle structure ou région explorée.

De plus, les auteurs sont d'avis que la définition préalable de l'état zéro et la création d'une base de données de référence, comme proposées dans la section précédente, aideraient à cibler la nature et l'étendue exactes de toute contamination et à choisir les mesures correctives les plus appropriées.

Il importe de mentionner que l'article 230 de la Loi sur les mines permet au ministre, lorsqu'une émanation de gaz naturel représente un risque pour la santé ou la sécurité des personnes ou pour la sécurité des biens, d'enjoindre au responsable de cette émanation d'exécuter les travaux nécessaires pour remédier à cette situation ou, s'il n'y a pas d'autre solution, de procéder à l'obturation de la source d'émanation. À défaut, par le responsable, de se conformer aux prescriptions du ministre dans le délai qui lui est imparti, le ministre peut faire exécuter les travaux ou faire obturer la source d'émanation aux frais du responsable.

Le traitement des hydrocarbures sur le site

La production d'hydrocarbures est souvent accompagnée de gaz divers et d'eau de formation qui doivent être séparés des hydrocarbures. Cette étape, qui est nécessaire lors du forage, des essais d'extraction, des essais de production ou au cours de la production, est réalisée sur le site à l'aide d'un séparateur.

Il s'agit d'un contenant vertical ou horizontal qui sépare le pétrole, les gaz et l'eau. Les séparateurs peuvent être classés en deux catégories :

- biphasiques (pour la séparation du pétrole et du gaz);
- triphasiques (pour la séparation du pétrole, du gaz et de l'eau).

Les séparateurs peuvent également être classés selon leur pression de service :

- faible, entre 10 et 180 psi;
- moyenne, entre 230 et 700 psi;
- forte, entre 975 et 1 500 psi.

À l'intérieur du séparateur, les fluides sont différenciés sous l'action de la gravité ce qui signifie que le fluide le plus lourd tombe au fond du réservoir. Le degré de séparation entre le gaz et les liquides dépendra de la pression d'arrivée, du temps de résidence de la mixture et du type d'écoulement. Un écoulement turbulent rend plus difficile la séparation des différentes phases qu'un écoulement laminaire.

Pour le traitement des hydrocarbures sur le site, il est proposé que la réglementation québécoise s'inspire des standards de l'API Spec 12J : *Specification for Oil and Gas Separators*. Le traitement des hydrocarbures *in situ* à l'aide de séparateur est nécessaire afin de bien caractériser les hydrocarbures récupérés et d'assurer la sécurité des personnes et des biens et la protection de l'environnement. Le Spec 12J de l'API est le standard le plus utilisé par les différentes instances de référence.

La gestion des équipements de surface

Un des deux objectifs de l'étude GTEC04 (Malo et collab., 2015) est de recenser et d'établir les bonnes pratiques en ce qui concerne la gestion des équipements de surface pour les travaux en milieu terrestre.

La gestion des équipements de surface se réfère à la gestion des équipements utilisés à la surface lors du forage, de la complétion, incluant la fracturation, la correction, la surveillance, la fermeture, le démantèlement des équipements, la restauration et la remise en état d'un site, en vue de protéger les personnes, les biens et l'environnement. La gestion en surface des produits nécessaires aux opérations en sous-surface, comme la gestion en surface des produits servant d'intrants dans la fabrication des fluides de fracturation, fait également partie de la gestion des équipements de surface.

Les responsables d'un site de forage doivent prendre des mesures pour éviter la migration de contaminants de la surface vers le sol sous-jacent et l'eau souterraine pendant les différentes activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures. Pour plusieurs instances de référence, les entreprises doivent présenter le plan du site de forage proposé (dimensions, type de matériau de remblai que l'on envisage d'utiliser, etc.) à l'organisme de réglementation, aux fins d'examen et d'approbation, et ce, avant la construction du site.

Les opérations de transport, de transfert et d'entreposage des fluides et des solides qui sont reliés aux travaux d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures comportent des risques de déversement. Ces risques peuvent être limités par des pratiques rigoureuses, l'utilisation de réservoirs hors terre pour l'entreposage des liquides et l'installation d'infrastructures limitant la migration des liquides en cas de déversement, tels des

réservoirs, ainsi que la mise en place de membranes sous les équipements et sous le remblai aménagé sur le site.

Bien que les directives albertaines soient très générales dans l'ensemble en ce qui concerne la gestion des équipements de surface, ce sont les plus complètes en cette matière. Pour cette raison, les auteurs de l'étude GTEC04 suggèrent ces dernières comme référence, notamment la Directive 036 – *Drilling Blowout Prevention Requirements and Procedures* qui détaille les équipements et leur espacement minimal, ainsi que les procédures à suivre lors de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures. Elle aborde aussi la gestion des fluides à base d'hydrocarbures sur le site.

En ce qui concerne les opérations de transport, de transfert et d'entreposage des fluides et des solides qui sont reliés aux travaux d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures, les auteurs de l'étude GTEC04 sont d'avis que la Directive 055 : *Storage Requirements for the Upstream Petroleum Industry* 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. Les auteurs mentionnent également que dans le cas des sites multipuits de fracturation hydraulique à haut volume, l'acheminement de l'eau destinée à la fracturation pourrait se faire au moyen d'aqueducs réservés à cet usage de manière à réduire le trafic routier.

De façon plus précise, l'étude portant sur l'évaluation des risques environnementaux des rejets d'eaux usées (après traitement) dans les milieux aquatiques de l'île d'Anticosti (AENV11 [Cloutier, 2015]) rapporte que l'utilisation d'une membrane imperméable sur le site minimise l'impact des fuites.

La gestion et la disposition des rejets et des eaux

La gestion et la disposition des rejets de forage

Le deuxième objectif de l'étude GTEC04 est de recenser et d'établir les bonnes pratiques en ce qui concerne la gestion et la disposition des rejets de forage. Ses auteurs définissent les rejets de forage comme étant tous les résidus découlant des activités de forage, tels que les retailles de forage (résidus solides), ainsi que les résidus liquides que constituent les eaux de formation salines et les eaux usées provenant des fluides de forage (boues de forage), à l'exception des eaux de reflux produites lors de la fracturation hydraulique.

Les rejets de forage sont composés en majorité de boues de forage qui proviennent de celui-ci. Les fluides de forage sont donc un intrant des travaux de forage et les boues de forage, un extrant. La composition des boues de forage (extrant) est donc intimement liée à la composition des fluides de forage (intrant).

Comme mentionné dans une section précédente, les fluides de forage à base d'eau sont les plus communément utilisés parce qu'ils ont un impact minimal sur l'environnement et peuvent ainsi être plus facilement traités pour être ensuite évacués ou réutilisés lors d'un autre forage. Toutefois, lorsque les situations de forage sont plus difficiles (ex. : intervalles de shales réactifs, puits profonds et puits horizontaux), les fluides de forage à

base d'eau ne fournissent pas toujours de bonnes performances de forage. Dans ces cas précis, les opérateurs de forage utilisent en général des fluides plus performants, à base d'huile ou d'hydrocarbures, qui doivent cependant être manipulés avec beaucoup de prudence. Leur gestion est donc plus exigeante.

Plusieurs substances composent les boues de forage. Elles contiennent généralement de l'eau et divers produits synthétiques qui sont présentés à la section sur les fluides de forage. Leur concentration dans les boues varie beaucoup d'un exploitant à l'autre. Au cours des travaux, les boues sont souvent reconditionnées et réutilisées et à la fin des travaux, celles-ci sont récupérées pour être traitées.

Les boues de forage ne sont généralement pas considérées comme « dangereuses » et en certains endroits, la partie solide des boues de forage (retailles) est même valorisée. On en fait l'épandage en raison de son contenu élevé en carbonate de calcium.

En ce qui concerne la gestion et la disposition des boues de forage, les auteurs de l'étude GTEC04 suggèrent d'utiliser le *Oil and Gas Handbook Drilling Waste Management Chapter* du BCOGC et la Directive 050 : *Drilling Waste Management* de l'AER dans un objectif de sécurité des personnes et des biens et de protection de l'environnement.

De façon plus précise, l'étude portant sur l'évaluation des risques environnementaux des rejets d'eaux usées (après traitement) dans les milieux aquatiques de l'île d'Anticosti (AENV11 [Cloutier, 2015]) rapporte que les rejets de forage doivent être stockés, manipulés et transportés de façon à ne pas contaminer le milieu naturel, par ruissellement ou par infiltration. Tous les réservoirs, systèmes de contention des fuites et bassins doivent être étanches et conçus dans les règles de l'art. Ils doivent pouvoir répondre efficacement aux besoins de stockage tout en résistant aux contraintes auxquelles ils seront soumis.

Au Québec, le MDDELCC définit les rejets de forage comme étant toute substance solide et/ou liquide, sauf l'effluent final, rejetée par les activités de forage, dont les fluides usés et les déblais de forage. En matière de gestion des boues de forage, les exigences environnementales figurent à la section 2.4.7 des Lignes directrices :

- les boues de forage doivent être caractérisées afin d'établir le mode de gestion approprié. Cette caractérisation permet de vérifier si ces résidus sont assimilés à une matière dangereuse ou présentent les propriétés d'une matière dangereuse en vertu du Règlement sur les matières dangereuses. Le document intitulé *Normes pour classer les résidus de forage pétrolier ou gazier en vertu du Règlement sur les matières dangereuses* précise les paramètres à respecter pour qu'un tel résidu soit considéré comme une matière résiduelle non dangereuse;
- le promoteur doit respecter le plan de gestion des matières résiduelles établi selon les principes des 3RVE (réduction, réemploi, recyclage, valorisation et élimination). Les résidus réputés non dangereux qui sont destinés à l'élimination doivent être gérés en conformité avec le Règlement sur l'enfouissement et l'incinération de matières résiduelles. Dans le cas où les résidus non dangereux

sont valorisés hors site, un certificat d'autorisation spécifique doit être obtenu du MDDELCC. En attendant d'être valorisés ou éliminés, les résidus doivent être entreposés dans des bassins étanches. La gestion, l'entreposage, le traitement, le transport et le dépôt définitif des matières dangereuses résiduelles doivent être réalisés en conformité avec le Règlement sur les matières dangereuses (RLRQ, Q-2, r.32). Soulignons qu'aucun site n'est autorisé à recevoir des matières dangereuses résiduelles sur l'île d'Anticosti;

- les renseignements concernant les quantités de résidus de forage générées et leurs destinations finales doivent être consignés au registre. Avant tout envoi de matières résiduelles vers un lieu d'élimination ou de valorisation, un rapport de caractérisation doit être transmis au MDDELCC. Ce rapport doit notamment préciser les modes de gestion et la destination finale retenus. Les données doivent être incluses dans un bilan annuel, en conformité avec le Règlement sur les matières dangereuses.

De plus, l'article 48.1 du RPGNRS exige que, lors des travaux de forage, les boues de forage soient déposées dans une structure étanche conçue dans les règles de l'art. À la fin du forage, la structure doit être enlevée ou démontée et les boues de forage doivent être valorisées ou éliminées, en conformité avec les dispositions de la Loi sur la qualité de l'environnement et ses règlements.

Enfin, l'article 48 du RPGNRS exige que le rapport de fin de forage présente les types, les quantités et les fiches signalétiques des produits entrant dans la fabrication de la boue de forage.

La réutilisation, la gestion et la disposition des eaux de reflux

Le troisième objectif de l'étude GTEC04 est de recenser et d'établir les bonnes pratiques en ce qui concerne la réutilisation des eaux de reflux, leur gestion en surface et leur élimination (disposition). Le principe de base appliqué par toutes les instances de référence analysées en regard de cette activité consiste à assurer la sécurité des personnes et des biens et la protection de l'environnement.

Dans la présente section, lorsqu'on parle des eaux de reflux, on désigne les eaux de retour qui combinent les fluides de fracturation et les eaux de formation saline qui étaient déjà présentes dans les pores et les fissures de la roche avant la fracturation. Les eaux de reflux sont l'extrait des travaux de fracturation hydraulique et les fluides de fracturation en sont l'intrant. La composition des eaux de reflux (extrait) est donc intimement liée à la composition des fluides de fracturation (intrant), mais contrairement aux fluides de forage, les fluides de fracturation subissent des transformations au moment de leur utilisation, notamment en raison de la géologie. Ainsi, des sous-produits peuvent se former dans les mélanges injectés et des composants peuvent être libérés de la roche. La plupart des instances de référence exigent que les eaux de reflux soient récupérées, gérées en surface de façon sécuritaire et entreposées dans des réservoirs fermés avant d'être réutilisées, au besoin.

Les auteurs sont d'avis, comme les instances de référence, que la réutilisation des eaux de reflux pour des fracturations subséquentes devrait être privilégiée dans tous les cas quand cela est possible. Lorsque les eaux de reflux sont récupérées pour être réutilisées, elles doivent être gérées en surface de façon sécuritaire et entreposées dans des réservoirs fermés comme c'est le cas dans la plupart des instances de référence.

Les eaux de reflux sont reconnues pour avoir une teneur élevée en sels et pour être légèrement radioactives. Bien que les intrants utilisés pour les activités de fracturation hydrauliques contiennent de nombreuses substances jugées toxiques et des substances synthétiques (voir les tableaux 25 [chapitre 3] et 36 [chapitre 4]), il est difficile d'évaluer les effets réels de ces substances, considérant leur très faible concentration (le liquide de fracturation est composé d'eau et d'un agent de soutènement [*proppant*] à plus de 99 %).

La liste suivante énumère les contaminants présents dans les eaux de reflux non traitées et qui sont en concentration supérieure aux indicateurs de qualité des eaux usées :

- l'alcalinité totale
- l'azote ammoniacal
- l'azote total Kjeldhal
- les bromures
- les chlorures
- la conductivité
- les cyanures
- les DBO5
- les DCO
- les fluorures
- les MES
- les nitrates
- les nitrites
- le pH
- le phosphore
- les solides dissous totaux
- les sulfates
- les sulfites
- les sulfures totaux
- l'aluminium
- l'argent
- le baryum
- le béryllium
- le bore
- le cadmium
- le chrome
- le cuivre
- le fer
- le lithium
- le manganèse
- le mercure
- le molybdène
- le plomb
- le sélénium
- le strontium
- le thallium
- le zinc
- le benzène
- le benzo(a)pyrène
- le chloroéthène
- le dibromochlorométhane
- l'éthylbenzène
- les hydrocarbures pétroliers C10 - C50
- le naphtalène
- les surfactants anioniques
- le tétrachlorométhane
- le toluène
- 1,2,4-Trichlorobenzène
- 1,1,1-Trichloroéthane
- 1,2,4-Triméthylbenzène
- le xylène
- les autres COV et COSV
- les autres HAP
- le pentachlorophénol

- les substances phénoliques totales
- le radium 226
- la radioactivité (alpha et bêta) (Bq/l)
- les radionucléides naturels de la famille de l'U238 et du Th232
- la toxicité aiguë

Pour la disposition des eaux de reflux après leur utilisation initiale ou leur réutilisation subséquente, deux possibilités ont été relevées dans l'étude GTEC04.

La première, et la plus répandue des pratiques sur la disposition des eaux de reflux, est celle qui consiste à injecter ces eaux dans des formations géologiques profondes. Cette pratique, répandue aux États-Unis, est également utilisée en Alberta et en Colombie-Britannique. En Ontario, les eaux de reflux sont considérées comme des résidus industriels et il n'est pas donc permis de les injecter dans des formations géologiques profondes.

Pour ce qui est de la gestion en surface des eaux de reflux avant la réinjection de ces dernières dans les couches géologiques profondes, les auteurs de l'étude GTEC04 suggèrent d'appliquer les lignes de conduite de l'API présentées dans les documents *Water Management Associated with Hydraulic Fracturing* et *Practices for Mitigating Surface Impacts Associated with Hydraulic Fracturing* qui sont les modèles dont se sont inspirées la plupart des instances en Amérique du Nord. Pour ce qui est de la disposition des eaux de reflux dans les couches géologiques profondes, l'étude GTEC04 suggère de s'inspirer du programme de contrôle de l'injection souterraine (UIC Program) de l'EPA pour réglementer cette pratique. Cet avis s'appuie sur son utilisation dans tous les États américains qui produisent des hydrocarbures et qui font de la réinjection dans les couches géologiques profondes et sur le fait que les deux instances canadiennes de référence se sont fortement inspirées du programme UIC de l'EPA pour leur réglementation respective en cette matière.

De façon plus précise, l'étude portant sur l'évaluation des risques environnementaux des rejets d'eaux usées (après traitement) dans les milieux aquatiques de l'île d'Anticosti (AENV11, [Cloutier, 2015]) rapporte que les eaux usées, notamment les eaux de reflux et les eaux de formation issues d'un puits, doivent être stockées, manipulées et transportées de façon à ne pas contaminer le milieu naturel, par ruissellement ou par infiltration. Tous les réservoirs, les systèmes de contention des fuites et les bassins doivent être étanches et conçus dans les règles de l'art. Ils doivent pouvoir répondre efficacement aux besoins de stockage tout en résistant aux contraintes auxquelles ils seront soumis.

Par ailleurs, les auteurs de l'étude GTEC04 prennent soin de mentionner qu'ils ne peuvent, sur la base de l'information disponible actuellement au Québec, affirmer que cette méthode d'élimination des eaux de reflux est applicable au Québec. En effet, chaque site doit être évalué en fonction de sa géologie et de son historique de production.

La deuxième pratique citée dans l'étude GTEC04 pour disposer des eaux de reflux consiste à les traiter en usine.

Comme dans le cas de la gestion en surface des eaux de reflux avant leur réinjection dans des couches géologiques profondes, les auteurs de l'étude GTEC04 sont d'avis que, pour la gestion en surface des eaux de reflux avant leur traitement en usine, les pratiques présentées dans les documents *Water Management Associated with Hydraulic Fracturing* et *Practices for Mitigating Surface Impacts Associated with Hydraulic Fracturing* de l'API devraient être appliquées. Ce sont les modèles dont se sont inspirées la plupart des instances en Amérique du Nord.

En ce qui concerne la disposition des eaux de reflux par traitement en usine, l'étude GTEC04 suggère que les usines de traitement utilisées soient spécifiquement conçues à cette fin.

Comme dans le cas de la gestion en surface des eaux de reflux avant leur réinjection dans des couches géologiques profondes, l'auteur de l'étude AENV11 rapporte que les eaux usées, notamment les eaux de reflux et les eaux de formation issues d'un puits, doivent être stockées, manipulées et transportées de façon à ne pas contaminer le milieu naturel, par ruissellement ou par infiltration. Tous les réservoirs, les systèmes de contention des fuites et les bassins doivent être étanches et conçus dans les règles de l'art. Ils doivent pouvoir répondre efficacement aux besoins de stockage tout en résistant aux contraintes auxquelles ils seront soumis.

Au Québec, les règles de gestion environnementale relatives à la gestion des eaux de reflux sont énoncées à la section 2.4.2 des Lignes directrices et résumées ci-après :

À l'exception du conditionnement appliqué aux eaux usées en vue de leur réutilisation par le promoteur, tout système de prétraitement ou de traitement des eaux usées doit préalablement être autorisé par le MDDELCC. Dans le cas où les eaux usées et les eaux de ruissellement gazières ou pétrolières sont traitées sur place, le rejet dans le milieu aquatique doit respecter certaines exigences et être caractérisé conformément au programme de suivi du tableau 2 des Lignes directrices. De plus, le promoteur doit obtenir des objectifs environnementaux de rejet [OER] (MDDEP, 2008) spécifiques à son projet. Ces OER, établis par le MDDELCC, donnent une évaluation de risque propre à chaque rejet et servent à :

- définir, lorsque la protection du milieu le nécessite, des exigences de rejet et de suivi à l'effluent final différentes de celles précisées dans le tableau 1 des Lignes directrices;
- favoriser l'utilisation de produits chimiques moins toxiques;
- déterminer les contaminants pour lesquels un traitement plus poussé est nécessaire;
- optimiser la localisation du point de déversement de l'effluent final;
- favoriser des pratiques plus respectueuses de l'environnement.

Une technologie de traitement acceptable aura un rejet dont la qualité respectera les exigences de rejet du tableau 1 des Lignes directrices tout en s'approchant le plus près possible des OER.

Les Lignes directrices précisent les paramètres et les fréquences de suivi applicables à l'effluent final des eaux usées dans les tableaux 1 et 2 alors que l'annexe 14 décrit la méthode à suivre pour le prélèvement des échantillons.

Pour chaque site de forage, des renseignements précis doivent être consignés au registre. Ainsi, la date, la provenance, les quantités d'eau ajoutées, ainsi que la quantité et la destination de l'eau retirée doivent notamment être inscrites à chaque intervention qui modifie le niveau de liquide dans les infrastructures d'entreposage. Toutes les eaux usées gazières ou pétrolières, de même que les eaux de ruissellement du site, le cas échéant, doivent être recueillies séparément dans des infrastructures étanches. L'eau devrait être transportée autant que possible par conduites afin de diminuer les impacts occasionnés par le camionnage.

De plus, les volumes et les caractéristiques des eaux usées gazières ou pétrolières traitées et rejetées sur place ou transportées pour un traitement hors site de même que ceux des eaux de ruissellement rejetées à l'environnement doivent être compilés dans un rapport transmis au MDDELCC. Tout dépassement des exigences doit être signalé sans délai au MDDELCC.

La fermeture temporaire de puits

On procède à la fermeture temporaire d'un puits lorsque les travaux de forage, de complétion ou de modification sont interrompus avec l'intention de les reprendre à une date ultérieure. Elle consiste à sécuriser le site et le puits durant la période d'inactivité afin de protéger les biens, les personnes, les eaux souterraines et de surface, la qualité de l'air et les sols. Les exigences relatives à cette fermeture peuvent varier en fonction du type de puits, de la géologie et de son statut avant la fermeture temporaire.

Pour les exigences en matière de fermeture temporaire de puits, il est suggéré dans l'étude GTEC03 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*, 2015, de la Colombie-Britannique. Ces documents sont suggérés considérant la quantité de puits forés dans les deux instances de référence concernées et l'expertise qu'elles ont été en mesure de développer en matière de fermeture temporaire de puits. Ces documents présentent les équipements nécessaires à la fermeture, les exigences en matière de surveillance et d'inspection, la fréquence des inspections, les tests de pression nécessaires, la gestion des fluides sur place et la sécurité à prévoir autour du site (tête de puits visible et identifiée, etc.).

Au Québec, les auteurs de l'étude GTEC02, volet Bonnes pratiques, mentionnent que le RPGNRS réglemente de façon détaillée la procédure applicable à la fermeture

temporaire de puits. Toutefois, ils sont d'avis que, lors de telles fermetures, les étapes antérieures, notamment celles relatives aux coffrages, à la cimentation, aux essais d'étanchéité et de pression et à la surveillance devraient être considérées afin d'assurer la sécurité des personnes et des biens et la protection de l'environnement. Dans le même ordre d'idée, les puits fermés temporairement devraient faire l'objet d'une surveillance.

La fermeture définitive d'un puits

La fermeture définitive d'un puits comporte toutes les opérations nécessaires à son isolement définitif. Que ce soit parce que le potentiel de production du puits est insuffisant, ou parce le réservoir ne produit plus, les opérations de fermeture d'un puits constituent une étape cruciale pour la protection des biens, des personnes, des eaux souterraines et de surface, de la qualité de l'air et des sols. Une procédure appropriée doit être suivie afin de bloquer efficacement la migration des hydrocarbures, des eaux de formation et de tout autre liquide vers les aquifères d'eau douce ou d'éliminer les risques d'émanation ou de migration des hydrocarbures vers la surface. Les travaux de fermeture d'un puits consistent, de façon générale, à placer des bouchons de ciment ou des bouchons mécaniques dans le puits à des intervalles précis afin d'empêcher la migration des fluides vers la surface et de maintenir la pression à l'intérieur du puits.

À cet effet, l'étude GTEC03 suggère de suivre les pratiques de l'AER et de sa Directive 020 : *Well Abandonment* ou celles du guide *Well Completion, Maintenance and Abandonnement*, 2015, du BCOGC. Ces bonnes pratiques sont suggérées considérant la quantité de puits forés par ces deux instances de référence et l'expertise qu'elles ont été en mesure de développer en matière de fermeture définitive de puits.

Du côté québécois, les auteurs de l'étude GTEC02, volet Bonnes pratiques, mentionnent que le RPGNRS régleme de façon minutieuse la procédure applicable lors de la fermeture définitive d'un puits. L'absence de perspective historique ne permet toutefois pas d'apprécier le risque éventuel causé par la dégradation de l'isolation hydraulique du puits pendant plusieurs décennies. Pour pallier cette lacune, un test de mûrissement du ciment, fait en laboratoire dans des conditions spécifiques au puits (propriétés du ciment et de l'environnement de sous-surface), pourrait contribuer à établir la durée optimale de la période de surveillance après sa fermeture définitive.

En outre, comme c'est le cas pour une fermeture temporaire, les auteurs de l'étude sont d'avis que lors de la fermeture définitive d'un puits, les étapes antérieures, notamment celles relatives aux coffrages, à la cimentation, aux essais d'étanchéité et de pression devraient être considérées afin d'assurer la sécurité des personnes et des biens et la protection de l'environnement.

La restauration et la remise en état des sites

La restauration regroupe toutes les activités de remise en état d'un site afin d'assurer la sécurité des personnes et des biens et la protection de l'environnement. La restauration et la remise en état du site peuvent débuter avant la fermeture définitive du puits, puisqu'il est possible de restaurer et de remettre une partie du site de forage en état après le forage et la stimulation. La restauration et la remise en état du site seront toutefois terminées après la fermeture définitive du puits. Afin de bien gérer cette activité, un plan de restauration est généralement prévu dans la planification des travaux et doit comprendre différentes activités telles que la réhabilitation des sols contaminés, le cas échéant, et la remise en état du terrain pour un autre usage. Elle doit aussi inclure le suivi du site pour vérifier périodiquement que le puits est bien scellé et qu'il n'émet pas de contaminants. Au Québec, les exigences en matière de réhabilitation de sites et de fermeture de puits sont assez floues; et il existe un besoin réel d'établir des procédures claires à suivre, assorties de conditions précises.

Étant donné la quantité de puits forés en Alberta et en Colombie-Britannique, et l'expertise que ces instances de référence ont été en mesure de développer en matière de restauration et de remise en état des sites, les auteurs de l'étude GTEC03 sont d'avis que les règles de l'AER et du BCOGC sont les meilleures références en cette matière. En outre, les aspects applicables au domaine minier québécois en matière de restauration et de remise en état des sites pourraient être adaptés au contexte des hydrocarbures et utilisés, par exemple en exigeant de l'entreprise le dépôt d'un plan de restauration et la révision de celui-ci tous les cinq ans, le dépôt d'une garantie d'exécution, etc.

Les puits orphelins

Un puits orphelin est un puits qui n'a plus de responsable légal ou financier pour gérer les procédures liées à son abandon ou à la remise en état de son site. Les travaux de l'étude GTEC03 font ressortir qu'en dehors des considérations financières, il n'existe pas d'exigences techniques particulières chez les instances de référence concernant les aspects techniques de gestion des puits orphelins.

L'avis des auteurs de l'étude à cet égard est qu'il faut appliquer à ces puits les bonnes pratiques de fermeture définitive des puits.

Au Québec, plus de 950 puits pétroliers ou gaziers ont été forés depuis 1860. De ce nombre, environ 700 sont inactifs, c'est-à-dire qu'ils ont été définitivement fermés et qu'aucune activité de production n'est possible. L'étude GTEC02, volet Bonnes pratiques, souligne que d'anciens puits, situés surtout en Gaspésie, ont été fermés selon des pratiques inadéquates qui n'ont plus cours aujourd'hui et que quelques-uns de ces puits ont occasionné des épanchements de pétrole en surface. La plupart de ces puits ont depuis été sécurisés et fermés adéquatement grâce à un programme de fermeture définitive de puits lancé vers la fin des années 1990. À cet effet, le gouvernement du

Québec procède depuis 2011 à des inspections sur les puits inactifs. Pour renforcer cette démarche, et dans la foulée du Plan d'action sur les hydrocarbures rendu public le 30 mai 2014, le gouvernement a annoncé en octobre de la même année la mise en œuvre d'un plan d'une durée de trois ans pour intensifier les inspections des puits inactifs. Les détails de cette démarche sont disponibles sur le site Web du MERN.

4.3.2 Le milieu marin

D'un point de vue géologique, les activités de recherche et d'exploitation des hydrocarbures qui seraient menés en milieu marin au Québec le seraient à l'intérieur d'une seule grande région géologique : le golfe du Saint-Laurent (voir l'index des régions géologiques). Le concept de milieu marin pour les besoins des travaux du chantier Aspects techniques consiste donc à établir qu'elles sont les bonnes pratiques relativement à l'exploration et à l'exploitation d'hydrocarbures à l'extérieur du Québec en milieu marin et dans des environnements physiques similaires à celui du Québec.

Les instances de référence qui ont été retenues pour établir les bonnes pratiques pour le milieu marin sont Terre-Neuve, l'Arctique canadien et la Norvège. Outre ces instances, les bonnes pratiques de deux organismes indépendants ont été analysées, il s'agit de la Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP) et de l'American Petroleum Institute (API).

D'un point de vue technique, il a déjà été établi dans le cadre de l'EES2 que le golfe du Saint-Laurent présente un environnement physique particulier. Il a par conséquent été jugé nécessaire de réaliser des études afin de déterminer les meilleures pratiques qui pourraient y être applicables, en fonction des risques géologiques propres au golfe du Saint-Laurent et plus particulièrement à la structure d'Old Harry.

Considérations physiques reliées au milieu marin

Dans l'étude GTEC07 (James et collab., 2015), les auteurs sont d'avis que la glace et les conditions météorologiques et océanographiques présentes dans le golfe du Saint-Laurent représentent un défi technique supplémentaire lors de la réalisation de travaux de forage. Ainsi, l'environnement du golfe du Saint-Laurent nécessite que certaines contraintes techniques soient respectées pour faire des travaux de forage, puisque ceux-ci seraient réalisés en eaux profondes et à des périodes où la glace pourrait être présente. Par conséquent, cette situation influence le choix des technologies, le moment de l'année et les options à privilégier dans la perspective d'un éventuel développement.

Les auteurs mentionnent toutefois que plusieurs entreprises spécialisées dans la réalisation de travaux de forage dans des contextes similaires au golfe du Saint-Laurent ont développé une expertise technique qui prend en compte la sécurité des personnes et des biens, la protection de l'environnement et la récupération optimale de la ressource. Cette expertise pourrait être mise à profit pour soutenir le développement dans le golfe du Saint-Laurent. Elle est disponible dans l'est du Canada et dans d'autres parties du monde où se déroulent des travaux d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures, par exemple en Norvège.

Les auteurs de l'étude sont d'avis qu'il serait opportun de poursuivre les travaux (études, analyses, compilations, évaluations, etc.) afin de pallier le manque de connaissances sur l'environnement physique du golfe du Saint-Laurent et pour s'assurer de considérer les paramètres pertinents lors de l'exploration et de l'exploitation éventuelles d'hydrocarbures dans le golfe.

Les travaux additionnels qui sont proposés afin d'améliorer les aspects liés à la sécurité des personnes et des biens, à la protection de l'environnement et à la récupération optimale de la ressource sont les suivants :

- une étude détaillée des besoins en cas de déversement, des protocoles et des mesures environnementales appropriés;
- une étude détaillée sur les aspects physiques du secteur d'Old Harry;
- une étude sur les impacts de la présence d'icebergs dans le secteur d'Old Harry;
- une compilation et une analyse de données pour évaluer les courants du secteur d'Old Harry;
- une analyse du cycle de vie de l'ensemble des activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures en milieu marin;
- une évaluation des contraintes que pose la présence d'un couvert de glace afin d'optimiser les périodes où les travaux de forage pourraient être permis;
- une analyse et une évaluation des fluides pouvant servir aux travaux de forage dans une perspective de protection de l'environnement;
- la mise en place d'un programme à long terme de cueillette annuelle de données sur le milieu physique du golfe;
- une analyse détaillée de l'englacement de la Confédération et des phares du golfe du Saint-Laurent pour mieux prédire la réponse des plateformes de forages aux embruns verglaçants ;
- une étude sur les mesures d'évacuation;
- une étude détaillée sur les icebergs (fréquence et probabilité).

De plus, les auteurs de l'étude sont d'avis qu'il est nécessaire, afin d'optimiser la sécurité des personnes et des biens, la protection de l'environnement et la récupération optimale de la ressource, que :

- les responsables des travaux d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures utilisent les techniques de récupération optimale de la ressource (*Enhanced Oil Recovery* ou EOR);
- les responsables des travaux d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures s'assurent d'appliquer le processus *Improved Oil Recovery* ou IOR;
- les bonnes pratiques soient appliquées en matière de conception de puits et lors de la réalisation des activités de stimulation;
- de l'espace supplémentaire soit prévu sur les installations de forage;
- les profondeurs, les courants marins et les vents soient considérés lors de la planification initiale des installations de forage et de la planification des travaux.

Les auteurs de l'étude concluent qu'en prenant en considération le caractère particulier du golfe du Saint-Laurent, il est possible de mener des travaux d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures qui respectent les bonnes pratiques, à l'exemple de celles qui sont actuellement employées sur les Grands Bancs au large de Terre-Neuve. Ils tiennent toutefois à rappeler l'importance de mener tout d'abord des études approfondies, entre autres, sur la présence de glace.

Dans l'étude GTEC09 (King, 2015) les résultats de l'analyse de l'environnement physique spécifique au secteur d'Old Harry indiquent que les vents dominants soufflent généralement du nord-ouest. Les vents les plus forts soufflent en décembre et en janvier, atteignant respectivement des vitesses moyennes de 10,6 et 10,4 m/s. Les vitesses maximales observées sont de 26,6 m/s.

On note une tendance similaire en ce qui a trait aux vagues. Elles atteignent leur amplitude maximale en décembre et en janvier, avec une hauteur moyenne d'au plus 2,6 m et des hauteurs maximales de 9,4 m. En général, les vagues atteignent une amplitude supérieure à 4 m entre les mois d'octobre et avril, exception faite des hivers où se forme une couverture de glace importante.

Les résultats de l'analyse de l'environnement physique du secteur d'Old Harry indiquent que la direction principale d'écoulement des courants marins est le sud-est. En profondeur, les courants les plus forts se limitent aux 50 m supérieurs de la colonne d'eau. En surface, la vitesse moyenne du courant est d'environ 0,15 m/s, alors qu'à 50 m elle n'est plus que de 0,05 m/s en moyenne. La vitesse maximale des courants s'élève à 0,62 m/s en surface et à 0,45 m/s à 50 m de profondeur.

Les auteurs ont également évalué le risque de formation d'embruns verglaçants. La saison propice à leur formation débute en novembre pour se terminer en avril, atteignant son sommet en janvier et en février. Au plus fort de la saison, ils estiment que janvier compte en moyenne 13 jours présentant un risque d'embruns verglaçants légers, 6 jours avec un risque modéré et une journée avec un risque de conditions plus lourdes. En février, on constate en moyenne 10 jours présentant un risque d'embruns verglaçants légers, 5 jours avec un risque modéré, 2 jours présentant un risque de conditions plus lourdes et une journée de conditions extrêmes.

L'information disponible sur les conditions de visibilité dans le secteur d'Old Harry indique que, sur une base mensuelle, on note en moyenne une vingtaine d'heures de visibilité particulièrement réduite (1 km ou moins). Il existe également une probabilité élevée de visibilité inférieure à 1 km de minuit à 13 heures pendant les mois de février et de mars.

Les données sur le couvert de glace (fréquence, concentration et type de glace) permettent une bonne compréhension des conditions existantes. La comparaison des données sur des intervalles de 10 ans tend à démontrer que les conditions de glace deviennent progressivement moins sévères. Ainsi, au cours des dix dernières années, il n'y a eu aucune couverture de glace majeure pendant trois hivers, et on a noté une couverture atteignant 90 % de l'aire de l'étude une année sur deux. Au cours de cette

période, le nombre moyen de jours où il y avait une couverture de glace variait de 15 à 57.

Concernant la présence d'icebergs dans le secteur d'Old Harry, les résultats indiquent que le risque de voir des icebergs à cet endroit du golfe est faible. L'auteur de l'étude mentionne que des icebergs ont été vus 24 fois dans le secteur d'Old Harry depuis le 17^e siècle, le dernier ayant été aperçu en 1972. Il prend toutefois soin de préciser que, contrairement au secteur des Grands Bancs, le secteur d'Old Harry ne fait pas l'objet d'une surveillance régulière des icebergs. Ainsi, considérant les enjeux (collision) liés à la sécurité des personnes et des biens, à la protection de l'environnement et à la récupération optimale de la ressource que représente la présence, même épisodique, d'icebergs, ce facteur doit être considéré dans la planification et la réalisation de travaux de forage dans le secteur d'Old Harry.

Enfin, les résultats de l'analyse de l'environnement physique spécifique au secteur d'Old Harry sur les fonds marins précisent que le site, bien que situé dans le chenal Laurentien, est marqué par un fond plat sans relief accusé. Les marges du chenal sont situées à une trentaine de kilomètres d'Old Harry. Le substrat est constitué d'environ une quinzaine de mètres de boues marines non consolidées (calcipélites) chapeautant un mince horizon de till.

En guise de conclusion, l'auteur de l'étude GTEC09 est d'avis qu'il serait opportun de réaliser des travaux additionnels (études, analyses, compilations, etc.) afin de pallier le manque de connaissances sur certains aspects de l'environnement physique spécifique au secteur d'Old Harry. Les travaux additionnels qui sont proposés pour optimiser la sécurité des personnes et des biens, la protection de l'environnement et la récupération optimale de la ressource dans le secteur d'Old Harry sont les suivants :

- procéder à l'analyse des données satellitaires pour avoir une idée plus précise de la fréquence des icebergs, de la distribution de la banquise, de sa taille et de son épaisseur;
- mesurer les courants en continu à partir d'une bouée récemment installée dans le secteur (bouée IML-10);
- recueillir, compiler et maintenir à jour les données concernant :
 - le verglas et la visibilité,
 - l'épaisseur de la banquise et sa distribution,
 - les fonds marins,
 - les charges qui ont un impact sur la banquise en utilisant une plateforme à cette fin;
- procéder à l'analyse préliminaire des charges qui ont un impact sur la banquise, sur la base de l'information disponible.

En ce qui concerne les risques géologiques, l'étude GTEC02, volet Risques, mentionne que l'information disponible à cet égard, notamment sur le site d'Old Harry, est essentiellement de nature géophysique ou qu'elle provient de la caractérisation des roches rencontrées lors de sondages sur des structures voisines. Les auteurs s'accordent pour dire que le principal risque géologique est en fait le manque d'informations, puisqu'aucun forage n'a été effectué sur le site d'Old Harry. Néanmoins, selon l'étude GTEC02, les forages réalisés dans le bassin du Saint-Laurent, près d'Anticosti, et les forages réalisés dans le bassin néo-écossais n'ont pas entraîné de risques géologiques imprévus. Il y a toujours un certain potentiel de risque en présence de fractures naturelles et de failles, mais ils peuvent être mitigés grâce à un programme de forage adapté.

Bien qu'il ne s'agisse pas d'un risque géologique proprement dit, les auteurs de l'étude GTEC07 soulignent l'importance de considérer la profondeur de l'eau dans le secteur d'Old Harry (500 mètres). Ils considèrent que cet élément de risque doit être pris en compte dans la planification des travaux. Dans l'éventualité où des travaux seraient autorisés sur le site d'Old Harry, les bonnes pratiques pour les travaux en eaux profondes devraient être appliquées. Ils mentionnent également que, selon la littérature consultée, la notion d'eau profonde s'applique dans certains cas à partir de 500 mètres et dans d'autres, à partir de 600.

Les levés sismiques en milieu marin

Le volet marin de l'étude GTEC05 (Dupuis et Fillion, 2015) comporte un survol des bonnes pratiques relativement aux travaux d'acquisition sismique dans un contexte d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures. Pour le volet marin de l'étude, les chercheurs ont considéré les environnements réglementaires de la Norvège et du Canada.

Les auteurs soulignent qu'en Norvège, l'ouverture d'un nouveau secteur maritime à l'exploration pétrolière est précédée d'une évaluation des impacts commerciaux, industriels, environnementaux, économiques et sociaux ainsi que d'une évaluation sur les risques liés à la pollution. Cette étude s'accompagne d'une consultation dont les procédures administratives sont décidées à la pièce. En ce qui a trait à l'exécution des levés, il appartient à l'opérateur de s'assurer qu'elle se fasse avec prudence et de manière à éviter de causer des dommages. Le déploiement des récepteurs doit se faire de telle sorte qu'ils n'interfèrent pas avec les activités de pêche.

Trois types de sources peuvent être utilisées : des sources électriques, des sources pneumatiques (bulleur à air comprimé) et des charges explosives. Les sources électriques sont les plus fréquemment utilisées. Les règles qui régissent leur usage concernent principalement la sécurité des travailleurs et exigent que les disjoncteurs soient convenablement mis à la terre et utilisés seulement après avoir été complètement immergés.

L'Énoncé des pratiques canadiennes d'atténuation des ondes sismiques en milieu marin présente les procédés à utiliser pour minimiser l'impact des sources pneumatiques lors des levés sismiques. Cet énoncé recommande, entre autres, d'utiliser la quantité d'énergie

requis minimale et prescrit une série de mesures pour protéger la faune marine et les espèces menacées. Il prévoit notamment la présence d'un observateur qualifié et un périmètre de sécurité. L'utilisateur a également la responsabilité de s'assurer que l'équipement est en bon état de fonctionnement. L'usage de charges explosives est soumis aux mêmes règles que dans le milieu terrestre; il n'y a pas de lois ou de règlements supplémentaires pour leur usage en milieu marin.

Les travaux de forage en milieu marin

L'étude GTEC06 (James et collab., 2015) a pour objectif de recenser et d'établir les bonnes pratiques en matière de travaux de forage en milieu marin. Ces travaux incluent le forage des puits, la complétion avec ou sans fracturation, les différents types d'essais, les travaux correctifs, les fermetures, le démantèlement des installations et le suivi et le contrôle (pendant et après les travaux) qui doivent être effectués par les entreprises et par le législateur. Mentionnons que, pour cette étude, l'inventaire des cadres législatifs et réglementaires et le recensement des normes, directives, standards, etc. permettant d'établir les bonnes pratiques ont été faits pour chaque activité bien que les avis donnés par les auteurs soient émis par catégorie d'activités. Les avis prennent en compte les études GTEC02, volet Risques, GTEC07 et GTEC09. En outre, il importe de mentionner que la présente section ne contextualise pas chacune des activités comme le fait la section Les travaux de forage en milieu terrestre, puisque d'un point de vue technique les objectifs poursuivis par chacune de ces activités demeurent les mêmes pour le milieu marin et le milieu terrestre. Toutefois, il est nécessaire de déterminer les bonnes pratiques dans le contexte du milieu marin, sachant que l'équipement, les techniques et les technologies peuvent différer d'un milieu à l'autre en raison des caractéristiques physiques propres à chacun.

Les différentes activités qui se rapportent aux travaux de forage en milieu marin sont les suivantes :

Sélection des équipements

- Les équipements.

Suivi et contrôle

- Les mesures correctives.
- Le suivi et le contrôle des fuites et des migrations.
- Les explosions.
- Le suivi et le contrôle avant, pendant et après les travaux.

Gestion des liquides et des solides

- Le traitement des hydrocarbures sur le site.
- Les fluides de forage.
- La gestion des rejets de forage.
- La gestion des eaux.
- La réutilisation des eaux pour les fracturations subséquentes.
- L'entreposage des eaux de reflux.
- La disposition des eaux de reflux.
- L'entreposage et la disposition des eaux de production.

Conception et complétion de puits

- Le design et la conception de puits.
- La mise en place des coffrages.
- La cimentation des coffrages.
- La tête de puits.
- Les perforations.

Contrôle des puits

- L'emplacement.
- Le système anti-éruption.
- Le contrôle des venues de fluides.

Essais

- Les essais de pression et d'étanchéité.
- Les essais aux tiges.
- Les essais d'injectivité.
- Les diagraphies.
- Les levés directionnels.

Stimulations

- Les stimulations par fracturation.
- Les autres stimulations.

Fermetures

- Les fermetures temporaires.
- Les fermetures définitives.
- Le démantèlement des installations.

De façon générale, les auteurs de l'étude GTEC06 mentionnent que les réglementations en vigueur concernant les travaux de forage dans l'Arctique canadien, à Terre-Neuve et en Norvège présentent de nombreuses similitudes. L'environnement réglementaire de ces trois instances permet d'assurer la sécurité des personnes et des biens, la protection de l'environnement et la récupération optimale de la ressource. On constate également que ces régimes réglementaires fixent des objectifs en matière de sécurité sans préciser les moyens à utiliser pour les atteindre. Afin de connaître les moyens pour atteindre les objectifs de la réglementation, il faut analyser les bonnes pratiques qui l'accompagnent.

Ce mode de gouvernance est basé sur une approche par objectifs. Par conséquent, la responsabilité d'assurer la sécurité des personnes et des biens, la protection de l'environnement et la récupération optimale de la ressource incombe aux entreprises. Pour atteindre ces objectifs, en plus de veiller à la mise en œuvre de bonnes pratiques, les instances de référence utilisent des mesures coercitives.

Pour instaurer un nouveau cadre législatif et réglementaire, la ligne de conduite du Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board (C-NLOPB), *Guidelines for Drilling and Production Activities, 2011*, et les normes NORSOK, utilisées comme référence dans les lignes de conduite norvégiennes, sont d'excellents modèles à suivre. Par ailleurs, il ressort de l'étude de ces modèles que les normes NORSOK sont en général beaucoup plus sévères que les lignes de conduite du C-NLOPB.

Sélection des équipements

En ce qui concerne la sélection de l'équipement, les auteurs de l'étude GTEC06 considèrent que les normes NORSOK constituent une excellente référence. Ces normes régissent la majorité des aspects techniques relatifs aux équipements de forage. Cependant, les auteurs prennent également soin de mentionner que ces normes doivent être appliquées avec prudence, car elles ne conviennent pas nécessairement à tous les scénarios de tous les milieux physiques ou aux dernières avancées technologiques.

Par exemple, selon la norme NORSOK D-010, les conditions d'eau profonde commencent à 600 m, et ce, indépendamment des courants et des forces qui pourraient agir sur le système de tube prolongateur. La norme NORSOK D-001 établit que la structure de l'équipement de forage ou de l'unité de forage fixe doit être conçue pour fonctionner de manière illimitée, indépendamment des types de charges dans un environnement où les vents peuvent souffler jusqu'à 30 m/s (108 km/h) pendant 10 minutes à 10 m au-dessus du niveau moyen de la mer. Le tableau 2-1 de GTEC07 (2015) montre que les conditions de vent extrêmes dans la région d'Old Harry peuvent atteindre 25 m/s et ont atteint 25-30 m/s de 1954 à 2008 durant les mois d'hiver (Stantec, 2013) alors que la vitesse des vents à laquelle sont exposés les Grands Bancs est plus élevée.

Mentionnons que l'API suggère d'adopter des pratiques adaptées à la glace et aux environnements difficiles. Même si, en général, le forage d'exploration ne nécessite pas la construction de plates-formes mobiles, il peut être utile de se familiariser avec les critères de sélection d'un équipement approprié au golfe du Saint-Laurent.

Ainsi, les auteurs sont d'avis que l'équipement de forage doit être conçu et sélectionné en fonction des caractéristiques du milieu physique où il sera utilisé. Dans le golfe du Saint-Laurent les équipements de forage doivent donc être conçus et sélectionnés en fonction du givre, de la glace (si la saison de forage coïncide avec celle des glaces), des vents, des courants, de la profondeur du fond marin, etc.

Suivi et contrôle

Pour ce qui est du suivi et du contrôle, les auteurs de l'étude sont d'avis que sur le plan des méthodes de travail, des activités et de l'équipement, il est nécessaire de maintenir une surveillance continue dans un souci de prévention, d'atténuation et de rectification, et pour être en mesure de répondre adéquatement à tout risque qui remettrait en cause la sécurité des personnes et des biens et la protection de l'environnement.

Selon les auteurs, la méthode HAZOP (*Hazard and operability study*), qui est l'une des plus utilisées pour l'analyse des risques industriels, est un incontournable. De plus, les leçons découlant des incidents qui ont eu lieu et de ceux qui ont pu être évités doivent être prises en compte et intégrées dans le plan de mesures d'urgence.

Les auteurs précisent que les installations de forage en mer doivent être conçues pour contenir les hydrocarbures, prévenir leur combustion et permettre l'application de mesures d'atténuation dans l'éventualité d'un incendie. Les dangers potentiels liés à la sécurité des biens et des personnes et à la protection de l'environnement doivent faire l'objet de mesures préventives, et de mesures de rectification le cas échéant, et le plan de mesures d'urgence doit également considérer ces aspects.

Les auteurs sont d'avis que les systèmes nécessaires pour assurer la sécurité des biens et des personnes et la protection de l'environnement doivent permettre d'anticiper et de pallier les défaillances pouvant survenir sur un des composants des systèmes de sécurité.

Les activités de suivi et de contrôle doivent être soutenues par des systèmes indépendants, automatisés et fiables (testés et entretenus). Mentionnons que l'équipement de suivi et de contrôle comprend des composants physiques (pièces) et des procédures. Il existe de nombreuses lignes directrices, normes, spécifications et bonnes pratiques desquelles s'inspirer. L'étude GTEC06 recense ces dernières.

Gestion des liquides et des solides

Afin de présenter la gestion des liquides et des solides, certains travaux du chantier Environnement des EES ont été inclus dans la présente section. Ils permettent de contextualiser les différentes activités qui génèrent des liquides et des solides pour mieux comprendre les travaux et les avis de l'étude GTEC06.

L'exploration pétrolière et gazière produit des matières résiduelles sous forme solide et sous forme liquide (boues de forage). Les rejets de forage, constitués de déblais et de boues, représentent la plus grande source de matières résiduelles. En milieu marin, lors du forage de la section initiale d'un puits, les rejets sont évacués directement sur le fond marin, puisqu'à cette étape le tube prolongateur n'est pas encore installé.

Une fois le tube prolongateur installé, les rejets sont remontés sur l'unité de forage et les résidus solides (déblais) sont séparés des résidus liquides (boues). Alors que la plus grande partie des boues est réutilisée, les déblais enduits de boues sont rejetés dans le milieu marin ou éliminés en milieu terrestre.

Les rejets sont composés des débris rocheux arrachés aux diverses strates géologiques rencontrées lors des forages (déblais), des fluides à base d'eau douce ou salée, huileuse ou synthétique, incluant un certain nombre d'additifs. Les additifs composant le fluide, leur concentration dans les rejets et le type de fluide utilisé déterminent l'importance de l'impact environnemental potentiel de ce rejet ainsi que le mode de gestion à privilégier.

Les volumes des rejets de forage produits dépendent de la profondeur du forage. Ils varient de 1 100 à 2 000 m³ pour un forage avec des fluides à base d'eau et de 300 à 1 300 m³ pour des fluides à base synthétique (Lee et collab., 2011). Au Canada et aux États-Unis, seuls les rejets constitués de boues à base d'eau et de boues à base synthétique peuvent être évacués dans le milieu marin. Les rejets constitués de boues à base d'huile sont en général injectés dans des formations géologiques profondes ou bien acheminés, traités et, le cas échéant, éliminés sur la terre ferme (Neff, 2005) étant donné qu'ils présentent un risque pour l'environnement.

Les eaux de production sont en général séparées *in situ* lors de l'extraction et du traitement des hydrocarbures sur la plate-forme. Elles sont ensuite rejetées dans le milieu marin en respectant certaines exigences. Les eaux traitées peuvent aussi être réinjectées dans le gisement, afin de permettre la récupération secondaire des hydrocarbures, ou être éliminées dans les couches géologiques profondes lorsque la réglementation le permet. Les eaux de formation peuvent aussi servir à d'autres usages et être réutilisées en milieu terrestre à des fins industrielles ou agricoles par exemple. Le traitement *in situ* sera alors fonction de leur réutilisation.

Le débit des eaux de production est très différent selon le type d'hydrocarbure extrait (gaz ou pétrole). Le volume des eaux de production généré par l'exploitation d'un champ de gaz naturel est, la plupart du temps, beaucoup plus faible que celui généré par l'exploitation d'un champ pétrolier. Pour ce dernier, lorsque plusieurs puits sont actifs, le volume des eaux de production généré peut atteindre plusieurs milliers de mètres cubes par jour (Genivar, 2011).

Les eaux de production sont composées en majorité de contaminants issus de la formation géologique, soit de carbone organique, d'hydrocarbures, de substances phénoliques, de sels, de métaux et de composés radioactifs (Lee et collab., 2011) ainsi que des eaux de fracturation. Les propriétés physico-chimiques des eaux de production varient en fonction des caractéristiques du réservoir, des hydrocarbures extraits ainsi que des additifs ajoutés lors de l'extraction et du traitement des hydrocarbures.

La composition des eaux de production générées dans les champs gaziers se distingue de celle générée dans les champs pétroliers (Jacobs, Grant, Kwant, Marquaine et Mentzer, 1992).

Dans les champs gaziers, les teneurs en BTEX des eaux de production peuvent être 10 fois supérieures à celles des champs pétroliers (Jacobs et collab., 1992; Veil, Puder, Elcock et Redweik, 2004). Le pH des eaux est également plus acide dans les champs gaziers (de l'ordre de 4,4 à 7 contre 4,3 à 10 pour les eaux de production des champs pétroliers). Les quantités de chlorure et d'azote ammoniacal sont en général beaucoup plus élevées dans les eaux de production d'un champ gazier.

Après le traitement *in situ* et le rejet en milieu marin, les processus typiques d'advection-dispersion, de dilution, de précipitation, d'adsorption, de dégradation et de volatilisation suivent leur cours. Ces processus dépendent en bonne partie des caractéristiques physiques et chimiques des eaux de production (débit, température, densité, etc.) ainsi que des conditions ambiantes du milieu marin. En général, la dilution d'un panache de contamination d'eau de production en milieu marin est plutôt rapide, avec un facteur de dilution, à quelques centaines de mètres du point de rejet, de 100 à 1 000 de la concentration initiale (Bakke, Klungsoyr et Sanni, 2013; Fraser et collab., 2006).

En dehors des eaux de production, des quantités importantes d'eau de ballast et d'eau de refroidissement peuvent être rejetées dans le milieu marin par une installation d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures extracôtière. Les eaux de ballast sont notamment utilisées lors du stockage du pétrole brut, pour la stabilité de l'installation ou pour le transport par bateau. Les eaux de ballast utilisées pour le stockage de pétrole brut sont constituées d'eau salée pouvant contenir une certaine quantité d'hydrocarbures lors de leur rejet dans le milieu marin. Les volumes produits peuvent être importants et dépendent des quantités de pétrole brut produit et transporté.

Les eaux de refroidissement sont utilisées dans les échangeurs à chaleur des installations d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures extracôtières, notamment pour le refroidissement des boues de forage ou lors de la compression de gaz naturel pour leur transport ou leur injection. L'eau de mer utilisée comme eau de refroidissement est en général traitée avec des biocides afin de protéger les équipements contre la corrosion ou la formation de biofilms, une partie (purge) étant rejetée dans le milieu marin après son utilisation. Les rejets d'eau de refroidissement contiennent différents produits chimiques, dont des biocides (comme le chlore) avec des concentrations de l'ordre du mg/L, et leur température se situe entre 40 et 45 °C (Shah, 2013).

Une certaine quantité d'eau de mer et d'eau de précipitation peut s'infiltrer ou ruisseler dans une installation extracôtière. Ces eaux de ruissellement peuvent être chargées de contaminants (hydrocarbures, agent déglaçant au glycol, etc.) avant de s'écouler jusqu'au

milieu marin. On distingue les eaux de cale (*bilge water*), de l'eau de mer qui s'est infiltrée dans une installation extracôtière, des eaux de drainage (*deck drainage*), de l'eau de mer ou de l'eau des précipitations qui ruisselle à la surface d'une installation. Les volumes d'eau de ruissellement produits sont en général beaucoup plus faibles que les volumes d'eau de refroidissement, de ballast ou de production.

Relativement à la gestion des liquides et des solides lors des phases de forage et de complétion en milieu marin, les auteurs de l'étude GTEC06 mentionnent que pour une saine gestion de ces activités, l'objectif absolu des travaux réalisés au cours de ces deux phases doit être la sécurité des personnes et des biens et la protection de l'environnement. Les auteurs spécifient en outre que l'intégrité des puits est le déterminant principal pour limiter les risques dans la gestion des liquides et des solides.

Les auteurs sont d'avis que des seuils d'émission doivent être fixés et maintenus à un niveau minimum, mais atteignable en fonction de la réalisation des travaux, et qu'une approche basée sur les résultats doit être préconisée.

Les auteurs sont également d'avis que l'utilisation de fluides de forage à base d'hydrocarbures doit être limitée, et que pour la fabrication des fluides, tous types confondus, des quantités suffisantes des produits entrant dans leur fabrication doivent être disponibles sur la plate-forme afin de limiter les risques liés à leur transport et à leur manipulation. Un effort particulier doit être fait pour encourager l'utilisation des fluides ayant peu d'impact sur l'environnement sans compromettre la qualité de l'ouvrage (intégrité du puits). Bien que les fluides de forage puissent nécessiter un reconditionnement, la réutilisation de ceux-ci doit être privilégiée. L'évacuation des rejets de forage dans le milieu marin doit être réduite au minimum. Pour y arriver, l'entreprise doit connaître tous les autres moyens pour éliminer ces rejets et être soumise à une réglementation stricte qui limite les volumes pouvant être rejetés dans l'environnement.

Enfin, les auteurs sont d'avis qu'un suivi des fluides de forage en temps réel est indispensable afin que les responsables de l'exploitation soient informés sur-le-champ des pertes de fluides dans le puits. La réglementation devrait contenir une description de ce processus aux fins de prévention, de détection, de signalement, d'investigation et de rectification des risques.

Outre ce qui précède, les auteurs de l'étude GTEC06 sont d'avis qu'il n'est pas nécessaire de prévoir une réglementation distincte pour le traitement des fluides de forage et des fluides de fracturation, à moins que le rejet de ces derniers dans des couches géologiques profondes soit autorisé.

Conception et complétion de puits

À la lumière des éléments recensés dans l'analyse comparative sur la conception et la complétion de puits, les auteurs de l'étude GTEC06 sont d'avis que l'obtention d'un permis de forage ou de complétion devrait être assujettie à la présentation d'études indépendantes sur les caractéristiques du fond marin et sur les risques géologiques que le forage comporte.

Contrôle des puits

L'étude GTEC06 indique que de nombreuses lignes directrices, bonnes pratiques et normes ont été formulées sur le contrôle des puits depuis l'accident de la plate-forme Deepwater Horizon qui s'est produit en avril 2010 dans le golfe du Mexique. À la suite de cet accident, une grande attention a été portée au contrôle des puits. L'étude GTEC06 démontre que les exigences concernant cette question sont similaires, qu'il s'agisse des normes API ou ISO.

Ces exigences sont les suivantes :

- un puits doit être contrôlé tout au long de sa vie (c'est-à-dire pendant les travaux de forage, de développement et de production aussi bien qu'à la suite d'un abandon temporaire ou permanent) par deux mécanismes distincts agissant en tant que barrière;
- ces mécanismes doivent être conçus pour supporter les pressions maximales anticipées;
- le forage de puits de secours est prioritaire et doit être prévu lors de la planification des travaux.

Les auteurs de l'étude GTEC06 sont d'avis que les mécanismes agissant en tant que barrière soient prévus dans le programme initial des travaux. Également, les normes NORSOK devraient être appliquées, car elles permettent d'obtenir l'information dans un format standardisé qui inclut un schéma technique. De plus, les auteurs spécifient que les mécanismes agissant comme barrière doivent tenir compte de la sécurité, tant au moment de leur conception que lors de leur fonctionnement. Parmi les mécanismes, l'utilisation d'obturateurs doit être considérée. Ceux-ci doivent pouvoir être actionnés de deux façons différentes (par exemple à distance). Les obturateurs utilisés sur le fond marin devraient être accessibles à un véhicule sous-marin téléguidé. Par ailleurs, tous les équipements pressurisés doivent être testés en alternance, sur une base hebdomadaire. Les auteurs rappellent que les tests de routine et l'entretien des obturateurs sont nécessaires afin d'assurer l'intégrité des travaux et, par le fait même, l'intégrité du puits.

Essais

Concernant les essais, les auteurs de l'étude GTEC06 estiment qu'il est important de mener des essais d'étanchéité dans le but d'assurer l'intégrité des travaux, des essais aux tiges, des essais d'injectivité et d'extraction/production, afin d'évaluer correctement le potentiel et l'intégrité de la formation géologique.

Les auteurs estiment également que la réglementation sur les essais doit être explicite, notamment en ce qui concerne le but visé par les essais, et comporter un mécanisme de transmission de l'information recueillie. Il importe également de toujours connaître la profondeur verticale réelle du puits, mesurée à partir d'un point de référence clairement défini et connu.

Enfin, les auteurs rappellent que les différents types d'essais sont coûteux et qu'à moins qu'ils fassent l'objet d'une réglementation, les entreprises risquent d'être moins enclines à procéder à des essais de puits adéquats et à les documenter.

Stimulation

Les résultats de l'étude GTEC06 démontrent qu'il existe peu de réglementations et de directives sur la stimulation des puits par des méthodes physiques (fracturation) ou chimiques (acidification) lors des travaux d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures en milieu marin. Cependant, les bonnes pratiques en ce qui concerne les bases à respecter sont bien documentées, notamment le respect des pressions à utiliser pour maintenir l'intégrité de l'ouvrage.

Selon les auteurs, la norme NORSOK D-010 est intéressante parce qu'elle introduit clairement la notion de stimulation de puits.

En outre, les auteurs mentionnent qu'à Terre-Neuve-et-Labrador et dans l'Arctique canadien, les entreprises doivent être titulaires d'un permis de modification de puits pour faire de la stimulation. Pour obtenir un tel permis, elles doivent démontrer que la sécurité des biens et des personnes et la protection de l'environnement sont prises en compte de façon adéquate.

Les auteurs sont d'avis que ce permis de stimulation est nécessaire, les pressions utilisées étant très différentes de celles requises, par exemple, pour les essais d'injectivité, d'extraction et de production.

Fermetures

L'étude GTEC03 fait état de trois types de fermetures : la fermeture d'urgence, la fermeture temporaire et la fermeture définitive. Les premiers éléments à considérer sont l'emplacement du puits, le contrôle des pressions et les mesures de surveillance pour assurer la sécurité des biens et des personnes et la protection de l'environnement à court, à moyen et à long terme.

Peu importe le type de fermeture, l'objectif consiste à isoler les formations géologiques contenant des hydrocarbures des nappes phréatiques et du milieu physique. Pour ce faire, une réglementation adéquate doit prescrire des mesures adaptables au type de fermeture prévu. La réglementation de la Norvège et celle de Terre-Neuve-et-Labrador sur les fermetures de puits temporaires et définitives sont similaires. Cependant, alors que la Norvège limite la durée d'une fermeture temporaire à deux ans, Terre-Neuve-et-Labrador n'impose pas de limite, mais exige que l'intégrité du puits soit vérifiée tous les trois ans. Cette approche est mieux adaptée aux secteurs dont le potentiel est encore méconnu, puisque dans de tels secteurs, un délai plus important peut s'écouler entre les phases d'exploration et d'exploitation, contrairement à la Norvège où les champs pétroliers et gaziers sont plus matures et, par conséquent, mieux connus.

En matière de fermeture définitive, toutes les instances analysées exigent que le fond marin soit dégagé. En Arctique canadien et à Terre-Neuve-et-Labrador, cette mesure vise à assurer la sécurité de toute activité commerciale alors qu'en Norvège elle concerne plus spécifiquement la pêche.

La réglementation de Terre-Neuve-et-Labrador prescrit la profondeur à laquelle un coffrage doit se terminer sous la surface du fond marin, afin qu'un puits fermé définitivement ne puisse être l'objet de raclage par les icebergs. En matière de fermeture de puits, les auteurs estiment que bien qu'il soit très improbable qu'un tel événement se produise dans le golfe du Saint-Laurent, une clause exigeant que les coffrages se terminent à une profondeur précise sous la surface du fond marin serait requise, particulièrement si des puits sont forés dans les eaux peu profondes, afin de prévenir les risques liés à d'autres activités humaines.

En ce qui concerne les procédures de fermeture définitive, les auteurs considèrent les lignes directrices de l'API comme de bonnes références. Toutefois, si une réglementation est souhaitable, les lignes directrices de l'Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers (OCTNLHE) sont à considérer. En outre, les auteurs rappellent, d'une part, que la surveillance de tout puits abandonné est importante pour s'assurer de l'intégrité de ce dernier à court, à moyen et à long terme et que, d'autre part, les données sur le suivi relèvent du domaine public.

La prise en compte des risques géologiques

Considérant le potentiel que représente la structure géologique d'Old Harry, l'étude GTEC02, volet Risques, a documenté les risques géologiques potentiels associés à cette structure. Aucun forage n'ayant été réalisé dans ce secteur, il ressort de l'étude que le principal facteur de risque est le manque de connaissances. L'étude relève cependant que des levés sismiques ont été effectués dans le golfe du Saint-Laurent, incluant le secteur d'Old Harry, et que des forages de puits ont été réalisés dans le bassin du Saint-Laurent et le bassin Scotia sans qu'apparaissent des facteurs de risque géologique inattendus.

Les auteurs de l'étude GTEC06 considèrent que pour évaluer les risques géologiques de ce secteur, il serait souhaitable, dans l'éventualité où un levé sismique 3D soit effectué ou qu'un puits d'exploration soit foré sur la structure géologique d'Old Harry, que l'information puisse être analysée.

Par ailleurs, plusieurs des risques géologiques et physiques associés à d'éventuels travaux d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures, plus particulièrement à des travaux de forage et de complétion, ont été étudiés par Corridor Resources. Le rapport d'évaluation environnementale (Stantec, 2013) fait partie intégrante du processus de demande de permis d'autorisation de forage pour la licence offshore EL-55 émise par Terre-Neuve. Les auteurs de l'étude GTEC06 sont d'avis que ces rapports, échanges, mises à jour, etc., constituent une bonne référence en matière de gestion des risques géologiques.

Bien que les risques opérationnels liés à la profondeur du fond marin ne soient pas un risque géologique en soit, les auteurs de l'étude GTEC06 sont d'avis que la profondeur du fond marin, qui est de près de 500 mètres dans le secteur d'Old Harry, soit considérée dans la planification des travaux. Certaines études qualifient d'eaux profondes les eaux où le fond marin se situe à 500 mètres alors que d'autres études établissent le seuil des eaux profondes à 600 mètres. Considérant que la structure d'Old Harry est située dans le chenal du Saint-Laurent et que l'étude GTEC07 signale la présence de courants marins dans ce secteur, les auteurs jugent qu'il serait nécessaire d'étudier l'effet combiné de la profondeur, des courants marins et du vent pour adapter l'équipement et les méthodes de travail aux conditions spécifiques à Old Harry.

En outre, dans le cas où les premiers travaux de forage et de complétion seraient réalisés sur la portion terre-neuvienne de la structure, les auteurs sont d'avis qu'il serait pertinent que le Québec accède à l'information recueillie lors de ces travaux, de façon à optimiser la qualité des travaux qui pourraient éventuellement être réalisés sur la portion québécoise de la structure.

En conclusion, les auteurs mentionnent que l'analyse comparative réalisée dans le cadre de l'étude GTEC06 permet de dégager d'importantes similarités entre les différentes instances analysées. Ces dernières poursuivent un objectif commun qui est d'assurer la sécurité des personnes et des biens, la protection de l'environnement et la récupération optimale de la ressource. Les lignes directrices disponibles auprès de ces instances permettent de déterminer la façon d'atteindre cet objectif en se référant aux normes de l'industrie et aux bonnes pratiques adoptées.

Puisque pour la majorité des instances analysées, la réglementation prévoit une approche par objectifs, la responsabilité d'assurer la sécurité des biens et des personnes, la protection de l'environnement et la récupération optimale de la ressource incombe aux entreprises. Toutefois, des normes précises et des mesures coercitives ont été établies par les différentes instances pour atteindre ces objectifs. Dans une perspective de mise en œuvre d'un nouveau cadre législatif et réglementaire, les auteurs voient la ligne de conduite de l'OCTNLHE comme un excellent modèle à suivre.

5. Chantier Économie

5.1 Portée

Le chantier des EES sur l'économie a reçu le mandat d'évaluer les connaissances sur les coûts et les bénéfices associés aux activités de mise en valeur des hydrocarbures, de façon globale pour l'ensemble du Québec et de façon plus précise pour l'île d'Anticosti. Il a également reçu le mandat d'étudier et d'estimer l'impact économique des activités de mise en valeur des hydrocarbures au Québec, à l'échelle locale, régionale et nationale.

Enfin, le chantier s'est vu confier la tâche de documenter les principaux aspects économiques et financiers associés à la mise en valeur des hydrocarbures, de façon à permettre au gouvernement du Québec d'avoir une connaissance plus approfondie des impacts et des retombées que génère la filière actuelle (raffineries, exploration, distribution, transport) et que pourrait générer l'exploitation des hydrocarbures.

À l'instar de tout secteur industriel, on recense de nombreux enjeux économiques associés au secteur des hydrocarbures, que ce soit sur le plan du régime de redevances, des retombées économiques, des coûts sociaux, des emplois ou des dépenses et des revenus du gouvernement pour n'en nommer que quelques-uns.

La plupart de ces enjeux sont généraux, c'est-à-dire que ce sont pratiquement les mêmes dans toutes les régions du Québec. C'est ainsi qu'une partie importante des études du chantier Économie a été réalisée pour l'EES globale. Quant aux études destinées à l'EES Anticosti, elles avaient davantage pour but de modéliser des scénarios plausibles de développement des hydrocarbures et d'en évaluer les impacts financiers et les retombées économiques.

EES globale sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures

Une première phase d'acquisition des connaissances a eu lieu pendant l'automne 2014 et l'hiver 2015 dans le cadre de l'EES globale sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures. Le comité directeur des EES s'était donné les objectifs suivants pour le chantier Économie :

- étudier les enjeux et les impacts de la mise en valeur des hydrocarbures au Québec afin notamment de contribuer à une révision de la réglementation, du régime fiscal et de la gouvernance de cette industrie;
- évaluer les bénéfices et les coûts du développement des filières du pétrole et du gaz naturel pour le Québec;
- documenter les retombées économiques et les besoins en pétrole et en gaz naturel pour les prochaines décennies;

- documenter le potentiel commercialisable de la ressource en hydrocarbures qui pourrait se trouver dans le sous-sol québécois et proposer des mesures pour vérifier ce potentiel;
- recenser les meilleures pratiques de partage des bénéfices avec les communautés.

Deux bilans des connaissances ont d'abord été dressés dans la phase 1 des EES :

- Gonzalez, P. et collab., *Bilan des connaissances de l'économie des hydrocarbures au Québec*, Université Laval, 2015.
- Séjourné, S. et M. Malo, *Géologie et potentiel en hydrocarbures des bassins sédimentaires du sud du Québec*, Institut national de la recherche scientifique, Centre Eau Terre Environnement, 2015.

On a alors constaté que les questions associées à certains champs en matière économique étaient déjà bien documentées, notamment celles qui portaient sur les régimes de redevances et les outils de captage de la rente, les connaissances du marché local, régional et mondial, les connaissances actuelles des projets québécois et de leurs potentiels, le niveau de développement de l'industrie, les grands principes associés à la mesure des coûts et des bénéfices et, enfin, les façons de mesurer et d'apprécier les retombées économiques.

La phase 2 des EES a apporté certaines connaissances sur le plan de l'économie des hydrocarbures qui n'étaient pas ressorties dans les bilans des connaissances. C'est ainsi que sept études avaient été indiquées dans le Plan d'acquisition de connaissances additionnelles (PACA). Elles sont présentées à l'annexe 2.

Dans son ensemble, le mandat du chantier Économie a été respecté. Certains éléments que le chantier n'a pas couverts directement l'ont été par d'autres chantiers, comme le chantier Société, ou dans les études à caractère transversal.

EES propre à Anticosti

Dans le cadre de l'EES propre à l'île d'Anticosti, le comité directeur des EES s'était donné les objectifs suivants pour le chantier sur l'économie :

- documenter les composantes économiques qui caractérisent l'île; déterminer les principaux enjeux et l'information manquante;
- étudier le potentiel en hydrocarbures de l'île, documenter sa viabilité commerciale en fonction des connaissances actuelles et les conditions de sa mise en valeur, incluant le transport et les infrastructures nécessaires à une éventuelle exploitation;
- évaluer les débouchés pour la ressource, considérant l'éloignement, les infrastructures de transport et l'absence de grands consommateurs sur l'île;
- définir les mesures permettant de maximiser les retombées économiques locales;

- documenter les connaissances relativement aux coûts et aux bénéfices associés aux activités de mise en valeur des hydrocarbures.

Sur le plan économique, deux études ont été réalisées dans le cadre du chantier Économie²⁰ et deux autres, dans celui du chantier transversal pour l'EES propre à l'île d'Anticosti (voir l'annexe 2).

La présente section traite des scénarios de développement pour la production d'hydrocarbures et de leurs impacts financiers et économiques, du développement de l'économie et des compétences en matière d'hydrocarbures, des enjeux économiques ainsi que des besoins d'acquisition de connaissances additionnelles quant aux aspects économiques.

5.2 Les scénarios de développement de la production d'hydrocarbures et leurs impacts financiers et économiques

Anticosti

Comme dans toute industrie, le développement des hydrocarbures crée des besoins en matière de main-d'œuvre et infrastructures de toutes sortes. Il a également des impacts environnementaux, sociaux et économiques divers.

Les scénarios de développement permettent de modéliser et de quantifier avec une certaine précision les répercussions et les impacts d'un éventuel développement des hydrocarbures, tant sur les plans social, environnemental, économique et technique que sur le plan du transport.

Afin d'évaluer ces impacts, des scénarios de développement des hydrocarbures ont été élaborés pour l'île d'Anticosti. À partir d'hypothèses plausibles, ces scénarios présentent une illustration de ce à quoi pourrait ressembler le déploiement des plates-formes sur le territoire ainsi que le nombre de puits qui pourraient être en activité et leurs emplacements.

Ces scénarios ont également été utilisés pour estimer les infrastructures de transport qui seraient nécessaires et qui sont présentées plus en détail dans le chapitre 6 sur le transport. Ils ont aussi été à la base de l'estimation du niveau de production d'hydrocarbures et de l'évaluation de la rentabilité du projet (AECN01 et AECN02) qui sont présentés plus loin dans ce chapitre et qui s'appuient sur des hypothèses additionnelles en matière de coûts et de revenus.

En outre, une analyse avantages-coûts du projet (étude ATVS02) englobe à la fois les aspects économiques et financiers, mais tient également compte des volets sociaux et environnementaux. Les constats de cette étude sont présentés plus loin dans ce chapitre.

²⁰ Les études AECN01 et AECN02 ont été intégrées au même rapport.

Les scénarios développés pour l'île d'Anticosti sont détaillés. Ils ont été élaborés et validés à partir de plusieurs sources. Ils tiennent compte des évaluations disponibles sur les ressources potentielles d'hydrocarbures pour Anticosti et des caractéristiques géologiques et géophysiques connues.

Au cours des dernières années, divers travaux d'exploration et de caractérisation ont eu lieu sur le territoire de l'île. En 2011, à partir de l'information disponible, la firme Sproule Associates a estimé les ressources potentielles en hydrocarbures contenues dans la Formation de Macasty à 43,6 milliards de barils de pétrole équivalent²¹. Néanmoins, cette information seule était insuffisante pour pouvoir produire des scénarios de développement complets.

Pour être en mesure d'élaborer de tels scénarios, plusieurs hypothèses ont dû être formulées afin de combler le manque de connaissances. La plupart de ces hypothèses sont basées sur un analogue géologique et sur la consultation d'experts. L'information relative à la production provient principalement des gisements actuellement en exploitation en Ohio aux États-Unis (Utica et Point Pleasant).

Cette démarche a été possible en raison de la relative simplicité géologique du bassin d'Anticosti et parce que les données présentement disponibles sont suffisamment détaillées pour faire un tel exercice, notamment grâce au programme de forages stratigraphiques qui a été achevé en 2015. La géologie des gisements en exploitation en Ohio est sensiblement plus complexe que celle d'Anticosti, en particulier en raison de la contribution des réseaux de fractures naturelles et du plissement dans la géométrie des réservoirs. La progression des activités d'exploration et d'acquisition des connaissances géoscientifiques permettra éventuellement d'acquérir les données requises pour développer des scénarios de production crédibles pour les autres bassins du Québec.

Pour estimer la rentabilité d'un projet d'exploitation d'hydrocarbures, un modèle financier probabiliste a été élaboré et adapté au projet de l'île d'Anticosti. Il pourra éventuellement être mis à jour au fur et à mesure que de nouveaux renseignements seront disponibles.

Il importe toutefois de souligner que bien que les hypothèses et les scénarios de développement soient considérés comme plausibles, ils comportent une part d'incertitude. Ils doivent être interprétés comme des outils de travail servant d'intrants afin de mieux documenter les impacts potentiels d'un développement des hydrocarbures. Ils ont ainsi été utilisés comme intrants dans plusieurs études complémentaires réalisées dans le cadre des EES.

Les scénarios ont été élaborés à un moment précis, en fonction des connaissances qui étaient alors disponibles. Ils évolueront en fonction des résultats des travaux

²¹ Pour des détails sur le potentiel en hydrocarbures, voir : Séjourné, S. et M. Malo, *Géologie et potentiel en hydrocarbures des bassins sédimentaires du sud du Québec*, Institut national de la recherche scientifique, Centre Eau Terre Environnement, 2015. À noter que des évaluations de ressources potentielles ont également été effectuées par d'autres firmes.

d'exploration en cours et de ceux à venir (sur la présence ou non d'hydrocarbures), de l'évolution des marchés (prix de la ressource, prix de l'équipement), des avancées technologiques (techniques d'extraction, machineries), des différents débouchés pour la ressource (marché interne, marché externe), de la législation et de la réglementation environnementale (GES, plafond d'émissions), des promoteurs et de leurs partenaires, etc.

Enfin, ces scénarios n'ont pas été endossés par les promoteurs qui détiennent les droits et les permis des projets. Ils sont libres d'élaborer leurs propres stratégies d'exploitation, laquelle pourrait se traduire par un développement différent de celui présenté dans cette section. La prochaine étape dans l'amélioration des scénarios de développement consisterait à remplacer graduellement les hypothèses par des données réelles au fur et à mesure de leur disponibilité.

Hypothèses de base et déploiement des plates-formes

Un premier scénario a été élaboré dès le début des travaux des EES à l'automne 2014. Ce scénario, appelé le scénario « Plus », a été achevé au début de l'hiver 2015 et a servi de base au lancement de toutes les études complémentaires des EES incluses dans le PACA²². Une présentation du déploiement sur le terrain prévu dans ce scénario a été faite le 7 mai 2015 devant les citoyens d'Anticosti et rendue publique sur Internet le 20 mai 2015.

- Le scénario « Plus » est celui qui occupe la plus grande superficie de la zone qui serait exploitée. L'utilisation de ce scénario pour réaliser les études complémentaires a donc pour effet d'anticiper les impacts potentiels maximaux pouvant être appréhendés.

Un second scénario a été élaboré à partir de l'hiver 2015. Appelé le scénario « Moins », il est dérivé du premier scénario et repose sur les mêmes hypothèses de déploiement et de développement. La seule différence est qu'il couvre une superficie inférieure au scénario « Plus ». Ce scénario a également été présenté le 7 mai 2015 aux citoyens d'Anticosti et a été rendu public le 20 mai suivant. Il est présenté à titre indicatif et n'a pas servi dans la réalisation d'études complémentaires.

Un troisième scénario, le scénario « Optimisé », a été élaboré à partir du printemps 2015. Ce scénario s'avère être une nouvelle version du scénario « Moins », conçu à la lumière de nouveaux renseignements techniques obtenus au cours des travaux des EES sur la productivité des puits. Soulignons que les résultats financiers présentés dans cette section utilisent ce scénario.

Les hypothèses de base des différents scénarios sont les suivantes :

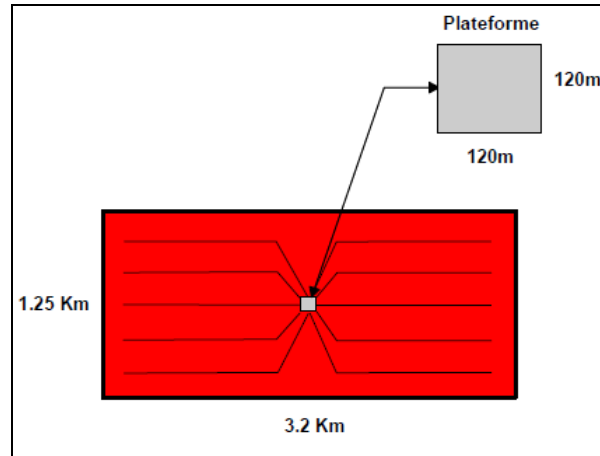
- les scénarios de déploiement portent sur l'étape d'exploitation, c'est-à-dire qu'ils supposent que le potentiel exploitable commercialement a été confirmé;

²² À l'exception de l'étude AECN02, laquelle utilise le scénario « Optimisé ».

- les promoteurs ont obtenu toutes les autorisations gouvernementales requises;
- l'aménagement de plates-formes, sur lesquelles se trouvent les puits pour l'extraction du pétrole et du gaz, débute dans le secteur nord de l'île (secteur de Jupiter). Le niveau de connaissances géologiques étant plus élevé pour ce secteur, celui-ci pourrait représenter l'un des meilleurs endroits pour commencer le déploiement. De surcroît, de nombreux travaux d'exploration et d'acquisition de connaissances géoscientifiques ont eu lieu dans ce secteur au cours des dernières années et on y trouve plusieurs chemins d'accès.
- Les diverses contraintes territoriales ou réglementaires sont soustraites de la zone présentant un potentiel d'exploitation, c'est-à-dire les contraintes réglementaires (zones tampons), les contraintes géologiques (faille de Jupiter) et les territoires les plus utilisés par les résidents)²³;
- le développement est séquentiel :
 - l'aménagement des plates-formes se fait de façon progressive au cours des cinq premières années,
 - le nombre maximal de nouvelles plates-formes aménagées par année est atteint à partir de l'année 6 du projet,
 - la restauration des plates-formes débute l'année 26 du projet, lorsque les gisements des premiers puits sont épuisés;
- les puits produisent un mélange d'hydrocarbures gazeux et liquides (pétrole, gaz naturel, liquides de gaz naturel);
- la production débute en 2020. Cette année est donnée à titre indicatif seulement;
- les puits ont une durée de vie de 25 ans;
- une plate-forme compte de 5 ou 10 puits;
- l'espace occupé à la surface par une plate-forme est de 120 mètres x 120 mètres. La longueur des drains horizontaux souterrains est de 1 600 mètres et l'espacement entre ceux-ci est de 250 mètres. Au total, la couverture souterraine d'une plate-forme est de 4 km²;
- lorsqu'elles cessent d'être en production, les plates-formes sont restaurées. L'équipement est démonté, le site reboisé et remis dans son état initial. Les travaux de restauration d'une plate-forme durent moins d'un an;
- la totalité des hydrocarbures extraits est valorisée, c'est-à-dire qu'il n'y a aucune activité de brûlage.

²³ Le détail des contraintes sur le territoire de l'île d'Anticosti est présenté dans le chapitre 2 sur les caractéristiques des milieux biophysiques.

Figure 21 : Dimension d'une plate-forme sur laquelle se trouverait 10 puits et illustration de l'empreinte souterraine couverte par le drainage des puits



N.B. Seule la plate-forme représente l'empreinte terrestre visible de la surface.

Le scénario « Plus »

Dans ce scénario, la zone qui présente un potentiel exploitable en hydrocarbures couvre 47 % de la superficie du territoire de l'île²⁴. Une fois les contraintes réglementaires actuellement en vigueur (zones tampons, faille de Jupiter et territoires les plus utilisés par les résidents) prises en compte, la zone occupe alors 34 % de la superficie du territoire. C'est la plus étendue des trois scénarios.

- Sur une période de 50 ans, 712 plates-formes sont aménagées pour un total d'environ 6 800 puits.
- En période de production maximale, une moyenne de 15 nouvelles plates-formes est aménagée par année.
- Le nombre de plates-formes actives simultanément n'est jamais supérieur à 385 pour 3 600 puits.
- Le projet s'échelonne sur 75 ans, les puits n'étant pas tous en production en même temps.

²⁴ Dans le cadre de l'évaluation financière, la superficie visée par les scénarios de développement est exprimée en fonction de la superficie couverte par les permis d'exploration puisque l'évaluation financière vise à évaluer la rentabilité d'une exploitation des hydrocarbures sur le territoire couvert par les permis et non pas sur la superficie de l'île.

Graphique 1 : Évolution sur 75 ans de l'aménagement et de la restauration des plates-formes sur l'île d'Anticosti selon le scénario « Plus »

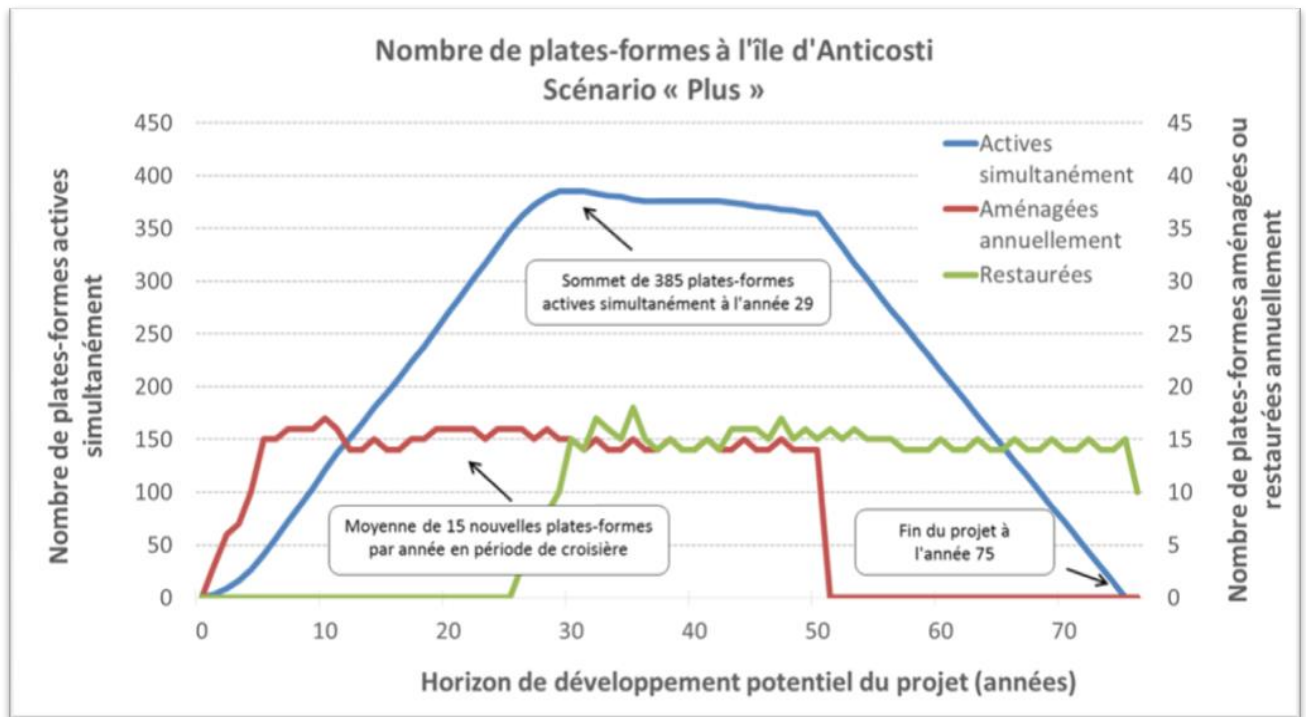


Figure 22: Illustration d'une zone de développement potentielle qui pourrait être couverte par le scénario « Plus »



* Les éléments en vert représentent les aires protégées, lesquelles sont exclues de la zone de développement.

** Découpage des secteurs occupés par les détenteurs de permis d'exploration : bleu = permis d'Hydrocarbures Anticosti S.E.C., jaune = Junex inc., rose = TransAmerican Energy inc.

Le scénario « Moins »

Le scénario « Moins » couvre la même zone que celle du scénario « Plus », à l'exception d'une portion à l'est de l'île qui a été soustraite parce que son potentiel géologique pourrait être inférieur selon l'information dont dispose le gouvernement et qu'elle présenterait davantage de contraintes environnementales et techniques, notamment en raison de la présence de milieux humides.

Cette zone couvre 30 % de la superficie du territoire de l'île. Une fois les contraintes réglementaires actuellement en vigueur (zones tampons, faille de Jupiter et territoires les plus utilisés par les résidents) prises en compte, la zone occupe alors 21 % de la superficie du territoire.

Le rythme de développement et d'aménagement des plates-formes est le même que celui du scénario « Plus », seul le nombre total de plates-formes (et de puits) est inférieur.

- Sur une période de 32 ans, 445 plates-formes sont aménagées pour un total de 4 155 puits.
- Le nombre de plates-formes actives simultanément n'est jamais supérieur à 385 pour 3 600 puits.
- Le projet s'échelonne sur 57 ans, les puits n'étant pas tous en production en même temps.

Graphique 2 : Évolution sur 57 ans de l'aménagement et de la restauration des plates-formes sur l'île d'Anticosti selon le scénario « Moins »

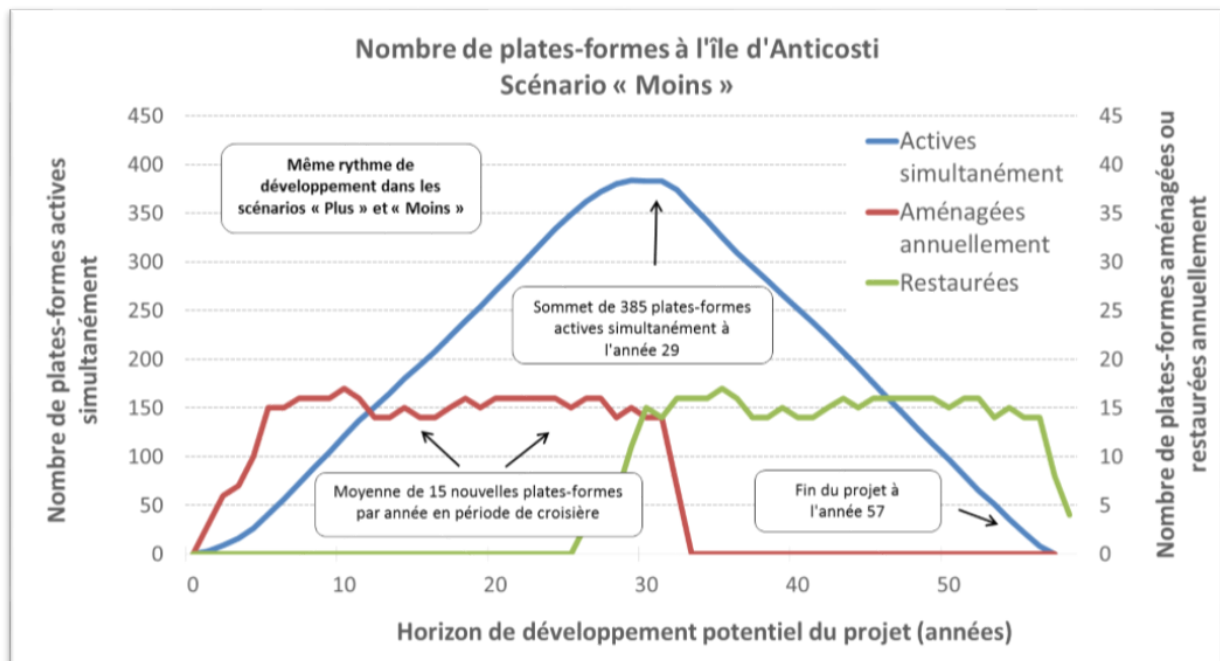


Figure 23 : Illustration d'une zone de développement potentielle qui pourrait être couverte par le scénario « Moins »



* Les éléments en vert représentent les aires protégées, lesquelles sont exclues de la zone de développement.

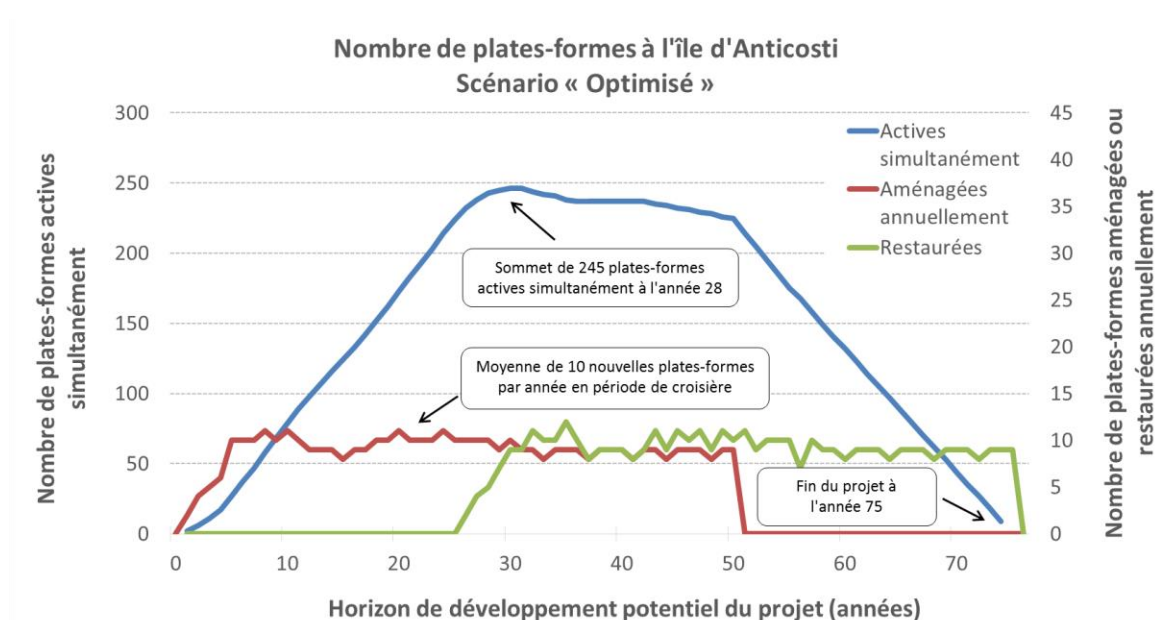
** Découpage des secteurs occupés par les détenteurs de permis d'exploration : bleu = permis d'Hydrocarbures Anticosti S.E.C., jaune = Junex inc., rose = TransAmerican Energy inc.

Le scénario « Optimisé »

Le scénario « Optimisé » couvre une superficie équivalente au scénario « Moins ».

- Le nombre total de plates-formes (et de puits) est le même que celui du scénario « Moins », seul le rythme de développement des plates-formes est plus lent et donc étiré sur une plus longue période. Au plus fort de l'exploitation, une moyenne de 10 nouvelles plates-formes est aménagée par année.
- Sur une période de 50 ans, 445 plates-formes sont aménagées pour un total de 4 155 puits.
- Le nombre de plates-formes actives simultanément n'est jamais supérieur à 245 pour 2 187 puits.
- Le projet s'échelonne sur 75 ans, les puits n'étant pas tous en production en même temps.

Graphique 3 : Évolution sur 75 ans de l'aménagement et de la restauration des plates-formes sur l'île d'Anticosti selon le scénario « Optimisé »



Production et évaluation financière du scénario « Optimisé »

Niveau de production

Il y a peu d'information disponible actuellement sur la production potentielle de la Formation géologique de Macasty. Les travaux d'exploration réalisés jusqu'à maintenant à Anticosti ont permis de confirmer la présence de pétrole et de gaz naturel et de valider le potentiel d'hydrocarbures du territoire. Soulignons que les récents travaux d'exploration de la société Hydrocarbures Anticosti avaient notamment pour objectifs d'identifier les zones qui pourraient présenter un potentiel de récupération plus important.

En l'absence de production sur l'île d'Anticosti, les données de production de pétrole et de gaz naturel utilisées dans les scénarios sont basées sur des données provenant des activités d'exploitation des formations géologiques Utica et Point Pleasant en Ohio, lesquelles représentent les meilleurs analogues géologiques de la structure de Macasty de l'île d'Anticosti²⁵. Aux fins des évaluations financières et économiques, le scénario « Optimisé » a été retenu puisqu'il intègre les informations les plus récentes, notamment sur la productivité des puits. Cela s'explique par le fait que ce scénario se limite à la zone qui présente un potentiel géologique supérieur et que cette zone, moins étendue que celle du scénario

²⁵ L'analogie géologique a été établie dans la phase 1 des EES. Voir Malo, M. et collab., Synthèse des connaissances portant sur les pratiques actuelles et en développement dans l'industrie pétrolière et gazière, Institut national de la recherche scientifique, Centre Eau Terre Environnement, 2015.

« Plus », nécessite moins d'infrastructures de collecte et de transport, ce qui correspond aux pratiques observées dans l'industrie pour une exploitation commerciale.

L'évaluation financière, pour un puits type, tient compte des facteurs suivants :

- la production totale pendant la durée de vie du puits est estimée à partir de la production initiale et d'une courbe de déclin. Les données utilisées pour modéliser ces paramètres proviennent de puits en exploitation dans les formations analogues mentionnées précédemment;
- la production initiale est estimée à environ 82,5 millions de pieds cubes/mois (Mpi^3/mois) de gaz naturel, auxquels s'ajoute une production moyenne de 50 barils de pétrole par Mpi^3 produit, c'est-à-dire en moyenne 4 125 barils par mois;
- le niveau de production de pétrole et de gaz naturel d'un puits diminue rapidement après sa mise en production, suivant une courbe de déclin à l'instar de ce qui est observé dans l'industrie;
- après 25 ans, un puits aura produit environ 2,8 milliards de pieds cubes de gaz naturel (Gpi^3) et 140 500 barils de pétrole, ce qui représente un ratio de 77,5 % de gaz naturel²⁶ et de 22,5 % de pétrole. Cette proportion fait en sorte qu'il s'agit d'un projet de gaz naturel.

Pour l'ensemble des puits aménagés sur l'île d'Anticosti pendant la durée de vie du projet, la production totaliserait 11 683 Gpi^3 et 584 millions de barils (Mbp).

En période de production maximale, 246 Gpi^3 et 12,3 Mbp seraient extraits annuellement. La consommation québécoise en hydrocarbures étant évaluée à 217 Gpi^3 de gaz naturel et à l'équivalent de 135 Mbp de pétrole en 2012, la production annuelle maximale sur l'île d'Anticosti représenterait 113 % de la consommation annuelle de gaz naturel et 9 % de la consommation de pétrole du Québec.

Modélisation financière

La rentabilité potentielle du projet est évaluée grâce à un modèle financier probabiliste. Ce modèle repose sur le scénario de développement « Optimisé » élaboré dans le cadre des EES ainsi que sur différentes hypothèses financières et de coûts.

Le modèle financier qui a été élaboré dans le cadre des travaux permet :

- d'évaluer la rentabilité d'un projet avec des hypothèses données et de tester la sensibilité de chacune des variables prises individuellement.
- de tenir compte de l'incertitude en modélisant une multitude de combinaisons possibles. Ainsi, lors des simulations de Monte-Carlo, des distributions sont attribuées à plus d'une vingtaine de variables clés, notamment la production initiale d'hydrocarbures, différentes variables de coûts (forage, coûts d'exploitation) et les

²⁶ Incluant les liquides de gaz naturel.

prix des hydrocarbures. Les résultats des simulations présentées dans cette étude ont été réalisés sur la base de 50 000 itérations.

La méthodologie du modèle financier et les détails des hypothèses utilisées sont présentés dans l'étude AECN01.

L'étape du développement du projet (aménagement des infrastructures en vue d'une production commerciale) est entreprise à la suite d'une découverte d'hydrocarbures dont la quantité est suffisante pour être commercialement exploitable. Les dépenses d'exploration sont exclues du modèle financier puisque la décision d'aller ou non en phase d'exploitation est prise après avoir engagé les coûts d'exploration.

Aucun développement commercial n'est possible sans la confirmation de la présence d'une ressource en hydrocarbures. Une fois que la présence de la ressource a été confirmée et que celle-ci a été mesurée, des études de faisabilité et des études économiques établissent la portion de la ressource (c'est-à-dire les réserves de pétrole ou de gaz naturel) qui est exploitable économiquement, selon les conditions économiques, techniques et réglementaires prévalentes. Ainsi, les travaux du chantier Économie, basés sur les scénarios de développement, ont consisté à évaluer la rentabilité financière probable, les revenus du gouvernement et les retombées économiques d'une exploitation commerciale d'hydrocarbures sur l'île d'Anticosti dans l'hypothèse où des réserves suffisantes auraient été confirmées.

Afin de prendre en compte l'incertitude relative aux hypothèses, des distributions sont attribuées à plus d'une vingtaine de variables clés, notamment la production initiale, les coûts et les prix des hydrocarbures. Le modèle permet d'obtenir des estimations relatives à :

- la rentabilité financière d'un projet du point de vue d'une entreprise selon deux indicateurs généralement utilisés par l'industrie : la valeur actualisée nette (VAN) des bénéfices et le taux de rendement interne (TRI);
- la probabilité de rentabilité d'un projet à l'aide de simulations de Monte-Carlo;
- les revenus et les bénéfices potentiels pour les entreprises ainsi que pour le gouvernement (redevances, revenus fiscaux et prises de participation).

Investissements et autres coûts

La rentabilité potentielle du projet a été évaluée en prenant en compte certaines options de transport mentionnées par la firme WSP dans l'étude *Évaluation conceptuelle des besoins en infrastructures de transport des hydrocarbures extraits de l'île d'Anticosti* (ATRA01).

Deux options de transport des hydrocarbures vers les marchés ont été utilisées aux fins de l'analyse financière²⁷, soit :

- la transformation par liquéfaction du gaz naturel dans un navire-usine, ancré à proximité de l'île, un coût estimé de 7,1 milliards de dollars US, dont 2,9 milliards de dollars sont directement liés à la construction du bateau-usine;
- la construction d'un gazoduc sous-marin jusqu'en Gaspésie, puis d'un gazoduc terrestre pour atteindre un point sur le réseau en place de Gazoduc Trans-Québec & Maritimes (TQM), par exemple à Lévis, ce qui constituerait une distance totale d'environ 900 km pour un coût estimé de 9,6 milliards de dollars US, dont 4,0 milliards de dollars pour la construction du gazoduc.

D'autres coûts doivent également être considérés pour obtenir les bénéfices nets du projet, dont les coûts d'opération, de forage des puits, de transport et de restauration des plates-formes ainsi que la fiscalité et les redevances. Les principaux coûts utilisés dans le modèle sont les suivants²⁸ :

- 8,8 millions de dollars en moyenne pour le forage d'un puits;
- 4,5 millions de dollars pour l'aménagement d'une plate-forme sur laquelle se situent les puits;
- 180 000 \$ pour la fermeture d'un puits, soit 1 800 000 \$ pour une plate-forme de 10 puits;
- la fiscalité et les redevances (selon le régime actuellement en vigueur);
- les autres coûts du projet tels que ceux relatifs au système de plafonnement et d'échange de droits d'émission (20 \$ à 25 \$ par tonne métrique en équivalent CO₂ en 2020), les coûts d'extraction, les coûts fixes d'exploitation, etc.

Au total, l'ensemble des investissements et des dépenses d'exploitation sont estimés, en dollars constants de 2020, à 133 milliards de dollars pour l'option navire-usine et à 89 milliards de dollars pour l'option Gazoduc.

Il faut toutefois noter que la portion des coûts attribuables à la fiscalité et aux redevances ne constitue pas un coût, mais un revenu pour le gouvernement.

Revenus

Les prévisions de prix utilisées dans le modèle sont basées sur les scénarios de l'automne 2015 du ministère des Finances du Québec qui prévoient que les prix (en dollars constants de 2020) seraient de :

²⁷ D'autres scénarios à l'étude incluaient une usine de liquéfaction soit sur l'île, soit sur la Côte-Nord ou en Gaspésie. Ces scénarios ne sont pas présentés dans ce rapport étant donné que les coûts et les risques associés à un projet de navire-usine sont généralement plus faibles.

²⁸ Consulter l'étude AECN01 pour connaître toutes les hypothèses de coûts.

- 3,81 \$ US par millier de pieds cubes (kpi³) de gaz naturel au Henry Hub en 2020 et de 5,19 \$ US/kpi³ en 2045;
- 6,48 \$ US/Mpi³ pour le gaz naturel dans l'option navire-usine en 2020 et de 8,83 \$ US/Mpi³ en 2045;
- 90,28 \$ US/baril de pétrole pour le Brent en 2020 et de 122,17 \$ US/baril en 2045.

Les revenus attribuables à l'exploitation sont tributaires de la production, de l'évolution des prix et de la conjoncture du secteur des hydrocarbures. Puisque les débouchés potentiels pour le gaz naturel d'Anticosti ne peuvent actuellement être connus avec certitude, les revenus qui lui sont attribuables ont été évalués à la fois pour du gaz naturel à l'état gazeux sur les marchés continentaux et pour du gaz naturel liquéfié sur les marchés d'outre-mer.

Sur cette base, pour toute la durée du projet (75 ans), l'exploitation des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti pourrait générer des revenus, en dollars constants de 2020, totalisant 203 milliards de dollars dans le cas du navire-usine et 164 milliards de dollars dans le cas du gazoduc.

Résultats financiers et bénéfices

Si le potentiel estimé se concrétise, les résultats du modèle financier montrent que l'exploitation des hydrocarbures de l'île d'Anticosti pourrait présenter un potentiel commercial.

En effet, le taux de rendement interne (TRI) moyen de l'exploitation du potentiel de l'île d'Anticosti est estimé entre 11,5 et 11,7 % selon le scénario de transport du gaz naturel analysé, ce qui est supérieur au taux de 10 % généralement recherché par l'industrie.

- Un total de 50 000 simulations ont été réalisées pour chacun des scénarios afin d'obtenir une distribution de la valeur actuelle nette (VAN) des bénéfices du projet et d'estimer le TRI moyen du projet.

Tableau 37 : Résultats des simulations (sur la base du scénario « Optimisé »)

Scénario de transport	Probabilité de rentabilité (%)	VAN moyenne des bénéfices¹ (G\$)	TRI moyen (%)
Navire-usine	80	2,15	11,7
Gazoduc	86	2,14	11,5

(1) Calculé avec un taux d'actualisation nominal de 10 %.

En tenant compte des revenus et des dépenses, les bénéfices attribuables au projet incluant un navire-usine sont estimés, pour toute la durée de l'exploitation, à environ 71 milliards de dollars. Dans le cas du gazoduc, les bénéfices nets sont estimés à 75 milliards de dollars.

Grâce à ses participations dans Hydrocarbures Anticosti et dans le capital-actions de Junex et de Pétrolia, le gouvernement pourrait obtenir une part correspondant à environ 38 % des bénéfices nets du projet présentés au tableau 38

Tableau 38 : Estimations des bénéfices de l'exploitation des hydrocarbures (en milliards de dollars constants de 2020, sur la base du scénario « Optimisé »)

	Navire-usine	Gazoduc
Revenus	203	164
Moins :		
- Investissements	35	37
- Dépenses (incluant impôts et redevances)	98	53
Bénéfices nets	71	75

Note : Les montants ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

* Le gouvernement détient une participation de 35 % dans Hydrocarbures Anticosti et des participations dans le capital-actions de Junex et de Pétrolia.

En plus des bénéfices attribuables à ses participations dans Hydrocarbures Anticosti et dans le capital-actions de Junex et de Pétrolia, le gouvernement profite également des redevances et des revenus liés aux impôts sur le revenu des sociétés. L'ensemble de ces bénéfices totalise pour le gouvernement entre 46 et 48 milliards de dollars (en dollars de 2020) sur l'ensemble de la période d'exploitation de 75 ans. Ces sommes représentent plus de 50 % des bénéfices anticipés totaux du projet avant impôts et redevances.

Tableau 39 : Ensemble des bénéfices pour le gouvernement du Québec (en milliards de dollars constants, sur la base du scénario « Optimisé »)

	Navire-usine	Gazoduc
Bénéfices ¹		
- Participation dans Hydrocarbures Anticosti	23	24
- Participation dans le capital-actions de Junex et de Pétrolia	4	4
Impôts sur le revenu des sociétés	7	7
Redevances ²	13	13
TOTAL	46	48

Note : Les montants ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

1. Les bénéfices attribuables aux participations sont basés sur la participation du gouvernement dans Hydrocarbures Anticosti ainsi que dans le capital-actions de Junex et de Pétrolia, sous l'hypothèse, aux fins de simplification, que les profits seraient redistribués aux actionnaires.

2. Incluant les redevances sur la base du régime de redevances actuellement prévu au Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains (RLRQ, chapitre M-13, r.1) ainsi que les redevances prioritaires à Hydro-Québec, les redevances sur l'eau et le loyer des baux d'exploitation.

Retombées économiques

L'analyse des retombées économiques du scénario « Optimisé » prévoit que le développement de l'industrie pétrolière et gazière sur l'île d'Anticosti pourrait avoir d'importantes répercussions sur l'emploi et la croissance économique au Québec.

L'analyse des retombées a été réalisée selon deux options de transport distinctes, l'option Navire-usine et l'option Gazoduc.

Option Navire-usine :

L'option Navire-usine suppose que le gaz naturel extrait sur l'île d'Anticosti serait expédié à l'extérieur de l'île par navire après avoir été liquéfié sur une unité flottante de liquéfaction du gaz naturel. Le transport du pétrole et des liquides de gaz naturel extraits sur l'île d'Anticosti serait fait par pétrolier.

L'analyse des retombées économiques de l'option Navire-usine prévoit que le déploiement de l'industrie gazière et pétrolière sur l'île d'Anticosti pourrait entraîner un apport total au PIB de 149,6 milliards de dollars sur l'ensemble de la période d'exploitation des hydrocarbures qui s'échelonnerait sur 75 ans.

En moyenne, au cours de cette période, le développement de l'industrie gazière et pétrolière sur l'île d'Anticosti pourrait entraîner un apport au PIB de 2,0 milliards de dollars et la création ou le maintien de 2 177 emplois par année.

**Tableau 40 : Sommaire des retombées économiques, option Navire-usine
2020-2095 (dollars constants de 2020, sauf indication contraire)**

	Emplois	Apport au PIB	
	Moyenne annuelle ¹	Moyenne annuelle (M\$)	Total (G\$)
EXTRACTION ET TRAITEMENT DES HYDROCARBURES			
Dépenses en infrastructures	342	39,0	2,9
Direct	179	23	1,7
Indirect	163	16,	1,2
Dépenses courantes	1 575	1 926	144,95
Direct	915	1 849	138,7
Indirect	660	77	5,7
Sous-total	1 917	1 965	147,4
LIQUÉFACTION DU GAZ NATUREL ET LIVRAISON DES HYDROCARBURES PAR NAVIRE			
Dépenses en infrastructures	0		0,0
Direct	0		0,0
Indirect	0		0,0
Dépenses courantes	260	29	2,2
Direct	141	16	1,2
Indirect	119	13	1,0
Sous-total	260	29	2,2
TOTAL	2 177	1 994	149,6

Note: Les activités indirectes représentent celles réalisées par les fournisseurs en biens et services des entreprises liées au projet sur l'île d'Anticosti. Les montants ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

1 : Le nombre d'emplois est calculé en équivalent temps complet.

Source : Ministère des Finances du Québec.

Option Gazoduc :

L'option Gazoduc suppose que le gaz naturel extrait sur l'île d'Anticosti serait acheminé à l'extérieur de l'île par gazoduc. Comme dans l'option Navire-usine, le transport du pétrole et des liquides de gaz naturel extraits sur l'île d'Anticosti serait fait par pétrolier.

L'analyse des retombées économiques découlant de l'option Gazoduc prévoit que le déploiement de l'industrie gazière et pétrolière sur l'île d'Anticosti pourrait entraîner un apport total au PIB de 160,0 milliards de dollars sur l'ensemble de la période d'exploitation des hydrocarbures qui s'échelonnerait sur 75 ans.

En moyenne, au cours de cette période, le développement de l'industrie gazière et pétrolière sur l'île d'Anticosti pourrait engendrer un apport au PIB de 2,1 milliards de dollars et la création ou le maintien de 2 601 emplois par année.

Tableau 41 : Sommaire des retombées économiques, option Gazoduc 2020-2095 (dollars constants de 2020, sauf indication contraire)

	Emplois	Apport au PIB	
	Moyenne annuelle ¹	Moyenne annuelle (M\$)	Total (G\$)
EXTRACTION ET TRAITEMENT DES HYDROCARBURES			
Dépenses en infrastructures	436	49	3,7
Direct	230	29	2,2
Indirect	206	20	1,5
Dépenses courantes	1 609	2021	151,5
Direct	933	1 942,4	145,7
Indirect	676	78,2	5,9
Sous-total	2 045	2 070	155,2
TRANSPORT DU GAZ NATUREL PAR GAZODUC ET DU PÉTROLE PAR NAVIRE			
Dépenses en infrastructures	292	36	2,7
Direct	159	23	1,7
Indirect	132	13	1,0
Dépenses courantes	265	27	2,1
Direct	81	9	0,7
Indirect	184	18	1,4
Sous-total	556	64	4,8
TOTAL	2 601	2 134	160,9

Note: Les activités indirectes représentent celles réalisées par les fournisseurs en biens et services des entreprises liées au projet sur l'île d'Anticosti. Les montants ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

1 : Le nombre d'emplois est calculé en équivalent temps complet.

Source : Ministère des Finances du Québec.

Scénarios de développement – Autres bassins géologiques

Rappel du potentiel géologique par bassin

Outre Anticosti, d'autres bassins géologiques sont reconnus pour leur potentiel en hydrocarbures. C'est le cas de la Gaspésie, des basses-terres du Saint-Laurent, du Bas-Saint-Laurent et du golfe du Saint-Laurent. Plusieurs travaux d'exploration et d'acquisition de connaissances géoscientifiques ont été réalisés par le passé sur certains de ces bassins. Malgré tout, bien que le potentiel théorique de ceux-ci soit considérable, les connaissances sont encore fragmentaires et aucun développement commercial à grande échelle n'est prévu à courte échéance.

La Gaspésie est le territoire où l'évaluation des ressources potentielles est la plus avancée. La région du golfe du Saint-Laurent semble contenir des structures géologiques propices à la présence d'hydrocarbures, bien que l'exploration y soit encore très préliminaire. Cela inclut notamment le site d'Old Harry, situé sur la frontière entre le Québec et Terre-Neuve-et-Labrador. Soulignons que d'autres cibles et environnements

potentiellement intéressants pour l'exploitation d'hydrocarbures ont fait l'objet d'un examen plus approfondi dans le cadre de l'étude GTEC08.

Pour ce qui est de l'estuaire du Saint-Laurent et du Bas-Saint-Laurent, les données sont actuellement insuffisantes pour se prononcer sur la présence d'hydrocarbures potentiellement récupérables ou sur la rentabilité économique de leur éventuelle exploitation.

Le tableau suivant résume l'état des connaissances sur les ressources potentielles d'hydrocarbures des principales régions géologiques du Québec.

Tableau 42 : État des connaissances sur les ressources potentielles d'hydrocarbures du Québec

Région	Type d'hydrocarbure	Technique d'extraction présumée	Commentaires
Basses-terres du Saint-Laurent	Gaz de schiste, possibilité de pétrole non conventionnel	Forage horizontal et fracturation hydraulique	Les connaissances actuelles indiquent une porosité des shales d'Utica trop faible pour une exploitation commerciale conventionnelle. Selon les analyses, les hydrocarbures seraient essentiellement constitués de gaz naturel, bien que de faibles quantités de condensat aient été détectées lors des forages.
	Gaz naturel conventionnel	Extraction du gaz naturel conventionnel	Des gisements de gaz naturel ont été découverts et exploités par le passé dans les basses-terres du Saint-Laurent.
Île d'Anticosti	Possibilité de pétrole de schiste, de gaz non conventionnel et de pétrole dans des réservoirs conventionnels	Forage horizontal, fracturation hydraulique et extraction du pétrole conventionnel	Contrairement aux basses-terres du Saint-Laurent, les ressources pétrolières et gazières de l'île d'Anticosti demeurent théoriques. Pour le moment, Hydrocarbures Anticosti S.E.C concentre ses travaux d'exploration pétrolière et gazière sur la Formation de Macasty, laquelle comprendrait du pétrole et des gaz de schiste. Cependant, Junex s'intéresse aussi au pétrole conventionnel dans des unités géologiques plus vieilles et plus profondes que la Formation de Macasty.

Région	Type d'hydrocarbure	Technique d'extraction présumée	Commentaires
	Possibilité de pétrole et de gaz naturel dans des réservoirs conventionnels	Extraction du gaz naturel	Des efforts d'exploration ont permis de mettre en évidence une roche mère qui comporterait un potentiel en pétrole et en gaz dans le sud-ouest de l'île, là où la maturité thermique est plus grande.
Gaspésie	Pétrole et gaz naturel dans des réservoirs conventionnels	Extraction du gaz naturel et du pétrole	Cette région est historiquement reconnue pour receler des réservoirs conventionnels de pétrole et de gaz naturel. Pour le moment, le gisement de Galt, le premier à avoir fait l'objet d'un forage horizontal en Gaspésie par Junex et à avoir livré un débit potentiellement commercial de production, est considéré pour l'exploitation des hydrocarbures. Les projets d'exploration de Pétrolia se poursuivent également dans les propriétés Haldimand et Bourque.
	Possibilité de pétrole et de gaz non conventionnels	Forage horizontal et fracturation hydraulique	
Bas-Saint-Laurent	Possibilité de pétrole et de gaz naturel dans des réservoirs conventionnels	Extraction du gaz naturel et du pétrole	Des analyses de carbone organique total (COT) présentent des indices d'hydrocarbures dans la région. Bien que préliminaires, les travaux sur la propriété Massé, située à près de 50 km de Rimouski, ainsi qu'une évaluation indépendante confirment la présence d'hydrocarbures sans préciser les volumes récupérables.
	Possibilité de pétrole et de gaz non conventionnels	Forage horizontal et fracturation hydraulique	
Estuaire du Saint-Laurent	Pétrole et gaz naturel dans des réservoirs conventionnels	Extraction du gaz et du pétrole en milieu marin	Les données sismiques présentement disponibles ne permettent pas d'évaluer adéquatement le potentiel de ce territoire. De nombreux événements d'où s'échappait du gaz naturel ont toutefois été observés.
Golfe du Saint-Laurent (Old Harry), y compris les îles de la Madeleine	Pétrole et gaz naturel dans des réservoirs conventionnels	Extraction du gaz et du pétrole en milieu marin	Le secteur du golfe du Saint-Laurent (y compris Old Harry) est propice à la présence de pétrole et de gaz naturel. Certaines sections pourraient renfermer à la fois du pétrole et du gaz naturel.

Source : CIRAIG et ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, 2015

État des connaissances pour la production de scénarios de développement

Des scénarios pour les basses-terres du Saint-Laurent ont déjà été élaborés dans le cadre de l'EES sur les gaz de schiste, dont le rapport final a été rendu public en 2013. Les présentes EES n'iront pas plus loin dans les scénarios pour ce bassin. Rappelons toutefois qu'à l'heure actuelle, il n'y a aucune production commerciale d'hydrocarbures sur le territoire québécois, bien qu'il existe plusieurs projets d'exploration à des degrés d'avancement divers.

Plusieurs projets d'exploration sont concentrés dans la province géologique des Appalaches, principalement en Gaspésie et dans le Bas-Saint-Laurent, mais aussi dans le golfe du Saint-Laurent. L'étude GTEC01 a permis de déterminer et de décrire des analogues pour les projets pétroliers et gaziers les plus avancés au Québec, soit les projets Massé, Bourque, Haldimand, Galt et Old Harry.

Un des constats de cette étude, dont il a été question plus en détail dans le chapitre 4, est qu'il n'est pas possible de simplement transposer sur les réservoirs québécois les particularités de ces analogues pour en tirer des prévisions de production. Ceci résulte en partie de notre compréhension encore incomplète des propriétés des réservoirs québécois ainsi que du caractère unique de chaque bassin pétrolier, mais également de facteurs tels que l'évolution des méthodes d'extraction, les paramètres économiques locaux et les différences réglementaires.

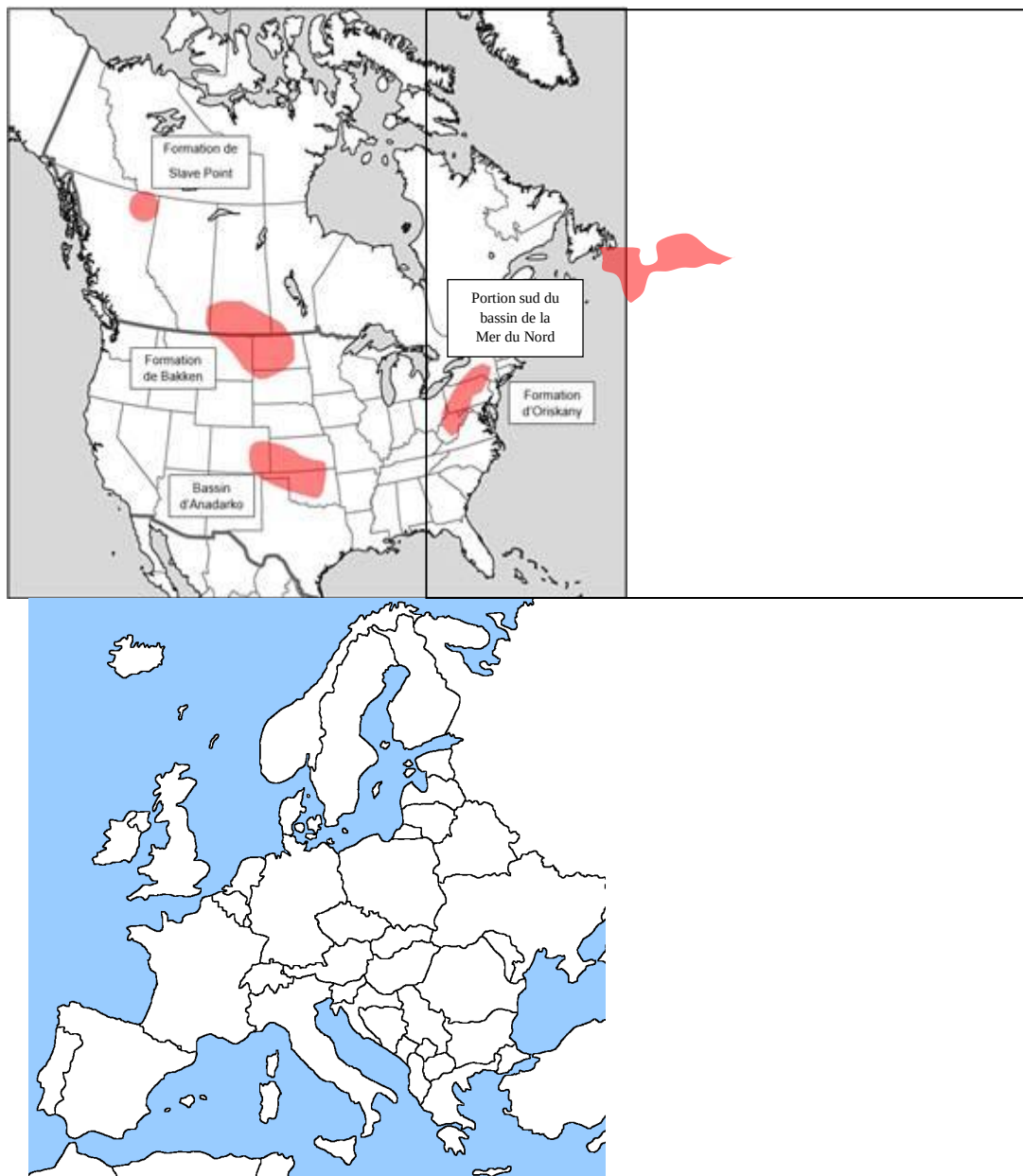
D'autant plus que ces analogues géologiques ont été développés dans un contexte législatif et réglementaire différent de celui du Québec, ce qui vient compliquer encore davantage la comparaison avec les bassins de la Gaspésie et du Bas-Saint-Laurent. Pour l'ensemble de ces raisons, bien que les analogues soient comparables à leurs équivalents québécois d'un point de vue strictement géologique, il existe pour le moment trop d'inconnus, par exemple la géométrie, la densité et la perméabilité des réseaux de fractures ou encore l'étendue et l'interconnectivité des zones dolomitisées, qui ont pour effet de limiter l'utilisation de ces analogues, pour faire des comparaisons ou des projections économiques ou techniques. Il faudra attendre de disposer de données sur les bassins québécois pour pouvoir procéder à des scénarios de production sur ces derniers.

Les connaissances scientifiques associées au potentiel en hydrocarbures du golfe du Saint-Laurent sont encore très préliminaires. La majeure partie des travaux d'exploration effectués à ce jour dans ce secteur a été faite dans les années 1960 et 1970. Il s'agit essentiellement de levés géophysiques qui ont mené au forage de quelques puits situés pour la plupart sur les îles de la Madeleine. Des travaux plus récents se sont concentrés sur le secteur de la structure géologique d'Old Harry. Celle-ci est essentiellement connue sur la base de levés géophysiques et par ses propriétés de surface, et elle n'a encore jamais fait l'objet de forages. Dans le cas d'Old Harry, le faible degré d'avancement du projet et l'absence de données de forage *in situ* portent à conclure que le projet n'est pas suffisamment avancé pour réaliser un scénario de production pour cette structure. L'étude GTEC08 comporte toutefois une modélisation des propriétés géophysiques du

golfe du Saint-Laurent. D'ailleurs, on y recense divers types d'environnements géologiques pouvant receler des hydrocarbures, dont de nombreux dômes de sel et des pièges structuraux de nature diverse.

Les analogues sont le résultat d'une démarche de mise en contexte géologique pour trouver des bassins géologiques comparables à ceux que nous observons en Gaspésie, dans le Bas-Saint-Laurent et dans le golfe du Saint-Laurent. La description des bassins québécois et des analogues proposés dans le présent document est sommaire; le lecteur qui souhaite en explorer plus à fond les particularités pourra se référer au rapport de l'étude GTEC01 Établissement des bassins géologiques analogues aux structures géologiques en Gaspésie, dans le Bas-Saint-Laurent et dans le golfe du Saint-Laurent.

Figure 24: Emplacement des analogues géologiques
Pour la Gaspésie, le Bas-Saint-Laurent et le golfe du Saint-Laurent



Source : Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, septembre 2015

Prochaines étapes

Bien qu'aucun scénario de développement n'ait été élaboré pour d'autres bassins qu'Anticosti, l'idée d'en produire demeure pertinente.

Ainsi, des scénarios de production pourront être réalisés par le gouvernement au fur et à mesure de l'acquisition de connaissances.

Les scénarios de développement constituent une approche souvent utilisée par les gouvernements pour mieux prévoir, estimer et réglementer le développement éventuel de la filière des hydrocarbures.

L'élaboration de scénarios a permis au gouvernement de développer son expertise et d'acquérir une meilleure connaissance de l'industrie des hydrocarbures et de son développement. Les scénarios devraient permettre au gouvernement et à la population d'anticiper ce à quoi pourrait ressembler le développement de l'industrie des hydrocarbures sur son territoire.

Les scénarios de la présente EES ont permis d'estimer qu'une production commerciale d'hydrocarbures sur l'île d'Anticosti pourrait être économiquement rentable. Son développement générerait des revenus considérables pour les promoteurs et pour le gouvernement sur une période de 75 ans. Puisqu'il y a peu d'information disponible à ce jour, les revenus réels pourraient être inférieurs ou supérieurs aux estimations à la lumière des nouvelles connaissances acquises et de l'évolution du marché, s'il y avait un développement commercial.

En plus de revenus fiscaux importants, une éventuelle exploitation des hydrocarbures à Anticosti entraînerait des retombées économiques considérables au Québec en termes d'emplois, d'apport au PIB et d'effets positifs sur la balance commerciale. Une éventuelle production commerciale d'hydrocarbures sur l'île d'Anticosti pourrait notamment entraîner la création ou le maintien d'emplois directs et indirects bien rémunérés ainsi que des bénéfices pour les promoteurs et leurs fournisseurs de biens et de services.

Les scénarios élaborés par le gouvernement doivent être considérés comme des outils de travail destinés à mieux connaître les impacts d'un éventuel développement des hydrocarbures dans certains bassins géologiques du Québec.

La prochaine étape de l'amélioration des scénarios de développement pourrait consister à remplacer graduellement les hypothèses par des données réelles obtenues lors d'autres travaux d'exploration et d'acquisition de connaissances géoscientifiques.

Outre le cas de l'île d'Anticosti, pour lequel des scénarios de développement ont été élaborés et présentés dans ce document, d'autres bassins géologiques au Québec présentent un potentiel reconnu en matière d'hydrocarbures. Ces bassins, situés notamment dans le Bas-Saint-Laurent, en Gaspésie et dans le golfe du Saint-Laurent, n'ont pas fait l'objet de scénarios, notamment puisque les connaissances et les méthodes de productions envisagées ne sont pas encore assez avancées à l'heure actuelle pour émettre des hypothèses plausibles. Le gouvernement pourrait poursuivre les travaux afin de réaliser de tels scénarios à mesure que de nouvelles connaissances seront acquises.

5.3 Développement de l'économie et des compétences en matière d'hydrocarbures

Marché potentiel

Les Québécois consomment des hydrocarbures quotidiennement. Ces hydrocarbures sont principalement utilisés comme carburant dans les différents moyens de transport alors qu'une partie sert à la production de biens de toutes sortes.

À l'heure actuelle, la totalité des hydrocarbures consommés est importée, le Québec n'ayant aucune production commerciale de pétrole ou de gaz.

Une production d'hydrocarbures au Québec pourrait remplacer les importations. Dans une perspective où il est préférable de minimiser les distances associées au transport des hydrocarbures, cette production permettrait que la ressource soit consommée sur les marchés locaux, seul l'excédent étant exporté, le cas échéant.

Cette section présente l'état de situation et les possibilités quant aux marchés potentiels pour une éventuelle ressource produite au Québec.

La consommation au Québec, actuelle et future

Le gaz naturel :

La demande de gaz naturel a atteint 5,98 milliards de mètres cubes en 2014 au Québec, avec une pointe estimée à environ 36 millions de mètres cubes par jour pendant la saison hivernale (Statistique Canada). Pour répondre à cette demande, les livraisons passent principalement par deux distributeurs : Gaz Métro et Gazifère.

Le distributeur Gazifère sert 40 000 clients et exploite 886 km de conduites dans la région de l'Outaouais, tandis que Gaz Métro approvisionne plus de 195 000 clients avec un réseau de plus de 10 000 km de conduites²⁹.

Selon un avis de la Régie de l'énergie (R-3900-2014), d'ici 2030, la demande en gaz naturel au Québec devrait augmenter en moyenne de 2 % par année. Ce gaz devrait provenir de l'extérieur du territoire pour être importé par le réseau principal de TransCanada PipeLines (TCPL).

Les liquides de gaz naturel (LGN) :

En 2013, la demande québécoise de liquides de gaz naturel (LGN) a atteint 707 millions de litres, dont plus de 90 % étaient du propane (Statistique Canada). À un prix de détail illustratif de 0,80 \$/litre en 2013, les LGN représentent un marché d'environ 560 millions de dollars au Québec.

²⁹ GAZ MÉTRO, Gaz Métro en bref (2015).

Le propane est avant tout utilisé comme combustible industriel (36 %), dans les commerces et les institutions (32 %) et en agriculture (21 %). Une faible part est aussi utilisée dans le secteur résidentiel (7 %) et dans les transports (3 %).

La production de propane du Québec provient des deux raffineries situées l'une à Montréal, l'autre à Lévis et elle est acheminée aux consommateurs québécois par l'intermédiaire d'une vingtaine de distributeurs. Ceux-ci achètent le propane des deux raffineries ou l'importent. Une partie du propane produit et importé est par la suite exporté en dehors de la province.

Autour de ces distributeurs gravitent des entreprises de services liées à l'industrie du propane : échange de bouteilles, installation et entretien d'appareils, livraison de propane, remplissage de bouteilles, vente d'appareils, etc. L'Association québécoise du propane regroupe 109 entreprises membres qui approvisionnent tout le Québec (AQP, 2015).

Le pétrole :

Jusqu'en 2013, près de la moitié de l'approvisionnement du Québec en pétrole brut était importé d'Afrique (Algérie, Angola et Nigéria) tandis que le reste provenait essentiellement des producteurs de la mer du Nord, des États-Unis et du Mexique. Cet approvisionnement était complété par de plus petits fournisseurs, notamment de l'Ouest et de l'Est canadien, lesquels fournissaient environ 5 % du pétrole raffiné au Québec.

Depuis 2013, les importateurs tentent de profiter de l'écart persistant entre le prix du baril de pétrole de l'Alberta, indexé sur le West Texas Intermediate (WTI), et celui du Brent de la mer du Nord, la référence pour les achats de pétrole brut à l'étranger. C'est ainsi qu'en 2014 les États-Unis ont délogé l'Algérie comme principale source d'importation de pétrole brut au Québec. Cela est attribuable à la disponibilité croissante du pétrole issu de la production du Dakota du Nord, du Texas, du Nouveau-Mexique et du Colorado. Les importations en provenance des États-Unis ont considérablement augmenté au cours des deux dernières années, représentant désormais plus de la moitié de toutes les importations de pétrole brut au Canada.

La gamme de produits pétroliers raffinés (PPR) vendue au Québec va de l'essence au coke de pétrole, en passant par des intrants pour la pétrochimie, le carburant pour les avions et l'asphalte. Une grande partie des ventes de PPR se fait dans les quelque 3 000 stations-service du Québec (Régie de l'énergie, 2015). Ces ventes représentent surtout de l'essence et du diesel, pour un total de 8,55 milliards de litres de carburant vendus au détail en 2013. Ces deux produits constituent environ 60 % du volume total des PPR vendus au Québec (Statistique Canada). En 2014, un volume total de 20,79 milliards de litres de PPR a été vendu au Québec, soit l'équivalent de 130 millions de barils de pétrole ou de 358 000 barils par jour.

Les deux principaux acteurs québécois dans le raffinage et la distribution de PPR sont Valero et Suncor, dont les installations de raffinage sont situées respectivement à Lévis et à Montréal. Des courtiers de PPR répondent également aux besoins de certains clients industriels. Enfin, des distributeurs possédant des réseaux de stations-service, ou alimentant ces réseaux, sont également présents.

Le Québec est producteur de certains produits transformés du pétrole en plus grande quantité qu'il en consomme alors qu'à l'inverse il doit importer certains produits transformés qu'il produit en quantité insuffisante pour répondre à ses besoins.

Tableau 43 : Les raffineries du Québec

	Valéro	Suncor
Emplacement	Lévis	Montréal
Capacité (barils par jour)	265 000	137 000
Densité des pétroles bruts acceptables	23-46° API	21-40° API

Source : HEC Montréal, 2015

Le potentiel pour la ressource : marché interne québécois

Le gaz naturel :

Il existe deux grands types de contrats de transport et d'approvisionnement en gaz naturel : les contrats garantis, souvent négociés à plus long terme, et les « outils d'approvisionnement pour répondre aux périodes de pointe pendant l'hiver » qui sont ajustés sur une base annuelle.

Depuis décembre 2014, Gaz Métro s'est engagé par contrats garantis à s'approvisionner auprès de TransCanada Pipelines (TCPL) pour 90 % de ses besoins jusqu'en 2030.³⁰

Les approvisionnements en gaz naturel du Québec proviennent principalement du carrefour de Dawn situé dans le sud de l'Ontario. L'approvisionnement en provenance de ce marché s'est accru au cours des dernières années.

L'avantage de Dawn est qu'il est susceptible d'attirer des producteurs, intermédiaires et négociants en gaz naturel provenant autant de l'ouest, du Midwest et du sud des États-Unis que des formations de Shale de l'Utica et de Marcellus. La polyvalence du marché de Dawn lui permet de s'approcher des prix continentaux, actuellement très bas.

Les débouchés potentiels à court terme pour une distribution locale de gaz naturel qui serait produit au Québec sont limités, en raison de la présence de contrats de plusieurs années de Gaz Métro avec TCPL et de l'importance du marché de Dawn comme source d'approvisionnement. Néanmoins, de façon graduelle et à plus long terme, les contrats d'approvisionnement actuels viendront à échéance. Ainsi, on estime que le marché pourrait s'adapter à une production québécoise.

³⁰ Selon la dernière entente négociée et approuvée par l'Office national de l'énergie (ONE) en décembre 2014 (ONE, 2014, Motifs de la décision RH-001-2014).

Les liquides de gaz naturel

Puisque le propane est surtout issu du processus de raffinage du pétrole, son marché (prix et contrats d'approvisionnement) est lié à ce dernier. Les contrats d'approvisionnement se font au prix courant et peuvent fluctuer de semaine en semaine.

Le pétrole

Les capacités de production des deux raffineries québécoises représentent environ l'équivalent des quantités de pétrole consommées quotidiennement par les Québécois. De façon générale, les raffineries achètent les pétroles bruts les moins chers qui correspondent aux caractéristiques de leurs installations. Ainsi, la raffinerie de Valero à Lévis n'est pas en mesure de raffiner des pétroles plus lourds (moins de 23° API³¹). Quant à la raffinerie de Suncor, si elle est configurée pour raffiner des pétroles lourds, ce qui lui permet notamment de produire de l'asphalte, elle ne pourrait pas raffiner du bitume issu des sables bitumineux de l'Alberta, qui a un degré API de 10 ou moins.

Les contrats d'approvisionnement des raffineries sont généralement des contrats à court terme et les sources d'approvisionnement peuvent changer très rapidement. C'est ainsi que les importations de pétrole du Québec ont évolué rapidement au cours des dernières années comme on vient de le voir.

Enfin, il existe une marge de manœuvre auprès des raffineries québécoises pour s'approvisionner à partir d'une éventuelle production locale de pétrole. Les contrats d'approvisionnement des raffineries étant essentiellement guidés par le prix d'achat de la ressource, soit le pétrole brut, un approvisionnement local par les raffineries du Québec est plausible dans la mesure où les prix seraient les mêmes que ceux qui ont cours sur les marchés internationaux et où les coûts de transport de la ressource seraient avantageux. Une ressource produite localement pourrait ainsi présenter certains avantages sur le plan des coûts de transport en raison des distances plus courtes.

Il importe de souligner que la plupart des projets d'hydrocarbures au Québec sont d'une ampleur relativement modeste par rapport aux achats québécois. En effet, leur éventuelle mise en production ne représenterait qu'une fraction des capacités de raffinage des deux raffineries du Québec.

Soulignons qu'une importante réduction de la consommation d'hydrocarbures serait nécessaire pour atteindre les objectifs du Québec en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050. Néanmoins, en s'appuyant sur la trajectoire de réduction des gaz à effet de serre que devrait suivre le Québec, on estime qu'une consommation résiduelle se maintiendrait entre 140 000 et 250 000 barils par jour en 2030. Outre la consommation d'hydrocarbures comme combustible, d'autres usages du pétrole et du gaz naturel doivent néanmoins être pris en compte en matière de réduction des émissions de GES dont l'agriculture et les déchets.

³¹ La densité API permet d'exprimer la densité du pétrole brut. Plus un pétrole brut est léger, plus sa densité est faible et plus sa densité API est élevée.

Le potentiel pour la ressource : marché d'exportation hors Québec

Le gaz naturel (à l'état gazeux)

Le potentiel d'exportation du gaz naturel, à l'état gazeux et donc non liquéfié, se limite à l'échelle continentale.

Malgré une hausse récente de la consommation de gaz naturel en Amérique du Nord, qui s'explique principalement par la fermeture de centrales au charbon et la construction de centrales au gaz naturel, l'augmentation de l'offre en Amérique du Nord a dépassé celle de la demande ces dernières années.

Le développement continu de nouveaux sites de gaz de schiste aux États-Unis fait en sorte que la concurrence demeurera forte pour accéder aux marchés continentaux externes au cours des prochaines années. Toutefois, selon les variables techniques, les quantités, les prix et les coûts, il demeure possible de proposer de nouvelles sources d'approvisionnement sur le marché continental.

Le potentiel d'exportation d'une éventuelle ressource de gaz naturel produite au Québec dépend de plusieurs facteurs encore inconnus, ou imprévisibles, comme la capacité de transport et d'entreposage, le prix pour atteindre les marchés, le type de transaction ou la période de l'année.

L'équilibre entre l'offre et la demande de gaz naturel sur le marché continental change constamment, principalement en raison de la révolution que l'exploitation des gaz de schiste aux États-Unis a provoquée.

C'est essentiellement une question de coûts qui est au cœur du potentiel d'exportation continental de gaz naturel. Les infrastructures nécessaires au transport du gaz à grande échelle, généralement des gazoducs, coûtent cher à construire et l'accès aux infrastructures existantes est limité. Ce débouché pour la ressource demeure réaliste à long terme, mais ne serait pas sans contraintes importantes.

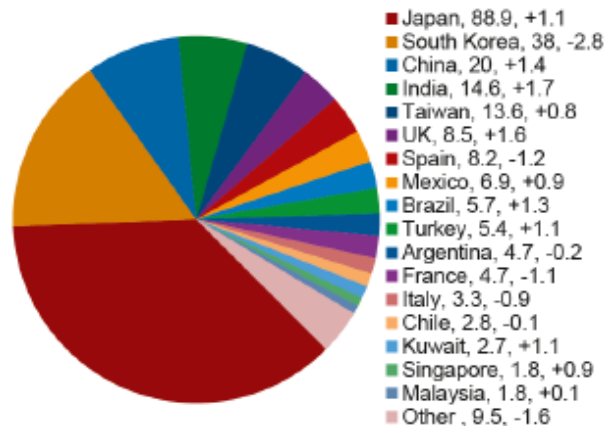
Le gaz naturel liquéfié

Contrairement au gaz naturel à l'état gazeux, le gaz naturel liquéfié (GNL) présente un potentiel d'exportation à l'international.

La dynamique est toutefois similaire à celle du gaz naturel à l'état gazeux : l'abondance nord-américaine actuelle rend les occasions d'affaires à l'étranger difficiles à exploiter. De multiples projets de liquéfaction sur la côte est et sur la côte ouest de l'Amérique du Nord sont actuellement en développement, dont certains sont très avancés. Le marché actuel et à venir est donc extrêmement compétitif, et il semble difficile pour les projets québécois de trop tabler sur ces marchés d'exportation.

La demande mondiale de GNL est historiquement dominée par le Japon et la Corée du Sud qui représentent plus de 50 % du marché. Par contre, la demande de la Chine, de l'Inde et de Taiwan est forte et en croissance.

Graphique 4 : Demande de gaz naturel liquéfié en 2014 en MTPA et croissance par rapport à 2013



MTPA : Millions de tonnes par année

Source : IGU World LNG Report, juin 2015

Le pétrole

Il y a aujourd'hui abondance de pétrole sur les marchés internationaux. Le prix, mais aussi le degré API (qui détermine les raffineries qui peuvent le traiter, selon leur configuration), rendra ou non le pétrole québécois attrayant pour les marchés mondiaux. Les nombreuses raffineries du golfe du Mexique étant configurées pour traiter du pétrole lourd, le pétrole léger qui serait exporté du Québec ne pourrait vraisemblablement pas être vendu sur ce marché. Outre l'exportation de pétrole brut, il est aussi possible de faire la transformation du pétrole au Québec pour ensuite exporter les produits, lesquels auraient des débouchés différents de ceux du pétrole brut.

Soulignons que, si le Québec devenait producteur de pétrole et que sa production était vendue sur les marchés mondiaux, la production du Québec représenterait une infime fraction de la production internationale. Le pétrole étant négocié sur les marchés mondiaux et les prix étant comparables partout dans le monde, le pétrole produit au Québec et vendu au prix des marchés mondiaux trouverait nécessairement preneur.

Le potentiel pour la ressource : les spécificités du projet Anticosti

À l'heure actuelle, seule la raffinerie de Valero située à Lévis serait en mesure de raffiner le pétrole léger du type de celui qui serait vraisemblablement extrait à Anticosti (API de 45).

Selon l'analyse de HEC Montréal, le gaz naturel qui pourrait être produit à Anticosti présente théoriquement quatre options différentes sur le plan des marchés potentiels. Ces options pourront se préciser au fil de l'avancement du projet, notamment en fonction des coûts, des ententes de distribution, de l'évolution des infrastructures et de leur accès.

Pour des raisons économiques et de marché, plus le point de vente est rapproché, plus il est probable que le moyen de transport soit une canalisation. À l'inverse, plus le point de vente

est éloigné, plus il est probable que le transport se fasse par navire, par train ou par camion, une fois le gaz liquéfié.

Option 1 : La Côte-Nord

- La région administrative de la Côte-Nord présente une demande potentielle de 25 à 50 Gpi³/an en gaz naturel lorsqu'on prend en compte les projets annoncés dans le cadre du Plan Nord. Cette option est intéressante, puisque la Côte-Nord est située relativement près d'Anticosti et qu'on y trouve plusieurs projets industriels, actuels ou potentiels, qui pourraient bénéficier d'un accès direct à une source de gaz naturel. Cette option implique toutefois que plusieurs projets miniers majeurs voient le jour d'ici les prochaines années.

Option 2 : Le réseau de distribution du Québec

La deuxième option consiste à rejoindre le réseau de distribution de gaz naturel du Québec de Gaz Métro ou de Gazoduc TQM.

Dans le premier cas, l'objectif serait de rejoindre le réseau de Gaz Métro à Saguenay. Ainsi, il serait possible d'alimenter le projet de GNL Québec Inc., Énergie Saguenay. D'autres projets dans cette région sont également à l'étude, comme le projet de Sysgaz, et les entreprises qui les développent pourraient devenir des clients à considérer.

Dans le second cas, l'objectif serait d'atteindre un point sur le réseau de Gazoduc TQM. Pour rejoindre Lévis par exemple, la distance serait d'environ 900 km à partir de l'île d'Anticosti, ce qui pourrait nécessiter le transport de la ressource à l'état liquéfié, plutôt que gazeux. Cette option a l'avantage d'intégrer la ressource dans le réseau de distribution qui alimente le Québec, mais qui est aussi intégré au réseau nord-américain.

Option 3 : Le marché des provinces maritimes

Les provinces maritimes ont l'avantage de la proximité, présentant un débouché potentiel, notamment dans la région de Moncton au Nouveau-Brunswick, à environ 400 km d'Anticosti.

Bien que le marché potentiel dans son ensemble y soit plutôt restreint, l'un des attraits majeurs du marché des provinces maritimes serait de profiter des infrastructures de la société Canaport, située à Saint John au Nouveau-Brunswick, qui envisage de convertir son site actuel de regazéification en site de liquéfaction destiné à l'exportation.

Option 4 : Le marché international

La dernière option est celle du marché international. Pour ce faire, le gaz naturel d'Anticosti devrait nécessairement être liquéfié. La liquéfaction pourrait se faire sur l'île ou à proximité, à partir d'infrastructures qui devraient alors être aménagées.

Les plus grands marchés cibles sont situés en Asie. L'instabilité européenne, avec la crise du gaz en provenance de Russie, a aussi récemment créé des occasions d'affaires. Néanmoins, comme il en a été question précédemment, la concurrence pour l'accès à ces marchés risque de s'accroître au cours des prochaines années.

Le Québec importe actuellement la totalité de sa consommation d'hydrocarbures. Une production locale d'hydrocarbures pourrait se substituer aux importations. Toutefois, le marché est complexe. Le marché du gaz naturel est actuellement de nature continentale alors que celui du pétrole est international. En outre, le Québec transforme certains produits du pétrole en plus grande quantité qu'il en consomme alors qu'il doit, à l'inverse, en importer certains qu'il produit en quantité insuffisante pour répondre à ses besoins.

Cette dynamique fait en sorte que, même si le Québec devenait producteur de pétrole, il continuera probablement à importer et à exporter des hydrocarbures et des produits transformés.

Les principales prévisions de la demande en hydrocarbures indiquent qu'il y aurait des débouchés intéressants pour la ressource à la fois à l'échelle locale, continentale et internationale. Dans tous les cas cependant, les promoteurs de projets d'hydrocarbures du Québec devraient faire face à la concurrence des entreprises déjà présentes sur le marché. Les entreprises québécoises pourraient trouver leur place sur le marché local en offrant des prix plus avantageux que ceux de leurs concurrents, ce qui devient possible grâce aux économies sur le transport de la ressource, en raison de la proximité de celle-ci avec les consommateurs. Il ressort de tout ceci qu'il existe généralement un marché pour les projets, mais que l'enjeu principal porte sur les coûts, incluant le développement, la production et le transport.

Soulignons que, dans un contexte où des contraintes sur les émissions de gaz à effet de serre seraient adoptées par la communauté internationale pour tenter de limiter le réchauffement planétaire à 2 °C d'ici 2100, le marché mondial du pétrole devrait être réduit. Et bien que la demande en gaz naturel pourrait continuer de croître à l'échelle internationale, elle devrait décroître en Amérique du Nord. Cette décroissance du marché mondial des hydrocarbures poserait alors des défis de rentabilité à une industrie québécoise contrainte de faire face à de nombreux producteurs mieux établis, bénéficiant de coûts de production possiblement inférieurs.

Les travaux effectués dans le cadre des EES n'ont pas permis d'étudier en détail quels seraient les débouchés les plus avantageux pour le Québec.

Afin de poursuivre l'acquisition de connaissances, il serait pertinent de documenter les actions concrètes qui pourraient favoriser certains débouchés, que ce soit sur le plan de la distribution d'hydrocarbures au Québec ou sur celui de leur transformation, et ce, dans l'intérêt des consommateurs québécois et des fournisseurs.

Potentiel de développement

La filière des hydrocarbures comprend les activités d'exploration, d'extraction, de transformation et de transport. Outre ces activités, d'autres industries sont présentes en amont et en aval de cette filière, c'est-à-dire les divers fournisseurs de biens et de services qui rendent les activités de la filière possibles.

Expertise des fournisseurs

Globalement, le Canada est un important producteur d'hydrocarbures. Les activités d'extraction sont concentrées dans certaines provinces de l'Ouest où se trouvent environ 80 % des emplois consacrés à cette industrie. Le reste des activités est situé dans les provinces maritimes.

Jusqu'à maintenant, il y a peu d'entreprises québécoises dans la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières canadiennes. Cette situation serait directement liée au fait qu'il existe peu d'activités du genre sur le territoire québécois.

La littérature montre que c'est très largement dans les provinces où les activités de production pétrolière et gazière ont lieu que les retombées de ces activités sont les plus importantes (emplois/fournisseurs), et ce, aussi bien dans l'ouest du pays (Alberta, Saskatchewan, Colombie-Britannique) que dans l'est (Terre-Neuve-et-Labrador).

Selon une étude menée par KPMG-SECOR³² en 2012, environ 2,1 % des impacts économiques directs et indirects résultant de la production pétrolière de l'Ouest canadien avaient été enregistrés au Québec. En outre, la presque totalité des emplois associés à ce pourcentage correspondait à l'importance relative des différents secteurs d'activité déjà présents dans l'économie québécoise. D'autres études montrent des résultats similaires, tant dans l'ouest que dans l'est du Canada.

Il existe néanmoins un certain nombre d'entreprises québécoises, essentiellement à l'extérieur du Québec, qui ont su développer une expertise dans le secteur des hydrocarbures. Ces entreprises offrent souvent des services ou des produits de niche, notamment dans le domaine de l'instrumentation, de l'outillage et des services spécialisés, comme le génie-conseil.

Par ailleurs, bien que de nombreuses entreprises québécoises ne soient pas prêtes à répondre aux besoins d'une industrie locale des hydrocarbures actuellement, plusieurs ont du potentiel et un intérêt pour cette filière. Ces entreprises doivent être en mesure de voir venir les occasions d'affaires pour pouvoir en profiter pleinement.

³² KPMG-SECOR, pour la Fédération des chambres de commerce du Québec (FCCCQ), novembre 2013, *Retombées économiques de l'industrie pétrolière de l'Ouest canadien*

Potentiel de la main-d'œuvre

De façon générale, il existe au Québec une certaine disponibilité de la main-d'œuvre qui permettrait de répondre adéquatement à l'émergence d'une nouvelle industrie. Toutefois, le fait que des travailleurs locaux soient disponibles n'est pas suffisant pour répondre aux besoins de l'industrie des hydrocarbures. Ces travailleurs devront posséder les habiletés et les compétences requises par l'industrie. L'émergence de cette industrie au Québec pourrait ainsi créer une pression sur les emplois spécialisés.

Le principal défi pour pourvoir adéquatement les éventuels besoins de main-d'œuvre de l'industrie repose sur la formation.

En effet, dans l'industrie pétrolière et gazière les emplois requièrent des niveaux de formation très différents, qui vont de la formation minimale des travailleurs manuels jusqu'à la formation de haut niveau de spécialistes scientifiques et d'experts en technologies. D'après son degré de complexité, cette formation pourra être acquise dans les universités, les collèges et les écoles de formation professionnelle, ou encore directement dans les entreprises qui possèdent souvent leurs propres programmes de formation.

Au Québec, il n'y a pas de programme universitaire pour former des spécialistes destinés à travailler dans l'industrie des hydrocarbures.

Néanmoins, les universités québécoises offrent plusieurs programmes en géologie, en génie géologique et en sciences de la terre dont certains enseignements de base s'appliquent aussi bien à l'exploration minérale qu'à la recherche et à la production d'hydrocarbures.

À l'heure actuelle, ces diplômés doivent poursuivre leur formation dans d'autres universités canadiennes pour se spécialiser dans le domaine pétrolier et gazier. Si le besoin d'expertise se développe rapidement au Québec, il serait possible de voir apparaître assez rapidement un noyau suffisant de spécialistes capables de répondre aux besoins de l'industrie.

Au niveau collégial, compte tenu de l'importance historique du secteur des mines au Québec, plusieurs programmes sont fortement orientés vers les besoins de l'industrie minière. Une part importante des habiletés et des connaissances de base qu'on y enseigne sont applicables au secteur des hydrocarbures.

Si le besoin se manifestait, il apparaît possible d'ajouter des éléments de formation à ces programmes pour qu'ils répondent aux besoins de l'industrie des hydrocarbures. Les enseignants responsables de ces programmes possèdent déjà une formation en géologie et en géotechnique et pourraient également acquérir les notions complémentaires en relation plus directe avec les hydrocarbures.

Au chapitre de la formation professionnelle, plusieurs établissements offrent déjà des formations pouvant conduire les étudiants vers des métiers de base dans l'industrie

pétrolière et gazière. Cet apprentissage peut être complété par une formation spécialisée au sein de l'entreprise.

Le Québec possède une structure industrielle complexe, une main-d'œuvre qualifiée, un réseau entrepreneurial créatif et des centres de formation de pointe. À partir de l'expertise acquise notamment dans le secteur minier, la production d'hydrocarbures pourrait vraisemblablement donner rapidement naissance à une structure industrielle complète alimentée par des fournisseurs de biens et de services. En outre, le bassin de main-d'œuvre serait suffisant pour répondre à la demande.

Plusieurs programmes de formation pourraient répondre immédiatement aux besoins « de base » de l'industrie alors que d'autres, particulièrement ceux de niveau universitaire, nécessiteraient des mises à jour pour répondre adéquatement aux besoins de l'industrie.

Jusqu'à maintenant, les entreprises québécoises ont été relativement absentes des activités de mise en valeur des ressources pétrolières et gazières canadiennes. Cette situation serait directement liée au fait qu'il n'existe aucune activité du genre sur le territoire québécois. En effet, diverses analyses montrent que les retombées des activités économiques liées à l'extraction des hydrocarbures profitent en grande partie aux provinces où ces ressources sont extraites.

Il semble donc raisonnable de croire qu'une éventuelle exploitation des hydrocarbures au Québec bénéficierait aux fournisseurs de biens et de services du Québec, en plus de profiter aux travailleurs québécois qui seraient appelés à pourvoir les postes au sein de l'industrie.

En s'appuyant sur les établissements de formation existants et en ajustant les programmes pédagogiques pour mieux répondre aux besoins de l'industrie des hydrocarbures, il apparaît possible de former rapidement les effectifs nécessaires. De la même façon, il serait possible aux fournisseurs québécois de s'adapter pour répondre aux besoins de l'industrie des hydrocarbures.

L'industrie pourrait ainsi s'appuyer sur une main-d'œuvre locale ayant déjà les compétences nécessaires ou la possibilité de recevoir une formation assez rapidement. Il faudrait, pour ce faire, préparer les entreprises et les travailleurs à répondre aux demandes d'une nouvelle industrie. Il importe également de s'assurer que les ressources entrepreneuriales actuellement disponibles puissent bénéficier d'une préparation adéquate en vue de saisir rapidement ces occasions d'affaires potentielles.

Les éléments qui précèdent laissent présager qu'il existe au Québec une main-d'œuvre et des fournisseurs susceptibles de s'engager rapidement dans la filière des hydrocarbures advenant son développement.

Afin de maximiser l'impact sur les emplois, le gouvernement du Québec devrait s'assurer de mieux documenter les actions à mettre en place pour répondre adéquatement aux besoins de formation. Il importe également de s'assurer que les ressources

entrepreneuriales actuellement disponibles puissent bénéficier d'une préparation adéquate pour être en mesure de saisir rapidement ces futures occasions d'affaires.

Besoins potentiels en matière de main-d'œuvre

Contexte

Afin d'évaluer les besoins de main-d'œuvre liés au développement d'une éventuelle industrie d'exploitation des hydrocarbures au Québec, un contrat a été octroyé à la firme KPMG pour développer une approche et un modèle économique dans le cadre des EES.

Plusieurs sources et références de projets similaires ont été utilisées pour extrapoler le portrait de la main-d'œuvre pour les activités de forage (préparation du terrain, forage, gestion des déchets, etc.), d'exploitation des puits (maintenance, essais, etc.) et de restauration des puits (cimentation, mise en valeur du site, etc.).

Toutefois, l'étude ne considère pas les emplois associés aux activités de traitement du gaz naturel et au transport du gaz et du pétrole à partir des plates-formes de forage vers des usines de traitement ou de liquéfaction ou des navires-usines. De plus, l'étude n'inclut pas la main-d'œuvre pour la mise en place des infrastructures routières, la mise à niveau d'aéroports et la construction de modules d'habitation.

- Bien que non chiffrés, ces emplois créés principalement lors de l'étape de l'aménagement des infrastructures seraient nombreux.
- Dans le cas de l'île d'Anticosti, à propos de laquelle les détails sont présentés dans cette section, ce serait plusieurs centaines d'emplois directs et indirects qui seraient créés.

Activités associées aux besoins de main-d'œuvre d'une industrie des hydrocarbures

- Les activités de forage et de stimulation du puits comprennent les phases allant de la préparation du terrain jusqu'à sa mise en activité. Elle inclut, par exemple, la mobilisation des équipements, le forage et la cimentation du puits.

Cette étape est celle qui requiert la main-d'œuvre la plus abondante, mais aussi une des plus temporaires puisque une fois la complétion des puits achevée, les besoins à ce chapitre diminuent.

- Les activités de production font référence aux emplois liés à la maintenance et à la réparation du puits tout au long de sa production.

Ces emplois reviennent année après année, tant et aussi longtemps que le puits est actif.

- Enfin, tout comme les activités de forage, la phase de restauration fait appel à une main-d'œuvre temporaire qui ne sera sur le site que pour la durée des travaux, lesquels impliquent le colmatage du puits et les activités de restauration du site.
- On constate que les salaires moyens de cette industrie sont, de façon générale, sensiblement plus élevés que ceux d'autres industries, les salaires des principales professions dépassant souvent les 100 000 \$.

Coûts de forage

Les estimations portant sur les besoins de main-d'œuvre sont principalement basées sur les coûts de forage. Ils ont été modélisés à l'aide du modèle intersectoriel de l'Institut de la statistique du Québec³³. Le même coût de base a été utilisé pour faire les calculs de tous les bassins géologiques du Québec, puis il a été rajusté pour s'adapter à leurs particularités (celles de Gaspésie ou d'Anticosti par exemple). L'avancement des projets dans le golfe du Saint-Laurent étant très préliminaire, il n'apparaît pas opportun de présenter de structure de coûts ici.

Tableau 44 : Anticipation des coûts de développement d'un puits en Gaspésie et à Anticosti (en dollars de 2015)

Phase de développement	Gaspésie	Anticosti	% de fournisseurs du Québec*
Forage des puits	4 870 000 \$	5 189 000 \$	54 %
Fracturation hydraulique	Sans objet	3 471 000 \$	35 %
Total combiné	4 870 000 \$	8 659 000 \$	47 %

* Représente la portion des dépenses attribuées à des fournisseurs du Québec. Le reste des dépenses est attribué à des importations. Ces données sont basées sur la matrice entrées-sorties du modèle intersectoriel du Québec avec certaines adaptations pour le secteur des hydrocarbures.

Sources : Revue de littérature, données d'entreprises et entrevues avec des experts; analyse KPMG

Au total, on estime que les fournisseurs québécois pourraient obtenir une part représentant 54 % des dépenses de forage et 35 % de celles liées à l'étape de la fracturation hydraulique. Si on combine les dépenses liées au forage et à la fracturation, ce serait 47 % de la dépense qui reviendraient au Québec.

Ce chiffre est comparable aux importations moyennes du Québec dans l'industrie de la fabrication de machines, dont les achats à l'étranger totalisent environ 56 % des dépenses en biens et services, ou celle de la fabrication de produits chimiques (53 % d'importations).

Les postes où les fournisseurs québécois sont les plus présents sont les services liés à la préparation du site et à la construction, au transport des équipements, à la supervision des sites et à la gestion des déchets.

Enfin, en s'appuyant sur les coûts moyens de réparation et de maintenance pendant toute la durée de vie d'un puits, KPMG a estimé à 100 000 \$ les coûts de production moyens par année, lesquels surviennent de façon récurrente chaque année, une fois l'aménagement du puits terminé. Pour les coûts de restauration, incluant la fermeture du

³³ Voir l'étude GECN02 pour les détails sur la méthodologie.

puits (cimentation) et la restauration du terrain, les dépenses sont estimées à 180 000 \$ par puits et ne surviennent qu'après sa fermeture.

Estimation des besoins de main-d'œuvre à Anticosti

Selon le scénario de développement « Plus » de l'étude AECN01 présentée précédemment, un maximum de 6 800 puits pourrait être foré à Anticosti sur une période de 75 ans. Cela correspond à 143 puits forés par année, une fois le rythme de croisière atteint, pour arriver à un maximum d'environ 3 600 puits actifs simultanément au cours de l'année 29 du projet. À noter que les emplois associés au scénario « Moins » de même qu'au scénario « Optimisé » ne sont pas présentés ici. Le nombre d'emplois pour ces scénarios serait inférieur, et ce, de façon proportionnelle avec le nombre de puits.

On estime que le forage, l'exploitation et la restauration d'un seul puits à Anticosti se traduiraient par la création d'environ 23 emplois directs et indirects (en années-personnes).

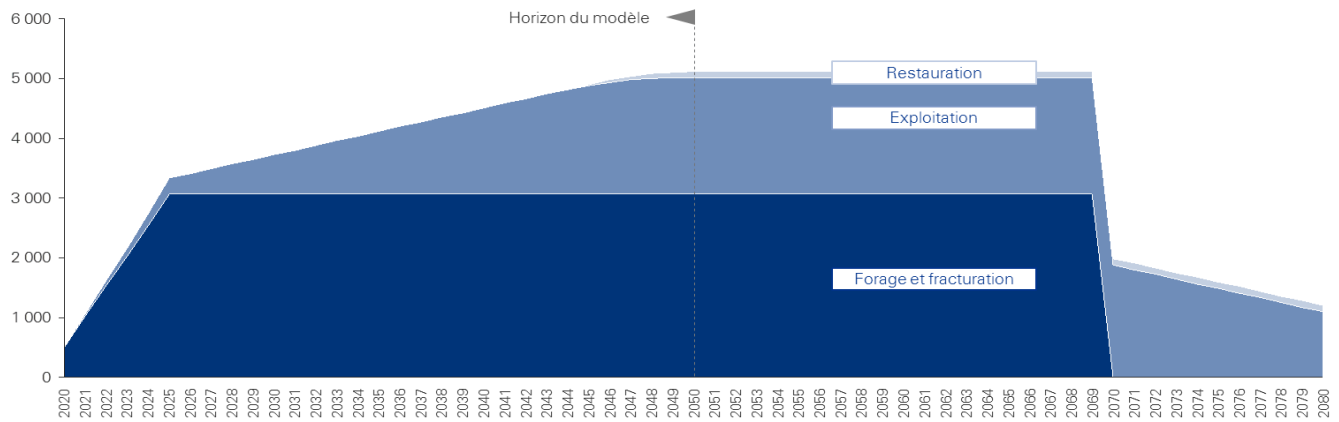
Tableau 45 : Emplois anticipés par puits à Anticosti (pour un puits type, en années-personnes)

Phase	Emploi direct	Emploi indirect	Total
Forage et fracturation	14,28	7,12	21,40
Exploitation	0,25	0,30	0,55
Restauration	0,46	0,31	0,77

Source : Résultats des simulations de l'ISQ; analyse KPMG

À leur sommet (années 29 à 49 du projet), les activités sur l'île d'Anticosti pourraient fournir annuellement un total d'environ 5 130 emplois (2 985 emplois directs et 2 145 emplois indirects), dont 3 060 seraient réservés aux activités de forage, 1 960 aux activités d'exploitation et 110 à la restauration des puits. Soulignons que ces emplois ne sont pas tous nécessairement situés sur le territoire de production.

Figure 25 : Évolution des emplois liés au déploiement sur l'île d'Anticosti (scénario « Plus ») 2020-2080, en années-personnes



Note : Le modèle d'estimation des professions s'étend sur l'horizon 2020-2050 seulement.

Source : KPMG, résultats de simulations faites à l'aide du modèle intersectoriel de l'Institut de la statistique du Québec en fonction du scénario de déploiement « Plus » rendu public par le gouvernement le 20 mai 2015. L'année 2020 a été utilisée à titre indicatif seulement.

Ces emplois sont répartis dans diverses catégories :

- Plus du quart des emplois (26 %) appartiennent au domaine des métiers, du transport, de la machinerie et à des domaines apparentés.
- Le secteur des affaires, de la finance et de l'administration, ainsi que les postes de gestion représentent environ 27 % des emplois directs et indirects de l'industrie.
- Les professions des sciences naturelles et appliquées représentent 16 % des emplois, lesquels sont occupés par des professionnels des sciences physiques, du génie civil, mécanique, électrique et chimique, de l'informatique, des techniques en génie, etc.
- Les professions dans la vente et les services occupent 12 % des emplois, les ressources naturelles, 9 %, la fabrication et les services d'utilité publique, 5 %, et les autres professions, 5 %.

Estimation des besoins de main-d'œuvre en Gaspésie

Toujours à partir du même modèle, les emplois ont été modélisés selon une éventuelle production commerciale en Gaspésie.

On estime que le forage, l'exploitation et la restauration d'un seul puits en Gaspésie se traduiraient par la création d'environ 15 emplois directs et indirects (en années-personnes). Ce nombre d'emplois est inférieur à ce qui est anticipé dans l'île d'Anticosti, essentiellement en raison de l'absence d'activités de fracturation hydraulique.

Tableau 46 : Emplois anticipés par puits en Gaspésie (pour un puits type, en années-personnes)

Phase	Emploi direct	Emploi indirect	Total
Forage	9,33	4,31	13,64
Exploitation	0,25	0,30	0,55
Restauration	0,46	0,31	0,77

Source : Résultats des simulations de l'ISQ; analyse KPMG

Les activités de mise en valeur des hydrocarbures génèrent de nombreux emplois qui offrent, la plupart du temps, une rémunération supérieure à celle de la moyenne des emplois, dépassant souvent 100 000 \$ par année. À l'instar du secteur minier, on constate qu'une part importante des emplois est créée lors des activités d'aménagement des infrastructures et que le nombre d'emplois créé est généralement lié directement à l'ampleur des investissements.

Réparties sur la durée de vie d'un puits, les activités de forage, d'exploitation et de restauration se traduiraient par la création de 23 emplois par année à Anticosti et de 15 en Gaspésie³⁴. Ce nombre d'emplois augmente ainsi linéairement en fonction du nombre de puits aménagés. En outre, d'autres emplois sont créés pour l'aménagement des infrastructures. Ce nombre d'emplois est toutefois fonction des dépenses afférentes, lesquelles peuvent varier de façon importante selon l'ampleur des infrastructures nécessaires qui diffèrent généralement d'un projet à l'autre.

Pour le projet Anticosti, le nombre d'emplois créés serait considérable, atteignant 5 100 emplois directs et indirects au plus fort de la production. Les emplois directs seraient sur l'île, avec service de navette aérienne, les emplois auprès des fournisseurs de biens et de services étant essentiellement des emplois indirects. Soulignons également que le développement de la filière des hydrocarbures au Québec pourrait avoir comme effet de rapatrier des Québécois qui travaillent actuellement dans cette industrie dans l'Ouest canadien.

On estime que le Québec possède un bassin de main-d'œuvre suffisant pour répondre à la demande, après une période d'adaptation de quelques années. Le défi de la formation des travailleurs, appelés à développer des compétences complémentaires associées à l'industrie des hydrocarbures, et celui de la création de nouveaux programmes pour les emplois plus spécialisés s'annoncent toutefois importants.

³⁴ Les calculs d'emplois sont fonction de la structure de coûts. Cette structure prévoit des coûts pour le forage d'un puits de 4,9 millions de dollars en Gaspésie et de 5,2 millions de dollars à Anticosti. En outre, pour Anticosti, des coûts additionnels de 3,5 millions de dollars sont inclus par puits pour les activités de fracturation. Voir l'étude GECN02 pour les détails.

5.4 Enjeux économiques

Régime de redevances et partage avec les communautés

Régime de redevances

À l'heure actuelle, les régimes de redevances pour les hydrocarbures sont inclus dans le Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains.

- Les redevances sur le pétrole varient entre 5,0 et 12,5 % de la valeur au puits, le pourcentage variant selon la production moyenne quotidienne d'un puits, pour un mois donné. Les redevances sur le gaz vont de 10,0 % à 12,5 % de la valeur au puits selon que la production quotidienne excède ou non un seuil fixé.

Dans le budget 2011-2012, le gouvernement du Québec avait annoncé son intention de modifier le régime de redevances pour le gaz de schiste, de façon à augmenter le captage de la rente, ce qui permet de maintenir un juste équilibre dans le partage des bénéfices associés à l'exploitation d'une ressource.

- À l'instar d'autres provinces canadiennes, comme l'Alberta et la Colombie-Britannique, le taux de redevances proposé varierait entre 5 et 35 % de la valeur au puits, en fonction de la productivité de celui-ci. Un taux plus élevé s'appliquerait ainsi aux puits plus productifs.
- Contrairement au régime actuel, cette façon de procéder a aussi l'avantage de s'adapter automatiquement au rendement des puits de gaz de schiste, dont la productivité décroît rapidement.

Lors du budget 2012-2013, le gouvernement avait annoncé un nouveau régime de redevances pour le pétrole en milieu terrestre.

- Ce régime proposait d'instaurer, comme en Alberta et en Saskatchewan, un taux de redevance variant entre 5 et 40 % selon la productivité du puits.

Le même budget énonçait également les principes d'un régime de redevances pour les hydrocarbures produits en milieu marin, mais ne donnait pas le détail de ses dispositions.

- Les régimes en milieu marin prévoient souvent des taux de redevances faibles au départ et plus élevés lorsque les coûts d'investissement admissibles ont été recouverts. C'est le cas notamment de Terre-Neuve-et-Labrador.

Les deux régimes de redevances proposés n'ont toutefois pas été adoptés par l'Assemblée nationale.

Dans le cadre des EES sur les hydrocarbures, le bilan des connaissances a permis de constater qu'il n'était pas nécessaire de lancer d'études complémentaires sur les régimes de redevances pour le Québec.

- Une expertise et des connaissances sur la fiscalité et les régimes de redevances associés à la mise en valeur du pétrole et du gaz naturel ont été acquises au sein du gouvernement au cours des dernières années, et ce, aussi bien pour les milieux marins que terrestres.
- Ces travaux ont ainsi permis de rendre publics deux projets de régimes de redevances, un pour le gaz de schiste lors du budget 2011-2012 et un pour le pétrole lors du budget 2012-2013.

Malgré leur publication, ces deux régimes n'ont pas été adoptés par l'Assemblée nationale. Les travaux des EES, notamment sur les scénarios de développement, sont donc basés sur le régime actuel de redevances.

Dans le contexte d'une production commerciale d'hydrocarbures, la question des régimes de redevances sera à considérer.

Les travaux des EES ont davantage porté sur la question du partage des bénéfices tirés de la mise en valeur des ressources de pétrole et de gaz, plutôt que sur les modalités des régimes de redevances.

Partage des revenus et des bénéfices associés à la mise en valeur des ressources de pétrole et de gaz

L'arrivée de tout projet industriel dans une communauté engendre inévitablement des impacts, qu'ils soient positifs ou négatifs. Différentes mesures d'atténuation doivent être mises en place. Ces mesures doivent permettre d'inclure la communauté dans le projet et de s'assurer de son assentiment. Le gouvernement souhaite trouver un juste équilibre dans le partage des revenus et des bénéfices entre ce qu'il perçoit (redevances) et ce que perçoivent les entreprises (profits) et les travailleurs (salaires), de façon à favoriser le bien-être collectif.

Il importe de rappeler que le présent chapitre du chantier Économie porte sur les aspects économiques du projet alors que le chapitre du chantier Société traite des aspects liés à l'acceptabilité sociale dans son ensemble. Ainsi, le lecteur peut se référer au chapitre 8 pour obtenir davantage d'information sur les enjeux sociétaux.

L'une des mesures d'atténuation parfois adoptée par les États consiste à partager les redevances et les revenus de la mise en valeur des ressources naturelles. C'est ainsi que la phase I des EES concluait qu'il était opportun d'approfondir ces connaissances lors de la

phase II des travaux, notamment en considérant les expériences qui sont faites ailleurs dans le monde et celles qui sont associées à d'autres ressources naturelles non renouvelables.

En 2014, le gouvernement s'est engagé à partager les revenus provenant de l'exploitation des ressources minières, pétrolières et gazières avec les communautés autochtones et avec le milieu municipal.³⁵

C'est ainsi que, parallèlement aux travaux des EES, le gouvernement s'est penché sur le partage des bénéfices de la mise en valeur des ressources naturelles.

Renouvellement du pacte fiscal avec les municipalités

Un comité interministériel, chapeauté par le ministère des Affaires municipales et de l'Occupation du territoire (MAMOT), a été créé pour étudier le partage des redevances avec les municipalités. Les travaux du comité ont conclu que le programme intitulé « Subventions tenant lieu d'un accès aux redevances sur les ressources naturelles » sera bonifié lors du renouvellement du pacte fiscal avec les municipalités.

Le pacte fiscal a été renouvelé le 29 septembre 2015. Le volet redevances du pacte octroie aux municipalités une somme totale de 100 millions de dollars sur quatre ans, à raison de 25 millions de dollars par an.

L'approche retenue comporte deux volets :

- Le premier volet consiste à s'assurer, dans un souci d'acceptabilité sociale, que les municipalités puissent bénéficier dans une plus large mesure des retombées positives des nouveaux projets qu'elles accueillent sur leur territoire. Il aidera les communautés à faire face aux défis de la croissance économique et démographique liés aux nouveaux projets d'exploitation des ressources naturelles afin qu'elles soient mieux préparées pour répondre aux besoins créés par ces projets. Une enveloppe maximale de 10 millions de dollars par année sera consacrée à ce volet.
- Le second volet est une version bonifiée de la mesure existante. La répartition des sommes tient compte du niveau d'activités dans les divers domaines de l'exploitation des ressources naturelles (incluant les activités qui, comme l'exploration, n'entraînent pas de redevances) et comprend un calcul de péréquation permettant à l'ensemble des régions de bénéficier d'une partie des sommes redistribuées. Les instances visées sont les MRC et les municipalités hors MRC qui exercent les compétences de MRC, excluant les villes et les agglomérations de 100 000 habitants et plus. L'enveloppe annuelle correspondra

³⁵ Annonce faite par le premier ministre lors du congrès 2014 de la Fédération québécoise des municipalités : <http://www.lapresse.ca/actualites/politique/politique-quebecoise/201409/25/01-4803592-couillard-sengage-a-partager-les-redevances-avec-les-municipalites.php>

à la différence entre l'enveloppe totale de 25 millions de dollars et les montants alloués dans le cadre du premier volet.

Communautés autochtones

Des travaux préliminaires, sous la responsabilité du Secrétariat aux affaires autochtones (SAA), ont été entrepris et des orientations seront dégagées à la suite de discussions à tenir avec les représentants des Autochtones. Ces travaux impliquent d'élaborer un nouveau modèle de partage puisqu'il s'agit d'une nouvelle initiative pour le Québec. Les travaux demanderont encore un certain temps avant d'être exécutés. La section 8.4 de ce document traite plus particulièrement des communautés autochtones.

Particularités du secteur des hydrocarbures

Les travaux du chantier gouvernemental sur la question du partage des redevances ont fait ressortir qu'une formule applicable à un secteur industriel n'était pas nécessairement applicable de la même façon à tous les secteurs.

C'est le cas du secteur des hydrocarbures qui comporte certaines particularités comparativement aux autres secteurs des ressources naturelles comme le secteur minier (extraction de minéraux métalliques et non métalliques) ou le secteur forestier.

Afin de mieux documenter cette question et de faire ressortir les particularités du secteur des hydrocarbures, une étude a été réalisée dans le cadre des EES sur la question du partage des redevances associées aux hydrocarbures (GECN03).

Le mode de fonctionnement a été documenté auprès de cinq instances de référence : il s'agit de l'Alberta, de la Colombie-Britannique, de Terre-Neuve-Labrador (TNL), de la Pennsylvanie, du Brésil et de la Norvège.

Pour la plupart de ces instances, la majorité des redevances sur l'exploitation des hydrocarbures est versée directement dans le budget de la province ou de l'État. Néanmoins, plusieurs instances utilisent également, d'une façon ou d'une autre des mécanismes de partage de la rente pétrolière et gazière. Cette redistribution permet notamment de compenser les inconvénients engendrés par l'exploitation des gisements et subis principalement par les communautés locales et régionales. Les méthodes employées varient toutefois grandement d'une instance à l'autre. Bien qu'il ne soit pas adapté spécifiquement à une redistribution locale ou régionale, la plupart des instances utilisent comme outil de redistribution intergénérationnel un fonds souverain, comme l'*Alberta Heritage Savings Trust Fund*, le *Oil and Gas Lease Fund* de la Pennsylvanie ou encore le *Government Pension Fund* de la Norvège, dans lequel une partie des revenus de l'État provenant des activités d'exploitation des hydrocarbures est déposée.

Certaines instances, comme la Pennsylvanie, ont instauré des lois permettant aux comtés de percevoir des redevances par puits et aux municipalités d'imposer des régimes de compensation, notamment pour l'utilisation des routes locales.

Enfin, d'autres instances, comme TNL, obligent les promoteurs à déposer un plan de retombées économiques, lequel peut prévoir par exemple que la main-d'œuvre locale a priorité ou que des dépenses en recherche et développement ou des achats de biens et de services sont faits localement.

Le gouvernement a posé les premiers gestes sur le plan du partage des redevances, notamment avec le renouvellement du pacte fiscal avec les municipalités. Le secteur des hydrocarbures, bien que comparable au secteur minier, présente toutefois certaines particularités. Une formule de partage des redevances adaptée aux hydrocarbures, inspirée des meilleures pratiques observées ailleurs dans le monde, devra éventuellement être mise en place au Québec.

Une autre forme de partage des bénéfices peut passer par des prises de participation de l'État dans des projets d'exploration, de mise en valeur ou de développement, ou encore directement dans des sociétés. Au Québec, le gouvernement est d'ailleurs actionnaire minoritaire des sociétés Junex et Pétrolia dans lesquelles il détient des parts d'environ 16,5 % et 16,2 %³⁶ respectivement et détient 35 % des parts d'Hydrocarbures Anticosti.

Au cours des dernières années, des travaux ont été menés par le gouvernement du Québec afin d'établir des régimes de redevances pour le pétrole et pour le gaz naturel³⁷. Le gouvernement devra mettre ces travaux à jour et poursuivre la réflexion sur la possibilité d'ajouter une composante sur le partage des bénéfices et d'incorporer des éléments spécifiques aux hydrocarbures dans le pacte fiscal avec les municipalités.

Les travaux des EES ont permis de constater que chacune des instances de référence présente des particularités en matière de partage des retombées associées à la mise en valeur des hydrocarbures.

Il importe donc de trouver une solution adaptée à la réalité québécoise qui tient compte à la fois du cadre législatif, du régime fiscal, de l'aménagement du territoire et des pouvoirs accordés au milieu municipal de même que des moyens dont disposent les municipalités.

³⁶ Le 1^{er} septembre 2015, le gouvernement, par l'entremise de Ressources Québec, a annoncé un investissement de 3,8 millions de dollars pour une première phase de travaux d'exploration effectués par Pétrolia sur la propriété Bourque. La transaction n'étant pas clôturée au moment d'écrire ces lignes, il est prévu que la participation du gouvernement atteigne environ 16,2 %

³⁷ Voir les budgets 2011-2012 et 2012-2013.

La compétitivité du Québec

Positionnement concurrentiel du Québec

Que ce soit sur le plan des activités d'extraction ou sur celui des activités qui se déroulent en amont et en aval de celle-ci, la filière des hydrocarbures représente un secteur économique international dont les joueurs clés figurent parmi les plus grandes sociétés au monde, tout secteur économique confondu (tableau 47).

Tableau 47 : Les dix plus importantes sociétés au monde selon le revenu, 2014

Nom	pétrolière	Revenu (M\$ US)	Siège social
Wal-Mart	Non	476 294 \$	États-Unis
Royal Dutch Shell	Oui	459 599 \$	Pays-Bas
Sinopec Group	Oui	457 201 \$	Chine
China National Petroleum	Oui	432 007 \$	Chine
Exxon Mobil	Oui	40 7666 \$	États-Unis
BP	Oui	396 217 \$	Royaume-Uni
State Grid	Non	333 386 \$	Chine
Volkswagen	Non	261 539 \$	Allemagne
Toyota Motor	Non	256 454 \$	Japon
Glencore	Non	232 694 \$	Suisse

Source : *Fortune*, 2015

On trouve toutefois certains joueurs locaux qui sont de petites sociétés privées ou publiques (cotées en bourse), le plus souvent actives dans le secteur de la prospection et de la recherche d'hydrocarbures.

Dans l'exploitation des hydrocarbures, particulièrement du pétrole, la concurrence est mondiale. Le marché est international, les investisseurs sont partout dans le monde et les sociétés productrices sont des multinationales.

Par conséquent, il importe de bien situer le Québec dans la dynamique de l'offre et de la demande mondiale. En outre, au-delà des variables économiques, d'autres facteurs influencent la perception de l'attractivité et de la rentabilité du développement des hydrocarbures au Québec.

Tableau 48 : Exemples de variables influençant la perception de l'attractivité d'un territoire pour le développement de projets d'exploitation d'hydrocarbures

Variable quantifiable	variable qualitative
Structure des coûts de production	Contraintes environnementales
Apports et prélèvements de l'État	Acceptabilité par les communautés
Connaissances géologiques	Volonté politique de protection de l'environnement
Réseau de fournisseurs disponible	Climat d'investissement
Disponibilité de la main-d'œuvre	Étendue de la réglementation
Système d'échange de droits d'émission	Bureaucratie
Proximité des marchés	Intérêt des consommateurs
Disponibilité des infrastructures	Évolution de l'offre et de la demande à l'échelle mondiale
Régimes de taxation	

Source : Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles

Il importe d'évaluer la question dans son ensemble afin de savoir si l'extraction d'hydrocarbures peut avoir lieu au Québec dans un contexte avantageux à la fois pour l'État, pour l'ensemble des Québécois et pour les promoteurs des projets, et ce, dans le respect des objectifs gouvernementaux, notamment en matière environnementale.

Soulignons qu'il est possible que la communauté internationale prenne des engagements et des mesures afin de réduire les émissions de GES de façon à ce que la cible d'un réchauffement planétaire maximal de 2 degrés soit respectée. Un tel scénario aurait des répercussions sur la consommation mondiale de pétrole et pourrait venir limiter la taille du marché pour les produits pétroliers. Cette éventualité pourrait changer la dynamique du marché mondial.

Par ailleurs, depuis 2007, l'Institut Fraser de Vancouver publie annuellement les résultats d'un sondage mené à travers le monde sur les perceptions quant à l'attrait qu'exercent différents territoires où mener des activités d'exploration et de production d'hydrocarbures. Le classement présenté comporte 16 variables qui déterminent l'attrait concurrentiel de ces territoires (voir le tableau 49). Un indice global est calculé pour chaque territoire, l'indice de la perception des politiques, à partir d'une moyenne des résultats de ces 16 variables.

Les résultats pour l'année 2014 présentent le classement de 156 territoires à partir des réponses reçues de 158 sociétés pétrolières et gazières situées en différents endroits du

monde. Une répartition par État ou par province est également présentée pour le Canada, l'Australie, les États-Unis et l'Argentine. Le sondage a été réalisé entre le 3 juin et le 23 août 2014 et les résultats ont été rendus publics en novembre 2014.

- En 2014, le Québec se classait au 133^e rang des meilleurs endroits au monde où investir dans des activités d'exploration d'hydrocarbures.
- Cette position s'explique essentiellement par l'instabilité des dernières années associées à la réglementation des activités, actuelles et futures, de mise en valeur des hydrocarbures au Québec. En effet, au cours des dernières années, le Québec a annoncé son intention de revoir son régime de redevances et de se doter d'une réglementation sur les activités de mise en valeur des hydrocarbures. Bien qu'annoncée, cette intention ne s'est pas encore traduite par l'adoption de nouvelles lois, de sorte que les investisseurs et les sociétés du secteur des hydrocarbures sont dans l'expectative.

Tableau 49 : Rang du Québec – Global Petroleum Survey 2014, Institut Fraser

Éléments qui composent l'indice de la perception des politiques	Rang du Québec
Fiscalité	147
Taxation générale	155
Réglementation environnementale	153
Application des règles environnementales	131
Coût de la réglementation	151
Aires protégées	149
Barrières au commerce	136
Réglementation de la main-d'œuvre	41
Qualité des infrastructures	112
Qualité de la base géoscientifique	101
Disponibilité et compétence de la main-d'œuvre	129
Accès au territoire	112
Stabilité politique	87
Sécurité (physique)	64
Efficacité de l'administration de la réglementation	151
Système légal	62
Rang du Québec en fonction du pointage total des 16 éléments	133
Nombre total de territoires	156

Source : Global Petroleum Survey, Institut Fraser

Le gouvernement s'est engagé à déposer un projet de cadre législatif et réglementaire sur les hydrocarbures dans les mois qui suivront le dépôt des rapports finaux des EES.

Si le gouvernement choisit d'aller de l'avant avec la mise en valeur des hydrocarbures, le cadre législatif et réglementaire devra comprendre :

- les meilleures pratiques dans les secteurs techniques et le transport;
- les plus hauts standards de protection de l'environnement et des personnes;
- le régime de redevances et de partage des retombées le plus équitable pour les citoyens.

Ces objectifs devront toutefois être atteints tout en assurant la cohérence de la réglementation avec ce qui se fait ailleurs, pour être concurrentiel et réussir à intéresser les joueurs clés de l'industrie et les investisseurs qui sont prêts à faire les choses de la meilleure façon qui soit.

La richesse foncière

Le fonctionnement actuel

Selon la Loi sur la fiscalité municipale (LFM), tous les immeubles, sauf exception, sont portés au rôle d'évaluation foncière et génèrent des revenus municipaux et scolaires. Cette règle s'applique également aux pipelines, bien qu'ils soient sujets à certaines particularités. La valeur d'un pipeline inscrite au rôle d'évaluation est entièrement imposable aux fins de taxation municipale et scolaire.

Les pipelines servant au transport d'hydrocarbures génèrent des revenus pour les municipalités qui varient en fonction de la valeur portée au rôle du pipeline et du taux de taxation utilisé. Pour l'ensemble du Québec, selon les données détenues par le MAMOT, la valeur portée au rôle d'évaluation pour ces installations est d'au moins 740 millions de dollars pour 2015. Ces pipelines traversent différentes municipalités dont les taux de taxe applicables varient de 0,20 \$ à 4,1161 \$ du 100 dollars d'évaluation. Les taxes municipales ainsi générées sont estimées à 10,9 millions de dollars.

Quant aux commissions scolaires, puisque le taux moyen de la taxe scolaire est de 25 cents du 100 dollars d'évaluation, les revenus qui y sont associés sont pour leur part estimés à environ 1,8 million de dollars.

Les impacts associés au transport d'hydrocarbures

Comme il a été indiqué dans la Synthèse des connaissances sur les hydrocarbures publiée dans le cadre des EES en avril 2015, jusqu'à maintenant nous ne disposons pas d'information pertinente quant à l'effet potentiel sur la richesse foncière d'une municipalité de la présence de pipelines ou de voies ferrées par lesquels transitent des hydrocarbures.

Pour cette raison, la phase 2 des travaux des EES a permis de mieux documenter cette question par une revue de littérature sur le sujet (GECN07). Un total de six études scientifiques réalisées en Amérique du Nord au cours des dernières années a été répertorié. Ces études utilisent des modèles statistiques pour évaluer l'impact de l'aménagement de pipelines pour le transport de pétrole et de gaz sur les valeurs foncières des municipalités de même que l'impact des accidents qui y sont associés.

Les études démontrent que, de façon générale, les impacts de la présence de pipelines de gaz naturel ou de pétrole sur le prix des propriétés situées à proximité ne seraient pas statistiquement significatifs. Ceux qui ont été documentés apparaissent de courte durée. C'est plutôt lors d'accidents et de déversements que la valeur des propriétés situées à proximité d'un pipeline diminue temporairement, même si elles sont éloignées du site.

Soulignons que le sujet de la construction de chemins de fer pour le transport d'hydrocarbures et celui de leurs impacts sur les valeurs foncières apparaît beaucoup plus complexe à documenter, d'autant plus qu'aucune étude sur le sujet n'a été répertoriée. Il pourrait être pertinent pour le Québec de documenter davantage cette question, en tenant compte des impacts associés aux accidents ferroviaires.

Le transport de pétrole et de gaz naturel comporte des enjeux de toute nature (économiques, sociaux, environnementaux, etc.). D'un point de vue économique, la perception des risques associés à ces enjeux peut se traduire par des impacts positifs ou négatifs sur la valeur foncière (valeur des immeubles) et sur les revenus fonciers des municipalités. Les travaux des EES ont permis de constater que la construction de pipelines pour le transport d'hydrocarbures n'a pas, en général, d'impact important à long terme sur les richesses foncières d'une municipalité. Seuls des effets de faible envergure et de courte durée ont été relevés dans diverses études.

Rappelons que la richesse foncière touche directement les citoyens et les municipalités. Le fait d'élaborer un projet en optant pour les meilleures pratiques et de le faire de façon transparente peut contribuer à minimiser les impacts négatifs potentiels associés aux richesses foncières.

Il appert que les impacts associés au transport d'hydrocarbures par chemin de fer sur les richesses foncières sont encore aujourd'hui peu documentés. Il pourrait être pertinent pour le Québec de documenter davantage cette question, en tenant compte des impacts associés aux accidents ferroviaires.

Les externalités et les mesures d'atténuation et de compensation

On a vu, dans les sections précédentes, que l'exploration et l'exploitation des ressources gazières et pétrolières génèrent de l'activité économique. L'industrie favorise la création d'emplois, de meilleurs salaires pour les travailleurs, procure des revenus au gouvernement et aux municipalités et permet aux entreprises de faire des profits. Toutefois, d'autres effets, souvent négatifs, se produisent sans être pris en compte sur les marchés ni reflétés dans les prix.

Une bonne compréhension de ces externalités s'avère essentielle à la mise en place de politiques et de réglementations efficaces et efficientes. Avant d'intervenir pour réduire ou compenser une externalité, il importe d'en connaître les caractéristiques et d'en estimer la valeur.

C'est dans cette optique qu'une étude sur les externalités anticipées pour l'île d'Anticosti³⁸ a été prévue dans le cadre des EES.

³⁸ Étude ATSV-01 : Détermination des externalités associées au développement des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti.

Tableau 50 : Cadre de référence des externalités liées à une éventuelle exploitation des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti

Eau	Prélèvements Eaux de procédés Traitement et disposition
Air	Contaminants atmosphériques (COV, NO _x , ozone, etc.) Émissions de GES
Territoire	Occupation du territoire (conflits d'usage) Écosystèmes naturels (fragmentation et biodiversité) Radioactivité Sismicité Réhabilitation et fermeture des puits
Transport	Maritime Terrestre Aérien
Externalités sociales	Bruit Santé et sécurité Bien-être des communautés

Source : Étude ATVS01, MDDELCC, 2015

L'analyse des différentes catégories d'externalités a permis de cerner les principaux enjeux qui se dessinent pour le Québec et en particulier pour Anticosti.

À titre d'exemple, les risques de contamination de l'eau potable et des nappes phréatiques demeurent au premier plan des préoccupations de la population et des administrations publiques.

Les externalités associées à l'émission de GES d'une éventuelle exploitation des hydrocarbures pourraient contribuer de façon importante à augmenter le bilan annuel du Québec, ce qui pourrait avoir un impact sur ses objectifs en matière de réduction des émissions.

De plus, des activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures pourraient avoir des impacts sur l'industrie du tourisme, de la chasse et de la pêche sur l'île d'Anticosti. La communication entre les différentes parties et l'adoption de mesures d'atténuation et d'évitement contribuerait à prendre en compte certaines des externalités négatives.

L'étude sur les externalités a révélé qu'un éventuel développement des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti pourrait causer certains conflits d'usage entre les utilisateurs des ressources. Même si ces externalités ne représentent pas un coût social important à l'échelle du Québec, elles n'en suscitent pas moins des préoccupations de la part de certains utilisateurs (villégiateurs, chasseurs, pêcheurs, etc.).

En effet, l'île d'Anticosti compte 24 rivières à saumon atlantique, dont cinq sont exploitées pour la pêche récréative, ce qui génère des retombées économiques de l'ordre de 1,7 million de dollars. Quant à l'industrie de la pourvoirie, elle génère des retombées annuelles de 12 millions de dollars.

Il pourrait être envisagé de prévoir un mécanisme de consultation/participation qui permettrait d'éviter, d'atténuer ou de compenser ces éventuelles externalités à la satisfaction de toutes les parties.

Analyse avantages-coûts d'un éventuel développement des hydrocarbures à Anticosti

L'analyse avantages/coûts (AAC) est un outil d'aide à la décision qui évalue et compare les effets favorables (avantages ou bénéfices) et les effets négatifs (désavantages ou coûts) pour la société d'un projet de politique, d'un plan ou d'un programme (PPP) ou encore d'un grand projet. L'AAC est particulièrement utilisée dans les domaines du transport, de l'agriculture, de la santé publique et de l'environnement.

En permettant d'évaluer les coûts et les avantages d'un PPP sur une même base et sur un même horizon de temps, l'AAC peut faciliter la prise de décision par les administrateurs publics concernant l'acceptabilité d'un projet. Elle permet d'évaluer différentes options et de tester différentes hypothèses en procédant à une analyse de sensibilité des principales variables.

Il y a peu d'analyses avantages/coûts (AAC) portant sur la filière des hydrocarbures. La difficulté de mesurer l'ensemble des coûts et des bénéfices économiques, sociaux et environnementaux sur la base d'une même unité, en l'occurrence le dollar, explique en bonne partie la rareté de ce type d'études.

L'objet principal de l'étude ATVS02 réalisée dans le cadre des EES est de déterminer, dans un premier temps, quels seraient les avantages et les coûts les plus importants, et dans un deuxième temps, d'établir les meilleures façons de maximiser les avantages et de réduire les coûts pour les Anticostiens et l'ensemble des Québécois.

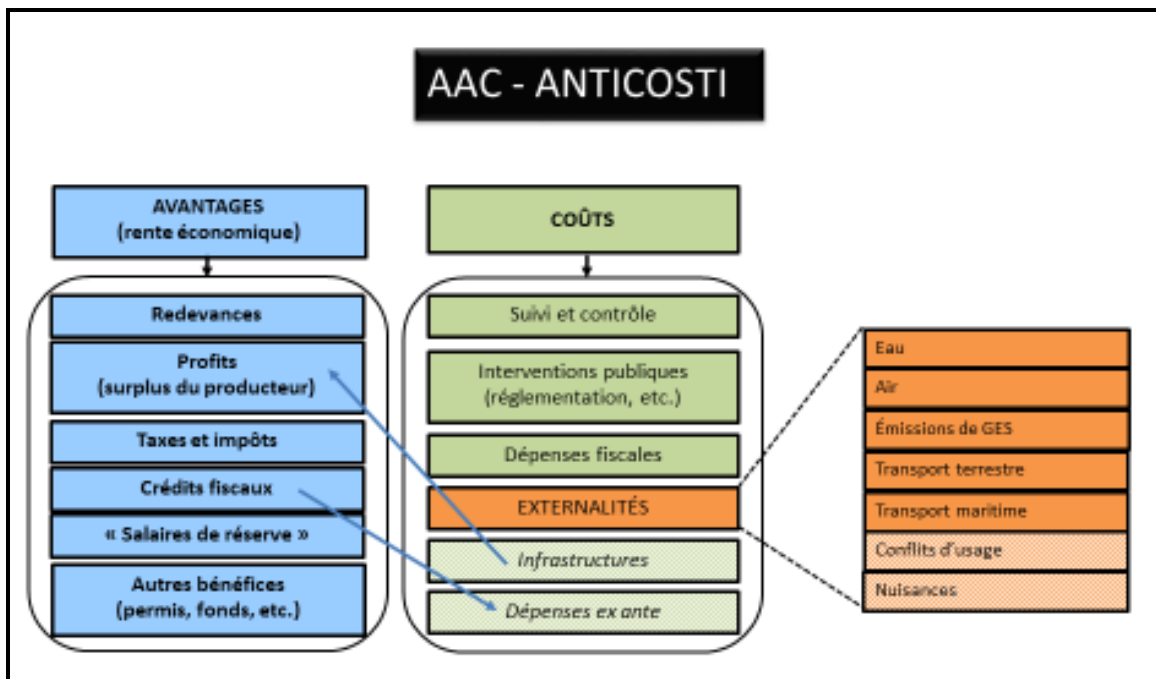
En somme, cette analyse poursuit parallèlement trois objectifs :

- aider la prise de décision en offrant un éclairage le plus complet possible des avantages et des coûts associés à un éventuel développement des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti;

- examiner les meilleures façons de maximiser les bénéfices et de minimiser les coûts pour l'ensemble de la société québécoise et pour les habitants de l'île;
- renseigner le public québécois en général, et les habitants de l'île d'Anticosti en particulier, sur les principaux enjeux environnementaux, économiques et sociaux appréhendés, qu'ils soient positifs ou négatifs.

Au niveau de l'AAC, les principaux avantages et coûts attendus d'une éventuelle exploitation des hydrocarbures sont schématisés dans la figure suivante :

Figure 26 : Principales variables dans le cadre de l'analyse avantages/coûts pour Anticosti



Source : Étude ATVS01, MDDELCC, 2015

L'AAC Anticosti n'est pas une évaluation monétaire rigoureuse de l'ensemble des avantages et des coûts pour l'ensemble de la société québécoise d'une éventuelle exploitation des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti. L'incertitude entourant les nombreuses hypothèses avancées à un stade aussi précoce de développement ne justifie pas un tel exercice. L'étude viendra plutôt établir et présenter un ordre de grandeur des principaux impacts, tant négatifs que positifs, pour la société québécoise d'une éventuelle exploitation des hydrocarbures, dans le but d'éclairer les administrateurs publics sur les véritables enjeux de ce développement.

Les constats préliminaires qui ressortent de l'AAC Anticosti sont les suivants :

- Les projections des prix et des volumes, qui demeurent un exercice hautement spéculatif, sont déterminantes quant aux bénéfices attendus.

- L'évaluation des émissions de GES révèle un écart important entre le « coût social du carbone »³⁹ et le prix effectivement payé par les entreprises exploitantes en vertu du SPEDE. Elles risquent également de freiner l'atteinte des objectifs de réduction que le Québec s'est donnés.
- Le niveau de redevances est un facteur important, autant pour la rentabilité sociale (à titre de bénéfices) que pour la rentabilité financière des entreprises exploitantes (à titre de coûts);
- Le coût attendu des infrastructures pourrait être énorme et contribuer à réduire significativement la rente (les bénéfices), tant sociale que privée.
- La question des risques de déversement associée au transport maritime et terrestre des hydrocarbures demeure cruciale, particulièrement dans le cas du pétrole, quoiqu'il existe une panoplie d'instruments de marché qui permettent d'internaliser une partie du risque.
- Les impacts locaux (nuisances et conflits d'usage), même s'ils ne sont pas considérables à l'échelle provinciale, pourraient affecter la population locale. Des mesures compensatoires pourraient être envisagées.
- Il est difficile d'évaluer monétairement les impacts potentiels sur la faune, la flore et les écosystèmes de l'île. Des travaux supplémentaires pourraient être entrepris pour combler cette lacune, particulièrement en ce qui concerne le cerf de Virginie et le saumon atlantique.
- Finalement, le choix du (des) taux d'actualisation, s'avère fondamental, car il détermine la valeur accordée au temps et aux générations futures.

L'étude de l'AAC Anticosti publiée dans le cadre des EES devra être mise à jour et bonifiée au fur et à mesure que de nouveaux renseignements seront disponibles ou que certaines hypothèses se préciseront.

³⁹ Coût social du carbone : valeur présente nette des impacts climatiques pour les 100 prochaines années d'une tonne additionnelle de carbone émise dans l'atmosphère aujourd'hui (Watkiss, 2006).

6. Chantier Transport

6.1 Portée

Le chantier des EES sur le transport a reçu le mandat d'étudier tous les enjeux techniques, environnementaux, économiques et sociaux touchant au transport des hydrocarbures. On y a abordé les thèmes suivants :

- la sécurité dans le transport des hydrocarbures;
- les impacts environnementaux des modes de transport des hydrocarbures (en complémentarité avec le chantier Environnement);
- Les meilleures technologies disponibles pour atténuer les risques selon les différents modes de transport;
- les infrastructures de transport requises pour l'exploitation potentielle des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti.

EES globale sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures

Dans le cadre de l'EES globale, le comité directeur des EES s'était donné les objectifs suivants pour le chantier Transport :

- analyser les risques pour la sécurité des personnes et des biens et la protection de l'environnement en fonction des différents modes de transport des hydrocarbures (par train, par camion, par navire et par pipeline);
- proposer les meilleures mesures de prévention en matière de transport des hydrocarbures;
- évaluer les meilleures pratiques pour atténuer les externalités négatives du transport des hydrocarbures sur le milieu récepteur afin, d'une part, d'assurer sa compatibilité avec l'occupation du territoire et, d'autre part, de favoriser l'acceptabilité sociale des projets;
- comparer les émissions de GES des différents modes de transport des hydrocarbures.

Une première phase d'acquisition des connaissances s'est déroulée à l'automne 2014 dans le cadre de l'EES globale sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures. Les deux études suivantes ont été réalisées au cours de cette phase :

- Innovation maritime, *Bilan des connaissances – Transport maritime des hydrocarbures*, Institut maritime du Québec, 2014.
- Trépanier M. et collab., *Bilan des connaissances – Transport des hydrocarbures par modes terrestres au Québec*, CIRANO et Centre risque & performance – Polytechnique Montréal, 2015.

La synthèse des connaissances publiée en mars 2015 résume ces deux études. En voici les principaux constats.

- Il existe peu de données sur le transport routier des hydrocarbures au Québec. Celles qui sont disponibles portent surtout sur les matières dangereuses en général. Il y a également très peu de données sur le transport ferroviaire d'hydrocarbures, particulièrement pour les entreprises de compétence québécoise.
- Compte tenu du fait qu'une portion importante des accidents associés au transport de matières dangereuses se produit lors des transbordements, une étude approfondie sur la question est nécessaire.
- Pour être efficace, le cadre réglementaire doit être accompagné de mesures de contrôle adéquates et de suivi de la part des autorités de réglementation. Il serait nécessaire de produire un état de situation sur ces mesures.
- En ce qui concerne les pipelines, le projet Énergie Est a fait ressortir le besoin de faire une recension détaillée des risques associés à la traverse de cours d'eau (incluant le fleuve) et des meilleures techniques et pratiques applicables en présence de tels risques.

À la suite de ces constats, afin de poursuivre l'acquisition des connaissances, cinq études ont été prévues dans le Plan d'acquisition de connaissances additionnelles (PACA) pour le chantier Transport.

De plus, deux études du chantier Transversal examinent certains aspects de la question du transport des hydrocarbures. Le volet réglementaire de ces études sera traité dans ce chapitre.

Il est à noter que le contenu de l'étude du chantier sur le transport touchant les mesures de contrôle et de suivi des ministères et organismes québécois pour les modes de transport routier, ferroviaire et pipelinier a été traité dans deux autres études afin d'éviter des dédoublements. L'ensemble des études est présenté à l'annexe 2.

EES propre à Anticosti

Dans le cadre de l'EES propre à l'île d'Anticosti, le comité directeur des EES a donné au chantier sur le transport le mandat d'évaluer les éléments suivants :

- Les infrastructures nécessaires au transport des hydrocarbures selon le type d'hydrocarbures présent (gaz naturel ou pétrole). Cette évaluation inclut les infrastructures requises pour la collecte, l'épuration, le fractionnement, l'entreposage, le transport et l'expédition de la ressource vers les marchés de consommation.
- Le coût de ces infrastructures dans l'éventualité où le Québec irait de l'avant avec la phase d'exploitation commerciale.
- La nature et le coût des infrastructures routières requises pour une éventuelle exploitation des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti.

Les deux études réalisées dans le cadre du chantier Transport pour l'EES propre à Anticosti sont présentées à l'annexe 2.

6.2 Exploitation des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti

Contexte

Les scénarios sur les infrastructures de transport pour l'exploitation des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti sont basés sur plusieurs hypothèses. Puisque le projet est actuellement à un stade d'exploration préliminaire, ces hypothèses, décrites dans les précédents chapitres de ce document, présentent un degré d'incertitude élevé. Il s'agit :

- du nombre de puits forés, de leur emplacement, de la durée d'exploitation, des quantités de pétrole ou de gaz naturel exploitables, du type d'hydrocarbures, etc. (chapitre 5 – Économie);
- des technologies de forage et des équipements associés (chapitre 4 – Aspects techniques);
- des contraintes environnementales propres à l'île d'Anticosti et au golfe du Saint-Laurent (chapitre 3 – Environnement);
- des marchés potentiels (chapitre 5 – Économie).

Les scénarios sur les infrastructures pourront se confirmer lorsque des données recueillies sur les lieux seront disponibles, dans l'éventualité où les travaux d'exploration se poursuivent et donnent lieu à une exploitation de la ressource.

La firme WSP Canada inc. (WSP) a réalisé l'étude ATRA01 – Évaluation conceptuelle des besoins en infrastructures de transport des hydrocarbures extraits de l'île d'Anticosti nécessaires à l'exportation vers les marchés de consommation. Les différents points traités dans cette étude sont :

- un inventaire des projets similaires dans le monde;
- la description sommaire des composants du milieu (terrestre, marin et humain) et des contraintes environnementales;
- la mise en contexte des marchés potentiels;
- la présentation d'un scénario de développement;
- la composition des pétroles et des gaz ainsi que la définition des produits et des sous-produits à considérer;
- la présentation de scénarios sur les infrastructures et une évaluation des coûts.

Les pages suivantes décrivent sommairement le contenu de cette étude.

Projets similaires

Afin de bien visualiser les scénarios sur les infrastructures de transport, WSP s'est penché sur des projets déjà réalisés ou en voie de l'être. Les conditions d'exploitation des hydrocarbures de ces projets, situés en milieux insulaires ou dans un environnement

nordique, pourraient être similaires à celles présentes sur l'île d'Anticosti. Un tel exercice permet, entre autres :

- d'illustrer les enjeux environnementaux qui sont apparus dans le développement de certains projets;
- de documenter les enjeux, les solutions et la faisabilité technique des scénarios sur les infrastructures de transport.

Le tableau 51 présente des projets, terminés ou en voie de réalisation, qui comportent des similitudes avec la situation d'Anticosti.

Tableau 51 : Projets d'exploitation d'hydrocarbures dans le monde

Projet	Pays	Type d'hydrocarbures	Description	Similitudes
Hibernia, Terra Nova et White Rose	Canada (Terre-Neuve)	Pétrole conventionnel	C'est en novembre 1997 que la plate-forme Hibernia a produit ses premiers barils de pétrole. Cette plate-forme a été conçue pour résister aux nombreux icebergs circulant dans les eaux de la région. La production actuelle d'Hibernia est estimée à 220 000 barils par jour. Avec Terra Nova et White Rose, c'est en moyenne 84,6 millions de barils par année qui ont été produits (de 1997 à 2015). Ce pétrole est acheminé par bateau dans les diverses raffineries du Canada ou au terminal de transbordement de Whiffen Head à Terre-Neuve.	Milieu marin Milieu nordique Projet canadien
Île de Sable	Canada (Nouvelle-Écosse)	Gaz naturel conventionnel	L'extraction gazière extracôtière a débuté en 1999. Ce projet, d'une durée de vie de 25 ans, produisait initialement 11 millions de mètres cubes par jour alors qu'en 2010, sa production a diminué de près de la moitié, tombant à 5,5 millions de mètres cubes par jour. Constitué d'un réseau de plates-formes, le cœur de cette exploitation est principalement orienté vers la plate-forme Thebaud. C'est cette infrastructure qui est connectée à la côte par près de 225 km de gazoduc subaquatique. Ce gaz conventionnel est ensuite liquéfié à l'usine de Goldboro et envoyé par bateau dans les maritimes et dans l'est des États-Unis.	Milieu marin Milieu nordique Projet canadien
Île de Barrow	Australie	Pétrole et gaz naturel conventionnels	L'île de Barrow est située à 50 km au nord-ouest de l'Australie. Ses gisements sont exploités commercialement depuis 1967. Les hydrocarbures issus de cette exploitation sont acheminés aux navires pétroliers par des oléoducs sous-marins longs d'une dizaine de kilomètres. En 2009, l'expansion du site (le projet Gorgon) a été approuvée par les autorités australiennes et mise en chantier. Ce projet comprend la construction de plates-formes d'extraction gazière extracôtières, d'un oléoduc sous-marin acheminant les hydrocarbures sur l'île de Barrow, d'une usine de liquéfaction et d'un terminal d'exportation du GNL.	Milieu insulaire
Arun GNL	Indonésie (Sumatra)	Gaz naturel liquéfié (GNL)	Installations de liquéfaction d'une capacité totale de 12,5 millions de tonnes par an, avec cinq réservoirs d'entreposage de 127 000 mètres cubes chacun, situés en milieu insulaire. Le site est en train d'être converti en terminal de réception de GNL (les réserves de gaz locales étant épuisées).	Milieu insulaire
Donggi-Senoro GNL	Indonésie	GNL	Ce projet est actuellement en phase de démarrage et comprend une usine de liquéfaction, un réservoir d'entreposage et une jetée pour le transport par train. La capacité du site est de 2 millions de tonnes par an.	Milieu côtier
Yamal GNL	Russie	GNL	Ce mégaprojet en milieu nordique extrême est en phase de construction. Il comprend le forage de plus de 200 puits, une usine de liquéfaction d'une capacité de 17 millions de tonnes par an, un vaste terminal et la mise en service de 16 méthaniers brise-glace d'une capacité de 170 000 mètres cubes chacun.	Milieu nordique

Il existe plusieurs projets pétroliers et gaziers en milieu nordique ou insulaire à l'échelle mondiale. Bien qu'il faille rester prudent dans les comparaisons, on peut néanmoins observer que, du point de vue de la faisabilité technique, plusieurs de ces projets ont été menés dans des conditions similaires à celles d'Anticosti et ont fait appel à des technologies et à des infrastructures adaptées aux conditions du milieu.

Contraintes environnementales

Le rapport de la firme mentionne toutefois certaines contraintes environnementales dont il faudra tenir compte relativement au transport des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti et dans le golfe du Saint-Laurent.

- La possibilité d'enfouir des pipelines sur l'île d'Anticosti est limitée, car du point de vue géomorphologique, les dépôts de surface sur l'ensemble de l'île sont de faible épaisseur.
- Des tourbières recouvrent de vastes superficies dans la partie est de l'île, de sorte que l'exploitation des hydrocarbures dans ce secteur serait soumise à des contraintes environnementales et techniques.
- La présence de falaises, jumelée aux glaces, aux vents et au courant, constitue des contraintes importantes pour l'implantation de sites portuaires, particulièrement sur la rive nord de l'île. La rive sud serait plus appropriée pour implanter un site portuaire.

Malgré les contraintes observées sur l'île d'Anticosti, WSP considère que cela n'empêcherait pas la réalisation des projets d'infrastructures envisagés. S'ils se concrétisent, les projets d'infrastructures (pipelines, usines, etc.) devront cependant se conformer aux différents processus d'approbation du MDDELCC, notamment le processus d'évaluation environnementale et l'obtention de certificats d'autorisation.

Marchés potentiels et infrastructures associées

Il existe de nombreuses incertitudes sur l'évolution des marchés du pétrole, du gaz naturel, du gaz naturel liquéfié (GNL) et des liquides de gaz naturel. Les hypothèses suivantes, concernant les marchés auxquels serait destinée la production d'Anticosti, ont été retenues dans les scénarios sur les infrastructures de transport étudiés par WSP :

- Le pétrole liquide serait acheminé par navire vers des raffineries continentales situées sur le bassin de l'Atlantique. La capacité de production maximum serait d'environ 45 000 barils/jour (scénario de développement, chapitre 5 de ce document).
- Les différents composants gazeux seraient mis en marché séparément (une usine de fractionnement des gaz serait nécessaire).
- Le gaz naturel pourrait être acheminé sur le marché continental nord-américain par pipeline ou sur le marché international par navire, sous forme de GNL. La capacité de production maximum serait d'environ 280 Bcf/an (scénario de développement, chapitre 5 de ce document).

- Pour les liquides de gaz naturel :
 - Le propane et le butane seraient regroupés pour être mis en marché sous forme de gaz de pétrole liquéfié (GPL) (expédié par navire vers le marché international).
 - En l'absence de marché pour ce produit et en raison des contraintes importantes associées à son transport (liquéfaction nécessaire), on envisage de valoriser l'éthane localement. Il serait isolé en partie, pour être acheminé vers une turbine afin de produire de l'électricité pour l'exploitation des installations industrielles. Une certaine quantité pourrait également demeurer dans le gaz naturel.

Toutefois, puisqu'il existe de nombreuses incertitudes quant à l'évolution des marchés, WSP estime qu'il est difficile de prévoir la destination des hydrocarbures qui seraient produits sur l'île d'Anticosti. Un éventuel promoteur pourrait aussi bien se tourner vers le marché international que vers le marché continental (Québec, provinces maritimes, É.-U., etc.). La destination des produits et des sous-produits aura nécessairement un impact sur le choix des infrastructures de transport.

Scénarios sur les infrastructures de transport

Pour chacun des scénarios, un réseau de collecte (pipelines) est situé en amont sur l'île d'Anticosti pour acheminer les hydrocarbures aux infrastructures.

Concernant le pétrole liquide et les liquides de gaz naturel, dans tous les scénarios, ils sont extraits à l'usine de fractionnement et expédiés par navire.

Les scénarios d'infrastructures de transport élaborés par WSP se différencient essentiellement par le mode de gestion du gaz naturel et sont les suivants :

- SCÉNARIO 1 : Implantation d'une usine de fractionnement des gaz et d'une usine de liquéfaction sur l'île d'Anticosti.
- SCÉNARIO 2 : Utilisation d'un bateau-usine FLNG (*floating liquefied natural gas*) muni d'une usine de fractionnement des gaz et d'une usine de liquéfaction.
- SCÉNARIO 3 : Implantation d'une usine de fractionnement des gaz et d'une usine de liquéfaction sur le continent (Côte-Nord ou Gaspésie) avec raccordement par pipeline sous-marin.
- SCÉNARIO 4 : Implantation d'une usine de fractionnement des gaz sur l'île d'Anticosti avec raccordement au réseau continental de transport par pipeline.

Description sommaire des infrastructures de procédé requises

Plates-formes (pour tous les scénarios)

Comme l'indique le scénario de développement du chapitre 5, chaque plate-forme regrouperait de 5 à 10 puits. Les installations aux plates-formes comprendraient :

- un ballon de séparation triphasique;
- des pompes de transfert pour le liquide;
- des compresseurs pour le gaz;
- des réservoirs de stockage pour l'eau et l'éthylène glycol;
- diverses infrastructures (abri, fosses pour les liquides, etc.).

Système de collecte, d'entreposage et de livraison (pour tous les scénarios)

Afin d'acheminer le pétrole et le gaz extraits de chaque puits, WSP a évalué qu'il serait nécessaire d'installer un réseau de collecte pour assurer le raccordement des 6 800 puits répartis sur 712 plates-formes. Le réseau comprendrait environ 1 700 kilomètres de pipelines de différentes tailles qui transporteraient le gaz et le pétrole ensemble jusqu'à un point central de traitement (voir figure 27).

Suivant l'élaboration préliminaire de ce réseau de collecte, WSP précise que plusieurs autres études seront nécessaires pour établir un réseau de collecte optimisé en fonction des contraintes de terrain. Le réseau présenté à la figure 27 a été élaboré afin d'évaluer sommairement celui qui serait nécessaire sur l'île d'Anticosti.

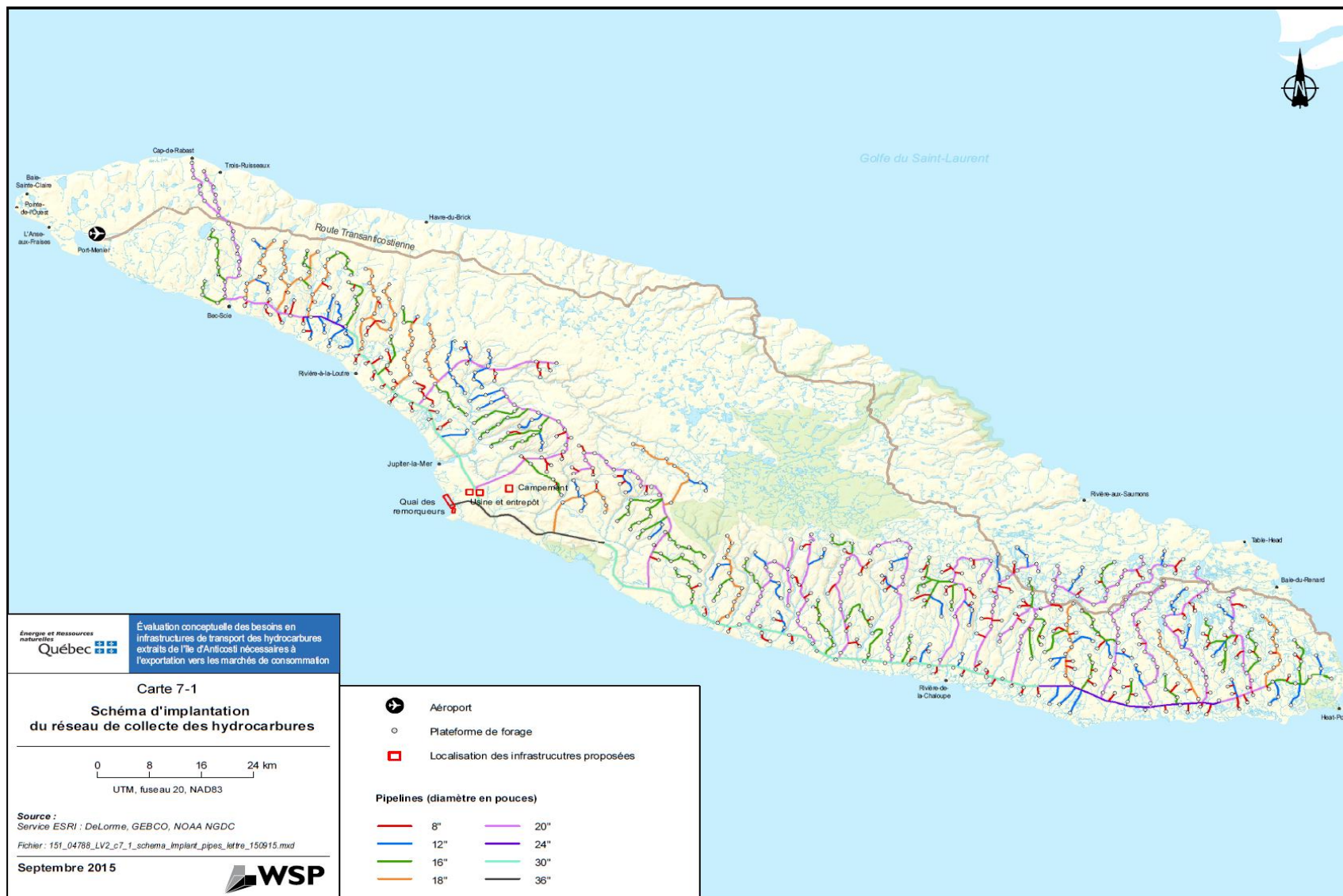
Usine de fractionnement (présente dans tous les scénarios)

Une usine de fractionnement serait requise afin de permettre l'extraction des divers produits présents lors de la phase gazeuse. L'usine de fractionnement permettrait d'isoler les produits suivants :

- le méthane (gaz naturel);
- l'éthane;
- le propane et le butane (sous forme de GPL);
- le pentane, l'hexane (condensats de gaz naturel);
- l'heptane et l'octane (pétrole léger);
- le dioxyde de carbone (CO₂).

L'usine serait équipée de colonnes de distillation, de refroidisseurs, de pompes, de compresseurs, etc.

Figure 27 : Réseau de collecte et emplacement des usines proposés sur l'île d'Anticosti



Usine de liquéfaction (scénarios 1 et 3)

Cette usine permettrait de liquéfier le gaz naturel par un procédé de réfrigération. La liquéfaction rend l'entreposage et la manipulation de plus grands volumes de gaz possible, le gaz naturel liquide prenant environ 600 fois moins d'espace que le gaz naturel. Cette unité serait en aval de l'usine de fractionnement des gaz. La technologie à prioriser devrait faire l'objet d'une étude de faisabilité.

L'usine de liquéfaction devrait, par ailleurs, être dotée d'installations pour extraire le dioxyde de carbone du gaz naturel.

Bateau-usine FLNG (présent dans le scénario 2)

Dans le scénario 2, un bateau-usine serait utilisé pour le fractionnement des hydrocarbures, la liquéfaction et l'entreposage de l'ensemble des composantes obtenues. Cette approche présente de nombreux avantages comparativement à la construction et à l'opération d'une usine qui serait construite sur l'île. Le développement de ce type d'équipement a débuté dans les années 1970 avec l'apparition des plates-formes de forage pour l'exploitation des hydrocarbures en eaux profondes.

Un rapport de la firme KPMG⁴⁰, cité dans le rapport de WSP, présente les avantages de cette technologie, qui pourrait être particulièrement intéressante pour l'île d'Anticosti. Cela permettrait :

- de réduire l'empreinte terrestre et les impacts sur les communautés;
- de diminuer sensiblement les coûts, puisque les bateaux-usines sont en général construits en Asie, ce qui entraînerait des économies sur les salaires et les matériaux. Par ailleurs, l'élimination des coûts associés à la préparation du terrain et des fondations contribue à la réduction des coûts;
- d'atténuer les risques de dépassement de coûts et de défaillances sur le plan de la qualité. Le contrôle des coûts de construction et de la qualité est généralement plus facile à gérer sur un chantier naval;
- d'augmenter la flexibilité opérationnelle, puisque le bateau-usine peut desservir plusieurs marchés et être relocalisé à la fin de l'exploitation;
- de favoriser une plus grande flexibilité sur le plan des options financières. En effet, différents modèles d'affaires sont envisageables en ce qui a trait aux coûts de capitalisation et d'opération pour financer l'infrastructure.

⁴⁰<http://www.kpmg.com/Global/en/IssuesAndInsights/ArticlesPublications/floatinglng/Documents/floating-LNG-evolution-and-revolution-for-the-globas-industry.pdf>

Malgré les avantages de disposer d'un bateau-usine dans le golfe du Saint-Laurent, WSP recommande :

- d'étudier le contexte légal et réglementaire (fédéral et provincial) pour l'exploitation de ce type de navire;
- d'examiner avec soin les divers modèles financiers à envisager pour son achat et son fonctionnement;
- de documenter les contraintes dans le golfe du Saint-Laurent (glaces, vents, marées, etc.).

Pipeline continental (scénario 4)

Le scénario 4 consisterait d'abord à collecter et à acheminer les hydrocarbures vers une usine de fractionnement sur l'île d'Anticosti. Le gaz naturel serait ensuite acheminé par pipeline sous-marin sur la rive sud du fleuve Saint-Laurent et serait ensuite transporté par pipeline terrestre jusqu'à Lévis.

Ce scénario pourrait être intéressant, puisque les régions situées le long du tracé, comme la Gaspésie et le Bas-Saint-Laurent, pourraient se raccorder au réseau de gaz naturel, ce qui aurait un effet structurant important sur leur développement économique.

Afin de confirmer la faisabilité technique et économique d'un tel pipeline, WSP recommande d'y consacrer une étude. La firme précise qu'il existe généralement de grands écarts de coûts dans les projets de pipeline, malgré des distances équivalentes. Il importe de considérer aussi bien les facteurs techniques que les facteurs économiques, comme la disponibilité de la main-d'œuvre, le prix des matériaux et le coût des servitudes.

Description sommaire des infrastructures auxiliaires requises

Installations maritimes pour la réception de matériel et l'expédition d'hydrocarbures (tous les scénarios)

Les installations maritimes devraient être adaptées à la construction, à l'exploitation et à l'entretien de l'équipement et des infrastructures présents sur l'île. À l'exception de la main-d'œuvre, le transport de l'ensemble des équipements et des matériaux liés au développement et au transport des hydrocarbures devrait se faire par barge. Des installations maritimes devraient être érigées à cet effet.

Des installations maritimes seraient également requises pour expédier les hydrocarbures, en fonction des scénarios sur les infrastructures décrits précédemment dans ce chapitre.

Les installations portuaires actuelles de Port-Menier ne peuvent pas répondre à ces besoins. D'une part, l'endroit où le port est situé, à proximité du noyau villageois de Port-Menier, constitue une contrainte importante. D'autre part, la faible profondeur de l'eau et l'éloignement relatif des zones à considérer pour les sites d'exploitation constituent d'autres contraintes majeures.

Le site potentiel pour les infrastructures maritimes selon la firme WSP est situé au sud de l'île (voir figure 27). Le site a été choisi en fonction de sa distance par rapport à la zone d'exploitation et à l'absence apparente de formations rocheuses sur le littoral.

WSP recommande d'étudier davantage la faisabilité technique en ce qui concerne la construction d'un second port sur l'île Anticosti. La présence de falaises, jumelée aux glaces, aux vents et au courant, constitue des contraintes importantes pour l'implantation de sites portuaires.

Pour acheminer l'équipement et les matériaux sur l'île d'Anticosti, les infrastructures maritimes qui seraient notamment nécessaires sont :

- une rampe d'accostage pour barges de type LCT (*landing craft tank*), Fleximat ou autre (voir figure 28);
- un quai permanent en caisson pourrait être nécessaire (à évaluer lors d'une étude de faisabilité sur la question);
- un duc-d'Albe : un faisceau de pieux émergeant de l'eau pour amarrer les barges;
- un brise-lame : une jetée flottante servant à couper l'effet des vagues (figure 29);
- des bollards : des masses en acier servant à attacher les amarres des bateaux.

Pour l'expédition des hydrocarbures, les infrastructures maritimes qui seraient notamment nécessaires sont :

- un pipeline sous-marin (de 1 à 3 km);
- une tourelle d'amarrage (*turret loading*) : môle d'amarrage située au large, servant à amarrer un bateau tout en procédant au remplissage d'hydrocarbures (figure 30).

Figure 28 : Barge de type LCT



Figure 29 : Brise-lames flottants



Figure 30 : Tourelle d'amarrage



Aéroport (tous les scénarios)

Le transport aérien représenterait une composante importante dans l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti. En effet, dans plusieurs projets similaires observés ailleurs dans le monde, on note qu'en l'absence de main-d'œuvre locale en quantité suffisante et possédant les compétences requises un service de navette aérienne est utilisé avec hébergement dans des modules d'habitation. Ce scénario n'exclut toutefois pas qu'une partie de la main-d'œuvre puisse résider dans l'île. L'utilisation combinée de ces deux façons de procéder devrait être étudiée.

Le transport aérien des travailleurs nécessiterait un aéroport pouvant accommoder des Boeing 737. Selon WSP, l'aéroport de Port-Menier pourrait être utilisé à condition que la piste asphaltée, d'une longueur de 1 372 mètres, soit prolongée pour atteindre 2 027 mètres.

Hébergement des travailleurs (tous les scénarios)

L'hébergement des travailleurs sur l'île d'Anticosti nécessiterait l'aménagement d'infrastructures importantes. Des modules d'habitation seraient aménagés.

Opération et entretien (tous les scénarios)

Un centre d'opération, des ateliers d'entretien, des entrepôts et des garages seraient nécessaires pour soutenir l'exploitation. Le contrôle des procédés de production et la planification de l'entretien des infrastructures de transport seraient effectués à partir d'un centre opérant jour et nuit.

Énergie et services (tous les scénarios)

Il faudrait également prévoir des installations pour :

- le traitement des eaux (eau potable, eaux de procédé, eaux usées);
- la production d'électricité (centrale thermique);
- les autres services comme l'approvisionnement, la protection incendie, les communications et la sécurité.

Localisations potentielles

Les infrastructures de traitement et de liquéfaction seraient situées au sud de l'île à l'intérieur des terres. Le complexe d'hébergement serait également situé à proximité des usines afin de faciliter les déplacements de la main-d'œuvre entre les modules d'habitation et les lieux de travail. Le centre d'opération et d'entretien et le complexe d'énergie et services seraient également situés à cet endroit (voir figure 27).

En ce qui concerne les installations portuaires, elles seraient situées sur la rive sud de l'île, comme mentionnée précédemment (voir figure 27).

Coûts associés aux scénarios sur les infrastructures

Dans la présente étude, WSP a procédé à une évaluation préliminaire des coûts des infrastructures requises. Une évaluation détaillée à partir d'une approche classique d'estimation en ingénierie aurait été beaucoup trop coûteuse. Une telle estimation dépasse de loin la portée de cette étude.

De plus, la très grande variabilité du coût des matériaux et des équipements requis, le recours à des technologies brevetées pour différentes composantes et l'absence d'antécédents dans la construction de projets similaires au Québec constituent autant de facteurs qui rendent la démarche d'évaluation des coûts complexe.

La démarche proposée par WSP consiste à établir un ordre de grandeur des coûts globaux de réalisation des scénarios, sur la base de coûts comparables observés pour des projets

de GNL ailleurs dans le monde. Le coût global par unité de capacité a ainsi été défini à 3 665 dollars canadiens (2 000 dollars US) par tonne de GNL produite annuellement.

Afin de répartir les coûts globaux des différentes composantes du projet, WSP a consulté quatre études (voir le rapport de la firme pour obtenir les références bibliographiques). Ces études répertorient les coûts de dizaines de projets réalisés ailleurs dans le monde. Les projets incluent à la fois une usine de traitement des hydrocarbures et une usine de GNL.

Tableau 52 : Répartition des coûts par sous-groupe d'infrastructures

Sous-groupe d'infrastructures	Collecte, entreposage et livraison	Traitement	Liquéfaction	Énergie et services	Autres infrastructures	Total
	26 %	9 %	40 %	17 %	8 %	100 %

Détail des coûts par composantes

Sur la base de cette analyse, WSP a évalué le coût de réalisation des quatre scénarios considérés entre 12 et 17 milliards de dollars, en incluant les plates-formes de forage, pour l'ensemble de la période d'exploitation considérée.

En appliquant la méthodologie décrite précédemment, les coûts de chacun des scénarios peuvent être ventilés par sous-groupe d'infrastructures. Ces coûts sont présentés dans le tableau 53.

Tableau 53 : Coûts pour chaque scénario considéré (M\$CAN)

		1 Fractionnement et liquéfaction sur l'île	2 Fractionnement et liquéfaction sur un bateau	3A Fractionnement sur l'île et liquéfaction sur la Côte-Nord	3B Fractionnement sur l'île et liquéfaction en Gaspésie	4 Connexion à un pipeline sur la rive sud
1	Infrastructures des plates-formes	3 204	3 204	3 204	3 204	3 204
2	Collecte, entreposage et livraison	3 109	2 332	3 109	3 109	3 103
3	Fractionnement des gaz	1 119	839	1 119	1 119	1 348
4	Liquéfaction	5 099	3 824	5 099	5 099	0
5	Énergie et services	2 114	1 586	2 114	2 114	2 540
6	Autres infrastructures	995	746	995	995	1 191
7	Pipeline sous-marin et sur le continent	S. O.	S. O.	124	249	5 278
	TOTAL (M\$) (CA)	15 640	12 531	15 765	15 889	16 664

Dans son étude, WSP estime que plusieurs scénarios sur les infrastructures pour l'exploitation des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti sont envisageables. Les coûts des différents scénarios sont évalués entre 12 et 17 milliards de dollars. À l'exception du scénario 4, tous les scénarios prévoient que le gaz sera liquéfié avant d'être acheminé sur les marchés.

Évaluation des besoins supplémentaires en infrastructures routières

Les nouvelles installations portuaires et industrielles érigées au sud de l'île devront être raccordées au réseau de plates-formes de forage et à Port-Menier. Divers tracés de route sont présentement étudiés à cet effet par le MTQ (ATRA02 – Évaluation des besoins supplémentaires en infrastructures routières requises sur l'île d'Anticosti pour l'exploitation des hydrocarbures). Une nouvelle route devra vraisemblablement être construite pour relier le sud de l'île à la route Transanticostienne, et ainsi rejoindre Port-Menier. La section de la route Transanticostienne qui sera utilisée par les camions lourds nécessaires au développement des hydrocarbures devra être améliorée. Le mode de financement de ces infrastructures routières n'a pas encore été déterminé, mais une partie pourrait être assumée par des promoteurs privés.

L'analyse étant toujours en cours au moment d'écrire ce document, les conclusions sur le meilleur tracé et sur ses coûts seront incluses dans le rapport final de l'EES propre à l'île d'Anticosti.

Un réseau de chemins d'accès de type « chemin forestier » devra également être construit pour rejoindre chacune des plates-formes de forage. Le positionnement de chaque tronçon de route n'a pas été défini précisément, mais la carte du réseau de collecte donne une bonne idée de l'étendue des chemins d'accès (voir figure 27). Les coûts de ce réseau routier devraient normalement être à la charge du promoteur responsable du forage.

6.3 Cadre légal et gestion du transport des hydrocarbures, par type de transport et pour les plates-formes multimodales

Cadre légal et gestion du transport terrestre

La synthèse des connaissances publiée en avril 2015 fait mention de faiblesses notables au Québec dans la préparation des intervenants en cas d'accidents et de déversements majeurs ainsi que dans leurs capacités d'intervention et de coordination. Ces faiblesses ont également été relevées à l'étape de la restauration des dommages et de la compensation financière de ceux-ci. Des études abordent certains aspects précis de la situation, mais aucune ne fait un bilan complet de la situation au Québec pour le secteur des hydrocarbures.

L'ensemble de ces éléments est régi par un cadre légal et réglementaire. Pour être efficace, ce cadre doit s'accompagner de mesures adéquates de contrôle et de suivi de la part des autorités de réglementation. Concernant le transport terrestre des hydrocarbures, l'étude GTRA02 – Mesures de contrôle et de suivi des ministères et organismes québécois pour les modes routier, ferroviaire et pipelinier avait été incluse dans le PACA pour dresser un portrait de la situation.

Afin d'éviter des doublons, le contenu de l'étude GTRA02 a été traité dans les études GTVS01 – Examen des mesures de prévention, de préparation et d'intervention en cas d'accident majeur – milieu terrestre du chantier Transversal et GTRA01 – Enjeux propres au transport intermodal et aux opérations de transbordement des hydrocarbures.

Concernant l'étude GTVS01, elle était en cours de réalisation lors de la rédaction de ce document. Les constats et les recommandations concernant l'état des suivis et des contrôles pour le transport terrestre seront donc inclus dans le rapport final de l'EES globale.

Concernant l'étude GTRA01, réalisée par le Centre interuniversitaire de recherche en analyse des organisations (CIRANO), elle était également en cours de réalisation lors de la rédaction de ce document. Cependant, le Centre a fait certaines constatations (qui pourraient l'amener sur des pistes différentes lors de la publication de son rapport final). Elles sont donc mentionnées à titre indicatif seulement dans les paragraphes qui suivent.

Transport par pipelines

L'étude GTVS01 indique que la Régie du bâtiment (RBQ) régleme la construction, le suivi et l'entretien des pipelines provinciaux transportant des produits pétroliers raffinés, mais qu'elle n'intervient pas en ce qui concerne le pétrole brut. Comme ils ne sont pas régis par la RBQ, les pipelines transportant du pétrole brut ainsi que leurs réservoirs de stockage ne sont soumis à aucune inspection.

Il est suggéré de modifier le cadre législatif et réglementaire pour s'assurer que le transport de pétrole brut par pipeline provincial soit couvert par des normes techniques rigoureuses en ce qui a trait aux mesures de prévention, de préparation et d'intervention en cas d'accident majeur.

Comme l'étude GTVS01 n'était pas terminée lors de la rédaction de ce document, d'autres constats et pistes de recommandation suivront dans le rapport final de l'EES globale.

Transport terrestre (ferroviaire et routier)

L'étude GTVS01 examine ces deux modes de transport terrestre et les constats et pistes de recommandation suivront dans le rapport final de l'EES globale.

Traverse de cours d'eau par des pipelines

En ce qui concerne les pipelines, le projet Énergie Est a fait ressortir le besoin d'obtenir une recension détaillée des risques associés à la traverse de cours d'eau (incluant le fleuve Saint-Laurent) et des meilleures techniques et pratiques applicables dans un tel cas. L'étude prévue à cet effet (GTRA03) est en cours et les résultats seront disponibles dans le rapport final de l'EES globale.

Cadre légal et gestion du transport marin

L'étude sur l'examen des mesures de prévention, de préparation et d'intervention en cas d'accident majeur – milieu marin (GTVS02⁴¹) par l'Institut maritime du Québec (IMQ) a permis de constater les faits suivants :

Le système réglementaire canadien est strict. Il respecte les conventions internationales et se compare aux systèmes en vigueur dans plusieurs autres pays.

Il existe des dispositions canadiennes supplémentaires en matière d'indemnisation.

Le Canada et l'ensemble de la communauté internationale fixent des limites dans le type de dépenses admissibles qui sont indemnisables pour la remise en état des écosystèmes.

Le régime canadien apporte des améliorations aux dispositions internationales en matière d'indemnisation, avec l'établissement de la Caisse d'indemnisation des dommages dus à la pollution par les hydrocarbures causée par les navires.

Il existe des dispositions canadiennes supplémentaires en matière de navigation hivernale.

La législation canadienne régit la navigation hivernale avec l'imposition de structures renforcée pour les navires.

Dans une publication technique (TP14335F – Navigation hivernale sur le fleuve et le golfe du Saint-Laurent, Guide pratique à l'intention des officiers de pont et des officiers mécaniciens de navires), le Canada propose une série de mesures et de recommandations à l'intention des capitaines de navire qui transitent par le Saint-Laurent durant la période hivernale. Le document reprend les éléments réglementaires obligatoires, les prescriptions facultatives et les moyens suggérés pour diminuer les risques que représentent la présence de glace, le fraïl et les basses températures.

Des dispositions spéciales pour les navires-citernes existent également (publications TP14335F et TP15163B).

Les pistes d'amélioration proposées par l'IMQ sont :

- de mieux définir le rôle des municipalités et de mieux les informer sur le Régime de préparation et d'indemnisation en cas de déversements d'hydrocarbures;
- d'apporter des améliorations en matière de dépenses admissibles indemnisables;
- d'inclure, après examen, la remise en état complète des écosystèmes touchés (comme dans le régime américain);
- de bonifier les programmes de recherche sur l'impact des déversements, le développement des techniques de récupération et la remise en état des lieux;
- que le gouvernement du Québec s'implique dans l'élaboration des plans

⁴¹ Le document de consultation prend en compte les constats et pistes d'améliorations préliminaires étant donné que la version finale a été reçue récemment.

d'intervention localisée (PIL) du gouvernement fédéral, qui vont permettre l'adaptation des normes d'intervention en fonction des spécificités du milieu (quantité, climat, intervenants).

Cadre légal et gestion des plates-formes multimodales – constats préliminaires⁴²

Contexte

Comme cela a été mentionné dans la synthèse des connaissances sur les hydrocarbures, quel que soit le mode de transport utilisé (les pipelines mis à part), les accidents liés aux matières dangereuses (incluant le pétrole) surviennent deux fois plus souvent là où sont les installations fixes que pendant le transport.

Ces opérations relèvent souvent des compétences de plus d'un ordre de gouvernement, ce qui est de nature à entraîner des problématiques au chapitre de la réglementation et du partage des responsabilités. En outre, les systèmes de gestion de la sécurité s'intègrent la plupart du temps plus aisément sur des installations fixes que sur des modes de transport (à savoir le véhicule roulant ainsi que les infrastructures de transport).

Considérant ces éléments, l'équipe du CIRANO a été mandatée pour réaliser une étude, dans le cadre des EES, sur le chargement et le déchargement des hydrocarbures sur les plates-formes multimodales au Québec (étude GTRA01).

Portrait des activités de chargement et de déchargement des hydrocarbures sur les plates-formes multimodales au Québec

Définition d'une plate-forme multimodale

Une plate-forme multimodale est définie comme étant une installation pouvant accueillir plusieurs modes de transport. Sur le territoire québécois, le mode de transport routier est toujours présent et les modes de transport ferroviaire, maritime ou pipelinier s'ajoutent, seuls ou en combinaison. Les stations d'essence⁴³ sont exclues de cette définition. Elles seront cependant considérées dans l'analyse globale de l'étude, vu leur grand nombre et les risques qu'elles peuvent présenter. Elles n'utilisent généralement que le mode de transport par camion.

Les activités de chargement/déchargement sont les plus problématiques même si l'on ne considère qu'un seul mode de transport. L'étude de CIRANO s'est donc concentrée sur ces activités.

Nombre et emplacement des plates-formes multimodales

⁴² L'information contenue dans ce chapitre pourra être révisée dans le rapport final des EES globales, à la suite de la publication du rapport final du CIRANO.

⁴³ Les stations d'essence incluent tous les postes de distribution de carburant avec ou sans service engagés dans la vente au détail de carburant destiné aux automobiles.

Les données du registre des sites d'équipements pétroliers à risque élevé de la Régie du bâtiment (RBQ) ont principalement été utilisées pour recenser les plates-formes multimodales au Québec. Il est important d'interpréter les statistiques qui vont suivre avec précaution compte tenu du fait que le pétrole brut n'est pas régi par la RBQ (la réglementation concerne uniquement les produits pétroliers, incluant notamment l'essence, le carburant diesel, l'éthanol-carburant, le carburant d'aviation et le mazout). De plus, même si la réglementation de la RBQ s'applique à toutes les installations d'équipements pétroliers sur le territoire québécois, certaines installations peuvent ne pas être assujetties à la RBQ, car elles sont de compétence fédérale. En tenant compte de ces deux limitations, les principaux renseignements à retenir sont les suivants :

- Selon les données de la RBQ, le CIRANO dénombre environ 4 200 sites où se déroule du chargement et du déchargement de produits pétroliers (incluant environ 3 300 stations d'essence). Les dix plus grandes installations dans le registre de la RBQ représentent 59 % de la capacité totale de stockage des produits pétroliers au Québec.
- Parmi les 900 sites où se déroulent des activités de chargement et de déchargement (ce nombre ne comprend pas les stations d'essence), le CIRANO a désigné une centaine de plates-formes multimodales qui devraient être considérées dans la présente étude. On y trouve principalement des exploitants de dépôts pétroliers et commerciaux et des sites industriels ou miniers (les dépôts pétroliers des raffineries Valero à Lévis et Suncor à Montréal-Est en sont des exemples).
- Ces plates-formes multimodales représentent 70 % de la capacité de stockage totale de l'ensemble des sites de chargement et de déchargement de produits pétroliers au Québec.
- Environ 70 installations sont associées au mode de transport ferroviaire, 40, au mode maritime, et cinq, au mode pipelinier.
- Les plates-formes multimodales ont été géolocalisées. On trouve 19 % des plates-formes dans la région de Montréal, 14 % dans la région de la Montérégie, 9 % dans la région de Québec/Chaudière-Appalaches et 58 % dans les autres régions du Québec.
- Sur le plan de la capacité de stockage, les plates-formes multimodales de la région de Montréal détiennent 49 % de la capacité de l'ensemble des sites, la Montérégie, 20 %, et Chaudière-Appalaches, 14 %.

Statistiques d'accident sur les plates-formes multimodales

Il n'existe aucune base de données permettant de dénombrer et d'analyser les accidents relatifs à des déversements d'hydrocarbures sur les plates-formes multimodales. Il est donc difficile de quantifier ce phénomène ainsi que son évolution dans le temps au Québec.

La meilleure source d'information pour tenter de quantifier les accidents sur les plates-formes multimodales est la base de données du Système d'information sur les accidents concernant les matières dangereuses (SIACMD) de Transport Canada (TC). Il faut toutefois tenir compte des facteurs suivants :

- Les accidents analysés se sont produits aux installations lors d’activités de manutention⁴⁴ (par opposition à « en transport »). Cela englobe, sans s’y limiter, les accidents au moment du chargement/déchargement.
- La déclaration des accidents est obligatoire lorsque le rejet dépasse un certain seuil. Celui-ci est fixé, selon l’article 8.3 du *Règlement sur le transport des marchandises dangereuses*, à 200 litres pour des liquides inflammables ou à un rejet de 10 minutes ou plus pour des gaz de classe 2.
- Certains accidents qui ne sont pas soumis aux exigences sur le seuil de déclaration obligatoire se trouvent dans la base de données. TC encourage le dépôt de ces rapports facultatifs d’accidents à des fins d’analyse. Ces données sont notamment utiles pour l’élaboration de nouvelles normes. Des « quasi-accidents »⁴⁵ sont ainsi archivés dans la base de données.

Étant donné que les accidents et les rejets ne sont pas tous rapportés à TC, la base de données SIACMD pourrait les sous-estimer. Il est donc important d’interpréter les données qui suivent avec précaution.

Puisqu’il y a eu un changement de méthodologie entre 2000 et 2001, les statistiques d’accidents ont été répertoriées pour la période 2001-2014. Un total de 59 accidents – des déversements d’au moins 200 litres ou des rejets gazeux de plus de 10 minutes – est survenu sur des installations fixes au cours de la période 2001-2014.

Les accidents ont été analysés par année, par région administrative, par cause et par type de produit. Bien que les tendances ne sont pas évidentes à établir, que les données ne sont pas pleinement représentatives des plates-formes multimodales et que la taille de l’échantillonnage est faible, on peut néanmoins en tirer les conclusions suivantes :

- le nombre d’accidents est plutôt constant d’année en année;
- le nombre d’accidents et les volumes déversés sont plus importants à Montréal, dans les régions de la Capitale-Nationale et de la Montérégie;
- le transporteur est responsable des accidents dans 76 % des cas (dans seulement 19 % des accidents, ce sont les installations fixes qui sont responsables et dans 5 % les expéditeurs);
- les accidents de manutention aux installations fixes se produisent à 49 % dans les terminaux ferroviaires, à 36 % dans les terminaux routiers, à 5 % dans les terminaux maritimes et à 10 % dans les autres installations (usines de transformation, stations d’essence ou terminaux aériens).
- on compte 47 % des accidents qui sont d’origine humaine alors que 36 % sont causés par un facteur mécanique.

⁴⁴ Transports Canada définit la manutention comme étant toute opération de chargement, de déchargement, d’emballage ou de déballage de marchandises dangereuses effectuée en vue de leur transport, au cours de celui-ci ou par après. Les opérations d’entreposage effectuées au cours du transport sont incluses dans la présente définition.

⁴⁵ Les « quasi-accidents » ou « situations dangereuses » sont d’autres expressions désignant aussi des événements qui auraient pu entraîner des lésions ou des pertes, mais qui n’ont pas eu ces conséquences fâcheuses.

Constats préliminaires du CIRANO concernant le cadre légal et la gestion des plates-formes multimodales

À la suite de plusieurs consultations auprès d'experts gouvernementaux et d'entrevues avec des entreprises privées qui exploitent des sites multimodaux, le CIRANO a fait certaines constatations préliminaires dont il a tiré les bonnes pratiques présentes au Québec ainsi que de pistes d'amélioration potentielles. Les tableaux 54 et 55 les présentent.

Sept enjeux principaux et deux enjeux transversaux ont été définis pour faire l'analyse. Ceux-ci représentent les mesures qui peuvent être prises pour prévenir ou réduire la probabilité d'un accident avec des hydrocarbures ainsi que celles prises pour en réduire les conséquences. Il est ici question de barrières de prévention et de protection.

Tableau 54: Bonnes pratiques observées au Québec dans la gestion des plates-formes multimodales

Enjeu	Bonne pratique observée au Québec
Conception et construction des installations fixes (aires de chargement et de déchargement)	Informatisation des salles de contrôle permettant d'alerter automatiquement les personnes clés lors de situations d'urgence. Aménagement des aires de chargement pour prendre en compte les aléas externes et renforcer la sécurité du site.
Déclaration d'activité	Aucune
Documents d'expédition et signalisation	Dans le manuel du chauffeur, insertion d'aide-mémoires sur les mesures de sécurité à adopter lors des chargements et des déchargements (sous la forme d'instructions accompagnées de photos).
Formation des employés	Élaboration d'un plan de cours, incluant les gestes sécuritaires à adopter lors des opérations de chargement et de déchargement des hydrocarbures. Mise en place d'un système composé de plusieurs types d'évaluations (théorique et comportant des simulations sur le terrain) avec un système de notation objectif.
Mesures de sécurité	Utilisation de la méthode de chargement par le bas (<i>bottom-loading</i>) avec un système de détecteur antidébordement lors du chargement.
Plans et mesures d'urgence	Partage des équipements et du personnel entre les installations situées dans une même région géographique pour faire face, de manière plus efficace, aux urgences.
Déclaration d'accident	Aucune

Tableau 55 : Pistes d'amélioration dans la gestion des plates-formes multimodales

Enjeu	Piste d'amélioration
Conception et construction des installations fixes	Production de guides qui résument les exigences et les normes en matière de conception des aires de chargement.
Déclaration d'activité	Uniformisation des critères de déclaration entre les gouvernements provincial et fédéral. Amélioration de la qualité des données recueillies.
Documents d'expédition et signalisation	Resserrement du processus de contrôle de conformité et de mise en application des exigences réglementaires.
Formation des employés	Collaboration entre les divers ministères concernés pour monter des gabarits de formation. Mise en place d'un examen de contrôle des connaissances minimales en TMD au niveau provincial (par exemple : examen en ligne avec note minimum de passage).
Mesures de sécurité	Resserrement du processus de contrôle de conformité et de contrôle de mise en application des exigences réglementaires. Consultation des entreprises en amont des réglementations pour développer des guides de bonnes pratiques qui seraient diffusés en complément de réglementations plus générales, fixant des objectifs plutôt que des moyens.
Plans et mesures d'urgence	Harmonisation de l'ensemble des exigences des différents ministères. Resserrement du processus de contrôle de conformité et de surveillance des plans d'urgence par une validation par des inspecteurs désignés.
Déclaration d'accident	Harmonisation des bases de données des différents ministères. Révision du rapport d'accident pour bonifier et améliorer l'information recueillie dans les bases de données avec des champs permettant de mieux évaluer les causes des accidents, mais aussi de mieux connaître les interventions qui ont eu lieu ainsi que les résultats de ces interventions.
Communication	Amélioration de la compréhension des textes de loi : élaboration de guides pratiques qui permettent de colliger les exigences des divers ministères dans un même document Amélioration et favorisation de la communication et le partage d'information entre tous les acteurs de l'industrie, tous les paliers gouvernementaux, y compris le palier municipal et le grand public Utilisation d'organismes existants comme les CMMI, les associations industrielles pour relayer l'information des ministères ainsi que les bonnes pratiques

Enjeu	Piste d'amélioration
Inspections	Resserrement des processus de contrôle de conformité et de contrôle de mise en application des exigences réglementaires sur les plates-formes où transitent des hydrocarbures.
Ensemble des enjeux	Révision du cadre législatif et réglementaire pour le pétrole brut (transport, stockage et manutention).

L'analyse préliminaire du CIRANO fait ressortir trois axes d'amélioration prioritaire pour rendre les phases de chargement/déchargement plus sécuritaires : la formation, la déclaration d'accident et les mesures de sécurité. On remarque que les améliorations peuvent porter à la fois sur la prévention et sur la protection.

7. La gestion des déversements

7.1 Portée

Concernant les mesures à prendre en cas de déversement, qui ont été étudiées dans le cadre des chantiers Environnement et Transversal, le comité directeur des EES s'est donné comme objectif principal de faire un examen complet des mesures de prévention, de préparation et d'intervention prévues en cas d'accident majeur en milieu terrestre ou marin, qu'il se produise lors du transport d'hydrocarbures ou pendant l'exploitation de pétrole et de gaz. Le comité devait, plus particulièrement :

- évaluer si la réglementation actuelle sur le transport des hydrocarbures est sécuritaire pour les populations (incluant les travailleurs), l'environnement et les biens;
- évaluer la capacité d'intervention des différentes organisations concernées, selon leurs rôles respectifs et leurs responsabilités;
- proposer des modifications législatives et réglementaires en cas de déversement accidentel majeur;
- déterminer les moyens à prendre pour que le financement des mesures de restauration et de compensation à mettre en œuvre en cas de déversement accidentel majeur soit assuré.

Les déversements en milieu marin peuvent avoir des conséquences graves sur les écosystèmes, puisqu'en milieu aquatique, les produits déversés se dispersent rapidement et présentent des défis de récupération importants. Cette section fait également le point sur les connaissances applicables dans le contexte climatique du fleuve ou du golfe du Saint-Laurent.

7.2 Milieu terrestre

Impacts des déversements en milieu terrestre

Le Québec a connu peu de déversements majeurs en milieu terrestre. La plupart des déversements d'hydrocarbures en milieu terrestre entraîne la contamination des sols et des eaux souterraines, des odeurs et des explosions ou des incendies alors que les déversements en milieu aquatique sont généralement problématiques en raison de la dispersion rapide des hydrocarbures, donc de la colonne d'eau.

Les déversements en milieu terrestre sont en grande partie soumis à la réglementation sur les terrains contaminés.

Gestion des sols contaminés

Le requérant doit respecter les articles 8 et 9 du Règlement sur les matières dangereuses (RMD) (RLRQ, Q-2, r. 32) si le sol est contaminé par une matière dangereuse tel que

défini dans ce règlement. Dans le cas d'un déversement accidentel, toute la contamination doit être immédiatement enlevée et les sols affectés doivent être nettoyés ou traités sur place, sans délai.

Que la matière ayant contaminé le sol soit dangereuse ou non, les sols peuvent être traités sur place à l'aide d'un traitement in situ ou ex situ ou être gérés hors site dans un lieu autorisé à les recevoir, dans le respect du Règlement sur l'enfouissement des sols contaminés (RESC) (RLRQ, Q-2, r.18) et du Règlement sur le stockage et les centres de transfert de sols contaminés (RSCTSC) (RLRQ, Q-2, r.46).

Actuellement, aucun site n'est autorisé à recevoir des sols contaminés sur l'île d'Anticosti. Ainsi, il faudrait tenir compte des particularités du transport de ces sols vers un lieu à l'extérieur de l'île ou examiner la possibilité d'ouvrir un nouveau centre d'enfouissement de sols contaminés afin de réduire les distances de transport. Pour cette dernière option, le projet serait assujéti au RESC ainsi qu'au Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement dans certains cas.

Réhabilitation du terrain

Une étude de caractérisation du terrain, attestée par un expert est exigée dans les six mois suivants la cessation de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures, conformément à l'article 31.51 de la Loi sur la qualité de l'environnement (LQE) (RLRQ, chapitre Q-2).

Si les résultats de cette caractérisation révèlent des contaminants en concentration supérieure aux valeurs limites réglementaires de l'annexe 1 du Règlement sur la protection et la réhabilitation des terrains (RPRT) (RLRQ, Q-2, r. 37), un avis de contamination doit être inscrit au registre foncier (LQE, art. 31.58). Un plan de réhabilitation doit également être soumis pour approbation au MDDELCC si la concentration en contaminants dans le sol excède les valeurs limites réglementaires en application de l'article 31.51 de la LQE tel que prescrit à l'article 1 du RPRT. Pour les contaminants qui ne sont pas normés au RPRT, il est précisé à la Politique de protection des sols et de réhabilitation des terrains contaminés (MEF, 1998a) que la réhabilitation doit viser à redonner aux sols et aux eaux souterraines la qualité qu'ils avaient avant le début de l'activité visée par la cessation.

Mesures de prévention en milieu terrestre

L'étude GTVS01 portant sur l'Examen des mesures de prévention, de préparation et d'intervention en cas d'accident majeur en milieu terrestre a notamment pour objectif d'évaluer l'état de préparation des divers intervenants publics et privés, y compris celui des instances municipales, leur capacité technique et financière et les mécanismes de coordination établis entre eux. Elle aborde également la capacité des entreprises à assumer le coût des mesures de restauration et de compensations requises.

Cette étude n'était pas terminée lors de la rédaction de ce document. Les constats et pistes d'amélioration suivront dans le rapport final de l'EES globale.

Interventions après un déversement

Selon l'étude AENV15 (MDDELCC, 2015c), aucune exigence en matière d'évaluation des risques et de plan d'urgence n'apparaît dans la réglementation du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC) et du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN) relativement à l'exploration et à l'exploitation des hydrocarbures. Une note d'instructions du MDDELCC indique qu'il n'exige pas d'évaluation des risques et de plan d'intervention en cas d'accident lors d'une demande d'autorisation en vertu de l'article 22 de la LQE.

Toutefois, le MDDELCC a produit des Lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière (MDDELCC, 2014b), un document qui précise que, dès les premiers travaux, le détenteur d'une autorisation du MDDELCC doit appliquer le plan des mesures d'urgence environnementale élaboré en concertation avec les autorités locales lorsque survient un incident susceptible de porter atteinte à l'environnement, à la sécurité ou à la santé humaine.

Le MERN précise, pour sa part, les conditions et les 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 dans l'Arrêté ministériel du MERN du 30 juin 2014. L'une de ces obligations est que le titulaire d'un permis de recherche transmette un plan de mesures d'urgence avant de commencer ses travaux.

Étant donné qu'il n'existe pas de réglementation québécoise venant préciser les objectifs à atteindre et les normes à respecter en matière d'analyse de risques technologiques et de planification des mesures d'urgence, l'information demandée dans les Lignes directrices du MDDELCC et dans l'arrêté ministériel du MERN concernant les plans de mesures d'urgence révèle que des améliorations en ce sens devraient être apportées sur le plan réglementaire.

Lors du déversement d'une matière dangereuse, l'entreprise responsable ou victime de l'incident, qu'elle ait ou non un plan de mesures d'urgence, doit faire cesser le déversement, aviser le ministre du MDDELCC, récupérer la matière dangereuse et enlever toute matière contaminée qui n'est pas nettoyée ou traitée sur place, et ce, afin de se conformer à l'article 9 du Règlement sur les matières dangereuses.

En plus de l'entreprise, des intervenants de différents ministères et organismes (MO) peuvent être appelés à intervenir lors d'une situation d'urgence environnementale, en vertu de leurs rôles et responsabilités. Les municipalités sont les principaux et les premiers intervenants lors d'une situation d'urgence sur leur territoire (en milieu terrestre). Toutefois, le MDDELCC a aussi compétence pour intervenir lors d'une situation d'urgence environnementale en s'assurant de minimiser les impacts sur l'environnement. Le MDDELCC apportera son soutien aux municipalités par l'entremise de son service « Urgence-Environnement ».

7.3 Milieu marin

Impacts des déversements en milieu marin

Les déversements d'hydrocarbures dans le fleuve Saint-Laurent peuvent provenir de différentes sources. Les navires-citernes représentent le risque le plus important compte tenu des quantités d'hydrocarbures qu'ils transportent, quoique les cales compartimentées des navires et l'obligation des doubles coques diminuent les risques de fuites majeures.

Le golfe du Saint-Laurent est un écosystème fragile, riche et diversifié qui soutient un grand nombre de services écosystémiques d'importance pour la société. Les diverses ressources de ce système sont la base de bon nombre d'activités anthropiques et présentent, de ce fait, une vulnérabilité aux dommages engendrés par plusieurs de ces activités. D'ailleurs, différentes zones d'intérêt écologique et biologique ont été mises en évidence par des organismes, gouvernementaux ou non gouvernementaux.

Les études menées plusieurs années après un déversement accidentel en milieu froid (dont celles de l'Arrow [Nouvelle-Écosse, 1970], de l'Amoco Cadiz [France, 1978], de l'Exxon Valdez [Alaska, 1989], du Sea Empress [Royaume-Uni, 1996] et de Chalk Point-Swanson Creek [Maryland, 2000]) ont montré ce qui suit :

- des effets négatifs sur la faune et la flore persistent plusieurs années après les grands déversements d'hydrocarbures pétroliers;
- des espèces fauniques et floristiques peuvent mettre plusieurs années à se rétablir après un déversement d'hydrocarbures pétroliers;
- un suivi à long terme des espèces affectées par un déversement d'hydrocarbures pétroliers est nécessaire pour évaluer tous les impacts et le potentiel de rétablissement du milieu.

Dans le cadre de la présente EES, l'étude GENV32 (Chalut et Brêthes, 2015) a permis de dresser un portrait des zones potentiellement vulnérables de l'estuaire et du golfe du Saint-Laurent, dans l'optique d'une exploitation responsable du potentiel pétrolier en milieu marin au Québec.

Les risques associés au transport maritime d'hydrocarbures sont nombreux et différent en fonction du mode de transport utilisé (oléoduc, navire pétrolier, rail), des activités et des infrastructures considérées (stations de pompage, terminaux maritimes, etc.) et de l'intensité du transport. La prévalence d'accidents ou de dommages cumulatifs est donc très variable et difficilement quantifiable, même si historiquement, en raison des mesures de navigation en place, peu de déversements ont eu lieu dans le golfe du Saint-Laurent malgré le transit maritime relativement élevé. Les déversements accidentels comptent parmi les principaux risques associés au transport maritime, à l'exploitation et au transport des hydrocarbures.

La gestion d'un déversement se fera en fonction de son ampleur et du comportement de la nappe de pétrole. L'étude GENV22 (CEAEQ, 2015a) a permis de déterminer le comportement et les altérations des hydrocarbures pétroliers en milieux aquatiques alors que l'étude GENV23 a permis d'établir les outils de criminalistique environnementale applicables à l'industrie pétrolière et gazière afin de déterminer qui sont les responsables des nappes de pétrole d'origine inconnue. Par ailleurs, l'étude GENV28 (CEAEQ, 2015b) s'est penchée sur le développement des méthodes d'analyse complémentaires pour caractériser les hydrocarbures pétroliers qu'on trouve dans l'eau par le suivi de marqueurs.

Les conséquences d'un déversement accidentel d'hydrocarbures sur l'écosystème du golfe du Saint-Laurent peuvent être considérables parce que les composants du milieu marin sont difficilement maîtrisables, notamment à une grande profondeur, ou lorsqu'il y a de la glace ou des vents violents. De forts courants marins, un couvert de glace saisonnier, la faible température de l'eau, la proximité des côtes et la présence d'un écosystème unique et fragile augmentent les impacts environnementaux potentiels en cas de déversement d'hydrocarbures.

Les effets des déversements accidentels d'hydrocarbures pétroliers (à l'exception du mazoutage) ainsi que les conséquences des méthodes d'intervention utilisées pour nettoyer les milieux sur les oiseaux et les mammifères ont été peu étudiés, et les impacts à long terme des méthodes d'intervention sont peu connus. Comme les oiseaux et les mammifères ont un cycle de vie long, il est probable qu'en cas de perturbation les effets se fassent sentir à long terme et menacent la survie des espèces dont la reproduction ou le développement a été affecté.

Impacts des déversements accidentels en milieu froid

L'étude GENV24 (Allaire-Verville, 2015) a évalué, entre autres, les impacts des hydrocarbures pétroliers et des méthodes d'intervention sur les écosystèmes côtiers, plusieurs années après un déversement accidentel en milieu froid. De nombreux cas ont été analysés, à savoir l'*Arrow* (Nouvelle-Écosse, 1970), l'*Amoco Cadiz* (France, 1978), l'*Exxon Valdez* (Alaska, 1989), le *Sea Empress* (Royaume-Uni, 1996) et *Chalk Point-Swanson Creek* (Maryland, 2000). Ces cinq cas ont été choisis principalement en raison, d'une part, de la relative abondance et de l'accessibilité de la documentation scientifique et, d'autre part, de la diversité des sites et des écosystèmes touchés par les déversements.

Les résultats ont montré ce qui suit :

- 1) Des effets négatifs sur la faune et la flore plusieurs années après des déversements d'hydrocarbures pétroliers.
Des effets à long terme ont été observés sur les algues (blanchissement et diminution de la couverture), les plantes (diminution de la couverture et de la croissance), les invertébrés (perturbation de la structure de la communauté d'invertébrés benthiques, variation de l'abondance des taxons, diminution de la

croissance et signes de stress cellulaire chez les mollusques bivalves), les poissons (malformations histologiques et génétiques), les oiseaux (mortalité par mazoutage) et les mammifères (mortalité).

- 2) Des espèces fauniques et floristiques peuvent mettre plusieurs années à se rétablir après un déversement d'hydrocarbures pétroliers.

Des communautés d'algues, de plantes, d'invertébrés et de poissons ont mis parfois plus d'une décennie à se rétablir. Les effets à long terme sur les mammifères n'ayant pas été étudiés systématiquement, il n'a pas été possible de déterminer le temps de rétablissement de ceux-ci. Toutefois, il appert que le temps de rétablissement a tendance à être plus long chez les espèces ayant un cycle de vie plus long.

- 3) L'analyse du bénéfice environnemental net après un déversement d'hydrocarbures pétroliers en milieu côtier permettrait de minimiser les impacts des méthodes d'intervention.

Les études qui ont été faites après les déversements de l'Exxon Valdez et de l'Amoco Cadiz semblaient montrer que le nettoyage par jet à l'eau chaude à haute pression a eu un effet négatif sur l'écosystème et le temps de rétablissement de celui-ci. Ces exemples ont démontré que le choix de la méthode d'intervention utilisée dans un milieu donné influence le rétablissement de l'écosystème. L'analyse du bénéfice environnemental net (ABEN) permettrait de planifier la réponse au déversement et d'utiliser les méthodes d'intervention les moins susceptibles d'avoir des effets sur le milieu et qui favorisent le rétablissement des communautés à court ou à moyen terme.

- 4) Le suivi à long terme des espèces affectées par un déversement d'hydrocarbures pétroliers est nécessaire pour évaluer tous les impacts et le rétablissement du milieu.

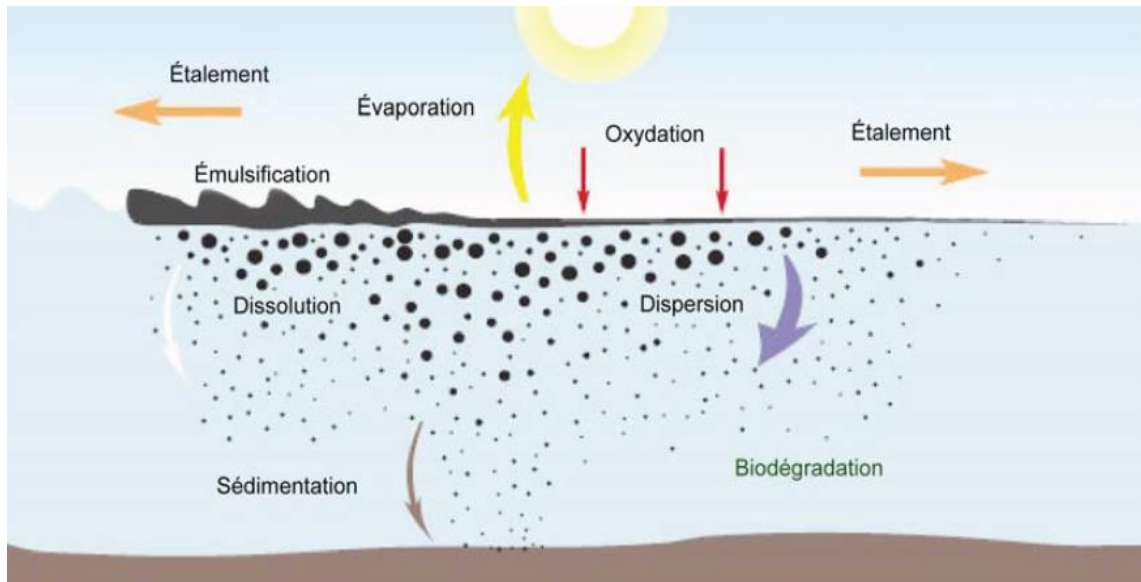
L'observation des effets sur certains organismes plusieurs années après un déversement démontre l'importance de faire un suivi à long terme de la faune et de la flore. Ces suivis produisent des données précieuses pour évaluer l'état des milieux affectés, leur rétablissement et, éventuellement, la nécessité de nouvelles interventions.

Décomposition des hydrocarbures par les communautés bactériennes indigènes du golfe du Saint-Laurent à la suite d'un déversement accidentel

L'étude GENV32 (Lemarchand et Desbiens, 2015) a permis de déterminer l'état des connaissances sur la biodégradation des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent. Rappelons que lors de l'introduction d'hydrocarbures pétroliers dans les milieux aquatiques, divers mécanismes contribuent à leur décontamination naturelle. Parmi ceux-ci, on trouve des mécanismes abiotiques (évaporation, dissolution, dispersion, photo-oxydation) et biotiques (biodégradation microbienne) (Margesin et Schinner, 1999). L'action combinée de ces différents mécanismes régule l'efficacité de la décontamination et détermine la capacité du milieu à se rétablir. Celle-ci dépend

également de différents paramètres propres au pétrole introduit et aux conditions physico-chimiques et biologiques du milieu récepteur.

Figure 31 Processus influençant le devenir des hydrocarbures pétroliers en milieu marin



Source : Genivar (2011)

De nombreux microorganismes ont la capacité de métaboliser les polluants organiques (hydrocarbures, pesticides, solvants, matières plastiques) pour les convertir en constituants cellulaires. Les microorganismes qui ont la faculté de métaboliser les hydrocarbures pétroliers, essentiellement des bactéries et des champignons, sont les acteurs principaux de la biodégradation environnementale. Aucun microorganisme ne peut, à lui seul, dégrader tous les composants du pétrole brut ou des carburants raffinés qui sont déversés dans l'environnement. Certaines bactéries peuvent dégrader plusieurs hydrocarbures ou toute une classe d'hydrocarbures, mais les dizaines de milliers de composés différents contenus dans le pétrole ne sont biodégradables que par l'action combinée de l'ensemble des membres d'une communauté microbienne complexe (Head, Jones et Roling, 2006).

Lors d'un déversement dans des eaux salées froides, le pétrole tend à se répandre et à former un film en surface. Sous l'action du vent et des vagues, une émulsion d'eau et d'huile peut se former. La *dispersion des hydrocarbures* sous forme d'émulsion dans la colonne d'eau augmente la surface de contact avec le milieu et par conséquent l'accès aux microbes responsables de la dégradation de ces hydrocarbures (Leahy, 1990). À ce stade, la *composition chimique* du pétrole joue un rôle important. En effet, les molécules simples, tels les composés saturés, seront dégradées préférentiellement, puis ce sera le tour des composés aromatiques légers, des composés aromatiques de hauts poids moléculaires et finalement des composés polaires (Leahy, 1990).

Une importante caractéristique du système du golfe du Saint-Laurent qui influence la capacité de biodégradation des hydrocarbures par les communautés microbiennes indigènes est la présence d'un couvert de glace hivernal de taille variable selon les années. L'englacement du golfe du Saint-Laurent débute généralement à la mi-décembre le long des côtes continentales du Québec, alors que les côtes insulaires d'Anticosti et des îles de la Madeleine s'englacent plus tardivement. L'englacement recouvre entièrement la côte ouest de Terre-Neuve à partir de la mi-février. La dislocation du couvert de glace débute vers la mi-mars, mais se poursuit au large jusqu'à la deuxième semaine d'avril (Genivar, 2011). La présence d'un couvert de glace peut considérablement modifier le devenir des hydrocarbures dans l'environnement en période hivernale en altérant la biodisponibilité des hydrocarbures pour la biodégradation microbienne.

Lemarchand et Desbiens (2015) ont analysé plus d'une vingtaine d'études menées au cours des 40 dernières années sur l'effet d'une contamination par des hydrocarbures pétroliers dans le système Saint-Laurent. Bien que ces études apportent des données essentielles pour la compréhension des risques associés à un déversement d'hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent, elles sont insuffisantes pour déterminer de façon fiable la capacité de biodégradation des hydrocarbures pétroliers dans cet écosystème.

La biodégradation des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent dépend de nombreux facteurs regroupant des processus abiotiques et biotiques. Si les conditions physico-chimiques et climatiques prévalant dans le golfe sont relativement bien connues, il n'en va pas de même en ce qui concerne la diversité microbiologique de cet écosystème. Il existe actuellement très peu de données concernant l'abondance, la diversité et l'évolution saisonnière des communautés bactériennes indigènes dans le golfe. Et il y en a encore moins sur la présence de microorganismes hydrocarbonoclastes⁴⁶ au sein de ces communautés. Cette insuffisance de données constitue un frein majeur pour estimer les potentialités intrinsèques de rétablissement du golfe ainsi que sa résilience face à un déversement d'hydrocarbures pétroliers.

Impacts des mesures d'atténuation et de restauration

Les dispersants chimiques

Les dispersants chimiques, autant que les hydrocarbures, ont des compositions chimiques très variées qui leur confèrent aussi un potentiel toxique varié. Comme pour d'autres contaminants, la réponse des organismes aux dispersants chimiques varie selon l'espèce. Les stades embryonnaires et larvaires apparaissent plus sensibles que les stades adultes. De grandes différences de toxicité sont également observées entre différents mélanges de dispersants et d'hydrocarbures. Ces mélanges sont considérablement plus toxiques que les dispersants et les hydrocarbures seuls pour les organismes aquatiques, quel que soit le niveau trophique considéré. La majorité des études attribue ce fait à l'augmentation des HAP et à l'exposition des organismes aux gouttelettes d'hydrocarbures dans la colonne

⁴⁶ Bactéries qui brisent les chaînes d'hydrocarbures.

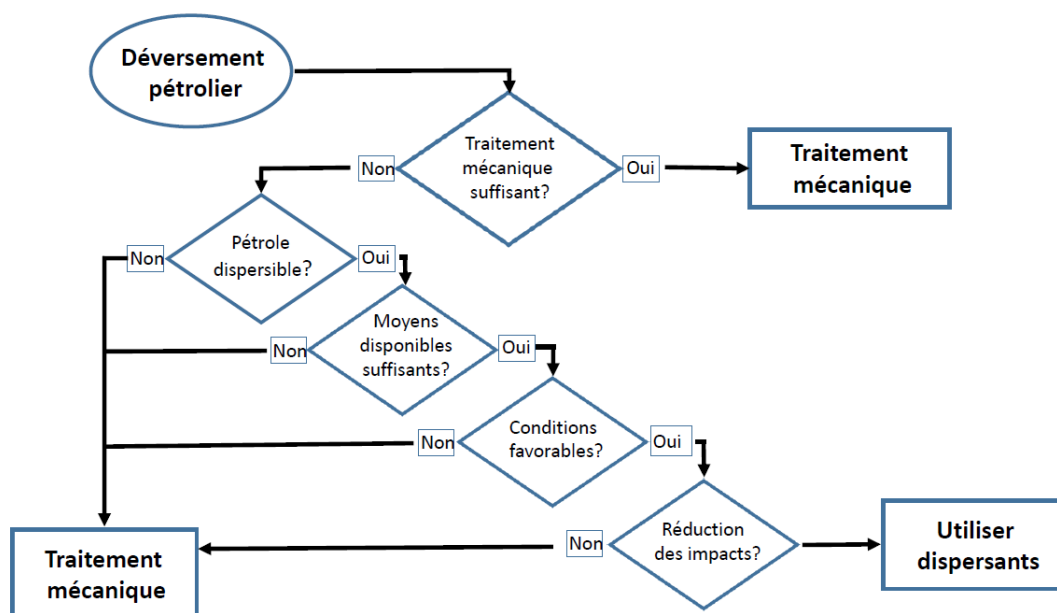
d'eau, ce qui favorise une plus grande surface de contact entre les organismes et les hydrocarbures pétroliers.

Selon l'étude GENV31 (Pelletier, 2015), la dispersion chimique ne fait pas l'unanimité au sein de la communauté scientifique, qui est partagée en raison de la relative efficacité de cette technique et de sa toxicité comparativement à une atténuation naturelle. La majorité des rapports scientifiques concluent que les dispersants en soi sont peu toxiques pour la faune marine. Par contre, la toxicité aiguë et sous-létale des dispersions de pétrole a été mise en évidence à de multiples reprises avec un grand nombre d'espèces marines. Des cas de toxicité à long terme du pétrole sont bien documentés chez certains poissons et quelques mammifères marins, mais il est difficile d'attribuer ces effets toxiques à la dispersion elle-même plusieurs années après les faits.

Un arbre de décision (voir la figure ci-dessous), développé par les autorités américaines, présente les étapes simples que les décideurs et leurs conseillers scientifiques doivent franchir avant d'autoriser l'utilisation des dispersants pour un déversement donné dans un lieu bien défini. Parmi les questions cruciales à poser, on note :

- 1) Est-ce qu'un traitement mécanique serait suffisant, compte tenu de l'ampleur de l'accident?
- 2) Est-ce que la logistique et les moyens pour utiliser des dispersants sont disponibles à court terme?
- 3) Est-ce que les conditions sont favorables à l'utilisation de dispersants?
- 4) Est-ce que l'utilisation des dispersants réduira notablement les impacts du déversement en cours?

Figure 32 Arbre de décision simplifié pour évaluer l'opportunité d'utiliser des dispersants lors d'un déversement pétrolier. Schéma traduit et adapté de NRC (2005), page 28, figures 2 et 4.



Cette dernière question est de loin la plus difficile et risque de soulever les plus vifs débats entre ceux qui sont en faveur de l'utilisation des dispersants et ceux qui sont contre. Pour faciliter la décision, il est d'usage de donner des préautorisations pour certains sites que l'on sait à risques. Ainsi, toutes les discussions sur les risques environnementaux associés à l'utilisation de dispersants dans certaines zones marines et sur les particularités des écosystèmes ou des communautés animales qu'il faudrait, par exemple, protéger à tout prix d'une nappe de pétrole peuvent être faites en prévision d'un accident pétrolier.

L'étude GENV31 recommande de prendre position sur l'utilisation des dispersants dans les eaux de l'estuaire et du golfe du Saint-Laurent.

Dans le cas d'une position favorable aux dispersants, il recommande de mettre en place un mécanisme de préapprobation de certaines zones marines où les dispersants pourront être autorisés en suivant l'arbre de décision proposé ci-dessus.

Enfin, il est suggéré de porter une attention particulière aux bitumes dilués qui présentent des risques particuliers mal connus des scientifiques, et de mettre en place un programme spécifique sur leur « dispersabilité » et sur les méthodes de nettoyage de ces bitumes.

Le programme de documentation et de recherche active sur le comportement et les effets des pétroles bruts et des bitumes dilués sur les écosystèmes lacustres et marins, ainsi que sur les outils disponibles ou à développer pour combattre des déversements en milieux nordiques, est un bon exemple de programme de recherche à poursuivre.

Potentiel de danger des bitumes dilués en milieu marin

À cet effet, des connaissances additionnelles seraient nécessaires pour comprendre :

- le rôle des asphaltènes et de leur précipitation dans les mécanismes de corrosion;
- l'influence de la composition chimique, du rôle des bactéries, du comportement des particules solides et de la stabilité des émulsions eau-pétrole dans les mécanismes de corrosion;
- les effets des processus de vieillissement, seuls et en combinaison entre eux, sur les propriétés physicochimiques des bitumes dilués dans le but de prédire leur flottabilité en eau marine et douce;
- l'effet des processus d'altération sur le comportement des bitumes afin de prédire leur flottabilité en milieu marin.

Les nettoyeurs chimiques de plage

Comme pour d'autres contaminants, la réponse des organismes aquatiques aux nettoyeurs de plage varie selon l'espèce. Parmi les espèces étudiées, en laboratoire ou *in situ*, les organismes benthiques tels que les chironomes et les amphipodes, en eau douce, et les moules et les oursins, en eau salée, semblent plus sensibles à long terme aux nettoyeurs

de plage. De plus, d'après les données recueillies, la toxicité des mélanges d'hydrocarbures et de nettoyeurs de plage apparaît moins élevée que celle des nettoyeurs de plage utilisés seuls. D'après les données disponibles, le Corexit 9580 apparaît comme le nettoyeur de plage le moins toxique, sur le plan de la toxicité létale, comparativement aux autres nettoyeurs de plage disponibles sur le marché. Sa toxicité est généralement faible, bien que quelques espèces y soient plus sensibles, notamment des mollusques.

Le nombre d'études portant sur les nettoyeurs de plage est cependant faible et les données qui sont disponibles ne permettent pas d'estimer le danger associé à ces produits pour les milieux aquatiques québécois. De plus, il existe peu d'études sur le devenir chimique des nettoyeurs de plage et des eaux de lessivage qui contiennent un mélange de nettoyeurs de plage et d'hydrocarbures dans les conditions environnementales propres aux milieux aquatiques au Québec. Or, cette information est importante pour évaluer l'exposition potentielle des organismes.

Les agents de solidification, les agents élastifiants, les désémulsifiants, les tensioactifs (utilisés pour compacter les nappes d'hydrocarbures)

D'après les rares études disponibles, les agents de solidification mélangés aux hydrocarbures seraient faiblement toxiques pour les organismes aquatiques. Ceci serait dû au fait qu'une fois le mélange d'agents de solidification et d'hydrocarbures formés, ces derniers ne sont plus solubles dans l'eau. Cependant, seules deux études sont disponibles. La revue de littérature met également en évidence le manque d'information sur les agents élastifiants, les désémulsifiants et les tensioactifs utilisés pour repousser ou contracter les nappes d'hydrocarbures et la nécessité de faire des études expérimentales pour remédier à ce manque d'information.

L'agrégat pétrole argile (APA)

D'après les données disponibles, la dispersion d'une nappe d'hydrocarbures pétroliers à l'aide d'un APA pourrait favoriser la biodégradation naturelle des hydrocarbures. Cependant, les APA auront tendance à migrer vers les sédiments, ce qui représente un risque particulièrement important pour les organismes benthiques. L'information disponible ne permet pas de savoir ce qui arrive aux APA dans les sédiments, plus particulièrement en ce qui concerne la remise en suspension des hydrocarbures et les effets potentiels sur les organismes benthiques.

La remobilisation des sédiments, l'étalement des nappes d'hydrocarbures et la séparation des eaux huileuses

Le danger potentiel associé à la méthode d'intervention par séparation des eaux huileuses concerne essentiellement la présence des hydrocarbures dans les effluents finaux. Il existe peu de données relatives à la toxicité et à la persistance de ces composés dans les milieux aquatiques.

Le brûlage des déchets huileux

Le danger potentiel associé au brûlage des déchets huileux concerne essentiellement les émissions atmosphériques, en particulier si les particules présentes dans ces fumées se déposent dans la mer ou sur le sol, auquel cas des effets sur la flore et la faune peuvent être anticipés.

Le brûlage en eau libre, le brûlage en mer de glace

Le brûlage en mer est une méthode d'intervention qui permet d'éliminer rapidement une grande partie des hydrocarbures pétroliers déversés. L'élimination des composés légers est plus importante que celle des composés lourds qui ont tendance à se concentrer dans les résidus de brûlage. Le danger écotoxicologique associé au brûlage provient tout d'abord de l'évolution de ces résidus. En effet, bien qu'ils aient tendance à rester en surface, au bout de quelques jours, suivant la densité initiale du pétrole déversé et de sa composition chimique, ils vont sédimenter. Même s'il n'y a pas beaucoup de données sur les effets écotoxicologiques des résidus de brûlage, celles qui sont disponibles indiquent la présence de nombreux HAP pyrogéniques et de métaux, dont les effets sur les organismes sont connus. Par conséquent, des dangers écotoxicologiques associés à la présence des résidus de brûlage sont à prévoir pour les écosystèmes aquatiques récepteurs. Les émissions atmosphériques issues du brûlage représentent aussi un danger pour l'environnement, en particulier si les particules contenues dans ces fumées se déposent dans la mer ou sur le sol. Les contaminants présents dans ces particules pourraient avoir des effets négatifs sur la flore et la faune qui y seraient exposées. Finalement, l'utilisation de certains produits permettant d'augmenter l'efficacité de la méthode ou d'en réduire les nuisances peut également représenter un danger pour les organismes aquatiques.

La biorestauration

Plusieurs approches ont été développées pour faciliter la biodégradation des hydrocarbures dans l'environnement par les microorganismes. Parmi ces approches, il semble que l'utilisation d'une culture enrichie de microorganismes indigènes, sélectionnés, pourrait représenter un produit plus approprié aux conditions locales que les agents de bioaugmentation commerciaux. Toutefois, les agents de biostimulation semblent plus efficaces que les agents de bioaugmentation pour aider à la biodégradation des hydrocarbures, en particulier ceux qui sont à base de produits nutritifs ou de biosurfactants. D'après Tyagi, da Fonseca et Carla (2011), la combinaison d'agents de bioaugmentation, de biostimulation, et de biosurfactant, en fonction des caractéristiques du site contaminé, pourrait être une stratégie prometteuse pour accélérer la biorestauration. Cependant, pour la plupart de ces approches, l'information disponible est très partielle et des expérimentations complémentaires semblent nécessaires, notamment pour les agents de bioaugmentation ayant recours aux modifications de l'ADN et pour les biosurfactants.

L'atténuation naturelle

L'EPA⁴⁷ reconnaît l'atténuation naturelle comme méthode de restauration des sols et des sites contaminés, mais seulement sous certaines conditions. La première condition consiste à démontrer que la source de la contamination a été supprimée, la seconde consiste à démontrer que les caractéristiques physiques, biologiques et chimiques du milieu permettent effectivement de dégrader le contaminant et qu'on n'est pas simplement en présence de dilution. Une fois cette démonstration achevée, il faut faire un suivi démontrant que les conditions se maintiennent assez longtemps pour dégrader le volume de contaminant en place.

Notons que, si cette méthode était retenue pour un site, il conviendrait de mettre en œuvre un suivi de l'état du milieu sur plusieurs années, afin de démontrer l'efficacité de l'atténuation naturelle, en mettant en évidence, une réduction de la masse d'hydrocarbures sur le site. Il conviendrait de compléter ce suivi par une désignation : 1) des indicateurs géochimiques et biologiques qui permettent de conclure que l'atténuation naturelle intervient dans la réduction de la concentration des hydrocarbures; et 2) des processus naturels qui jouent un rôle dans l'atténuation, ainsi que leur efficacité afin de prévoir l'évolution de la contamination des milieux au fil du temps, jusqu'à l'atteinte des objectifs de réhabilitation fixés.

La plupart des méthodes présentées ci-dessus nécessitent l'obtention d'un certificat d'autorisation en raison de la réglementation en vigueur au Québec, soit parce qu'il y a rejet de nouveaux contaminants dans l'environnement, soit parce que les hydrocarbures déversés ne sont pas récupérés. La séparation des eaux huileuses et le brûlage des déchets pourraient toutefois être envisagés sous réserve des articles 32 et 70.9 de la Loi sur la qualité de l'environnement (c. Q-2, 2015). Une structure facilitant l'émission de certificats d'autorisation lors de ces situations particulières pourrait permettre une intervention rapide et une diminution des impacts environnementaux causés par le déversement.

Compte tenu des particularités des milieux aquatiques québécois (eaux froides, couverts de glace, espèces), des connaissances additionnelles concernant l'évolution physique et chimique des contaminants et des produits associés aux interventions (dispersants, émulsifiants, etc.), il est important de mieux connaître les effets écotoxicologiques de ces produits. Il s'agit de définir les éléments suivants :

- Le devenir physique et chimique et l'évolution de la biodégradabilité, dans les milieux aquatiques du Québec, notamment en présence de glace : a) des dispersants et des mélanges de dispersants et d'hydrocarbures; b) des nettoyeurs de plage dans les conditions environnementales propres aux milieux aquatiques du Québec, notamment en présence de glace; c) des agents de solidification;

⁴⁷ http://www3.epa.gov/epawaste/hazard/correctiveaction/resources/guidance/rem_eval/protocol.pdf

- d) des agents élastifiants; e) des désémulsifiants; f) des tensioactifs utilisés pour compacter les nappes d'hydrocarbures; g) des hydrocarbures déposés sous forme d'APA sur les sédiments; h) des suies et des résidus de brûlage d'hydrocarbures.
- Les effets écotoxicologiques de l'ensemble des agents précédemment mentionnés sur les espèces qui vivent en eau froide, typiques des milieux aquatiques du Québec.

Mesures de prévention en milieu marin

À la suite de l'analyse des constats préliminaires de l'EES1 (AECOM Tecsalt Inc., 2010), le gouvernement a décidé, à l'automne 2010, qu'aucune activité d'exploration et d'exploitation pétrolière et gazière n'aurait lieu dans le bassin de l'estuaire maritime et du nord-ouest du golfe du Saint-Laurent. Cette décision a mené à l'adoption, en juin 2011, de la Loi limitant les activités pétrolières et gazières qui interdit notamment l'activité pétrolière et gazière dans la partie du fleuve Saint-Laurent à l'ouest de l'île d'Anticosti et sur les îles se trouvant dans cette partie du fleuve (MDDELCC, 2015b).

Examen des mesures de prévention, de préparation et d'intervention en cas d'accident majeur

À la suite des analyses de l'EES2 (Genivar, 2011), deux constats ont été faits relativement aux mesures d'urgence environnementale en milieu marin, à savoir : (1) la capacité d'intervention déficiente en cas d'urgence (constat n° 5) et (2) les lacunes dans les connaissances (constat n° 8). Étant donné l'importance des enjeux, les gouvernements fédéral et provincial ont depuis amorcé quelques actions qui, de manière directe ou indirecte, permettent de pallier ces manques sans toutefois y répondre entièrement.

Relativement au constat n° 5, les lacunes suivantes n'ont toujours pas été comblées :

- Des efforts restent à faire pour établir clairement l'arrimage de l'ensemble des intervenants du gouvernement du Canada et des provinces limitrophes du golfe.
- La capacité et les normes d'intervention exigées par le Régime de préparation et d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures en milieu marin pourraient être insuffisantes si un accident lié au transport des hydrocarbures survenait, notamment dans les zones éloignées (golfe du Saint-Laurent et Nord-du-Québec) et dans des conditions météorologiques hivernales extrêmes.
- Les ressources des gouvernements et du secteur privé ne sont pas suffisantes pour intervenir rapidement et efficacement au Nunavik et au-delà du 60° parallèle si un déversement d'hydrocarbures survenait en mer.
- Des dispositions devraient être prévues pour aider les municipalités à se préparer à faire face aux risques associés aux activités de mise en valeur des hydrocarbures extracôtiers et à leur transport maritime, notamment en ce qui concerne la protection des prises d'eau potable au fleuve.
- Un plan de formation et des exercices auxquels participerait toute la communauté d'intervention devraient être prévus dans le Régime canadien de

préparation et d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures en milieu marin.

Afin de répondre au constat n° 8, certaines connaissances ont été acquises, mais demeurent insuffisantes. D'ailleurs, certains champs de recherche doivent encore être développés comme les méthodes de récupération des hydrocarbures en présence de glace, l'élaboration de nouvelles méthodes de récupération mécanique des hydrocarbures sur l'eau et l'amélioration des modèles de dispersion des hydrocarbures en eau salée ou en eau douce, particulièrement en eau froide.

Capacité d'intervention

En cas de déversement maritime d'hydrocarbures, la capacité d'intervention de la SIMEC et de la Garde côtière du Canada (GCC) en matière de techniques de récupération se limite aux moyens mécaniques. Bien qu'informées des autres approches, les dispersants et le brûlage, la SIMEC et la GCC n'ont pas une expérience directe de leur utilisation dans le fleuve Saint-Laurent. L'impact que l'utilisation de ces techniques pourrait avoir sur le Saint-Laurent est méconnu.

L'intervention en période hivernale, particulièrement en présence de glace, ne fait pas l'objet d'un plan particulier d'intervention selon les intervenants consultés. La présence de glace semble être considérée comme un enjeu opérationnel au même titre que les autres conditions climatiques particulières telles que le vent fort, les vagues, la pluie, etc.

Les expériences de déversement en période hivernale ont amené la GCC et la SIMEC à observer que la glace tend à contenir les hydrocarbures, facilitant d'autant leur récupération mécanique avant qu'ils n'atteignent les zones sensibles. Le travail de récupération est toutefois entravé par les glaces et l'état des connaissances rend le suivi de la nappe difficile.

Les normes précisent les critères opérationnels de récupération pour les organismes d'intervention comme l'illustre le tableau 56 ci-dessous

Tableau 56 : Normes applicables aux opérations de récupération pour les organismes agréés

Niveau	Déversements	Délais d'intervention*	Traitement du rivage	Durée de récupération sur l'eau	Équipement
1	150 tonnes	6 heures	500 m/jr	10 jours	Stockage suffisant pour assurer les opérations 24/24 et pour contenir le double de la quantité récupérée en 24 heures.
2	1 000 tonnes	12 heures	500 m/jr	10 jours	
3	2 500 tonnes	18 heures*	500 m/jr	10 jours	
4	10 000 tonnes	72 heures*	500 m/jr	10 jours	
*Sous certaines conditions, le temps de transport peut s'ajouter à ces délais					

Sources : Gouvernement du Canada, Innovation maritime

La norme d'intervention la plus exigeante prévoit la mobilisation de l'ensemble des équipements dans un délai d'au plus 72 heures pour répondre à un déversement de 10 000 tonnes. Ces exigences ont été établies en tenant compte de la nature des navires-citernes qui naviguent dans les eaux canadiennes. Les plus grands navires-citernes venant au Canada font environ 150 000 tonnes de ports en lourd⁴⁸. La cale des navires est subdivisée en citernes indépendantes ayant une capacité d'environ 10 000 tonnes chacune et l'ensemble est protégé par une double coque.

Les intervenants, dont Transports Canada et la GCC, ont jugé que la probabilité d'un déversement devrait être d'au plus 10 000 tonnes et ils ont établi les besoins en équipement et en personnel pour répondre à un déversement de cette ampleur.

En combinant équipements et ressources, la SIMEC a une capacité de récupération qui dépasse largement celle qui est exigée dans la Norme d'intervention pour un déversement de 10 000 tonnes.

Sans critères de performance tels que la quantité totale d'hydrocarbures à récupérer, les délais de mobilisation, la vitesse de récupération journalière des hydrocarbures en mer et de décontamination du littoral, il est difficile d'estimer la capacité maximale d'intervention de la SIMEC et de ses partenaires.

Rôles et réglementation en milieu marin

Le Canada et la majorité des pays sont signataires de conventions internationales portant sur les interventions en cas de déversement. Les dispositions de ces conventions sont intégrées de manière similaire au Canada et dans les États faisant l'objet de l'étude. Le Canada et les pays à l'étude ont des systèmes législatifs de contrôle et de mise en application parmi les plus sévères au monde.

Le Canada et les États à l'étude ont tous mis sur pied, parfois conjointement, un système de contrôle des navires par l'État du port⁴⁹ afin de se prémunir notamment contre les États du pavillon⁵⁰ qui n'appliquent pas la réglementation avec la même rigueur.

⁴⁸ Le **port en lourd** d'un [navire](#) représente le chargement maximum qu'il peut emporter; il est égal au [déplacement en charge](#) (poids total du navire chargé au maximum – [tirant d'eau milieu](#) aux [marques de franc-bord](#)) moins son [déplacement léger](#) (poids total navire léger c'est-à-dire sans cargaison ni approvisionnements).

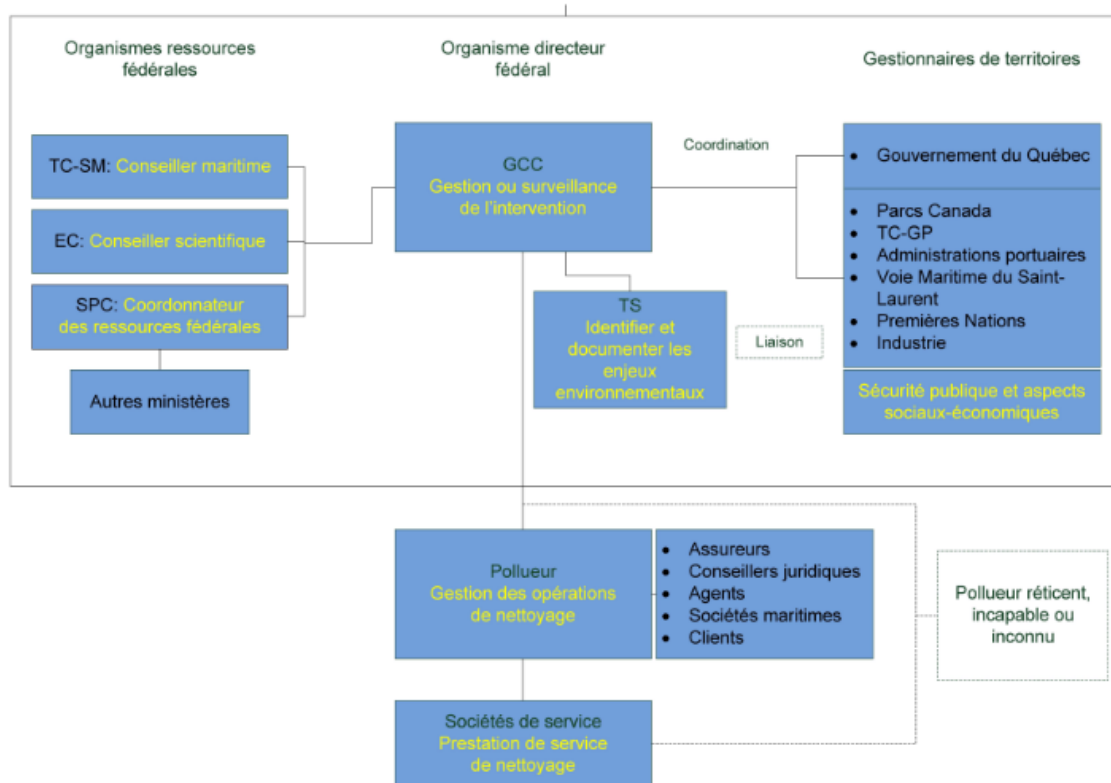
⁴⁹ L'État du port (PSC) est l'inspection des navires étrangers dans les ports nationaux, effectuée pour vérifier que l'état du navire et de son matériel d'armement est conforme aux prescriptions des règles internationales et que le navire est doté d'effectifs et est exploité conformément à ces règles.

⁵⁰ L'État du pavillon, c'est-à-dire l'État qui a immatriculé le navire, doit assurer le contrôle de celui-ci. Les inspections sont faites avant que le navire soit immatriculé; il sera par la suite inspecté annuellement. Les inspections sont complètes et comprennent l'examen et la vérification des documents et des procédures, un examen général de la structure du navire, des machines et des équipements, ainsi que des essais opérationnels de sauvetage et des essais sur les appareils d'extinction.

Indépendamment des contrôles des États, les compagnies pétrolières ont également mis en place un système international de contrôle des navires-citernes. Les compagnies pétrolières présentes sur le Saint-Laurent qui ont fait l'objet d'une consultation exigent également que les navires se conforment à ces contrôles.

Le Régime de préparation et d'intervention en cas de déversements d'hydrocarbures en milieu marin constitue le principal outil législatif au Canada. Ce régime s'appuie sur le principe pollueur-payeur et définit les rôles et les responsabilités des organisations chargées d'intervenir lors d'un déversement (figure 33).

Figure 33 : Organisations chargées d'intervenir lors d'un déversement d'hydrocarbures en milieu marin

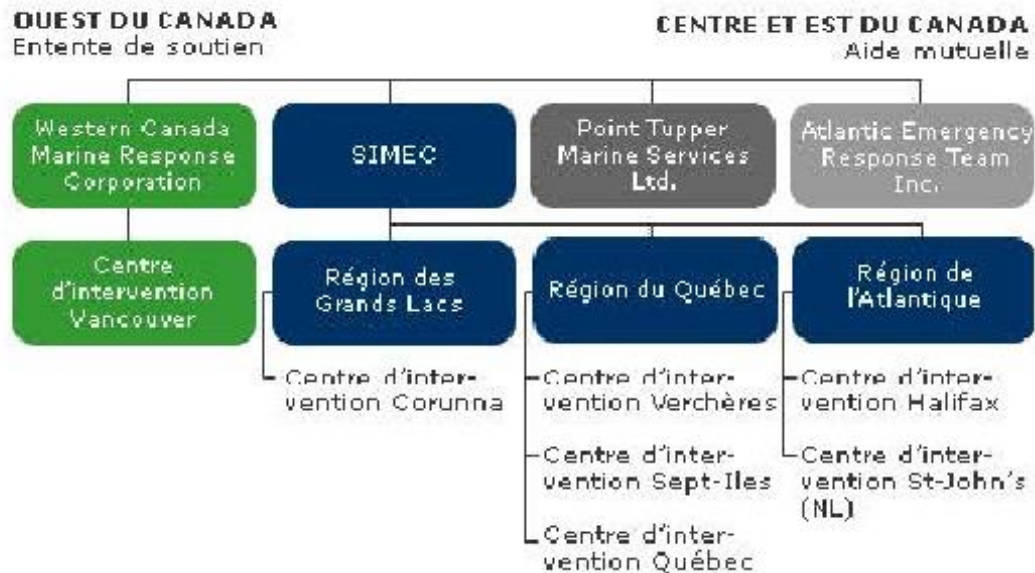


Source : Garde côtière canadienne

Cette figure montre que la Garde côtière agit comme organisme directeur auprès des différents intervenants. L'armateur joue pour sa part un rôle central dans la gestion des opérations de nettoyage. Il est tenu de se conformer à différentes exigences réglementaires et doit notamment posséder un plan d'urgence en cas de déversement, de l'équipement pour procéder à la récupération des hydrocarbures déversés et assurer la formation de l'équipage. L'armateur doit, pour chaque navire, conclure une entente avec un organisme d'intervention qui possède l'expertise requise pour intervenir en cas de déversement d'hydrocarbures en milieu marin, qu'il soit majeur ou non (figure 34), telle la Société d'intervention maritime de l'Est du Canada (SIMEC). Ces organismes sont

régis par le Règlement sur les organismes d'intervention et les installations de manutention d'hydrocarbures.

Figure 34 : Organismes d'intervention maritime agréés



Source : SIMEC, 2015

La SIMEC, qui possède trois centres d'intervention au Québec, a également proposé une affiliation à des organismes tels qu'Hydro-Québec et le CN qui avaient besoin d'une capacité d'intervention.

Les navires modernes de transport d'hydrocarbures sont divisés en compartiments étanches d'environ 10 000 tonnes, ce qui explique la capacité d'intervention du SIMEC. Ainsi, même si les navires peuvent transporter 100 000 voir 200 000 tonnes d'hydrocarbures, il est peu probable, si l'on se base sur l'historique des incidents, qu'un accident cause la perforation de plus d'un compartiment (voir à cet effet la section Méthodes mécaniques).

Plusieurs ministères et organismes du gouvernement fédéral et du gouvernement du Québec jouent un rôle, selon leurs champs de compétence, lors d'un déversement d'hydrocarbures causé par un navire, que ce soit Environnement Canada, Pêches et Océans Canada, Transports Canada, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC) ou le ministère de la Sécurité publique (MSP) (voir GTVS02).

Bien que la participation des provinces et des municipalités ne soit pas clairement définie dans le Plan d'urgence pour les déversements en mer – Chapitre national, des ententes-cadres ont été mises en œuvre au Québec.

La participation du gouvernement du Québec et des municipalités devrait être mieux définie dans les plans d'urgence pour les déversements en milieu marin.

Lors de circonstances particulières, il arrive parfois que les rôles et les responsabilités de la Garde côtière canadienne soient délégués aux municipalités sans que celles-ci puissent être entièrement dédommagées.

Un sondage a permis de valider les perceptions des municipalités sur leurs connaissances des rôles et des responsabilités des principaux intervenants en cas de déversement d'hydrocarbures dans le fleuve Saint-Laurent. Ce sondage a fait ressortir un écart important dans la connaissance des rôles et des responsabilités entre les grandes villes et les plus petites. La préparation et la capacité d'intervenir et de former des grandes municipalités sont nettement supérieures à celles des municipalités de taille moyenne, de petite taille ou de très petite taille.

Les municipalités industrialisées bénéficient en général d'un avantage marqué. Les entreprises qui s'y trouvent se comportent généralement en bon citoyen corporatif et contribuent fortement aux mesures concernant la sécurité civile (ex. : Valéro, Port de Montréal, Kildair, Rio-Tinto, CEZinc, Valport).

Ces municipalités bénéficient donc d'un partenariat appréciable avec le secteur privé qui se traduit par l'échange d'expertises, de ressources, de matériel ainsi que maintes opportunités de formation et d'exercices. La plupart de ces municipalités sont mieux informées sur leurs responsabilités, notamment en cas de déversement maritime d'hydrocarbures. Elles ont instauré des unités permanentes de sécurité civile et se sont dotées de plans de mesures d'urgence et de sécurité civile élaborés et validés au moyen d'exercices multidisciplinaires ou de retours d'expérience lors d'événements réels.

Plusieurs des municipalités sondées n'ont pas de plan d'intervention particulier ou d'analyse des risques en cas de déversement maritime d'hydrocarbures, et ce, malgré qu'elles aient des activités économiques ou soient situées à proximité de milieux naturels sensibles liés au domaine maritime.

L'étude GTVS02 suggère :

- de faire mieux connaître le Régime de préparation et d'intervention en cas de déversements d'hydrocarbures en milieu marin afin que les municipalités et les citoyens connaissent le fonctionnement et l'efficacité du régime canadien en matière de déversement d'hydrocarbures par les navires;
- de faire mieux connaître le plan d'urgence national aux responsables de la sécurité civile dans les municipalités;
- d'établir un processus d'échange avec les municipalités sur la question des déversements d'hydrocarbures en milieu marin;
- de donner un meilleur accès aux municipalités aux analyses approfondies des risques et impacts d'un déversement d'hydrocarbures en milieu marin;
- d'appuyer les municipalités concernées par les impacts possibles d'un

déversement d'hydrocarbures en milieu marin afin qu'elles puissent considérer ces risques dans leurs plans d'urgence.

Améliorations au régime actuel

Les ministères fédéraux consultés ont entrepris des travaux afin d'améliorer le Régime de préparation et d'intervention en cas de déversements d'hydrocarbures en milieu marin en intégrant plusieurs des recommandations faites par un comité d'examen (voir l'annexe A de l'étude GTVS02). Ces recommandations concernent notamment :

- l'élaboration de plans d'intervention localisée tenant compte des spécificités et des risques par secteur, notamment pour le Saint-Laurent entre Montréal et l'île d'Anticosti. Ces plans devront refléter les conditions locales d'un secteur géographique, comme les sensibilités environnementales, l'activité maritime, la présence de glace et certaines conditions climatiques particulières.
- le renforcement du principe pollueur-payeur en abolissant la limite financière de la Caisse d'indemnisation des dommages dus à la pollution par les hydrocarbures causée par les navires pour la remplacer par une redevance perçue sur les hydrocarbures transportés au Canada et permettre à la Caisse d'établir un compte d'urgence pour appuyer les opérations d'intervention entreprises par la Garde côtière canadienne;
- le leadership et la gérance par la mise sur pied d'un comité interministériel destiné à assurer la cohérence du plan national auprès des intervenants concernés;
- les communications en faisant mieux connaître le Régime au public;
- l'amélioration continue du Régime par la cueillette d'information sur les déversements afin d'en tirer des leçons et par l'instauration d'un programme de recherche et développement afin de mieux connaître l'impact d'un déversement, et de développer des techniques de récupération et de remise en état des lieux.

L'étude GTVS02 suggère de :

- participer activement aux travaux de Transports Canada dans l'élaboration du plan d'intervention localisée pour le Saint-Laurent entre Montréal et l'île d'Anticosti, lequel devrait être adapté aux conditions géographiques et environnementales, mais également aux caractéristiques socio-environnementales;
- se pencher sur la pertinence d'étendre l'application de ce plan à d'autres zones géographiques.

Indemnisation des dommages

Selon l'étude GTVS02, les démarches entamées pour étudier les régimes d'indemnisation ont permis de constater que tous les fonds d'indemnisation des États étudiés sont financés par l'industrie des hydrocarbures. Les États-Unis font bande à part en matière

d'indemnisation en établissant leur propre régime. Toutefois, le fonctionnement du régime américain se base sur les mêmes principes que ceux que l'on trouve à l'échelle internationale.

Le Canada et l'ensemble de la communauté internationale fixent des limites dans les types de dépenses admissibles indemnissables concernant la remise en état des écosystèmes. Par contre, les États-Unis considèrent l'ensemble des écosystèmes comme un actif national qui mérite des programmes de remise en état complets, financés par le pollueur ou le fonds d'indemnisation. Les Américains considèrent donc comme indemnissables ces dépenses pour la remise en état complète des écosystèmes touchés.

Tous les États étudiés ont entrepris de faire des efforts de recherche structurés pour mieux connaître les impacts d'un déversement et développer des techniques de récupération et de remise en état des lieux. Certains États financent ces programmes de recherche par l'industrie pétrolière à même les fonds de leur caisse d'indemnisation ou par des programmes de lutte contre la pollution.

La Caisse d'indemnisation des dommages dus à la pollution par les hydrocarbures causée par les navires a été créée, le 24 avril 1989, pour servir les demandeurs.

Elle enquête sur toutes les demandes d'indemnisation qui lui sont présentées et les évalue. Les demandes sont sujettes à un droit d'appel auprès de la Cour fédérale du Canada;

Elle règle les demandes d'indemnisation relatives à des dommages dus à la pollution par les hydrocarbures causée par les rejets provenant de toutes les catégories de navires, ou relatives à des dommages anticipés, dans les eaux intérieures et côtières du Canada, y compris dans la zone économique exclusive.

Une fois l'indemnisation versée au demandeur, l'Administrateur est tenu de prendre toutes les mesures raisonnables pour recouvrer la somme auprès du propriétaire du navire ou de toute autre partie responsable.

Recherche et développement

Tous les États étudiés, lors de l'étude GTVS02, ont entrepris de faire des efforts de recherche structurés pour connaître les impacts d'un déversement et développer des techniques de récupération et de remise en état des lieux. Certains États financent ces programmes de recherche par l'industrie pétrolière à même les fonds de leur caisse d'indemnisation ou par des programmes de lutte contre la pollution.

Le Canada et le Québec font de la recherche en la matière, mais le financement et les priorités de recherche ne font pas l'objet d'un plan national et ne tiennent pas toujours compte des particularités du Saint-Laurent.

Afin de bien préparer les dossiers d'indemnisation, il est important de documenter rigoureusement l'état initial des milieux touchés. Or, les EES dans le golfe et l'estuaire ont révélé certaines lacunes qu'il convient de combler au chapitre des connaissances.

Le MDDELCC a entrepris des études en 2012-2013 avec un programme d'acquisition de connaissances en milieu marin. Par ailleurs, les travaux du Plan d'action du Saint-Laurent peuvent également contribuer à enrichir les connaissances sur le milieu.

Les intervenants consultés s'entendent sur l'importance de la recherche, de l'innovation et de la formation pour réduire les impacts des déversements d'hydrocarbures. Toutefois, le manque de coordination des efforts de recherche dans ce domaine n'est pas de nature à optimiser les travaux et le financement disponible.

Les EES précédentes dans le golfe et l'estuaire du Saint-Laurent ont fourni une description préliminaire de l'état initial des milieux. Elles ont cependant mis en évidence certaines lacunes qu'il conviendra de combler au chapitre des connaissances avant d'envisager un développement à grande échelle de l'industrie.

8 - Chantier Société

8.1 Portée

Le chantier Société des EES a pour mandat de décrire les enjeux et les impacts appréhendés de la mise en valeur des hydrocarbures du Québec sur le milieu social. Les thèmes suivants y sont plus spécifiquement abordés :

- les enjeux autochtones;
- les impacts sociaux et économiques;
- la santé et la sécurité des personnes;
- l'acceptabilité sociale.

EES globale sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures

Une première phase d'acquisition de connaissances a été réalisée à l'automne 2014 et à l'hiver 2015 dans le cadre de l'EES globale sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures. Pour le chantier Société, le comité directeur des EES s'était donné les objectifs suivants :

- déterminer les impacts appréhendés des activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures sur les populations, tant autochtones que locales et régionales, notamment sur leur qualité et conditions de vie, leur santé et leur sécurité ainsi que la capacité du milieu d'accueillir ces activités selon les différents territoires touchés;
- établir les mesures et approches permettant de susciter auprès du milieu une meilleure acceptabilité des projets, notamment en s'assurant de la prise en compte des préoccupations des populations concernées;
- déterminer les mesures permettant de prévenir les impacts sociaux, de les atténuer afin qu'ils atteignent un niveau acceptable pour les populations concernées, ainsi que de valoriser les effets bénéfiques découlant des activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures.

Au cours de la Phase I des EES, les bilans des connaissances réalisés distinctement pour les quatre volets du chantier Société, soit les enjeux autochtones, les impacts socio-économiques, la santé et la sécurité des personnes et l'acceptabilité sociale, ont mis en lumière l'état des connaissances actuelles de même que les connaissances additionnelles à acquérir afin d'éclairer les décideurs sur les avantages, les inconvénients et les risques associés au déploiement des activités de mise en valeur des hydrocarbures, pour les populations concernées.

Le Plan d'acquisition de connaissances additionnelles (PACA) a ensuite été soumis pour avis à des acteurs de la société civile, du milieu de la recherche et des affaires de même qu'à des représentants de groupes environnementaux et, enfin, plus spécifiquement, à des représentants de la communauté d'Anticosti. Trois sujets ont été retenus pour compléter l'état des connaissances soit :

- l'inventaire des usages territoriaux, des caractéristiques et des zones potentiellement sensibles dans les territoires visés par les EES (GSOC01);
- les expériences relatives à la participation des communautés autochtones aux activités de mise en valeur des ressources naturelles, hors Québec (GSOC02);
- l'analyse des facteurs d'influence de l'acceptabilité sociale des activités de mise en valeur des hydrocarbures et les propositions relatives au mode de gouvernance territoriale (GSOC03).

EES propre à Anticosti

Le volet société de l'EES propre à Anticosti a été traité dans une étude unique, à large portée : le portrait social et économique de la population d'Anticosti, les effets appréhendés par la communauté relativement à un éventuel déploiement de l'industrie des hydrocarbures sur l'île de même que l'évaluation des capacités d'adaptation de la communauté et les solutions possibles (ASOC01).

Les territoires visés par les travaux du chantier Société

Au cours de la Phase I des EES, les territoires visés par les bilans de connaissances du chantier Société ont couvert, en milieu terrestre, les basses-terres du Saint-Laurent, Anticosti, la Gaspésie et le Bas-Saint-Laurent et, en milieu marin, l'estuaire et le golfe du Saint-Laurent, incluant les Îles-de-la-Madeleine.

Pour la Phase II des EES, les études ayant une portée territoriale se sont concentrées sur les territoires susceptibles de faire l'objet de travaux d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures, ou situés à proximité, n'ayant pas déjà été abordés dans les EES réalisées précédemment et nécessitant une mise à jour de l'information ou la production de certains compléments d'information soit : la partie terrestre du Bas-Saint-Laurent, la partie terrestre de la Gaspésie, le golfe du Saint-Laurent incluant les Îles-de-la-Madeleine, l'île d'Anticosti et la MRC de La Minganie (à laquelle appartient la Municipalité d'Anticosti) de même que les deux MRC adjacentes (à titre comparatif), soit celles des Sept-Rivières et Le-Golfe-du-Saint-Laurent. Les éléments relatifs au transport des hydrocarbures, maritime, ferroviaire et par pipeline, sont présentés au chapitre 6 du présent document.

8.2 Description générale et aires de sensibilité pour les territoires visés par l'EES globale

Rappelons tout d'abord que les territoires couverts par l'EES globale sur les hydrocarbures, pour l'inventaire des usages et la détermination des zones de sensibilité, sont les parties terrestres du Bas-Saint-Laurent et de la Gaspésie, la partie québécoise du golfe du Saint-Laurent incluant les Îles-de-la-Madeleine ainsi que les trois MRC les plus à l'est de la région de la Côte-Nord.

Hormis les basses-terres du Saint-Laurent qui ont déjà fait l'objet d'une évaluation environnementale stratégique spécifique (2011-2014), les territoires retenus pour l'étude GSO01, réalisée par le Laboratoire d'expertise et de recherche en géographie appliquée (LERGA) de l'Université du Québec à Chicoutimi⁵¹, ont été définis comme étant ceux les plus susceptibles de subir les impacts d'éventuelles activités de recherche et d'exploitation des hydrocarbures, advenant que celles-ci soient mises de l'avant.

Dans le cadre de la réalisation de leur étude, les chercheurs ont étendu leur mandat en incluant également la partie estuarienne des MRC littorales du Bas-Saint-Laurent.

De plus, il importe de rappeler que le gouvernement du Québec a adopté, en 2011 et en 2014, la Loi limitant les activités pétrolières et gazières et la Loi modifiant la Loi limitant les activités pétrolières et gazières et d'autres dispositions législatives, respectivement; ces lois ont pour effet d'interdire les activités de recherche et de mise en valeur des hydrocarbures dans l'estuaire et le fleuve Saint-Laurent, y compris les îles qui s'y trouvent.

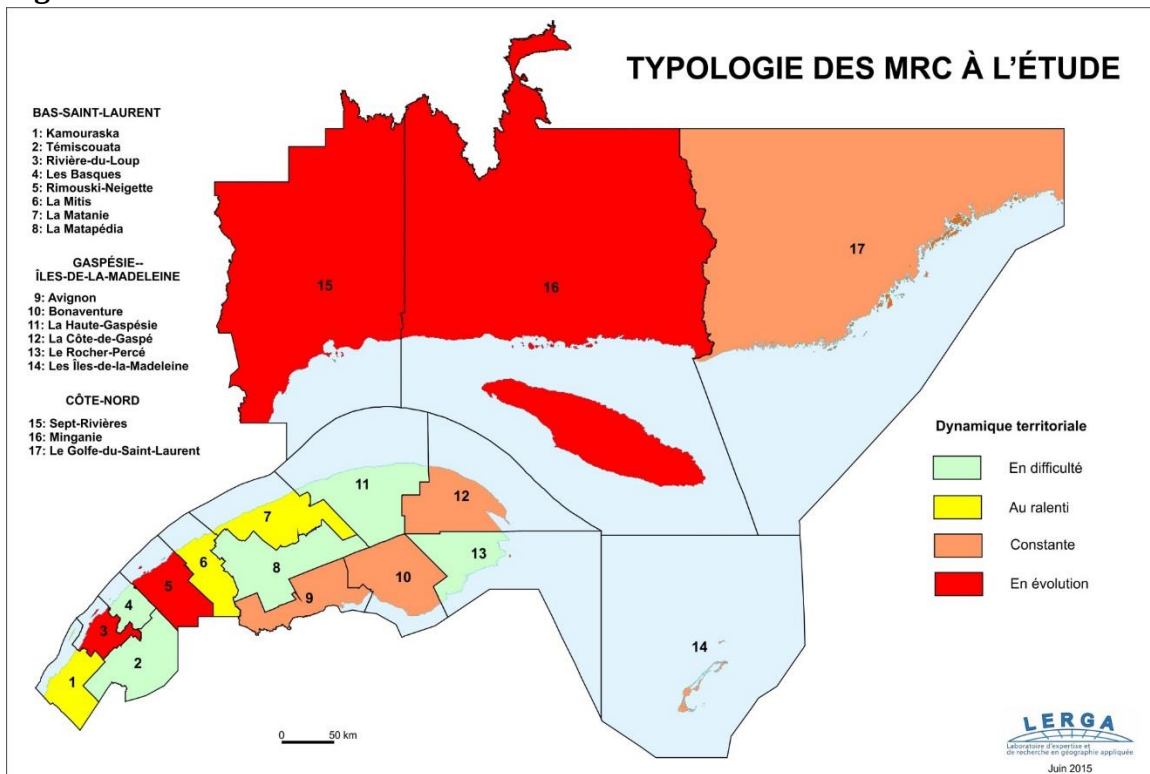
Description générale du territoire étudié

À partir des données présentées dans l'étude de Gauthier *et al.* (2015) et de l'information colligée par le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, il a été possible de dresser un portrait général du territoire étudié.

Le territoire analysé, d'une superficie de 316 223 km², compte 173 municipalités et 17 MRC dont l'agglomération des Îles-de-la-Madeleine, ainsi qu'une population de 336 548 habitants (voir figure 35).

⁵¹ Gauthier, M., *et al.* 2015. *Inventaire territorial et analyse cartographique de 17 MRC localisées au Bas-Saint-Laurent, en Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine et sur la Côte-Nord incluant le Golfe du Saint-Laurent*, Laboratoire d'expertise et de recherche en géographie appliquée (LERGA), UQAC. 346 p.

Figure 35 : Territoire étudié



Source : Typologie des MRC et localisation des communautés autochtones, carte 65 de GSOC01

Trois nations autochtones sont sur ce territoire. D'abord, mentionnons la nation malécite, dans le Bas-Saint-Laurent (environ 1 100 membres non-résidents). Puis, en Gaspésie, on trouve trois communautés micmaques, soit Gesgapegiag (1 400 membres, dont environ la moitié de résidents), Listuguj (près de 3 700 membres, dont environ 2 100 sont résidents) et Gespeg (environ 650 membres). Enfin, cinq des neuf communautés innues du Québec habitent le territoire à l'étude soit, d'ouest en est, Uashat-Maliotenam (environ 4 200 membres, dont plus des trois quarts sont résidents), ainsi que quatre autres communautés dont presque tous les membres sont résidents : Mingan (environ 580 membres), Natashquan (un peu plus de 1 000 membres), La Romaine (environ 1 100 membres) et Pakuashipi (environ 350 membres).

En plus de l'inventaire territorial et de l'analyse cartographique, Gauthier *et al.* (2015) présentent la réalité socioéconomique qui caractérise le territoire. Pour chacune des 17 MRC, une quinzaine d'indicateurs démographiques, sociaux, économiques et de changement ont été décrits (tableau 57). Cette analyse a permis de catégoriser le degré de vitalité des MRC selon leur dynamique territoriale soit : en difficulté, au ralenti, constante ou en évolution.

Tableau 57 : Statistiques agrégées du territoire à l'étude

Composantes sélectionnées	N ^{bre}	Km ²	%
Superficie totale		316 223	100,00
Espace terrestre		180 233	56,99
Aire marine		135 990	43,00
Espace urbanisé		223	0,07
Espace de villégiature		1 030	0,33
Espace agricole		3 900	1,23
Entreprise agricole	2 320		
Milieu humide		2 008	0,63
Aire protégée		15 757	4,98
Forêt (km ²)		158 753	50,20
Port de pêche	67		
Entreprise de transformation de poisson	43		
Aire de concentration d'activités de pêche (mer)		39 643	29,15
Zone d'importance écologique et biologique (mer)		30 592	9,67
Puits et sondages gaziers et pétroliers	285		

De façon plus spécifique, le golfe du Saint-Laurent couvre 43 % du territoire à l'étude où des zones d'importance pour les mammifères marins, les poissons, les invertébrés et le plancton couvriraient de vastes superficies. Les zones de pêche permettent à 43 entreprises de transformation de poissons et de crustacés ainsi qu'à 25 sites maricoles de maintenir leurs activités. Les zones d'intérêt pour l'avifaune sont également fort importantes; par exemple, les aires de concentration d'oiseaux aquatiques s'alignent sur des milliers de kilomètres de côtes. On y trouve enfin deux zones à l'étude pour des projets d'aires marines protégées, soit celle du Banc des Américains (992 km²) en face de Gaspé et celle des Îles-de-la-Madeleine (16 568 km²).

Dans le golfe, les pêcheries commerciales constitueraient de loin l'activité économique la plus importante. L'inventaire des usages et des contraintes en milieu marin réalisé par Gauthier *et al.* (2015), a permis de dresser le tableau suivant :

- les activités économiques liées aux pêcheries commerciales emploient plus de 4 500 personnes dans des usines approvisionnées par 1 060 bateaux actifs au Québec;
- les espèces les plus pêchées sont la crevette nordique, le crabe des neiges, le hareng, le homard d'Amérique et le flétan du Groenland;
- en 2012, 56 523 tonnes de poissons et de crustacés ont été débarquées dans les ports de pêche québécois, et ce, pour une valeur de 160 millions de dollars.

En milieu terrestre, l'espace forestier représenterait 48 % de la superficie totale à l'étude et concourt à l'approvisionnement de 48 scieries et de 3 usines de pâtes, papiers et cartons essentiellement situées dans le Bas-Saint-Laurent et en Gaspésie. Les usages agricoles occuperaient 1,2 % du territoire et se concentreraient surtout dans la région du Bas-Saint-Laurent et, dans une moindre mesure, en Gaspésie et aux Îles-de-la-Madeleine.

Dans les MRC de Témiscouata, de la Mitis, d'Avignon, de la Côte-de-Gaspé, de Bonaventure, des Îles-de-la-Madeleine et de Sept-Rivières, le territoire assigné à la villégiature occuperait 1 030 km².

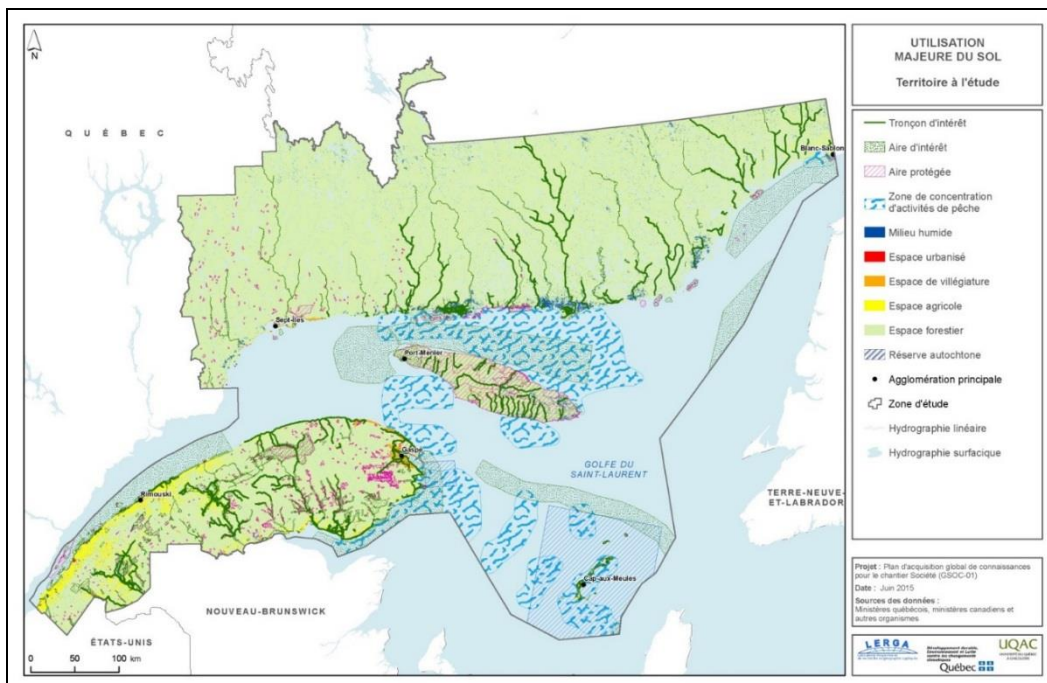
Les aires d'intérêt désignées par l'ensemble des MRC couvriraient quant à elles une superficie de 7 128 km² : en majorité, elles présentent un intérêt écologique (5 944 km²). Les milieux humides représenteraient 0,6 % de la superficie totale du territoire à l'étude tandis que les aires protégées totaliseraient 11,6 % du territoire.

Concernant les activités à caractère faunique, le territoire compterait 93 rivières à saumon, 11 réserves fauniques, 22 zones d'exploitation contrôlée et 33 pourvoiries à droits exclusifs. Ces territoires fauniques structurés couvriraient 25 994 km² de territoire terrestre. Les réserves à castor des 3 MRC de la Côte-Nord, totaliseraient pour leur part 85 749 km².

Enfin, en ce qui concerne les activités d'exploration des hydrocarbures, elles sont actuellement concentrées dans l'est du Québec. C'est à partir de 1860 que des puits ont été forés en Gaspésie : mais ce n'est que depuis 2005 que ces activités se sont intensifiées, surtout sur le territoire de la MRC La Côte de Gaspé et la municipalité de l'Île d'Anticosti. En tout, 285 puits d'exploration ont été forés dont 62 sont actifs.

La synthèse des usages inventoriés dans l'ensemble du territoire étudié est illustrée à la figure 36.

Figure 36 : Utilisation majeure du territoire étudié



Source : carte 66 de GSOC01

Les sections suivantes visent à présenter, à partir des usages inventoriés et de la sommation des différentes composantes territoriales dans chaque MRC, les aires de sensibilité reconnues dans les régions de la Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine et du Bas-

Saint-Laurent et une partie de la Côte-Nord. Il est possible de se référer à l'étude GSOC01 pour une présentation détaillée de la méthodologie utilisée.

Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine

Cette région administrative inclut la péninsule gaspésienne et l'archipel des Îles-de-la-Madeleine. Elle s'étend sur une superficie terrestre de 20 155 km² et est habitée par 92 684 personnes.

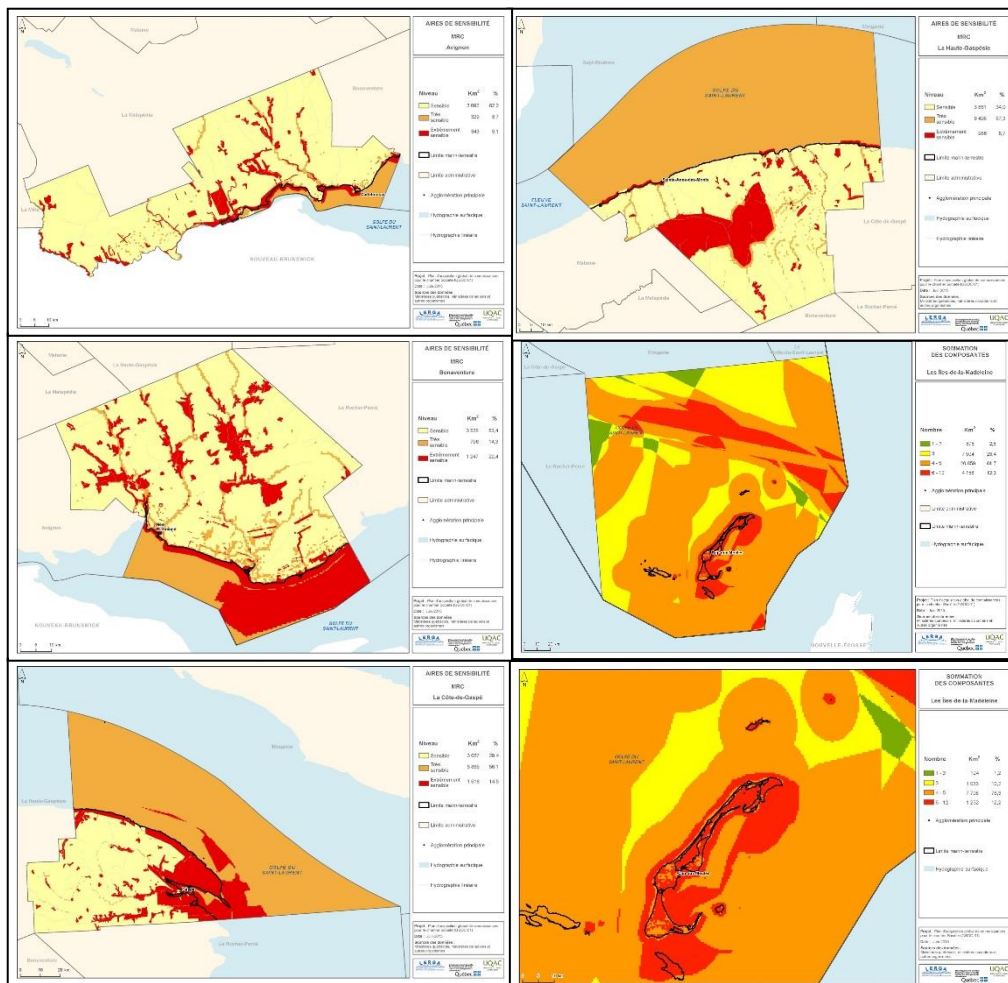
Elle regroupe les MRC d'Avignon, de Bonaventure, de la Haute-Gaspésie, de la Côte-de-Gaspé et du Rocher-Percé de même que l'agglomération des Îles-de-la-Madeleine composée des municipalités des Îles-de-la-Madeleine et de Grosse-Île. La ville la plus peuplée de la région est Gaspé qui compte 15 171 personnes en 2015. On y compte aussi un peu plus d'une quarantaine de municipalités auxquelles s'ajoutent trois réserves indiennes : Listuguj, Gesgapegiag et Gespeg. Ces communautés autochtones ont des revendications territoriales qui dépassent le territoire des réserves.

Dans la région de la Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine, la pêche, en tant que secteur économique, demeure une force pour la région même si la tendance est, aujourd'hui, à la diversification. La péninsule tout comme les îles attirent de nombreux touristes, que ce soit par exemple pour visiter le Rocher-Percé, le parc Forillon, le mont Saint-Pierre ou les fameuses falaises rouges de Belle-Anse (Îles-de-la-Madeleine). Selon l'Institut de la statistique du Québec, cette région se démarque de toutes les régions du Québec en matière de PIB lié au tourisme, car c'est là que la proportion est la plus élevée, soit 9,46 %, ce qui est deux fois supérieur à celle de la Capitale-Nationale.

L'agriculture, la production et la vente de produits du terroir, le créneau de l'énergie éolienne, l'industrie forestière (Gaspésie) et la mine de sel (Îles-de-la-Madeleine) concourent enfin à la diversification de l'économie régionale.

Sur la base des usages précédents, des aires de sensibilité ont été déterminées dans les cinq MRC incluant l'agglomération des Îles-de-la-Madeleine (figure 37).

Figure 37 : Aires de sensibilité des MRC d'Avignon, de Bonaventure, de La Haute-Gaspésie, de La Côte-de-Gaspé, du Rocher-Percé et l'agglomération des Îles-de-la-Madeleine



Source : cartes 33, 36, 39, 42,45 et 46 de GSOC01

Bas-Saint-Laurent

La région du Bas-Saint-Laurent, située sur la rive sud du Saint-Laurent, longe celui-ci sur 320 kilomètres et s'étend jusqu'à la frontière américaine.

Cette région compte pour un peu plus de la moitié de la population du territoire à l'étude, soit 201 035 habitants. Elle est encadrée par le fleuve et de nombreuses îles au nord, par l'État du Maine et le Nouveau-Brunswick au sud, la Gaspésie à l'est et la région de la Chaudière-Appalaches à l'ouest.

Le Bas-Saint-Laurent compte huit MRC, soit Kamouraska, Témiscouata, Rivière-du-Loup, Les Basques, Rimouski-Neigette, La Mitis, La Matapédia et La Matanie, et comprend plus d'une centaine de municipalités de même que les réserves indiennes de Cacouna et de Withworth.

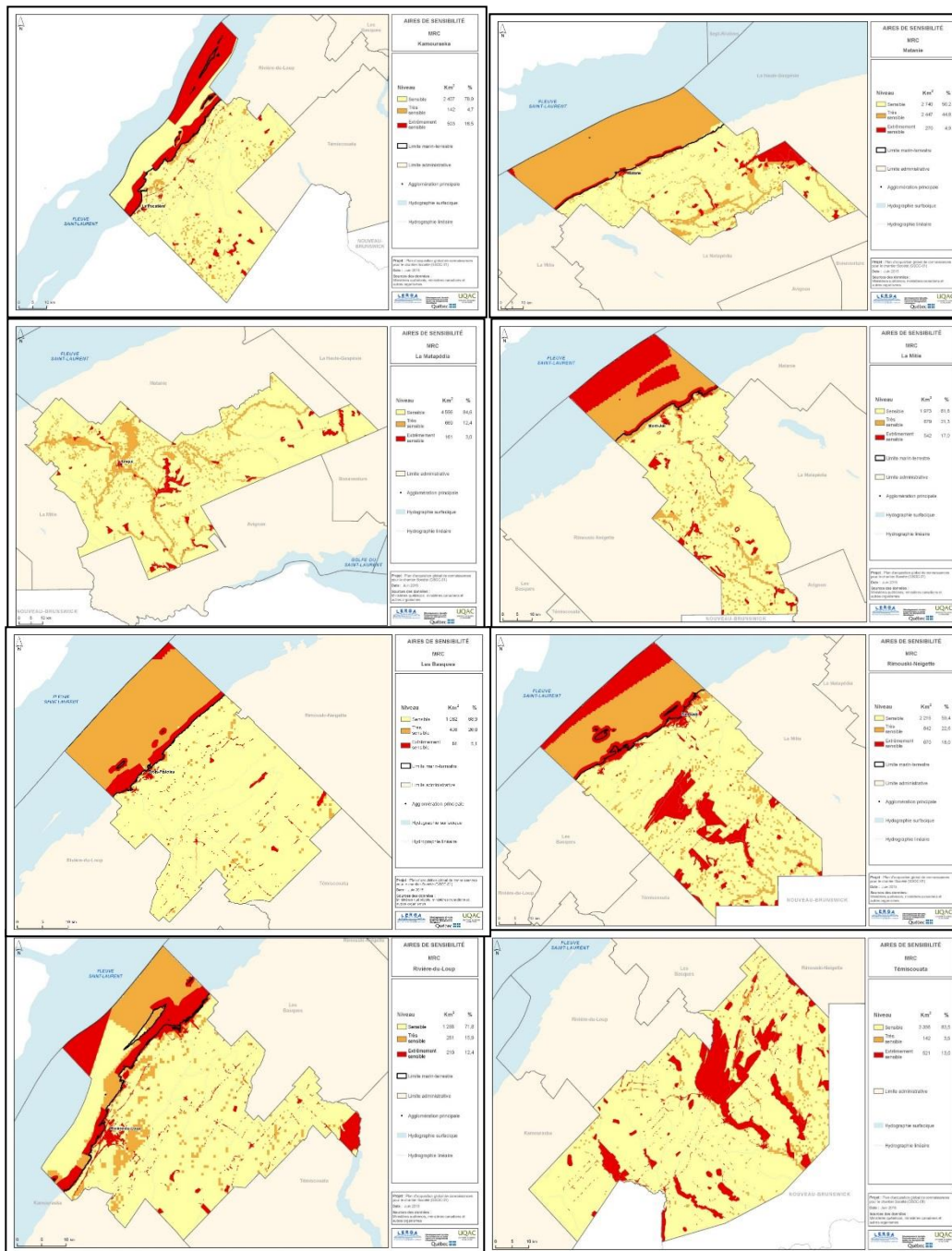
L'industrie forestière constitue un des piliers de l'économie du Bas-Saint-Laurent et l'agriculture y joue un rôle de premier plan. L'industrie touristique y occupe également une place de choix. L'apport des entreprises dans le secteur agroalimentaire est important pour la région de même que celui des institutions de haut savoir et de cinq centres de transfert technologique.

Dans le Bas-Saint-Laurent, l'industrie éolienne, le créneau d'excellence sur les ressources, sciences et technologies marines et celui sur la valorisation de la tourbe et des technologies agroenvironnementales, de même que l'élaboration d'un troisième créneau sur l'écoconstruction, sont des domaines en pleine croissance.

Enfin, l'activité touristique de la région est importante, la portion du PIB liée au tourisme (2,77 %, soit 175 M\$ en 2011) y étant légèrement supérieure à celle du Québec (2,05 %).

Sur la base des usages précédents, des aires de sensibilité ont été déterminées dans les huit MRC de la région du Bas-Saint-Laurent (figure 38).

Figure 38 : Aires de sensibilité des MRC de Kamouraska, de Témiscouata, de Rivière-du-Loup, des Basques, de Rimouski-Neigette, de La Mitis, de La Matapédia et de La Matanie



Source : cartes 9, 12, 15, 18, 21, 24, 27, 30 de GSOC01

Côte-Nord

La région de la Côte-Nord longe le Saint-Laurent de Tadoussac jusqu'à la frontière de Terre-Neuve-et-Labrador et pénètre profondément dans les terres jusqu'au Saguenay–Lac-Saint-Jean à l'ouest et le Nord-du-Québec au nord.

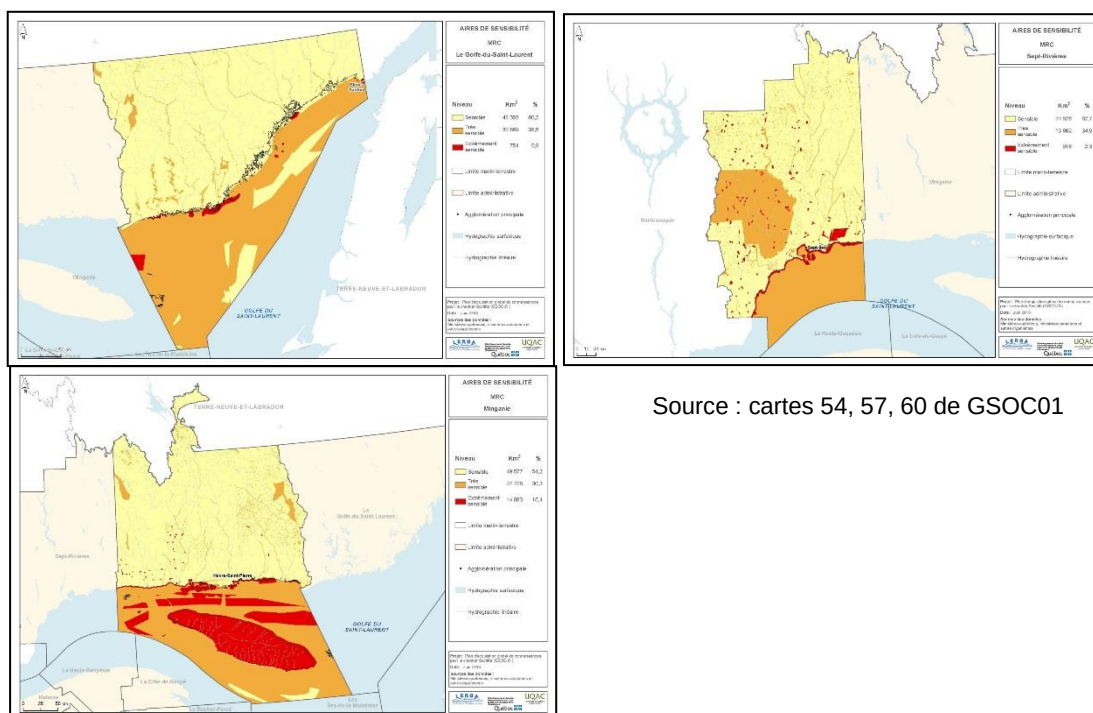
L'ensemble de la région compte six MRC. Toutefois, les travaux de l'EES globale se sont concentrés sur trois d'entre elles, soit la MRC de La Minganie, à laquelle appartient la municipalité d'Anticosti et les deux MRC adjacentes à celle-ci soit les Sept-Rivières à l'ouest et Le Golfe-du-Saint-Laurent, à l'est. Quarante-six entités municipales peuplent ces trois MRC, dont la ville de Sept-Îles, qui étaient habitées par 25 844 personnes, en 2015 en plus des communautés innues de Uashat-Maliotenam, Mingan, Natashquan, La Romaine et Pakuashipi.

La superficie du territoire terrestre de ces trois MRC dépasse largement celles des autres régions à l'étude, la moyenne de 34 000 km² étant de dix fois supérieure.

La Côte-Nord se caractérise entre autres par les grands aménagements hydroélectriques entrepris dès les années 50 ainsi que l'exploitation des mines de fer et de titane. L'économie s'est également diversifiée en intégrant l'écotourisme dans l'économie de la région, comme les croisières d'observation des mammifères marins de Manicouagan et de Duplessis ou la découverte des îles d'Anticosti et de l'Archipel-de-Mingan. L'activité économique liée au tourisme y est par ailleurs inférieure à la moyenne du Québec avec 1,69 % par rapport à 2,05 %.

Sur la base des usages précédents, des aires de sensibilité ont été déterminées dans les trois MRC étudiées de la région de la Côte-Nord (figure 39).

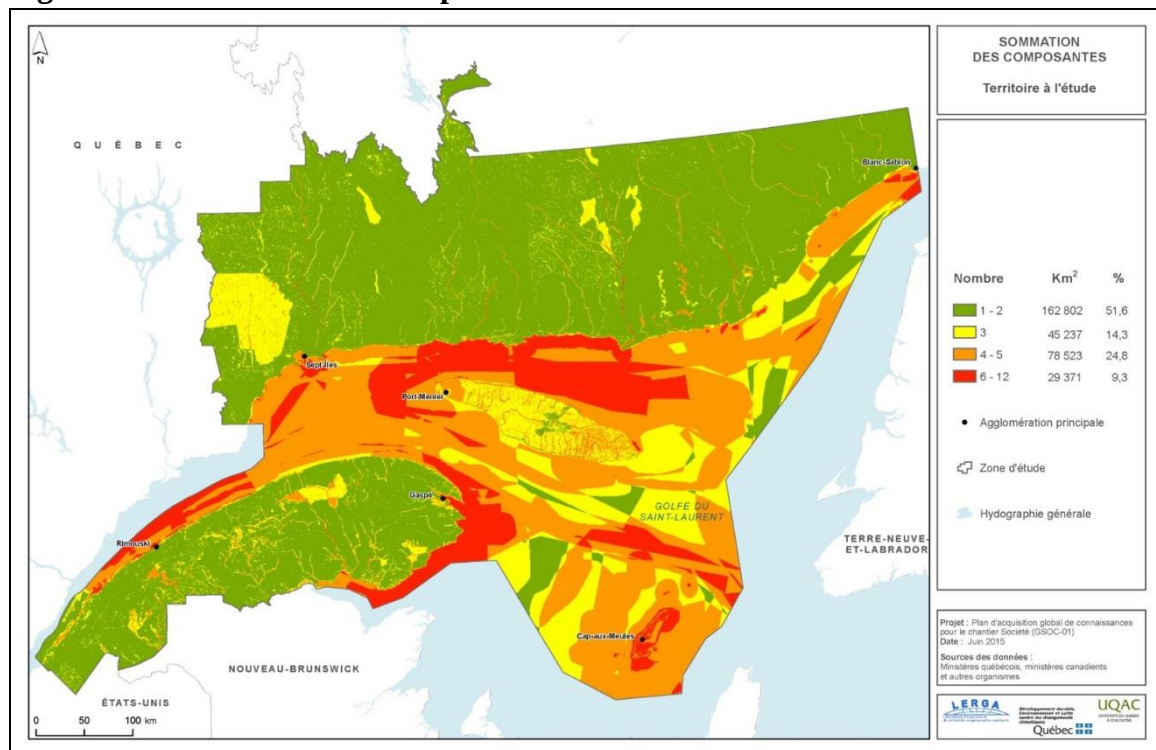
Figure 39 : Aires de sensibilité des MRC de La Minganie, des Sept-Rivières et Le Golfe-du-Saint-Laurent



Synthèse des aires de sensibilité du territoire étudié

Précédant la détermination des aires de sensibilité, l'analyse des composantes territoriales révèle qu'en milieu terrestre, le territoire apparaît plus homogène, la majeure partie de l'espace étant couvert par une ou deux composantes, dont la forêt occupe le premier plan. Le milieu marin offre quant à lui un portrait différent, avec une superposition de composantes pouvant atteindre jusqu'à douze couches d'information géoréférencée par endroits, lesquelles sont liées aux paramètres de protection, de mise en valeur ou d'exploitation des ressources biologiques (figure 40).

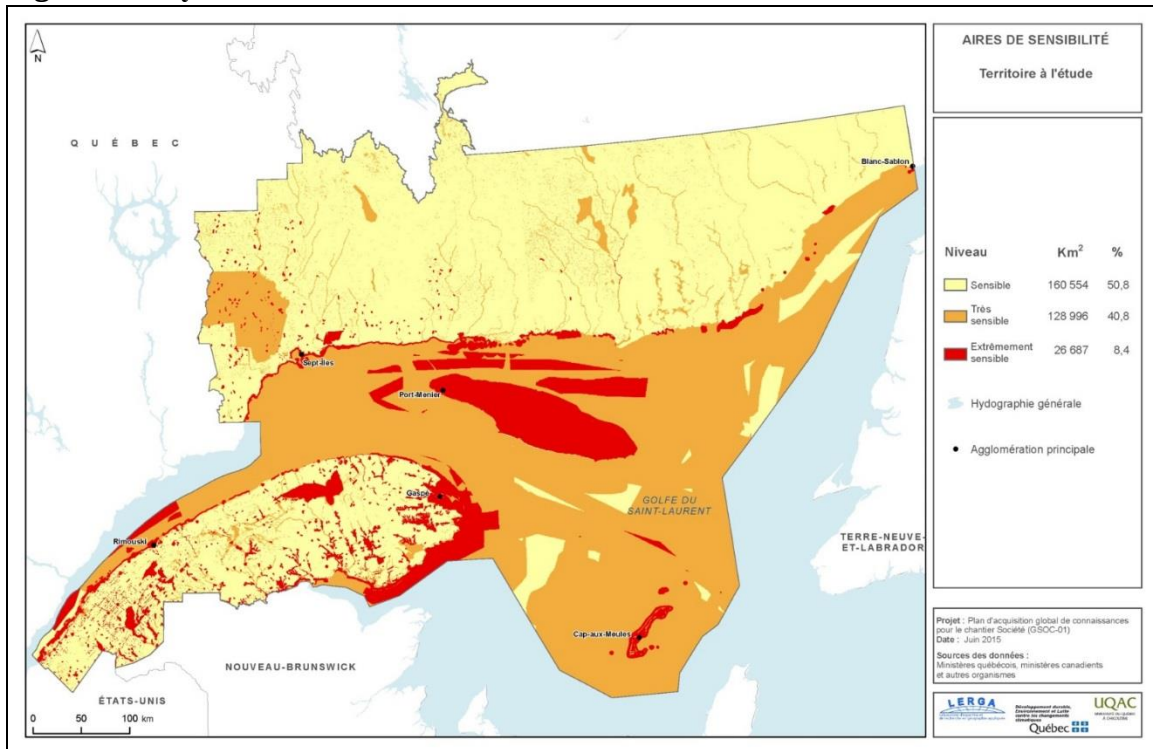
Figure 40 : Sommation des composantes dans le territoire étudié



Source : carte 67 de GSOC01

À l'échelle du territoire à l'étude, l'analyse des composantes territoriales permet ainsi de dresser une carte synthèse des aires de sensibilité : les aires extrêmement sensibles occupent 8,4 % du territoire (26 687 km²), les aires très sensibles, 40,8 % (128 996 km²) et les aires sensibles, 50,8 % (160 554 km²) (figure 41).

Figure 41 : Synthèse des aires de sensibilité sur l'ensemble du territoire étudié



Source : carte 68 de GSOC01

Pour l'établissement des aires de sensibilité, chacune des composantes territoriales compilées s'est vu attribuer une valeur de 1. Ainsi, une validation des résultats de l'inventaire des usages et de la cartographie des aires de sensibilité par le milieu, s'avèrerait nécessaire pour prendre en compte les valeurs que ce dernier attribue réellement à chacun des usages inventoriés.

8.3 Anticosti

Portrait de la communauté anticostienne

Survol de l'histoire récente de la communauté anticostienne⁵²

Un bref retour sur l'histoire récente de l'île Anticosti permet de saisir toute l'unicité de cette communauté insulaire, marquée par l'isolement et un historique de dépendance à d'imposants propriétaires des lieux, mais aussi par la résilience de ses membres qui ont su maintenir leur attachement à ce milieu remarquable.

L'époque d'Henri Menier a fortement marqué l'identité des résidents d'Anticosti et son influence persiste encore aujourd'hui. À la fin du XIX^e siècle, Henri Menier, alors

⁵² L'ensemble de l'information présentée dans cette sous-section est adapté du mémoire de maîtrise d'Anne-Isabelle Cuvillier, UQAM, 2015.

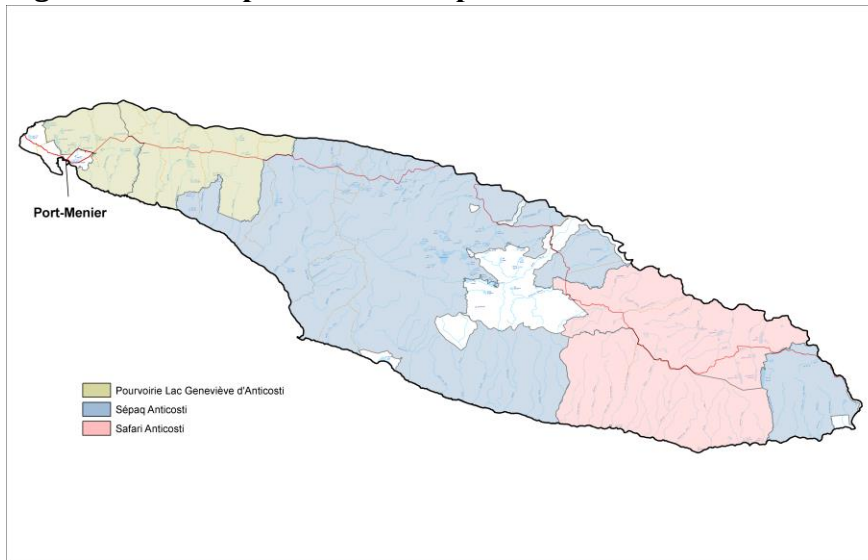
propriétaire de l'île, importa, entre autres, 75 couples de cerfs de Virginie pour tenter de faire diminuer le dérangement que les moustiques causaient aux travailleurs de la forêt. Ce geste simple est à l'origine du vaste troupeau de cerfs qui constitue de nos jours une des ressources importantes de l'île. Le troupeau a été par la suite cause d'un bouleversement écologique important allant de la quasi-disparition de la végétation jusqu'à celle de certaines espèces fauniques, comme l'ours noir. Cela a été le début du déploiement de cette « ressource » que constitue encore aujourd'hui la très forte densité de cerfs de Virginie qui s'offre aux chasseurs. À cette époque de Menier, les membres de la communauté ont été invités à vendre leur propriété en échange de travail et d'un salaire à l'année. Cela a également été le temps du clivage entre les classes sociales, où seuls les riches avaient un droit d'accès à la chasse et à la pêche au saumon.

Acquise en 1926 par la Wayagamak Pulp & Paper, l'île connaît par la suite une période intensive où l'industrie forestière règne. La gestion des ressources naturelles de l'île continue alors de se faire par un exploitant unique perpétuant chez les Anticostiens le sentiment de ne pas être maîtres chez eux. La coupe forestière a ensuite fait une pause à partir de 1930.

Au cours des années soixante les activités forestières sont déjà reprises et celles d'exploration d'hydrocarbures s'amorcent. Puis, devant les difficultés d'accès et de transport, la rigueur du climat, l'isolement et les problèmes de rentabilité, la Consolidated-Bathurst vendra l'île au Gouvernement du Québec en 1974.

De 1974 à 1984, année de la municipalisation de l'île, Anticosti connaît un virage majeur; son économie sera désormais axée sur les activités de chasse, de pêche et de tourisme. Au cours de ces dix années, les activités des pourvoiries seront sous la responsabilité du gouvernement. À partir de 1984, les Anticostiens gagneront en autonomie, en ayant le droit d'acquérir des propriétés et en bénéficiant d'un territoire qui leur est exclusivement réservé pour la chasse, appelé « Territoire des résidents ». Au début des années 2000, la Société des établissements de plein air du Québec (SÉPAQ) prend progressivement le relais dans la gestion du territoire; seule la pourvoirie du Lac Geneviève demeure un territoire de chasse géré par les Anticostiens. Le réseau de pourvoiries à droits exclusifs couvre ainsi la majeure partie de l'île (figure 42). La chasse au cerf de Virginie constitue la principale activité de ces établissements; le dernier inventaire aérien réalisé en 2006 (Rochette et Gingras, 2007) a dénombré 166 000 cerfs sur l'île.

Figure 42 Emplacements des pourvoiries à droits exclusifs de l'île d'Anticosti



Source : études AENV04 et AENV05

En ce qui concerne les activités forestières, elles ont repris vers 1995, cette fois, dans le cadre d'une convention d'aménagement forestier (CAF) accordée à l'entreprise Produits forestiers Anticosti. Ces activités ont cessé en 2013 pour reprendre à l'été 2014.

Portrait contemporain de la communauté anticostienne⁵³

Un examen des plus récentes données démographiques donne un aperçu de la structure sociale de la communauté anticostienne.

La population résidente de la Municipalité de L'Île-d'Anticosti, concentrée dans l'agglomération de Port-Menier située dans la partie ouest de l'île, s'élevait à 240 personnes lors du recensement de 2011 et était estimée à 205 en 2014. Toutefois, de ce nombre, certains quittent l'île pour aller étudier sur le continent et d'autres, pour éviter la saison hivernale. La population résidente à l'année est ainsi estimée à environ 175 personnes. Trait particulier, la saison touristique apporte son lot de travailleurs saisonniers, estimés entre 100 et 200 travailleurs, ainsi que de milliers de chasseurs, pêcheurs et villégiateurs de passage sur l'île.

Quinze élèves fréquentent l'école Saint-Joseph, de la maternelle jusqu'au 2^e secondaire. L'âge médian de la population se situe autour de 47 ans et la population âgée de plus de 15 ans représentait 87 % de la population globale, en 2011.

Au chapitre des infrastructures de la communauté, il y a un gymnase, un aréna, un centre de conditionnement physique, une bibliothèque, une école, une église, un bureau municipal, un dispensaire, un bureau d'accueil touristique, un camping, un centre d'accès communautaire aux technologies de l'information, un écomusée, deux stations de

⁵³ L'ensemble de l'information présentée dans cette sous-section est tiré de Boisjoly-Lavoie, A. *et al.*, 2015. Anticosti, une communauté riche de son patrimoine, complexe et à la recherche de son développement. ARUC-DCC, 64 p.

pompasse des eaux usées, un dégrilleur et une station d'eau potable. Il y a également une centrale thermique, un quai et un aéroport.

Il existe un certain nombre de services et de commerces : un bureau de poste, une caisse Desjardins, une coopérative de consommation dans laquelle il y a un magasin d'alimentation et un poste d'alimentation d'essence, une pourvoirie et un certain nombre d'associations, dont les Chevaliers de Colomb et la Table de concertation sur la foresterie pour n'en nommer que quelques-uns.

L'éloignement et l'insularité amènent également leur lot d'inconvénients, dont le coût de transport pour sortir de l'île et y revenir. À titre d'exemple, il en coûte 450 \$ pour un aller-retour à Sept-Îles et 1 500 \$ pour un aller-retour à Québec, en avion. Par bateau, il en coûte 110 \$ pour un aller-retour pour les résidents et 164 \$ pour les non-résidents; le service est offert d'avril à janvier.

Tous les résidents sont raccordés au réseau d'aqueduc de la municipalité qui puise son eau dans la nappe souterraine. Il importe de noter qu'en 2012 et 2013 plusieurs échantillons d'eau potable dépassaient certaines normes microbiologiques, soit celles des coliformes atypiques et des coliformes fécaux, générant des avis d'ébullition qui, en 2013, ont duré toute l'année. Pour le rejet des eaux usées, une partie de l'agglomération est raccordée au réseau d'égout municipal alors que les nouvelles constructions sont munies de fosses septiques.

Pour ce qui est du réseau routier, la route transantcostienne, qui traverse l'île d'ouest en est sur une distance de plus de 270 km, n'est pas déneigée l'hiver. Pendant la saison froide, les déplacements se font surtout en motoneige.

Voici quelques données relatives à l'économie locale et à l'emploi :

- Revenu médian des personnes âgées de 15 ans ou plus à Anticosti : 26 853 \$ (donnée 2005)
- Taux d'activité de la MRC de La Minganie : 72,3 % (donnée de 2005)
- Taux d'emploi de la MRC de La Minganie : 44,7 % (donnée de 2005)
- Taux de chômage de la MRC de La Minganie : 38,2 % (donnée de 2005)
- Emplois à l'année : environ 64
- Emplois saisonniers : entre 114 et 211 (2015⁵⁴)
- Retombées économiques du secteur touristique pour l'île : 13 M\$ (à partir de données publiées en 2012)

Les Anticostiens sont fiers de leur territoire et des ressources qu'il renferme autant que de leur patrimoine culturel. La communauté est fortement marquée par le sentiment d'appartenance à l'île et certains craignent encore d'être assujettis aux décisions prises à l'extérieur de la communauté pour le développement de leur économie, comme ce fut le cas à l'époque de Menier, de Wayagamak et de la prémunicipalisation.

⁵⁴ À partir d'entrevues réalisées en 2015, dans la communauté.

Parmi les avantages de vivre sur l'île, les résidents indiquent la tranquillité de Port-Menier, la solidarité entre les résidents et le sentiment de sécurité qui règne dans la communauté. L'éloignement et l'insularité ont engendré des pratiques adaptées, témoignant de la débrouillardise des Anticostiens qui, par ailleurs, dépendent de l'extérieur pour leurs approvisionnements en denrées alimentaires, en énergie et en services médicaux.

Les résidents de l'île Anticosti définissent leur communauté sur la base de onze énoncés qui, au-delà de la caractérisation, illustrent leur identité⁵⁵.

Les énoncés structurants de la communauté anticostienne

Des résidents fiers de leur territoire

Un milieu de vie tranquille et sécuritaire

Des entrepreneurs investis socialement

La débrouillardise comme mesure de survie

Des lois et des règlements inadaptés au contexte local

Des services satisfaisants mais en déclin

Une structure sociale en constante transformation

Des enjeux sociaux importants

Une communauté marquée par les saisons

Une communauté marquée par l'isolement

Un besoin criant de développement social et économique

D'autre part, la communauté fait face à un cadre réglementaire qui, selon elle, ne permet pas de tirer profit de façon optimale des ressources de l'île. Par exemple, les Anticostiens souhaiteraient pouvoir commercialiser la viande de cerf et s'approvisionner en produits de la mer directement auprès des pêcheurs venus accoster au quai de Port-Menier, tout comme ils souhaiteraient s'approvisionner en produits laitiers auprès des fermes de l'île, ce qui n'est pas possible avec la réglementation en place.

Certains secteurs et résidents souffrent par ailleurs des inconvénients liés à l'insularité et à la faible démographie:

- L'accès à un médecin sur place, seulement une fois par mois, un dentiste, environ tous les deux mois; sinon, les résidents doivent se déplacer sur la Côte-Nord;
- La réduction des heures d'ouverture du bureau de poste et de la caisse populaire;

⁵⁵ Pour une présentation détaillée de chacun des énoncés, se référer à Boisjoly-Lavoie *et al.*

- L'obligation pour les jeunes de quitter la communauté pour poursuivre leurs études au-delà du 2^e secondaire;
- L'absence de structure d'accueil pour les personnes âgées en perte d'autonomie;
- La livraison des médicaments à améliorer;
- L'absence de service de garde.

Depuis le pic de population des années vingt, la population d'Anticosti connaît en général une décroissance régulière. Ainsi, des familles quittent l'île pour accompagner leurs jeunes désireux de poursuivre leurs études après le 2^e secondaire et des aînés vont habiter sur le continent, où des services répondant à leurs besoins sont disponibles. Cette population en déclin est également vieillissante. Il y a plus de retraités que de jeunes familles parmi les nouveaux arrivants.

Parmi les autres éléments sociaux qui caractérisent la communauté anticostienne, notons le coût plus élevé des produits de consommation, des revenus médians supérieurs à ceux de la division de recensement Minganie-Basse-Côte-Nord, la saisonnalité des emplois, les coûts élevés du transport aérien, les coûts de logement inférieurs aux prix du marché et la diminution des activités économiques, notamment celles liées au tourisme.

Inventaire territorial des usages et zones de sensibilité

L'île Anticosti se trouve dans le golfe du Saint-Laurent; elle est séparée de la Côte-Nord par le détroit de Jacques-Cartier, et de la Gaspésie par le détroit d'Honguedo. Avec ses 7 943 km², elle est la plus grande île du Québec. Elle fait partie de la MRC de La Minganie.

L'île est presque entièrement couverte par la forêt (7 259 km²) et les milieux humides y sont également importants (364 km²) de même que les plans d'eau et la portion littorale (233 km²). Le territoire urbanisé, installé à la pointe ouest de l'île, couvre environ 1 km².

L'île Anticosti compte 61 sites d'intérêt, principalement écologiques (1 207 km²), avec notamment 691 km de tronçons d'intérêt écologique qui ont trait, entre autres, aux 24 rivières à saumon qui parcourent l'île. Le cerf de Virginie y est omniprésent, atteignant des densités d'environ 20 cerfs/km², et les aires de confinement du cerf de Virginie couvrent presque l'entièreté de l'île, soit 99 % de sa superficie.

La chasse au cerf de Virginie attire près de 5 000 chasseurs par année et constitue l'activité économique la plus importante sur l'île. Les territoires fauniques structurés, constitués de la Société des établissements de plein air du Québec (SÉPAQ) Anticosti et des pourvoiries Lac Geneviève et Safari Anticosti, y offrent également une diversité d'activités récréotouristiques telles que la pêche, le quad, la motoneige, la chasse à l'original, l'observation de la faune et la randonnée.

Les données recueillies au début de l'année 2015 auprès de la SÉPAQ Anticosti, révèlent qu'à elle seule, celle-ci comptabilise :

- 2 800 chasseurs annuellement;

- 1 200 villégiateurs (et pêcheurs) annuellement;
- un chiffre d'affaires (en revenus) de 1,7 M\$ (2013) en villégiature pour la SÉPAQ Anticosti et 6,8 M\$ pour la chasse.

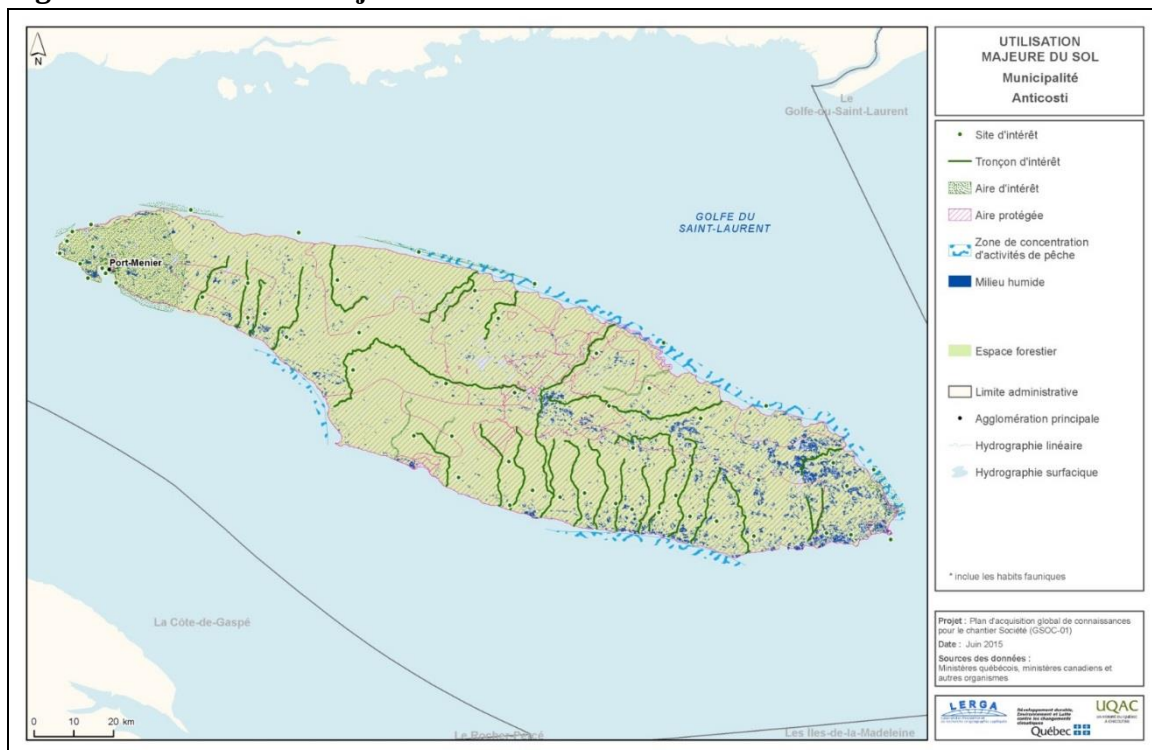
L'offre d'hébergement sur l'île comprend aussi trois terrains de camping, trois gîtes et une auberge de jeunesse. Enfin, le parc national Anticosti constitue l'un des attraits touristiques majeurs de l'île suivi de la baie Sainte-Claire, du site du château Menier (incendié en 1953) et de l'Écomusée d'Anticosti.

Les activités d'exploration des hydrocarbures complètent le tableau des usages majeurs, avec selon les dernières données à jour, 15 puits forés entre 1963 et 1999 et, depuis 2005, 22 puits et sondages stratigraphiques forés, dont 2 sont actifs.

Usages territoriaux

À l'exception du territoire occupé par le parc national au centre de l'île, tout le territoire est composé d'au moins trois composantes territoriales, soit la forêt, le territoire faunique structuré et les aires de conservation (voir figure 43).

Figure 43 : Utilisation majeure à l'île Anticosti

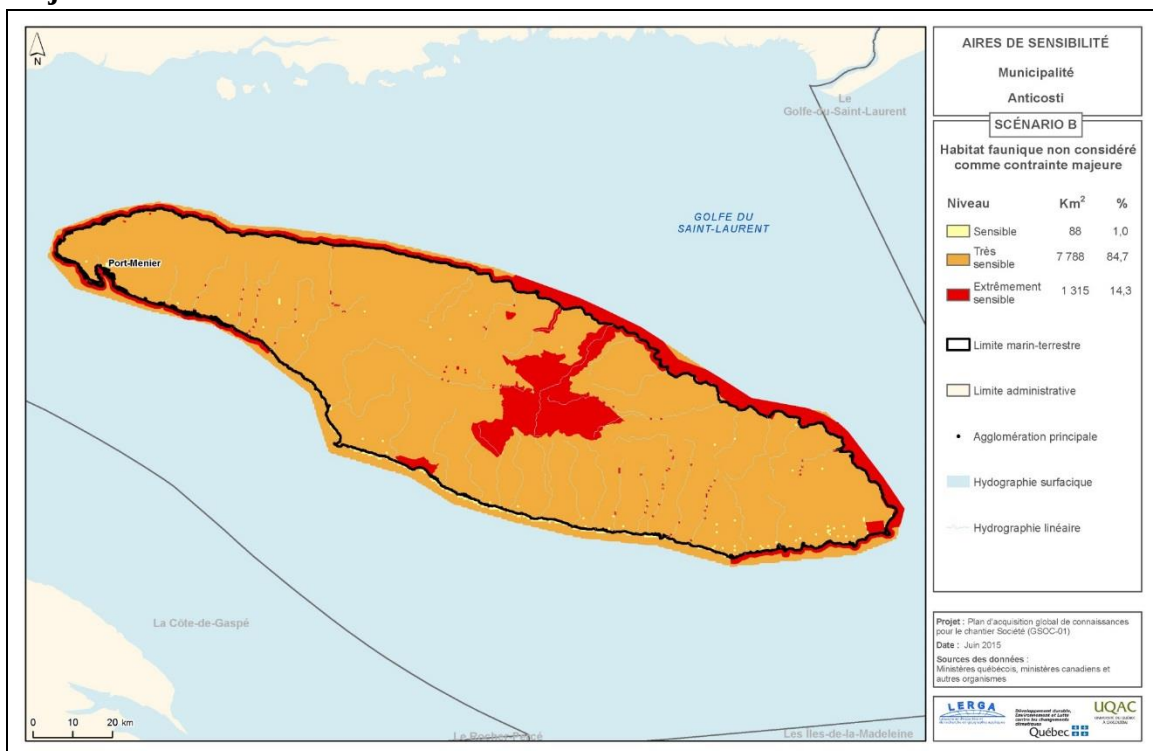


Source : carte 61 de GSOC01

L'étendue et le niveau de sensibilité du territoire varient considérablement selon que les aires de confinement du cerf de Virginie sont considérées ou non comme une contrainte majeure (actuellement, seules les aires de confinement protégées par le parc national et les deux réserves écologiques sont considérées comme des aires protégées). C'est pourquoi deux scénarios de représentation des aires de sensibilité ont été élaborés par l'équipe de l'UQAC.

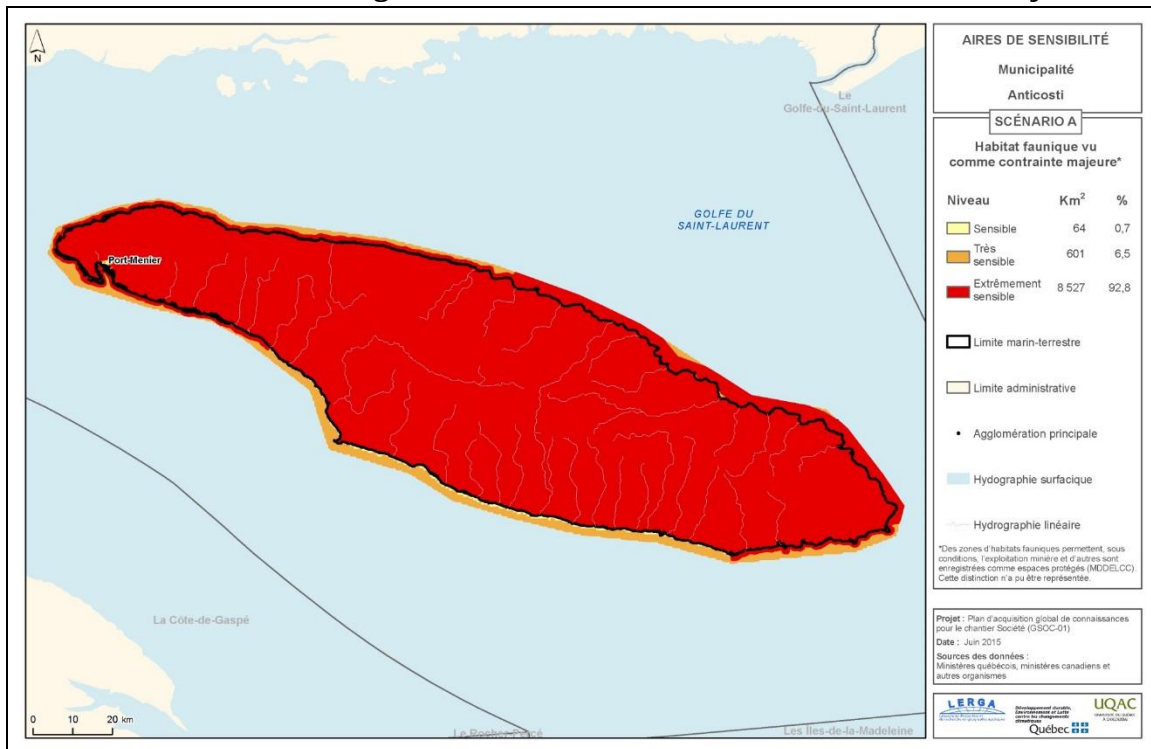
Ainsi, en considérant que les aires de confinement du cerf de Virginie ne constituent pas une contrainte majeure, les zones de sensibilité correspondent à l'illustration de la figure 44. À l'inverse, en considérant ces aires comme une contrainte majeure au même titre que les aires protégées inscrites au Registre des aires protégées du Québec, l'étendue et le niveau des zones de sensibilité correspondent à l'illustration de la figure 45. Selon le scénario considéré, les aires extrêmement sensibles passeront de 14,3 % à 92,8 % et les aires très sensibles, de 84,7 % à 6,5 % modulant ainsi considérablement l'appréciation des niveaux de sensibilité.

Figure 44 : Aires de sensibilité pour l'île Anticosti – scénario où les aires de confinement du cerf de Virginie ne sont pas considérées comme une contrainte majeure



Source : carte 64 de GSOC01

Figure 45 : Aires de sensibilité pour l'île Anticosti – scénario où les aires de confinement du cerf de Virginie sont considérées comme une contrainte majeure



Source : carte 63 de GSOC01

Effets appréhendés à l'égard de l'industrie des hydrocarbures

Dans le cadre de l'étude ASOC01, les chercheurs de l'UQAR ont décrit les effets appréhendés par la communauté anticostienne, d'une éventuelle implantation de l'industrie des hydrocarbures sur l'île. À partir des scénarios de déploiement des plateformes de forage présentés en mai 2015, des résultats des études AENV17 et GECN02 de même que des échanges intervenus lors des travaux de terrain réalisés en mai et septembre 2015, des constats préliminaires sur les effets appréhendés par la communauté peuvent être formulés. Les principaux sont présentés dans le tableau suivant.

Tableau 58. Constats préliminaires des principaux effets appréhendés par la communauté anticostienne de l'implantation de l'industrie des hydrocarbures sur l'île Anticosti

Effets positifs	Effets négatifs
Santé et bien-être	
Possible amélioration des services de santé	Diminution du sentiment de sécurité des personnes
Possible augmentation de la vivacité du village	Effets sur la santé physique et mentale
	Possible apparition de problèmes liés à la drogue ou l'alcool si fly in fly out
Qualité de l'environnement de vie	
Dynamisation du village de Port-Menier	Apparition de certaines nuisances et contamination de l'environnement naturel
	Manque de préparation et de temps pour s'ajuster à une croissance rapide de la population
Ressources économiques et bien-être matériel	
Possible augmentation de la population résidente	Impacts négatifs sur les activités de chasse et de pêche
Prosperité économique	Perte de superficies forestières
Communauté en mesure d'attirer de nouveaux résidents	Incapacité des commerces locaux à offrir des salaires compétitifs
Culture	
Ouverture potentielle de lieux de socialisation	Changements au mode de vie et diminution de la tranquillité
	Perte du patrimoine écologique identitaire
	Transition d'un modèle économique axé sur les services vers un modèle axé sur le secteur primaire
Famille et communauté	
Maintien de l'école et ouverture de la garderie	Départ de certains résidents
Dilution des tensions sociales	Polarisation des points de vue et fragilisation de la solidarité entre les résidents
	Divisions profondes déjà présentes dans la communauté
Institutions, lois, politique et équité	
Aucun effet positif mentionné	Manque de préparation des instances municipales pour accueillir le développement
	Services et infrastructures inaptes à accueillir une pression supplémentaire
	Augmentation des conflits d'usage au port
Relations entre les sexes	
Aucun effet positif mentionné	Débalancement possible entre les revenus plus élevés chez les hommes (emplois dans l'industrie) que chez les femmes (emplois dans les services)

Ces constats préliminaires guideront les participants et les auteurs de l'étude ASOC01 dans la documentation des capacités d'adaptation et de résilience de la communauté anticostienne devant un éventuel déploiement de l'industrie des hydrocarbures sur l'île. Cette thématique constitue le troisième volet de l'étude ASOC01 et les résultats seront pris en compte dans le rapport final de l'EES propre à Anticosti.

8.4 Examen de la participation des Autochtones

Le Québec compte onze nations autochtones, soit la nation inuite (14 villages habités par quelque 10 500 personnes en 2012) et 10 nations amérindiennes (Abénaquis, Algonquins, Attikameks, Cris, Hurons-Wendats, Innus, Malécites, Micmacs, Mohawks, Naskapis) qui comptent 41 communautés. La population amérindienne s'élevait, en 2012, à 87 091 personnes.

Plusieurs communautés autochtones sont situées dans des régions où la mise en valeur des ressources naturelles constitue une part importante de l'activité économique. Une bonne partie des Autochtones ont également un mode de vie qui continue d'être intimement lié au territoire. S'il n'en a pas toujours été ainsi, les communautés autochtones sont de plus en plus des acteurs incontournables de la mise en valeur des ressources naturelles. Les attentes de la société civile face à l'industrie en matière d'éthique et d'acceptabilité sociale sont plus grandes. D'une part, les projets de développement s'élaborent dorénavant en tenant davantage compte des facteurs d'acceptabilité sociale, qui sont souvent garants du succès ou non du projet. D'autre part, les Autochtones souhaitent participer à ces projets de diverses manières (partenariats, emplois, etc.) et profiter plus directement des retombées de l'industrie extractive. L'évolution de la jurisprudence sur le plan de la reconnaissance des droits des Autochtones, notamment en ce qui a trait à l'obligation pour la Couronne de consulter, ont contribué à forger ce nouveau contexte et rendu la prise en compte des intérêts et des préoccupations des Autochtones incontournable.

Des communautés sont déjà activement engagées dans des activités de mise en valeur des ressources naturelles. Cette implication s'incarne parfois à travers des ententes privées avec des promoteurs comme par exemple dans le cas des communautés de Salluit et de Kangiqsujuaq au Nunavik, étroitement associées aux activités de la mine Raglan. Parfois encore, l'implication de la nation autochtone est d'une autre nature, comme dans le cas de la nation micmaque qui travaille au développement d'un projet de parc éolien en Gaspésie en exploitant en partenariat avec un promoteur un bloc d'énergie mis à sa disposition par le gouvernement du Québec. Par cette implication, les Autochtones cherchent le plus souvent à se doter de leviers économiques viables, car dans un contexte où pour plusieurs le niveau de vie continue d'être moins élevé que la moyenne, la mise en valeur des ressources naturelles offre de belles occasions d'emploi et de progrès économique.

Différents modèles favorisant la participation des Autochtones aux projets de mise en valeur des ressources naturelles sont appliqués au Canada. Une analyse de ces différents modèles peut s'avérer utile dans le cadre du développement d'une nouvelle filière

énergétique au Québec. Ainsi, l'analyse des expériences vécues en Colombie-Britannique et en Alberta, dont l'essor du secteur des ressources naturelles a nécessité le développement de modèles au regard de la participation des communautés autochtones, s'avère des plus éclairantes.

L'étude GSOC02 (M. Papillon, Udm, 2015)⁵⁶ a été réalisée afin d'examiner et de faire rapport d'expériences pertinentes hors Québec, plus particulièrement dans l'Ouest canadien, relatives à la participation des communautés autochtones aux activités de mise en valeur des ressources naturelles. L'information présentée dans les sous-sections suivantes présente les conclusions de cette étude.

Les différents mécanismes de participation

Plusieurs communautés autochtones souhaitent participer plus activement et plus directement à la mise en valeur du territoire. Ce désir de participer aux projets sur le territoire est motivé bien sûr par le souhait de minimiser les impacts négatifs que peuvent présenter les projets sur des territoires sur lesquelles ils ont des droits revendiqués ou établis, et de maximiser les retombées positives de ces projets. Mais il faut également comprendre que la situation économique et sociale, les faibles possibilités d'emploi notamment pour les jeunes et une dépendance aux subsides gouvernementaux sont autant d'incitatifs à « développer des stratégies de participation plus directe à la mise en valeur du territoire » (Papillon, UdeM, 2015).

La participation des communautés autochtones aux projets de mise en valeur des ressources naturelles peut également être avantageuse pour les promoteurs et les gouvernements. Une telle participation minimise notamment les risques d'opposition des communautés concernées par un projet et contribue à l'établissement d'un climat favorable aux investissements et au développement des projets en diminuant les incertitudes.

Quatre mécanismes de participation ont été analysés dans le cadre de l'étude GSOC03, à partir de cas concrets vécus en Alberta et en Colombie-Britannique. Ce sont les consultations, les ententes sur les répercussions et les avantages (ERA), le partage des redevances et le soutien à l'entrepreneuriat autochtone.

Les consultations

À l'instar de l'ensemble des autorités fédérale et provinciales du Canada, le gouvernement du Québec a l'obligation de consulter et, s'il y a lieu, d'accommoder lorsqu'une décision ou une action qu'il envisage est susceptible de porter atteinte aux droits revendiqués ou établis des peuples autochtones.

⁵⁶ Papillon, M. 2015. Vers un nouveau partenariat? Rapport sur la participation des communautés autochtones aux activités de mise en valeur des ressources naturelles hors Québec. 52 p.

« ... la Couronne doit agir honorablement dans ses relations avec les peuples autochtones. Les autorités compétentes doivent en ce sens prendre en compte via un processus de consultation non seulement les droits reconnus, mais aussi les droits raisonnablement revendiqués par les groupes autochtones au moment de prendre une décision pouvant en affecter l'exercice.⁵⁷ La Cour établit également une obligation corolaire d'accommoder les communautés affectées lorsque l'atteinte aux droits est substantielle, et ce via des modifications au projet ou des mesures compensatoires. »

Source : Papillon M., 2015, p. 6.

Pour soutenir les ministères et organismes gouvernementaux dans l'application de ces obligations, le Secrétariat aux affaires autochtones du Gouvernement du Québec a publié en 2006 le Guide intérimaire en matière de consultation des communautés autochtones, mis à jour en 2008. Des quatre mécanismes de participation étudiés, la consultation est à ce jour le plus institutionnalisé, et le seul qui soit balisé par la jurisprudence.

En plus de préciser les impacts environnementaux et sociaux appréhendés par les communautés, les consultations peuvent également servir, dans une certaine mesure, à évaluer l'acceptabilité sociale des projets.

L'examen des pratiques de consultation des Autochtones en Alberta et en Colombie-Britannique révèle des différences importantes quant aux mécanismes utilisés, au rôle des promoteurs, à la légitimité des processus de consultation et aux limites de ces pratiques.

Les mécanismes utilisés

Au-delà des obligations légales de consulter, certaines provinces acceptent de consulter les Autochtones sur la base des relations de bon voisinage. Les façons de faire varient : par exemple, l'Alberta a centralisé le processus décisionnel alors que la Colombie-Britannique a créé un bureau de coordination interne qui facilite le partage d'information sur les communautés autochtones et limite la multiplication des processus de consultation.

Bien souvent, la consultation autochtone s'insère dans le cadre des mécanismes de consultation mis en place par les décideurs, et la jurisprudence considère que de tels processus peuvent être suffisants pour répondre à l'obligation de consulter. Mais de nombreuses organisations autochtones critiquent cette pratique et ce tant au Québec qu'ailleurs.

« Le manque d'attention aux spécificités autochtones est un enjeu ressortant de la littérature sur les expériences récentes de consultation dans le cadre d'évaluations environnementales stratégiques, notamment concernant le transport des hydrocarbures

⁵⁷ Parmi les décisions importantes de la Cour suprême portant sur l'obligation de consulter, notons en particulier *Nation Haida c. Colombie Britannique* (2004), *Taku River c. Colombie-Britannique* (2004), *Mikisew Cree c. Canada* (2005), *Rio Tinto Alcan c. Carrier Sekani* (2010), *Beckman c. Little Salmon/Carmacks* (2010), *Behn c. Moulton* (2013), *Nation Tsilhqot'in c. Colombie-Britannique* (2014) et *Grassy Narrows c. Ontario* (2014).

dans l'ouest du pays. Il est important de distinguer la consultation autochtone des consultations publiques. Cette distinction est d'autant facilitée si le processus obéit à des règles distinctes ou émane d'un cadre réglementaire distinct. » (Papillon, M., 2015)

La consultation vise le processus décisionnel et constitue, selon Martin Papillon, le mécanisme le plus limité en matière de participation directe à la mise en valeur des ressources (Papillon M., 2015). La recherche d'une plus grande acceptabilité sociale des projets exigera donc une plus grande implication des communautés dans le développement et la réalisation des projets. Les mécanismes qui sont mis en place dans cet esprit feront davantage appel aux normes éthiques qu'aux obligations constitutionnelles.

Favoriser la participation des Autochtones au développement des politiques ou directives de consultation les concernant, en se mettant notamment d'accord sur les finalités de la consultation, s'avèrerait une stratégie gagnante.

Le rôle des promoteurs dans le processus de consultation

Que ce soit en vertu de traités ou selon les décisions des tribunaux, il est convenu que c'est la Couronne, et non pas les promoteurs, qui demeure responsable des consultations et de la participation autochtone aux processus décisionnels. Mais la jurisprudence enseigne également que la Couronne peut déléguer certains aspects procéduraux de la consultation aux promoteurs. Ils peuvent ainsi prendre part à certaines étapes de la démarche réalisée par la Couronne, ce qui peut consister par exemple à fournir de l'information technique aux communautés autochtones. Ils peuvent de même être interpellés lorsque des mesures d'accommodement doivent être déterminées par la Couronne.

Le rôle des promoteurs dans les processus de consultation varie d'une province ou d'un territoire à l'autre. À titre d'exemple, mentionnons les éléments suivants :

- Jusqu'à récemment en Alberta, la consultation était presque entièrement de la responsabilité des promoteurs. Toutefois, ces pratiques ont maintenant changé.
- Au Yukon, dans les Territoires du Nord-Ouest et au Nunavut, les promoteurs sont tenus de négocier des ententes sur les répercussions et les avantages (ERA) avec les communautés autochtones concernées (il s'agit d'une condition préalable à l'autorisation des projets).
- En Alberta et en Saskatchewan, les promoteurs sont tenus de respecter des échéanciers et des conditions précises quant à l'information transmise aux communautés.
- La Colombie-Britannique favorise le financement de la consultation des communautés, par les promoteurs, afin de les soutenir lors d'exercices de consultation alors que l'Alberta prélève une taxe dont une partie est versée aux communautés⁵⁸.

⁵⁸ Il est à noter que le gouvernement de l'Alberta s'est engagé en juillet 2015 à abroger cette loi.

Des mesures d'accompagnement sont également mises en œuvre, comme celles instaurées par le gouvernement de la Colombie-Britannique qui met à la disposition des promoteurs de nombreux guides pour faciliter leurs contacts avec les communautés autochtones⁵⁹.

La légitimité des processus de consultation

Les Autochtones et les gouvernements ne partagent pas toujours les mêmes interprétations de la jurisprudence en matière de consultation. Conséquemment, la reconnaissance des processus de consultation adoptés par les gouvernements n'est pas acquise quoiqu'elle semble un préalable important au succès de ces démarches. L'analyse des façons de faire en Alberta et en Colombie-Britannique révèle toutefois deux enjeux particuliers, le premier étant la tendance générale à ce que les mécanismes de consultation soient décidés de façon unilatérale par les gouvernements. Le second enjeu porte sur les désaccords profonds entre les communautés et les responsables des consultations, notamment quant aux finalités de ces dernières.

Les cas du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse auraient avantage à être analysés, car ces provinces auraient obtenu un soutien, quoique partiel, des organisations autochtones provinciales à l'égard des politiques de consultation adoptées par les gouvernements.

Les limites de la consultation

L'aspect procédural et le langage technique inhérents au processus figurent parmi les limites observées des consultations conduites par la Couronne. Les Autochtones conçoivent les consultations comme une occasion d'affirmer leur droit de regard sur les projets alors que ceux-ci sont bien souvent rendus à un stade avancé de planification, et plus encore, ont donné lieu à des investissements de la part des promoteurs. Selon Papillon (2015), la mise en place de mécanismes distincts de consultation pour les Autochtones pourrait faciliter un rapprochement entre ces communautés et les porteurs de projets.

Pour favoriser une pleine participation des communautés autochtones à l'élaboration et à la réalisation des projets, des mécanismes plus inclusifs pourraient être mis en place, comme des ententes sur les répercussions et les avantages (ERA), des mécanismes de partage des redevances et la promotion du partenariat autochtone.

⁵⁹ Plusieurs documents sont accessibles en ligne sur le site Web du gouvernement à l'adresse <http://www2.gov.bc.ca/gov/content/environment/natural-resource-stewardship/consulting-with-first-nations> dont celle-ci, [Building Relationships with First Nations: Respecting Rights and Doing Good Business](#), publiée en anglais, en mandarin, en japonais et en coréen.

Les ententes sur les répercussions et les avantages (ERA)

« Les ententes sur les répercussions et les avantages sont des ententes privées, généralement confidentielles, négociées hors du cadre réglementaire lié au processus d’approbation des projets, entre un promoteur et des groupes autochtones ».
(Papillon, 2015)

Au Québec, la négociation d’ERA existe depuis environ 30 ans, notamment entre Hydro-Québec et les communautés touchées par des projets de mise en valeur des ressources naturelles. Mais la pratique a eu tendance à s’étendre et des facteurs comme l’évolution de la jurisprudence en matière de droits autochtones, la prise en compte de l’acceptabilité sociale et la capacité grandissante des communautés à s’opposer aux projets, ne sont pas étrangers à ce phénomène.

Le nombre d’ERA au Canada, dans l’ensemble des domaines d’activité liés aux ressources extractives et au transport énergétique, s’élèverait à environ 200. Bien que le contenu des ERA soit généralement confidentiel, la recherche menée sur celles-ci permet de dégager une liste d’éléments en faisant souvent partie :

- Des mesures d’atténuation des impacts environnementaux :
 - Réhabilitation de sites;
 - Préservation d’habitats naturels.
- Une composante financière :
 - Paiement forfaitaire;
 - Pourcentage des revenus tirés des projets;
- Des mesures concernant les emplois;
- Des mesures concernant la formation de la main-d’œuvre;
- Des investissements dans les infrastructures locales;
- Un programme d’éducation ou de promotion de la langue et de la culture du groupe autochtone.

« Les ERA sont aujourd’hui devenues incontournables dans le contexte des projets hydroélectriques, éoliens, miniers ou liés aux hydrocarbures lorsque des communautés autochtones sont affectées. La pratique s’est en fait développée de manière complémentaire et plus ou moins parallèle aux processus d’évaluation environnementale et à l’émergence de l’obligation de consulter, en grande partie en raison des limites inhérentes aux processus de consultation (Fidler et Hitch, 2009). En effet, les ERA permettent aux autochtones de participer plus directement à la définition des projets en vue d’en minimiser l’impact ainsi qu’à en partager les bénéfices. » (GSOC02, p. 18)

Presque toutes les ERA contiendraient des clauses spécifiant que le groupe autochtone donne son adhésion au projet et que le contenu de celles-ci doit demeurer confidentiel. La négociation et la mise en œuvre d’ERA soulèvent toutefois des enjeux liés notamment au caractère confidentiel de celles-ci et à la superposition des mécanismes de négociation (de l’ERA) et de la consultation effectuée dans le cadre des évaluations environnementales.

Ces enjeux sont les suivants :

- Le caractère confidentiel des ERA fait en sorte que les membres d'une communauté ne savent pas exactement ce qui est négocié en leur nom.
- Les ERA arrivent parfois avant ou pendant les périodes de consultation. Par ailleurs, elles signifient souvent que les communautés autochtones ont donné leur consentement au projet, et ce, dans un contexte où les ERA sont des ententes à caractère principalement économique alors que les consultations portent sur l'ensemble des enjeux sociaux, économiques et environnementaux.
- Étant donné la nature confidentielle des ERA, il existe des risques d'abus ou de détournement des fonds.
- La possibilité que la conclusion d'une ERA entre promoteur et communauté autochtone soit interprétée par le gouvernement comme une forme de consultation et de là, qu'il se soustrait à ses obligations de consulter;
- La conclusion d'ERA peut exacerber les conflits avec les groupes qui en sont exclus, qu'ils soient autochtones ou non.

La transparence complète comporte toutefois également son lot d'enjeux, et ce, autant pour les promoteurs que pour les communautés.

Selon l'étude, le gouvernement devrait mieux encadrer les ERA afin de favoriser leur complémentarité avec les processus de consultation et les rendre plus transparentes.

Le partage des redevances

Les redevances sont les sommes versées à l'État par les entreprises en échange d'un droit d'exploitation.

Selon l'auteur de l'étude GSOC02, le partage des redevances avec les communautés autochtones est basé sur le principe que les peuples autochtones ont le droit de bénéficier des revenus tirés des activités économiques, à titre de peuples distincts occupant les terres canadiennes avant l'acquisition de la souveraineté par la Couronne. L'auteur mentionne d'ailleurs que le Grand chef de l'Assemblée des Premières Nations, Perry-Bellegarde, aurait fait du partage des redevances l'une de ses priorités.

Le partage des redevances est un mécanisme qui favorise l'acceptabilité des projets par les communautés touchées. Son application demeure toutefois hétérogène à travers le Canada. L'Alberta et la Saskatchewan n'appliquent pas ces mesures, alléguant qu'il n'existerait pas de fondement juridique au partage des redevances puisque les Autochtones des Prairies auraient renoncé à leurs droits en signant des traités historiques. Le Manitoba et l'Ontario procèdent au cas par cas alors que le Nouveau-Brunswick, Terre-Neuve-et-Labrador et le Québec ont également négocié des ententes de partage dans des cas spécifiques. La Colombie-Britannique applique quant à elle ce mécanisme de façon systématique, et ce, dans le cadre de sa politique de réconciliation, adoptée en 2004.

Tableau 59 : Exemples de mesures de partage de redevances issues de traités modernes

Entente	Partage des redevances
Entente finale avec les PN du Yukon	50 % des premiers 2 millions de dollars, 10 % par la suite
Ententes finales avec les Gwich'in et les Sahtu (TNO)	7,5 % des premiers 2 millions de dollars, 1,5 % par la suite
Entente finale Tlicho (TNO)	10,4 % des premiers 2 millions de dollars, 2 % par la suite
Entente finale du Nunavut	10,4 % des premiers 2 millions de dollars, 5 % par la suite
Entente finale du Nunatsiavut (TN&L)	50 % des premiers 2 millions de dollars, 5 % par la suite. La province remet également 5 % des redevances tirées du projet de mine de nickel de Vosey's Bay.

Source : Tiré de Papillon, 2015.

Selon les provinces ou territoires, le versement des redevances se fera sur la base d'ententes bilatérales (Colombie-Britannique), à l'échelle de la ou des nations autochtones habitant le territoire ou la province (Territoires du Nord-Ouest), ou encore selon une formule mixte où une partie des redevances est versée à la communauté autochtone directement touchée par le projet et l'autre, dans un fonds consolidé pour soutenir le développement social et économique de l'ensemble des nations autochtones du territoire ou de la province. Ces ententes bilatérales découlent parfois d'un processus de négociation globale ou encore signées autour d'un enjeu très spécifique. « C'est l'approche privilégiée en Colombie-Britannique, qui accepte de négocier des ententes bilatérales selon un modèle prédéterminé dans certains secteurs (foresterie, ressources minières, hydrocarbures, ressources renouvelables, infrastructures touristiques) » (Papillon, M. UdeM, 2015). Cette manière de faire en Colombie-Britannique ouvre la porte à un partage de redevances en dehors du cadre d'un traité moderne, mais s'inscrit dans une dynamique de négociation basée sur une compréhension commune d'une revendication territoriale.

Le partage des redevances permet de minimiser l'incertitude entourant la mise en valeur des ressources : la nature publique des mécanismes adoptés facilite l'imputabilité des autorités, tant autochtones que gouvernementales. En comparaison avec les ERA, le partage des redevances offre plus de flexibilité quant à l'utilisation faite des sommes versées.

Par ailleurs, la recherche met en lumière certains enjeux liés à la mise en place d'un tel mécanisme, le plus important étant qu'il peut, selon la formule retenue, avoir pour effet de créer des gagnants et des perdants à la « loterie de la géographie et l'histoire », que ce soit à l'égard des communautés autochtones entre elles ou avec les communautés allochtones avoisinantes.

Parmi les autres enjeux déterminés, soulignons la capacité des petites communautés à gérer des fonds importants, les tensions internes liées à l'utilisation des fonds, la capacité limitée des gouvernements à imposer des modèles d'imputabilité précis une fois les fonds versés et, enfin, les relations avec les communautés allochtones. L'expérience met également en lumière des enjeux liés à la définition des limites du territoire d'intérêt

d'une communauté, la définition de ce qu'on entend par des « redevances » et le fait que le gouvernement peut décider de tenir compte des sommes versées dans le calcul des transferts gouvernementaux.

Le soutien à l'entrepreneuriat autochtone

Au-delà des subventions directes accordées aux communautés, les ententes de coopération entre un groupe autochtone et une entreprise privée non autochtone sont à privilégier si l'on souhaite établir une relation d'affaires à long terme. De telles ententes ont un objectif plus structurant et à long terme et peuvent ne pas être associés directement à un projet spécifique et se distinguent ainsi de mesures similaires qui peuvent être contenues dans une ERA.

L'accès au capital nécessaire et la capacité des communautés à gérer les risques associés à un projet constituent cependant des enjeux et l'auteur suggère que les gouvernements agissent comme garants en fournissant des prêts sans intérêt ou encore en finançant la création de postes d'agent de développement économique dans les communautés. Il conseille toutefois la prudence, par une connaissance approfondie des dynamiques internes à chaque communauté.

Conclusion sur les mécanismes

La consultation est un mécanisme obligatoire et balisé par la jurisprudence, les ERA et le partage des redevances relèvent de la négociation alors que le soutien à l'entrepreneuriat implique une participation plus directe au projet de mise en valeur des ressources. Assurer la complémentarité de ces mécanismes constitue un défi de taille, l'exemple le plus percutant étant l'arrimage entre la négociation des ERA et la tenue des consultations réalisées dans le cadre des évaluations environnementales.

À cet effet, l'auteur de GSCO02 indique : « Le processus de consultation et l'évaluation technique de l'impact des projets devraient idéalement permettre de mieux définir les paramètres servant par la suite à négocier des ententes obéissant à une logique compensatoire ». GSCO02, p. 27

Les mécanismes de participation en Colombie-Britannique et en Alberta

La Colombie-Britannique

La Colombie-Britannique est la province qui a développé l'approche la plus ambitieuse en matière de relations avec les peuples autochtones. Son développement est explicitement lié à la mise en place de relations harmonieuses avec les peuples autochtones.

Au cours des quinze dernières années, 500 ententes ont été négociées, et ce, seulement dans le domaine de la gestion des terres et des ressources. La Colombie-Britannique a également été la première province canadienne à adopter un guide de consultation des peuples autochtones. Le guide n'est cependant pas reconnu par les principales organisations autochtones compte tenu des désaccords qui persistent sur la portée de

l'obligation de consulter. Ce guide sert toutefois de base pour l'établissement de lignes directrices adoptées par les différents ministères.

Le gouvernement a recours à la négociation de protocoles de consultation avec les communautés autochtones, lesquels protocoles prévoient notamment :

- d'aviser la communauté quand une décision ou un projet doit faire l'objet de consultation;
- un mécanisme de financement;
- des conditions à respecter, tels les délais et l'accès à l'information.

Cette voie alternative permet de convenir de processus mutuellement agréés qui remplacent les balises générales adoptées par le gouvernement. Elles présentent l'avantage d'assurer l'adhésion des communautés et à garantir la validité du processus de consultation qui ne peut alors être contesté s'il a été appliqué conformément à l'entente.

Le gouvernement de la Colombie-Britannique accepte de négocier des ententes de partage de redevances, et ce, de manière presque systématique. Par exemple, dans le domaine de la foresterie, environ 150 ententes de partage de redevances ont été signées depuis 2003; dans le domaine minier, une quinzaine l'ont été depuis 2008. Un système de partage de rentes tirées de l'exploitation des ressources hydrauliques et éoliennes a également été mis en place.

En plus d'avoir formalisé les mécanismes de consultation autochtones, d'encourager la négociation d'ERA et de conclure des ententes de partage de redevances, le gouvernement de la Colombie-Britannique a mis en place des mesures pour soutenir l'entrepreneuriat autochtone, par les moyens suivants :

- le financement;
- la formation de la main-d'œuvre;
- l'accès au capital de risque;
- le développement d'expertise.

Des efforts importants sont également consentis pour favoriser l'accès à l'emploi, notamment dans le domaine des ressources naturelles.

Pour favoriser le développement de projets de transport d'hydrocarbures, le gouvernement a mis en place un type d'entente spécifique, soit les *Natural Gas Pipeline Benefits Agreements*. À ce jour, 54 ententes auraient été conclues, avec 27 Premières Nations. À titre d'exemple, la nation Gitxaala et le gouvernement ont conclu une entente pour une somme forfaitaire de 1 540 000 \$ en plus des paiements annuels issus d'un fonds commun annuel de 10 M\$ à répartir entre les signataires d'ententes similaires liées au projet de gazoduc Prince Rupert, de la compagnie TransCanada Pipelines. Toutefois la conclusion d'ententes de partage de redevances ne suffit pas toujours.

Pour illustrer l'importance de mettre en place les différents niveaux de participation, de la consultation en passant par le développement d'ententes et le soutien au partenariat, l'auteur de l'étude GSOC02 a analysé le projet de terminal pour le transport du gaz naturel, sur l'île de Lelu.

Dans le cadre de ce projet visant à exporter du gaz naturel vers les marchés asiatiques, un consortium privé et le gouvernement ont négocié une série d'ententes (mesures de

compensation et partage de redevances) avec les Lax Kw'alaams pour un total de 1,149 milliard de dollars sur 40 ans. L'expérience n'a cependant pas été un succès, car la communauté aurait voulu participer à la définition des critères d'acceptabilité du projet et à l'évaluation de ce dernier. La communauté n'ayant pu atteindre ces objectifs, la validité du processus de consultation effectué par la suite s'en est trouvée, à ses yeux, affaiblie.

« Les ententes de partenariat économiques, bien qu'importantes, ne suffisent pas. Celles-ci doivent être négociées de manière complémentaire au processus de consultation et d'évaluation environnementale, afin de permettre une véritable participation des autochtones à l'ensemble du processus et non seulement au partage des bénéfices liés à la mise en valeur des ressources. »

(Papillon, 2015)

L'Alberta

Le modèle développé par l'Alberta est fort différent de celui de la Colombie-Britannique.

« L'Alberta laisse aux promoteurs des projets le soin de développer des relations directes plus substantielles avec les communautés autochtones, y compris au plan financier. Si l'Alberta reconnaît son obligation de consulter, elle délègue largement cette responsabilité aux promoteurs. La province refuse également toute forme de compensation financière ou de partage des revenus publics liés à l'extraction des ressources naturelles. Elle encourage toutefois les promoteurs à négocier des ententes partenariales de nature économique avec les communautés autochtones, y compris des ERA. GSCO02, p. 35-36.

Cette approche comporterait certains avantages comme celui de minimiser les attentes face au rôle de l'État, de réduire les coûts pour le trésor public et de forcer les promoteurs à développer des relations stables avec les communautés touchées.

Les inconvénients sont toutefois également importants. Les risques de conflits juridiques et politiques avec les Autochtones sont augmentés et la disparité entre les communautés peut être accrue. Par exemple, une communauté qui n'a pas conclu d'ERA avec l'entreprise voit sa qualité de vie touchée par les impacts du projet sans en tirer quelque bénéfice que ce soit. Selon l'information rapportée dans l'étude GSCO02, le nord de l'Alberta serait la région où les différences de revenus entre Autochtones et non-Autochtones seraient les plus élevées au Canada.

Le modèle développé par l'Alberta pourrait s'expliquer par le fait que la région où se trouve le plus important dépôt de sables bitumineux est couverte par un traité historique. Selon le gouvernement, ce traité réglerait les éléments relatifs aux ressources souterraines; or, cet avis n'est pas partagé par les organisations autochtones.

La politique albertaine de consultation des Autochtones, adoptée en 2005, établit distinctement le rôle du gouvernement à l'égard des projets, d'une part, et des planifications, d'autre part. Dans le premier cas, le rôle de l'État se limite à évaluer

l'adéquation entre le processus de consultation mis en place par le promoteur et les obligations de la Couronne. Dans le deuxième cas, le gouvernement consulte lui-même les communautés.

Les éléments qui doivent faire l'objet d'une telle consultation sont la réglementation, les politiques, les plans stratégiques d'aménagement du territoire et les décisions qui touchent la gestion de la Couronne en matière de terres, de ressources naturelles, d'air, de forêt, de flore et de faune.

En 2013, la politique de consultation a été modifiée notamment par l'ajout d'un bureau central de consultation autochtone, l'*Aboriginal Consultation Office*. Ce bureau a la responsabilité de mener les consultations sur des éléments de nature stratégique et d'évaluer la conformité des processus de consultation conduits par les promoteurs. La politique précise également les échéanciers; par ailleurs, le gouvernement met en place un fonds pour soutenir la participation des Autochtones aux consultations. Ce fonds est alimenté par une nouvelle tarification imposée aux promoteurs lors des demandes de permis.

La centralisation des consultations auprès des Autochtones a par ailleurs pour effet indirect de limiter la prise en compte de leurs attentes et de leurs préoccupations lors de l'évaluation environnementale et l'examen des projets qui précède la prise de décision.

Par ailleurs, pour le gouvernement albertain, le soutien aux communautés autochtones dans la mise en valeur des ressources passe surtout par d'imposants programmes d'employabilité et de développement de partenariats entre les communautés ou les entreprises autochtones et les promoteurs. L'étude GSCO02 rapporte les programmes suivants :

- Le *First Nations Development Fund Program* : soutien aux initiatives communautaires en matière de création d'emploi et de développement des infrastructures; valeur : 128 M\$;
- Le *First Nations Economic Partnerships Initiatives* : promotion de partenariats d'affaires entre entreprises autochtones et non autochtones; valeur : 20 M\$ par année;
- Le *First Nations Training to Employment Program* : soutien au partenariat entre le privé, le gouvernement et les organisations autochtones en matière de formation et d'emploi; résultat : 40 centres de formation dans les communautés et taux de succès d'emploi de 89 % en plus de la création d'une association provinciale de professionnels et d'entrepreneurs autochtones (Aksis).

Depuis 2011, le gouvernement albertain travaille au développement d'une stratégie provinciale en matière d'employabilité spécifiquement pour les Autochtones.

Ainsi, il est aisé de constater qu'en Alberta, la participation des Autochtones se situe principalement à deux endroits : en amont du processus, soit lors de la planification stratégique, notamment de l'aménagement du territoire, et en aval, lorsque vient le temps de participer aux travaux de mise en valeur. L'auteur de l'étude GSOC02 a effectué deux études de cas pour illustrer ces modes de participation, soit l'élaboration et l'adoption du plan d'aménagement du *Lower Athabaska*, où se trouve une forte concentration de projets d'extraction de sables bitumineux, ainsi que le cas de la communauté de Fort McKay, également située dans une zone d'extraction de cette ressource.

En 2008, le gouvernement albertain publie le *Land-Use Framework* où la région du *Lower Athabaska* est désignée comme prioritaire. Il s'engage alors dans un processus élaboré de développement du plan d'aménagement et de consultation des communautés, mais ce processus apparaît établi de façon unilatérale. Ainsi, malgré les 107 rencontres avec les Premières Nations et les organisations métisses, le plan adopté est contesté : les principaux reproches sont le manque de transparence dans l'ensemble du processus de participation et le peu d'influence que semblent avoir eu les consultations publiques. Les chefs autochtones sont en outre d'avis qu'ils se sont fait imposer la démarche de consultation.

À la suite de l'analyse de cas, Papillon (2015) estime qu'il aurait été avantageux d'inclure les préoccupations autochtones en rappelant l'importance des droits issus de traités et des obligations de la Couronne en matière de consultation ou en créant un organisme paritaire pour le suivi du plan.

Le cas de la communauté de Fort McKay s'inscrit dans une optique d'accès à l'emploi dans le cadre d'une industrie dont la présence a suscité, pendant quelques décennies, de l'opposition dans le milieu. En 1986, le gouvernement albertain a mis en place le Fort McKay Industry Relations Corporation, visant à favoriser la création d'emploi au sein de la communauté autochtone. La corporation servant au développement d'entreprises qui bénéficient d'ententes de partenariat avec l'industrie, la communauté génère ainsi quelque 150 M\$ en revenus annuels. Ce modèle de développement économique ne fait toutefois pas l'unanimité dans la communauté, ainsi que dans les communautés autochtones avoisinantes qui ne bénéficient pas des mêmes avantages. Malgré autant de prospérité, les abus de substances et les cas de violence familiale demeurent importants et certains sont d'avis que les activités de la pétrolière sont directement responsables de la détérioration de l'environnement et du mode de vie de la communauté.

En conclusion de l'étude GSOC02, voici quelques pistes qui méritent d'être prises en considération:

1. Les quatre mécanismes indiqués dans l'étude sont complémentaires. Ils devraient idéalement faire partie intégrante d'une stratégie globale visant à favoriser les partenariats avec les peuples autochtones dans la mise en valeur des ressources naturelles. La Colombie-Britannique est aujourd'hui la province ayant développé l'approche la plus ambitieuse en cette matière; son approche pourrait inspirer le Québec.
2. Une telle stratégie devrait être élaborée en collaboration étroite avec les principales organisations autochtones de la province afin d'en assurer la légitimité. Une déclaration commune rappelant les grands principes guidant la relation et établissant des mécanismes précis afin de définir les points de convergence peut servir de point de départ en ce sens.
3. Les expériences albertaine et britanno-colombienne permettent de tirer certaines leçons afin de minimiser les conflits, notamment en matière de consultation. Par exemple :

- a. Le manque d'attention aux spécificités autochtones est un enjeu ressortant de la littérature sur les expériences récentes de consultation dans le cadre d'évaluations environnementales stratégiques, notamment concernant le transport des hydrocarbures dans l'ouest du pays (voir l'exemple des Lax Kw'alaams). Il est essentiel d'adapter ces processus au contexte juridique, sociopolitique et culturel autochtone. La création de structures et de processus distincts est une avenue à explorer.
 - b. Il est également important d'aborder la consultation dans une perspective relationnelle et dialogique plutôt que strictement juridique. Une approche trop procédurale risque de faire perdre de vue les finalités de la consultation, soit de favoriser la conciliation des intérêts et l'acceptabilité sociale des projets.
4. Les ERA permettent une participation plus substantielle des Autochtones à la mise en valeur du territoire que la seule consultation. Elles facilitent également la mise en relation des promoteurs et des communautés locales dans une logique de collaboration plutôt que de confrontation. Les ERA comportent néanmoins leur dose de contraintes, notamment en raison de leur nature d'abord économique, de leur manque de transparence et du peu d'emprise des gouvernements sur leur contenu. Tout en continuant à encourager la négociation d'ERA, les gouvernements auraient avantage à réguler le processus afin de favoriser leur complémentarité avec les processus de consultation et les rendre plus transparentes.
5. Le partage des redevances fait de plus en plus partie des négociations lorsqu'un gouvernement cherche à minimiser l'incertitude juridique et à gagner le soutien des communautés autochtones affectées par un projet d'envergure. La Colombie-Britannique innove en la matière puisqu'elle est la seule province qui a développé une politique systématique visant à négocier des ententes bilatérales avec les Premières Nations sur le partage des redevances. Malgré certaines difficultés, cette approche semble porter fruit.

Les mesures favorisant la participation des citoyens et des communautés autochtones dans l'économie des ressources naturelles ne devraient pas être sous-estimées. Ces mesures, si elles sont suffisamment flexibles, peuvent faciliter le rapprochement entre les communautés autochtones et les promoteurs des projets (voir l'exemple de Fort McKay). De telles mesures sont cependant en soi insuffisantes et doivent s'inscrire en complément des autres mécanismes.

8.5 Enjeux d'acceptabilité sociale et de gouvernance territoriale

L'acceptabilité sociale des projets de mise en valeur des ressources naturelles est au cœur des facteurs de succès des projets, que ceux-ci soient développés par l'entreprise privée ou les communautés ou dans le cadre de partenariats public-privé.

De façon à mieux comprendre les facteurs qui influencent l'acceptabilité sociale des projets de mise en valeur des ressources énergétiques, un mandat d'étude a été confié au Centre de recherche sur la gouvernance des ressources naturelles et des territoires (CRGRNT) de l'Université du Québec en Outaouais (UQO) pour analyser un certain nombre de projets énergétiques sous l'angle de la gouvernance territoriale. Dans le cadre de cette étude, l'équipe de chercheurs a également analysé les pratiques en cours dans cinq autres endroits afin d'en tirer les enseignements utiles et, éventuellement, de les transposer au Québec⁶⁰ (voir étude GSOC03). La section 8.5 présente les résultats préliminaires de cette étude.

Bien que les raisons évoquées par les opposants aux projets soient liées aux préoccupations environnementales, de santé publique ou de sécurité, ou encore à des questions de valeur ou d'idéologie relativement à la mise en valeur industrielle d'une ressource fossile, c'est très souvent pour des enjeux territoriaux que l'opposition se manifeste. Aussi, dans la présente EES, la question de l'acceptabilité sociale a-t-elle été examinée sous l'angle de la gouvernance territoriale.

Le premier volet de l'étude de Gauthier *et al.* (2015) a porté sur la notion même de l'acceptabilité sociale et les facteurs qui l'influencent.

⁶⁰ Gauthier, M. *et al.* 2015. Évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures. Analyse des facteurs d'influence de l'acceptabilité sociale des activités de mise en valeur des hydrocarbures et propositions relatives au mode de gouvernance territoriale. Centre de recherche sur la gouvernance des ressources naturelles et des territoires, Université du Québec en Outaouais. Volumes I et II. 320 pages.

Acceptabilité sociale

Le concept d'acceptabilité sociale fait l'objet de nombreuses recherches récentes. Gauthier *et al.* (2015) en ont recensé un certain nombre dont plusieurs ont été réalisées récemment au Québec. Malgré que le thème soit mentionné à de multiples reprises dans le cadre des consultations publiques, il est intéressant de noter qu'il n'apparaît dans aucune loi ni aucun règlement actuellement en vigueur.

Bien que l'évaluation qualitative de l'acceptabilité sociale des projets constitue une bonne part de l'examen effectué par le BAPE dans le cadre de ses différents mandats, il reste que l'absence de critères d'évaluation, d'indicateurs, de conditions à remplir et de connaissances relatives aux limites inhérentes au concept participe à entretenir la diversité des approches pour la définir. Le Centre de recherche en éducation et formation relatives à l'environnement et à l'écocitoyenneté de l'Université du Québec à Montréal vient d'ailleurs de publier un cahier de recherche élaboré dans le cadre d'une thèse doctorale, dont la publication est prévue au cours de l'automne 2016⁶¹. Dans cette étude, Batellier (2015) présente les quatre approches développées par Saucier *et al.* (2009) pour définir le concept soit :

- l'acceptabilité sociale utilisée comme un instrument pour arriver à une forme d'acceptation du projet par le milieu;
- l'acceptabilité sociale comme un chemin, un processus, un résultat;
- l'acceptabilité sociale comme niveau d'accord ou de désaccord du public;
- l'acceptabilité sociale comme le résultat d'un processus interactif entre les parties prenantes.

Pour ajouter à la difficulté, certains associent au concept d'acceptabilité sociale des concepts apparentés comme celui du permis social d'opérer ou celui du consentement libre, préalable et éclairé.

Pour amorcer l'étude GSOC03, il a été demandé aux chercheurs d'utiliser minimalement six facteurs d'influence de l'acceptabilité sociale pour bâtir leur cadre d'analyse des projets énergétiques et des études de cas hors Québec, soit les suivants :

- les valeurs, croyances et attentes;
- les risques perçus;
- les impacts sur le milieu et l'environnement, incluant les enjeux de conciliation des usages territoriaux et les incidences sur les modes de vie des communautés;
- la confiance envers les promoteurs et les institutions;
- les bénéfices et répercussions sur les populations concernées;
- les processus participatifs.

Ces facteurs ont ensuite été intégrés dans un cadre d'analyse à trois variables, soit le projet (nature et finalité, telles que perçues par le milieu), le milieu d'accueil et les

⁶¹ Batellier, P., 2015. Acceptabilité sociale. Cartographie d'une notion et de ses usages. Cahier de recherche. UQAM : Les publications du Centr'ERE. 143 pages.

modalités d'arrimage entre le projet et le milieu d'accueil, c'est-à-dire les approches de planification et de conception du projet, le niveau de participation du public à la planification, la culture organisationnelle du promoteur et le recours à des politiques procédurales.

La nature du projet fait référence au qui, au quoi, au comment et au pourquoi. Le milieu d'accueil compte également plusieurs aspects qui influenceront grandement l'acceptabilité sociale des projets, dont l'adéquation entre le projet et le choix de l'emplacement pour le réaliser, l'intégration du projet dans le territoire en fonction des visions et des visions de la communauté concernée et le dynamisme économique de celle-ci.

Enfin, « la mise en place d'un processus de planification et de concertation qui permet d'arrimer la nature du projet au milieu d'accueil est généralement considérée comme un facteur clé de l'acceptabilité sociale » (Gauthier *et al.*, 2015). À cet égard, un encadrement institutionnel clair et l'accessibilité à une information neutre et complète constitueraient des stratégies gagnantes pour favoriser la participation du public à ces processus.

De façon plus pratique, en matière de gouvernance des ressources énergétiques, l'étude des grands projets énergétiques réalisés au Québec et ailleurs (Gauthier *et al.*, 2015), permet de déterminer les rôles attendus de la part des différentes instances impliquées, soit le gouvernement, les collectivités locales et les citoyens. Elle permet également de clarifier les principaux facteurs qui entrent en jeu dans l'acceptabilité sociale des projets.

À cet effet, les projets analysés ont été les suivants :

- le projet de centrale à cycle combiné du Suroît à Beauharnois;
- le projet de terminal méthanier à Cacouna dans le Bas-Saint-Laurent;
- le projet de Pipeline Saint-Laurent entre Lévis et Montréal-Est;
- le complexe hydroélectrique sur la rivière Romaine;
- l'évolution des modes de gouvernance de la filière éolienne (1998-2015).

En plus de ces projets, les auteurs ont également tenté de tirer des enseignements de l'expérience de l'EES sur les gaz de schiste et de celle de la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec. Ils ont également analysé les expériences vécues en Alberta, à Terre-Neuve-et-Labrador, en Norvège, en Australie et dans quelques États américains.

Rôles et responsabilités des différentes instances de gouvernance

Quels pourraient être les rôles et les responsabilités des différentes instances de gouvernance dans la planification, l'élaboration, la mise en œuvre et la clôture des projets de mise en valeur des ressources énergétiques?

Rôle du gouvernement

À partir des éléments tirés de l'étude GSOC03, les principaux rôles et responsabilités attendus des instances gouvernementales seraient de gérer la ressource, et ce, de façon responsable et au bénéfice de tous, de réguler et de contrôler le secteur d'activité, d'assurer la sécurité des personnes et des biens de même que la protection de l'environnement, de planifier le développement et, éventuellement, le déploiement de l'industrie sur le territoire.

Il serait également attendu que les instances gouvernementales acquièrent des connaissances, soutiennent la recherche, le développement et l'innovation, diffusent en toute neutralité une information claire et la plus complète possible, élaborent des guides pour encadrer la négociation des compensations et des retombées économiques et établissent les conditions de réalisation des projets incluant le cadre financier.

Dans l'encadrement légal et réglementaire sur les hydrocarbures, prévoir des dispositions relatives à l'encadrement des ententes entre les promoteurs et les communautés (municipalités, MRC, communautés autochtones).

Rôle des municipalités et des MRC

À l'échelle locale et régionale, les enseignements tirés de l'étude GSOC03 indiquent que le rôle attendu de la part des collectivités locales serait, notamment, de s'assurer d'une planification intégrée du territoire en désignant entre autres des zones compatibles avec les activités de mise en valeur des hydrocarbures. Ces collectivités auraient également pour rôle de structurer la demande afin que les projets s'intègrent davantage dans le milieu, de négocier et de conclure des ententes avec les promoteurs afin d'optimiser les bénéfices et les retombées pour la communauté et d'assurer une saine gestion des redevances versées aux communautés par le promoteur. Sur le plan opérationnel, elles auraient à adapter les mesures d'urgence notamment le service des incendies, les activités de surveillance et de contrôle de l'eau potable et l'entretien des infrastructures routières en fonction des caractéristiques des projets et en impliquant le promoteur dans le financement de ces mesures. Enfin, elles auraient le devoir de s'informer sur les projets, de participer à leur évaluation et à leur suivi, de consulter la population et de prendre position en fonction des préoccupations et des attentes exprimées, de déterminer les conditions à mettre en place pour la réalisation du projet et de participer à l'évaluation des projets et aux audiences du BAPE. De plus, selon l'étude GSOC01, la détermination des aires de sensibilité par les collectivités constituerait également un atout.

Rôle des citoyens

La participation citoyenne, tôt dans le processus de planification et d'élaboration des projets, apparaît comme un élément clé pour favoriser l'acceptabilité sociale des projets. Ainsi, il serait attendu que les citoyens, qu'il s'agisse de particuliers ou d'entreprises, s'informent activement sur le projet et la filière dans laquelle il s'insère, communiquent clairement leurs préoccupations, leurs attentes et leurs besoins et transmettent le savoir local et traditionnel, notamment au regard du portrait historique et stratégique du développement de la communauté. Il serait également attendu des citoyens qu'ils

participent aux consultations publiques et, lorsque c'est possible, à la définition des projets, à la réalisation de l'étude d'impact du promoteur s'il y a lieu et aux comités de suivi qui seront mis en place.

Les facteurs d'acceptabilité sociale dans les projets énergétiques

L'étude des cinq grands projets énergétiques met en lumière un certain nombre de facteurs qui ont davantage joué dans les processus d'acceptabilité ou d'inacceptabilité sociale des projets.

Au chapitre des facteurs liés aux préoccupations sociales, les retombées sociales et économiques des projets dans le milieu et les enjeux environnementaux figurent au premier plan. Au chapitre de la gouvernance, ce sont les éléments relatifs à la justification et à la nature du projet, aux composantes du milieu d'accueil ainsi qu'à la planification du projet et à la participation citoyenne qui influencent davantage le niveau d'acceptabilité que reçoit un projet dans le milieu.

Facteurs liés aux préoccupations sociales

Les principaux facteurs liés aux préoccupations sociales sont : le respect de l'environnement, la sécurité civile, la coordination et la mise en place de règles et de mesures d'urgence adéquates, l'entretien des routes, le suivi et le contrôle de la qualité de l'eau potable et les coûts pour la municipalité, inhérents aux projets.

Facteurs liés à la gouvernance

À partir des résultats de l'étude GSOC03, il est aisé d'établir que les éléments qui favoriseront une meilleure acceptabilité sociale des projets de mise en valeur des hydrocarbures sont ceux qui auront été élaborés à partir d'une vision collective du développement des projets énergétiques au Québec et d'une planification globale du développement de la filière à travers le temps. Les projets dont on aura analysé les solutions de rechange possibles, y compris le *statu quo*, sont également susceptibles d'être mieux perçus en ce qui a trait à la justification du projet.

Le modèle d'implantation de la filière constituerait aussi un facteur déterminant de l'acceptabilité sociale des projets qui y sont associés. Le développement de l'hydroélectricité dans les années 60 et celui de la plus récente vague de projets de parcs éoliens s'expliqueraient en partie par le caractère collectif et communautaire de ceux-ci.

Des politiques publiques d'encadrement et de contrôle adaptées à l'industrie des hydrocarbures ainsi que des mécanismes d'évaluation et de suivi des impacts bien implantés apparaissent également comme des facteurs essentiels à l'acceptabilité sociale des projets.

La prise en compte des outils de développement et de planification territoriale, non seulement pour la zone directement visée par le projet, mais aussi pour celles en périphérie (par exemple, les plans d'urbanisme des municipalités, les schémas d'aménagement des MRC et les plans d'affectation du territoire public adoptés par le gouvernement), constituerait une condition essentielle au succès de l'implantation d'un projet dans son milieu.

À l'inverse, lorsqu'une autorisation accordée par un ministère a préséance sur les outils de planification territoriale, cela a pour effet de générer un sentiment d'exclusion des collectivités locales à la prise de décision. Occulter ainsi la participation citoyenne dès les premières étapes menant à la prise de décision aurait pour effet d'augmenter la résistance du milieu au projet.

L'historique et la qualité de la relation entre le promoteur et la communauté locale seraient également un facteur déterminant. Une communauté où règne un certain degré de cohésion serait également plus ouverte à participer à la cocréation d'un projet avec le promoteur qu'une communauté divisée où les positions sont fortement polarisées.

Les promoteurs prêts à répondre aux attentes du milieu, qui sont liées à leur vision et à leurs besoins, seraient aussi mieux accueillis. Ces attentes prennent différentes formes : maximisation des retombées économiques dans le milieu, embauche de la main-d'œuvre et des entreprises locales, récupération de certaines formes de rejets pour leur utilisation dans des procédés industriels voisins, bénéfice au profit du milieu local des produits issus des projets (gaz naturel, électricité, etc.).

Le développement d'ententes entre les promoteurs d'une part et les collectivités locales (municipalités et MRC) d'autre part, constituerait par ailleurs une pratique susceptible de favoriser l'implantation d'un projet dans son milieu de même que la création d'un fonds de développement régional utilisé pour combler certains besoins du milieu tels que les déficits des municipalités, l'amélioration des infrastructures et la redistribution à des municipalités dévitalisées. Par contre, la conclusion d'ententes entre les élus et le promoteur, avant la période d'information et de consultation prévue à la procédure d'évaluation environnementale, serait mal perçue par plusieurs qui y verraient une démarche antidémocratique, biaisant le processus d'examen et d'analyse environnementale.

« La planification est une étape en amont des projets qui est principalement réalisée à deux échelles : à l'intérieur de politiques publiques à l'échelle nationale afin de mettre en place une vision, un encadrement et des modalités de développement et par la suite aux échelles locales afin d'articuler le projet avec son milieu. À mi-chemin entre les deux, l'échelle régionale s'avère également pertinente pour planifier le développement, notamment dans le cas de l'éolien. »

L'absence de planification du développement et un encadrement jugé insuffisant ont été des enjeux de taille dans le dossier des gaz de schiste ce qui a suscité de fortes contestations. Il apparaît également dans les premières années de développement des projets éoliens où l'absence de planification génère un sentiment d'inquiétude dans les communautés. » (GSCO03, p. 46)

L'expérience de l'éolien permettrait elle aussi de tirer quelques leçons : l'adoption d'objectifs nationaux, la production de guides destinés aux collectivités locales, l'élaboration de plans de développement régionaux ciblant les zones favorables, favorables sous certaines conditions ou défavorables et même l'adoption de plans de zonage par les instances municipales se seraient avérés des stratégies gagnantes en matière de gouvernance territoriale.

La planification intégrée des ressources sur le territoire favoriserait également l'acceptabilité sociale des projets. Par exemple, pour ce qui est de l'hydroélectricité, certains ont suggéré de procéder à la désignation des rivières les plus adéquates pour le développement énergétique et celles qui seraient à préserver et à mettre en valeur pour la récréation.

L'analyse multidisciplinaire intégrée des impacts des projets serait aussi à considérer en favorisant notamment l'évaluation des impacts sociaux et cumulatifs, des modes de présentation des résultats adaptés au public visé, et ce, en ciblant les sujets qui préoccupent les citoyens tout en permettant la participation du public à la définition de la portée de l'étude d'impact.

Enfin, la participation du public à la prise de décision constituerait un facteur central dans le développement de la position d'une communauté à l'égard d'un projet énergétique. « Ainsi, la mise en place de dispositifs de participation publique est importante à toutes les étapes du projet, de la justification de la filière jusqu'aux différentes phases du développement du projet. »(GSOC03, p. 48) À l'inverse, l'absence de processus participatif en amont de la démarche d'implantation d'un projet suscite un climat de méfiance. Des efforts supplémentaires sont ensuite requis pour développer de nouvelles bases de discussion avec la communauté et espérer bâtir le climat de confiance nécessaire à l'accueil favorable d'un projet dans le milieu.

Informers les citoyens en diversifiant les moyens et en présentant une information claire et la plus complète possible et les renseigner sur les sujets qui les interpellent s'avèreraient essentiels pour favoriser la transparence et susciter cette participation du public, notamment par l'entremise des consultations tenues aux différentes étapes du projet.

De même, la mise en place de mécanismes de suivi qui intègrent la participation du milieu constituerait un élément majeur de l'acceptabilité sociale d'un projet. En effet, des résidents, des associations récréotouristiques, des usagers ou des membres d'une communauté autochtone voisine peuvent apporter une contribution très importante au suivi des projets, que ce soit par leur connaissance du milieu ou de la communauté qui l'habite. Ces suivis devraient également déborder le seul cadre environnemental et porter également sur des paramètres sociaux, comme la santé de la population, et des paramètres économiques, comme l'embauche locale à la suite d'une formation prévue et adaptée.

Dans le contexte de projets d'exploitation des hydrocarbures, dont les impacts économiques, mais aussi environnementaux et sociaux sont potentiellement majeurs, le développement de partenariats avec les peuples autochtones et les communautés locales, et ce, dès les premiers stades du processus, est devenu un élément important d'une stratégie gouvernementale qui se veut constructive, efficace et durable à long terme.

Les enseignements à tirer des projets énergétiques analysés et des pratiques de gouvernance hors Québec

L'étude approfondie des projets énergétiques et l'analyse comparative des cas de l'Alberta, de Terre-Neuve-et-Labrador, de la Norvège et des principaux États américains, qui ont implanté la filière des hydrocarbures dans leur territoire, sont riches d'enseignements concernant les pratiques qui favorisent l'acceptabilité sociale des projets ou qui rendent celle-ci plus difficile, voire impossible, à implanter dans le milieu.

Plus particulièrement, l'analyse des préoccupations liées à la gouvernance, soit la justification et la nature du projet, la prise en compte des composantes du milieu d'accueil et le processus de planification de même que les mécanismes de participation publique, permet de tirer des enseignements qui éclaireront les décideurs dans le développement de pratiques gagnantes en matière d'acceptabilité sociale.

Ainsi, dans l'éventualité où le gouvernement déciderait de poursuivre les démarches en vue du développement de la filière des hydrocarbures au Québec, plusieurs pistes peuvent être considérées pour favoriser une meilleure acceptabilité sociale des projets. Celles-ci sont présentées selon le type d'acteurs concernés.

Instances gouvernementales

- Encadrer les activités de transport et d'exploitation d'hydrocarbures sur la base des principes de développement durable, avec des mécanismes règlementaires les plus stricts possibles et des mesures environnementales exigeantes.
- Planifier le développement de l'industrie des hydrocarbures de concert avec les collectivités locales et régionales en permettant notamment aux communautés locales de participer au choix de l'emplacement et des conditions d'implantation des projets.
- Encadrer les processus de négociation des conditions d'accès aux propriétés.
- Produire des guides de bonnes pratiques en matière d'acceptabilité sociale, comme mesure d'accompagnement des promoteurs et des collectivités locales.
- Encadrer l'établissement de règles et de mesures de sécurité adéquates, afin que celles-ci soient coordonnées entre les promoteurs et les municipalités.
- Concernant les évaluations d'impacts, favoriser l'adoption d'une approche plus intégrée aux enjeux territoriaux, par exemple en réalisant, préalablement à l'étude d'un projet spécifique, une évaluation environnementale stratégique de portée régionale.

- Adopter des mécanismes de consultation publique adaptés au besoin des communautés locales de même que des mécanismes de consultation spécifiques et adaptés pour les communautés autochtones.
- Concernant les mécanismes de suivi des projets, s'assurer de la participation du milieu d'accueil en favorisant notamment un soutien financier adéquat et un accès à une information de source neutre, juste et accessible.
- Soutenir la mise en place d'une organisation neutre et indépendante, pour la réalisation d'évaluations économiques des projets.

Promoteur

- Répondre aux attentes de la communauté d'accueil liées à ses visions et à ses besoins pour faciliter l'intégration de son projet dans le milieu.
- Répondre directement aux intérêts des communautés locales.
- Prévoir des retombées à long terme, c'est-à-dire au-delà de la période de construction.
- Adopter des mesures favorisant la formation de la main-d'œuvre et la recherche de même que l'embauche de la main-d'œuvre et des entreprises locales par exemple, par des clauses de sous-traitance régionale ou des appels d'offres restreints à la région.
- Impliquer les collectivités locales et les communautés autochtones éventuellement touchées, et ce, dès la planification des premières étapes du développement du projet ainsi que lors de la réalisation de l'étude d'impact.
- Prendre en compte les savoirs locaux et traditionnels, en plus des savoirs scientifiques et techniques.
- Adopter des mécanismes de consultation publique adaptés au besoin des communautés locales de même que des mécanismes de consultation spécifiques et adaptés pour les communautés autochtones.

Municipalités, MRC

- Limiter les conflits d'usage potentiels.
- Atténuer les impacts cumulatifs des différents projets industriels par la planification intégrée des ressources sur le territoire, à l'échelle locale et régionale;
- Désigner des territoires compatibles avec les différents types d'activités liées aux hydrocarbures et les inscrire dans les outils de planification et d'aménagement du territoire;
- Concernant les mécanismes de suivi des projets:
 - Participer activement au développement et à la mise en œuvre des programmes de suivi;
 - Favoriser l'accessibilité à une information de source neutre et accessible;
 - Promouvoir le développement d'expertise et de savoir-faire dans la communauté, en matière de suivi sur les volets environnemental, social et économique.

Le développement d'une nouvelle filière et de nouveaux projets prend du temps. L'instauration d'un climat de confiance entre les collectivités d'une part, et le gouvernement, les promoteurs et la filière qu'ils souhaitent mettre de l'avant d'autre part, s'inscrit en particulier dans cette ligne du temps parfois tronquée dans la planification des projets. Il faut également du temps pour permettre aux apprentissages collectifs de se faire et ainsi permettre l'accueil des projets dans leur milieu. Il convient également de se rappeler que l'acceptabilité sociale des projets évolue dans le temps et n'est jamais acquise définitivement.

Le développement graduel de l'industrie des hydrocarbures permettrait en outre de tirer les leçons des expériences vécues et d'adapter les pratiques de façon à répondre efficacement aux enjeux soulevés et ainsi favoriser une cohabitation harmonieuse entre l'industrie et le milieu qui l'accueille.

Respecter le rythme des collectivités locales et des Québécois à l'égard des nouvelles filières s'avèrerait un paramètre incontournable pour favoriser l'acceptabilité sociale des projets de mise en valeur des hydrocarbures au Québec.

Annexe 1 : Membres du comité directeur

Représentants du gouvernement

Coprésidents

M. Gilbert Charland, sous-ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles

M^{me} Christyne Tremblay, sous-ministre du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques

Autres représentants gouvernementaux

M^{me} Luce Asselin, sous-ministre associée à l'Énergie, ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles

M. Simon Bergeron, sous-ministre adjoint à la politique budgétaire, ministère des Finances

M. Jacques Dupont, sous-ministre adjoint à l'eau, à l'expertise et aux évaluations environnementales, ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques

M. Louis Morneau, sous-ministre associé à la Direction générale de la sécurité civile et de la sécurité incendie, ministère de la Sécurité publique

M. Martin Arsenault, sous-ministre adjoint aux territoires, ministère des Affaires municipales et de l'Occupation du territoire

M^{me} Anne-Marie Leclerc, sous-ministre adjointe, ministère des Transports

Membres indépendants

M. Michel A. Bouchard, professeur titulaire, Université de Montréal, et chercheur senior associé, Centre McGill-PNUE sur les évaluations environnementales

M^{me} Nathalie de Marcellis-Warin, professeure agrégée, École polytechnique de Montréal, et vice-présidente du CIRANO

M. Maurice Dusseault, professeur, Université de Waterloo

M^{me} Christiane Gagnon, professeure titulaire, Université du Québec à Chicoutimi

M. Pierre-Olivier Pineau, professeur titulaire, HEC Montréal

M^{me} Ariane Plourde, directrice de l'Institut des sciences de la mer de Rimouski

Coordination

M^{me} Lynda Roy, coordonnatrice, ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles

Annexe 2 : Plan d'acquisition de connaissances additionnelles

Identifiant	Titre de l'étude	Mandataire(s)	Description	État d'avancement
AENV01	Évaluation préliminaire des émissions de gaz à effet de serre (GES) générées par l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti	Gouvernement du Québec (MDDELCC)	Les émissions de GES seront évaluées notamment selon une approche par analogie avec des gisements comparables exploités actuellement.	TERMINÉE
AENV02	Évaluation des besoins en eau nécessaires à l'industrie des hydrocarbures à Anticosti	Gouvernement du Québec (MDDELCC)	Les besoins en eau de l'industrie des hydrocarbures seront estimés à partir d'une revue de la littérature des méthodes d'exploration et d'exploitation actuelles dans le schiste.	TERMINÉE
AENV03	Détermination des cours d'eau qui ne peuvent répondre aux besoins en eau de l'industrie des hydrocarbures à Anticosti	Gouvernement du Québec (MDDELCC)	La possibilité qu'une rivière et son bassin versant fournissent le volume d'eau requis par l'industrie des hydrocarbures dépend, d'une part, des caractéristiques (hydrologiques, écologiques, etc.) du cours d'eau touché et, d'autre part, de la répartition dans le temps et dans l'espace des prélèvements d'eau que nécessite l'industrie des hydrocarbures. Le projet établira ces éléments et cartographiera les sections des cours d'eau qui ne peuvent pas fournir le volume d'eau nécessaire.	TERMINÉE
AENV04	Caractérisation biophysique et biologique de l'île d'Anticosti	Gouvernement du Québec (MDDELCC)	Caractéristiques biophysiques de l'île d'Anticosti, notamment de sa végétation, et détermination des grands contextes écologiques. Les données seront présentées par unité écologique ou par bassin versant.	EN COURS
AENV05	Établissement des zones de contraintes légales et réglementaires et autres zones de contraintes de l'île d'Anticosti	Gouvernement du Québec (MDDELCC)	Cartographie des zones de contraintes légales associées à la conservation (territoires protégés, ou faisant l'objet de mesures de conservation); cartographie des zones d'intérêt pour la conservation (présence d'éléments identifiés comme sensibles ou d'intérêt – espèces menacées ou vulnérables, milieux humides, etc.); cartographie des contraintes en relation avec le cadre législatif et réglementaire du MDDELCC.	EN COURS

Identifiant	Titre de l'étude	Mandataire(s)	Description	État d'avancement
AENV06	Hydrologie et hydrométrie des bassins versants de l'île d'Anticosti	Gouvernement du Québec (MDDELCC)	Description de l'état initial connu de l'hydrologie de surface des bassins versants de l'île d'Anticosti et cartographie des eaux de surface utilisables.	TERMINÉE
AENV07	Évaluation de l'impact sonore associé aux activités d'exploration et d'exploitation de pétrole sur l'île d'Anticosti	Externe	Évaluation de l'impact sonore que les activités, les équipements et les procédés qui pourraient être utilisés peuvent avoir sur le milieu ambiant et détermination des méthodes d'atténuation à prévoir.	EN COURS
AENV08	Modélisation de la dispersion atmosphérique des contaminants potentiels pour évaluer l'impact sur la qualité de l'air des activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures sur Anticosti	Externe	Évaluation de l'impact sur la qualité de l'air de certains contaminants associés aux activités d'exploitation et d'exploration de pétrole sur l'île d'Anticosti.	EN COURS
AENV09	Établissement de l'état initial (état 0) des eaux de surface et détermination des milieux aquatiques particulièrement sensibles	Gouvernement du Québec (MDDELCC)	État des connaissances actuelles en matière de qualité d'eau pour les plans d'eau d'Anticosti; caractérisation de la qualité de l'eau de onze cours d'eau répartis sur l'ensemble du territoire de l'île, en priorisant les bassins versants du versant sud, plus propice aux activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures.	EN COURS
AENV10	Établissement de l'état initial (état 0) des communautés de macroinvertébrés benthiques des rivières d'Anticosti	Gouvernement du Québec (MDDELCC)	État des connaissances actuelles en matière d'intégrité biologique basé sur les communautés benthiques pour les cours d'eau d'Anticosti; caractérisation des communautés benthiques de onze cours d'eau répartis sur l'ensemble du territoire de l'île, en priorisant au départ les bassins versants du versant sud, plus propice aux activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures.	EN COURS
AENV11	Évaluation des risques environnementaux des rejets d'eaux usées (après traitement) dans les milieux aquatiques de l'île d'Anticosti	Gouvernement du Québec (MDDELCC)	Évaluation des risques potentiels des rejets d'eaux usées dans les milieux aquatiques de l'île d'Anticosti et détermination, le cas échéant, des secteurs ou plans d'eau où les contraintes environnementales sont particulièrement limitatives pour l'industrie.	EN COURS

Identifiant	Titre de l'étude	Mandataire(s)	Description	État d'avancement
AENV12	Mise à jour des contaminants susceptibles de se retrouver dans les eaux usées de sondage, de forage et de fracturation dans l'industrie du gaz et du pétrole de schiste et des connaissances sur les dangers de ces contaminants pour les écosystèmes	Gouvernement du Québec (MDDELCC)	L'objectif du projet est de mettre à jour les connaissances sur les substances susceptibles d'être utilisées et l'information sur les contaminants susceptibles d'être rejetés dans le milieu aquatique à la suite d'activités de sondage, de forage et de fracturation hydraulique sur l'île d'Anticosti. Il sera alors possible de déterminer si les nouvelles connaissances disponibles permettent de combler les lacunes établies dans le cadre de l'EES sur les gaz de schiste quant à l'impact potentiel de ces activités sur l'environnement.	TERMINÉE
AENV13	État des connaissances sur la toxicité associée aux méthodes d'intervention non manuelles pour les déversements d'hydrocarbures pétroliers	Gouvernement du Québec (MDDELCC)	Lors d'un déversement d'hydrocarbures pétroliers, plusieurs méthodes d'intervention peuvent être utilisées : manuelle et mécanique (pelle, dragage, etc.), chimique (dispersant, etc.) ou physique (agrégation, etc.). Chacune de ces méthodes présente des avantages et des inconvénients. Les méthodes chimiques présentent des problèmes intrinsèques associées à leur potentiel toxique. Les méthodes physiques telles que l'agrégation sont moins bien connues. Plusieurs méthodes d'intervention non manuelles ont été retenues : trois méthodes chimiques et deux méthodes physiques. Le projet a pour but de mettre à jour les connaissances portant sur la toxicité associée à ces méthodes d'intervention pour les déversements d'hydrocarbures pétroliers.	TERMINÉE
AENV14	Développement de critères relatifs à la qualité d'eau de surface pour les hydrocarbures pétroliers considérant les spécificités d'Anticosti	Gouvernement du Québec (MDDELCC)	Le projet a pour but d'adapter les critères relatifs à la qualité de l'eau pour les hydrocarbures pétroliers, tant pour l'eau douce que pour l'eau salée, aux spécificités d'Anticosti.	EN COURS
AENV15	État de situation des mesures d'urgence environnementales au Québec : le cas du milieu terrestre	Gouvernement du Québec (MDDELCC)	État de situation relativement aux mesures d'urgence environnementales en milieu terrestre au Québec. Cette étude sera un intrant à l'étude GTVS01.	TERMINÉE

Identifiant	Titre de l'étude	Mandataire(s)	Description	État d'avancement
AENV16	Revue de littérature des impacts potentiels sur les communautés biologiques aquatiques et leur habitat du développement des hydrocarbures (pétrole et gaz) et des programmes de suivi s'y rattachant. Caractéristiques des rejets liquides générés par l'industrie du pétrole	Gouvernement du Québec (MDDELCC)	Revue de littérature des impacts réels et potentiels sur les communautés biologiques aquatiques (poissons, macroinvertébrés benthiques, diatomées, etc.) et leur habitat, liés à l'exploration et à l'exploitation des hydrocarbures (pétrole et gaz). Réalisation de l'inventaire des programmes de suivi sur la composante physicochimique, toxique et biologique des milieux aquatiques dans d'autres pays et territoires (États-Unis, Europe, Canada, etc.) dans le cadre de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures. Nature des programmes et des mécanismes de financement. Mise à jour et compilation de l'information relative aux caractéristiques des rejets liquides (eaux usées de forage, eaux de procédé et de production, etc.) générés par l'industrie des hydrocarbures (pétrole et gaz).	EN COURS
AENV17	Élaboration d'un projet type concernant les activités liées au pétrole et au gaz à Anticosti	WSP	Le but de l'étude est d'obtenir un « projet type », c'est-à-dire le portrait le plus réaliste possible des opérations et des activités détaillées découlant d'une éventuelle exploration et exploitation des hydrocarbures à Anticosti. Le projet type servira ensuite à évaluer les impacts de cette filière sur l'environnement, la société et l'économie.	EN COURS
AENV18	Caractérisation de l'habitat du saumon Atlantique sur l'île d'Anticosti et revue de littérature sur l'impact des déversements accidentels d'hydrocarbures sur les différents stades de vie du saumon en rivière	Université du Québec à Chicoutimi	Description des particularités des frayères à saumon sur l'île d'Anticosti et détermination des mesures spécifiques à mettre en place en cas de déversements accidentels de contaminants.	TERMINÉE

Identifiant	Titre de l'étude	Mandataire(s)	Description	État d'avancement
AENV19	Caractérisation de la population de cerfs de virginie et recension des impacts possibles des activités pétrolières et gazières sur celle-ci, notamment en considérant le scénario de développement	Université Laval	Caractérisation de la population de cerfs de virginie et recension des impacts possibles des activités pétrolières et gazières sur celle-ci, notamment en considérant le scénario de développement retenu pour l'évaluation environnementale stratégique (EES).	TERMINÉE
AENV20	Portrait faunique de l'île d'Anticosti	Gouvernement du Québec (MFFQ)	Portrait faunique de l'Île d'Anticosti, impacts potentiels et recommandations appropriées.	TERMINÉE
AENV21	Évaluation préliminaire du risque de mouvements dans le sol et le roc associés à l'exploration et à l'exploitation pétrolières sur l'île d'Anticosti	Gouvernement du Québec (MTQ)	Évaluation préliminaire de l'impact des travaux d'exploration et d'exploitation pétrolières sur les risques potentiels de mouvement de masse de grande amplitude dans le sol et le roc de l'île d'Anticosti en fonction de l'information disponible.	EN COURS
GENV22	État des connaissances sur le comportement et l'altération des hydrocarbures pétroliers en milieux aquatiques (eau douce et salée), notamment en période de glace.	Gouvernement du Québec (MDDELCC)	Revue de littérature portant sur les caractéristiques des hydrocarbures pétroliers transitant au Québec, le comportement et l'altération de ces hydrocarbures pétroliers dans les milieux aquatiques en l'absence de glace et aussi en présence de glace.	TERMINÉE
GENV23	Établissement des outils de criminalistique environnementale applicables à l'industrie pétrolière et gazière	Gouvernement du Québec (MDDELCC)	Détermination des outils de criminalistique environnementale applicables au secteur de l'industrie gazière et pétrolière et évaluation de leur utilité potentielle en fonction des interventions du MDDELCC visant à déterminer l'origine de déversements.	TERMINÉE
GENV24	État des connaissances sur l'impact des accidents pétroliers et des méthodes d'intervention utilisées pour les systèmes côtiers nordiques	Gouvernement du Québec (MDDELCC)	L'objectif de l'étude est de répertorier les études in situ qui ont été réalisées pour évaluer la récupération à long terme de milieux côtiers touchés par un déversement pétrolier, et, par conséquent, de présenter les impacts résiduels observés sur la flore et la faune de ces milieux, ainsi que sur les oiseaux migrateurs les fréquentant.	TERMINÉE

Identifiant	Titre de l'étude	Mandataire(s)	Description	État d'avancement
GENV25	Détermination des conséquences de l'effet chronique de l'implantation d'une plateforme pétrolière sur les écosystèmes aquatiques et pélagiques du golfe du Saint-Laurent	ISMER, Université du Québec à Rimouski	Les activités qui se déroulent sur une plateforme pétrolière génèrent de nombreux rejets liquides, solides et gazeux. Du fait des technologies de traitement actuellement utilisées, des normes de rejet imposées et des taux de dilution, ceux-ci sont de faible ampleur. Cependant, ces rejets sont chroniques et leurs impacts sur le milieu sont mal connus, car difficiles à étudier. Le but de l'étude est de réaliser un état des connaissances sur les impacts chroniques des nuisances associées aux opérations des plateformes pétrolières (à l'exclusion des accidents) sur les écosystèmes aquatiques pélagiques et benthiques de pleine mer.	TERMINÉE
GENV26	Radioéléments pour mesurer la radioactivité au regard de l'application du Règlement sur les matières dangereuses	Gouvernement du Québec (MDDELCC)	On peut rencontrer des radioéléments dans certaines matières résiduelles comme les boues de forage. Le but de l'étude est de préciser ou de modifier au besoin les listes des radioéléments à mesurer en fonction des matières résiduelles à caractériser, apparaissant dans les Lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière.	TERMINÉE
GENV27	Révision des paramètres à analyser et des mesures à effectuer liés à la radioactivité émise par les sols	Gouvernement du Québec (MDDELCC)	Les caractérisations des sols devant être effectuées lors des différentes étapes de l'exploration et de l'exploitation pétrolières sont décrites dans les Lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière. Le projet consiste à mettre à jour, si nécessaire, les caractérisations par des modifications à la liste des paramètres à analyser ou aux mesures à effectuer.	TERMINÉE

Identifiant	Titre de l'étude	Mandataire(s)	Description	État d'avancement
GENV28	Développement de méthodes d'analyse complémentaires aux méthodes conventionnelles pour caractériser les hydrocarbures pétroliers et suivi de l'évolution des impacts d'un déversement à l'aide de biomarqueurs propres à ceux-ci dans les eaux de surface, souterraines et usées	Gouvernement du Québec (MDDELCC)	La présence d'hydrocarbures dans les matrices environnementales est déterminée conventionnellement par une méthode qui permet une détection de 0,1 mg/L dans les eaux. Cette méthode est souvent utilisée comme indice de contamination, mais ne permet pas un suivi à l'état de traces ni une caractérisation fine des produits pétroliers. Le développement de méthodes d'analyses complémentaires permettant une meilleure caractérisation des produits pétroliers est essentiel pour mieux encadrer le suivi environnemental.	TERMINÉE
GENV29	État de situation des mesures d'urgence au Québec : Le cas du milieu marin	Gouvernement du Québec (MDDELCC)	État de situation relativement aux mesures d'urgence environnementales en milieu marin au Québec. Cette étude sera un intrant à l'étude GTVS02.	TERMINÉE
GENV30	Estimation des émissions de GES par bassin géologique, selon certains scénarios d'exploitation, et impacts sur le bilan de GES du Québec et son objectif de réduction des GES	Gouvernement du Québec (MDDELCC)	Évaluation des émissions de GES susceptibles d'être générées par les activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures, par bassin géologique.	EN COURS

Identifiant	Titre de l'étude	Mandataire(s)	Description	État d'avancement
GENV31	Devenir chimique des mélanges hydrocarbure - agents chimiques de traitement utilisés lors des méthodes d'intervention en cas de déversement pétrolier	ISMER, Université du Québec à Rimouski	Une intervention efficace en cas de déversement dépend d'une bonne compréhension du devenir chimique des hydrocarbures et des agents chimiques de traitement. En effet, lors d'incidents de pollution maritimes, l'utilisation de certaines méthodes d'intervention pourrait alors être suggérée en complément des méthodes d'intervention mécaniques ou en remplacement de celles-ci. Les agents de traitement qui pourraient être utilisés sont les dispersants chimiques, les nettoyeurs de plages, les solidifiants, les élastifiants, les briseurs d'émulsions et les tensioactifs (herder). Lorsqu'un hydrocarbure est déversé dans l'environnement, plusieurs transformations physicochimiques ont lieu. Ces changements se font plus ou moins rapidement, commencent immédiatement après le déversement de l'hydrocarbure dans l'environnement et sont souvent dépendants des conditions environnementales et du type d'hydrocarbure déversé. Le projet a pour but d'étudier le devenir physico-chimique des agents de traitement pouvant être utilisés comme méthode d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures pétroliers dans l'environnement, et en particulier celui des mélanges agents chimiques de traitement et d'hydrocarbures.	TERMINÉE
GENV32	Revue des connaissances sur les capacités potentielles de dégradation des hydrocarbures dans l'estuaire et le golfe du Saint-Laurent par les communautés bactériennes indigènes	ISMER, Université du Québec à Rimouski	Revue des connaissances sur les communautés microbiennes dans les eaux de l'estuaire et du golfe du Saint-Laurent. Revue des connaissances quant à la capacité de dégradation microbienne des hydrocarbures pétroliers en milieu sub-polaire (milieu froid); (a) facteurs limitant la dégradation des HCP; (b) efficacité de réponse des communautés microbiennes indigènes; (c) effet de la température et de la saisonnalité.	TERMINÉE
GENV33	Analyse approfondie des résultats du Programme d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines (PACES)	Gouvernement du Québec (MDDELCC)	Analyse approfondie des résultats du PACES en vue d'une meilleure connaissance des impacts possibles sur les eaux souterraines et les puits municipaux pour les régions déjà étudiées.	TERMINÉE

Identifiant	Titre de l'étude	Mandataire(s)	Description	État d'avancement
GENV34	Synthèse des études et analyses des zones d'intérêt marines faites par différentes organisations	ISMER, Université du Québec à Rimouski	Synthèse des différentes études existantes caractérisant les aires d'intérêt écologiques, sensibles ou vulnérables dans l'aire du Québec maritime (estuaire et golfe du Saint-Laurent). Dans la mesure des renseignements disponibles, cette synthèse sera appuyée par des synthèses cartographiques.	TERMINÉE
GENV35 ⁶²	Potentiel de danger des bitumes dilués	ISMER, Université du Québec à Rimouski	Si les nouveaux projets d'approvisionnement et de transport d'hydrocarbures pétroliers ainsi que les projets d'exploration pétrolière se concrétisent, les risques de déversement pétrolier seront amenés à augmenter au Québec, pour le Saint-Laurent, ainsi que pour les milieux aquatiques traversés par les éventuels oléoducs. Pour assurer la protection et la conservation des écosystèmes et assurer le maintien des services écologiques qu'ils rendent (cycle biogéochimique des nutriments, production primaire, approvisionnement en eau potable et en nourriture), il apparaît indispensable de mieux comprendre le devenir des hydrocarbures pétroliers qui pourraient transiter par le Québec, dont les bitumes dilués ou dilbit. En effet, le comportement et la persistance des bitumes dilués dans les écosystèmes sont encore mal compris, de même que les impacts associés à un déversement de ce type de pétrole. L'objectif du projet est de disposer d'informations afin de mieux cibler les actions à mettre en œuvre pour la prise de décision en cas de déversement pétrolier dans les milieux aquatiques.	TERMINÉE

⁶² L'étude GENV35 s'est ajouté à la liste des études additionnelles à réaliser à la demande du comité directeur de l'EES hydrocarbures.

Identifiant	Titre de l'étude	Mandataire(s)	Description	État d'avancement
ASOC01 ⁶³	Portrait social et économique de la population d'Anticosti et évaluation des changements appréhendés et des solutions possibles	Université du Québec à Rimouski	Il s'agit d'une recherche empirique, utilisant des approches documentaire, évaluative et participative en fonction des étapes. Le Centre de vigilance et d'intervention sur les enjeux pétroliers à Anticosti et la municipalité de L'Île-d'Anticosti seront associés au déroulement de la recherche, et ce, à toutes les étapes. Un premier volet consiste à dresser un portrait social et économique de la communauté anticostienne. La démographie, les services, les infrastructures municipales, les activités touristiques, la culture et les valeurs ainsi que les orientations de développement seront notamment documentés. Un deuxième volet consiste, à l'aide du scénario de développement retenu pour l'EES, du projet-type, du portrait de la communauté de même que des revues de littérature et des inventaires de données réalisés lors de la première phase de l'EES, à déterminer les changements socioéconomiques appréhendés Un troisième volet consiste à établir les capacités d'adaptation et de résilience des Anticostiens ainsi que les solutions ou mesures d'atténuation possibles liées aux changements appréhendés.	EN COURS

⁶³ L'étude ASOC01 prévoit trois volets soit : le portrait de la communauté anticostienne, l'analyse des effets sociaux appréhendés et l'analyse des capacités d'adaptation.

Identifiant	Titre de l'étude	Mandataire(s)	Description	État d'avancement
GSOC01	Inventaire des usages territoriaux, des caractéristiques et des zones potentiellement sensibles dans les territoires visés	Université du Québec à Chicoutimi	Réalisation d'une évaluation systématique des zones de sensibilité aux impacts potentiels de l'industrie des hydrocarbures sur les territoires suivants : - la MRC de La Mitanie, la MRC de Sept-Rivières et la MRC du golfe du- Saint-Laurent; - le territoire terrestre du Bas-Saint-Laurent; - le territoire terrestre de la Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine; - le Golfe du Saint-Laurent. Ainsi, pour chaque territoire, les lieux sensibles seront indiqués et décrits en termes de superficie et de contenu, des cartes thématiques seront produites et des mesures d'atténuation proposées.	TERMINÉE
GSOC02	Expériences relatives à la participation des communautés autochtones aux activités de mise en valeur des ressources naturelles hors Québec	Université du Québec à Montréal	Le mandat consiste à examiner et à faire rapport des expériences pertinentes hors Québec, notamment dans l'Ouest canadien, relatives à la participation des communautés autochtones aux activités et aux bénéfices de la mise en valeur des ressources naturelles, y compris le partage des redevances. Le mandataire documentera les mécanismes de participation des Autochtones, les incidences de la mise en valeur des ressources naturelles sur les pratiques, les activités et l'environnement ainsi que sur le développement social des communautés autochtones concernées, les retombées issues des projets de mise en valeur des ressources naturelles, les modes de partage des redevances ou autres modes de partage des profits et les modalités des ententes conclues dans le cadre de projets de mise en valeur des ressources naturelles, notamment des hydrocarbures.	TERMINÉE

Identifiant	Titre de l'étude	Mandataire(s)	Description	État d'avancement
GSOC03	Analyse des facteurs d'influence de l'acceptabilité sociale des activités de mise en valeur des hydrocarbures et propositions relatives au mode de gouvernance territoriale	Université du Québec en Outaouais	Analyse des facteurs d'influence de l'acceptabilité sociale de grands projets récents (analyse de mémoires, réseaux sociaux, média, etc.). Portrait de la prise en compte des facteurs d'acceptabilité sociale là où les activités de mise en valeur des hydrocarbures reçoivent un accueil favorable de la part des communautés et évaluation du caractère transposable des facteurs de succès identifiés ayant trait : - aux modes et processus d'accès à l'information, de consultation, de participation publique et de suivi auprès des communautés touchées, en place au Québec; - aux pratiques et aux modes de concertation et de gouvernance partenariale, en matière de planification du territoire et de gestion intégrée des ressources, tels que ceux mis en œuvre au Québec.	EN COURS
GTEC01	Établissement des bassins géologiques analogues aux structures géologiques en Gaspésie, dans le Bas-Saint-Laurent et dans le golfe du Saint-Laurent	INRS	L'objectif de cette étude est d'établir les bassins géologiques qui présentent des caractéristiques comparables à celles de structures géologiques québécoises dans les régions de la Gaspésie, du Bas-Saint-Laurent et du golfe du Saint-Laurent. Cela permettra d'améliorer les connaissances sur le potentiel de ces structures et sur les enjeux techniques qui pourraient leur être associés.	TERMINÉE
GTEC02	Évaluation des risques géologiques et des bonnes pratiques associés à certaines structures géologiques	INRS et Stéphan Séjourné	L'objectif de cette étude est de recenser et de déterminer les risques géologiques de surface et du sous-sol pour certaines structures géologiques afin de déterminer, le cas échéant, les secteurs nécessitant un encadrement particulier lors de l'exécution de travaux de recherche ou d'exploitation d'hydrocarbures. Un volet propre à Anticosti est prévu. Parallèlement, la Commission géologique du Canada mène des études sur certains paramètres géologiques de l'île, notamment la sismicité naturelle et la géomécanique du Macasty et ses roches couvertures.	TERMINÉE

Identifiant	Titre de l'étude	Mandataire(s)	Description	État d'avancement
GTEC03	Bonnes pratiques – Travaux de recherche et d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre	INRS	L'objectif de cette étude est de recenser et d'établir les meilleures pratiques en vue de revoir l'encadrement législatif et réglementaire associé aux forages en milieu terrestre. Une recension des lois, règlements, normes et directives en vigueur dans d'autres pays et territoires et des meilleures pratiques recommandées par des organismes reconnus sera effectuée à cet effet.	TERMINÉE
GTEC04	Bonnes pratiques – Gestion des équipements de surface, gestion des rejets de forage, réutilisation et élimination des eaux	INRS	L'objectif de cette étude est de recenser et d'établir les meilleures pratiques en vue de revoir l'encadrement législatif et réglementaire associé à la gestion des équipements de surface, la gestion des rejets de forage et la réutilisation et l'élimination des eaux pour le milieu terrestre. Une recension des lois, règlements, normes et directives en vigueur dans d'autres pays et territoires et des meilleures pratiques recommandées par des organismes reconnus sera réalisée à cet effet.	TERMINÉE
GTEC05	Bonnes pratiques – Travaux de recherche d'hydrocarbures – Levées sismiques	Université Laval	L'objectif de cette étude est de recenser et d'établir les meilleures pratiques à utiliser en ce qui concerne les levés sismiques réalisés dans un contexte de recherche d'hydrocarbures, en milieu terrestre et en milieu marin. Une recension des lois, règlements, normes et directives en vigueur dans d'autres pays et territoires et des meilleures pratiques recommandées par des organismes reconnus sera réalisée à cet effet.	TERMINÉE
GTEC06	Bonnes pratiques – Travaux de recherche et d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu marin	Recovery Factor	L'objectif de cette étude est de recenser et d'établir les meilleures pratiques en vue de mettre en place, en collaboration avec le gouvernement fédéral, un encadrement législatif et réglementaire sécuritaire pour les forages en mer. Une recension des lois, règlements, normes et directives en vigueur dans d'autres pays et territoires et des meilleures pratiques recommandées par des organismes reconnus sera réalisée à cet effet.	TERMINÉE

Identifiant	Titre de l'étude	Mandataire(s)	Description	État d'avancement
GTEC07	Aspects techniques des infrastructures et des travaux associés au milieu marin, notamment en considération des courants marins et du mouvement des glaces	Recovery Factor	L'objectif de cette étude est de déterminer les considérations techniques et les mesures recommandées en termes de mise en place des infrastructures de forage en mer et des activités associées aux forages, y compris le ravitaillement et le transbordement, propres au contexte du golfe du Saint-Laurent, notamment en ce qui concerne les courants marins, la topographie des fonds, le mouvement des glaces et les tempêtes océaniques.	TERMINÉE
GTEC08	Analyse des données des levés magnétique et gravimétrique aéroportés du golfe du Saint-Laurent	Géophysique Camille St-Hilaire Inc.	L'objectif de cette étude est de mieux caractériser les anomalies géologiques en termes de volumétrie et de les situer de manière plus précise. Pour ce faire, l'interprétation détaillée des données géophysiques disponibles sera effectuée. Cette interprétation permettra également de faire ressortir la présence de structures géologiques, telles que des failles, ainsi que la nature de la roche en place (densité, magnétisme). Ces données devraient permettre d'améliorer notre connaissance du potentiel en hydrocarbures du golfe du Saint-Laurent.	TERMINÉE
GTEC09 ⁶⁴	Considérations techniques et caractérisation de l'environnement physique marin dans le secteur d'Old Harry	C-Core	L'objectif de cette étude est d'identifier et de caractériser les considérations techniques pouvant potentiellement affecter les infrastructures de forage en mer, les activités de forage, incluant le ravitaillement et le transbordement ainsi que des mesures spécifiques aux conditions prévalant dans le secteur d'Old Harry notamment en ce qui concerne les vents, les vagues, les courants marins, les embruns verglaçants, la visibilité, la banquise, les icebergs et le fond marin.	TERMINÉE

⁶⁴ L'étude GTEC09 a été ajoutée au PACA afin de considérer l'environnement physique de la structure d'Old Harry puisque cette structure géologique présente à l'heure actuelle le meilleur potentiel pour mener des travaux d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures en milieu marin.

Identifiant	Titre de l'étude	Mandataire(s)	Description	État d'avancement
AECN01	Élaboration de scénarios de développement détaillés pour Anticosti	Gouvernement du Québec	Dans le cadre de ces travaux, quelques scénarios d'exploitation à une échelle commerciale des hydrocarbures sur Anticosti seront élaborés, en tenant compte des évaluations préliminaires du potentiel et des caractéristiques géologiques de la formation du Macasty. Ces scénarios caractériseront notamment la quantité produite par type d'hydrocarbures et le rythme de réalisation des forages. En conjonction avec le projet-type élaboré dans le cadre de l'étude AENV17, ils serviront à évaluer les effets potentiels (sociaux, environnementaux et économiques) d'une exploitation commerciale, advenant une décision favorable du gouvernement quant au développement des hydrocarbures sur l'île.	TERMINÉE
AECN02	Rentabilité commerciale, revenus du gouvernement et retombées économiques d'une exploitation commerciale d'hydrocarbures à Anticosti	Gouvernement du Québec	L'objet de cette étude est d'évaluer, en fonction des scénarios de développement retenus pour l'EES (étude AECN01), la rentabilité financière d'une exploitation commerciale d'hydrocarbures à Anticosti, les revenus nets que pourrait en tirer le gouvernement et les retombées économiques pour l'ensemble du Québec ainsi qu'à l'échelle locale et régionale. Cette étude constituera un intrant important pour l'étude transversale ATVS02.	TERMINÉE
GECN01	Scénarios sommaires de production d'hydrocarbures par bassin géologique	Gouvernement du Québec	Cette étude a pour but d'évaluer les niveaux de production plausibles d'une éventuelle exploitation commerciale de bassins d'hydrocarbures dans les régions de la Gaspésie, du Bas-Saint-Laurent et du golfe du Saint-Laurent. Ces scénarios permettront d'évaluer les revenus potentiels du gouvernement, advenant une décision favorable quant à leur mise en valeur.	ANNULÉE ⁶⁵

⁶⁵ L'étude GECN01 a été annulée en raison du manque d'information utilisable sur les analogues géologiques pour la production de scénarios de développement des bassins géologiques du Québec autres qu'Anticosti.

Identifiant	Titre de l'étude	Mandataire(s)	Description	État d'avancement
GECN02	Besoins de main-d'œuvre liés au développement d'une industrie d'exploitation des hydrocarbures au Québec	KPMG	L'objectif de cette étude est d'analyser les emplois issus de l'exploitation pétrolière et gazière selon un projet-type de production. Les besoins de main- d'œuvre seront abordés en nombre d'emplois et en termes de qualifications nécessaires. Cette analyse permettra d'établir les possibilités d'emplois générés par le développement de cette industrie au Québec.	TERMINÉE
GECN03	Partage des revenus et des bénéfices tirés de l'exploitation des ressources naturelles	Université Laval	L'étude consistera à analyser les expériences à l'étranger sur le partage des revenus et des bénéfices tirés de l'exploitation des ressources naturelles avec les communautés locales (municipalités) et régionales touchées, par exemple le partage de redevances.	TERMINÉE
GECN04	Marchés potentiels intérieurs et internationaux pour la ressource produite au Québec	HEC Montréal	Les travaux réalisés dans le cadre de cette étude permettront de déterminer les possibles marchés de consommation du pétrole, du gaz naturel et des condensats issus d'une éventuelle mise en valeur des hydrocarbures au Québec. L'étude établira les marchés intérieurs, continentaux et mondiaux par type d'hydrocarbures produit, en tenant compte des substitutions possibles (par exemple, remplacement du mazout dans l'industrie ou du charbon dans la production d'électricité) et du coût des infrastructures requises.	TERMINÉE
GECN05	Avantages et désavantages concurrentiels de l'exploitation des hydrocarbures au Québec	Canadian Energy Research Institute (CERI)	Un état de situation sur les principales variables économiques, environnementales et sociales influençant la réalisation d'activités pétrolières et gazières au Québec ainsi qu'une comparaison avec d'autres pays et territoires serviront à analyser de manière quantitative et qualitative la compétitivité potentielle du Québec dans ce secteur.	EN COURS

Identifiant	Titre de l'étude	Mandataire(s)	Description	État d'avancement
GECN06	Revue de l'expertise requise pour l'exploitation des hydrocarbures et potentiel de développement d'une industrie québécoise de services dans ce secteur	Communications Jean-Marc Carpentier	Cette étude cherchera à voir comment la mise en valeur de certaines ressources québécoises en hydrocarbures pourrait favoriser la croissance ou l'émergence d'entreprises de services spécialisés dans ce domaine. On établira d'abord les grands champs d'expertise mis à profit dans cette industrie avant de voir si ce type d'expertise est actuellement disponible dans certaines de nos entreprises ou encore dans nos institutions d'enseignement, de recherche et d'innovation. On cherchera aussi à établir certaines actions qui pourraient favoriser l'émergence de nouvelles entreprises susceptibles de croître chez nous et d'étendre éventuellement leurs activités à l'extérieur du territoire québécois.	TERMINÉE
GECN07	Effet sur la richesse foncière municipale	Gouvernement du Québec (MERN)	Les effets positifs et négatifs que peut engendrer l'aménagement d'un pipeline	TERMINÉE
ATRA01	Évaluation conceptuelle des besoins en infrastructures de transport des hydrocarbures extraits de l'île d'Anticosti nécessaires à l'exportation vers les marchés de consommation	WSP	L'objectif de l'étude est d'identifier des solutions respectueuses de l'environnement en matière d'infrastructures de transport des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti vers les marchés de consommation. Plus spécifiquement, l'étude présentera une description sommaire des infrastructures de transport requises et des coûts qui y sont associés afin de collecter, d'entreposer, d'épurer, de traiter et de transporter les hydrocarbures par bateau ou par canalisation vers les marchés potentiels de consommation. Ces coûts ont une influence majeure sur la rentabilité commerciale d'une éventuelle exploitation et leur estimation est donc essentielle à une décision éclairée du gouvernement quant à la poursuite des activités.	TERMINÉE

Identifiant	Titre de l'étude	Mandataire(s)	Description	État d'avancement
ATRA02	Évaluation des besoins supplémentaires en infrastructures routières requises sur l'île d'Anticosti pour l'exploitation des hydrocarbures	Gouvernement du Québec (MTQ)	Cette étude a pour objectif d'évaluer les coûts de la mise en place de nouvelles infrastructures de transport routier et de l'amélioration des infrastructures en place nécessaires à l'exploitation éventuelle des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti, pour le transport des marchandises, des équipements et des travailleurs (excluant les routes secondaires pour l'accès aux plateformes de forage). Elle a également pour objectif d'évaluer les coûts supplémentaires d'entretien du réseau routier associés à l'exploitation éventuelle des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti.	EN COURS
GTRA01	Enjeux propres au transport intermodal et aux opérations de transbordement des hydrocarbures	CIRANO	Cette étude a d'abord pour but de répertorier le type et le volume des activités de transport intermodal et de transbordement d'hydrocarbures au Québec, ainsi que le type des accidents associés à cette activité et leur ampleur. Elle consiste également à analyser l'encadrement légal et réglementaire auquel sont assujetties ces activités, notamment concernant les responsabilités respectives des entreprises participantes. Elle présentera aussi des propositions visant à améliorer la sécurité et l'encadrement de ces opérations.	EN COURS
GTRA02	Mesures de contrôle et de suivi des ministères et organismes québécois pour les modes routier, ferroviaire et pipelinier	Gouvernement du Québec	Cette étude a pour objectif de dresser un état de situation des mesures de contrôle et de suivi du gouvernement du Québec liées au transport des matières dangereuses, et plus particulièrement des hydrocarbures.	Voir GTVS01 et GTRA01 ⁶⁶
GTRA03	Examen des risques associés aux traverses de cours d'eau par des pipelines	École Polytechnique de Montréal	L'objectif de cette étude est de répertorier les meilleures techniques de construction applicables aux pipelines, ainsi que les risques associés aux traverses de cours d'eau par les pipelines. L'étude devra également proposer des mesures de prévention et d'atténuation à mettre en place, en considérant les caractéristiques propres aux sols argileux de la vallée du Saint-Laurent.	EN COURS

⁶⁶ Afin d'éviter des dédoublements, les mesures de contrôle et de suivi pour les modes routier, ferroviaire et pipelinier sont couverts par les études GTVS01 et GTRA01.

Identifiant	Titre de l'étude	Mandataire(s)	Description	État d'avancement
ATVS01	Externalités et mesures d'atténuation et de compensation	Gouvernement du Québec (MDDELCC)	Cette étude consiste dans un premier temps à répertorier, à qualifier et, lorsque c'est possible, à quantifier les principaux effets sociaux, économiques et environnementaux qui résulteraient d'activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures sur Anticosti. Ces effets, qu'ils soient positifs ou négatifs, sont considérés comme des externalités lorsqu'ils ne sont pas pris en compte sur les marchés. À titre d'exemple, la perte d'un écosystème à cause de la construction d'une route dans un milieu fragile est considérée comme une externalité environnementale négative. À l'inverse, une plus grande accessibilité à un territoire de chasse grâce à la construction de cette même route est considérée comme une externalité économique positive. Dans un second temps, à partir de l'information disponible, l'étude déterminera les mesures d'atténuation et de compensation pouvant être envisagées à Anticosti pour éviter ou réduire les effets négatifs des principales externalités. Cette étude constituera un intrant important pour l'étude transversale ATVS02.	EN COURS
ATVS02	Analyse avantages-coûts (AAC) d'un éventuel développement des hydrocarbures à Anticosti.	Gouvernement du Québec (MDDELCC)	À partir de l'information disponible dans d'autres études (notamment AENV17, AECN01 et AECN02), cette analyse portera sur les principaux avantages et les principaux coûts pour la société (québécoise et anticostienne) qui pourraient résulter d'une éventuelle exploitation des hydrocarbures à Anticosti. L'analyse qualitative et, lorsque c'est possible, quantitative de ces avantages et de ces coûts, qu'ils soient de nature environnementale, sociale ou économique, a pour but de déterminer dans un premier temps les avantages et les coûts les plus importants susceptibles de se produire, et dans un deuxième temps, les meilleures façons de maximiser les avantages et de réduire les coûts pour les Anticostiens et l'ensemble des Québécois.	EN COURS

Identifiant	Titre de l'étude	Mandataire(s)	Description	État d'avancement
GTVS01	Examen des mesures de prévention, de préparation et d'intervention en cas d'accident majeur – milieu terrestre	JP Lacoursière inc.	Cette étude prévoit une analyse critique des lois, règlements, normes et directives des gouvernements du Canada et du Québec encadrant les risques associés au transport des hydrocarbures par voie terrestre et aux activités terrestres d'exploitation pétrolière et gazière ainsi que les interventions en cas d'accident majeur (incendie, explosion, déversement, etc.). Elle évaluera l'état de préparation des divers intervenants publics et privés, y compris les instances municipales, leur capacité technique et financière et les mécanismes de coordination établis entre eux. Enfin, elle abordera la capacité des entreprises à supporter le coût des mesures de restauration et de compensation requises. Un volet propre à l'île d'Anticosti est prévu dans l'étude.	EN COURS
GTVS02	Examen des mesures de prévention, de préparation et d'intervention en cas d'accident majeur – milieu marin	Innovation Maritime et Université Laval	Cette étude prévoit une analyse critique des lois, règlements, normes et directives des gouvernements du Canada et du Québec encadrant les risques associés au transport des hydrocarbures par voie maritime (navires) et aux activités d'exploitation pétrolière et gazière en mer ainsi que les interventions en cas d'accident majeur (incendie, explosion, déversement, etc.). Elle évaluera l'état de préparation des divers intervenants publics et privés, y compris les instances municipales côtières, leur capacité technique et financière et les mécanismes de coordination établis entre eux. Enfin, elle abordera la capacité des entreprises à supporter le coût des mesures de restauration et de compensation requises.	TERMINÉE ⁶⁷

⁶⁷ Le document de consultation prend en compte les constats et pistes d'améliorations préliminaires étant donné que la version finale a été reçue récemment.

