

ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE STRATÉGIQUE

■ Rapport sur l'ensemble de la
filière des hydrocarbures

Mai 2016



Dépôt légal

Bibliothèque et Archives nationales du Québec, 2016

ISBN : 978-2-550-75723-8 (PDF)

© Gouvernement du Québec, 2016

N° de publication : E06-02-1605

REMERCIEMENTS

Nous tenons, dans un premier temps, à mentionner que la réalisation des évaluations environnementales stratégiques (EES) sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures et propre à l'île d'Anticosti a été guidée par les principes suivants :

- conduire les travaux de manière rigoureuse, selon une approche structurée;
- acquérir de nouvelles connaissances basées sur la science;
- analyser les enjeux environnementaux, sociaux et économiques de façon objective et intégrée;
- définir des exigences élevées en matière de sécurité et de normes environnementales, notamment sur la base des bonnes pratiques, afin de moderniser le cadre législatif et réglementaire;
- être à l'écoute des préoccupations des citoyens, les informer et agir de manière responsable et transparente.

Les travaux ont été encadrés conduits par un comité directeur composé de représentants gouvernementaux et d'experts indépendants issus des milieux universitaires. Nous tenons à remercier ces experts pour leur engagement ainsi que pour le regard critique qu'ils ont exercé tout au long de la réalisation des EES :

- 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 titulaire, 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 et chercheur au Centre de recherche sur le développement territorial;
- M. Pierre-Olivier Pineau, professeur titulaire, HEC Montréal;
- M^{me} Ariane Plourde, directrice de l'Institut des sciences de la mer de l'Université du Québec à Rimouski.

Nous tenons également à remercier les chercheurs qui ont travaillé à la réalisation des bilans de connaissances et des études du Plan d'acquisition de connaissances additionnelles pour les EES sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures et propre à l'île d'Anticosti. Ont également participé à la réalisation des EES :

- M^{me} Lynda Roy, coordonnatrice des EES et secrétaire du comité directeur;
- M^{me} Claude Leblanc et M. Charles Lamontagne, coordonnateurs du chantier Société;
- M. Georges Gangbazo, coordonnateur du chantier Environnement;

- M. Pascal Perron, coordonnateur du chantier Aspects techniques;
- M. Martin Labrecque, coordonnateur du chantier Économie;
- MM. Xavier Brosseau et Pascal Brière, coordonnateurs du chantier Transport;
- M^{me} Maryse St-Jean;
- M^{me} Mireille Paul;
- M. Roger Ménard;
- M. Pierre Rhéaume.

Nous remercions également le Secrétariat et les ministères suivants :

- le ministère des Finances du Québec;
- le ministère de la Sécurité publique;
- le ministère des Transports, de la Mobilité durable et de l'Électrification des transports;
- le ministère des Affaires municipales et de l'Occupation du territoire;
- le Secrétariat aux affaires autochtones;
- le ministère des Forêts, de la Faune et des Parcs;
- le ministère de la Santé et des Services sociaux.

Nous remercions les personnes, les groupes d'intérêt et les représentants de l'industrie qui ont participé à la consultation publique sur les EES et les nations autochtones pour leur contribution. Les positions exprimées, les préoccupations et les enjeux soulevés ainsi que les propositions formulées ont permis d'améliorer significativement les rapports réalisés.

Finalement, nous tenons à rappeler que le présent rapport sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures ainsi que les bilans de connaissances et les études réalisées dans le cadre du PACA se veulent des outils d'aide à la décision afin d'alimenter le Gouvernement du Québec dans sa réflexion sur cette industrie.

Les 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

MISE EN GARDE

Le présent document ne contient pas la totalité de l'information qui figure dans le document de consultation. Le lecteur intéressé par l'ensemble des résultats pourra consulter les documents produits, notamment le rapport de la consultation publique et les études réalisées dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques, qui sont disponibles sur le site Web **hydrocarbures.gouv.qc.ca**.

LISTE DES SIGLES ET ACRONYMES

APA :	Agrégat pétrole argile
BAPE :	Bureau d'audiences publiques sur l'environnement
CEHQ :	Centre d'expertise hydrique du Québec
CRGRNT :	Centre de recherche sur la gouvernance des ressources naturelles et du territoire
EES :	Évaluation environnementale stratégique
EES globale :	Évaluation environnementale stratégique sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures
EIE :	Étude d'impact sur l'environnement
ERA :	Entente sur les répercussions et les avantages
GCC :	Garde côtière canadienne
GES :	Gaz à effet de serre
LQE :	Loi sur la qualité de l'environnement
LAU :	Loi sur l'aménagement et l'urbanisme
MDDELCC :	Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques
MERN :	Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles
MFFP :	Ministère des Forêts, de la Faune et des Parcs
MRC :	Municipalité régionale de comté
PACA :	Plan d'acquisition de connaissances additionnelles
PACES :	Programme d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines
PATP :	Plan d'affectation du territoire public
PEEIE :	Procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement
PRP :	Potentiel de réchauffement planétaire
PRDTP :	Plans régionaux de développement du territoire public
RAA :	Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère
RPEP :	Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection
RPGNRS :	Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains
SPEDE :	Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission
SIMEC :	Société d'intervention maritime de l'Est du Canada

SOMMAIRE

L'évaluation environnementale stratégique (EES) est un processus analytique et participatif en amont de la prise de décision stratégique visant à intégrer les considérations environnementales dans les politiques, les plans et les programmes et à évaluer leurs interactions avec les considérations économiques et sociales, et ce, afin d'éclairer la prise de décision.¹

L'EES sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures (EES globale) et celle propre à l'île d'Anticosti ont permis :

- de dresser le bilan des connaissances actuelles et des connaissances acquises dans le cadre du Plan d'acquisition de connaissances additionnelles (PACA);
- de circonscrire les impacts environnementaux, sociaux et économiques potentiels;
- déterminer les mesures d'atténuation pour mettre en valeur de façon responsable les ressources en assurant la protection des personnes et des biens et en respectant l'environnement;
- d'établir les bonnes pratiques légales et réglementaires qui devraient s'appliquer à cette industrie;
- de définir les besoins en matière de connaissances additionnelles qui devraient être acquises par le gouvernement ou par l'industrie.

Au terme des présentes EES, les besoins en matière de connaissances additionnelles ont été définis et sont résumés dans la section 4 pour l'EES globale et dans la section 5 pour l'EES propre à l'île d'Anticosti. Plusieurs de ces connaissances pourraient être acquises pendant les travaux d'exploration ou même d'exploitation des hydrocarbures, selon des conditions et des obligations que le gouvernement pourrait inclure dans le nouveau cadre législatif et réglementaire.

Il convient de mentionner que les travaux réalisés et les connaissances additionnelles acquises dans le cadre de l'EES globale et de l'EES propre à l'île d'Anticosti ont contribué à combler, en grande partie, les lacunes qui avaient été relevées dans l'EES sur le gaz de schiste et dans les précédentes EES.

Le sommaire présente les principales considérations dont le gouvernement devrait tenir compte dans sa réflexion sur l'industrie des hydrocarbures et dans la décision qui en résultera.

¹ Agence canadienne d'évaluation environnementale, 2012, André et coll.

Consultation publique

La consultation publique menée dans le cadre des EES a fait ressortir les appréhensions des communautés et des citoyens concernés par le transport, l'exploration et une éventuelle exploitation des hydrocarbures.

Les citoyens et les groupes d'intérêt qui ont pris part à la consultation publique se sont pour la plupart déclarés opposés à l'exploration et à l'exploitation des hydrocarbures, tant en milieu terrestre que marin, et plus particulièrement à la fracturation hydraulique.

Les représentants des communautés autochtones ont rappelé les droits des Premières Nations, leur intérêt concernant la gouvernance territoriale ainsi que l'obligation de consultation qui incombe au gouvernement.

L'industrie et les acteurs économiques ont, pour leur part, demandé au gouvernement de mettre en place des conditions propices pour assurer le développement de la filière des hydrocarbures, de maximiser les retombées économiques et de réviser le cadre législatif et réglementaire afin d'y intégrer les bonnes pratiques en vigueur.

Le rapport de la consultation publique présente l'ensemble des positions exprimées, des préoccupations et des enjeux soulevés ainsi que des propositions formulées lors des séances de consultation ou dans les mémoires soumis. Ces éléments sont résumés dans la section 1.2 du présent document, tandis que le tableau 5.1 de la section 5.2.3 met les opinions et les suggestions émises en perspective selon les objectifs du cadre législatif et réglementaire.

La réalisation de deux sondages d'opinion en 2014 et 2016 sur des échantillons de quelque 1 000 personnes donne un aperçu de l'opinion de la population sur la possibilité que le Québec exploite ses ressources en hydrocarbures.²

Principaux constats et recommandation de l'EES globale

L'exploration et l'exploitation des hydrocarbures soulèvent de nombreuses préoccupations et comportent plusieurs défis en matière de développement durable pour l'ensemble des parties prenantes (entreprises, gouvernements, communautés locales, société civile, etc.), notamment en raison du caractère non renouvelable de ces ressources et des émissions de GES qui leur sont associés.

Aucun projet d'hydrocarbures sur le territoire du Québec n'est assez avancé actuellement pour qu'on puisse envisager une exploitation commerciale d'envergure à courte échéance. Une fois que la présence des ressources sera confirmée et son étendue mesurée, des études de faisabilité et des études économiques permettront d'établir quelles sont celles qui sont commercialement exploitables (les réserves), en tenant compte des conditions économiques, techniques et réglementaires qui prévaudront alors. Parmi les principaux facteurs déterminants de telles études figurent notamment les perspectives concernant le prix des ressources, les coûts de production et le coût des infrastructures requises.

² Perception des Québécois à l'égard de l'exploration et de l'exploitation du pétrole, 2014, CROP, pour le compte de la Fédération des chambres de commerce du Québec (FCCQ), http://stream1.newswire.ca/media/2014/02/19/20140219_C5292_DOC_FR_36851.pdf.

Le pétrole au Québec, février 2016, Léger, pour le compte de l'Institut économique de Montréal (IEM), http://www.iedm.org/files/sondage0216_fr.pdf.

Le gouvernement doit élaborer un cadre législatif et réglementaire rigoureux afin de permettre :

- la mise en valeur responsable des ressources dans le respect de l'environnement et de la protection des personnes et des biens en s'assurant que les émissions de GES soient les plus faibles;
- Les représentants des communautés autochtones ont rappelé les droits des Premières Nations, leur intérêt vis-à-vis la gouvernance territoriale ainsi que l'obligation de consultation qui incombe au gouvernement.
- une plus grande participation des collectivités locales et régionales dans les processus décisionnels;
- une planification des activités de développement.

Le cadre législatif et réglementaire sur l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures devra s'inspirer des connaissances acquises et des bonnes pratiques recensées dans les cinq EES menées par le gouvernement.

Concernant la stimulation par fracturation hydraulique à haut volume, pour satisfaire au principe de précaution et à ses obligations en matière de sécurité environnementale, le gouvernement doit mettre en place des dispositions pour réduire les facteurs de risque et éviter les impacts négatifs qui sont associés à la fracturation.

Le gouvernement devra notamment exiger que les promoteurs prennent les mesures nécessaires pour éviter ou atténuer de tels impacts et fournissent un plan détaillé de leurs activités de fracturation. Celui-ci comprendrait, entre autres, la gestion des eaux, la liste des additifs utilisés ainsi que les moyens permettant de s'assurer de l'intégrité du puits et des conditions sécuritaires entourant les travaux de fracturation.

De plus, le gouvernement devrait exiger que les promoteurs rapportent tout incident causé par leurs activités de fracturation, comme la contamination des eaux, le déversement de produits chimiques et la sismicité.

Afin de considérer les impacts environnementaux et les préoccupations citoyennes, les projets d'exploitation ainsi que les forages d'exploration en milieux marins devraient être assujettis à la PEEIE.

Le gouvernement doit, par ailleurs, procéder à la révision en profondeur du régime d'autorisation inscrit dans la Loi sur la qualité de l'environnement. Cette révision aura des incidences sur l'industrie des hydrocarbures au même titre que sur d'autres secteurs industriels.

De plus, en raison des lacunes qui ont été mises en relief, le gouvernement devrait mettre en place une approche de collaboration interministérielle³ et intergouvernementale afin d'améliorer le cadre législatif et réglementaire de cette facette de l'industrie des hydrocarbures.

³ L'approche interministérielle devrait réunir le ministère de la Sécurité publique, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles ainsi que la Régie du bâtiment.

Finalement, le gouvernement devrait favoriser l'acceptabilité sociale des projets en :

- s'assurant de concilier les différentes visions du développement du territoire;
- mettant en place des mécanismes pour permettre une plus grande participation des collectivités locales dans la planification territoriale;
- suscitant le développement de l'expertise locale;
- élaborant des outils pour accompagner les promoteurs, les instances locales et régionales ainsi que les communautés autochtones dans la négociation d'ententes permettant le partage des retombées et des bénéfices des projets de mise en valeur des hydrocarbures;
- étudiant la possibilité de mettre un guichet unique en place pour, notamment diffuser l'information utile aux promoteurs pour le développement de leur projet de même que pour informer le public sur la nature des projets soumis pour autorisation aux instances gouvernementales ou en cours de réalisation;
- planifiant, avec les instances locales et régionales, les règles et les mesures de sécurité qui devront être appliquées aux installations et aux opérations et en mettant en place les mesures d'urgence pour protéger les gens et l'environnement en cas de sinistre;
- mettant en place des outils afin d'améliorer la transparence des processus de consultation et de décision;
- prévoyant des mécanismes de consultation qui permettent la participation des communautés locales et régionales ainsi que des Autochtones dans l'élaboration des projets de mise en valeur des hydrocarbures et leur influence réelle dans les processus décisionnels.

L'industrie doit, pour sa part, prendre tous les moyens nécessaires pour atténuer, voire éliminer les impacts sociaux et environnementaux négatifs que peuvent engendrer l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures.

Elle doit, par ses choix technologiques et sa gestion des opérations, assurer à court, moyen et long terme la sécurité des personnes, leur qualité de vie, la protection des biens et de l'environnement, l'intégrité de ses opérations, la récupération optimale des ressources ainsi que le maintien des sites et leur restauration.

Elle devra également prendre les moyens nécessaires pour favoriser l'acceptabilité sociale de ses projets en s'engageant à :

- bâtir, dès leur phase de conception, une relation de confiance avec les acteurs du milieu;
- partager l'information de façon claire et transparente et informer la population sur l'ensemble des projets prévus sur son territoire;

- dresser, préalablement à l'élaboration du projet de mise en valeur des hydrocarbures, le portrait social et économique des communautés et celui du territoire en considérant les usages établis et anticipés, la dynamique des communautés, leur vision respective du développement du territoire, les valeurs, les attentes et les impacts appréhendés;
- élaborer le projet en tenant compte du portrait social et économique dressé, et documenter les impacts potentiels en y intégrant les enjeux sociaux, environnementaux et économiques;
- mettre des mécanismes en place pour favoriser la participation des communautés locales et des acteurs du milieu dans l'élaboration et le suivi du projet;
- maximiser les retombées locales, notamment en ayant recours à l'expertise locale de façon à contribuer à son développement;
- conclure, lorsque le contexte s'y prête, des ententes avec les instances locales et avec les Autochtones pour favoriser le partage des retombées et des bénéfices de la mise en valeur des projets.

Les instances locales et régionales

Les instances locales et régionales devraient :

- déterminer quels sont les territoires compatibles, les affectations du sol et la réglementation qui permettent d'accueillir des projets de mise en valeur des hydrocarbures;
- développer leur vision du développement du territoire en tenant compte de la filière des hydrocarbures;
- convenir, en concertation avec les promoteurs, des règles d'utilisation des infrastructures municipales;
- planifier, avec les promoteurs, les règles et les mesures de sécurité relatives aux installations et aux opérations et mettre des mesures d'urgence en place pour protéger les gens et l'environnement en cas de sinistre;
- faciliter, le cas échéant, l'échange d'information et les discussions entre l'industrie et les citoyens en vue de concilier les divers usages du territoire.

Les citoyens et les acteurs de la société civile

Les citoyens et les acteurs de la société civile devraient :

- prendre davantage part aux mécanismes participatifs à toutes les étapes du projet;
- communiquer leurs préoccupations, leurs attentes et leurs besoins de même que les savoirs locaux aux promoteurs et au gouvernement afin de favoriser l'insertion harmonieuse des projets dans la communauté.

L'EES sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures, l'EES propre à l'île d'Anticosti ainsi que les autres EES réalisées par le passé (sur le milieu marin et sur le gaz de schiste) ont permis de faire le point sur l'état des connaissances, et d'acquérir les renseignements nécessaires pour contribuer à la définition des orientations gouvernementales au regard des enjeux environnementaux, sociaux, économiques et techniques, ainsi que des enjeux sur la sécurité, liés au domaine des hydrocarbures.

Les EES, ainsi que les résultats de la consultation publique et des discussions avec les Autochtones, permettent d'alimenter le Gouvernement du Québec dans sa réflexion sur cette industrie, notamment pour l'élaboration d'un cadre législatif et réglementaire strict et rigoureux qui permettra :

- la mise en valeur responsable des ressources dans le respect de l'environnement et de la protection des personnes et des biens en s'assurant que les émissions de GES soient les plus faibles possible;
- la maximisation des bénéfices de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures ainsi que la compensation des externalités que ces activités peuvent engendrer;
- une plus grande participation des collectivités locales aux processus décisionnels.

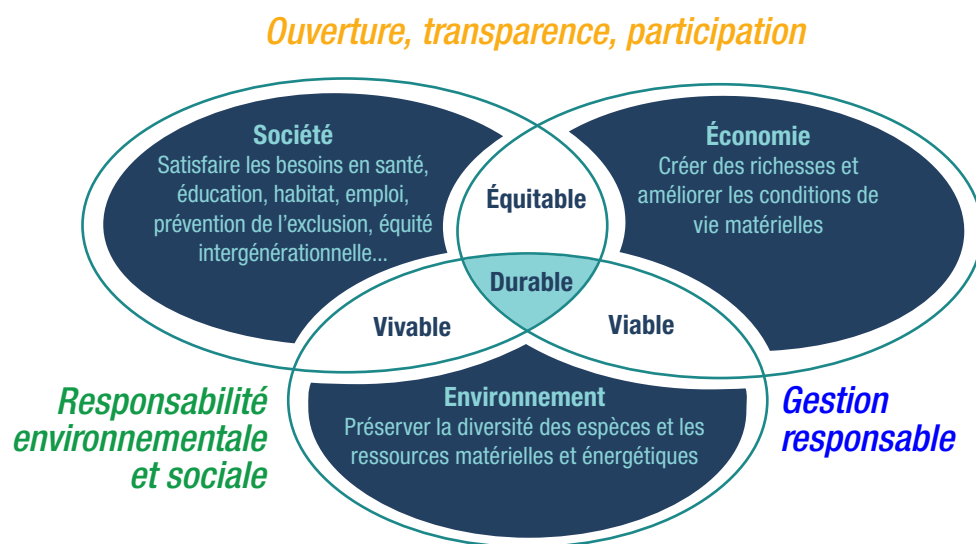
Il importe de rappeler que, même si le Québec s'engage dans la voie de la transition énergétique, l'exploitation de ses ressources lui permettrait de remplacer une partie des hydrocarbures importés qu'il utilise à l'heure actuelle, et dont il dépendra encore pendant plusieurs années, tout en renforçant sa sécurité énergétique et en améliorant sa balance commerciale. De plus, les redevances et les droits d'émissions compensatoires perçus pourraient servir à financer la transition énergétique du Québec en favorisant les énergies renouvelables ainsi que les mesures d'efficacité énergétique.

Modernisation du cadre législatif et réglementaire

Pour guider l'élaboration d'un cadre législatif et réglementaire spécifique aux hydrocarbures en y intégrant les principes de développement durable, trois énoncés directeurs (section 5.2.1), qui seront schématisés et détaillés ultérieurement, sont suggérés :

1. la gestion responsable;
2. la responsabilité environnementale et sociale;
3. l'ouverture, la transparence et la participation.

Énoncés directeurs pour l'élaboration du cadre législatif et réglementaire dans une perspective de développement durable



Source : Les voies du développement durable : économiquement efficace, socialement équitable et écologiquement soutenable, Institut national de la statistique et des études économiques (INSEE), 2008

Gestion responsable

La gestion responsable des ressources se réfère au cadre de gouvernance que l'**État** devra mettre en place pour assurer la protection des personnes et des biens, aménager et développer durablement le territoire, protéger adéquatement l'environnement et maximiser le captage de la rente et son partage, la compensation des externalités et les retombées économiques.

Les principaux objectifs qui devraient être poursuivis pour une gestion responsable des hydrocarbures (détaillés dans la section 5.2.3) ainsi que les éléments sur lesquels le gouvernement devrait se positionner sont les suivants :

Zones de contraintes territoriales

- Déterminer les ressources et les zones de contraintes territoriales à protéger et à augmenter ou à étendre au besoin.

Cadre légal

- Définir et adopter un cadre légal spécifique aux hydrocarbures.

Régime de redevances et partage de la rente économique

- Définir et adopter un régime de redevances optimal et assurer un partage équilibré de la rente économique.

Compensation des externalités

- Déterminer les mécanismes d'intervention qui devraient être privilégiés pour compenser les externalités associées à l'exploration et à l'exploitation des hydrocarbures.

Prise de décision éclairée

- Mettre en place les conditions nécessaires pour une prise de décision éclairée.

Responsabilité environnementale et sociale

La responsabilité environnementale et sociale consiste à élaborer des dispositions légales et réglementaires et à définir des lignes directrices pour réglementer les activités et les pratiques de l'industrie afin que les ressources soient mises en valeur de façon responsable, dans le respect de l'environnement et de manière à protéger les personnes, les communautés et les biens tout en assurant une récupération optimale des ressources.

Elle vise, plus particulièrement, à définir les exigences qui seront imposées aux promoteurs pour que ceux-ci prennent tous les moyens nécessaires pour atténuer, voire éliminer les problèmes environnementaux et sociaux qui peuvent être occasionnés par l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures.

Les principaux objectifs qui devraient être poursuivis en matière de responsabilité environnementale et sociale ainsi que les éléments sur lesquels le gouvernement devrait se positionner sont les suivants :

Responsabilisation environnementale et sociale

- Préciser les garanties en matière de responsabilité civile, les dépôts requis pour les dommages causés au milieu, aux personnes et aux biens et pour la restauration des sites et leur maintien, ainsi que les sanctions en cas de nonrespect des lois et règlements.

Protection de l'environnement, des personnes et des biens

- Définir la réglementation à mettre en place afin d'assurer la protection de l'environnement et la sécurité des personnes et des biens, élaborer des lignes directrices et les appliquer de façon stricte et rigoureuse.

Partage des retombées et des bénéfices avec les communautés locales et régionales ainsi qu'avec les communautés autochtones

- Inciter les promoteurs à adopter des ententes qui permettraient le partage des retombées et des bénéfices de la mise en valeur d'un projet d'hydrocarbures avec les communautés locales et régionales ainsi qu'avec les communautés autochtones.

Ouverture, transparence et participation

L'ouverture concerne les mécanismes qui permettront aux citoyens, aux communautés et aux acteurs de la société civile de suivre, de participer et d'influencer les processus administratifs et les projets élaborés, ainsi que la façon dont les activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures sont menées par l'industrie.

L'ouverture, dans une perspective de transparence, permet l'observation des processus décisionnels, notamment en rendant l'information disponible et accessible.

L'ouverture, dans une perspective participative, a plutôt pour fonction de faciliter la participation citoyenne, ainsi que celle des communautés locales et autochtones, aux différentes démarches de participation publique, qu'il s'agisse d'information, de consultation ou de participation au processus de prise de décision.

De façon plus précise, cet énoncé se réfère à l'acceptabilité sociale, dont le concept est présenté dans la section 3.1, qui sous-tend les concepts d'ouverture, de transparence et de participation.

Les principaux objectifs en matière d'ouverture, de transparence et de participation et les éléments sur lesquels le gouvernement devrait se positionner sont les suivants :

Gouvernance territoriale concertée

- Mettre en place des mécanismes afin de faciliter le travail des instances locales et régionales dans la planification territoriale des activités de mise en valeur des hydrocarbures sur leur territoire.

Amélioration de la transparence

- Mettre en place des mécanismes appropriés et souples afin d'améliorer la transparence des processus de consultation et de décision.
- Étudier la possibilité de mettre en place un guichet unique pour, notamment diffuser l'information utile aux promoteurs pour le développement de leur projet de même que pour informer le public sur la nature des projets soumis pour autorisation aux instances gouvernementales ou en cours de réalisation.

Approche consultative

- Prévoir des mécanismes de consultation permettant une réelle participation des communautés locales et autochtones dans l'élaboration des projets de mise en valeur des hydrocarbures et afin d'assurer une influence réelle dans les processus décisionnels.



TABLE DES MATIÈRES

1. Introduction	1
1.1 Contexte et mise en perspective	1
1.2 Approche participative	8
2. Caractéristiques biophysiques	12
2.1 Gaspésie	12
2.2 Bas-Saint-Laurent	15
3. Enjeux, constats et pistes d'amélioration	18
3.1 Enjeux sociaux	19
3.1.1 Acceptabilité sociale	20
3.1.2 Gouvernance	22
3.2 Enjeux environnementaux	36
3.2.1 Milieu terrestre	36
Protection de la ressource en eau	36
Transport des personnes et des marchandises	44
Protection de la biodiversité et de la nature	45
Contrôle des nuisances et des risques induits	46
Gestion des risques liés au transport des hydrocarbures et à leur manutention	50
Gestion des matières dangereuses	55
3.2.2 Milieu marin	56
Impact potentiel de l'utilisation du territoire marin	56
Impact potentiel des rejets	58
Contrôle des nuisances et des risques induits	59
Gestion des risques liés aux transports	61

3.3 Enjeux de sécurité	74
3.3.1 Risques géologiques.....	74
3.3.2 Risques technologiques	75
3.3.3 Gestion des opérations.....	85
3.3.4 Sécurité des personnes	86
3.4 Émissions de GES	88
3.5 Enjeux économiques	99
3.5.1 Pertinence économique du secteur des hydrocarbures	99
3.5.2 Transition énergétique	109
3.5.3 Captage et partage de la rente économique.....	112
3.5.4 Compensations des externalités des projets	118
4. Besoins de connaissances additionnelles	120
5. Cadre législatif et réglementaire des activités de mise en valeur des hydrocarbures	124
5.1 Cadre actuel	124
5.2 Modernisation du cadre législatif et réglementaire.....	127
5.2.1 Intégration des principes de développement durable	130
5.2.2 Rôle et responsabilités	131
5.2.3 Cadre législatif et réglementaire spécifique aux hydrocarbures.....	133
5.2.4 Loi assurant la 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.....	144
5.2.5 Loi sur la qualité de l'environnement et règlements afférents	146
5.2.6 Cadre législatif et réglementaire concernant le transport des hydrocarbures	147
6. CONCLUSION et recommandations.....	148

LISTE DES FIGURES

Figure 2.1 : Contexte hydrogéologique des Appalaches (Gaspésie et Bas-Saint-Laurent)	13
Figure 2.2 : Emplacement et superficie à l'exutoire des principaux bassins versants de la Gaspésie	14
Figure 2.3 : Emplacement et superficie à l'exutoire des principaux bassins versants du Bas-Saint-Laurent	17
Figure 3.1 : Organisations chargées d'intervenir lors d'un déversement d'hydrocarbures en milieu marin	63
Figure 3.2 : Arbre de décision simplifié pour évaluer l'opportunité d'utiliser des dispersants lors d'un déversement pétrolier	71
Figure 3.3 : Régions géologiques	99
Figure 3.4 : Évolution de la consommation de gaz naturel et de pétrole du Québec	104
Figure 3.5 : Prix du pétrole WTI, de janvier 2000 à février 2016, par baril (en dollars US courants)	108
Figure 3.6 : Demande et offre mondiales de pétrole – 2015-2021 (en millions de barils de pétrole)	108
Figure 3.7 : Prix de référence du gaz naturel (Henry Hub), de janvier 2000 à février 2016 par pied cube (en dollars US courants)	109
Figure 5.1 : Énoncés directeurs pour l'élaboration d'un cadre législatif et réglementaire dans une perspective de développement durable	133

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 3.1 : Principaux facteurs d'influence d'acceptabilité sociale de la filière des hydrocarbures et des projets associés au Québec	21
Tableau 3.2 : Principaux constats et effets du modèle de gouvernance actuel de l'industrie des hydrocarbures	23
Tableau 3.3 : Quantité d'eau requise pour l'extraction par type d'hydrocarbure	38
Tableau 3.4 : Utilisation de l'eau par la compagnie américaine Chesapeake Energy selon le type de gisement gazier	38
Tableau 3.5 : Liste des vingt composés chimiques utilisés le plus fréquemment pour fracturer les puits de pétrole répertoriés aux États-Unis	42
Tableau 3.6 : Techniques pour la construction des traverses	52
Tableau 3.7 : Critères considérés dans l'analyse multicritère pour la sélection des types de traverses	53
Tableau 3.8 : 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 marin ..	57
Tableau 3.9 : Principales sources d'émissions atmosphériques lors de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu marin	60
Tableau 3.10 : Principales sources d'émission de bruit et de lumière lors de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu marin	61
Tableau 3.11 : Normes applicables aux opérations de récupération pour les organismes agréés	64
Tableau 3.12 : Méthodes particulières pour récupérer les hydrocarbures et pour restaurer les sols et les sites contaminés	70
Tableau 3.13 : Valeurs de potentiels de réchauffement planétaire de certains GES sur un horizon de cent ans	89
Tableau 3.14 : Émissions de GES pendant le cycle de vie de l'exploitation des hydrocarbures	90
Tableau 3.15 : Synthèse des caractéristiques et des intensités d'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	93
Tableau 3.16 : Analogues géologiques des principaux projets d'hydrocarbures du Québec ..	103
Tableau 5.1 : Opinions et suggestions émises lors de la consultation publique à considérer dans le cadre législatif et réglementaire	143



LISTE DES ANNEXES

Annexe 1 : Membres du comité directeur	153
Annexe 2 : Objectifs globaux des chantiers pour les EES	155
Annexe 3 : Plan d'acquisition de connaissances additionnelles	156
Annexe 4 : Impacts environnementaux et sanitaires potentiels du développement des hydrocarbures en milieu terrestre	166
Annexe 5 : Impacts socioéconomiques potentiels du développement des hydrocarbures	171
Annexe 6 : Impacts potentiels environnementaux et sanitaires du développement des hydrocarbures en milieu marin	177
Annexe 7 : Impacts socioéconomiques potentiels du transport d'hydrocarbures	180
Annexe 8 : Lois et règlements actuels.....	182
Annexe 9 : Références.....	185

1. INTRODUCTION

1.1 Contexte et mise en perspective

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.

La mise en valeur des hydrocarbures dans une perspective de développement durable présente de nombreux défis pour l'ensemble des parties prenantes (entreprises, gouvernements, communautés locales, société civile, etc.), en particulier en raison des risques que comporte l'exploitation de ces ressources, de leur caractère non renouvelable ainsi que des émissions de GES qui y sont associés.

Malgré les retombées économiques souvent importantes des projets de mise en valeur des hydrocarbures, les problèmes sociaux et environnementaux qui peuvent résulter des différentes phases de travaux (de la préparation des sites jusqu'à la remise en état de ceux-ci) doivent être pris en considération et atténués ou éliminés dès la phase de conception des projets, notamment par l'adoption des bonnes pratiques.

Des mesures doivent également être prises pour dédommager les prochaines générations pour l'épuisement des ressources et les externalités négatives, et des solutions de remplacement doivent être apportées pour que les communautés continuent à se développer après la fermeture des puits. Le gouvernement et l'industrie doivent favoriser l'acceptabilité sociale de la filière des hydrocarbures et honorer leurs engagements à l'égard des parties prenantes par la prise en compte des visions du développement du territoire des communautés et en favorisant leur participation au projet.

Lors du lancement du Plan d'action sur les hydrocarbures, le gouvernement a mentionné que :

- bien qu'il soit favorable au développement de la filière des hydrocarbures, les personnes et l'environnement doivent être protégés;
- le potentiel doit être confirmé, la rentabilité économique évaluée et les bonnes pratiques appliquées avant que ne soit autorisée toute exploitation.

C'est pourquoi, dans le cadre du Plan d'action gouvernemental sur les hydrocarbures, deux évaluations environnementales stratégiques (EES), l'une sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures (EES globale) et l'autre propre à l'île d'Anticosti, ont été annoncées par le Gouvernement du Québec.

La responsabilité de réaliser ces deux EES a été confiée au ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN) ainsi qu'au ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC).

L'EES globale, dont le présent rapport fait état, s'intéresse à tous les aspects de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu terrestre et marin, incluant les transports, pour l'ensemble du Québec. Comme les basses-terres du Saint-Laurent et le golfe du Saint-Laurent ont déjà fait l'objet d'EES, les principales caractéristiques des milieux du Bas-Saint-Laurent et de la Gaspésie figurent dans le présent rapport.

L'EES propre à l'île d'Anticosti, qui fait l'objet d'un rapport distinct, était nécessaire pour :

- caractériser un territoire et une communauté peu documentés et visés par une éventuelle implantation de l'industrie des hydrocarbures;
- documenter les impacts sociaux et environnementaux potentiels sur l'île afin d'assurer la protection de la communauté qui y vit et des milieux naturels qui s'y trouvent, ceux-ci étant fragilisés par le caractère insulaire et isolé du territoire;
- acquérir plus de connaissances sur le potentiel des ressources commercialement exploitables;
- documenter l'ensemble des facteurs à considérer en vue d'éclairer la décision gouvernementale sur la suite à donner au projet de développement des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti.

Dans le cadre de ce plan, le gouvernement a aussi :

- présenté le projet de loi n° 5, la Loi modifiant la Loi limitant les activités pétrolières et gazières qui a été adopté en juin 2014;
- établi des conditions, en vigueur depuis le 4 juillet 2014, pour assurer la sécurité des personnes et des biens et la protection de l'environnement pendant la réalisation de sondages stratigraphiques sur l'île d'Anticosti;
- publié des lignes directrices provisoires pour l'industrie pétrolière et gazière en juillet 2014;
- adopté le Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection (RPEP), dont l'objectif est d'assurer la protection des sources d'eau potable, en août 2014;
- déposé à l'Assemblée nationale le 11 juin 2015 un projet de loi pour la mise en œuvre de l'Accord entre le gouvernement fédéral et le gouvernement du Québec sur la gestion conjointe des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent.

Ces mesures prises par le gouvernement s'ajoutent aux mesures concernant :

- l'interdiction de toute activité pétrolière et gazière dans l'estuaire du fleuve Saint-Laurent (en amont de la pointe ouest d'Anticosti) et sur les îles qui s'y trouvent;
- le moratoire interdisant les activités d'exploration et d'exploitation pétrolières et gazières dans la portion québécoise du golfe du Saint-Laurent; maintenu jusqu'à ce qu'un cadre de gestion adéquat ait été mis en place (lois miroirs);
- les changements relatifs à la réglementation des activités pour tout le reste du territoire, incluant les basses-terres du Saint-Laurent où aucune activité d'exploration ou d'exploitation n'a eu lieu dans le schiste depuis 2010.

Sur le plan du transport des hydrocarbures, le gouvernement assure notamment le suivi des projets de pipelines. Conjointement avec le Gouvernement de l'Ontario, il a d'ailleurs 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.

Cette unité de vigilance est placée sous la responsabilité conjointe du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN) et du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC) et réunit différents représentants des ministères concernés.

L'unité de vigilance a pour mandat de s'assurer que :

- toute l'information relative à la sécurité et à la protection de l'environnement des différents projets d'infrastructures pétrolières et gazières est transmise aux acteurs concernés;
- les entreprises mettent en place les normes le plus élevées;
- la formation donnée aux intervenants d'urgence est adaptée à leurs besoins;
- des mesures appropriées de protection des plans d'eau sont appliquées;
- les entreprises disposent d'un plan d'intervention d'urgence environnementale complet et adéquat.

L'unité de vigilance permanente sur les hydrocarbures 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 projet Énergie Est fait actuellement l'objet d'une demande d'autorisation dans le cadre de la PEEIE québécoise au cours de laquelle un examen sera réalisé par le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE).



Les sept principes guidant l'analyse de tout projet de pipeline sont les suivants :

- être conforme aux normes techniques les plus élevées en matière de sécurité publique et de protection de l'environnement;
- disposer d'une planification d'urgence et de programmes d'intervention d'urgence d'avant-garde;
- prévoir que les promoteurs et les gouvernements consultent les communautés locales et s'acquittent de leur obligation de consulter les communautés autochtones;
- tenir compte des impacts en matière d'émissions de GES;
- offrir des avantages économiques tangibles, en particulier dans les domaines de la création d'emplois à court et à long termes;
- s'assurer que les risques économiques et environnementaux et les responsabilités incombent exclusivement aux entreprises de pipeline en cas de fuite ou de déversement, et fournir des garanties financières;
- prendre en compte les intérêts des consommateurs de gaz naturel.

Concurremment aux EES, le gouvernement a élaboré la Politique énergétique 2030. Les travaux se sont appuyés, entre autres, sur des tables rondes composées d'experts des différentes filières énergétiques, notamment celle des hydrocarbures, ainsi que sur la participation des citoyens intéressés par la question énergétique.

La Politique, annoncée le 7 avril 2016, classe les hydrocarbures dans les choix énergétiques du Québec. Voici les grandes orientations de cette politique qui guideront la transition énergétique au cours des 15 prochaines années.

1. Assurer une gouvernance intégrée de la transition énergétique
2. Favoriser la transition vers une économie à faible empreinte carbone
3. Proposer une offre énergétique renouvelée et diversifiée aux consommateurs
4. Définir une nouvelle approche en matière d'énergies fossiles

Pour réaliser sa transition énergétique, le Québec aura besoin de toutes les formes d'énergie. Il doit pouvoir compter sur des sources d'énergie diversifiées, dont le développement de ses ressources qui concourent, sur le plan économique, à la sécurité des approvisionnements et à l'amélioration de sa balance commerciale. Sur le plan environnemental, ce développement doit contribuer à réduire les approvisionnements qui proviennent de sources polluantes et également en respect des cibles de réduction de GES que s'est données le Québec à l'horizon 2020 (-20% sous 1990) et 2030 (-37,5% sous 1990).

Avec sa politique énergétique, le Gouvernement du Québec s'est engagé à définir une nouvelle approche en matière d'exploration, de production et de stockage des énergies fossiles. Il a également indiqué qu'il envisage une exploitation responsable des hydrocarbures sur son territoire.

La Politique énergétique inclut les hydrocarbures dans les choix énergétiques du Québec. Leur exploitation sur son territoire pourrait contribuer à la transition énergétique si elle respecte les communautés locales et tient compte de leur planification territoriale, tout en protégeant l'environnement, les ressources en eau et la biodiversité.

Si l'exploration permet de confirmer la présence de ressources commercialement exploitables, le cadre législatif et réglementaire ainsi que l'application des normes environnementales les plus strictes contribueront à :

- s'assurer que les activités d'exploitation sont basées sur les bonnes pratiques en matière de gouvernance, de technologie et d'environnement et qu'elles contribuent à diminuer les émissions de GES;
- permettre le développement de produits pétroliers de première transformation destinés à des utilisations non énergétiques, tels les plastiques, de même qu'à une utilisation limitée dans le secteur des transports.

Les évaluations environnementales stratégiques

Une EES est un processus analytique et participatif en amont de la prise de décision stratégique qui vise à intégrer des considérations environnementales dans les stratégies, les politiques, les plans et les programmes, et à évaluer leurs interactions en fonction de considérations d'ordre économique et social.⁴ L'EES sert à déterminer les modalités de prise de décision et les conditions de réalisation des interventions à venir dans un domaine précis, s'il y a lieu.

Le processus associé aux EES prévoit la consultation des communautés locales, régionales et autochtones dans la zone d'étude et de la population du Québec en général.



Une EES n'est pas une étude d'impact sur l'environnement

L'évaluation environnementale stratégique ne doit pas être confondue avec une étude d'impact sur l'environnement (EIE) qui porte sur un projet précis, dans un territoire plus restreint.

⁴ Voir la définition des principes de développement durable à l'adresse <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/developpement/principes.pdf>.

Le gouvernement a auparavant mené trois EES sur les hydrocarbures.

Pour le milieu marin :

- L'EES1 – Bassin de l'estuaire maritime et du nord-ouest du golfe du Saint-Laurent, juillet 2010⁵;
- L'EES2 – Bassins d'Anticosti, de Madeleine et de la baie des Chaleurs, septembre 2013.

Pour le milieu terrestre :

- L'EES sur le gaz de schiste, janvier 2014.

L'EES sur le gaz de schiste a été amorcée en mai 2011 à la suite d'une recommandation du BAPE. Cet exercice, auquel le ministère des Ressources naturelles (MRN) a pris part, a été coordonné par le ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs (MDDEFP). Le ministre de l'époque avait sollicité le BAPE pour qu'il organise la consultation publique requise dans le cadre de l'EES.

Le BAPE a également réalisé des mandats sur les thèmes suivants :

- 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 présentes EES ont permis de faire le point sur l'état des connaissances et d'acquérir les renseignements nécessaires pour contribuer à la définition des orientations gouvernementales au regard des enjeux environnementaux, sociaux, économiques et techniques, ainsi que des enjeux sur la sécurité, liés aux hydrocarbures. Le but de cette démarche consistait à :

- mieux connaître le potentiel en hydrocarbures commercialement exploitables sur le territoire;
- combler le manque d'information sur les techniques utilisées, notamment sur la fracturation hydraulique et les conditions d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin;
- analyser les enjeux environnementaux, sociaux, économiques et techniques, ainsi que les enjeux sur le transport, afin d'établir les mesures qui devraient être mises en place pour atténuer les impacts de l'exploitation des hydrocarbures et en assurer une bonne gestion;

⁵ En septembre 2010, le gouvernement a pris la décision de ne pas permettre l'exploration ou l'exploitation pétrolière ou gazière dans le bassin de l'estuaire maritime et du nord-ouest du golfe du Saint-Laurent. Cette décision a fait en sorte d'interrompre l'EES1 et seul un rapport préliminaire a été publié.

- étudier les mécanismes de consultation et de concertation favorisant la participation des communautés lors de la prise de décisions pour un aménagement durable des territoires;
- comparer les risques des différents modes de transport des hydrocarbures;
- répertorier les bonnes pratiques à mettre en œuvre avec l'industrie et les partenaires;
- prendre en considération les externalités d'un éventuel développement de l'industrie des hydrocarbures à Anticosti;
- contribuer à la mise à jour du cadre législatif et réglementaire.

À l'été 2014, un comité directeur a été formé pour diriger les travaux des deux EES. Ce comité, coprésidé par M^{me} Christyne Tremblay, sous-ministre du MDDELCC, et par M. Gilbert Charland, sous-ministre du MERN, comprend six experts 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 ainsi que des Transports, de la Mobilité durable et de l'Électrification des transports (voir la liste des membres dans 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 ont aussi collaboré aux travaux.

La démarche s'est déroulée en quatre phases pour l'EES globale et l'EES propre à l'île d'Anticosti, dans les chantiers Société, Environnement, Aspects techniques, Transport et Économie. L'annexe 2 présente les objectifs de chaque chantier pour les deux EES.

Phase 1 : Bilan des connaissances

Lors de la réalisation des bilans de connaissances par chantier, une consultation ciblée tenue en janvier 2015 auprès des divers groupes d'acteurs a permis d'établir quelle était l'information déjà disponible et de circonscrire et d'orienter les études qui devraient être faites dans le cadre d'un Plan d'acquisition de connaissances additionnelles (PACA). Le PACA a été publié le 2 avril 2015, en même temps que les bilans des connaissances des chantiers ainsi qu'une synthèse de l'ensemble des connaissances alors disponibles. Ce plan comprend 63 études, dont 27 concernant l'île d'Anticosti, réalisées par des équipes de chercheurs de différents horizons (annexe 3).⁶

Les lacunes découvertes lors des précédentes EES conduites par le gouvernement, comme l'EES sur le gaz de schiste et celles en milieu marin, ont été prises en considération lors du bilan des connaissances et dans les connaissances à acquérir dans le cadre du PACA.

⁶ Au départ, 64 études, dont 28 propres à l'île d'Anticosti, étaient prévues dans le PACA, trois ont été annulées et deux ont été ajoutées, portant ainsi le nombre d'études à 63, dont 27 pour Anticosti.



Phase 2 : Document de consultation

Un document de consultation, publié le 28 octobre 2015, fait état des résultats des études mentionnées dans le PACA qui sont énumérées dans l'annexe 3. En vue de la consultation publique, 43 études ont été publiées en même temps que le document de consultation. Celles qui n'étaient pas encore terminées lors de la rédaction du document de consultation ont été prises en considération.

Phase 3 : Consultation publique

Le processus associé aux évaluations environnementales stratégiques prévoit la consultation des communautés locales et autochtones présentes dans la zone d'étude et de la population du Québec en général. L'approche participative développée lors de la consultation sur les deux EES est présentée en détail dans la section 1.2.

Phase 4 : Rédaction d'un rapport final pour chacune des EES

Le présent rapport décrit sommairement les principales caractéristiques biophysiques de la Gaspésie et du Bas-Saint-Laurent. Il traite également des enjeux, des constats, des pistes de solutions et des connaissances à acquérir tant dans les domaines social, environnemental et économique qu'en ce qui a trait aux GES et à la sécurité. Finalement, il dresse la liste des principales orientations qui devraient être au cœur de la révision du cadre législatif et réglementaire.

Les positions exprimées, les suggestions présentées ainsi que les préoccupations et les enjeux soulevés lors de la consultation publique ont été considérés dans la rédaction du rapport.

Un rapport distinct sur l'EES propre à l'île d'Anticosti a également été produit afin d'alimenter la réflexion du gouvernement sur la poursuite des activités de mise en valeur des hydrocarbures sur l'île.

1.2 Approche participative

Le processus associé aux EES prévoit une démarche de participation publique pendant leur réalisation. Les activités prévues dans le cadre de l'EES globale et plus particulièrement de l'EES propre à l'île d'Anticosti sont les suivantes :

- une présentation du PACA aux acteurs de la société civile, du milieu de la recherche et des affaires de même qu'à des représentants des Premières Nations et des groupes environnementaux et enfin, plus particulièrement, aux représentants de la communauté anticostienne (janvier 2015), en vue de susciter les échanges;
- la présentation à la communauté d'Anticosti des scénarios d'implantation des plateformes de forage, qui représentent une composante de l'étude AECN01-02 sur les scénarios de développement (mai 2015);
- des échanges téléphoniques bihebdomadaires avec des représentants du Centre de vigilance et d'information sur les enjeux pétroliers à Anticosti (CVIEPA);

- une séance d'information sur le document de consultation, disponible en webdiffusion, a été organisée à Québec deux semaines avant les séances de consultation publique pour permettre aux citoyens et aux groupes d'intérêt d'obtenir des explications sur les principaux constats des EES et de poursuivre la réflexion sur le développement des hydrocarbures (3 novembre 2015);
- des séances de consultation, ouvertes à tous, se sont tenues du 16 au 19 novembre 2015 à Montréal, à Bécancour, à Québec, à Anticosti, à Gaspé, à Sept-Îles et aux Îles-de-la-Madeleine;
- des rencontres ont été tenues avec les communautés et les groupes autochtones intéressés qui sont présents sur les territoires où l'industrie des hydrocarbures pourrait s'implanter (Montréal et Gaspé en novembre 2015 et Québec, à deux reprises, en février 2016);
- le dépôt des mémoires du 28 octobre 2015 au 18 mars 2016;
- une participation en ligne au moyen d'un site Web et d'un blogue ouvert à toute la population du Québec du 28 octobre 2015 au 18 mars 2016.

La consultation publique

La consultation publique menée dans le cadre des EES visait à joindre les communautés locales et autochtones présentes dans la zone d'étude ainsi que la population du Québec en général. Pour leur participation à la consultation publique, les citoyens et les organismes pouvaient s'appuyer sur les résultats des études menées dans le cadre du PACA. Quarante-trois études, de même qu'un document de consultation et sa synthèse ont été mis à la disposition de la population le 28 octobre 2015, soit près de trois semaines avant les séances de consultation publique.

Le rapport sur la consultation publique fait état, par thème, des commentaires recueillis lors des séances de consultation et dans les mémoires et les commentaires déposés.

Concernant le processus de consultation des deux EES, plusieurs citoyens et groupes d'intérêt ont exprimé des commentaires sur le cadre retenu, sur le fait que l'ensemble des études n'était pas disponible au moment de la consultation publique et sur le court délai imparti pour en prendre connaissance.

Afin de pallier ces difficultés occasionnées par des délais dans la livraison des versions finales de certaines études, la période de dépôt et de modification des mémoires a été prolongée de 14 jours après la publication de la dernière étude, soit le 18 mars 2016.

Synthèse des résultats de la consultation publique

Les principales suggestions exprimées par les citoyens et les instances municipales sur le développement des hydrocarbures lors de la consultation publique concernent notamment :

- l'opposition à l'exploitation de cette filière en raison des risques liés à l'environnement, à la santé et au transport des hydrocarbures et des émissions de GES;
- la remise en question des investissements faits par le gouvernement dans les projets des entreprises qui souhaitent exploiter les hydrocarbures;
- le manque d'information sur les risques que comporte la fracturation hydraulique et la nécessité d'un accompagnement scientifique des promoteurs en cas de travaux;
- la nécessité de poursuivre l'acquisition de connaissances sur les impacts sociaux et environnementaux de l'exploitation des hydrocarbures dans les milieux terrestre et marin et sur les risques liés aux déversements;
- les études économiques qui ne prenaient pas suffisamment en considération les externalités pour déterminer si l'exploitation des hydrocarbures pouvait être profitable à long terme;
- le besoin d'instaurer des garanties financières et un régime d'indemnisation en cas de déversement;
- l'imposition d'un moratoire pour le milieu terrestre et le maintien du moratoire dans le golfe du Saint-Laurent jusqu'à la révision du cadre législatif et réglementaire;
- le souhait d'un virage rapide vers le développement des énergies renouvelables en raison des enjeux globaux liés aux changements climatiques causées par les émissions de GES.

Quant à l'industrie, elle est favorable au développement de la filière des hydrocarbures. Les différents arguments présentés en faveur du développement de cette filière concernent :

- l'exploitation responsable et sécuritaire des hydrocarbures par l'application des bonnes pratiques, l'utilisation de technologies de pointe et l'instauration de nombreuses mesures d'atténuation pour réduire l'impact de l'industrie et les risques liés à l'environnement, à la santé et au transport des hydrocarbures;
- un approvisionnement énergétique stable afin de réduire le bilan global des GES générés par les besoins des Québécois, car les GES liés au transport du pétrole importé seraient plus importants que ceux émis par son exploitation;

- la nécessité de revoir le cadre législatif et réglementaire afin d'intégrer les bonnes pratiques qui sont en vigueur dans d'autres instances⁷;
- la mise en place de conditions propices pour assurer le développement de la filière des hydrocarbures, notamment par un régime de redevances compétitif;
- l'engagement à favoriser les meilleures pratiques en matière d'acceptabilité sociale, par exemple par la mise sur pied d'un comité de liaison industrie/communauté/gouvernement ou par le partage des redevances avec les communautés locales.

Synthèse des résultats des consultations avec les représentants des communautés autochtones

Les représentants des communautés autochtones ont rappelé les droits des Premières Nations, l'obligation de consultation par le gouvernement et l'importance accordée à la gouvernance territoriale. Ils ont notamment :

- souligné l'importance d'une consultation préalable avec les communautés autochtones pour l'émission des permis et les changements dans les statuts de ces permis;
- proposé que le gouvernement retire les permis pour les levés sismiques et sursoie à l'émission de nouveaux permis d'exploration et d'exploitation dans le golfe du Saint-Laurent.

⁷ Les études du Chantier aspects techniques des EES ont permis de recenser les bonnes pratiques pour les juridictions telles que l'Alberta, la Colombie-Britannique, le Nouveau Brunswick et certains États américains. En outre, les bonnes pratiques produites par certains organismes indépendants ont été analysées notamment celles produites par l'American Petroleum Institute (API), la Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP), la Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry (ENFORM), la State Oil and Gas Regulatory Exchange (SOGRE) et l'Interstate Oil and Gas Compact Commission (IOGCC)

2. CARACTÉRISTIQUES BIOPHYSIQUES

D'un point de vue géologique, les activités de mise en valeur des hydrocarbures en milieu terrestre au Québec se sont concentrées jusqu'à maintenant à l'intérieur de quatre grandes régions géologiques se trouvant dans les bassins sédimentaires du sud de la province : les basses-terres du Saint-Laurent, la portion des Appalaches située en Gaspésie et dans le Bas-Saint-Laurent et l'île d'Anticosti.

Les milieux terrestres de la Gaspésie et du Bas-Saint-Laurent ont été décrits dans le cadre de l'EES sur l'ensemble de la filière. Par ailleurs, les EES précédentes ont présenté le milieu marin du golfe et de l'estuaire. Le milieu des basses-terres du Saint-Laurent a été présenté dans le cadre de l'EES sur le gaz de schiste et celui de l'île d'Anticosti dans l'EES propre à cette île.

2.1 Gaspésie

Conditions climatiques

La Gaspésie possède un climat continental froid et humide, à l'exception des sommets du massif des Chic-Chocs qui sont soumis à un climat continental subpolaire. Le relief accidenté de la région explique sa grande variabilité climatique, avec des écarts de températures de plus de 4 °C. La moyenne annuelle des précipitations varie de 950 à 1 300 mm.

Caractéristiques géologiques

La nature et le degré de maturation des roches mères identifiées en Gaspésie indiquent la présence d'un potentiel pétrolier et gazier dans la région, où les premiers forages remontent à la fin des années 1800. 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 les principales structures géologiques), mais le potentiel réel en hydrocarbures pour l'ensemble de la Gaspésie demeure largement méconnu.

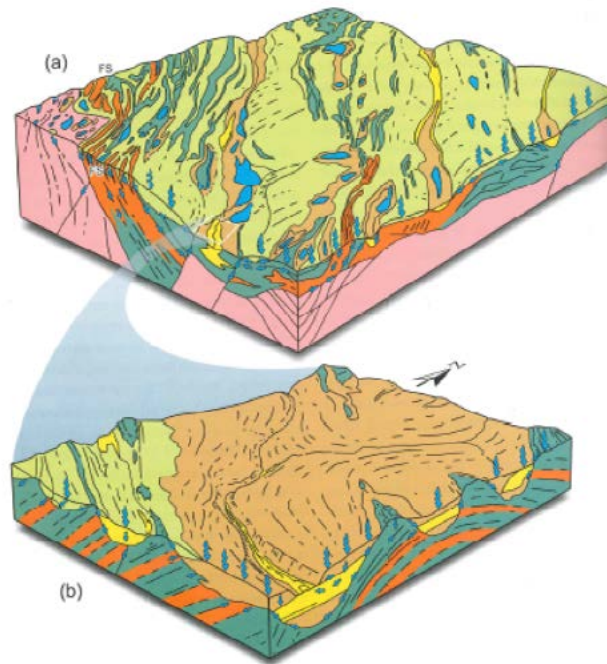
Des études devraient être réalisées sur la diagenèse, la porosité, la perméabilité, la tectonique des roches couverture et les discontinuités naturelles devraient permettre de réduire les incertitudes liées à la géologie de la Gaspésie.

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 2.1). 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. Une étude hydrogéologique dans le secteur Haldimand près de Gaspé (Raynauld et collab., 2014) a mis en lumière le fait que l'aquifère d'eau potable, situé à moins de 40 m sous la surface, était séparé du réservoir pétrolier par environ 700 m de roche.

Figure 2.1 : Contexte hydrogéologique des Appalaches (Gaspésie et Bas-Saint-Laurent)



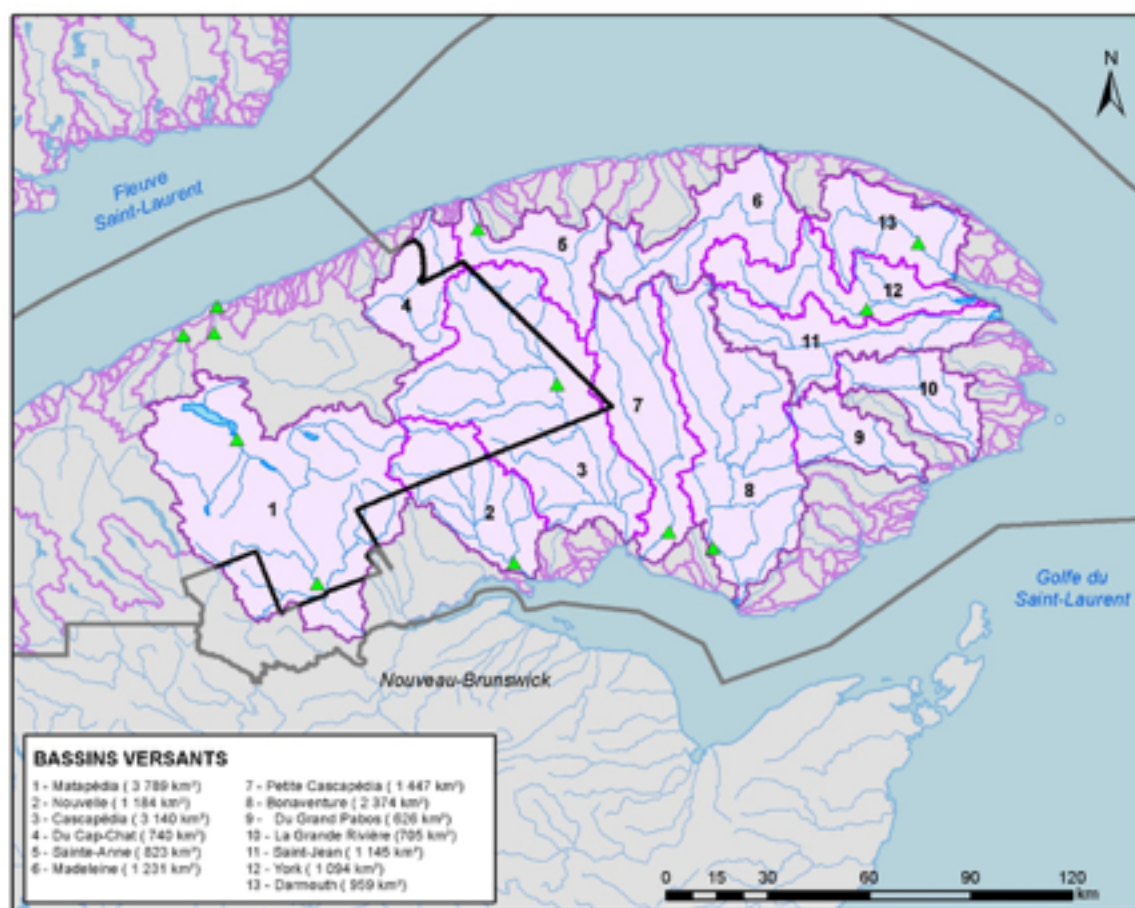
Source : Canada's groundwater resources, 2014, A. Rivera editor, Fitzhenry & Whiteside.



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 2.2). Les bassins versants du nord de la péninsule gaspésienne sont en général plus petits et plus abrupts que ceux situés au sud. La Gaspésie compte trois bassins versants de plus de 2 000 km², 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 une distance d'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 2.2 : Emplacement et superficie à l'exutoire des principaux bassins versants de la Gaspésie



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

Source : MDDELCC, 2015

La Gaspésie compte quelques stations hydrométriques en activité, 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 se produit généralement vers la mi-mai.

Il n'a toutefois pas été possible de déterminer si les aquifères et les eaux de surface de la Gaspésie sont assez productifs pour fournir la quantité d'eau nécessaire à l'exploitation des hydrocarbures (CIRAIG, 2014, et Gangbazo, 2013).

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

Caractéristiques écologiques

Les aires protégées occupent 2,2 % de la région administrative de la Gaspésie—Îles-de-la-Madeleine. La région naturelle de la Péninsule de la Gaspésie, la principale région naturelle qui recoupe la portion terrestre de la région administrative, est protégée sur 5,9 % de son territoire.

2.2 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 m) qui borde 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 des régions situées plus au sud et sont supérieures de 2 à 3 °C à celles 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

Les forages profonds et les levés sismiques de qualité sont rares dans la région du Bas-Saint-Laurent. La géologie est complexe et a longtemps été négligée, faute d'affleurements et de données de sous-surface suffisantes. La présence d'une roche mère en profondeur paraît établie, mais ses caractéristiques demeurent inconnues. De récents développements indiquent toutefois que le potentiel pétrolier et gazier

de la région est réel et mérite d'être revisité de manière approfondie, et ce, à la lumière de nouveaux modèles géologiques et de nouveaux concepts d'exploration.

L'exploration du Bas-Saint-Laurent a été longtemps négligée. Une synthèse des données disponibles et la collecte de nouvelles données permettraient d'en réviser les modèles géologiques et les concepts d'exploration.

Caractéristiques hydrogéologiques

Les connaissances sur les eaux souterraines du Bas-Saint-Laurent sont peu nombreuses et fragmentaires. Le rapport du Programme d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines (PACES) de ce territoire, mis sur pied par le MDDELCC, a été publié en 2015. Cette étude était 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 avait notamment pour objectif de dresser un portrait des conditions hydrogéologiques (qualité, quantité et vulnérabilité de l'eau souterraine) à l'échelle du bassin versant.

Les formations géologiques d'intérêt pour le pétrole et le gaz se trouvent à l'intérieur des terres, dans des zones peu peuplées où la disponibilité d'eau souterraine est très limitée, les roches étant peu perméables et les formations granulaires, petites et dispersées.

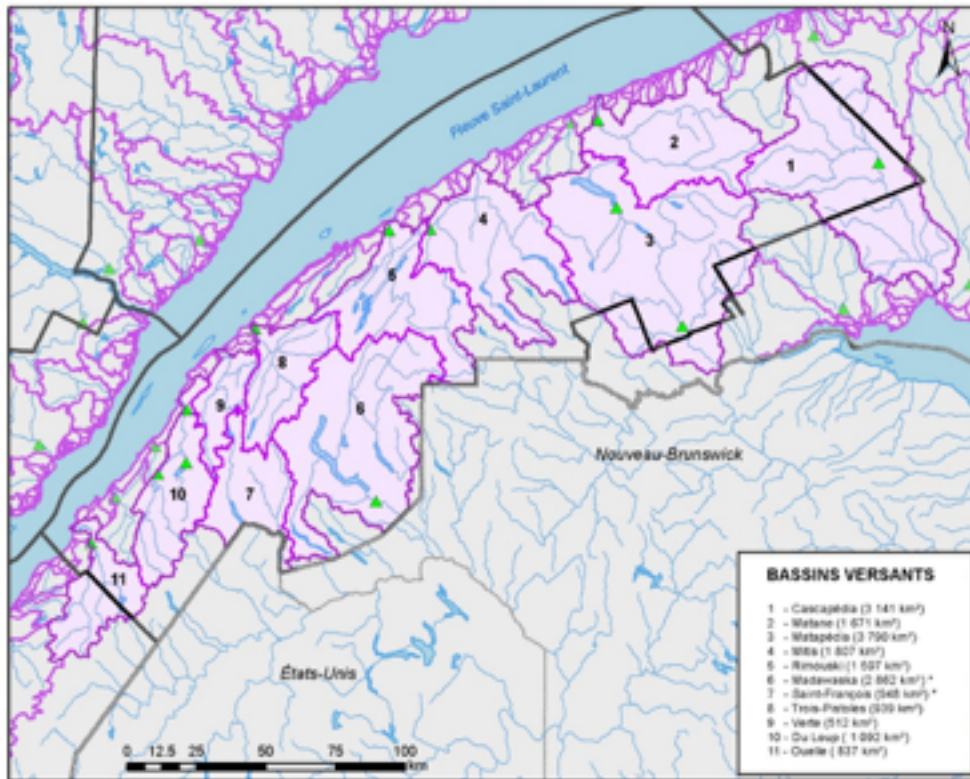
Caractéristiques hydrographiques et hydrologiques

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 % font moins de 20 ha). La région comporte toutefois deux grands lacs, le lac Témiscouata (66,82 km²) et le lac Matapédia (38,07 km²).

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.

Figure 2.3 : 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 des rivières 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 CEHQ mesurant le débit en temps réel.

Source : MDDELCC, 2015

Advenant l'exploitation des hydrocarbures dans le Bas-Saint-Laurent, une analyse détaillée des volumes d'eau disponibles sur ses bassins versants devrait être faite.

Caractéristiques écologiques

Dans la région administrative du Bas-Saint-Laurent, les aires protégées occupent 4,6 % du territoire. La région naturelle des Collines de Témiscouata, la principale région naturelle qui recoupe la portion terrestre de la région administrative, est protégée sur 2 % de son territoire.

Avant de présenter des demandes d'autorisation ou d'exploitation, les promoteurs devront disposer de connaissances additionnelles sur les milieux biophysiques, notamment d'études hydrologiques et hydrogéologiques sur les cours d'eau et les rivières concernés, pour caractériser les ressources en eau de surface disponibles et le comportement des eaux souterraines.



3. ENJEUX, CONSTATS ET PISTES D'AMÉLIORATION

L'exploration et l'exploitation des hydrocarbures soulèvent plusieurs enjeux environnementaux, économiques et sociaux.

Les principaux enjeux sociaux ont trait à :

- la vision et à la capacité de développement et d'adaptation des communautés touchées;
- la participation des communautés à leur développement;
- la gestion des risques;
- la gouvernance;
- le climat social et l'économie du territoire;
- la qualité de vie (incluant les conflits d'usage et les nuisances);
- la santé et la sécurité des personnes;
- la conciliation des usages du territoire.

Les enjeux environnementaux concernent :

- la protection des sols et des eaux de surface et souterraines;
- la gestion des matières résiduelles et des eaux usées;
- la qualité de l'air;
- les émissions de GES;
- la protection de la biodiversité et des paysages;
- les nuisances qui sont engendrées par l'industrie des hydrocarbures.

Sur le plan économique, les enjeux concernent :

- la connaissance du potentiel en hydrocarbures et l'évaluation des ressources;
- la pertinence économique de la filière des hydrocarbures;
- les coûts, incluant les externalités;
- le captage et le partage de la rente économique et des bénéfices;
- la maximisation des retombées économiques locales, régionales et provinciales.

Ces différents enjeux nécessitent que le gouvernement soutienne les communautés et réglemente, de façon stricte et rigoureuse, les pratiques de l'industrie. Le gouvernement doit aussi s'assurer de maximiser les retombées des projets. Dans une perspective de développement durable, l'industrie doit, pour sa part, prendre tous les moyens nécessaires pour atténuer, voire éliminer les impacts sociaux et environnementaux que pourraient occasionner l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures. Prendre connaissance des expériences et des bonnes pratiques adoptées par les autorités⁸ habituées à gérer les risques de la filière des hydrocarbures est une mesure indispensable pour développer l'industrie de façon sécuritaire et diminuer les risques au plus bas niveau possible et acceptable.

3.1 Enjeux sociaux

Les bilans des connaissances réalisés dans le cadre des présentes EES⁹ ont permis de dresser un portrait de l'information sur les enjeux sociaux et socioéconomiques d'acceptabilité sociale, de santé publique et de sécurité des personnes liés à la mise en valeur des hydrocarbures au Québec, notamment :

- les effets potentiels du développement des hydrocarbures sur la santé des personnes et sur l'environnement, les impacts sur la qualité de vie et les mesures d'atténuation correspondantes;
- les incidences socioéconomiques pouvant être engendrées par l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures, leurs modes de transport ainsi que les mesures pouvant leur être associées : mesures de planification et de prévention, d'atténuation et de correction, de compensation et de maximisation des bénéfices;
- les préoccupations des communautés à l'égard des effets potentiels de l'exploitation des hydrocarbures sur la santé, la sécurité et le respect de l'environnement, la qualité de vie, le développement territorial, la sécurité matérielle et économique et la gouvernance;
- les valeurs, les préoccupations, les facteurs d'influence de l'acceptabilité sociale, les attentes des communautés envers le gouvernement et les entreprises, la participation et la gouvernance territoriale;
- les enjeux pour les communautés autochtones, dont le maintien des activités traditionnelles et la préservation de la culture, et leurs attentes.

Les études réalisées dans le cadre du PACA ont permis de dégager un certain nombre de constats sur les enjeux d'acceptabilité sociale. Elles présentent des outils liés à la gouvernance territoriale et à la participation des communautés locales et autochtones qui favorisent l'acceptabilité sociale.

Par ailleurs, les démarches de participation publique réalisées dans le cadre des présentes EES ont également permis de recueillir les positions exprimées, les propositions et les préoccupations soulevées par les citoyens, les communautés et les représentants des groupes d'intérêt, notamment sur les enjeux sociaux.

8 Pour le milieu terrestre, les travaux de consultation liés au PACA ont identifié les provinces canadiennes de l'Alberta et de la Colombie-Britannique et les États américains du Texas et de l'Ohio comme ayant un niveau de connaissances avancé en regard de leur potentiel en hydrocarbures ou en regard de l'expertise que ces juridictions possèdent tant d'un point de vue technique que du point de vue de l'encadrement. En ce qui concerne le milieu marin, les travaux de consultation liés au PACA ont identifié la province canadienne de Terre-Neuve et la Norvège pour les mêmes raisons.

9 Beaulieu et collab., 2015; Gendron et Friser, 2015; INSPQ, 2015; Desbiens et collab., 2015

3.1.1 Acceptabilité sociale

L'acceptabilité sociale des projets par le milieu est notamment influencée par les facteurs suivants : les préoccupations sociales, la gouvernance territoriale, la planification et les mécanismes de participation, la justification et la nature du projet, la sensibilité et la dynamique des communautés concernées et enfin les relations entre les communautés, les promoteurs et les institutions. Dans le cadre de la présente EES, trois études¹⁰ ont été menées afin de cerner les facteurs liés à l'acceptabilité sociale des projets et de la filière des hydrocarbures. Une quatrième étude, réalisée dans le cadre de l'EES propre à Anticosti (ASOC01), a permis de cerner ces facteurs au regard des enjeux spécifiques à l'île.

Par ailleurs, cinq des constats concernant l'acceptabilité sociale dans l'EES sur le gaz de schiste illustrent la nature du débat actuel autour des projets d'hydrocarbures :

- l'apparence de manque d'ouverture et de transparence, de même que le fait de ne pas tenir compte des dynamiques territoriales particulières et des disparités dans l'information scientifique véhiculée expliquent en partie l'absence d'acceptabilité sociale de la filière;
- la polémique à l'égard de l'industrie des hydrocarbures qui invite à un modèle de développement renouvelé;
- les préoccupations quant aux impacts sociaux et environnementaux et aux choix énergétiques, notamment ceux relatifs aux hydrocarbures;
- les questionnements sur le mode de gestion de l'industrie et sur le mode la gouvernance du territoire;
- la sensibilité de la population québécoise en ce qui concerne les enjeux environnementaux et ses doutes quant aux coûts et aux bénéfices économiques anticipés.

Il est essentiel de tenir compte de ces facteurs dans la redéfinition du modèle de gouvernance et des mécanismes à mettre en place pour favoriser l'acceptabilité sociale des projets et de la filière. Ceux-ci sont présentés au tableau 3.1.

L'évaluation de l'acceptabilité sociale des projets, tant au Québec que dans d'autres pays, montre qu'elle n'est jamais acquise et qu'elle évolue avec le temps. Elle nécessite un engagement de l'ensemble des acteurs concernés, qui repose non seulement sur les valeurs, les intérêts et les préoccupations des communautés, mais aussi sur leur participation réelle aux processus de planification, de décision, de mise en œuvre et de suivi des projets.

¹⁰ La cartographie des zones de sensibilité aux impacts potentiels des activités de mise en valeur des hydrocarbures dans les territoires visés pour le développement de l'industrie (GSOC01).

Les expériences, hors Québec, de participation des communautés autochtones aux activités de mise en valeur des ressources naturelles (GSOC02).

Les 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).

Tableau 3.1 : Principaux facteurs d'influence d'acceptabilité sociale de la filière des hydrocarbures et des projets associés au Québec

Facteurs liés aux préoccupations sociales	Facteurs liés au développement durable, à l'environnement et à l'aménagement et développement du territoire : ▪ Projet concourant au développement local, notamment par l'entremise d'ententes entre les promoteurs et les collectivités ▪ Retombées qui perdurent dans le temps ▪ Concordance avec les politiques et les orientations en matière d'énergie ▪ Limitation des conflits d'usage ▪ Prise en compte des savoirs locaux, des préoccupations, des attentes et des besoins des communautés ▪ Gestion efficace des risques
Facteurs liés à la gouvernance territoriale	Vision collective du développement des projets énergétiques : l'acceptabilité sociale est davantage liée à la vision collective du développement des projets énergétiques et des valeurs partagées par les communautés qu'à un projet précis Facteurs socioéconomiques : ▪ Investissements et retombées économiques locales ▪ Création d'emploi et formation de la main-d'œuvre ▪ Recours à des entreprises locales ▪ Versement de compensations financières ▪ Retombées fiscales ▪ Prise en compte des composantes du milieu d'accueil¹¹ Cadre législatif et réglementaire, évaluation et suivi des projets : des règles claires, adéquates, appliquées de façon stricte et rigoureuse par un État neutre et transparent. Dialogue : un dialogue constructif entre les autorités gouvernementales, l'industrie et les acteurs du milieu est une condition essentielle à la compréhension des préoccupations de chacun. Coordination des actions entre les acteurs, incluant la société civile et les ministères et organismes gouvernementaux : la coordination des actions est essentielle pour favoriser l'harmonisation des usages. Ententes entre promoteurs et municipalités : les ententes permettent d'enchâsser les attentes des acteurs dans un contrat social. Pour les petites communautés, un accompagnement de celles-ci par un organisme indépendant favorise l'équité entre les parties lors des négociations.

¹¹ Les principales composantes du milieu d'accueil sont les suivantes : convergence entre occupation du territoire et caractéristiques du projet, historique et relation avec l'industrie, dynamisme des communautés, attentes relatives au projet, insertion du projet dans le milieu et positionnement de la société civile et des municipalités vis-à-vis la filière.

Facteurs liés à la planification et aux mécanismes de participation	Planification : la planification d'un projet précis ou d'une filière sur un territoire donné, en concertation avec les acteurs de la société civile et des instances municipales, constitue un atout indéniable en matière d'acceptabilité sociale.
	Mécanismes de participation : ces mécanismes doivent permettre la participation publique de la communauté aux prises de décisions, au-delà de l'information et de l'expression de ses préoccupations et de ses attentes, car plus la participation au processus décisionnel est précoce, plus la communauté est portée à avoir confiance dans l'utilité et la légitimité du processus de participation.
	Mécanismes de suivi (comités de suivi) : le suivi de la mise en œuvre du projet, en collaboration avec le milieu et des experts indépendants, peut contribuer à : - transmettre les préoccupations du milieu; - assurer une certaine surveillance des engagements pris par le promoteur; - favoriser la résolution des conflits; - contribuer à une meilleure harmonisation des projets avec les communautés locales; - renforcer les liens de confiance entre la communauté et le promoteur; - favoriser l'acceptabilité sociale des projets.
Facteurs liés à la justification des projets	Les facteurs justifiant la réalisation des projets : l'analyse devra démontrer que le projet présente un gain par rapport au statu quo en matière de : - sécurité des personnes et des biens et de risques pour l'environnement; - maximisation des bénéfices et des retombées pour le milieu; - satisfaction des besoins énergétiques des Québécois ou de création de richesse; - cohérence avec les politiques et les stratégies du Québec sur l'énergie et la réduction des GES.

Sources : PACA, Fortin et Fournis, 2013, Gendron et Friser, 2015, BAPE, gaz de schiste, 2014, Transfert Environnement et Société, 2010

Le Livre vert énonçant les orientations proposées par le MERN en matière d'acceptabilité sociale, déposé à l'Assemblée nationale le 16 février 2016, présente cinq orientations pour mieux prendre en considération les facteurs d'influence de l'acceptabilité sociale dans la planification et la gestion territoriale, de même que dans l'analyse, le suivi et le contrôle des projets de mise en valeur des ressources énergétiques et minérales. Ces orientations portent sur la gouvernance territoriale, la participation du public et la conciliation des usages, le rôle du gouvernement, plus particulièrement celui du MERN, dans l'accompagnement des promoteurs, des instances locales et des communautés et, finalement, les retombées et les bénéfices pour les communautés.

Les propositions présentées dans la section suivante résultent des travaux réalisés dans le cadre des différentes EES et concordent avec les orientations présentées dans le livre vert.

3.1.2 Gouvernance

Les analyses faites à ce jour dans le cadre des EES sur les hydrocarbures apportent un éclairage sur les rôles qui devraient être dévolus aux différentes parties prenantes, dans un contexte de gouvernance renouvelée, de participation citoyenne accrue et d'un plus grand engagement des promoteurs dans le développement des communautés.

Les facteurs liés à la gouvernance constituent des éléments prépondérants de l'acceptabilité sociale. Il s'agit du rôle des instances locales et régionales, du processus de planification des projets, des mécanismes de participation ainsi que des retombées et des bénéfices pour les communautés.

Portrait de la gouvernance actuelle

Le tableau 3.2 propose une synthèse des principaux constats et effets du modèle de gouvernance actuel dans l'industrie des hydrocarbures.

Tableau 3.2 : Principaux constats et effets du modèle de gouvernance actuel de l'industrie des hydrocarbures

CONSTAT	EFFET
Faible participation des instances locales (MRC et municipalités) et de la société civile lors du processus de planification et de décision	Effet positif Conduit les municipalités à demander des garanties financières de la part des entreprises pour assurer la remise en état des lieux
	Effet neutre Contribue au développement d'ententes sur les répercussions et les avantages entre les promoteurs et les communautés d'accueil
	Effets négatifs - Génère des conflits d'usage sur le territoire et de la méfiance envers les promoteurs et les institutions - Prive les promoteurs de la possibilité d'un arrimage adéquat avec le milieu d'accueil - Prive les promoteurs des savoirs locaux et d'information essentielle sur les caractéristiques du milieu d'accueil, pour l'élaboration de leurs projets et l'analyse des impacts potentiels de ceux-ci - Crée, chez les citoyens et les instances municipales, un sentiment de perte de contrôle de leur espace et de leur territoire - Conduit les municipalités à adopter des moyens indirects pour tenter de bloquer des projets jugés inacceptables

CONSTAT	EFFET
Absence de mécanismes de concertation et d'outils de planification des activités de mise en valeur des hydrocarbures à l'échelle régionale	Effets négatifs - Manque de cohésion à l'égard de la vision de développement de la filière - Absence de coordination dans la planification, le développement, l'implantation et le suivi de projets linéaires (pipelines) ou de grande envergure (plateformes de forage) - Contrainte supplémentaire dans la planification à long terme d'un ensemble de projets par le promoteur - Source potentielle de conflits entre des communautés voisines situées dans des MRC différentes - Impossibilité de prendre en considération les impacts cumulatifs des activités en cours ou à venir sur le territoire ainsi que des usages et de la capacité de soutien des écosystèmes dans la planification territoriale
Cadre législatif jugé incohérent avec la Loi sur le développement durable (notamment sur le principe de subsidiarité) et la LAU	Effets négatifs - Schémas d'aménagement et de développement et outils de planification des collectivités locales en partie inopérants compte tenu de la préséance de la Loi sur les mines sur la LAU - Divergence de la vision de l'industrie et des instances locales quant au niveau décisionnel à privilégier en matière de développement des hydrocarbures : - l'industrie estime que le gouvernement doit demeurer le décideur, tout en considérant les préoccupations des instances locales et régionales; - les instances locales estiment que le développement devrait reposer sur la concertation et la participation des communautés locales.
Processus tardif de consultation	Effets négatifs - Processus inéquitable qui arrive trop tard dans le processus : - offre peu de possibilités d'accès à une expertise scientifique neutre - place le promoteur en situation de conflit d'intérêts - exclut les participants du processus décisionnel - provoque la méfiance envers le promoteur et discrédite le processus aux yeux des participants

CONSTAT	EFFET
Faiblesses dans la prise en compte des attentes et des préoccupations du milieu	Effets négatifs ▪ Retombées économiques jugées insuffisantes pour le milieu local et perception selon laquelle les régions ne percevraient pas de redevances ▪ La faible prise en compte des attentes du milieu contribue à alimenter la perception selon laquelle l'exploitation des hydrocarbures présente plus de coûts et d'externalités négatives que d'avantages pour le Québec ▪ Difficulté d'évaluer la création d'emploi qui serait soutenue par l'industrie au Québec ▪ Impacts négatifs importants appréhendés, tant sur le plan environnemental que social ▪ L'absence d'une information claire, neutre, complète et vulgarisée accentue la perception du risque ▪ Faiblesse de la vision intégrée et méconnaissance des attentes des acteurs de la société civile en matière de gouvernance territoriale
Ententes négociées entre les promoteurs et les communautés locales	Effets positifs ▪ Possibilité d'utilisation des redevances ou des rentes générées pour créer un fonds de développement régional ▪ Intégration des conditions de réalisation des projets dans les ententes
	Effet neutre ▪ Remise en cause de l'efficacité du mécanisme en raison de l'absence de reddition de comptes et de sanctions en cas de non-respect des engagements
	Effets négatifs ▪ Sentiment d'iniquité de la part de ceux qui subissent les impacts sans en tirer de bénéfices ▪ Absence de transparence en raison de la confidentialité des ententes ▪ Pouvoir de négociation inégal, surtout pour les petites municipalités ▪ Ententes souvent insuffisantes pour répondre aux préoccupations sociales soulevées par le milieu
Mise en place d'un comité de suivi	Effets positifs ▪ Permet de transmettre les préoccupations du milieu ▪ Permet d'assurer une certaine surveillance ▪ Favorise la résolution des conflits ▪ Contribue à une meilleure harmonisation du projet avec les communautés locales ▪ Renforce les liens de confiance entre la communauté et le promoteur

Sources : Tirés des études GSOC02 et GSOC03, du CRGRNT, 2013. et du BAPE, 2014

Au Québec, le modèle de gouvernance pour réglementer l'industrie des hydrocarbures se résume comme suit : une gouvernance centralisée où les acteurs territoriaux participent très peu au processus de planification, d'élaboration, de décision et de suivi des projets.

En outre, dans les premières phases d'exploration, les modalités d'accès aux ressources sont relativement simples et les acteurs locaux sont très peu présents pendant le processus : l'entreprise acquiert un droit de propriété sur les ressources auprès du gouvernement. Ce droit est accordé même s'il existe déjà un propriétaire des droits de surface. Par la suite, si les promoteurs remplissent leurs obligations, le MERN délivre les droits d'exploration et d'exploitation et les permis d'activités. Le propriétaire des droits de surface peut être dédommagé par le promoteur, mais il ne peut pas limiter l'exploitation. Le MDDELCC encadre les activités ayant des impacts sur le milieu par la délivrance de certificats d'autorisation lorsque les activités sont jugées conformes à la réglementation.

Au chapitre de la planification, la Loi sur les mines a préséance sur la Loi sur l'aménagement et l'urbanisme (LAU), ce qui a pour effet de rendre les outils de zonage dont disposent les instances locales inutiles face à cette industrie :

« 246. Aucune disposition de la présente loi, d'un plan métropolitain, d'un schéma, d'un règlement ou d'une résolution de contrôle intérimaire ou d'un règlement de zonage, de lotissement ou de construction ne peut avoir pour effet d'empêcher le jalonnement ou la désignation sur carte d'un claim, l'exploration, la recherche, la mise en valeur ou l'exploitation de substances minérales et de réservoirs souterrains, faits conformément à la Loi sur les mines (chapitre M-13.1).

Le premier alinéa ne vise pas l'extraction de sable, de gravier ou de pierre à construire sur des terres privées où, en vertu de la Loi sur les mines, le droit à ces substances minérales appartient au propriétaire du sol. »¹²

¹² Extrait de la LAU, chapitre A-19.1, Éditeur officiel du Québec, à jour au 1^{er} décembre 2015.

Le modèle actuel de gouvernance met en lumière un certain nombre de lacunes :

- un cadre législatif jugé incohérent avec la Loi sur le développement durable et la LAU;
- des instances locales et régionales absentes de la planification et des décisions, malgré l'intérêt et les positions de plus en plus affirmées de la société civile à l'égard des projets de mise en valeur des hydrocarbures;
- une faible prise en compte des attentes et des préoccupations des communautés dans la planification, l'élaboration, la mise en œuvre et le suivi des projets;
- l'absence de mécanismes de concertation régionale et d'outils de planification dans les projets liés au développement des hydrocarbures;
- les compétences, l'expertise et les ressources financières requises des instances municipales sont insuffisantes ou inadéquates pour qu'elles puissent assumer leurs nouvelles responsabilités, et ce, malgré les efforts gouvernementaux des dernières années pour leur accorder des compétences supplémentaires en matière de zonage et de gestion des ressources.

Pour que les facteurs d'acceptabilité sociale à l'égard des activités de mise en valeur des hydrocarbures soient réellement pris en considération, il y aurait lieu d'apporter d'importantes améliorations à la gouvernance territoriale ainsi qu'à la conciliation des usages et aux retombées et aux bénéfices pour les communautés et pour le territoire.

Une gouvernance territoriale à renouveler

Le nouveau modèle de gouvernance territoriale devrait être développé avec les instances locales et régionales, en concertation avec les acteurs de la société civile, et répondre le mieux possible aux attentes des communautés et des diverses instances. Cette approche serait cohérente avec la nouvelle gouvernance municipale en matière de développement local et régional qui place les municipalités régionales de comtés au cœur de la gouvernance de proximité et leur confère de nouvelles responsabilités.

Le nouveau modèle devrait, entre autres, inclure une analyse rigoureuse des besoins en matière de concertation régionale et des enjeux de la décentralisation, notamment en clarifiant les champs de responsabilités et de compétences des instances locales et régionales dans la planification, l'élaboration, la mise en œuvre et le suivi des projets de la filière des hydrocarbures.

Recommandation : Gouvernance

Un nouveau modèle de gouvernance, axé sur la concertation régionale et sur la recherche d'un meilleur équilibre dans le partage des responsabilités, devrait être développé avec les différents acteurs de la société civile. Ce modèle devrait également favoriser une plus grande participation des collectivités locales.

Lors de la consultation publique de la présente EES, les citoyens ont mentionné que les milieux municipaux devraient détenir plus de pouvoirs concernant la production et le transport des hydrocarbures sur leur territoire, puisqu'elles connaissent leur milieu et les impératifs d'aménagement de leur territoire. Ils corroborent ainsi les résultats de l'étude GSOC03 qui indiquent qu'un rôle de gouvernance de proximité favoriserait l'acceptabilité sociale des projets.

Il faut mentionner que l'EES sur le gaz de schiste a proposé un modèle de gouvernance décentralisé, soutenu financièrement par l'État, où les projets de forage de puits en vue de l'exploration ou de l'exploitation des hydrocarbures sont assujettis à la PEEIE. Dans ce modèle, les projets s'appuient sur des mécanismes de participation publique à chaque étape de réalisation, ce qui constitue une des conditions nécessaires au succès de la gouvernance territoriale, au développement durable et à l'acceptabilité sociale.

Recommandation : Assujettissement au processus d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement

Afin de considérer les impacts environnementaux et les préoccupations citoyennes, les projets d'exploitation ainsi que les projets d'exploration en milieux marins devraient être assujettis à la PEEIE.

Une participation du milieu à chacune des étapes d'un projet, que ce soit celle de l'exploitation des hydrocarbures ou celle de leur transport, permettrait également à la communauté de mieux comprendre les activités de l'industrie. Elle aiderait aussi le promoteur à mieux comprendre les enjeux que présente le projet pour la communauté et à y répondre en faisant appel aux savoirs locaux, ce qui aurait pour effet d'accroître la confiance de la population, de prévenir les conflits d'usage et de rendre le processus d'élaboration des projets et de décisions plus crédible.

Planification territoriale et conciliation des usages

En matière de planification territoriale et de conciliation des usages, l'analyse du mode de gouvernance actuel a mis en relief un certain nombre de lacunes (GSOC03, ASOC01), au nombre desquelles :

- l'absence de caractérisation de la communauté, notamment de ses forces, de ses faiblesses et de sa vision du développement, de même que de sa capacité d'adaptation et de résilience face aux changements anticipés;

- le peu d'importance accordée aux savoirs locaux dans le processus décisionnel;
- la fragmentation des projets, qui a pour effet de décourager tout effort de planification et de gestion intégrée des ressources;
- les risques de conflits d'usage, notamment dans les zones sensibles¹³, dont les zones habitées, et entre les territoires sous la responsabilité des MRC;
- la complexité des lois et des règlements concernant le transport transfrontalier qui fait en sorte que les instances locales et les citoyens peinent à répartir les responsabilités des différents paliers de gouvernement.

Des élus et des citoyens des milieux visés par le développement ou le transport des hydrocarbures ont par ailleurs insisté sur la nécessité pour les promoteurs de tenir compte des usages actuels afin de limiter les conflits que pourrait générer l'implantation de l'industrie sur le territoire. En général, ils estiment que les projets en cours ne prennent pas suffisamment en considération le contexte territorial, social et économique des milieux où ils pourraient être implantés.

En plus de participer à la planification territoriale, les instances locales et régionales devraient s'assurer de détenir les outils d'aménagement actualisés prévus dans le cadre légal. Ces instances pourraient déterminer les territoires compatibles, les affectations du sol et la réglementation permettant d'accueillir des projets de mise en valeur et de transport des hydrocarbures. En outre, en concertation avec les promoteurs, elles pourraient convenir de compensations et de mesures de contrôle pour l'utilisation des infrastructures municipales telles que le réseau d'eau potable, le réseau routier et les sites d'enfouissement pour les boues de forage.

Les principales actions proposées en matière de planification territoriale, de participation publique et de conciliation des usages dans le Livre vert du MERN sont présentées dans le tableau ci-contre. Ces actions soutiendront la mise en œuvre de certaines des actions suggérées dans la présente EES.

¹³ Exemples de zones sensibles : zones densément peuplées, agricoles, forestières ou récréotouristiques, zones sensibles sur le plan de la biodiversité ou de la conservation qui ne bénéficient pas d'un statut légal de protection, zones de villégiature ou patrimoniales. Il pourrait également y avoir des conflits d'usage sur l'utilisation des ressources halieutiques et des eaux de surface et souterraines.

Planification des projets, participation publique et conciliation des usages

- Intégrer au processus d'élaboration et de mise à jour des plans d'affectation du territoire public (PATP) des étapes de consultations publiques.
- Réaliser un bilan des plans d'affectation du territoire public et le rendre public.
- Réviser et simplifier le processus d'élaboration, d'adoption et de mise à jour des PATP.
- Évaluer la pertinence de préciser la portée des plans d'affectation territoriale, notamment à l'égard des activités liées aux ressources énergétiques et minières.
- Réaliser un bilan des plans régionaux de développement du territoire public (PRDTP) et évaluer la possibilité de les intégrer aux PATP.
- Soutenir la mise en place et le fonctionnement de comités de liaison promoteur-acteurs locaux lors de l'élaboration de projets favorisant la connaissance de la réalité régionale et des enjeux locaux.
- S'assurer qu'un processus de consultation publique est mis en place par le promoteur et est adapté aux acteurs de la communauté concernée.
- Veiller à la mise en place et au fonctionnement de comités de suivi lors de la mise en œuvre des projets, jusqu'à la post-fermeture des sites.
- Assurer la mise en place d'un mécanisme de rétroaction dans la communauté d'accueil pour expliquer les conditions et modalités d'autorisation d'un projet.

Retombées et bénéfices

Les projets de mise en valeur des hydrocarbures devraient être structurants et concourir au développement à long terme de la région et les bénéfices devraient être partagés de façon équitable avec les communautés locales.

Toute mesure visant à favoriser le partage équitable des bénéfices entre les promoteurs et les communautés locales est à encourager. En plus des retombées liées à la phase d'exploration, des retombées à long terme pour la communauté locale, soit pendant la phase d'exploitation et après la fermeture des sites, devraient également être prévues par le promoteur et négociées avec les collectivités le plus tôt possible dans le développement du projet.

L'adoption d'ententes négociées entre les promoteurs et les collectivités est une avenue qui pourrait être explorée. Ces ententes présentent certains avantages, dont ceux de permettre d'adapter le projet au fur et à mesure que les résultats des études d'impacts sont connus, de s'assurer du caractère structurant des retombées du projet pour le milieu, de pallier en partie l'absence de gouvernance territoriale et de favoriser l'acceptabilité sociale des projets de développement en permettant de créer des liens de confiance entre la communauté et le promoteur.

Elles présentent néanmoins des inconvénients, dont l'asymétrie des rapports de force entre l'industrie et les collectivités, des iniquités potentielles pour les collectivités voisines, des problèmes de transparence et le peu d'influence des parties prenantes dans les décisions relatives au projet. Ainsi, lorsque le territoire visé concerne une petite municipalité qui a peu de ressources pour négocier à parts égales avec un promoteur, la possibilité d'assurer un meilleur équilibre des forces par un organisme externe à la négociation pourrait être évaluée.

Pour favoriser le processus de négociation, les auteurs suggèrent que le gouvernement élabore un cadre de référence qui servira autant aux promoteurs qu'aux collectivités et qui établira, entre autres, les principaux points qui devraient être traités dans les ententes, à savoir : les retombées et les bénéfices pour les communautés, les mesures d'atténuation et de suivi prévues, la durée des ententes, les modalités concernant le règlement des différends, la modification d'une entente et la reddition de comptes, et les éléments de nature publique ou confidentielle.

Les actions proposées en matière de retombées et de bénéfices pour les communautés dans le Livre vert du MERN sont présentées dans le tableau ci-dessous. Ces actions s'inspirent des suggestions faites dans le cadre des EES.

Retombées et bénéfices pour les communautés

- Développer un guide de bonnes pratiques en matière d'entente de partenariat entre les promoteurs et les communautés non autochtones.
- Mettre en place des programmes de formation de la main-d'œuvre adaptés pour les citoyens de la communauté d'accueil d'un projet.
- Proposer des mécanismes de partage des bénéfices et des retombées pour les communautés accueillant tout projet de développement énergétique ou minier sur leur territoire.

Parmi les autres retombées à encourager, mentionnons le développement de l'expertise locale qui pourrait être favorisé par l'État. À titre d'exemple, lors de la consultation publique, certains des participants ont exprimé le souhait que le gouvernement soutienne des initiatives comme celles du technocentre des hydrocarbures à Gaspé. Son mandat est de soutenir le développement de l'industrie des hydrocarbures par des activités de recherche et par des transferts technologiques, et de développer l'offre locale de biens et de services dans le but de maximiser les retombées en région.

Enfin, des compensations devraient être prévues pour les collectivités locales où seraient réalisées des activités de mise en valeur des hydrocarbures, entre autres, dans un but d'équité intergénérationnelle, qui pourraient prendre la forme d'un transfert direct aux municipalités ou d'un fonds de développement et de diversification économique régionale.

Recommandation : Acceptabilité sociale

Le gouvernement devrait favoriser l'acceptabilité sociale des projets en :

- s'assurant de concilier les différentes visions du développement du territoire;
- mettant en place des mécanismes pour permettre une plus grande participation des collectivités locales dans la planification territoriale;
- appuyant le développement de l'expertise locale;
- élaborant des outils pour accompagner les promoteurs, les instances locales et régionales ainsi que les communautés autochtones dans la négociation d'ententes permettant le partage des retombées et des bénéfices des projets de mise en valeur des hydrocarbures;
- étudiant la possibilité de mettre un guichet unique en place, notamment pour diffuser l'information utile aux promoteurs dans le développement de leur projet, de même que pour informer le public sur la nature des projets soumis aux instances gouvernementales pour autorisation ou qui sont en cours de réalisation;
- planifiant, avec les instances locales et régionales, les règles et les mesures de sécurité qui devront être appliquées aux installations et aux opérations et en mettant en place les mesures d'urgence pour protéger les gens et l'environnement en cas de sinistre;
- mettant en place des outils afin d'améliorer la transparence des processus de consultation et de décision.

Rôles des différents groupes d'acteurs

Outre les suggestions formulées à l'égard de l'État, les travaux réalisés dans le cadre de la présente EES ont permis de préciser un certain nombre de rôles et de responsabilités qui devraient avantageusement être assumés par les instances locales et régionales, les citoyens, les acteurs de la société civile et les promoteurs.

Ainsi, avant qu'un mécanisme formel de concertation régionale avec le promoteur ne soit instauré, les MRC et les collectivités locales pourraient s'engager dans une démarche de concertation avec les acteurs présents sur leur territoire et avec les MRC et les municipalités voisines en vue de :

- formuler les attentes et les préoccupations des communautés à l'intention du promoteur;
- discuter des conditions de mise en place du projet;
- négocier les ententes avec le promoteur.

Les citoyens et les acteurs de la société civile devraient, quant à eux, participer à toutes les étapes de planification du territoire et de développement des projets et communiquer leurs préoccupations, leurs attentes et leurs besoins de même que les savoirs locaux aux promoteurs. Ils devraient également participer aux efforts de concertation territoriale et, éventuellement, aux démarches visant à renforcer les capacités d'adaptation et la résilience de la communauté à l'égard des changements susceptibles d'être apportés par les projets.

Les promoteurs devraient développer des projets qui tiennent compte des caractéristiques sociales et économiques de la communauté, des savoirs locaux ainsi que des valeurs, des attentes et des préoccupations du milieu. Les projets devraient également concourir au développement à long terme de la région. Les promoteurs devraient documenter les impacts potentiels de leur projet en y intégrant les enjeux sociaux et économiques, en plus des enjeux environnementaux. Enfin, ils devraient travailler à construire une relation de confiance avec les acteurs du milieu, partager l'information de façon claire et transparente et informer la population, dans la mesure du possible, de l'ensemble des projets leur territoire.

Participation des communautés autochtones

Différents modèles de participation des Autochtones en Colombie-Britannique et en Alberta ont été analysés (GSOC02) et pourraient inspirer le Québec.

Cette analyse portait sur la consultation et les ententes relatives aux répercussions et aux avantages de l'implantation de l'industrie dans leur milieu, ainsi que sur le partage des redevances et le soutien à l'entrepreneuriat autochtone.

Certaines actions ont été analysées (GSOC02, GSOC03). Les auteurs sont d'avis que le gouvernement devrait considérer de :

- poursuivre la consultation distincte auprès des communautés autochtones;
- veiller à ce que les ententes sur les répercussions et les avantages soient complémentaires à la PEEIE et équitables pour les communautés et les territoires concernés, notamment :
 - en suggérant que les ERA ne soient conclues qu'une fois la PEEIE terminée et avant l'émission des autorisations et des permis,
 - en définissant les ententes sur les répercussions et les avantages qui doivent être rendus publics;
- élaborer, en collaboration avec les principales organisations autochtones du Québec, une stratégie globale visant à favoriser les partenariats avec les peuples autochtones dans la mise en valeur et le transport des hydrocarbures;
- évaluer la pertinence d'inclure, dans la démarche gouvernementale portant sur le partage des redevances issues de la mise en valeur des ressources naturelles, un volet sur le partage des redevances avec les communautés autochtones.

L'exploration, l'exploitation et le transport des hydrocarbures soulèvent de nombreuses préoccupations sur la prise en compte des enjeux sociaux, en particulier en matière d'acceptabilité sociale, de gouvernance territoriale et de participation des Premières Nations. Les principaux défis pour favoriser une implantation harmonieuse de l'industrie des hydrocarbures au Québec sont les suivants :

- *un cadre législatif et réglementaire qui établit un juste équilibre entre les intérêts de la société québécoise, des communautés locales et de l'industrie;*
- *la conciliation des usages sur le territoire et la protection des zones sensibles;*
- *la nature et la pérennité des retombées pour les communautés locales;*
- *des mécanismes de concertation et de participation des communautés locales et autochtones nettement améliorées;*
- *une gouvernance territoriale renouvelée.*

Des pistes d'amélioration ont été relevées. Un nouveau modèle de gouvernance, axé sur la concertation régionale et sur la recherche d'un meilleur équilibre dans le partage des responsabilités, devrait être développé avec les différents acteurs de la société civile. Cette nouvelle gouvernance aurait, entre autres, pour but de décentraliser les pouvoirs de décision relativement à la planification et à la mise en œuvre des projets de développement et de transport des hydrocarbures.

*Concernant la conciliation des usages, des mesures d'accompagnement des promoteurs sont proposées, comme l'élaboration de guides méthodologiques pour documenter le portrait des communautés. Le soutien à la mise en place de mécanismes formels de concertation régionale et l'intégration de mécanismes de participation publique à toutes les étapes de développement et de mise en œuvre des projets sont également des exemples de mesures préconisées. Enfin, une harmonisation du cadre **légal** sur l'exploitation des hydrocarbures, qui nécessiterait certaines modifications à la LAU, serait souhaitable pour permettre une plus grande participation des collectivités locales à la planification territoriale.*

En ce qui a trait au partage des retombées et aux bénéfices des projets, les communautés locales devraient en bénéficier, tout comme les MRC et le gouvernement. La signature d'ententes entre les promoteurs et les communautés locales et autochtones serait à encourager selon les études réalisées.

Les travaux ont également permis de préciser, et dans certains cas de redéfinir, les rôles et les responsabilités du gouvernement, des instances locales, des promoteurs et des entreprises de même que des citoyens et des autres acteurs de la société civile.

Des études ont également suggéré de poursuivre les consultations distinctes avec les Premières Nations, de réglementer la négociation des ententes sur les répercussions et les avantages, d'élaborer une stratégie globale pour favoriser les partenariats avec les peuples autochtones et d'évaluer la pertinence d'inclure, dans la démarche gouvernementale sur les redevances, un volet concernant leur partage avec les communautés autochtones.

*Enfin, le nouveau cadre législatif et réglementaire sur les hydrocarbures devrait inclure des dispositions relatives à la planification territoriale, au partage **équitable** des retombées et des bénéfices avec les communautés et à la mise en place et au fonctionnement de comités de suivi.*

3.2 Enjeux environnementaux

Les enjeux les plus importants associés à l'exploration et à l'exploitation des hydrocarbures sont la protection de l'eau et des sols, la gestion des matières résiduelles et des eaux usées, la qualité de l'air, ainsi que le maintien de la biodiversité. Certains de ces enjeux peuvent être liés aux risques potentiellement induits par la technologie employée, par exemple la contamination des eaux et la sismicité induite dans le cas de forages de puits combinés à la fracturation hydraulique.

Les impacts environnementaux sont généralement fonction du nombre d'installations, de la technologie utilisée, des caractéristiques des rejets et des déversements potentiels, mais également des caractéristiques propres aux milieux récepteurs.

Ces impacts peuvent toutefois être atténués par l'application de mesures adaptées au projet et au milieu. Plusieurs des mesures de prévention et d'atténuation sont déjà prévues dans les lois et les règlements du Québec, principalement dans la Loi sur la qualité de l'environnement, la Loi sur les mines et leurs règlements ainsi que dans les Lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière.

Le nouveau cadre législatif et réglementaire devrait améliorer les mesures d'atténuation.

3.2.1 Milieu terrestre

La présente section traite des impacts potentiels de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu terrestre. Ces impacts et les conséquences d'un accident ou d'un déversement majeur d'hydrocarbures lié à leur transport, ainsi que les mesures de prévention adéquates, sont présentés dans les annexes 4, 6 et 7. Notons que ces tableaux avaient été présentés dans la synthèse du bilan des connaissances, mais qu'ils ont ensuite pu être améliorés grâce aux connaissances acquises dans le cadre du PACA.

Protection de la ressource en eau

Les activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures peuvent avoir des impacts négatifs sur la ressource en eau. Les éléments à considérer sont :

- la protection des usages par l'établissement de distances séparatrices adéquates;
- la disponibilité des eaux de surface et souterraines à proximité des sites de forage, notamment pour la fracturation;
- l'impact potentiel des prélèvements sur le niveau des cours d'eau et des nappes phréatiques ainsi que sur la santé des écosystèmes;
- les risques de contamination des eaux de surface et des eaux souterraines ainsi que les risques pour la santé liés à la présence de contaminants dans l'eau ou à des déversements accidentels de produits chimiques, d'eaux usées, de boues de forage ou de fluides contenant des additifs chimiques ou des eaux usées insuffisamment traitées.

Protection des usages

Actuellement, les distances séparatrices pour le prélèvement d'eau souterraine lors des phases de forage et de fracturation hydraulique relèvent du Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains (RPGNRS) et du RPEP, lequel est entré en vigueur en 2014. L'article 106 du RPEP prévoit aussi que les normes relatives à la protection des prélèvements d'eau seront réévaluées au plus tard le 4 août 2017, soit 3 ans après l'entrée en vigueur du présent règlement, puis tous les 5 ans, sur la base de l'évolution des connaissances scientifiques.

Le RPEP stipule qu'une opération de fracturation dans un puits destiné à l'exploration ou à l'exploitation du pétrole ou du gaz naturel est interdite à moins de 400 m sous la base d'un aquifère. Cette base est fixée à 200 m sous la surface du sol, à moins que l'étude hydrogéologique prévue à l'article 38 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.

Afin d'assurer la sécurité des personnes et des biens et la protection de l'environnement, l'article 22 du RPGNRS prévoit aussi des distances séparatrices en ce qui concerne l'emplacement des puits pétroliers et gaziers.

À la suite de l'analyse des bonnes pratiques des instances de référence¹⁴ (GTEC02 et GTEC03), il serait nécessaire :

- d'établir l'état initial des nappes phréatiques;
- de spécifier une distance séparatrice en cas de présence de faille à proximité du site ou de fractures naturelles importantes;
- d'utiliser une approche par résultats pour les forages avec fracturation hydraulique, qui consisterait à fixer des distances séparatrices prudentes et à les augmenter ou à les diminuer graduellement selon les données recueillies.

Disponibilité des eaux de surface et impacts potentiels des prélèvements d'eau

Les volumes d'eau nécessaires pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures dépendent de plusieurs paramètres; le type d'hydrocarbure (tableau 3.3), le type de formation géologique (tableau 3.4), la profondeur des puits, les méthodes de complétion des puits, les propriétés des fluides si la fracturation est utilisée lors de la complétion, la longueur des puits horizontaux et l'expérience de l'opérateur.

¹⁴ Les études du Chantier aspects techniques des EES ont permis de recenser les bonnes pratiques pour les juridictions telles que l'Alberta, la Colombie-Britannique, le Nouveau Brunswick et certains états américains. En outre, les bonnes pratiques produites par certains organismes indépendants ont été analysés notamment celles produites par l'API, le CAPP, ENFORM et le SOGRE.

Tableau 3.3 : Quantité d'eau requise pour l'extraction par type d'hydrocarbure

Type d'hydrocarbure	Quantité d'eau requise Moyenne (m³/MJ)
Pétrole conventionnel ¹	367 (extraction primaire : 5, secondaire : 222, tertiaire : 140)
Gaz naturel conventionnel ²	~ 0
Gaz de schiste	4,7
Pétrole de schiste ³	n. d.

¹ 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).

² 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.

³ Selon deux études consultées par le CIRAIG (2014).¹⁵

Source : CIRAIG, 2014

Tableau 3.4 : 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 (m³)
	Forage (m³)	Fracturation (m³)	
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

La réglementation actuelle exige de l'exploitant qu'il présente une demande d'autorisation pour faire un prélèvement d'eau de surface ou souterraine supérieur à 75 000 litres par jour (LQE, RLRQ, c. Q-2, article 31.75), laquelle doit être accompagnée d'une étude signée par un professionnel sur l'emplacement des milieux naturels où le prélèvement d'eau sera fait, ainsi que le scénario projeté de prélèvement (RPEP, c. Q-2, r. 35.2). Les exigences du RPEP font que l'industrie des hydrocarbures ne peut prélever plus d'eau que la capacité de la source le permet.

¹⁵ Jackson et collab., 2014; Harto et collab., 2013

Recommandation : Approvisionnement en eau

Les principaux risques concernent la quantité d'eau disponible pour le prélèvement et la diminution potentielle de la quantité d'eau de surface, en raison des besoins anticipés pour la fracturation hydraulique, dans l'éventualité où l'exploitation des hydrocarbures serait autorisée. Si c'était le cas, il y aurait lieu :

- de déterminer la provenance des approvisionnements en eau conformément aux exigences du RPEP;
- de favoriser l'utilisation de sources d'eau de surface ou d'eau impropre à la consommation humaine pour les activités de forage et de fracturation;
- de suivre la qualité physicochimique des eaux de surface ainsi que l'évolution des communautés de macroinvertébrés benthiques dans les cours d'eau qui sont touchés par un projet de développement.

Fracturation hydraulique

Les prélèvements d'eau requis pour la fracturation hydraulique d'un puits se font généralement sur une courte période de temps (environ une semaine). L'eau est alors entreposée sur le site pendant la complétion du puits pour fin de fracturation, laquelle dure généralement trois semaines.

Le prélèvement d'une grande quantité d'eau sur une courte période de temps peut entraîner la réduction du débit de certains petits cours d'eau et nécessite que l'ensemble des usages du cours d'eau soient conciliés, incluant le maintien des écosystèmes aquatiques. Ces risques peuvent être accrus si le prélèvement est fait en période d'étiage, alors que le débit de certains cours d'eau est parfois très faible. Afin de prévenir les impacts négatifs de plusieurs prélèvements, le RPEP prévoit un critère cumulatif de 15 % du $Q_{2,7}$.¹⁶

L'industrie expérimente actuellement des techniques de fracturation qui exigent moins d'eau, telle la technique par fracturations « énergisées » qui comportent de l'azote ou du CO_2 et n'utilisent que 150 m³ d'eau par étape de fracturation, soit dix fois moins que les techniques usuelles par fracturation hydraulique.¹⁷

L'utilisation de sources d'eau de surface ou d'eau impropre à la consommation humaine devrait être favorisée pour les activités de forage et de fracturation. De plus, afin de limiter les prélèvements d'eau, l'industrie devrait envisager la réutilisation des eaux de reflux.

¹⁶ $Q_{2,7}$: débit d'étiage de récurrence de deux ans calculé sur sept jours consécutifs.

¹⁷ Johnson E.G., 2012 : Hydraulic fracture water usage in northeast British Columbia : locations, volumes and trends. BC Ministry of Energy and mines, Geoscience reports, 2012



Recommandation : Précautions liées à la fracturation hydraulique

Concernant la stimulation par fracturation hydraulique à haut volume, pour satisfaire au principe de précaution et à ses obligations en matière de sécurité environnementale, le gouvernement doit mettre en place des dispositions pour réduire les facteurs de risque et éviter les impacts négatifs qui sont associés à la fracturation.

Le gouvernement devra notamment exiger que les promoteurs prennent les mesures nécessaires pour éviter ou atténuer de tels impacts et fournissent un plan détaillé de leurs activités de fracturation. Celui-ci comprendrait, entre autres, la gestion des eaux, la liste des additifs utilisés ainsi que les moyens permettant de s'assurer de l'intégrité du puits et des conditions sécuritaires entourant les travaux de fracturation.

De plus, le gouvernement devrait exiger que les promoteurs rapportent tout incident causé par leurs activités de fracturation, comme la contamination des eaux, le déversement de produits chimiques et la sismicité.

Enfin, le gouvernement devrait mettre en place un système d'inspection spécifique à l'exploitation des hydrocarbures.

Contamination des eaux de surface et souterraines

Les préoccupations concernant la contamination des eaux de surface et souterraines liée à l'exploration et à l'exploitation des hydrocarbures sont notamment associées à la fracturation hydraulique, au transport des personnes et des marchandises et au déboisement.

Fracturation hydraulique

Les préoccupations concernant la contamination des eaux souterraines sont liées :

- à la profondeur minimale à laquelle la fracturation est réalisée;
- à des défauts dans la structure (gaine de béton ou coffrage d'acier) ou à des dommages au coffrage qui pourraient notamment être occasionnés par l'application d'une trop grande pression;
- à la migration des eaux de fracturation – qui peuvent contenir des composés chimiques, des fluides de forage ou des hydrocarbures – par les fissures induites ou naturellement présentes, ce qui est extrêmement rare;
- aux contaminants d'origine naturelle libérés par la fracturation;
- à la migration des hydrocarbures liquides et du méthane.

Lors de l'élaboration du RPEP, le MDDELCC a examiné la littérature scientifique récente et les critères contenus dans ce règlement ont été jugés sécuritaires. Le rapport de l'EPA, l'agence de protection environnementale américaine, celui du Conseil canadien des académiciens, celui de la Société royale et des ingénieurs britanniques ainsi que de multiples articles scientifiques concluent tous qu'il est extrêmement rare que les fluides de fracturation soient la cause d'une contamination si l'équipement utilisé pour le forage gazier ou pétrolier a été mis en place correctement.

La réalisation d'essais d'injectivité permet de déterminer les conditions géologiques locales. Grâce à eux, il est possible de connaître la capacité d'une structure géologique à absorber des fluides et les pressions auxquelles cette formation peut se fracturer. Combinés au suivi microsismique lors des fracturations, ces essais permettent également d'anticiper le risque de migration lié aux fractures induites par la fracturation hydraulique et d'en adapter les paramètres pour s'assurer que les fractures induites restent dans la formation ciblée.

Selon une étude de l'EPA publiée¹⁸ en 2015, la fracturation hydraulique n'aurait pas d'impact majeur sur les ressources en eau à condition que les puits aient été conçus adéquatement. Les causes de contamination incluent également la défaillance de l'équipement ou de l'intégrité du coffrage, l'erreur humaine ainsi que d'autres causes telles que les conditions climatiques et le vandalisme.

Concernant la composition des eaux de fracturation, elle change selon l'intervalle pendant lequel les eaux séjournent dans le puits. Les concentrations augmentent avec le temps et atteignent des valeurs stables quelques jours ou quelques semaines après la fracturation. Les caractéristiques chimiques des premières eaux issues de la fracturation hydraulique s'apparentent à celles des fluides de fracturation injectés. Par la suite, elles reflètent la géochimie de la formation rocheuse fracturée.

La contamination par les composés chimiques provient de trois sources, à savoir les composés chimiques utilisés lors de la fracturation hydraulique, les hydrocarbures liquides ainsi que le méthane et les substances présentes dans la formation profonde. Le tableau 3.5 présente la liste des vingt principaux composés chimiques utilisés le plus fréquemment pour fracturer les puits de pétrole répertoriés aux États-Unis. Une liste plus exhaustive est disponible dans l'étude AENV12.

¹⁸ Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources, United States Environmental Protection Agency (EPA), 2015, http://www.epa.gov/sites/production/files/2015-06/documents/hf_es_erd_jun2015.pdf.

Tableau 3.5 : Liste des vingt composés chimiques utilisés le plus fréquemment pour fracturer les puits de pétrole répertoriés aux États-Unis

Composé		CAS	Utilisation
Nom français	Nom anglais		
Acide acétique	Aceticacid	64-19-7	Antitartre
Butoxy éthanol, 2-	Butoxyethanol	111-76-2	Agent acidifiant
Chlorure d'hydrogène	Hydrochloricacid	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	Guargum	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	Propargylalcohol	107-19-7	Anticorrosif
Solvant Naphta aromatique lourd	Heavy aromaticNaphtha	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, contrôleur d'argile, biocide
Éthanol	Ethanol	64-17-5	Surfactant, biocide
Acide citrique	Citricacid	77-92-9	Contrôleur du fer
Résines phénoliques	Phenolicresin	9003-35-4	Agent de soutènement

Le risque écotoxicologique associé à ces composés chimiques est fonction de leurs caractéristiques, mais aussi de leur concentration, de leur biodisponibilité pour les organismes du milieu et des caractéristiques propres à ce milieu. Il demeure toutefois des incertitudes sur les effets potentiels de plusieurs composés organiques ou inorganiques contenus dans les eaux de fracturation, et ce, en raison de la variabilité des concentrations et des composés rapportés par les études, 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. Les lignes directrices provisoires interdisent déjà deux familles d'additifs : les surfactants à base d'alkylphénol éthoxylé et les substances répondant aux critères du Règlement sur la persistance et la bioaccumulation de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement de 1999. Les lignes directrices suggèrent de substituer les produits bioaccumulables ou persistants à des produits moins dommageables pour l'environnement.

Afin de circonscrire et de limiter les risques liés à la contamination des eaux souterraines ou de surface, il pourrait s'avérer nécessaire, conformément au RPEP, de :

- caractériser les eaux souterraines à l'état initial, notamment afin de vérifier la présence de méthane ou celle d'autres contaminants qui peuvent s'y trouver naturellement avant le début des travaux de forage et de fracturation;
- faire des suivis sur la qualité de l'eau souterraine aux têtes de puits, sur les sites de forage, en amont et en aval de ces sites et dans les puits d'approvisionnement qui les entourent, à l'intérieur d'une certaine distance.

Afin d'éviter la contamination des eaux souterraines ou de surface par migration des eaux usées et des contaminants chimiques, il sera nécessaire, le cas échéant :

- de stocker, de manipuler et de transporter les eaux usées, les eaux de reflux et les eaux de formation 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 selon les bonnes pratiques. Ils doivent pouvoir répondre efficacement aux besoins de stockage tout en résistant aux contraintes auxquelles ils seront soumis;
- d'utiliser une membrane imperméable sur le site pour minimiser l'impact des fuites et la contamination des sols;
- d'installer des bermes en bordure des sites de forage ou des réservoirs.

Il serait nécessaire d'acquérir des connaissances additionnelles sur la toxicité et la persistance de certains composés utilisés comme intrants de fracturation et de développer des critères relativement à la qualité des eaux usées.

Recommandation : Migration et contamination des nappes phréatiques

La contamination des eaux découlant de la fracturation hydraulique peut être occasionnée par une défaillance de l'équipement, des réservoirs ou des puits, par une erreur humaine, ou par d'autres causes telles que les conditions climatiques et le vandalisme. À ce sujet, il y aurait lieu :

- de caractériser l'état initial des nappes phréatiques;
- de déterminer le risque de migration des fluides vers les aquifères par des fissures naturelles ou induites;
- d'utiliser une membrane imperméable sur le site pour réduire l'impact des fuites et la contamination des sols;
- de stocker les eaux usées dans des réservoirs fermés et de les manipuler avec précaution, en particulier lorsqu'elles sont transportées, en s'assurant de ne pas contaminer le milieu naturel par ruissellement ou par infiltration;
- d'installer des bermes en bordure des sites de forage pour diminuer les impacts des fuites et la contamination des sols;
- d'implanter une usine de traitement des eaux centralisée avec rejet en mer (phase d'exploitation);
- d'élaborer un plan de gestion des matières résiduelles;
- d'instaurer un suivi de la qualité des eaux souterraines conformément au RPEP.

Transport des personnes et des marchandises

Le transport des personnes et des marchandises ainsi que le transfert et le stockage des liquides et des solides vers un site de forage pétrolier et gazier, ou à partir de celui-ci, présentent des risques de contamination pour les sols et les eaux.

La fracturation hydraulique peut générer une circulation de véhicules de l'ordre de 2 000 allers-retours par site pendant la durée de vie d'un puits, et ce, sans égard au nombre de plateformes. Ce total peut être moindre si l'eau est acheminée au site par des conduites. Tout le matériel et tous les équipements nécessaires aux activités associées à la fracturation hydraulique, incluant les produits chimiques, sont transportés sur le site par camions. De plus, les eaux usées qui proviennent des opérations sont généralement transportées par camion-citerne vers les sites de traitement ou vers un autre puits pour être réutilisées.

À la suite de fuites et de déversements de toute nature, plusieurs contaminants (adjuvants de fracturation, huile à moteur, hydrocarbures pétroliers, effluents, etc.) peuvent s'écouler sur les sols et atteindre les eaux de surface. Les fuites peuvent aussi être causées par le bris d'une partie de l'équipement, par exemple les pompes et les tuyaux qui transportent des produits chimiques.

Déboisement

La préparation des sites de forage et la mise en place de l'équipement nécessaire aux activités des puits perturbent la surface du sol. Étant donné que ces surfaces restent à nu pendant des périodes plus ou moins longues, les eaux de ruissellement entraînent les particules et 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 qui ne fait l'objet d'aucune mesure de gestion des eaux pluviales peut produire entre 85 et 100 tonnes de sédiments par hectare, par année.

Les *Lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière* (MDDELCC, 2014b) prévoient 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 qui recueille 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.

Protection de la biodiversité et de la nature

En milieu terrestre, les impacts de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures sur la faune et les habitats fauniques sont surtout attribués à l'aménagement et à l'utilisation des routes et des pipelines ainsi qu'à l'augmentation du transport des personnes et des marchandises. Ce sont, entre autres :

- la modification, la fragmentation et la réduction de la taille des habitats;
- l'exposition à des contaminants;
- la destruction du couvert forestier naturel
- l'implantation d'espèces végétales exotiques envahissantes;
- la perturbation du cycle de vie et du comportement de la faune consécutive aux nuisances telles que l'augmentation du bruit, de la luminosité, et de la circulation.

Il est essentiel que des mesures d'atténuation efficaces soient prises afin de diminuer les impacts sur le milieu récepteur. Elles doivent être adaptées aux impacts particuliers des projets auxquels elles s'appliquent et faire l'objet d'un suivi. Comme pour tout autre projet de développement, les impacts résiduels devront donner lieu à des compensations.

La conciliation des enjeux de conservation avec ceux de développement des hydrocarbures représente un défi important. Il peut y avoir des contraintes légales et réglementaires concernant les aires protégées, les espèces menacées ou vulnérables, les milieux humides et les habitats fauniques, les conditions de prélèvement et la protection des eaux et des contraintes d'aménagement, comme les failles et certaines infrastructures.

Il est important que les contraintes de conservation et les techniques soient définies non seulement en regard du cadre législatif et réglementaire, mais aussi dans une perspective de compatibilité des usages. L'établissement de zones d'usages définies peut avoir une incidence sur la faisabilité technique et économique des projets de développement.

Contrôle des nuisances et des risques induits

Les nuisances associées à l'exploration et à l'exploitation des hydrocarbures peuvent avoir des effets sur la qualité de l'air, les sols, la sismicité et le bruit.

Sols

Si un incident se produit, 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 usées déversées dans le sol. Les boues de forage contiennent de nombreuses substances non toxiques et des substances synthétiques dont la composition doit être déterminée. Cependant, en général elles ne sont pas considérées comme des matières dangereuses au sens réglementaire.

Les liquides de fracturation contiennent 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.

La mise en place d'une membrane imperméable sur le site de forage permet de réduire les risques de contamination des sols.

Sismicité

Le Québec est situé dans une région continentale stable avec une activité sismique naturelle relativement faible et plutôt sporadique. Toutefois, la vallée du Saint-Laurent est classée à risque élevé.

Les études réalisées dans le cadre de l'EES globale montrent que la fracturation hydraulique peut induire des effets sismiques généralement très faibles, nommés microsismicité. Les cas de sismicité induite directement liée à la fracturation hydraulique sont rares et de faible magnitude. Certains cas de sismicité induite plus intenses ont été rapportés, notamment au nord-est de la Colombie-Britannique. La possibilité que ces séismes plus importants soient liés à la disposition des eaux usées dans les couches géologiques profondes, ou à la fracturation hydraulique près de failles importantes, a été évoquée.



Qualification des séismes

Les séismes d'une magnitude inférieure à 3,5 sont généralement indétectables sans instruments spécialisés et ceux d'une magnitude de 3,5 à 4,5 demeurent très faibles et peu susceptibles de causer des dommages (Base nationale de données sismologiques du Canada (BNDS), 2015).

Un facteur important qui influence la dissipation de l'énergie en surface et donc son impact sur les bâtiments est la nature des sols.

Aux États-Unis et au Canada, même si les opérations de fracturation hydraulique n'induisent que très rarement une activité sismique, l'augmentation des débits et des volumes d'injection d'eaux de reflux a été associée à un certain nombre de tremblements de terre de magnitude faible à modérée. Cette pratique d'élimination des eaux usées nécessite l'obtention d'un certificat d'autorisation délivré par le MDDELCC. Pour ce faire, le promoteur devra présenter les conséquences de cette pratique sur l'environnement, ce qui pourrait s'avérer difficile. Il importe de préciser que, dans les premiers stades de développement des ressources qui nécessitent de la fracturation, les opérateurs testent différentes méthodes de stimulation, notamment en faisant varier la nature et la composition des fluides de fracturation, les volumes et les pressions. La réalisation d'essais d'injectivité avant d'entreprendre des opérations de fracturation permet d'en optimiser les paramètres initiaux et d'acquérir ainsi les connaissances de base sur la méthode, la technique et les pressions à utiliser.

Le suivi de la sismicité naturelle est actuellement assuré par un réseau de sismographes de la Commission géologique du Canada qui enregistrent les ondes associées aux séismes, même lorsqu'elles sont de très faibles amplitudes.

Recommandation : Sismicité induite

Il est rare que les opérations de fracturation hydraulique induisent des séismes, mais lorsque c'est le cas, leur magnitude va de faible à modérée. Pour diminuer les risques de séismes qui pourraient être occasionnés par la fracturation hydraulique, il est suggéré :

- d'établir les conditions naturelles de sismicité dans les régions où des opérations de fracturation hydraulique pourraient avoir lieu. Si nécessaire, le réseau de surveillance sismique devrait être amélioré;
- de faire une étude des contraintes géologiques des secteurs visés par des opérations de fracturation hydraulique afin d'anticiper les risques et d'évaluer l'importance des failles qui pourraient être activées par la fracturation;
- de procéder, le cas échéant, à une caractérisation des couches géologiques profondes afin de déterminer si la réinjection des eaux usées pourrait être faite de façon sécuritaire lors de futures opérations de fracturation;
- de développer les connaissances sur la nature des fractures induites par la fracturation hydraulique;
- d'utiliser la technique de suivi dite de « microsismicité » lors d'opérations de fracturation hydraulique afin de caractériser le comportement géomécanique des formations ciblées.

Qualité de l'air

Une partie des émissions dans l'air est issue des combustibles (gaz naturel et diesel) utilisés pour la préparation du site, le forage, la complétion, l'extraction, le traitement et le transport des hydrocarbures.

En plus des GES, les activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures sont susceptibles d'émettre de nombreux contaminants atmosphériques, au nombre desquels :

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

L'impact, sur la qualité de l'air, de l'émission des contaminants atmosphériques associés à l'exploration et à l'exploitation d'hydrocarbures doit être évalué à l'aide d'une modélisation de la dispersion atmosphérique en vertu des dispositions du Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère (RAA). Selon la modélisation de la dispersion atmosphérique des contaminants réalisée dans le cadre de l'EES sur les gaz de schiste (SNC-Lavalin, 2013), le développement du gaz de schiste à petite ou à grande échelle dans les basses-terres du Saint-Laurent pourrait avoir une importance 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. Le 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).

Les Lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière précisent notamment les exigences relatives aux demandes d'autorisation et aux émissions atmosphériques.

Bruit

Les principales sources de bruit liées au développement de l'industrie des hydrocarbures proviennent notamment de la construction des routes, de l'augmentation du camionnage et de l'aménagement des sites de production ainsi que des opérations de forage et de fracturation hydraulique. Ces sources de bruits peuvent engendrer un stress important chez les gens qui occupent les résidences les plus proches des sources de bruit. Par ailleurs, on connaît mal l'impact du bruit sur la faune.

Les nuisances sonores seraient importantes, bien que temporaires, lors des étapes de préparation des sites de forage. Une fois les sites mis en production, les nuisances sont normalement réduites, puisqu'il n'y a plus de machinerie sur les lieux. Certaines installations représentent toutefois des sources d'émissions permanentes. C'est le cas de certaines stations de pompage, de l'usine de traitement des hydrocarbures de même que de l'usine de liquéfaction lorsqu'il y en a une sur le site. Les facteurs topographiques et climatiques ainsi que les propriétés de l'équipement sont susceptibles d'influencer le niveau sonore dans le voisinage.

Le choix des sites de forage et des voies d'accès devrait tenir compte de l'emplacement des zones sensibles (telles qu'elles sont définies dans la note d'instructions 9801 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.

Qu'ils soient considérés de façon indépendante ou cumulative, les impacts sonores engendrés par l'industrie des hydrocarbures 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. Des mesures d'atténuation éprouvées telles que les buttes-écrans, l'interdiction des freins moteurs sur les voies d'accès, l'installation de silencieux performants peuvent être mises en place selon les caractéristiques du projet.

Contaminations accidentelles en cas de déversements

Les impacts des déversements accidentels de pétrole sont normalement liés à la contamination des sols et des eaux souterraines, aux odeurs et aux risques d'explosion ou d'incendie. En outre, les déversements de pétrole dans les milieux aquatiques peuvent aussi s'avérer problématiques en raison de la dispersion rapide des hydrocarbures dans les cours d'eau, donc, éventuellement dans la colonne d'eau.

Les déversements en milieu terrestre sont en grande partie soumis à la réglementation sur les terrains contaminés. Dans le cas d'un déversement accidentel, toute la contamination doit être immédiatement enlevée et les sols doivent être nettoyés ou traités sur place, sans délai, conformément aux articles 8 et 9 du Règlement sur les matières dangereuses (RLRQ, Q-2, r. 32). Les sols peuvent être traités sur place à l'aide d'un traitement *in situ* ou *ex situ* ou gérés à l'extérieur du site dans un lieu autorisé à les recevoir, dans le respect du Règlement sur l'enfouissement des sols contaminés (RLRQ, Q-2, r. 18) et du Règlement sur le stockage et les centres de transfert de sols contaminés (RLRQ, Q-2, r. 46).

Gestion des risques liés au transport des hydrocarbures et à leur manutention

Transport ferroviaire

Le transport de pétrole brut par train a augmenté au Canada, passant de 500 wagons complets en 2009 à 157 000 en 2015. En 2012, les accidents ferroviaires lors du transport de matières dangereuses (qui ne concernent pas que les hydrocarbures) représentaient 12 % des accidents sur le réseau canadien de compétence fédérale. Ce type d'évènement a d'ailleurs connu une hausse importante depuis cette évaluation.

De plus, l'accident à Lac-Mégantic a mis en lumière les risques de ce mode de transport et soulevé de nombreuses questions dans la population. Depuis cet accident majeur, le gouvernement fédéral, qui est responsable du transport ferroviaire interprovincial, a mené plusieurs actions de front afin de hausser les exigences concernant la sécurité du transport de matières dangereuses par train. Il a notamment :

- imposé des normes plus sévères de construction pour les wagons-citernes (adoptées en avril 2014) et retiré de la circulation ceux qui étaient moins résistants;
- adopté un nouveau règlement pour renforcer la surveillance ainsi que la sécurité ferroviaire (en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2015);
- adopté une loi pour renforcer le régime de responsabilité et d'indemnisation pour les compagnies de chemin de fer (en juin 2015).

Pour améliorer la sécurité du transport ferroviaire d'hydrocarbures, l'Examen des mesures de prévention, de préparation et d'intervention en cas d'accident majeur – milieu terrestre (GTVS01) suggère :

- que le CN offre une formation aux municipalités qui en exprime le besoin sur l'application AskRail™, ce qui leur permettra d'avoir accès en temps réel au contenu des wagons d'un convoi ferroviaire;

- que l'ensemble des chemins de fer sur le territoire québécois, de compétence fédérale ou provinciale, soit soumis aux mêmes standards de performance, de sécurité et d'inspection;
- d'évaluer l'opportunité pour les chemins de fer de compétence provinciale, d'utiliser une approche fondée sur les systèmes de gestion de la sécurité (SGS)¹⁹, et d'y consacrer les ressources nécessaires afin d'en assurer le suivi adéquat le cas échéant.

Différentes mesures sont également proposées, notamment pour gérer les risques reliés au transport ferroviaire du projet de terminal pétrolier de Belledune :

- l'utilisation des wagons TC/DOT-117 ou de wagons plus sécuritaires s'ils devenaient disponibles pour le transport des produits pétroliers;
- la publication, par Transports Canada, des rapports de suivi, de contrôle et d'inspection, ainsi que des avis d'infraction pour l'ensemble du territoire québécois dans les six semaines suivant les inspections et les contrôles effectués, à l'instar des dispositions récemment instaurées pour les pipelines par l'Office national de l'énergie du Canada (ONE);
- la mise en ligne, par Transports Canada, de l'ensemble de la documentation visée par l'article 37 du Règlement de 2015 sur le système de gestion de la sécurité ferroviaire afin que le Gouvernement du Québec et les municipalités puissent faire part de leurs observations et de leurs questions et que Transports Canada puisse assurer un suivi rigoureux auprès du Canadien National (CN);
- la diffusion, dans les municipalités où circuleront les convois de pétrole brut, du plan d'intervention d'urgence (PIU) requis par le Règlement sur le transport des marchandises dangereuses (DORS/2015-100) afin de les informer des ressources d'intervention prévues pour qu'elles puissent coordonner leur plan avec les intervenants désignés dans les PIU;
- l'accompagnement des petites municipalités dans l'élaboration de leur plan de mesures d'urgence et la formation des intervenants;
- la réalisation d'exercices conjoints, à fréquence déterminée, entre les services de sécurité incendie des municipalités ou des regroupements de municipalités et les intervenants désignés dans les PIU, qui devraient être consignés dans un rapport et remis aux municipalités pour un suivi;
- la révision, par les municipalités, de leur schéma de couverture de risques en cas d'incendie afin qu'elles prennent les dispositions qui découleront de cette évaluation, dont la formation de leur personnel, notamment celle donnée par le CN, et la familiarisation avec les plans d'urgence de celui-ci.

¹⁹ Un système de gestion de la sécurité (SGS) est un plan officiel conçu pour favoriser une culture de sécurité au sein d'une organisation, en attribuant des responsabilités et l'obligation de rendre compte en matière de sécurité à tous les niveaux.

Ces recommandations sont également pertinentes pour l'ensemble du transport ferroviaire québécois et pourraient être applicables dans d'autres situations.

Transport par pipelines

La présence d'argiles sensibles dans les basses-terres du Saint-Laurent est susceptible de gêner les activités de construction et de planification des pipelines. La traverse de cours d'eau comporte, entre autres, des risques de glissement de terrain et d'impacts environnementaux. Il existe deux types de traverses, aérienne et souterraine, et plusieurs techniques de construction. Elles sont présentées dans le tableau 3.6 et détaillées dans l'étude GTRA03.

Tableau 3.6 : Techniques pour la construction des traverses

Type de traverse	Technique	
Aérienne	Fixation sur pont Travée ou pont autoportant	
Souterraine	Tranchée ouverte	▪ Charrue défonceuse type ▪ Trancheuse à roue-pelle ▪ Excavatrice ▪ Pelle à benne trainante ▪ Dragage
	Tranchée isolée	▪ Conduite de dérivation ▪ Barrage et pompe ▪ Dérivation par pompe à haut volume ▪ Batardeau ▪ Dérivation du chenal
	Sans tranchée	▪ Courtes distances ▪ Fonçage horizontal à percussion ▪ Forage horizontal à la tarière ou vis sans fin ▪ Forage horizontal par alésage ou avec marteau ▪ Longues distances ▪ Forage dirigé ▪ Tunnel et forage en poussée

Chaque technique a ses limites, ses avantages, et ses inconvénients et nécessite certaines précautions. Une analyse multicritère a été proposée comme outil d'aide à la décision pour la sélection des types de traverses. Les 19 critères considérés, qui font l'objet d'une pondération, figurent dans le tableau 3.7.

Tableau 3.7 : Critères considérés dans l'analyse multicritère pour la sélection des types de traverses

Type de variable	Numéro	Nom de la variable
Données hydrologiques/hydrauliques	1	Régime du cours d'eau
	2	Débit du cours d'eau
	3	Potentiel d'affouillement
	4	Présence de zones inondables
	5	Niveau de la nappe phréatique
Données géométriques	6	Largeur du canal
	7	Profondeur du canal
Données géologiques/ géotechniques	8	Géologie
	9	Géotechnique
Données environnementales/ sociales	10	Habitats et circulation de poissons
	11	Navigabilité
	12	Utilisateurs d'eau en aval
	13	Proximité de résidences
Contraintes réglementaires/ techniques	14	Droits de passage
	15	Proximité d'autres infrastructures
	16	Sécurité pour la construction
	17	Diamètre de la conduite
	18	Différence d'élévation entre l'entrée et la sortie de la conduite
Contraintes économiques	19	Coût

Le modèle utilisé ne permet pas d'être absolument certain de la faisabilité d'une méthode par rapport à une autre, mais donne plutôt un classement des méthodes en faisant une moyenne des critères considérés. Dans la pratique, un critère précis peut empêcher l'application d'une technique sur le site étudié.

Pour atténuer les risques de glissement de terrain, le promoteur devrait :

- procéder à des études géotechniques sur la stabilité des talus des cours d'eau traversés;
- prévoir des mesures pour améliorer la stabilité des pentes argileuses si les résultats des études de stabilité montrent que les coefficients de sécurité des talus sont insuffisants;
- faire un suivi des talus argileux dans les endroits les plus critiques, au moyen d'inspections visuelles et aériennes, de levées géodésiques ou d'inclinomètres, pour évaluer les mouvements en profondeur des sols. L'emploi de piézomètres et de repères de surface installés sur les talus peut apporter une aide supplémentaire.

Plateformes multimodales

Depuis 2008, les statistiques disponibles montrent que plus de 72 % des accidents dans le transport des matières dangereuses, tous modes de transport confondus, surviennent dans les endroits où les marchandises sont préparées pour l'expédition, chargées, déchargées ou entreposées.

Il existe un trop grand nombre d'exigences de la part de différents ministères sur les mêmes enjeux, ce qui nuit à la conformité réglementaire. Les exigences concernant la formation, les mesures de sécurité et la déclaration d'accident ne permettent pas d'atteindre un niveau de sécurité suffisant (GTRA01).

Un décalage assez important est constaté entre les bonnes pratiques de l'industrie et la réglementation. Généralement, les pratiques des grandes entreprises vont au-delà de la réglementation alors que les petites entreprises ont des moyens restreints pour s'y conformer.

Les inspections inopinées dans les entreprises sont en baisse et le nombre d'inspecteurs est insuffisant, ce qui peut nuire à l'atteinte d'une conformité réglementaire totale.

Dans le but d'améliorer ces lacunes, il est suggéré :

- de réviser le cadre réglementaire en matière de formation²⁰, de mesures de sécurité et de déclaration d'accident;
- d'assortir aux inspections ordinaires des mécanismes complémentaires (déjà utilisés dans certaines entreprises) comme l'autocontrôle ou l'obligation de divulguer publiquement de l'information sur les risques présents;
- d'augmenter les ressources affectées à l'inspection.

Interventions après un déversement en milieu terrestre

Lors d'un déversement d'hydrocarbures ou de toute autre matière dangereuse, l'entreprise responsable 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. Le plan des mesures d'urgence devrait :

- définir les rôles et les responsabilités des intervenants;
- déterminer les risques;
- préciser la zone de planification d'urgence;
- établir les communications pour les personnes situées à l'intérieur de la zone de planification d'urgence;

²⁰ Les employés suivants sont particulièrement concernés : les opérateurs, les chauffeurs chargés des opérations de chargement et de déchargement des hydrocarbures ainsi que les représentants des services d'urgence.

- faire la liste des ressources disponibles et des mesures de prévention et d'intervention en cas d'urgence ;
- préciser les équipements et le personnel requis pour une intervention diligente sur le site lors d'une urgence;
- prévoir des activités de formation portant sur les risques que présenterait cette industrie ainsi que sur les mesures de prévention et d'intervention en cas d'urgence. Ces activités doivent être offertes aux premiers intervenants des municipalités concernées;
- informer, les citoyens et les communautés des risques afférents aux activités de l'industrie et des mesures à prendre en cas de sinistre.

Les risques qui devraient être considérés dans l'élaboration du plan de mesures d'urgence sont :

- les risques de migration et de contamination des nappes phréatiques et du sol à partir du sol et de la sous-surface;
- les venues accidentelles de gaz;
- les explosions;
- les incendies;
- les feux de forêt;
- la présence possible d'H₂S;
- les risques de blessures liés aux opérations ainsi qu'au transport et à la manipulation de matières dangereuses.

En plus de l'entreprise, des intervenants de différents ministères et organismes peuvent être appelés à intervenir lors d'une situation d'urgence environnementale, en vertu de leurs rôles et de leurs responsabilités. En milieu terrestre, les municipalités sont les principaux et les premiers intervenants lors d'une situation d'urgence sur leur territoire. Toutefois, le MDDELCC a aussi compétence pour intervenir lors d'une situation d'urgence environnementale en s'assurant d'atténuer les impacts sur l'environnement. Le MDDELCC apporte son soutien aux municipalités par l'entremise de son service « UrgenceEnvironnement ».

Gestion des matières dangereuses

Le Règlement sur les matières dangereuses, dont le MDDELCC est responsable, régit déjà certaines activités de l'industrie. Les Lignes directrices provisoires sur l'industrie pétrolière et gazière sont également claires à ce sujet. Toutefois, il faudrait examiner l'ensemble des activités de l'industrie afin de s'assurer que tous les produits dangereux sont manipulés conformément au règlement et ajouter à la liste des produits dangereux ceux qui devraient y être et qui n'y figurent pas.

3.2.2 Milieu marin

Les installations d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin nécessitent des intrants et de l'énergie et peuvent rejeter différents contaminants produits pendant les travaux de forage et de fracturation hydraulique.

Les impacts potentiels du développement des hydrocarbures et les conséquences d'un accident ou d'un déversement majeur pendant leur transport, ainsi que les mesures de prévention pertinentes, figurent dans les annexes 5 et 7. Notons que ces tableaux ont été présentés dans la synthèse du bilan des connaissances et qu'ils ont pu être améliorés grâce aux connaissances acquises dans le cadre du PACA.

Ces installations d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures peuvent rejeter différents contaminants dans le milieu marin. Ceux-ci proviennent, entre autres, des eaux de ruissellement qui s'écoulent à la surface des installations, des déblais de forage rejetés lors de la phase d'exploration et des eaux de production. Ces intrants et ces rejets peuvent avoir des impacts sur le milieu récepteur et peuvent nuire à la biodiversité. 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 à 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.

Impact potentiel de l'utilisation du territoire marin

Parmi les éléments pouvant avoir un impact sur l'utilisation du territoire (tableau 3.8), citons la présence des unités d'exploration et d'exploitation dans le milieu marin et les rejets de matières résiduelles, qui sont essentiellement des résidus de forage.

À chacune des étapes du cycle de vie de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures, 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 et 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, modifier substantiellement les habitats naturels de la faune et de la flore marine et la circulation des poissons et des mammifères, et nuire au transport maritime et à la pêche.

Tableau 3.8 : 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 marin

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 des installations de forage et des navires de soutien
Construction	■ Perturbation du fond marin (ancrage, puits de production, puits d'injection, équipement sous-marin, pipelines) ■ Présence de navires de soutien, de navires de pose de pipelines
Production	■ Présence des installations de production et de l'équipement sous-marin ■ Présence de navires de stockage, de transport des hydrocarbures et de pipelines ■ Augmentation des risques de déversements divers
Fin de vie	■ Présence des installations de démontage ■ Présence des installations démontées et éliminées sur le fond marin

La présence éventuelle d'installations d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures dans le chenal Laurentien pourrait avoir un impact sur les habitats benthiques présents sur le site, comme les coraux mous, les éponges, et certains poissons benthiques tels que la morue, le sébaste et la plie canadienne.

La mise en place d'installations d'exploration et d'exploitation risque d'avoir un impact sur les oiseaux qui peuvent être attirés par les sources lumineuses des installations et entrer en collision avec elles. Les installations en milieu marin sont aussi susceptibles de créer des conflits d'usage entre l'industrie pétrolière et gazière et celles du transport maritime et de la pêche. Elles peuvent même présenter un risque de collision avec les navires.

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.

L'industrie doit prendre toutes les mesures qui s'imposent pour limiter son empreinte sur le territoire et sur les territoires de pêche à proximité. Lors des consultations publiques, certains intervenants ont mentionné la nécessité d'avoir une gestion coordonnée et commune entre les provinces riveraines du golfe. Il est clair que la gestion des conflits d'usage passe par un ensemble de mesures qui touchent non seulement le domaine environnemental, mais plusieurs autres sphères de l'activité humaine.

Impact potentiel des rejets

Les installations d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin peuvent rejeter différents contaminants qui proviennent, par exemple, des eaux de ruissellement qui s'écoulent à la surface des installations, des boues et des déblais de forage (résidus de forage) ou des eaux de production. Ils peuvent avoir des impacts sur les écosystèmes marin et terrestre.

À la différence des boues à base synthétique, les boues et les déblais à base d'eau ont tendance à se disperser facilement lors de leur rejet en milieu marin. 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 de résidus de forage en mer peuvent, selon différents mécanismes, provoquer les impacts suivants :

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

Le dépôt des résidus de forage sur le fond marin peut entraîner localement une diminution de l'abondance et de la biodiversité de la faune et de la flore, parallèlement à une hausse des populations d'espèces opportunistes. Le milieu marin est en général recolonisé par les communautés benthiques à l'intérieur d'un an. Au fur et à mesure que la quantité de contaminants diminue, le milieu retrouve une structure proche de l'état initial dans les trois à cinq ans suivant l'arrêt des rejets de déblais.

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 m de la plateforme. En plus de la diminution du succès reproducteur et de la 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 plateformes, 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 plateformes, à la suite d'exposition s'échelonnant sur plusieurs semaines, voire plusieurs mois.

Le principal moyen à mettre en place pour limiter la contamination du milieu marin aux abords des plateformes de forage est d'avoir un système de traitement efficace et de limiter les rejets dans l'environnement. Le rejet de boues de forage à base d'huile devrait être proscrit comme cela se fait ailleurs dans le monde.²¹ Les autorités norvégiennes interdisent le rejet de boues de forage à base d'huile depuis 1993 dans le milieu environnant des plateformes. D'autres mesures de cet ordre pourraient être envisagées.

Contrôle des nuisances et des risques induits

Les nuisances associées à l'exploration et à l'exploitation des hydrocarbures en milieu marin peuvent avoir des effets sur la qualité de l'air, les émissions de GES, la lumière, le bruit et la gestion des matières résiduelles et des eaux usées.

Qualité de l'air et émissions atmosphériques

Les principales sources d'émissions atmosphériques pendant le cycle de vie de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu marin sont présentées dans le tableau 3.9. Une partie de ces émissions 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 sont issues des gaz 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.

21 Notamment la Norvège, les États Unis, la Grande-Bretagne.

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 de ces émissions atmosphériques provenant des installations extracôtières du Canada sur la santé humaine a été peu considéré étant donné la distance qui séparent les installations des côtes et la dispersion par les vents marins (Lee et collab., 2011). Le méthane et le dioxyde de carbone sont les principaux GES émis lors des activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures. Les émissions de méthane se produisent dans des conditions normales d'exploitation, lors des entretiens de routine et en cas de perturbation des installations pétrolières et gazières (GMI, 2011).

Ces émissions sont régies par le RAA qui fixe les normes en matière de protection de la santé humaine. Le respect de ces normes assure le maintien de la qualité de l'air et l'innocuité pour les populations potentiellement affectées par ces émissions. Toutefois, il pourrait être nécessaire de revoir l'application du RAA dans ce contexte.

Tableau 3.9 : Principales sources d'émissions atmosphériques lors de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu marin

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 pour ce qui est des 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 des installations de production; groupes électrogènes; fonctionnement des installations 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)

Source : Genivar, 2011

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 3.10). L'émission de lumière peut avoir un impact sur les oiseaux marins attirés par les sources lumineuses. Certaines espèces de plancton et de poissons pélagiques peuvent aussi être attirées par ces sources lumineuses et être victimes d'une hausse de prédation à la surface de l'eau.

Tableau 3.10 : Principales sources d'émission de bruit et de lumière lors de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu marin

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

Source : Genivar, 2011

Les principales sources d'émissions de bruit proviennent des levés sismiques lors de la phase exploratoire. En plus du 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. Du bruit est aussi émis par les différents navires utilisés (navires de soutien, transport des hydrocarbures, etc.) de même que par les unités aéroportées.

Les installations d'exploration et d'exploitation émettent aussi des vibrations sous-marines et aériennes occasionnées par les propulseurs d'étrave et la machinerie en surface (turbines, pompes, compresseurs, génératrices). Sous l'eau, les émissions de bruit 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 les installations d'exploration ou d'exploitation est produit par les propulseurs d'étrave qui les maintiennent en position.

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

Gestion des risques liés aux transports

Les risques associés aux contaminations accidentelles sont nombreux et différent en fonction du mode de transport utilisé (par oléoduc ou navire pétrolier), 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 conséquences d'un déversement accidentel d'hydrocarbures sur l'écosystème du golfe du Saint-Laurent peuvent être considérables parce que les conditions 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 basse 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. La gestion d'un déversement se fait en fonction de son ampleur et du comportement de la nappe de pétrole.

La présente section aborde les risques, l'examen du régime d'intervention ainsi que les méthodes d'intervention.

Accidents liés au transport maritime

À l'échelle internationale, le nombre et le volume de déversements ont considérablement diminué depuis les années 1970, et ce, bien qu'il y ait eu une augmentation notable du transport d'hydrocarbures. Tous navires confondus, une tendance à la baisse du nombre d'incidents et d'accidents est également observée sur le fleuve Saint-Laurent depuis 1980.

Entre 1980 et 2013, 433 incidents ou accidents sur le fleuve Saint-Laurent concernaient des pétroliers, quatre des gaziers et 130, des chimiquiers. De ce nombre, trois pétroliers ont été déclarés perte totale, dont l'un était responsable d'un déversement de 185 tonnes de pétrole brut²². Les principales causes des accidents survenus sur le fleuve sont l'échouement et les problèmes mécaniques, suivis des incendies et des explosions et des collisions et des contacts. Le taux des incidents et des accidents des navires immatriculés au Canada (0,025 %), en fonction du nombre de passages, est en deçà de celui des navires provenant de pays étrangers.

À la suite de l'inversion de la canalisation 9B d'Enbridge en novembre 2015, deux navires de classe Panamax (max. 80 000 t) font la « navette » pour transporter du pétrole brut par navire entre Montréal et Lévis, de deux à trois fois par semaine. Ces navires remplaceront en bonne partie les arrivages internationaux qui parvenaient à Lévis par navires de classe Suezmax via le golfe du Saint-Laurent.

Rôles et réglementation en cas de déversement en milieu marin

Le Canada et la majorité des pays sont signataires de conventions internationales portant sur les interventions en cas de déversement. Le Canada et les États étudiés (GTVS02) ont mis sur pied, parfois conjointement, un système de contrôle des navires par l'État du port²³ afin de se prémunir notamment contre les États du pavillon²⁴ qui n'appliquent pas la réglementation avec la même rigueur. Indépendamment des contrôles des États, les compagnies pétrolières, notamment celles qui sont présentes sur le fleuve Saint-Laurent, ont également mis en place un système international de contrôle des navires-citernes.

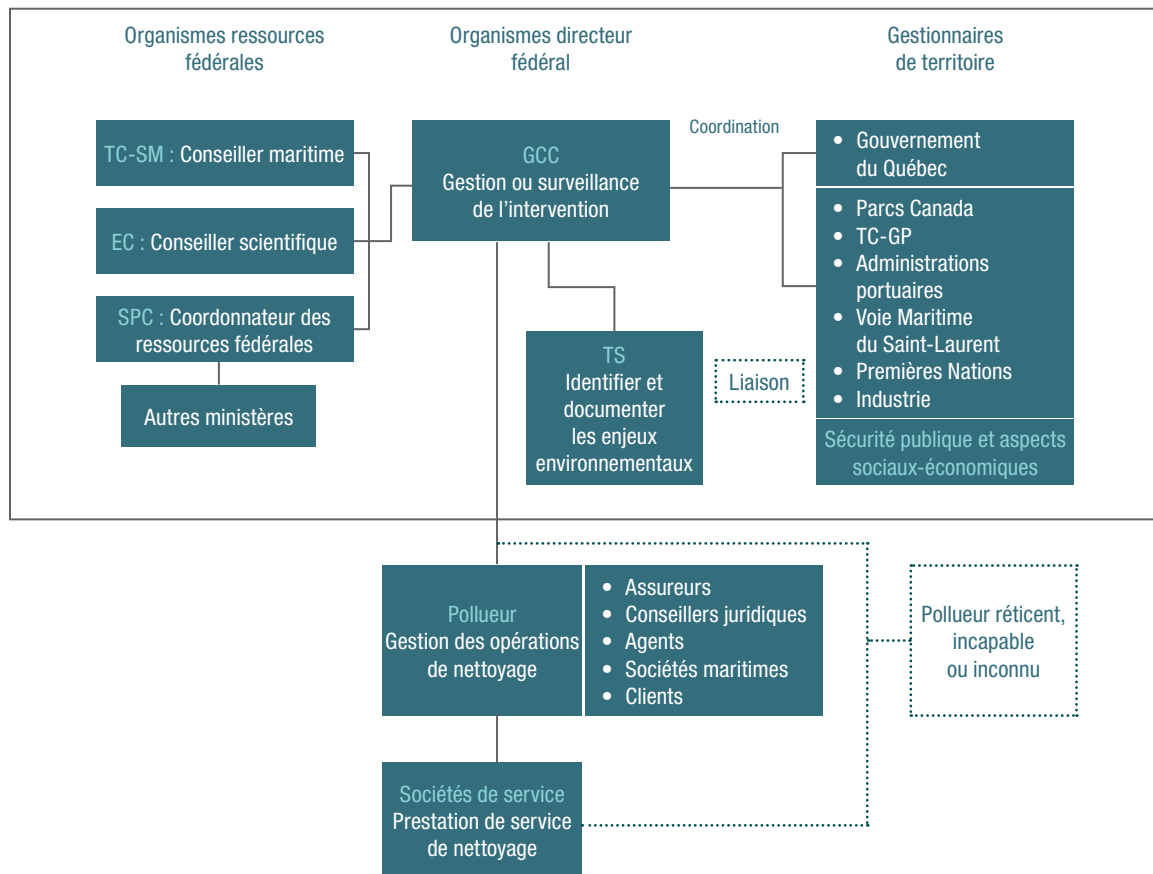
²² À titre de comparaison, l'Exxon Valdez en a déversé environ 40 000 t.

²³ 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 exploité conformément à ces règles.

²⁴ 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 de l'équipement, ainsi que des essais opérationnels de sauvetage et des essais avec les appareils d'extinction.

Le Régime de préparation et d'intervention en cas de déversements d'hydrocarbures en milieu marin, et par extension en milieu fluvial, s'appuie sur le principe du pollueur-payeur et définit les rôles et les responsabilités, illustrés dans la figure 3.1, des organisations chargées d'intervenir lors d'un déversement.

Figure 3.1 : Organisations chargées d'intervenir lors d'un déversement d'hydrocarbures en milieu marin



Source : Garde côtière canadienne

Légende : TC-SM (Transports Canada – Sécurité maritime), EC (Environnement Canada), SPC (Services partagés Canada), GCC (Garde côtière canadienne)

La Société d'intervention maritime de l'Est du Canada (SIMEC), régie par le Règlement sur les organismes d'intervention et les installations de manutention d'hydrocarbures, possède l'expertise requise pour intervenir en cas de déversement d'hydrocarbures en milieu marin dans le fleuve Saint-Laurent, qu'il soit majeur ou non. Celle-ci possède trois centres d'intervention au Québec (Verchères, Sept-Îles et Québec). Des organismes tels qu'Hydro-Québec et le CN y sont affiliés pour disposer de moyens d'intervention en cas de déversement en milieu marin.

La capacité d'intervention de la SIMEC dépasse largement la norme d'intervention la plus exigeante indiquée au tableau 3.11, soit 10 000 tonnes dans un délai de 72 heures.

Tableau 3.11 : Normes applicables aux opérations de récupération pour les organismes agréés

Niveau	Déversements	Délais d'intervention	Traitement du rivage	Durée de récupération sur l'eau	Équipements
1	150 tonnes	6 heures	500 m/ jr	10 jours	Stockage suffisant pour 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					

Source : Gouvernement du Canada, Innovation maritime

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 MDDELCC ou le ministère de la Sécurité publique.

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 conclues au Québec.

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.

Améliorations au régime actuel

À la suite de travaux visant à améliorer le Régime de préparation et d'intervention en cas de déversements d'hydrocarbures en milieu marin, le comité d'experts²⁵ a fait part des recommandations suivantes :

- l'élaboration de plans d'intervention localisée tenant compte des spécificités et des risques par secteur, notamment pour le fleuve 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 du pollueur-payeur avec l'abolition de 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. Cela permettra à la Caisse d'établir un compte d'urgence pour appuyer les opérations d'intervention entreprises par la Garde côtière canadienne;
- le renforcement du leadership et de la gérance par la mise sur pied d'un comité interministériel destiné à assurer la cohérence du plan national auprès des intervenants concernés;

²⁵ Pour les recommandations détaillées, voir l'annexe A de l'étude GTVS02.

- le développement de plans de communication pour mieux faire connaître le Régime au public;
- l'amélioration continue du Régime par la cueillette d'informations 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.

Il faut mentionner que le Gouvernement du Québec participe à l'élaboration des plans d'intervention localisée du gouvernement fédéral, qui vont permettre l'adaptation de normes spécifiques au milieu (quantité, climat, intervenants). Le comité de sécurité du transport maritime sous l'autorité du Secrétariat à l'implantation de la Stratégie maritime du Québec représente le gouvernement sur ce groupe de travail. Cette stratégie prévoit d'ailleurs :

- créer un centre d'expertise spécialisé dans la prévention, la préparation et les interventions d'urgence environnementale aux Îles-de-la-Madeleine;
- allouer une somme de 3,4 M\$ sur cinq ans pour soutenir la recherche et l'acquisition de connaissances et l'élaboration d'outils. Ces outils viendront soutenir l'expertise et la prise de décision municipale et gouvernementale pour une préparation et une intervention d'urgence à l'échelle locale, régionale et provinciale lors de déversements d'hydrocarbures sur le territoire maritime du Québec.

Il est suggéré :

- de mieux définir la participation du Gouvernement du Québec et des municipalités dans les plans d'urgence pour les déversements en milieu marin;
- de se pencher sur la pertinence d'étendre l'application du plan d'intervention localisée à d'autres zones géographiques;
- 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 mécanisme de liaison avec les municipalités sur la question des déversements d'hydrocarbures en milieu marin;
- de donner aux municipalités un meilleur accès aux analyses approfondies des risques et des 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.

Indemnisation des dommages

Le Canada et l'ensemble de la communauté internationale fixent des limites dans les types de dépenses indemnifiables pour la remise en état des écosystèmes alors que 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.

Au Canada, 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 et évalue les demandes d'indemnisation qui lui sont présentées, lesquelles sont sujettes à un droit d'appel auprès de la Cour fédérale du Canada. 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

Le Canada et le Québec font de la recherche pour mieux connaître les impacts d'un déversement et développer des techniques de récupération et de remise en état des lieux. Le financement et les priorités de recherche ne font pas l'objet d'un plan national concerté et ne tiennent pas toujours compte des particularités du fleuve Saint-Laurent.

Afin de bien préparer les dossiers d'indemnisation, il est important de documenter rigoureusement l'état initial des milieux touchés. Les EES précédentes dans le golfe et l'estuaire du Saint-Laurent ont fourni une description préliminaire de l'état initial des milieux. Les études entreprises par le MDDELCC en 2012-2013 et le Plan d'action Saint-Laurent contribuent à enrichir les connaissances sur le milieu.

Impacts des déversements accidentels

L'ampleur des impacts d'un accident majeur dépend de sa nature et du contexte dans lequel il se produit. Dans le cas d'une fuite ou d'un déversement d'hydrocarbures ou d'autres produits toxiques, les conséquences potentielles sont étroitement liées au degré de toxicité et à la quantité de produits émis ou déversés. Le degré des impacts est aussi lié aux caractéristiques du milieu :

- les caractéristiques physiques propres au site : milieu terrestre ou marin, topographie, type de sédiments, hydrologie, couvert forestier, courants, marées, présence de glace, température;
- la population humaine à proximité;
- le type et l'intensité des activités humaines;
- les espèces floristiques et fauniques situées dans la zone d'influence du déversement, particulièrement les espèces menacées ou vulnérables;

- la rapidité et l'efficacité des opérations de sauvetage et de nettoyage;
- les techniques et les produits de nettoyage employés (dispersants ou émulsifiants), lesquels, dans certaines circonstances, ont eux-mêmes des effets toxiques, parfois mal connus.

Les impacts peuvent être de différentes natures. Il peut s'agir :

- d'impacts sur la santé humaine : décès et blessures lors d'un incendie ou d'une explosion, céphalées ou problèmes respiratoires dus aux émanations toxiques, contamination de l'eau potable par la contamination des réservoirs d'eau de surface et souterraine, ingestion d'aliments contaminés, troubles psychosociaux;
- d'impacts environnementaux en milieu terrestre : contamination des sols et des aquifères, destruction d'habitats sensibles pour la faune et la flore;
- d'impacts environnementaux en milieu marin et côtier : mortalité d'organismes aquatiques, de mammifères marins et d'oiseaux, dégradation importante de la flore aquatique et de celle des milieux côtiers;
- d'impacts économiques : impacts négatifs sur l'agriculture, le tourisme, les activités récréatives, la pêche commerciale et l'aquaculture; perturbation des activités normales personnelles ou professionnelles; coût élevé des opérations de nettoyage.

Certains de ces impacts peuvent se faire sentir à long terme. Ainsi, quelques études ont conclu qu'en raison de leur exposition chronique certaines espèces peuvent voir leur espérance de vie réduite après un sinistre maritime majeur. D'autres impacts, qui se font sentir immédiatement, comme ceux qui perturbent la pêche ou le tourisme, peuvent se prolonger en raison d'une opinion publique négative persistante pouvant s'étendre au-delà de la zone d'influence du déversement. De même, des effets psychosociaux sont souvent constatés longtemps après un accident majeur.

Les conséquences d'un déversement de pétrole en milieu marin sont particulièrement difficiles à appréhender, puisque le pétrole interagit chimiquement et biologiquement de manière complexe et mal comprise avec le milieu marin, causant des effets indirects imprévus.

Interventions après un déversement en milieu marin

Il existe deux types d'intervention en cas de déversement maritime des hydrocarbures : les méthodes mécaniques et les méthodes dites « particulières » (tableau 3.12). Ces techniques peuvent être influencées par les conditions climatiques qui prévalent lors du déversement, notamment en période hivernale.

En matière de techniques de récupération, la capacité d'intervention de la SIMEC et de la Garde côtière canadienne (GCC) se limite toutefois aux moyens mécaniques.²⁶

²⁶ Les méthodes mécaniques sont examinées dans l'étude GTVS02.

Conditions hivernales

L'intervention en période hivernale, particulièrement en présence de glace, ne fait pas l'objet d'un plan particulier d'intervention. 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.

Dans l'éventualité d'une exploitation des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent, le transport maritime de ceux-ci en présence de glace, de vents et de courants marins demeure une préoccupation.

Au-delà des spécificités liées aux conditions hivernales les déversements accidentels d'hydrocarbures pétroliers en milieu froid peuvent occasionner :

- des effets négatifs sur la faune et la flore plusieurs années après des déversements d'hydrocarbures pétroliers;
- des effets à long terme 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);
- 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 généralement que le temps de rétablissement a tendance à être plus long chez les espèces dont le cycle de vie est plus long.

Dans un milieu froid, il a été démontré que la dégradation naturelle par les communautés bactériennes est ralentie, ce qui rend l'atténuation naturelle moins efficace.

L'analyse du bénéfice environnemental net après un déversement d'hydrocarbures pétroliers en milieu côtier permettrait de minimiser les impacts des méthodes d'intervention, 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.

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 touchés, leur rétablissement et, éventuellement, la nécessité de nouvelles interventions.

L'analyse du bénéfice environnemental net après un déversement d'hydrocarbures pétroliers en milieu côtier permettrait de minimiser les impacts des méthodes d'intervention, 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.

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 touchés, leur rétablissement et, éventuellement, la nécessité de nouvelles interventions.

Méthodes particulières

Les méthodes particulières pour récupérer les hydrocarbures et restaurer les sols et les sites contaminés ainsi que leur impact potentiel sont présentées dans le tableau 3.12. La plupart des méthodes 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 LQE (c. Q2, 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.

Comme mentionné précédemment, ces méthodes ne sont pas appliquées par la SIMEC et la GCC.

Tableau 3.12 : Méthodes particulières pour récupérer les hydrocarbures et pour restaurer les sols et les sites contaminés

Techniques	Principaux constats et impacts
Les dispersants chimiques	- La réponse des organismes aquatiques 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.
Les nettoyeurs chimiques de plage	- La réponse des organismes aquatiques aux nettoyeurs de plage varie selon l'espèce. 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. - La toxicité des mélanges d'hydrocarbures et de nettoyeurs de plage apparaît moins élevée que celle des nettoyeurs de plage utilisés seuls.
Les agents de solidification, les agents élastifiants, les désémulsifiants, les tensioactifs	Les agents de solidification utilisés pour compacter les nappes d'hydrocarbures seraient faiblement toxiques pour les organismes aquatiques. Peu d'études à ce sujet sont toutefois disponibles.
L'agrégat pétrole argile (APA) (dispersion d'une nappe d'hydrocarbures pétroliers)	- L'utilisation des APA favoriserait la biodégradation naturelle des hydrocarbures. - La migration des APA vers les sédiments présenterait un risque 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.
La remobilisation des sédiments, l'étalement des nappes d'hydrocarbures et la séparation des eaux huileuses	- Cette technique présente des risques quant à la présence des hydrocarbures dans les effluents finaux. - Peu de données relatives à la toxicité et à la persistance de ces composés dans les milieux aquatiques sont disponibles.
Le brûlage des déchets huileux	Cette technique peut occasionner des effets sur la flore et la faune si les particules présentes dans les fumées se déposent dans la mer ou sur le sol.
Le brûlage en eau libre, le brûlage en mer de glace	- Le danger écotoxicologique associé au brûlage provient de l'évolution de ces résidus. En effet, ceux-ci ont tendance à rester en surface dans les premiers jours et à sédimenter par la suite suivant la densité initiale du pétrole déversé et sa composition chimique. - La présence de nombreux HAP pyrogéniques et de métaux dans les résidus de brûlage présente des risques écotoxicologiques pour les écosystèmes aquatiques récepteurs. - Les émissions atmosphériques issues du brûlage peuvent aussi avoir des effets négatifs sur la flore et la faune, en particulier si les particules contenues dans ces fumées se déposent dans la mer ou sur le sol. - L'utilisation de certains produits afin d'augmenter l'efficacité de la méthode ou de réduire les nuisances peut également représenter un danger pour les organismes aquatiques.
La biorestauration (la biodégradation des hydrocarbures dans l'environnement par les microorganismes)	- Afin de faciliter la biodégradation des hydrocarbures, il est possible d'avoir recours à des agents de bioaugmentation ou de biostimulation. Ces derniers 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. Ces deux types d'agents peuvent également être combinés en fonction des caractéristiques du site contaminé. - L'information disponible sur ces techniques est incomplète.
L'atténuation naturelle	Lors de l'utilisation de l'atténuation naturelle comme méthode de restauration des sols et des sites contaminés, un suivi de l'état du milieu doit être fait pendant plusieurs années, afin de démontrer son efficacité en mettant en évidence la réduction de la masse d'hydrocarbures sur le site.

Source : GENV31, 2015

Les agents chimiques et biochimiques utilisés dans la plupart de ces méthodes devraient faire l'objet d'acquisition de connaissances additionnelles sur leur **évolution physique et chimique**, notamment en raison des particularités des milieux aquatiques québécois (eaux froides, couverts de glace, espèces).

De plus, pour pallier le manque de connaissances sur les risques associés aux bitumes dilués, un programme de recherche sur leur dispersabilité et sur les méthodes de nettoyage de ces bitumes devrait être mis en place, notamment pour comprendre :

- 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 salée et en eau douce;
- l'effet des processus d'altération sur le comportement des bitumes afin de prédire leur flottabilité en milieu marin.

Quant à l'utilisation de la dispersion chimique, elle ne fait pas l'unanimité au sein de la communauté scientifique en raison de la relative efficacité de cette technique et de sa toxicité variable sur les espèces marines comparativement à une atténuation naturelle.

Pour déterminer certaines zones marines où les dispersants pourraient être autorisés dans les eaux de l'estuaire et du golfe du Saint-Laurent, il est recommandé d'utiliser l'arbre de décision (figure 3.2) développé par les autorités américaines.

Figure 3.2 : Arbre de décision simplifié pour évaluer l'opportunité d'utiliser des dispersants lors d'un déversement pétrolier

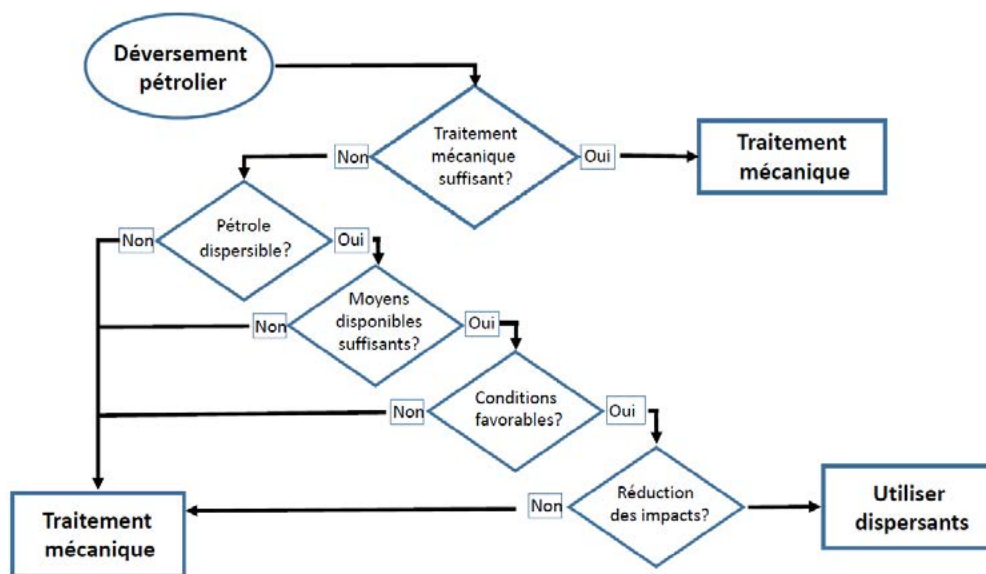


Schéma traduit et adapté de NRC (2005), page 28, figures 2 et 4

Il est toutefois nécessaire de mener des études approfondies, entre autres, sur le comportement des courants de surface à l'échelle du golfe du Saint-Laurent et sur l'influence de la glace pendant l'hiver sur l'ensemble des opérations d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures dans le golfe.

Il serait également nécessaire, pour renforcer la sécurité des personnes et des biens et la protection de l'environnement et pour optimiser la récupération des ressources dans le secteur d'Old Harry, de procéder aux travaux suivants :

- mener une étude détaillée sur les aspects physiques du secteur d'Old Harry;
- mener une étude sur les impacts de la présence d'icebergs dans le secteur d'Old Harry (par exemple, 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);
- compiler et analyser les données pour évaluer les courants dans le secteur d'Old Harry;
- faire une analyse du cycle de vie de l'ensemble des activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin;
- procéder à 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;
- faire une analyse et une évaluation des fluides pouvant servir aux travaux de forage dans une perspective de protection de l'environnement;
- faire une analyse détaillée sur les risques que représentent les embruns verglaçants pour les plateformes de forage;
- mener une étude détaillée sur les besoins en cas de déversement ainsi que sur les protocoles et les mesures environnementales appropriés;
- mener une étude sur les mesures d'évacuation;
- mesurer les courants en continu à partir de la bouée récemment installée dans le secteur d'Old Harry (bouée IML-10);
- recueillir, compiler et garder à jour les données concernant le verglas et la visibilité, l'épaisseur de la banquise et sa distribution, les fonds marins et les charges qui ont un impact sur la banquise.

Si le gouvernement l'autorise à aller de l'avant, l'industrie devra déployer tous les efforts requis pour limiter les impacts potentiels de ses activités et appliquer des mesures d'atténuation adaptées au projet et au milieu pour assurer la protection de l'eau et le maintien de la biodiversité. Elle devra également, par ses choix technologiques et sa gestion des opérations, assurer le contrôle de ses nuisances et limiter les risques induits par ses activités, notamment en ce qui a trait aux risques de déversements accidentels.

Le gouvernement devra prendre des dispositions légales et réglementaires ou adopter des lignes directrices qui permettront de définir les conditions, les exigences et les normes qui seront imposées aux promoteurs pour atténuer, voire éliminer, les impacts environnementaux occasionnés par l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures. Pour ce faire, il peut s'inspirer des efforts faits par d'autres instances gouvernementales au Canada et ailleurs dans le monde. L'office Canada Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers responsable de la sécurité de l'exploration et de l'exploitation en milieu marin ou les lois et règlements norvégiens ou britanniques peuvent également servir de source d'inspiration. En milieu terrestre, le Québec possède déjà un certain corpus réglementaire qui peut s'appliquer aux différentes facettes de l'industrie des hydrocarbures. Celui-ci est néanmoins incomplet et doit être mis à jour pour tenir compte des enjeux soulevés dans ce chapitre.

3.3 Enjeux de sécurité

La présente section documente les principaux enjeux liés à la sécurité des travaux d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en milieu terrestre, à savoir les risques géologiques et technologiques et ceux qui sont inhérents à la gestion des opérations. Connaître ces risques permet de définir les enjeux liés à la conception, au développement et à l'intégrité des travaux, et ce, afin d'en augmenter la qualité, d'optimiser le rendement des opérations et d'assurer, à court, moyen et long terme, la protection des personnes, des biens et de l'environnement. De plus, cette section comporte des suggestions quant à la gestion des risques que peuvent représenter les activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures pour la santé de la population et des travailleurs.

Les enjeux en matière de sécurité et de protection de l'environnement sont intimement liés. Par conséquent, la plupart des risques qui s'y rapportent peuvent être atténués de façon préventive par l'application des bonnes pratiques et des mesures de suivi et de contrôle appropriées.

3.3.1 Risques géologiques

Dans le contexte de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures, le terme « risque géologique » est employé 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, soit en réponse à des phénomènes naturels, par exemple un glissement de terrain, soit en raison de l'activité humaine, comme la fracturation hydraulique.

Les principaux risques géologiques de surface et de sous-surface dans le contexte d'opérations pétrolières et gazières ont été recensés pour les structures de Massé (Bas-Saint-Laurent), de Galt, de Bourque et d'Haldimand (Gaspésie), d'Old Harry (golfe du Saint-Laurent), ainsi que pour la Formation de Macasty et sa couverture sur l'île d'Anticosti. Connaître ces risques permet de déterminer, le cas échéant, les secteurs et les activités où des précautions seront nécessaires lors de travaux d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures.

Les risques géologiques en surface et dans la sous-surface peu profonde sont tributaires de l'environnement topographique, géologique et hydrogéologique propre à chaque structure ou à chaque région considérée. Les mesures de prévention et d'atténuation qui les concernent sont principalement du ressort de la géotechnique et de l'hydrogéologie. Les principaux risques géologiques en sous-surface ne sont pas spécifiques aux structures étudiées. Ils sont communs à la plupart des bassins sédimentaires. Il s'agit notamment de failles, de zones légèrement sous ou sur-pressurisées et de l'instabilité mécanique du trou de forage dans l'intervalle d'un réservoir quand celui-ci est fracturé naturellement. La qualité des roches couvertures et leurs propriétés géomécaniques sont également des aspects géologiques importants à considérer dans la planification de certains travaux, notamment en ce qui concerne les opérations de fracturation. Ces conditions géologiques, si elles ne sont pas anticipées et gérées de manière appropriée, peuvent favoriser la migration de fluides vers la surface. Les risques sont toutefois limités, car ce sont des aspects que l'industrie maîtrise relativement bien.

En général, les discontinuités structurales (par exemple les fractures naturelles, les failles et les dykes) ne présentent pas de risques opérationnels particuliers lors des activités de forage. Ainsi, sur le plan de la mise en place des coffrages et de leur cimentation dans un contexte où il n'y a pas de fracturation hydraulique, les coffrages ne sont pas soumis à une pression élevée et les risques de dégradation des gaines cimentées permettant l'isolation des horizons géologiques et des nappes phréatiques sont limités.

Cependant, ces discontinuités doivent être considérées lorsque les forages se font par fracturation hydraulique. Au cours de telles opérations, les gaines cimentées sont soumises à de fortes pressions, augmentant ainsi le risque qu'elles subissent une dégradation ou que des voies de communications préférentielles entre les horizons géologiques et les aquifères se créent.

Pour les travaux sans fracturation hydraulique, il est possible de diminuer le risque à son plus bas niveau par l'usage de bonnes pratiques, en regard, entre autres, de la sélection des tubages, de la mise en place des ciments, des diagraphies, des essais d'étanchéité et d'intégrité et des activités de suivi et de contrôle.

Ainsi, bien que de nombreuses conditions géologiques susceptibles d'engendrer un risque opérationnel ou environnemental aient été recensées pour les formations géologiques étudiées, la plupart de ces risques peuvent être gérés et maintenus à un niveau acceptable, pour peu qu'ils soient anticipés et que des mesures d'atténuation adéquates soient appliquées.

3.3.2 Risques technologiques ²⁷

Comme toute activité industrielle, l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures comportent des risques technologiques. Les bonnes pratiques permettant de limiter ces risques à l'égard de la sécurité et de la protection de l'environnement ont été recensées dans le cadre du PACA (milieu terrestre : GTECO2, GTECO3, GTECO4, GTECO5) et la modernisation du cadre législatif et réglementaire devra en tenir compte.

Ces études sur les bonnes pratiques ont permis de définir les enjeux de conception, de développement et d'intégrité des travaux pour en améliorer la qualité, optimiser le rendement des opérations et assurer, à court, moyen et long terme, la sécurité des personnes et la protection de l'environnement.

Les risques spécifiques à la fracturation hydraulique concernent l'approvisionnement en eau, la contamination de la nappe phréatique ainsi que la sismicité induite, qui ont été présentés dans la section 3.2.1.

Levés géochimiques

Parmi les travaux préliminaires pour trouver des hydrocarbures, les levés géochimiques de surface permettent d'acquérir des données sur les différentes propriétés des roches. Les méthodes d'exploration géochimique de surface s'intéressent à une variété de composés qui indiquent, directement (présence d'hydrocarbures gazeux, de gaz dérivés) ou indirectement (altérations, bactéries, gaz associés), la présence d'accumulation d'hydrocarbures en sous-surface. Ces méthodes d'exploration de surface reposent sur le principe que les hydrocarbures générés et piégés en profondeur migrent vers la surface en quantité

²⁷ <http://www.planete-energies.com/fr/medias/infographies/le-forage-d-exploration-un-travail-d-ingenierie-eprouve>

variable et sont donc détectables. En plus de la présence de composés carbonés, des changements d'ordre chimique, physique ou microbiologique dans les sols peuvent également être associés à un réservoir de pétrole ou de gaz naturel.

La méthode utilisée pour déceler des anomalies en gaz en surface consiste à prélever des échantillons de gaz ou de sol, et à analyser des variables d'intérêt comme les concentrations en alcanes. Les gaz peuvent être prélevés dans les sols avec des sondes métalliques, injectés dans des fioles et analysés sur des chromatographes en phase gazeuse, au laboratoire ou sur le terrain. Alternativement, il est possible de déposer dans les sols des matériaux qui vont capter et accumuler les gaz, de venir les rechercher plus tard et de les analyser en laboratoire. De petits tampons ont, par exemple, été conçus pour recueillir une large gamme de composés organiques volatils présents dans le sol.

Les levés géochimiques de surface ont peu d'impacts négatifs sur l'environnement, car les opérations proprement dites se résument à prélever des échantillons de sol ou de gaz et elles sont brèves et ciblées. Toutefois, des lignes de coupe peuvent être nécessaires pour aller recueillir les échantillons, nécessitant un déboisement très local.

Levés magnétiques, gravimétriques et sismiques

Les levés géophysiques de types magnétique, gravimétrique et sismique sont les méthodes les plus couramment utilisées pour l'exploration des hydrocarbures. Ils permettent de mieux comprendre la géométrie des bassins sédimentaires et des structures contenant les hydrocarbures.

Les levés magnétique, gravimétrique et sismique en milieu terrestre peuvent être exécutés en ayant un minimum d'impact sur l'environnement, car il s'agit de travaux d'exploration ponctuels et limités dans le temps pour lesquels les impacts sont essentiellement transitoires. Il n'en demeure pas moins que certains facteurs de risque peuvent avoir des impacts environnementaux : l'introduction d'espèces envahissantes et le déboisement des chemins d'accès (voir section 3.2.1) ainsi que des vibrations et du bruit pouvant perturber la population locale et la faune. Ces levés sont trop faibles pour réactiver les failles, mais peuvent occasionner des glissements de terrain dans les sols argileux et des ruptures en bordure de falaise. Divers moyens existent pour atténuer ces impacts :

- l'introduction d'espèces envahissantes peut, par exemple, être prévenue en nettoyant les équipements avant leur transport vers un autre site;
- les vibrations peuvent être limitées par l'établissement de distances séparatrices à respecter selon la géologie du site de levé et par la taille des charges explosives qui est strictement réglementée;
- relativement aux impacts sonores, l'industrie dispose de bonnes pratiques et peut adapter les mesures d'atténuation et les traitements acoustiques en fonction des besoins;
- les levés sismiques doivent être faits à l'extérieur des zones qui présentent des risques géologiques importants.

En outre, le document Énoncé des pratiques canadiennes d'atténuation des ondes sismiques en milieu marin, publié par Pêches et Océans Canada, expose les procédés à utiliser pour atténuer l'impact des canons pneumatiques lors des levés géophysiques marins. Précisons qu'il ne s'agit ni de lois ni de règlements, mais bien d'un code de pratiques. Les sections 3, 4 et 5 de l'Énoncé 2 concernent la préparation des levés sismiques. Cependant, il pourrait s'avérer judicieux d'actualiser cet énoncé et de développer des bonnes pratiques d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent puisqu'il n'en existe pas.

Sondages stratigraphiques

Les sondages stratigraphiques permettent d'extraire des carottes de roche en profondeur pour en déterminer la nature. L'impact à la surface est plus faible que pour le forage pétrolier et gazier, puisque l'équipement utilisé est moins imposant et que les activités assorties aux sondages stratigraphiques sont limitées. Lorsqu'ils sont faits dans un contexte propice à la découverte d'hydrocarbures, les sondages stratigraphiques peuvent compromettre la sécurité des personnes et des biens et la protection de l'environnement en occasionnant la migration des fluides ou la venue subite de gaz vers la surface, comme c'est le cas des forages de puits quoique dans une moindre mesure. Ces risques doivent être atténués. Pour ce faire, il est recommandé d'appliquer les bonnes pratiques utilisées lors des forages de puits pour la mise en place de tubage, la cimentation et l'utilisation de barrière pour contrôler les venues subites de gaz.

Travaux de forage de puits

Le forage pétrolier et gazier comprend plusieurs étapes avant la complétion, les essais d'extraction et la production des hydrocarbures. Il faut procéder à l'installation des coffrages, à la cimentation, à la pose d'un bloc obturateur anti-éruption, aux essais de pression, aux tests d'intégrité, aux diagraphies, aux essais aux tiges, etc.

En phase d'exploration, le forage permet de valider un modèle géologique et de vérifier son potentiel en hydrocarbures, l'objectif final étant la production de ceux-ci.

Les forages peuvent occasionner la migration des fluides et la venue subite de gaz vers la surface et comportent des risques pour l'environnement. Les défauts d'intégrité des puits peuvent également occasionner des risques de contamination des sols et des eaux; ils sont présentés dans la section 3.2.1. Seuls les éléments déterminants et les pratiques novatrices des travaux de forage sont abordés dans la présente section.²⁸

²⁸ Se référer à la section 4 du document de consultation pour le résumé de l'ensemble des bonnes pratiques associées aux différentes étapes de forage ou à l'étude GTEC 03.



Planification des travaux de forage et technologies utilisées

Lors de la planification des travaux, il est nécessaire de prendre en considération les contraintes biophysiques et les risques géologiques, telles la profondeur des nappes phréatiques et la présence de failles majeures et mineures, afin de sélectionner les meilleures options technologiques, notamment en ce qui concerne la sélection des coffrages et des ciments, leurs longueurs, ainsi que l'ampleur de leurs rejets verticaux. De plus, les anciens puits pétroliers et gaziers, les zones sur ou sous-pressurisées et les sols instables devraient également être analysés lors de la planification des travaux.

Afin de limiter l'empreinte environnementale et les impacts de surface (par exemple la réduction du trafic et du nombre de routes), l'approche de la plateforme multipuits qui permet de regrouper plusieurs puits distants sur un même site de forage est à préconiser. La superficie des plateformes multipuits varie généralement entre un et deux hectares (10 000 à 20 000 m²). Cependant, en incluant les routes d'accès, les pipelines et l'équipement, notamment celui qui est utilisé pour la gestion et le traitement des eaux, l'empreinte totale est plutôt de l'ordre de trois à six hectares (BAPE, 2014).

Intégrité des puits

L'intégrité des puits est un aspect clé pour limiter les risques de contamination des sols et des eaux, comme cela est mentionné dans la section 4.2.1. Les bonnes pratiques, combinées à des programmes d'essais d'intégrité, de suivi et de contrôle des fuites, diminuent les risques de fuites et de contamination des sols et de l'eau souterraine.

Pour s'assurer de l'intégrité des puits et atténuer les risques de migration à la suite d'une défaillance, les principales mesures qui devraient être prévues dans la nouvelle réglementation sont décrites ci-dessous.

Lors de la mise en place des puits :

- déterminer les distances minimales verticales sécuritaires entre la fin du coffrage et les formations aquifères;
- s'assurer que toutes les parties du coffrage sont résistantes aux pressions exercées lors des phases de complétion et de production;
- prévenir les venues de fluides et les éruptions, et ce, même avec les ajustements de la densité et de la viscosité des fluides de forage en continu, en ayant recours à un système de contrôle de la pression du puits;
- contrôler les fluides de forage et le bloc obturateur de puits;
- procéder à des essais de pression de puits afin d'établir la résistance de la formation géologique à la pression et la pression maximale;
- procéder à des essais d'injectivité afin d'établir le débit et la pression auxquels les fluides peuvent être injectés pour connaître la capacité d'une formation géologique à absorber des fluides ou pour mesurer les pressions auxquelles cette formation géologique se fracture.

Après la mise en place des puits :

- faire des tests de fuites de gaz dans les événements des coffrages de surface des puits pétroliers et gaziers;
- mettre en place un programme de contrôle et de suivi efficace et optimal des sites des forages pétroliers;
- surveiller les activités en continu pour intervenir rapidement et de façon ciblée en cas d'explosion, de fuites ou de migrations;
- suivre les émissions fugitives;
- suivre les eaux souterraines.

Stimulation par fracturation

Dans un contexte d'exploration et d'exploitation des 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 technique peut être réalisée avec des volumes de fluides qui varient de quelques mètres cubes à des milliers de mètres cubes.

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. L'écotoxicologie liée aux additifs chimiques est traitée dans la section 3.2.1.

La distinction entre ce qu'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 segment fracturé.



Fracturation hydraulique à haut volume

La fracturation hydraulique, qui consiste à injecter un fluide à très haute pression, généralement de l'eau, contenant un agent de soutènement comme le sable et des additifs chimiques, permet d'augmenter la perméabilité de la roche favorisant ainsi la récupération des hydrocarbures.

Forages horizontaux

Les forages horizontaux représentent aujourd'hui la majorité des forages réalisés en Amérique du Nord. Les puits verticaux et horizontaux sont construits de la même façon. À partir de la profondeur voulue, le puits initialement vertical est progressivement dévié jusqu'à atteindre une trajectoire horizontale. La longueur de la section horizontale dépasse souvent deux kilomètres. Les forages horizontaux comportent des avantages :

- techniques et économiques : ils permettent d'être en contact avec l'intervalle du sous-sol producteur en hydrocarbures sur une surface beaucoup plus grande que ne le permet un forage uniquement vertical;
- environnementaux : ils limitent de façon très importante le nombre de plateformes de forage à construire, puisque plusieurs puits peuvent être forés à partir de la même plateforme.

Plusieurs types de fluides peuvent être utilisés pour la fracturation : de l'eau, du propane liquéfié (gélifié), du CO₂ ou de l'azote liquide. 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 constitué de sable ou de céramique qui permet de garder les fractures ouvertes lorsque la pression ayant permis la fracturation est relâchée.

Depuis le début de son utilisation, il y a soixante ans, la fracturation hydraulique a connu des avancées importantes, notamment en la combinant avec des forages horizontaux. Elle connaît présentement une recrudescence dans différents pays industrialisés (États-Unis, Australie et Royaume-Uni), car elle rend commercialement viables certaines ressources qui ne l'étaient pas, puisqu'elle permet d'accroître la récupération des hydrocarbures. À cet égard, plusieurs pays ont mené ou mènent présentement des travaux qui s'apparentent au processus d'évaluation environnementale stratégique, afin de définir les risques potentiels et, le cas échéant, mettre en place un cadre législatif et réglementaire adapté à cette technique.

Au Royaume-Uni²⁹, la Royal Society a publié une étude révisant la fracturation hydraulique en 2012 et le gouvernement a adopté un nouveau cadre législatif et réglementaire en 2015.

En Australie, deux provinces australiennes ont publié des rapports sur la fracturation hydraulique en 2014 et 2015. Le pays a, pour sa part, fait une étude sur les pratiques de fracturation de chacune de ses provinces en 2014³⁰.

Aux États-Unis, l'EPA a publié en 2015 les résultats d'une étude sur l'évaluation des impacts de la fracturation hydraulique sur l'eau potable.³¹

Plusieurs pays ont décidé d'imposer un moratoire avec une date potentielle de levée, comme les Pays-Bas (2017), l'Irlande (2017) et l'Allemagne (2019). En 2011, la France a adopté un moratoire qu'elle a prolongé sans toutefois en faire un moratoire permanent. La Norvège et la Suède ont choisi de ne pas exploiter le pétrole et le gaz issus du schiste, car ces pays disposent de réserves importantes en pétrole et en gaz qui peuvent être exploitées d'une manière plus économique qu'avec la fracturation hydraulique. En effet, les coûts d'exploitation liés au pétrole et au gaz à partir de gisements de roches mères sont élevés.

29 Shale gas Extraction in the UK: a review of Hydraulic Fracturing, Royal Society and the Royal Academy of Engineering, juin 2012
Guidance on fracking, 2016, www.gov.uk/government/publications/about-shale-gas-and-hydraulic-fracturing-fracking/developing-shale-oil-and-gas-in-the-uk.

30 Report of the Independent Inquiry in the Northern Territory, 2014, <http://www.hydraulicfracturinginquiry.nt.gov.au/>
<http://www.perthnow.com.au/news/western-australia/wa-parliamentary-inquiry-concludes-fracking-risks-are-negligible-and-can-be-managed/news-story/9f86a4dab6c8b9f3f092060e4251db02>
http://www.environment.gov.au/system/files/resources/de709bdd-95a0-4459-a8ce-8ed3cb72d44a/files/background-review-hydraulic-fracturing_0.pdf
[http://www.parliament.wa.gov.au/Parliament/commit.nsf/\(Report+Lookup+by+Com+ID\)/74E61E739E39E57748257EF9002150FE/\\$file/ev.fra.151117.rpf.042.xx.pdf](http://www.parliament.wa.gov.au/Parliament/commit.nsf/(Report+Lookup+by+Com+ID)/74E61E739E39E57748257EF9002150FE/$file/ev.fra.151117.rpf.042.xx.pdf).

31 Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources, Environmental Protection Agency (EPA), 2015, http://www.epa.gov/sites/production/files/2015-06/documents/hf_es_erd_jun2015.pdf
<http://www.dw.com/en/what-ever-happened-with-europes-fracking-boom/a-18589660>.



Enquêtes publiques sur la fracturation hydraulique du Territoire du Nord et de l'Australie-Occidentale

Les dernières enquêtes publiques en Australie ont été réalisées par des comités indépendants, à la demande des parlements du Territoire du Nord et de l'Australie-Occidentale. Elles concluent que l'exploitation par la fracturation hydraulique est faisable, avec des risques négligeables sur l'environnement, et que l'imposition d'un moratoire n'est pas justifiée.

Les 12 enjeux auxquels se sont intéressés ces enquêtes sont : la contamination des eaux, les impacts sociaux, culturels et environnementaux, l'utilisation de l'eau, les rivières et les aquifères, la santé, les bénéfices à court terme, les impacts à long terme, la possibilité de moratoire, le suivi et la conformité, les émissions fugitives, l'utilisation des produits chimiques et le cadre législatif et réglementaire.

Les principales conclusions sont les suivantes :

- les risques environnementaux liés à la fracturation hydraulique peuvent être gérés adéquatement en utilisant un cadre législatif et réglementaire rigoureux et strict;
- la possibilité que des fractures occasionnées par la fracturation hydraulique traversent des aquifères est négligeable;
- les risques de déversements de produits chimiques utilisés pour la fracturation hydraulique peuvent être efficacement limités;
- un régime de redevances devrait être adopté;
- des sanctions devraient être prévues en cas de violation de la réglementation.

Ces rapports ont également permis de définir plusieurs bonnes pratiques, dont :

- l'utilisation d'une approche multipuits pour limiter l'empreinte écologique;
- l'utilisation d'eau saline souterraine ou d'eau recyclée en cas de conflits d'usage;
- la divulgation obligatoire des produits chimiques utilisés et l'interdiction d'utiliser des composés à base de benzène, toluène, éthylbenzène et xylène (BTEX);
- le recyclage des eaux sur le site;
- le suivi de la qualité des eaux souterraines et leur divulgation obligatoire.

Toutefois, en ce qui concerne la réinjection des eaux usées dans le sous-sol, l'acquisition de nouvelles connaissances s'avère nécessaire, car cette technique pourrait causer des séismes.

Afin que les activités de forage avec fracturation puissent être menées de façon sécuritaire, les travaux de la présente EES ont déterminé des mesures d'atténuation des risques induits par la fracturation, qui sont présentés dans la section 3.2.1. En ce qui concerne les opérations de fracturation hydraulique, les opérateurs devraient être tenus de fournir un plan des opérations 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 liste des composés utilisés*;
- une évaluation des risques associés à la manipulation des composés qui sont ajoutés 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 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.

* Certaines de ces exigences sont déjà prévues dans le RPEP.

Travaux de fermeture du puits

À la fin de la vie utile d'un puits, il faut procéder à sa fermeture définitive en posant à l'intérieur des bouchons de ciment ou des bouchons mécaniques à des intervalles précis afin d'empêcher la migration des fluides vers la surface et de maintenir la pression. L'intervalle entre les bouchons peut ensuite être rempli avec le liquide approprié. Une fois cette opération terminée, la tête de puits est retirée, les coffrages sont coupés sous la surface et une plaque d'acier doit être soudée sur le tubage. Après sa fermeture, l'intégrité du puits doit être préservée durant toute son existence. La pérennité du scellement des puits est une question complexe qui fait encore l'objet de recherches. Cependant, les méthodes de fermeture sont connues et réglementées.

En zone agricole, le sol doit être remis dans une condition propre à la culture. Ailleurs, la couverture du sol est remplacée et le site ensemencé pour rétablir la végétation.

Considérations particulières en milieu marin³²

Les étapes d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures sont très semblables, que ce soit en milieu marin ou terrestre. Cependant, les impacts sur l'environnement sont très différents et il existe également des différences importantes dans l'équipement requis.

Les levés sismiques sont faits au moyen de navires qui remorquent une source d'ondes, le plus souvent un canon à air comprimé, suivie d'hydrophones, qui sont des récepteurs d'ondes. Des plateformes mobiles ou des navires sont souvent utilisés pour les forages exploratoires, tandis que des plateformes ancrées dans le fond marin sont utilisées pour la production, qui peut durer une vingtaine d'années. La principale différence avec le milieu terrestre tient dans l'installation de l'équipement sous-marin pour la production et pour le transport par pipelines.

La gestion des déchets solides et liquides est également différente en milieu marin. Ainsi les eaux de production et les boues de forage sont souvent rejetées directement dans la mer après traitement.

Lors de la fermeture des puits, il faut démonter l'équipement et les pipelines sous-marins, obstruer les puits, puis démonter la plateforme de production et transporter les matériaux, le plus souvent en milieu terrestre, pour en disposer de façon sécuritaire. Certaines installations laissées sur le fond marin se transforment en récifs artificiels.

Il est à noter que la fracturation hydraulique en milieu marin peut aussi être réalisée. L'équipement et le matériel spécialisés sont installés sur des barges à proximité de la plateforme de forage. Les eaux de reflux sont traitées sur des plateformes conçues à cet effet pour en retirer les huiles et les autres contaminants, puis elles sont rejetées à la mer. La fracturation en milieu marin est présentement pratiquée dans le golfe du Mexique. Le Brésil et l'Afrique de l'Ouest envisage d'y avoir recours. Cependant, en raison des coûts élevés du forage en mer, la majorité des puits marins sont des puits conventionnels avec des débits élevés et durables.

Les principaux impacts de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu marin et leurs mesures d'atténuation, à savoir les rejets, les émissions atmosphériques et les GES, la lumière et le bruit, ainsi que le risque de déversement massif lié à l'intégrité des puits, au transport maritime et aux pipelines sous-marins, sont présentés dans la section 3.2.2.

Les bonnes pratiques associées aux activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures qui permettent de limiter les risques technologiques en matière de sécurité et de protection de l'environnement en milieu marin ont été recensées dans le cadre du PACA (GTEC06, GTEC07 et GTEC09).

Ces bonnes pratiques ont permis de définir les enjeux en matière de conception, de développement et d'intégrité des travaux pour en augmenter la qualité, optimiser le rendement des opérations et assurer, à court, moyen et long terme, la sécurité des personnes et la protection de l'environnement.

³² Exploitation des hydrocarbures en milieu marin, <https://www.youtube.com/watch?v=c0bHP3yYVuk>.

Certains risques environnementaux peuvent être induits par l'exploration et l'exploitation d'hydrocarbures.

Afin d'augmenter la sécurité des personnes et des biens et la protection de l'environnement et d'optimiser la récupération des ressources, il est nécessaire que :

- les responsables des travaux d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures utilisent les techniques optimales de récupération des ressources;
- les bonnes pratiques soient appliquées en matière de conception de puits et lors des activités de stimulation;
- la profondeur, les courants marins et les vents soient considérés lors de la planification des installations de forage et des travaux.

Pour y parvenir, il est suggéré de mettre en place un programme de cueillette annuelle des données sur le milieu physique du golfe.

Concernant le caractère particulier du golfe du Saint-Laurent, l'étude GTEC07 a permis de conclure qu'il est possible de mener des travaux d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures qui respectent les bonnes pratiques, à l'exemple de celles qui sont actuellement employées sur les Grands Bancs au large de Terre-Neuve.

Il faut mentionner que plusieurs entreprises spécialisées dans les travaux de forage, dans des contextes similaires à celui du golfe du Saint-Laurent, ont développé une expertise technique qui permet d'assurer à la fois la sécurité des personnes et des biens, la protection de l'environnement et la récupération optimale des ressources. 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 des hydrocarbures, par exemple en Norvège.

3.3.3 Gestion des opérations

Un aspect important à considérer dans les enjeux de sécurité concerne la gestion en surface :

- de l'équipement utilisé en surface lors du forage, de la complétion, incluant la fracturation, la correction, la surveillance, la fermeture, le démontage de l'équipement, la restauration et la remise en état d'un site, en vue de protéger les personnes, les biens et l'environnement;
- des produits nécessaires aux opérations en sous-surface et de ceux qui servent d'intrants dans la fabrication des fluides de fracturation.

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

Les opérations de transport, de transfert et d'entreposage des fluides et des solides lors des travaux d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures comportent des risques de déversement. Ces risques peuvent être limités par l'application des bonnes pratiques, telles que l'utilisation de réservoirs hors terre pour entreposer les liquides et la mise en place de membranes sous l'équipement et le remblai aménagé sur le site.

3.3.4 Sécurité des personnes

Le développement de la filière des hydrocarbures gaziers et pétroliers au Québec peut avoir des effets sur la santé et la sécurité des personnes. Le bilan des connaissances (INSPQ, 2015)³³ a permis de déterminer les impacts potentiels sur la santé de la population et des travailleurs et de définir les mesures de gestion des risques que voici :

- clarifier les rôles et les leviers légaux des intervenants en prévention et s'assurer que leur expertise pour évaluer les risques professionnels est adéquate;
- instaurer une politique de sécurité pour la prévention des accidents de véhicules et des risques d'explosion et d'incendie;
- implanter un système de surveillance des accidents en milieu de travail et des maladies professionnelles;
- caractériser l'exposition aux divers contaminants chimiques (silice, benzène, sulfure d'hydrogène, matières particulaires de diesel, fluides de forage, radionucléides, fluides de résurgence) ainsi que les risques physiques (bruit intense, vibrations, contraintes biomécaniques) dans les différents postes de travail;
- rendre accessible l'information sur les constituants des fluides de forage et de fracturation hydraulique;
- assurer une gestion sécuritaire des fluides de résurgence issus des opérations de fracturation hydraulique;
- surveiller l'exposition des travailleurs dans les industries connexes, par exemple celles de l'extraction de la silice ou du ramassage de déchets industriels;
- s'assurer que l'information concernant les mesures de contrôle de l'exposition des travailleurs est à jour;
- promouvoir la collaboration entre l'industrie et les milieux universitaires pour la recherche de solutions;

³³ Enjeux de santé publique relatifs aux activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures gaziers et pétroliers, INSPQ, 2015, https://www.inspq.qc.ca/pdf/publications/1957_Enjeux_Exploration_Exploitation_Hydrocarbures.pdf.

- assurer la protection des travailleurs en évaluant l'efficacité des interventions réalisées dans l'industrie pour réduire l'exposition aux contaminants;
- faire des analyses sur les risques technologiques, la contamination de l'air ambiant et les impacts de la contamination des sols sur la santé publique dans les zones habitées.

Le nouveau cadre législatif et réglementaire devra tenir compte des bonnes pratiques, des standards en matière de construction et des normes en vigueur dans d'autres instances pour :

- *assurer la protection de l'environnement, notamment en réduisant la probabilité de contamination des eaux par un défaut de structure, et intervenir rapidement lorsqu'une anomalie est détectée pendant le suivi ou le contrôle des opérations;*
- *optimiser les travaux ainsi que la gestion et le rendement des opérations;*
- *assurer la protection des personnes et des biens à court, moyen et long terme;*
- *réduire les risques géologiques et technologiques.*

Étant donné que la technologie évolue très rapidement dans ce domaine, il est nécessaire d'instaurer une veille technologique et d'introduire des mécanismes qui pourront être intégrés au cadre réglementaire à mesure qu'ils seront adoptés par l'industrie.

3.4 Émissions de GES

Les GES sont des composants gazeux qui absorbent le rayonnement infrarouge émis par la surface terrestre et contribuent au réchauffement de la planète et aux changements climatiques.

Les principaux GES qui sont naturellement présents 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 GES 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 GES n'ont pas tous le même potentiel de réchauffement de l'atmosphère. En réalité, chaque GES 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 GES de piéger la chaleur dans l'atmosphère par rapport au dioxyde de carbone (CO_2) qui constitue la mesure étalon, d'une valeur de un, pour une période donnée. Les émissions des différents GES 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. Il s'agit de la valeur d'équivalent en dioxyde de carbone (éq. CO_2) qui est obtenue 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 Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat (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 qui proviennent du quatrième rapport d'évaluation du GIEC (IPCC, 2007). Ainsi, l'inventaire québécois des émissions de GES 1990-2013 utilise les PRP en vigueur au Canada

et dans les conventions internationales tels qu'ils sont édictés 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 3.13 présente des valeurs de potentiels de réchauffement planétaire pour certains GES sur un horizon de cent ans.

Tableau 3.13 : Valeurs de potentiels de réchauffement planétaire de certains GES sur un horizon de cent ans

GES	Formule	Sources		
		GIEC (1996)	GIEC (2006) ¹	GIEC (2013) ²
Dioxyde de carbone	CO ₂	1	1	1
Méthane	CH ₄	21	25	34 ¹
Oxyde nitreux	N ₂ O	310	298	298
Hexafluorure de soufre	SF ₆	23 900	22 800	
Trifluorure d'azote	NF ₃	-	17 200	

1 Valeurs du 4^e rapport du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) en vigueur tel que requis par la Convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC).

2 Les valeurs du 5^e rapport du GIEC sont présentées à titre indicatif, la CCNUCC ne les a pas mises en vigueur encore. La valeur du PRP de 34 tient compte de l'intégration des effets indirects du méthane et de ses rétroactions sur le cycle du carbone à travers certains sous-produits tels que l'ozone.

Les principaux GES qui proviennent de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures sont le dioxyde de carbone (CO₂), le méthane (CH₄) et, dans une moindre mesure, l'oxyde nitreux (N₂O).

Les principales sources d'émissions de GES de cette industrie sont :

- les moteurs à combustion interne alimentés au carburant diesel, incluant les groupes électrogènes;
- l'équipement mobile;
- 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 relatives à l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures au Québec

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 3.14 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, dues 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 ou en raison de sa mauvaise conception.

Tableau 3.14 : Émissions de GES pendant le cycle de vie de l'exploitation des hydrocarbures

Type d'hydrocarbure	Estimation des émissions de GES ¹ (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 ²	9 à 13
Milieu marin	
▪ Pétrole conventionnel	10 à 28
▪ Gaz naturel conventionnel ³	7

¹ Exclut les émissions non contrôlées qui s'échappent par des failles naturelles ou les émissions après la fermeture du puits.

² Basé sur un nombre limité de données et un envoi à la torchère du gaz de schiste.

³ Basé sur une seule donnée, dont la fiabilité peut être mise en doute.

Source : CIRAIG, 2014

Les études ATVS01 et ATVS02 qui s'inspirent de diverses études américaines, notamment celles de l'EPA, utilisent des estimations de taux d'émissions fugitives calculés à partir des volumes de production de gaz pour le calcul des émissions de GES et du coût social du carbone.

Résultats de l'EES pour les bassins géologiques autres qu'Anticosti

En ce qui a trait au bassin géologique des basses-terres du Saint-Laurent, l'estimation des émissions de GES a été produite 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 vie³⁴. 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 schiste³⁵. Le MDDELCC a déposé un rapport faisant état des résultats de ces différentes études ainsi que de l'impact d'un éventuel développement de la filière du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent sur le bilan des émissions de GES au Québec³⁶ en 2013.

En ce qui a trait aux bassins géologiques du Bas-Saint-Laurent, de la Gaspésie et du golfe du Saint-Laurent, une évaluation des intensités des émissions de GES est présentée dans l'étude GENV-30. Cette évaluation a été réalisée à partir de l'étude des structures géologiques analogues ciblées pour leur potentiel en hydrocarbures par l'INRS dans le rapport GTECO1 (Malo et autres, 2015). Selon l'INRS, les structures géologiques suivantes seraient caractérisées par la présence de gaz : Massé dans le Bas-Saint-Laurent, Galt et Bourque en Gaspésie et Old Harry dans le golfe du Saint-Laurent. La structure d'Haldimand en Gaspésie serait caractérisée par la présence de pétrole.

Étant donné l'état actuel des connaissances, et comme 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 pour chacune des structures. L'intensité des émissions de GES est le rapport entre les émissions de GES et la quantité d'énergie produite. Cette intensité permet de comparer entre elles les structures géologiques sur le plan de l'empreinte carbone et pourrait mener à une évaluation des émissions de GES absolues si des données sur l'exploitation des hydrocarbures devenaient disponibles.

En ce qui a trait aux autres bassins géologiques du Bas-Saint-Laurent, de la Gaspésie et du golfe du Saint-Laurent qui ont été étudiés dans l'étude GENV-30, le tableau 3.15 présente les intensités d'émissions de GES dans le cycle de vie de ces différentes structures, incluant la production et le traitement des hydrocarbures. 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 pétrolière d'Haldimand. À la lumière de l'information disponible, les structures d'Old Harry (gaz) et de Massé (gaz) émettraient globalement moins de GES par mégajoule produit tandis les trois autres structures (Galt, Bourque et Haldimand) seraient dans la moyenne nord-américaine d'intensités d'émissions de gaz de schiste et de pétrole de schiste. Toutefois, les émissions totales éventuelles sont inconnues tout comme le potentiel de production dont elles dépendent.

34 CIRAIG, 2013. Analyse du cycle de vie et bilan des GES prospectifs du gaz de schiste au Québec.

35 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.

36 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 GES de la filière du gaz de schiste au Québec. GES (Étude GES1-2).



Recommandation : Émissions de GES

La mise en valeur des hydrocarbures dans une perspective de développement durable pose de nombreux défis pour l'ensemble des parties prenantes (entreprises, gouvernements, communautés locales, société civile, etc.), notamment en ce qui a trait aux émissions de GES.

Pour la suite des travaux devant être réalisés à Anticosti et ailleurs au Québec, l'industrie devra répertorier toutes les sources d'émissions et quantifier les émissions de GES conformément au Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère. De plus, l'industrie devra rapidement déployer des efforts et mettre en place des mesures d'atténuation pour réduire les émissions de GES découlant de ses activités.

Tableau 3.15 : Synthèse des caractéristiques et des intensités d'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 hydrocarbures	Traitement des hydrocarbures	Émissions totales de GES	
Structure géologique (Bassin)	Type d'hydrocarbure	Type de forage	Analogue	(gCO ₂ eq/MJ)	Liquéfaction du gaz ou (raffinage du pétrole) (gCO ₂ eq/MJ)	(gCO ₂ eq/MJ)	(t CO ₂ eq/BOE)
Massé (Bas-Saint-Laurent)	Gaz	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
Bourque (Gaspésie)	Gaz et condensat	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

Impacts de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures sur le bilan québécois des émissions de GES

Le bilan actuel du Québec en matière de GES est estimé à 86,8 Mt d'équivalent CO₂ par année (PRG100 de 2014). Le Québec ambitionne de limiter ses émissions de GES à 68 millions de tonnes en équivalent CO₂ en 2020, soit une réduction de 20 % par rapport aux émissions de 1990.

Quant à l'exploitation des hydrocarbures sur l'île, elle pourrait générer des émissions annuelles de GES variant de 1,4 à 4 millions de tonnes en équivalent CO₂ selon les estimations et les scénarios de mise en place des infrastructures de récupération des gaz. À titre comparatif, ces émissions représenteraient de 2 % à 6 % des émissions visées pour le Québec en 2020, soit 68 millions de tonnes en équivalent CO₂.

La présente EES a montré qu'il reste des connaissances à acquérir dans le secteur des hydrocarbures, notamment en ce qui a trait aux émissions fugitives de méthane, aux émissions de GES après la fermeture des puits ainsi qu'aux mesures d'atténuation. Pour la suite des travaux devant être réalisés à Anticosti et ailleurs au Québec, l'industrie devra répertorier toutes les sources d'émissions et quantifier les émissions de GES conformément au Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère. De plus, l'industrie devra déployer des efforts importants et mettre rapidement en place des mesures d'atténuation afin de réduire au minimum les émissions de GES découlant de ses activités.

Émissions fugitives et externalités

Comme toute activité industrielle, l'exploitation des hydrocarbures génère des émissions de GES sous forme de CO₂, provenant de la combustion des moteurs et du brûlage des gaz, mais également du méthane, résultant des fuites (émissions fugitives) qui se produisent tout au long de la chaîne de production, de distribution et de consommation.

Parmi les initiatives en cours dans l'est du Canada, l'Institut de l'énergie du Nouveau-Brunswick est à mettre en place l'Institut de recherche de l'Atlantique pour l'énergie durable (ARISE) réunissant des personnes clés de la région de l'Atlantique et différentes parties intéressées, notamment le Québec, pour discuter de la mise en place d'un laboratoire de terrain permettant de mettre en relation et de combiner aspects scientifiques et d'ingénierie liés à l'intégrité des puits et les problèmes associés aux émissions fugitives dans l'atmosphère et le sous-sol. Des discussions préliminaires avec des représentants du milieu universitaire, du gouvernement et de l'industrie ont eu lieu et le résultat de ces échanges démontre l'intérêt et la nécessité d'une telle structure.

Un important débat pour savoir si la production de gaz de schiste contribue ou non au bilan net des émissions de GES a lieu actuellement aux États-Unis. Certains experts défendent la position selon laquelle, même si la production de gaz de schiste contribue à augmenter les émissions locales de GES, des réductions substantielles peuvent être réalisées lorsqu'il y a substitution des combustibles fossiles au gaz naturel qui émet moins de GES par unité thermique équivalente lors de sa combustion.

D'autres soutiennent au contraire que l'importance des fuites de méthane (CH₄) tout au long de la chaîne de production, de distribution et de consommation de gaz de schiste ainsi que son potentiel de réchauffement global élevé ne permettent pas de réaliser des réductions nettes de GES même lorsqu'il est substitué à d'autres sources d'énergie, notamment au diesel pour le transport par camion ou même au charbon pour produire de l'électricité. Le débat est alimenté en bonne partie par le taux de fuite global utilisé pour calculer les émissions de GES.

Ainsi, dans son rapport final sur l'analyse des impacts environnementaux d'une éventuelle exploitation du gaz de schiste sur son territoire, le ministère de l'Environnement de l'État de New York (NYSDEC, 2015) conclut :

« Recent research demonstrates that low-cost natural gas suppresses investment in and use of clean energy alternatives (such as renewable solar and wind, or energy efficiency), because it makes those alternatives less cost-competitive in comparison to fossil fuels. [...] In the long term, New York's policies are directed towards achieving substantial reductions in GHG emissions by reducing reliance on all fossil fuels, including natural gas. »

Avec un taux moyen d'émissions, qui correspond à peu près à celui utilisé par l'EPA, les experts s'entendent pour reconnaître une réduction importante, à l'échelle nationale, des émissions de GES lorsqu'il y a substitution du charbon au gaz naturel. Par ailleurs, on observe une tendance qui indique que les fuites de méthane de la chaîne de production, de distribution et de consommation diminuent progressivement avec le temps, sous l'effet combiné de facteurs économiques, technologiques et réglementaires.

À la lumière des expériences tirées des instances ayant un niveau de connaissances plus avancé que le Québec en matière d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures issus de gisements de roches mères, notamment aux États-Unis, cinq grands axes devraient servir de base dans l'élaboration des stratégies pour réduire l'émission des contaminants issus de ces activités. Il s'agit de la mise en place des tubages et leur cimentation, de la gestion des eaux usées, de la ventilation et du brûlage des gaz, des émissions provenant des équipements et des événements sismiques.

Au Québec, les externalités associées aux éventuelles émissions nettes de GES provenant de l'exploitation des hydrocarbures présentent certains aspects particuliers. Actuellement, outre les essais de production de biométhane, le Québec ne produit pas de gaz ni de pétrole. Les émissions fugitives de méthane de source anthropique se limitent essentiellement à celles qui émanent de son réseau de distribution de gaz, des lieux d'enfouissement technique et de certains établissements agricoles. Contrairement aux États-Unis, où une large proportion de l'électricité était jusqu'à récemment produite par des centrales fonctionnant au charbon, la substitution du charbon au gaz naturel présente moins d'avantages pour le Québec sur le plan des émissions nettes de GES.

Puisque l'intégrité des puits doit être assurée à long terme pour diminuer, voire éliminer les émissions fugitives, l'application des bonnes pratiques inhérentes à la mise en place des tubages, à leur cimentation et aux essais d'étanchéité visant à qualifier la qualité des coffrages est incontournable.

Les travaux des EES ont, entre autres, contribué à établir les bonnes pratiques afférentes à ces activités. L'application des bonnes pratiques dès la planification des travaux, et tout au long de la réalisation de ceux-ci, est considérée comme étant indispensable pour assurer l'intégrité d'un puits à long terme. Le suivi et le contrôle des puits après les travaux sont également essentiels afin de déceler, de qualifier et de quantifier une éventuelle émission fugitive et de procéder aux mesures de reconditionnement appropriées.



Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre

Enfin, 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 concerne 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 s'étend également à la distribution des carburants et des combustibles (AENV-01).

Objectifs de la Politique énergétique 2030

Dans la Politique énergétique 2030, le Gouvernement du Québec s'est donné des cibles ambitieuses qui devraient permettre de réduire les émissions de GES de 16 Mt équivalent CO₂, soit l'équivalent de 18 % des émissions de 1990. Ce qui suppose :

- d'améliorer de 15 % l'efficacité de l'énergie utilisée;
- de réduire de 40 % la quantité de produits pétroliers consommés;
- d'éliminer l'utilisation du charbon thermique;
- d'augmenter de 25 % la production totale d'énergies renouvelables;
- d'augmenter de 50 % la production de bioénergie.

Afin de favoriser la transition énergétique vers une économie faible en carbone, le gouvernement entend mettre en place des mesures innovantes pour réduire les émissions de GES en :

- agissant sur la consommation énergétique des ménages et des entreprises commerciales, notamment grâce à des initiatives visant à réduire la consommation énergétique du patrimoine bâti;
- agissant sur les choix énergétiques des entreprises industrielles, notamment en interdisant l'utilisation du charbon à moins que les GES émis par ce type de combustible ne soient séquestrés au moyen de technologies éprouvées;
- agissant sur les habitudes de déplacement des personnes et sur le transport des marchandises, notamment en soutenant la décarbonisation des transports dans le milieu industriel, en y faisant la promotion de formes d'énergie qui émettent moins de GES et en améliorant l'offre de service du transport en commun;
- donnant l'exemple en matière de consommation d'énergie, notamment en réduisant la dépendance du gouvernement aux énergies fossiles, que ce soit pour sa flotte de véhicules légers ou par des mesures d'efficacité énergétique dans les bâtiments publics.



Une éventuelle exploitation des hydrocarbures en territoire québécois contribuera inévitablement à faire augmenter le bilan actuel en matière de GES. Ces émissions seraient cependant soumises à un système de plafonnement, ce qui n'est pas le cas pour les hydrocarbures actuellement importés au Québec. Une évaluation des émissions absolues de GES pourra être faite lorsque les potentiels en hydrocarbures seront mieux connus. À ce moment, l'impact réel du développement de cette filière sur le bilan québécois des GES et sur l'atteinte des cibles de réduction après 2020 pourra être établi.

L'assujettissement de l'ensemble des activités d'exploitation des hydrocarbures au SPEDE va permettre de redistribuer une partie de la rente économique (droits d'émission) vers des activités destinées à réduire les émissions. L'industrie devra déployer des efforts importants et mettre rapidement en place des mesures d'atténuation pour réduire les émissions de GES découlant de ses activités, à défaut de quoi, elle devra acheter des droits d'émission à d'autres entreprises au Québec ou dans les États participant au marché du carbone.

3.5 Enjeux économiques

À l'instar de tout secteur industriel, de nombreux enjeux économiques sont associés au secteur des hydrocarbures, que ce soit sur le plan des régimes de redevances, des retombées économiques ou des coûts des impacts sociaux et environnementaux. La documentation des enjeux économiques contribue à évaluer si un projet est acceptable ou non pour une communauté, une région ou pour l'économie tout entière, et ce, du point de vue des citoyens, des gouvernements et des promoteurs.

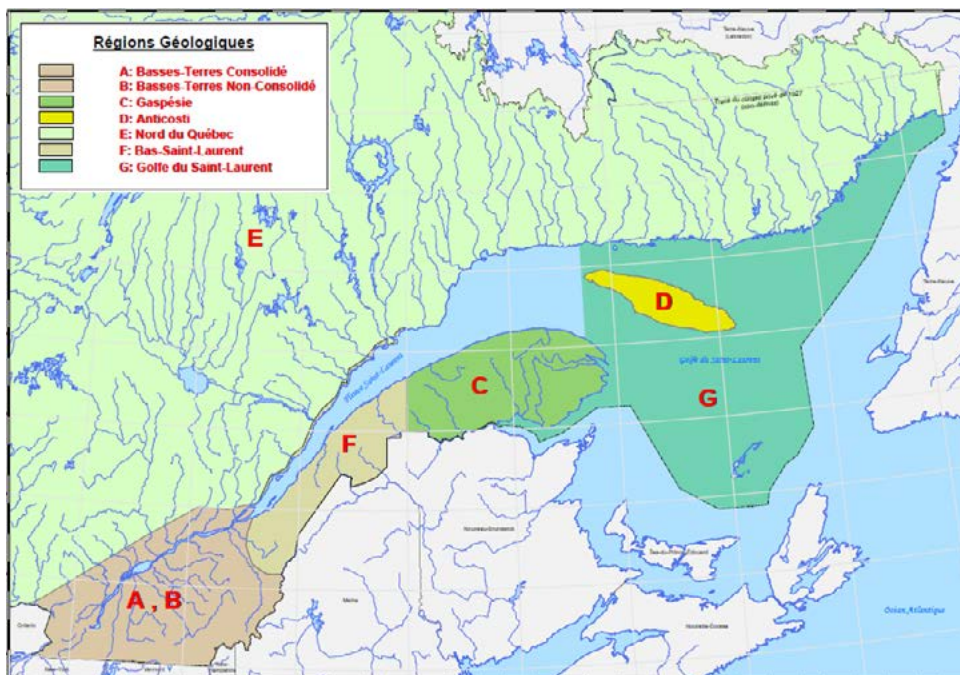
Cette section présente le contexte économique dans lequel s'inscrit le secteur des hydrocarbures au Québec, indique le rôle que joue cette filière dans une perspective de transition énergétique et présente les enjeux économiques auxquels est associé ce secteur.

3.5.1 Pertinence économique du secteur des hydrocarbures

Potentiel en hydrocarbures des bassins sédimentaires du Québec³⁷

L'exploration des hydrocarbures en milieu terrestre se concentre actuellement à l'intérieur de quelques 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, un moratoire empêche pour le moment toute activité dans ce secteur. Avant celui-ci, les activités étaient concentrées aux environs de la structure géologique d'Old Harry dans le golfe du Saint-Laurent (figure 3.3), le meilleur site d'exploration dans ce milieu à l'heure actuelle.

Figure 3.3 : Régions géologiques



Source : MERN, 2015

37 Le potentiel économique des ressources en hydrocarbures du Québec (Canadian Energy Research Institute, février 2016, 9 minutes) <https://vimeo.com/155003144>.

Par leur nature, les réservoirs d'hydrocarbures dans le sol ne peuvent pas être directement observés ou mesurés. Différents moyens directs et indirects (géochimie, géophysique, sondage, forage de puits, complétion, etc.) doivent être employés pour en estimer les propriétés avec divers degrés de certitude. Le potentiel en hydrocarbures d'un bassin ou d'une structure géologique sera considéré comme établi ou avéré si des ressources en hydrocarbures ont pu être définies au moyen de ces techniques. Ce potentiel sera considéré comme étant conceptuel ou spéculatif si des hydrocarbures ont pu être décelés ou s'il existe suffisamment d'indices géologiques pour permettre d'en supposer l'existence, mais qu'aucune estimation des ressources n'est disponible.

Plusieurs bassins sédimentaires du sud du Québec semblent présenter un potentiel en pétrole ou en gaz naturel, ou les deux. Ce potentiel est inféré pour certains bassins et demeure spéculatif pour d'autres. Il importe de noter que la proportion commercialement récupérable du potentiel en place est inconnue dans tous les cas, mais ne représente qu'une faible fraction des ressources en place. Cette portion commercialement récupérable constitue les réserves du gisement. Pour les définir, il faut tenir compte des connaissances géologiques, mais également de facteurs économiques et techniques ainsi que de l'environnement réglementaire prévalent.

Dans les **basses-terres du Saint-Laurent**, on trouve six zones pétrolières potentielles (communément appelées « plays ») pour l'exploitation conventionnelle et deux pour l'exploitation non conventionnelle. Le potentiel a fait l'objet d'une estimation des ressources en place pour quatre de ces « plays ». Le total du potentiel estimé suivant le type de ressource est le suivant³⁸ :

- pétrole non conventionnel (shale d'Utica) : 1,87 milliard de barils (Mbp);
- gaz conventionnel : 182 milliards de pi³ (Gpi³);
- gaz non conventionnel (shale d'Utica) : entre 100 et 300 billions de pi³ (Tpi³).

En **Gaspésie**, on compte cinq « plays », tous pour des ressources de pétrole de type conventionnel et, dans une moindre mesure, de gaz naturel, dont deux ont fait l'objet d'estimations des ressources en place et dont le potentiel combiné est le suivant³⁹ :

- pétrole conventionnel : 432 millions de barils, avec les champs de Haldimand et de Galt.

Dans le **Bas-Saint-Laurent**, on compte six « plays » de type conventionnel, dont deux ont fait l'objet d'estimations des ressources en place. Le total des estimations des ressources en place est le suivant⁴⁰ :

- gaz conventionnel : 23 Gpi³ (en incluant le champ Massé).

³⁸ Selon le rapport de Séjourné et collab., Géologie et potentiel en hydrocarbures des bassins sédimentaires du sud du Québec, INRS, janvier 2015. Lorsque le rapport présente des fourchettes d'estimations, il s'agit ici de l'estimation médiane. Dans tous les cas, des travaux d'exploration additionnels seront nécessaires pour confirmer ou infirmer la présence d'une ressource exploitable.

³⁹ Idem.

⁴⁰ Idem.

L'île **d'Anticosti** compte quatre « plays » conventionnels, dont deux spéculatifs et un non conventionnel, celui des shales du Macasty. Le total du potentiel en place estimé est le suivant :

- pétrole conventionnel : 63 Mbp;
- gaz conventionnel : 120 Gpi³;
- pétrole et gaz non conventionnel : entre 44 et 102 Mbp.

Dans le **golfe du Saint-Laurent**, pour la partie marine du bassin d'Anticosti, on trouve quatre « plays » conventionnels et un « play » non conventionnel. Ce dernier est le prolongement marin de la formation géologique de Macasty, qui se trouve sur l'île d'Anticosti : il présente donc un potentiel en pétrole et en gaz naturel, qui demeure théorique en l'absence d'informations additionnelles suffisantes et de forages d'exploration. Le total du potentiel estimé pour les trois « plays » conventionnels évalués est le suivant :

- pétrole conventionnel : 291 Mbp;
- gaz conventionnel : 465 Gpi³.

Toujours dans le golfe du Saint-Laurent, pour le bassin de Madeleine, on dénombre trois « plays » conventionnels. Le total du potentiel estimé pour les deux « plays » ayant fait l'objet d'estimation des ressources en place est le suivant :

- pétrole conventionnel : 99 Mbp;
- gaz conventionnel : 2 862 Gpi³.

Les champs Old Harry et Millerand sont situés dans ces « plays ».

Ainsi, les secteurs qui se distinguent par leur potentiel se situent en Gaspésie, à l'île d'Anticosti, dans les basses-terres du Saint-Laurent, au Bas-Saint-Laurent et dans le golfe du Saint-Laurent. Le degré de connaissances est cependant variable d'un bassin à l'autre et limité quant aux quantités commercialement récupérables. À l'heure actuelle, il n'y a aucun développement commercial d'hydrocarbures au Québec.

La région des basses-terres du Saint-Laurent bénéficie d'un long historique d'exploration. C'est un des bassins québécois pour lesquels il existe une banque de connaissances assez élaborée. Son potentiel est considérable, et sa ressource principale est essentiellement constituée de gaz naturel.

La région de la Gaspésie a elle aussi un long historique d'exploration. Jusqu'à maintenant, les travaux se sont concentrés au nord-est de la péninsule où le degré d'avancement des connaissances est modéré. En dehors de ce secteur, les connaissances dans le reste de la Gaspésie sont peu approfondies, notamment en raison du faible nombre de forages profonds et de lignes sismiques de qualité. La nature et le degré de maturation des roches mères identifiées en Gaspésie ainsi que des suintements en surface indiquent la présence de pétrole et de gaz naturel. Plusieurs découvertes ont d'ailleurs été faites au cours de la dernière décennie et des estimations sur les ressources en pétrole et en gaz sont disponibles pour certains de ces gisements.

Les connaissances en matière d'exploration des hydrocarbures sont encore peu avancées dans la région du Bas-Saint-Laurent. Un nombre restreint de forages profonds et de levés sismiques de qualité est recensé. Des découvertes récentes indiquent toutefois un potentiel en pétrole et en gaz.

Le contexte géologique de la région du golfe du Saint-Laurent s'apparente à celui du bassin sédimentaire de la mer du Nord, dont elle constituerait le prolongement vers l'ouest. Cet immense territoire est encore peu exploré, mais il existe des indications préliminaires selon lesquelles il contiendrait une diversité de structures géologiques propices à la présence d'hydrocarbures. La structure Old Harry, située à la limite de la partie québécoise du golfe, est l'une de ces structures. Bien que le potentiel de cette région soit considérable, les travaux nécessaires pour explorer et documenter ce potentiel sont importants et pourraient s'étirer sur plusieurs années.

Scénarios de développement

Dans le cadre des présentes EES, des analogues géologiques ont été identifiés pour les bassins de la Gaspésie, des basses-terres du Saint-Laurent, du Bas-Saint-Laurent, d'Anticosti et du golfe du Saint-Laurent (tableau 3.16).



L'analogue géologique 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. Dans le contexte québécois, la définition de tels analogues 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 :

- d'anticiper les risques géologiques associés aux structures présentant un potentiel de découverte d'hydrocarbures;
- de définir les enjeux de conception, de développement et d'intégrité des travaux pour en augmenter la qualité et optimiser le rendement et la sécurité dans un contexte similaire;
- d'établir les bonnes pratiques à adopter;
- de désigner les portions du territoire et les activités pour lesquelles il serait justifié d'appliquer une réglementation précise.

D'un point de vue économique, lorsque la quantité et la qualité de l'information disponible le permettent, l'identification d'un analogue géologique peut représenter une première étape vers l'élaboration de scénarios de production qui pourront être développés au fur et à mesure que de nouvelles données sur la structure géologique et son potentiel de production seront disponibles.

Tableau 3.16 : Analogues géologiques des principaux projets d'hydrocarbures du Québec⁴¹

Nom du projet	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 Sayabec d'âge silurien	Formation de Slave Point en Alberta	Gaz dans des calcaires et récifs dolomitisés dévoniens de type 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

Une étude devait être réalisée à l'aide de ces analogues dans le cadre du PACA afin 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 (GECN01). Celle-ci a toutefois dû être annulée, car l'approche méthodologique ne permettait pas, en fonction des connaissances existantes et des délais impartis, de modéliser des scénarios de développement. Une modélisation a toutefois pu être faite pour l'île d'Anticosti, puisque la Formation de Macasty était relativement similaire aux analogues utilisés, que le modèle géologique était particulièrement simple et qu'une partie de l'information requise était disponible. Celle-ci est présentée dans le rapport sur l'EES propre à l'île d'Anticosti.

La progression éventuelle de l'exploration et de l'acquisition de connaissances géoscientifiques pourrait permettre d'acquérir les données nécessaires pour développer des scénarios de production plausibles des autres bassins géologiques du Québec.

41 Selon l'étude GTECO1 de l'INRS, les projets de la région des basses-terres du Saint-Laurent ne figurent pas dans ce rapport.



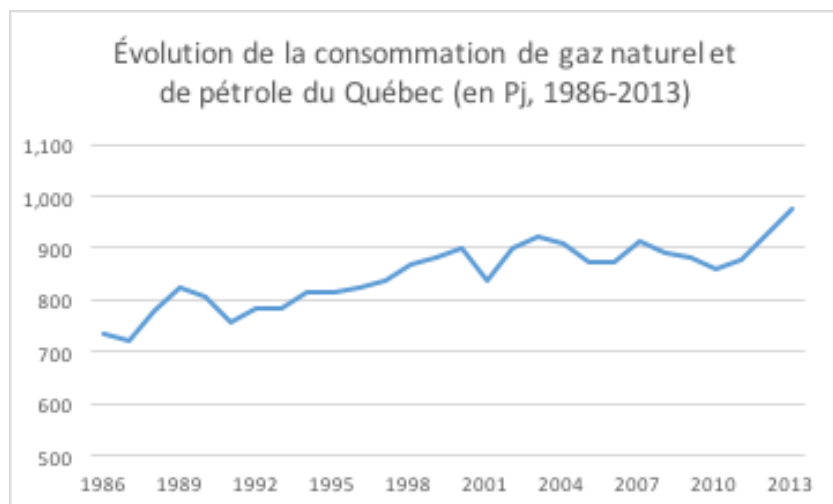
La consommation québécoise et les débouchés potentiels

Au Québec, la consommation quotidienne en hydrocarbures atteint environ 350 000 barils de pétrole et 160 millions de mètres cubes de gaz naturel. Ces hydrocarbures sont principalement utilisés comme carburant dans les moyens de transport, alors qu'une faible partie sert à la production de biens de toutes sortes comme des plastiques, des textiles ou de l'asphalte.

À l'heure actuelle, la totalité des hydrocarbures consommés est importée, le Québec n'ayant aucune production commerciale de pétrole ou de gaz. Le pétrole et le gaz consommés par les Québécois doivent donc être extraits ailleurs, selon la réglementation environnementale de l'endroit, puis transportés au Québec par navires, par trains ou par pipelines.

En 2015, l'importation d'hydrocarbures représentait 8 % des 89,8 G\$ d'importations du Québec, soit l'équivalent de 86 % du déficit total de la balance commerciale pour cette même année. Sur le plan de la quantité, la consommation annuelle de pétrole et de gaz naturel est en hausse depuis le dernier siècle au Québec.

Figure 3.4 : Évolution de la consommation de gaz naturel et de pétrole du Québec



Sources : Données de Statistique Canada et de HEC Montréal, et compilations du MERN

Une production d'hydrocarbures au Québec pourrait se substituer en partie aux importations. Dans une perspective où il est préférable de réduire les distances associées au transport des hydrocarbures, cette production permettrait que les ressources soient consommées sur les marchés locaux, seul l'excédent étant exporté, le cas échéant.

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 continuerait vraisemblablement à importer et à exporter des hydrocarbures et des produits transformés.

Par ailleurs, toujours sur le plan environnemental, une production québécoise d'hydrocarbures devrait s'inscrire dans un cadre légal et réglementaire rigoureux, inspiré des bonnes pratiques observées dans d'autres États reconnus pour la qualité de leur cadre légal et réglementaire, ce qui n'est pas toujours le cas pour les hydrocarbures importés au Québec. En outre, l'industrie québécoise des hydrocarbures serait également assujettie au SPEDE⁴². En fin de compte, sur le plan environnemental, d'un point de vue global et mondial, une production québécoise d'hydrocarbures semble préférable pour deux raisons. Elle permettrait de :

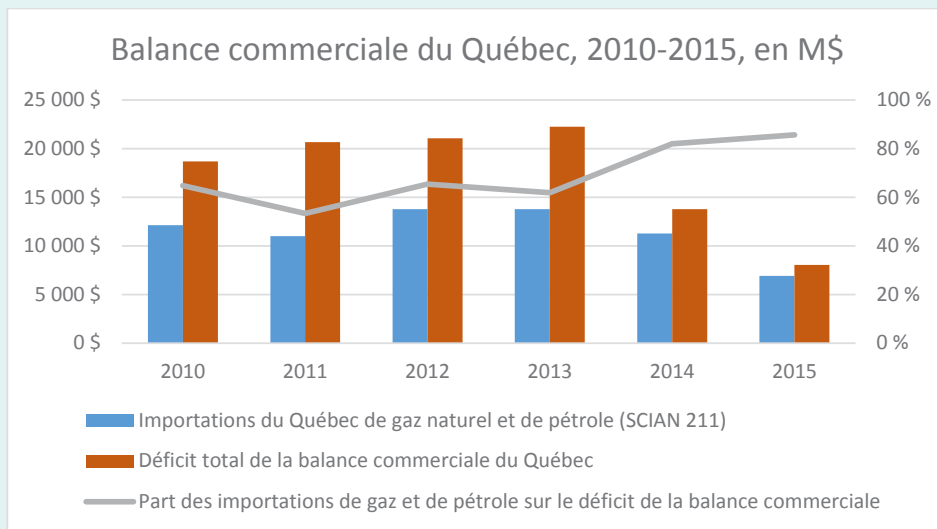
- diminuer les distances de transport de la ressource consommée au Québec;
- réglementer les activités d'extraction selon des normes environnementales strictes établies par le Québec et de les assujettir au SPEDE.

En parallèle, dans le contexte où l'exploitation des hydrocarbures pourrait, à l'horizon 2030, s'avérer difficilement conciliable avec les objectifs du Québec en matière de lutte contre les changements climatiques, les politiques publiques devraient alors s'assurer qu'une éventuelle production locale d'hydrocarbures ne freinerait en aucun cas les efforts de transition énergétique vers une économie à faible empreinte carbone.

42 <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/carbone/Systeme-plafonnement-droits-GES.html>

La balance commerciale du Québec

En 2015, le déficit de la balance commerciale du Québec a atteint 8 G\$ selon les données de Statistique Canada. Les importations d'hydrocarbures du Québec (SCIAN 211) ont atteint 6,9 G\$ et représentent donc l'équivalent de 86 % du déficit de la balance commerciale.



Sources : Institut de la statistique du Québec et Statistique Canada

D'un point de vue économique, la balance commerciale fait partie du calcul du PIB⁴³ d'un État. Ainsi, un déficit récurrent de la balance commerciale d'un État est un indicateur d'appauvrissement et a un impact néfaste sur le PIB et donc sur la création de richesse.

Les principales prévisions de la demande en hydrocarbures indiquent qu'il y aurait des débouchés pour les ressources 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 pourrait devenir possible grâce aux économies sur le transport des ressources, en raison de la proximité de celle-ci avec les consommateurs. En résumé, il existe généralement un marché pour les projets, mais l'enjeu principal porte sur les coûts totaux, incluant l'aménagement des infrastructures et les coûts de production et de transport.

43 $PIB = C + I + G + (X - M)$, c'est-à-dire consommation + investissements + dépenses publiques courantes + (exportations - importations).

Soulignons que lors de la Conférence des Nations Unies sur les changements climatiques tenue à Paris du 30 novembre au 11 décembre 2015, la volonté d'établir des contraintes sur les émissions de GES s'est traduite par la signature d'un accord historique de la communauté internationale pour tenter de limiter le réchauffement planétaire à moins de 2 °C d'ici 2100. Cette volonté pourrait avoir un impact sur la dynamique du marché québécois et mondial du pétrole et du gaz naturel, dans la mesure où la réduction de ces émissions doit forcément passer par une réduction de la consommation de charbon et de pétrole et par une croissance limitée de la consommation de gaz naturel à l'échelle mondiale. Néanmoins, même dans la perspective d'une diminution importante de la consommation d'hydrocarbures au Québec, une éventuelle production de pétrole et de gaz pourrait trouver preneur à court et moyen pour combler des besoins locaux. Soulignons que, peu importe le scénario de production envisagé, le Québec demeurera un producteur marginal d'hydrocarbures dans le monde. En outre, une décroissance du marché mondial des hydrocarbures pourrait poser des défis de rentabilité supplémentaires à une industrie québécoise déjà contrainte de faire face à de nombreux producteurs bien établis, bénéficiant de coûts de production possiblement inférieurs et ayant déjà amorti une partie du coût des infrastructures.

Par ailleurs, la consommation annuelle résiduelle d'hydrocarbures (gaz ou pétrole) si le Québec atteignait tous ses objectifs en matière de réduction des GES⁴⁴ serait respectivement de 230 Gpi³ en gaz naturel en 2050 et de 13,9 Mbp en pétrole à des fins non énergétiques (asphalte, plastiques, etc.) (GECN04). Rappelons que les scénarios de développement pour Anticosti prévoient qu'en période de production maximale 246 Gpi³ de gaz et 12,3 Mbp de pétrole seraient extraits annuellement (AECN01).

Les prix

Le prix du baril de pétrole (WTI en dollars 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 (figure 3.5). 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 jusqu'à 100 \$ en 2014.

Dans les dernières années, l'apparition de nouvelles techniques d'extraction a entraîné un boom sur le plan de la production de pétrole de schiste, principalement aux États-Unis. Entre le milieu de 2014 et le début de 2016, un écart s'est créé en raison d'une offre en forte hausse et d'une demande stagnante qui a provoqué un sévère ajustement à la baisse du prix du baril. Le prix est ainsi passé de plus de 100 \$ US à l'été 2014 à moins de 30 \$ US en janvier 2016.

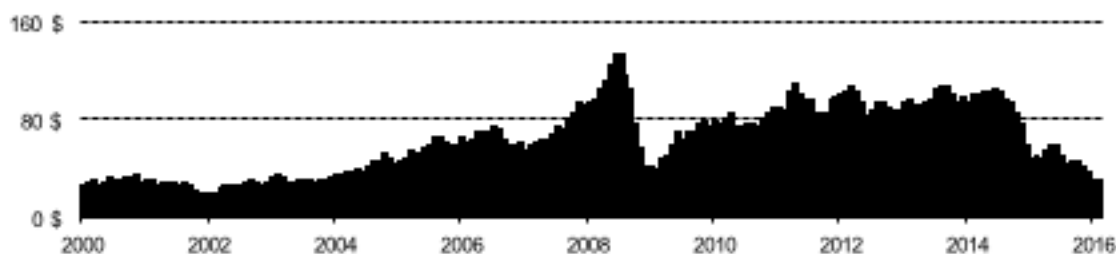
Avec la réduction des prix des hydrocarbures observée depuis 2014, les forages pour mettre de nouveaux puits en production sont en forte baisse aux États-Unis et au Canada. Cette diminution des forages aura pour effet de faire diminuer la croissance de la production d'hydrocarbures dans les prochaines années en Amérique du Nord. Ainsi, de l'avis de l'Agence internationale de l'énergie, pour la période 2015-2021, la demande mondiale de pétrole devrait s'accroître de 7,2 Mbp par jour alors que la production mondiale

44 Diminution de 80 % des émissions de GES d'ici 2050 par rapport à l'année 1990.

devrait s'accroître de 4,1 Mbp⁴⁵ (figure 3.6). Ceci pourrait permettre de rééquilibrer le marché en faisant monter les prix du pétrole et du gaz naturel. Néanmoins, des aléas géopolitiques de diverses natures sont venus perturber le marché au cours des dernières années et le feront possiblement à nouveau au cours des prochaines années. À plus long terme, de nombreux inconnus subsistent et les prévisions sont encore très hypothétiques.

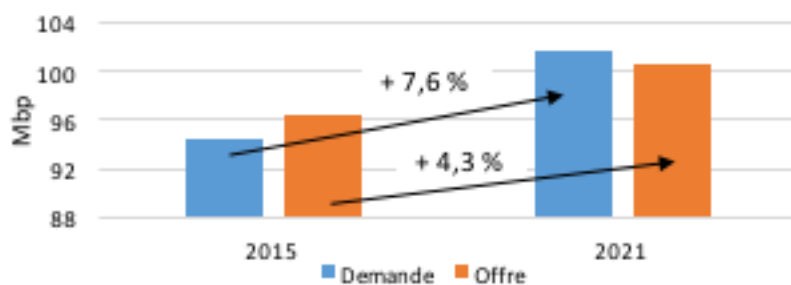
Au final, le marché mondial et les prix des hydrocarbures sont sujets à une évolution de la demande et de l'offre. Ces deux éléments peuvent varier rapidement et de façon parfois imprévisible en raison, par exemple, des efforts de lutte contre les GES, de l'apparition de nouvelles technologies, de la croissance des économies émergentes, de l'évolution de l'économie mondiale ou de tensions géopolitiques.

Figure 3.5 : Prix du pétrole WTI, de janvier 2000 à février 2016, par baril (en dollars US courants)



Source : EIA, mars 2016

Figure 3.6 : Demande et offre mondiales de pétrole – 2015-2021 (en millions de barils de pétrole)



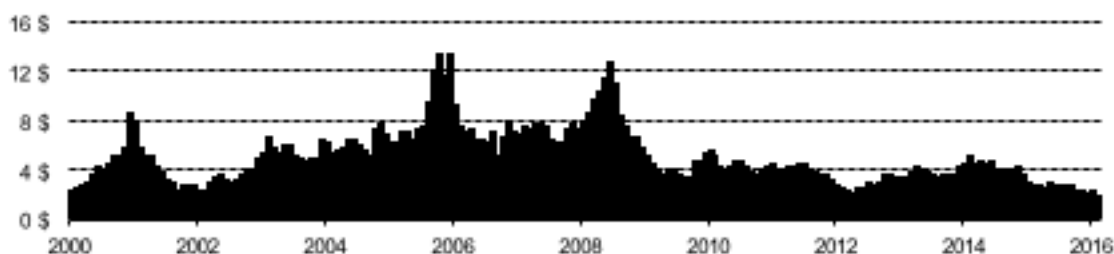
Source : IEA, mars 2016. Les données pour 2021 sont des prévisions.

45 International Energy Agency, Medium-Term Oil Market Report, 2016

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 (figure 3.7).

Contrairement au pétrole, le prix du gaz naturel en Amérique du Nord n'a pas connu de mouvement haussier important depuis 2008. Il a même poursuivi sa baisse jusqu'à tomber sous la barre des 2 \$ US le pied cube en avril 2012. Cela s'explique notamment par le fait que le marché du gaz naturel est plus continental que mondial, à l'inverse de celui du pétrole. L'impact de l'exploitation du gaz de schiste aux États-Unis a donc eu un effet marqué sur le prix du gaz naturel transigé sur les marchés nord-américains.

Figure 3.7 : Prix de référence du gaz naturel (Henry Hub), de janvier 2000 à février 2016 par pied cube (en dollars US courants)



Source : EIA, mars 2016

3.5.2 Transition énergétique

Près de 55 % de l'énergie consommée par les Québécois provient de ressources fossiles qui sont entièrement importées et raffinées sur son territoire.

Le Québec présente toutefois l'un des meilleurs bilans au monde en matière de consommation d'énergies renouvelables et de production d'électricité propre. Dans un contexte de lutte contre les changements climatiques et de recherche d'une sécurité énergétique accrue, l'énergie verte du Québec est appelée à prendre de la valeur.

D'ailleurs, la Politique énergétique 2030, tout comme le Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques et le Plan d'action en électrification des transports 2015-2020, vont permettre au Québec d'accroître son leadership en matière d'énergies renouvelables, d'efficacité énergétique et d'innovation, tout en poursuivant le développement d'une économie moins dépendante des énergies fossiles. Le gaz naturel a néanmoins un rôle à jouer comme énergie de transition dans certains secteurs où des solutions technologiques de remplacement ne sont pas encore disponibles.

La transition énergétique vise à préparer l'après-pétrole et à instaurer un nouveau modèle, plus robuste et plus durable face aux enjeux d'approvisionnement en énergie, à l'évolution des prix, à l'épuisement des ressources et aux impératifs de protection de l'environnement, ainsi qu'à améliorer la qualité de vie des citoyens en collaboration avec l'ensemble des collectivités des régions du Québec.

La réduction des émissions de GES se trouve au cœur des objectifs de cette transition énergétique. L'objectif de réduction que s'est fixé le Québec est très ambitieux. Tout en travaillant à atteindre cette cible, et en tenant compte de l'ensemble des enjeux économiques, environnementaux et sociaux que cela implique, le gouvernement doit veiller au maintien de la compétitivité du tissu industriel québécois et atténuer les impacts des coûts de l'énergie pour les consommateurs.

Cette transition doit aussi se faire en comptant sur des sources d'énergie diversifiées, dont le développement de ses ressources qui concourent, sur le plan économique, à la sécurité des approvisionnements et à l'amélioration de sa balance commerciale. Sur le plan environnemental, le développement doit se faire en réduisant les risques associés à ses approvisionnements et à son utilisation de sources polluantes pour les milieux naturels, les écosystèmes et la santé humaine. Ce qui signifie également réduire les émissions de GES générés par le transport de ces ressources qui sont nécessaires à l'économie québécoise, grâce notamment à des mesures d'efficacité et de conversion énergétique et d'aménagement du territoire.

La transition énergétique dans laquelle s'inscrit le Québec se caractérise ainsi :

- Les hydrocarbures, particulièrement le pétrole, resteront une forme d'énergie nécessaire dans les décennies à venir, en particulier pour le transport (aérien, maritime, routier, ferroviaire, fluvial, etc.) et pour la filière industrielle pétrochimique et chimique (bitume, plastiques, etc.).
- Les énergies renouvelables vont se développer aux côtés des autres énergies. Toutefois le rythme de leur développement et les possibilités qu'elles auront de s'implanter ne permettront pas la substitution complète des énergies fossiles à l'horizon 2030.
- L'amélioration du bilan énergétique des Québécois passe par la réduction de leur consommation des différentes formes d'énergies, notamment grâce à l'innovation et à l'efficacité énergétique. Ces efforts devront être poursuivis par l'ensemble de la collectivité (incluant les individus, les entreprises, les municipalités et le Gouvernement du Québec) pour l'ensemble des secteurs d'activité (transport, procédés industriels, bâtiments, etc.).
- Pour éliminer les hydrocarbures, des solutions adaptées aux Québécois devront être développées, notamment en ce qui concerne l'ensemble des usages spécifiques au transport (urbain, longue distance, camionnage, fret, etc.). Elles devraient être amenées progressivement, le temps que la technologie évolue et que les habitudes de consommation des Québécois se transforment.
- Des solutions de rechange compétitives au carburant diesel et au mazout, comme le gaz naturel liquéfié, permettraient aux clients des régions qui ne sont pas desservies par le réseau électrique, ou par le réseau de distribution du gaz naturel, de réduire de moitié les émissions de GES attribuables au pétrole.

En effet, l'étendue du territoire québécois ne permet pas de desservir entièrement la Côte-Nord, le Nord-du-Québec, la Gaspésie et le Bas-Saint-Laurent en hydroélectricité et en gaz naturel.

- Un meilleur arrimage entre l'aménagement du territoire et le transport des personnes et des marchandises est également recherché afin de :

1. réduire les distances à parcourir;
2. réduire la durée des déplacements;
3. favoriser une utilisation optimale des modes de transport.

D'ailleurs, le gaz naturel peut contribuer de façon importante à la transition énergétique, puisqu'il a une faible empreinte carbone qui suscite l'intérêt grandissant des industries de plusieurs secteurs (transport, développement minier, distribution, etc.) :

- la conversion de camions et de navires (ex. : Transport Robert et la Société des traversiers du Québec);
- les projets de conversion dans le secteur industriel (ex. : ArcelorMittal);
- les nouveaux modes de distribution dans les régions éloignées.

Le Québec est également très actif sur le plan de l'électrification des transports, en ce qui a trait, entre autres, aux véhicules légers, au transport collectif et à l'implantation de bornes de recharge.

Pour réaliser sa transition énergétique vers une économie à faible empreinte carbone, le Québec aura besoin de toutes les formes d'énergie. Dans cette perspective, il doit pouvoir compter sur des sources d'énergie diversifiées, dont le développement de ses ressources qui concourent, sur le plan économique, à la sécurité des approvisionnements et à l'amélioration de sa balance commerciale.

Cette transition énergétique s'inscrit dans une tendance mondiale vers des économies plus sobres en carbone qui s'est concrétisée par l'Accord de Paris conclu en décembre 2015. Par cet accord, les parties qui ont signé la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) se sont entendues pour maintenir le réchauffement climatique à moins de 2 °C par rapport à l'ère préindustrielle. Le Québec n'est donc pas seul à agir pour lutter contre les changements climatiques. Ses principaux partenaires économiques ont également souscrit à des cibles ambitieuses de réduction de GES.

L'exploitation des hydrocarbures permettrait de limiter la dépendance du Québec à des sources d'énergie importées plus polluantes, d'améliorer sa balance commerciale et de générer d'importantes retombées économiques locales et nationales. Comme avantages environnementaux, la production locale se ferait en fonction des normes environnementales québécoises qui sont plus exigeantes, notamment en ce qui concerne les GES, contrairement aux hydrocarbures importés qui sont produits ailleurs, dans des conditions sur lesquelles le gouvernement n'a aucun contrôle.

Il appartient toutefois à l'industrie de démontrer que les ressources du sous-sol québécois pourraient être exploitées commercialement de façon rentable et responsable. Et il revient au gouvernement d'imposer des balises pour que cette exploitation se fasse dans le respect des collectivités, en utilisant les bonnes pratiques en matière de sécurité et de protection de l'environnement et en mettant en place les mesures de suivi nécessaires.

3.5.3 Captage et partage de la rente économique

Rôle de l'État québécois dans les activités de mise en valeur des hydrocarbures

La participation de l'État au partage de la rente économique (bénéfices, redevances et retombées économiques) peut prendre diverses formes, notamment par une prise de participation dans le capital des entreprises, par des mesures fiscales ou par un partenariat public/privé.

Au Québec, Ressources Québec est actionnaire minoritaire des sociétés Junex et Pétrolia dans lesquelles elle possède respectivement près de 17 % du capital-actions. Elle détient par ailleurs une participation de 35 % dans la société Hydrocarbures Anticosti.

Ressources Québec est une filiale d'Investissement Québec, laquelle est une société d'État qui assure la conduite de la prospection d'investissements étrangers et réalise des interventions stratégiques.

Le rôle de Ressources Québec consiste à :

- accompagner les entreprises tout au long de la réalisation de leurs projets, de l'exploration à l'exploitation, jusqu'à la transformation des ressources;
- compléter le financement privé en favorisant les projets qui ont de bonnes perspectives de rendement et qui sont structurants pour l'économie du Québec.

Ressources Québec dispose d'une capitalisation de plus de 500 M\$ destinée à réaliser des investissements dans ces secteurs et est également le gestionnaire du fonds Capital Mines Hydrocarbures (CMH)⁴⁶, lequel est doté d'une enveloppe de 1 G\$, dont 500 M\$ pour les projets réalisés sur le territoire du Plan Nord et 500 M\$ pour les projets dans l'ensemble du Québec.

- Le fonds CMH permet de prendre des participations dans des entreprises des secteurs des mines et des hydrocarbures qui exploitent et transforment des substances minérales au Québec.
- Un montant maximum de 800 M\$ est consacré aux projets miniers, dont 200 M\$ pour les études de préfaisabilité et de faisabilité, et un montant minimum de 200 M\$ est réservé aux projets d'hydrocarbures.

46 Le fonds CMH sera renommé Capital Mines Énergie à la sanction du projet de loi omnibus mettant en œuvre les dispositions du budget 2016-2017.

Dans le cadre des projets d'investissement considérés par Ressources Québec, le rôle du MERN consiste à produire des avis sectoriels sur différents aspects d'un projet d'investissement donné, notamment administratif, technique, technologique et commercial. Les avis doivent également présenter les gestes posés par le promoteur pour susciter l'acceptabilité sociale du projet. Au final, sur recommandation de son ministère, le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles doit formuler un avis sur les projets d'investissement ou de désinvestissement.

Ressources Québec agit généralement comme partenaire minoritaire. Par conséquent, ce sont les promoteurs privés qui ont ultimement la tâche de démontrer la pertinence économique de leur projet auprès des investisseurs, et de compléter le financement dont ils ont besoin pour en permettre la réalisation.

Développement de la filière des hydrocarbures et de l'expertise

La filière des hydrocarbures comprend les activités d'exploration, de production, de transformation et de transport. D'autres industries sont également présentes en amont et en aval de cette filière, ce sont les fournisseurs de biens et de services et les équipementiers qui rendent les activités de la filière possibles.

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'y a aucune activité d'exploitation sur le territoire québécois présentement. En effet, il appert que les retombées des activités économiques liées à la production des hydrocarbures profitent généralement d'abord aux provinces où ces ressources sont extraites.

Une éventuelle exploitation d'hydrocarbures au Québec pourrait bénéficier d'abord 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.

Le Québec possède une structure industrielle complexe, une main-d'œuvre qualifiée, un réseau entrepreneurial et des centres de formation diversifiés. À partir de l'expertise acquise, notamment dans le secteur minier, l'industrie des hydrocarbures pourrait vraisemblablement donner naissance à une structure industrielle locale alimentée par des fournisseurs de biens et de services et par des équipementiers.

En ce qui a trait aux salaires, les activités de mise en valeur des hydrocarbures génèrent, la plupart du temps, une rémunération supérieure à celle de la moyenne des emplois, dépassant souvent 100 000 \$ par année.

Au Québec, plusieurs programmes de formation pourraient répondre immédiatement aux besoins « de base » d'une éventuelle industrie des hydrocarbures. D'autres besoins, particulièrement ceux qui demandent des connaissances de niveau universitaire, nécessiteraient un temps d'adaptation.

Ainsi, théoriquement, le bassin de main-d'œuvre du Québec serait suffisant pour répondre à la demande potentielle après une période d'adaptation de quelques années.

Les emplois qui ne requièrent pas d'expertise spécialisée dans le domaine des hydrocarbures ne présentent pas un défi majeur. Les effectifs nécessaires pourraient être formés en s'appuyant sur les établissements de formation existants et en ajustant les programmes pédagogiques pour mieux répondre aux besoins de l'industrie.

Sur le plan des emplois spécialisés, qui demandent une formation pointue, le défi serait évidemment plus complexe. Pour le relever, certains nouveaux programmes, en particulier à l'université, devraient voir le jour.

En prévision d'une mise en valeur des hydrocarbures à plus grande échelle, il appert que le gouvernement devra contribuer à préparer les entreprises et les travailleurs à répondre adéquatement et localement aux besoins de cette nouvelle industrie.

Afin d'augmenter les retombées associées aux emplois spécialisés et aux fournisseurs et équipementiers, il serait judicieux que le gouvernement se dote d'une stratégie globale de formation de la main-d'œuvre spécialisée et d'une stratégie d'accompagnement des fournisseurs et des équipementiers de la filière des hydrocarbures. Ces stratégies devraient idéalement inclure un volet local, régional et national.

Les emplois dans la filière des hydrocarbures

À l'instar du secteur minier, une part importante des emplois dans le domaine des hydrocarbures est créée lors des activités d'aménagement des infrastructures et le nombre d'emplois est généralement directement lié à l'ampleur des investissements.

Ainsi, pour le projet d'Anticosti, le nombre d'emplois atteindrait entre 2 200 et 2 600 emplois directs et indirects en moyenne par année pendant les 75 ans que durerait la production. Les emplois directs seraient situés essentiellement sur l'île, avec un service de navette aérienne pour les travailleurs, alors que les emplois auprès des fournisseurs de biens et de services et des équipementiers seraient essentiellement indirects et pourraient être un peu partout au Québec ou à l'extérieur de la province. Soulignons également que le développement de la filière des hydrocarbures au Québec pourrait avoir comme effet de rapatrier des Québécois qui travaillent actuellement ou qui travaillaient dans cette industrie dans l'Ouest canadien.

En ce qui a trait au golfe du Saint-Laurent, l'état des connaissances étant trop limité, il n'a pas été possible d'élaborer d'hypothèses plausibles sur le nombre d'emplois qui pourraient être créés. Néanmoins, les données disponibles ont permis d'évaluer la structure moyenne des investissements qui pourraient être requis (GECN02).

Régime de redevances

Le bilan des connaissances publié le 2 avril 2015 a permis de constater qu'il n'était pas nécessaire de faire d'études complémentaires portant sur les régimes de redevances pour le Québec.

En effet, 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, aussi bien pour les milieux marins que terrestres.

Des travaux antérieurs aux présentes EES ont déjà permis de rendre publics deux projets de régimes de redevances, un pour le gaz naturel, lors du discours sur le budget 2011-2012, et un pour le pétrole, lors du discours sur le budget 2012-2013. Ces deux régimes n'ont toutefois pas été adoptés par l'Assemblée nationale.

Dans le contexte d'une production commerciale d'hydrocarbures, la question des régimes de redevances devra être considérée.

Partage des redevances et de la rente économique

L'observation du fonctionnement du partage des redevances et de la rente économique dans différents États⁴⁷ a permis de faire ressortir cinq aspects qui sont détaillés ci-dessous (GECN03).

- 1) L'équilibre dans le partage de la rente des hydrocarbures entre les entités publiques et privées

Cet élément fait référence essentiellement à la modélisation et au fonctionnement des régimes de redevances qui visent à aller chercher une juste part des bénéfices, à la fois pour le propriétaire de la ressource et pour l'investisseur qui en permet le développement. Il est fondamental puisqu'il est à la base du montant global que le gouvernement est en mesure de partager ou non.

- 2) L'équilibre entre une centralisation des revenus et leur partage avec les communautés concernées par les projets

Pour la plupart des instances étudiées, 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 qui sont subis principalement par les communautés locales et régionales. Les méthodes employées varient toutefois grandement d'une instance à l'autre.

Le Brésil reconnaît un droit constitutionnel aux résultats de l'exploitation des ressources minérales, y compris les hydrocarbures, ou à une compensation financière au titre de l'exploitation de ces ressources, aux États, aux municipalités et à certains organes administratifs.

⁴⁷ Notamment l'Alberta, Terre-Neuve-et-Labrador, la Pennsylvanie, la Norvège et le Brésil.

3) L'équilibre entre les logiques « indemnitaire » ou « redistributive »

Ce point concerne la part des redevances qui pourrait être attribuée aux communautés concernées. Les analyses permettent de distinguer la logique « indemnitaire » de la logique « redistributive ».

La première, plus concrète, assigne une fonction de compensation à l'égard des multiples perturbations qu'induit, dans un espace géographique déterminé, une activité d'exploitation. L'autre logique, plus abstraite, met de l'avant le caractère de « patrimoine commun » de ces ressources et vise une plus large diffusion des avantages financiers découlant de leur exploitation.

L'approche « indemnitaire » peut parfois engendrer auprès d'une instance locale une situation de dépendance budgétaire à l'égard des compensations qui lui sont versées. Aussi, il importe que les montants redistribués soient proportionnels et que des outils de gestion efficaces soient disponibles à l'échelle locale.

4) L'équilibre entre un partage des redevances et des modes alternatifs de compensation

Les communautés concernées peuvent être soutenues par des moyens complémentaires au partage des redevances.

Certaines instances, comme Terre-Neuve-Labrador, obligent les promoteurs à déposer un plan de retombées économiques, lequel peut prévoir par exemple que la main-d'œuvre locale ait une forme de priorité sur les emplois ou que des dépenses en recherche et développement ou des achats de biens et de services soient faits localement.

D'autres instances, comme la Pennsylvanie, ont instauré des lois permettant aux comtés de percevoir des tarifs par puits (*impact fee*) et aux municipalités d'imposer des régimes de compensation, notamment pour l'utilisation des routes locales.

5) L'équilibre entre une gestion à court et à long terme

Le partage des redevances et de la rente économique peut également s'effectuer selon une perspective à long terme. Cette préoccupation se manifeste, dans plusieurs instances, par la création de fonds souverains dans lesquels sont affectés des revenus issus des activités d'exploitation d'hydrocarbures. Ce mécanisme permet de tenir compte de l'équilibre intergénérationnel.

C'est le cas, par exemple, de l'Alberta Heritage Savings Trust Fund, du Oil and Gas Lease Fund de la Pennsylvanie et du Government Pension Fund de la Norvège. Dans tous les cas, une partie des revenus de l'État provenant des activités d'exploitation d'hydrocarbures est déposée dans ces fonds.

Le gouvernement a posé un des premiers gestes sur le plan du partage des redevances, avec l'Accord de partenariat avec les municipalités pour la période 2016-2019, ci-après appelé l'Accord de partenariat, signé le 29 septembre 2015. L'engagement du gouvernement est de l'ordre de 3,2 G\$ sur quatre ans. La mesure 1.5 de l'Accord de partenariat porte sur le partage des revenus provenant de l'exploitation des ressources naturelles (minières, pétrolières, gazières, forestières et pêcheries). Elle est dotée d'une enveloppe de 100 M\$ sur quatre ans et comporte deux volets.

Le premier volet de la mesure 1.5 de l'Accord de partenariat alloue des montants additionnels aux municipalités qui accueilleront de nouveaux projets d'exploitation des ressources minières :

- il est doté d'une enveloppe maximale de 10 M\$ par an;
- il vise essentiellement à contribuer à l'acceptabilité sociale au sein des municipalités qui accueillent de nouveaux projets et à encourager leur réalisation.

Le second volet répartit des sommes entre les MRC au titre des retombées provenant de l'exploitation des ressources naturelles. Il correspond en quelque sorte à une bonification du programme Subventions tenant lieu d'accès aux redevances sur les ressources naturelles, programme qui avait été instauré dans le Pacte fiscal 2000-2005, puis reconduit dans l'Entente de partenariat 2007-2013 de même que dans les ententes provisoires de 2014 et de 2015. L'enveloppe maximale annuelle du second volet est de 15 M\$.

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 bonnes pratiques observées ailleurs dans le monde, devra être mise en place au Québec.

Les travaux des EES ont permis de documenter de nombreuses formules de partage selon le territoire observé, chacune d'elles étant modulée en fonction des réalités locales et régionales. Les formules de partage des redevances s'inscrivent en aval des régimes de redevances, c'est-à-dire qu'il n'y a pas nécessairement de lien entre la conception du régime, qui vise à optimiser les revenus de l'État tirés de l'exploitation des ressources naturelles, et l'utilisation et le partage de ces revenus.

3.5.4 Compensations des externalités des projets

Une externalité est une conséquence, positive ou négative, de l'action d'un agent économique sur un ou plusieurs autres agents n'étant pas partie à cette action. La plupart des externalités de l'industrie des hydrocarbures sont négatives. Elles concernent notamment :

- l'eau : la contamination ou la perte d'usages à la suite des prélèvements, des traitements ou de la disposition de l'eau;
- l'air : les contaminants atmosphériques (COV, NOx, ozone, etc.), les émissions de GES;
- le territoire : l'occupation du territoire (les pertes d'usage), les écosystèmes naturels (la fragmentation et la perte de biodiversité), la radioactivité, la sismicité induite, la réhabilitation et la perte d'usage ou contamination après la fermeture des puits;
- les déversements associés au transport des hydrocarbures (maritime, terrestre et aérien);
- les externalités sociales : le bruit, la santé et la sécurité, le bien-être et la qualité de vie des communautés.

Si les coûts liés à une externalité ne sont pas assumés ou compensés par l'industrie, c'est souvent la société qui doit le faire.

Toutefois le développement éventuel d'une industrie des hydrocarbures au Québec peut aussi apporter des externalités positives à l'échelle locale et provinciale.

Les principales externalités positives sont les bénéfices associés à une plus grande diversité économique, l'augmentation de l'offre de services (dans la santé, l'hébergement et le transport), une plus grande accessibilité au territoire pour la chasse et la pêche, etc.

Plusieurs mécanismes d'intervention s'offrent aux décideurs publics pour réduire, internaliser ou compenser les externalités associées à un projet de développement :

- les instruments de marché tels que le marché du carbone, les caisses publiques d'assurances pour des dommages et les garanties financières d'exécution;
- la taxation, par exemple les taxes sur les émissions de GES, incluant les émissions fugitives et les taxes de production;

- la négociation pour dédommager le propriétaire du terrain;
- la réglementation concernant le niveau de redevances et les garanties associées à des dommages;
- les droits et les tarifs sur les permis, les activités et les quantités;
- les fonds souverains, les fonds d'indemnité et les fonds dédiés.

Certains de ces mécanismes présupposent que les externalités sont quantifiables. Toutefois les coûts sociaux ne sont souvent couverts que partiellement (par exemple, le coût des émissions de GES). La réglementation demeure l'outil privilégié pour internaliser les externalités qui peuvent l'être et réduire celles qui ne peuvent pas l'être.

Des mécanismes permettant de maximiser les retombées économiques, le captage de la rente et son partage ainsi que la compensation des externalités devraient être envisagés dans l'éventualité où le gouvernement autoriserait l'exploitation des hydrocarbures.

4. BESOINS DE CONNAISSANCES ADDITIONNELLES

Les bilans de connaissances réalisés au cours de l'automne 2014 et de l'hiver 2015, les études menées dans le cadre du PACA en 2015 de même que les suggestions formulées par les participants lors des consultations publiques ont permis de cerner un certain nombre de besoins sur les connaissances à acquérir advenant que le gouvernement décide d'aller de l'avant avec le développement de la filière des hydrocarbures au Québec.

Caractéristiques biophysiques

Les besoins prioritaires de connaissances additionnelles sur les caractéristiques biophysiques sont présentés dans le tableau suivant. Il faut noter que certaines recommandations d'acquisition de connaissances sur des caractéristiques biophysiques additionnelles ont été faites dans les sections 3.2 et 3.3 en lien avec leurs enjeux respectifs.

Milieu terrestre	Porteur
Faire la revue des propriétés géologiques de la Gaspésie.	G
Dresser une synthèse des données géologiques du Bas-Saint-Laurent, en révisant les modèles géologiques et les concepts d'exploration et en collectant de nouvelles données.	G
Analyser, de façon détaillée, les volumes d'eau disponibles sur les bassins versants de la Gaspésie et du Bas-Saint-Laurent, advenant une exploitation des ressources par l'industrie des hydrocarbures.	P
Procéder à un inventaire national des failles et des zones de stress dans les shales pour définir les problématiques en cas de fracturation hydraulique.	G
Déterminer la qualité des eaux souterraines et des contaminants, à l'état initial, notamment le méthane qui peut être présent avant la réalisation de travaux de forage et de fracturation.	P
Déterminer les caractéristiques des eaux issues des schistes afin d'identifier les contaminants présents naturellement.	G, P
Milieu marin	
Faire une étude détaillée des aspects physiques (glace, vents, courants marins) du secteur Old Harry.	G, P
Mettre en place un programme annuel de cueillette de données sur le milieu physique du golfe.	G
Analyser, de façon détaillée, l'englacement des phares du golfe du Saint-Laurent pour mieux prédire la réponse des plateformes de forage aux embruns verglaçants.	G
Faire une étude détaillée sur les icebergs et leurs impacts (fréquence, probabilité, analyse des données satellitaires).	G

P : Promoteurs
G : Gouvernement du Québec

Aspects sociaux

Les besoins prioritaires de connaissances additionnelles qui pourraient être acquises dans les domaines de la gouvernance et de l'acceptabilité sociale ainsi que de la participation des communautés autochtones sont les suivants :

Gouvernance et acceptabilité sociale	Porteur
Développer une méthodologie pour réaliser des portraits sociaux et économiques de communautés.	G
Analyser les bonnes pratiques des entreprises (degré et formes d'engagement) en matière de responsabilité sociale des entreprises (RSE) et élaborer des guides de bonnes pratiques. ¹	G
Définir les bonnes pratiques, les conditions et les facteurs de succès des mécanismes de suivi des projets. ¹	G
Participation des communautés autochtones	
Analyser les pratiques du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse en matière de consultation des Autochtones.	G
Approfondir l'étude des pratiques de la Colombie-Britannique en matière de partage de redevances avec les Premières Nations.	G

¹ Tiré du Livre vert sur les orientations du MERN en matière d'acceptabilité sociale, 2016

Aspects environnementaux

Les besoins prioritaires de connaissances additionnelles sur les aspects environnementaux sont les suivants :

Milieu terrestre	Porteur
Déterminer la toxicité et la persistance de certains composés utilisés comme intrants de fracturation.	G
Établir l'état initial des nappes phréatiques dans les secteurs où la fracturation hydraulique pourrait être réalisée.	P
Sismicité	
Établir les conditions naturelles de sismicité dans les régions où des opérations de fracturation hydraulique pourraient avoir lieu. Le réseau de surveillance sismique pourrait alors être amélioré, si nécessaire.	CGC ¹
Faire une étude des contraintes géologiques des secteurs visés par des opérations de fracturation afin d'anticiper les risques, et évaluer l'importance des failles qui pourraient être activées lors de la fracturation.	P
Procéder, le cas échéant, à une caractérisation des couches géologiques profondes, afin de déterminer si la réinjection des eaux usées pourrait être faite de façon sécuritaire lors de futures opérations de fracturation.	P
Développer les connaissances sur la nature des fractures induites par la fracturation hydraulique.	P
Milieu marin	
Déversements	
Mettre en place un programme de recherche sur la dispersabilité et les méthodes de nettoyage des bitumes dilués.	G
Faire une étude détaillée des besoins des protocoles et des mesures environnementales appropriés en cas de déversement.	G
Approfondir les effets écotoxicologiques sur les milieux aquatiques des différents produits qui peuvent être utilisés dans les méthodes de récupération particulières.	G
Évaluer les contraintes que pose la présence d'un couvert de glace afin d'optimiser les périodes où les travaux de forage pourraient être permis.	G

¹ CGC : Commission géologique du Canada

Aspects de sécurité

Les besoins prioritaires de connaissances additionnelles sur la sécurité et la gestion des risques pour la santé et la sécurité des travailleurs sont les suivants :

Milieu marin	
Évaluer les risques géologiques du secteur d'Old Harry dans l'éventualité où un puits d'exploration serait foré dans cette structure géologique.	P
Faire une analyse du cycle de vie de l'ensemble des activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin.	G
Étudier les mesures d'évacuation des plateformes marines.	G
Gestion des risques et sécurité des travailleurs	
Déterminer les instances responsables de la prévention dans ce secteur d'activité.	G
Documenter davantage les risques découlant des procédés, des méthodes de travail et des produits utilisés ainsi que les interventions appropriées pour prévenir ces risques.	G
Documenter les effets à long terme de certains risques sur la santé des travailleurs (mélange BTEX, fluides de résurgence, radionucléides, etc.).	G

Émissions de GES

En ce qui a trait aux émissions de GES, la présente EES a montré qu'il reste des connaissances à acquérir notamment en ce qui a trait aux émissions fugitives de méthane, aux émissions de GES après la fermeture des puits ainsi qu'aux mesures d'atténuation.

Aspects économiques

Les besoins prioritaires de connaissances additionnelles sur les aspects économiques sont les suivants :

Milieu terrestre	
Élaborer des scénarios de production sur les bassins québécois à partir de données réelles lorsque d'autres travaux d'exploration et d'acquisition de connaissances géoscientifiques seront réalisés.	G
Documenter les actions concrètes qui pourraient favoriser certains débouchés, que ce soit sur le plan de la distribution des hydrocarbures au Québec ou sur celui de leur transformation, dans l'intérêt des consommateurs québécois et des fournisseurs.	G
Évaluer les meilleures façons de maximiser les retombées économiques d'un éventuel développement de la filière des hydrocarbures, de façon à favoriser la main-d'œuvre locale et les fournisseurs et les équipementiers québécois.	G
Évaluer la valeur de certaines externalités associées, par exemple, au transport des hydrocarbures et aux pertes d'usage potentiels (chasse, pêche, récréotourisme)	G

Les travaux réalisés dans le cadre de l'EES sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures ont permis de dresser le bilan des connaissances actuelles et d'acquérir de nouvelles connaissances dans le cadre du PACA.

Les connaissances additionnelles à acquérir sont de différentes natures et pourraient éventuellement être acquises par le gouvernement ou par les promoteurs avant que les demandes d'autorisation soient soumises au gouvernement.

Recommandation : Connaissances à acquérir en priorité

À cet égard, il serait essentiel que :

- le promoteur établisse l'état initial des nappes phréatiques et fasse une étude des contraintes géologiques dans les secteurs où la fracturation hydraulique pourrait être réalisée;
- le gouvernement évalue les meilleures façons de maximiser les retombées économiques d'un éventuel développement de la filière des hydrocarbures, de façon à favoriser la main-d'œuvre locale et les fournisseurs et les équipementiers québécois;
- le gouvernement acquière des connaissances en ce qui a trait aux émissions fugitives de méthane, aux émissions de GES après la fermeture des puits ainsi qu'aux mesures d'atténuation.

5. CADRE LÉGISLATIF ET RÉGLEMENTAIRE DES ACTIVITÉS DE MISE EN VALEUR DES HYDROCARBURES

5.1 Cadre actuel

La mise en valeur des hydrocarbures est régie par plusieurs lois et règlements, relevant de divers ministères et organismes (voir annexe 8), qui ont pour objet d'assurer une gestion ordonnée et sécuritaire des ressources naturelles et du territoire et de protéger l'environnement. Les lois et les règlements spécifiques à l'exploration et à l'exploitation des hydrocarbures sont pour la plupart sous la responsabilité du MERN et du MDDELCC.

Le MERN administre, entre autres, l'application des dispositions relatives aux hydrocarbures de la Loi sur les mines, de la Loi limitant les activités pétrolières et gazières (LLAPG) et du RPGNRS. À ce titre, le MERN :

- exerce la gouvernance des activités, notamment par l'attribution de droits sous la forme de permis, de baux et d'autorisations;
- assure le respect des obligations des détenteurs de droits par l'application du cadre législatif et réglementaire relatif aux hydrocarbures ainsi que par le suivi et le contrôle des activités d'exploration et d'exploitation des ressources gazières et pétrolières, notamment au moyen d'inspections sur le terrain;
- recueille, traite et diffuse la connaissance et les données du patrimoine géoscientifique pétrolier et gazier, en détenant la propriété de données sismiques et en assurant la diffusion, en mettant à jour et en diffusant la base de données descriptive de puits forés au Québec, en diffusant les rapports de fin de travaux de levés géophysiques ou de forage, en réalisant des programmes d'acquisition de connaissances géoscientifiques ou en commandant des études scientifiques concernant le potentiel pétrolier et gazier de zones cibles.

Pour sa part, le MDDELCC administre l'ensemble des lois et règlements sur :

- la prévention ou la réduction de la contamination de l'eau, de l'atmosphère et du sol;
- la lutte contre les changements climatiques et l'adaptation aux changements climatiques, incluant les droits d'émission de GES et le SPEDE;
- la qualité de l'eau potable;
- les prélèvements d'eau;
- la conservation de la biodiversité;
- la réduction, la mise en valeur et la gestion des matières résiduelles.

Les promoteurs de projets de mise en valeur des hydrocarbures doivent obtenir un certificat d'autorisation en vertu de l'article 22 de la LQE pour procéder à :

- des travaux de forage autorisés en vertu de la Loi sur les mines et destinés à rechercher ou à exploiter du pétrole ou du gaz naturel dans le schiste;
- des opérations de fracturation hydraulique destinées à rechercher ou à exploiter du pétrole ou du gaz naturel.

Les promoteurs de projets doivent également obtenir des certificats d'autorisation en vertu d'autres articles pour certaines activités : prélèvement d'eau (article 31.75), torchères et incinérateurs (article 48).

Les projets d'exploration qui impliquent soit des sondages stratigraphiques, des levés sismiques, des forages de puits avec fracturation hydraulique ou des essais d'injectivité ne sont pas assujettis à la PEEIE prévue à l'article 31.5 de la LQE.

À cet égard, les promoteurs doivent respecter un ensemble d'exigences en matière d'environnement qui ont trait, par exemple, à l'aménagement des sites, aux prélèvements d'eau (RPEP), à la gestion des eaux usées, aux GES, aux mesures d'urgence environnementale et, ultimement, à la remise en état des lieux.

De manière générale au Canada, les projets de forage exploratoire et l'exploitation des hydrocarbures en milieu marin dans les territoires extracôtiers sont assujettis à Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (L.C. 2012, ch. 19, art. 52). L'Accord Canada-Québec sur la gestion conjointe des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent, signé en 2011, prévoit l'application concomitante de la LQE (RLRQ, chapitre Q2). L'autorité responsable de la conduite et de l'examen des *évaluations environnementales* est généralement l'Agence canadienne d'évaluation environnementale ou encore l'Office national de l'énergie.

Les développements récents

Le gouvernement a posé des gestes concrets dans les dernières années, notamment à la suite des précédentes EES, afin de répondre, dans une certaine mesure, aux enjeux soulevés par l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures, notamment en :

- assujettissant à un certificat d'autorisation environnementale les travaux de forage autorisés en vertu de la Loi sur les mines et destinés à chercher ou à exploiter des hydrocarbures dans le schiste et les opérations de fracturations destinées à la recherche ou à l'exploitation d'hydrocarbures;
- adoptant le Règlement sur la transmission de renseignements liés à l'exécution de certains travaux de forage et de fracturation de puits gaziers ou pétroliers;
- adoptant le projet de Loi limitant les activités pétrolières et gazières (LLAPG);
- adoptant l'arrêté ministériel A.M. 2014 qui fixe 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;

- diffusant, en 2014, les Lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière visant, entre autres, à rappeler les normes et les exigences applicables aux travaux destinés à chercher du gaz ou du pétrole, ainsi que les opérations de fracturation destinées à chercher du gaz ou du pétrole en milieu terrestre. (Loi sur les mines [RLRQ, c. M-13.1, 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. Q2, r. 3]).

Les Lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière n'ont toutefois pas force de loi ou de règlement. Elles précisent les grandes orientations et les balises du MDDELCC en matière de protection environnementale pour qu'un promoteur puisse présenter une demande d'autorisation. Elles dressent également la liste des données scientifiques et techniques que le Ministère attend du promoteur au cours de la réalisation de son projet et présente les autorisations connexes requises par la LQE;

- adoptant le RPEP afin d'assurer la protection des ressources en eau, et plus particulièrement des sources destinées à l'alimentation en eau potable. Ce règlement prévoit un ensemble de dispositions relatives aux sondages stratigraphiques, aux sites de forage et aux opérations de fracturation hydraulique destinés à chercher ou à exploiter des hydrocarbures;
- déposant le projet de loi 49 qui assure la mise en œuvre de l'Accord entre le gouvernement fédéral et le Gouvernement du Québec sur la gestion conjointe des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent;
- poursuivant l'acquisition de connaissances par la réalisation des présentes EES (globale et propre à l'île d'Anticosti);
- concluant l'Accord de partenariat avec les municipalités pour la période 2016-2019 qui prévoit un partage des revenus provenant de l'exploitation des ressources naturelles (minières, pétrolières, gazières, forestières et pêcheries).

Ces dispositions prises par le gouvernement s'ajoutent aux mesures concernant :

- l'interdiction de toute activité pétrolière et gazière dans le fleuve et l'estuaire du Saint-Laurent (en amont de la pointe ouest d'Anticosti) et sur les îles qui s'y trouvent (Loi modifiant la Loi limitant les activités pétrolières et gazières et d'autres dispositions législatives);
- le moratoire interdisant les activités d'exploration et d'exploitation pétrolières et gazières dans la portion québécoise du golfe du Saint-Laurent, maintenu jusqu'à ce qu'un cadre de gestion adéquat ait été mis en place (lois miroirs).

Les changements relatifs à la réglementation des activités pour tout le reste du territoire, incluant les basses-terres depuis 2010, a fait en sorte qu'aucune activité d'exploration ou d'exploitation n'a eu lieu depuis dans le shale d'Utica.

Précisions sur les activités visant le gaz de schiste

Le projet de loi 37 interdisant certaines activités destinées à chercher ou à exploiter du gaz naturel dans le schiste a été présenté le 15 mai 2013 à l'Assemblée nationale. Il interdisait les forages, les opérations de fracturation et les essais d'injectivité sur le territoire de certaines municipalités et suspendait les autorisations requises en vertu de la LQE, et l'émission de tout permis, en vertu de la Loi sur les mines, jusqu'à l'entrée en vigueur d'un nouveau cadre législatif et réglementaire. Ce projet de loi n'a toutefois pas été adopté.

Le 13 juin 2014, le projet de loi 5 modifiant la Loi limitant les activités pétrolières et gazières a été sanctionné. Il prolonge l'interdiction d'activités pétrolière et gazière dans la partie du fleuve Saint-Laurent située en amont de l'île d'Anticosti et sur les îles se trouvant dans cette partie du fleuve. De plus, il dispense le titulaire de permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoir souterrain d'exécuter les travaux de recherche exigés par la Loi sur les mines et suspend la période de validité des permis.

Il faut rappeler qu'il n'y a pas de moratoire sur le gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent actuellement. Les entreprises désirant réaliser des travaux de recherche peuvent le faire sous certaines conditions, notamment celles de détenir les permis et les autorisations exigés par la Loi sur les mines et les certificats d'autorisations environnementales requis en vertu de l'article 22 de la LQE.

5.2 Modernisation du cadre législatif et réglementaire

Comme l'énonçait le Plan d'action gouvernemental sur les hydrocarbures, le cadre législatif et réglementaire des hydrocarbures doit être revu et modernisé.

Différents scénarios ont été proposés dans les précédentes EES, notamment dans l'EES sur le gaz de schiste. Un cadre législatif et réglementaire spécifique aux hydrocarbures, qui intégrerait les principes de la Loi sur le développement durable, serait à privilégier. Cet environnement juridique comprendrait également une loi sur la gestion conjointe des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent, entre le Canada et le Québec, laquelle a d'ailleurs été déposée à l'Assemblée nationale en juin 2015. Ce cadre devrait être complété par des règlements et des lignes directrices qui s'inspirent des bonnes pratiques recensées, entre autres, lors de la réalisation des différentes EES et pourraient être mis à jour à la lumière des nouvelles connaissances et de l'évolution des technologies.

Par ailleurs, la modernisation du régime d'autorisation environnementale actuellement en cours permettra la modernisation de la loi sur la qualité de l'environnement qui s'appliquera également au secteur des hydrocarbures.

Avant de présenter ce cadre, voici une description des bases sur lesquelles repose la gouvernance des hydrocarbures mise en place par la Norvège pour assurer un développement durable et sécuritaire de ses ressources pétrolières et gazières en milieu marin et terrestre.

La Norvège, qui compte cinq millions d'habitants, partage plusieurs caractéristiques socioéconomiques avec le Québec, notamment une économie fortement dépendante de ses ressources naturelles, l'importance de sa production hydroélectrique et ses ambitions en matière de transition énergétique et de réduction des GES.

Portrait de la gouvernance des hydrocarbures mise en place par la Norvège⁴⁸

La Norvège, qui compte cinq millions d'habitants, présente plusieurs caractéristiques socioéconomiques avec le Québec, notamment une économie fortement dépendante de ses ressources naturelles, l'importance de sa production hydroélectrique et ses ambitions en matière de transition énergétique et de réduction des GES. En 1970, son niveau de vie était bas, mais elle a réussi, depuis, à se hisser parmi les pays de l'OCDE qui ont le niveau de vie le plus élevé. Ceci est en partie attribuable à l'essor important qu'a connu l'industrie du pétrole et du gaz au cours de cette période. L'exploration des hydrocarbures a commencé à la fin des années 1960 et leur exploitation en 1971.

En 2014, le pétrole et le gaz représentaient 46 % des revenus d'exportation de la Norvège et 20 % de son PIB. Sa production a atteint respectivement 1,9 million de barils de pétrole par jour et 0,1 billion de m³ de gaz naturel. Le pays produit aussi de l'électricité, 129 TWh, dont 96 % par hydroélectricité, et en exporte à peine 10 %.

En comparaison, Québec produit 210 TWh et en exporte 13 %. Aujourd'hui, l'énergie consommée en Norvège est issue, dans une proportion de 60 %, des énergies renouvelables, alors que cette proportion se situe à 45 % au Québec.

La Norvège régule la mise en valeur de ses hydrocarbures de façon responsable, tant en milieu terrestre que marin, en l'échelonnant pour assurer la sécurité de ses approvisionnements à court, moyen et long terme.

Son principal instrument réglementaire, « The Petroleum Act » adopté en 1996, définit les dispositions légales norvégiennes en matière d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin et terrestre. Cette loi précise notamment qu'un permis d'exploration peut être accordé seulement si la zone géographique a été ouverte à de telles activités. Elle précise que les activités en milieu marin ne doivent pas être en conflit d'usage avec la pêche et qu'elles ne doivent pas induire de stress sur les animaux aquatiques. En raison de cette disposition, un moratoire de huit ans, qui interdit l'exploration dans les eaux des îles de Lofoten jusqu'en 2018, a été adopté pour protéger l'industrie des pêches.

Comme elle dispose d'importantes réserves de pétrole et de gaz qui peuvent être exploitées de façon rentable sans avoir recours à la fracturation hydraulique, et que l'État a la mainmise sur leur exploitation, la Norvège a choisi de ne pas mettre ses ressources de gaz de schiste en valeur en raison des coûts d'exploitation élevés.

⁴⁸ Documents consultés pour l'élaboration du portrait :
<http://credbc.ca/norways-oil-gas-policy/>
<https://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=NOR>
<http://www.cairn.info/revue-etudes-economiques-de-l-ocde-2007-2-page-17.htm>
<http://www.dw.com/en/what-ever-happened-with-europes-fracking-boom/a-18589660>
<http://fracking.velaw.com/shale-development-in-norway/>
<http://uk.practicallaw.com/6-529-5206>

Pour s'assurer de maximiser le captage des bénéfices de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures et de mettre ses ressources en valeur de façon responsable dans le respect de l'environnement, elle a instauré différents mécanismes légaux et réglementaires⁴⁹, dont :

- la propriété étatique partielle des ressources pétrolières et gazières;
- la nécessité de faire une étude d'impact environnemental lorsque l'État envisage d'ouvrir de nouvelles zones à l'exploration et à l'exploitation des hydrocarbures;
- un régime d'intérêts directs de l'État, le « Government Pension Fund », estimé à plus de 905 milliards \$ US, soit 177 000 \$ US par habitant; une société de capital-actions, créée en 1972, Statoil, dont le principal actionnaire est le gouvernement norvégien et qui est, notamment chargée de délivrer des permis à la suite d'appels d'offres organisés par l'État;
- une des réglementations les plus sévères au monde concernant la sécurité et la protection de l'environnement. Son expertise est d'ailleurs reconnue en matière de prévention et de réponse rapide aux accidents pétroliers terrestres, côtiers et hauturiers⁵⁰;
- un environnement fiscal où les entreprises pétrolières et gazières sont taxées jusqu'à 78 % sur leurs profits nets (impôts corporatifs de 28 % et impôt sur la rente jusqu'à 50 %) ainsi que sur ses émissions de GES (mécanisme institué en 1991). Fait à noter, la Norvège n'a plus de système de redevances depuis 1986, elle perçoit une rente pétrolière et gazière, laquelle ne s'applique que lorsque les profits nets sont supérieurs à un certain niveau de rentabilité. Cette façon de faire a favorisé l'essor de ses PME, dont plusieurs sont spécialisées dans l'extraction de ressources naturelles.

Bien qu'il exploite les hydrocarbures dans son sol et ses eaux, le gouvernement norvégien ne néglige pas les enjeux liés au climat et à l'environnement. Il compte rendre le pays carboneutre d'ici 2030 et développer son économie verte en investissant notamment dans des projets de transition énergétique. À cet égard, deux projets importants d'infrastructures permettant d'exporter, par câbles marins, l'hydroélectricité produite en Norvège vers la Grande-Bretagne et l'Allemagne devraient se réaliser d'ici 2020.

49 Les règlements, les directives et les normes de la Norvège en matière de techniques d'extraction extracôtière, notamment le forage, la surveillance, les corrections, le parachèvement, les essais, la fermeture et la cessation d'exploitation, sont analysés dans l'étude GTECO6.

50 Experience from oil spills at the Norwegian coast, 2012, https://www.imr.no/filarkiv/2012/07/hi-rapp_23-2012_oljeutslipp.pdf/en.

5.2.1 Intégration des principes de développement durable

L'exploration et l'exploitation des hydrocarbures soulèvent de nombreuses préoccupations et comportent plusieurs défis sur le plan du développement durable pour l'ensemble des parties prenantes (entreprises, gouvernements, communautés locales, société civile, etc.), en particulier en raison du caractère non renouvelable de ces ressources.



La Loi sur le développement durable, adoptée en 2006, définit le développement durable comme étant un « développement qui répond aux besoins du présent sans compromettre la capacité des générations futures à répondre aux leurs. Le développement durable s'appuie sur une vision à long terme qui prend en considération le caractère indissociable des dimensions environnementale, sociale et économique des activités de développement ».

La Loi prescrit à l'administration publique de prendre en considération l'ensemble des 16 principes de développement durable qu'elle énonce dans le cadre de ses différentes actions :

- Protection de l'environnement
- Préservation de la biodiversité
- Respect de la capacité de support des écosystèmes
- Prévention
- Précaution
- Santé et qualité de vie
- Équité et solidarité sociales
- Participation et engagement
- Protection du patrimoine culturel
- Efficacité économique
- Pollueur payeur
- Internalisation des coûts
- Production et consommation responsables
- Subsidiarité
- Accès au savoir
- Partenariat et coopération intergouvernementale

51 Loi sur le développement durable, RLRO, c. D-8.1.1, art. 2

Pour guider l'élaboration du cadre législatif et réglementaire spécifique aux hydrocarbures en intégrant les principes de développement durable, trois énoncés directeurs sont suggérés :

1. la gestion responsable;
2. la responsabilité environnementale et sociale;
3. l'ouverture, la transparence et la participation.

Pour chacun de ces énoncés, illustrés dans la figure 5.1, des objectifs qui intègrent notamment les connaissances acquises lors des EES sont proposés.

5.2.2 Rôle et responsabilités

Avant de préciser ce que devrait contenir le cadre législatif et réglementaire, il convient de préciser les rôles et les responsabilités des différentes instances, dont certains sont présentés en détail dans la section 3.1 :

Sur la base du principe de subsidiarité, l'État doit :

- définir la gouvernance de la filière des hydrocarbures et baliser celle-ci;
- évaluer la pertinence de la mise en valeur des hydrocarbures et des projets;
- soutenir le développement d'une expertise locale;
- maximiser les retombées économiques de l'industrie;
- soutenir les instances locales dans leur adaptation au développement de cette industrie sur leur territoire;
- favoriser les meilleures pratiques d'acceptabilité sociale et une plus grande participation des collectivités locales.

Les instances locales et régionales devraient :

- déterminer quels sont les territoires compatibles, les affectations du sol et la réglementation qui permettent d'accueillir des projets de mise en valeur des hydrocarbures;
- partager leur vision de la planification et du développement du territoire avec les promoteurs;
- convenir, en concertation avec les promoteurs, de mesures pour l'utilisation des infrastructures municipales telles que le réseau d'eau potable, le réseau routier ou les sites d'enfouissement pour les boues de forage;
- planifier, avec les promoteurs, les règles et les mesures de sécurité qui devront être appliquées aux installations et aux opérations, et mettre des mesures d'urgence en place pour protéger les gens et l'environnement en cas de sinistre.

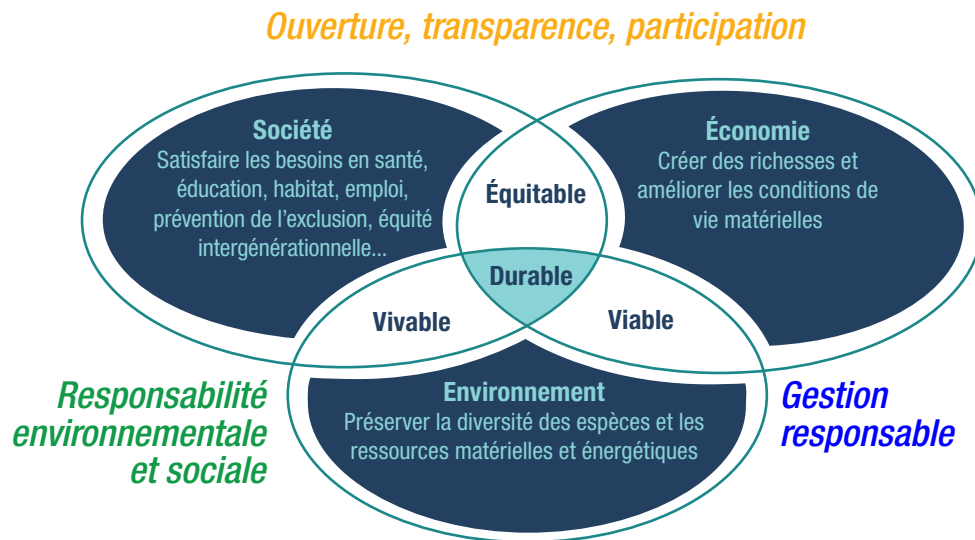
Les citoyens et les acteurs de la société civile devraient :

- prendre part davantage aux mécanismes participatifs à toutes les étapes du projet;
- communiquer leurs préoccupations, leurs attentes et leurs besoins de même que les savoirs locaux aux promoteurs et au gouvernement afin de favoriser l'insertion harmonieuse des projets dans la communauté.

Pour favoriser l'acceptabilité sociale de leur projet, les entreprises et les promoteurs devraient :

- dresser, dès le début du projet, le portrait social et économique des communautés et du territoire en considérant notamment les usages en présence et ceux qui sont pressentis, la dynamique des communautés, leurs forces, leurs faiblesses et leur vision respective du développement du territoire;
- tenir compte des savoirs locaux de même que des valeurs, des attentes et des préoccupations du milieu dans la définition de leur projet;
- favoriser la participation des milieux locaux à la réalisation des études d'impacts;
- développer des projets qui concourent au développement à long terme de la région et partager de façon équitable les bénéfices de leur projet avec les communautés concernées;
- documenter les impacts potentiels de leur projet en y intégrant les enjeux sociaux, environnementaux et économiques tout en portant une attention particulière à la cohésion et à la dynamique sociale, aux zones sensibles et à celles où il pourrait y avoir des conflits d'usage ainsi qu'aux impacts potentiels et appréhendés sur les principales activités économiques du territoire, notamment la pêche et le tourisme;
- bâtir une relation de confiance avec les acteurs du milieu, partager l'information de façon claire et transparente et informer la population de l'ensemble des projets prévus sur leur territoire;
- planifier les règles et les mesures de sécurité relatives aux installations et aux opérations avec les instances locales et régionales et mettre les mesures d'urgence en place en cas de sinistre.

Figure 5.1 : Énoncés directeurs pour l'élaboration d'un cadre législatif et réglementaire dans une perspective de développement durable



Source : Les voies du développement durable : économiquement efficace, socialement équitable et écologiquement soutenable, Institut national de la statistique et des études économiques (INSEE), 2008

5.2.3 Cadre législatif et réglementaire spécifique aux hydrocarbures

La gestion responsable

La gestion responsable des ressources se réfère au cadre de gouvernance que l'État devra mettre en place pour assurer la protection des personnes et des biens, protéger adéquatement l'environnement, prévenir les conflits d'usage, et maximiser le captage de la rente et son partage, la compensation des externalités et les retombées économiques.

Les principaux objectifs en matière de gestion responsable pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures sont les suivants :

D1 Zones de contraintes territoriales

Un des principaux aspects à considérer est la définition des zones de contraintes territoriales où doivent être limitées, voire interdites les activités de l'industrie des hydrocarbures⁵².

Les zones protégées à des fins d'exploration ou d'exploitation des hydrocarbures par un moratoire permanent se limitent actuellement dans la partie du fleuve Saint-Laurent se trouvant à l'ouest

52 Pour une présentation plus détaillée des zones de contraintes territoriales potentielles, se référer à l'étude GSOC01.

du méridien de longitude 64°31'27» dans le système de référence géodésique NAD83 et sur les îles qui s'y trouvent (LLAPG). Un moratoire temporaire est également en vigueur dans la portion québécoise du golfe du Saint-Laurent (A.M. 2009-047 et A.M. 2009-048). Concernant la levée de l'interdiction des activités pour la portion québécoise du golfe du Saint-Laurent, celle-ci est prévue lorsque la Loi assurant la 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 sera adoptée (section 5.2.4).

Les zones de contraintes territoriales désignent les zones qui nécessitent d'être protégées de façon modulée, selon leur niveau de sensibilité. Ces zones peuvent être définies légalement ou non, à des fins de conservation ou de protection des milieux naturels sensibles, terrestres ou marins, de protection des zones urbanisées, incluant les infrastructures qui s'y trouvent, de protection des activités de prélèvement de la ressource, comme l'agriculture, les pêcheries ou la foresterie, ou encore pour limiter les conflits d'usage potentiels.

Les zones de contraintes territoriales sont d'abord localisées sur des inventaires cartographiques, puis validés par le milieu local et régional.

La démarche détaillée pour établir les zones de contraintes territoriales et les niveaux de protection qu'elles requièrent à l'égard des activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures devrait être définie en concertation avec les principaux ministères (MERN, MDDELCC, MAMOT) et groupes d'acteurs concernés (représentants du milieu municipal, des usagers et de la société civile).

Les modifications requises au corpus législatif pourraient, par la suite, être apportées.

« Déterminer les ressources et les zones de contraintes territoriales à protéger. »

D2 Définition du cadre législatif spécifique aux hydrocarbures

L'exploration et l'exploitation des hydrocarbures requièrent différentes autorisations (permis, avis, certificat, etc.) délivrées par différentes instances (ministères ou organismes, milieu local, société civile). Ces autorisations sont présentées en vertu des dispositions légales et réglementaires présentement en vigueur pour chaque instance dans un tableau synthèse produit dans le cadre de l'EES sur le gaz de schiste.⁵³

Le régime de droit inclut de nombreuses dispositions, énumérées ci-dessous, sur les phases d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures :

- les travaux requis et les activités permises ou non ainsi que les exigences et les conditions auxquelles devraient être soumis les travaux et les activités;
- les droits d'accès aux terrains et aux terres publiques;

⁵³ Tableau synthèse des autorisations, des permis et des avis à obtenir tout au long d'un projet type d'exploration des hydrocarbures de schiste, EES sur le gaz de schiste, MDDELCC, 2012.

- les périodes de validité des permis de recherche, de renouvellement, d'expiration, d'abandon, de révocation et de suspension;
- les droits annuels;
- les périodes de validité de bail, de renouvellement, d'expiration, d'abandon, de révocation et de suspension;
- les loyers;
- les substances autorisées et interdites;
- l'obligation de divulgation des résultats des travaux et des découvertes.

Comme le régime actuel d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures est relié au secteur des mines, il est nécessaire de prévoir des mesures propres à ce nouveau secteur d'activité.

« Définir et adopter un cadre légal spécifique aux hydrocarbures. »

D3 Régime de redevances et partage de la rente économique

Le régime de redevances doit permettre de maximiser le captage des bénéfices de la mise en valeur des hydrocarbures. Comme indiqué dans la section 3.5.3, le partage de la rente économique devrait tendre vers un équilibre :

- du partage entre les entités publiques et privées⁵⁴;
- entre la centralisation des revenus et leur partage avec les communautés touchées par les projets;
- entre les logiques « indemnitaire » et « redistributive »;
- entre le partage des redevances et des modes alternatifs de compensation;
- dans la gestion à court et à long terme.

Une des formes de partage proposée lors de la consultation publique – pour assurer la cohérence du développement des hydrocarbures et des objectifs en matière de transition énergétique et de réduction des GES – serait d'appuyer la transition énergétique et le développement des énergies vertes au moyen des redevances perçues pour la production de pétrole et de gaz naturel québécois. Cette avenue permettrait de favoriser la recherche et le développement d'énergies vertes ainsi que la mise en place de programmes stimulant l'efficacité énergétique, la réduction des émissions de GES et l'utilisation des énergies vertes.

Comme cela est indiqué dans la section 3.5.3, il convient de mentionner que le gouvernement s'est récemment engagé à partager les revenus de l'exploitation des ressources naturelles (minières,

⁵⁴ Les cinq aspects généraux à prendre considération en ce qui a trait au partage des redevances sont issus de l'étude GECN03.

pétrolières, gazières, forestières et pêcheries) dans l'Accord de partenariat avec les municipalités pour la période 2016-2019.

« Définir et adopter un régime de redevances optimal et assurer un partage équilibré de la rente économique. »

D4 Compensation des externalités

Parmi les différents mécanismes d'intervention qui permettent de réduire ou de compenser les externalités associées à un projet de développement (section 3.5.4) se trouvent :

- les instruments de marché tels le marché du carbone, les caisses publiques en assurance de dommages et les garanties financières d'exécution;
- la taxation telles les taxes sur les émissions de GES, incluant les émissions fugitives et les taxes de production;
- la compensation des propriétaires des terrains;
- la réglementation telle le niveau de redevances et les garanties associées à des dommages.

« Déterminer les mécanismes d'intervention qui devraient être privilégiés pour compenser les externalités associées à l'exploration et à l'exploitation des hydrocarbures. »

D5 Prise de décision éclairée

Des conditions favorisant la prise de décision éclairée quant aux projets d'exploitation devraient être incluses dans le cadre législatif et réglementaire.

Pour ce faire, il serait nécessaire :

- d'assujettir les projets d'exploitation des hydrocarbures ainsi que les projets de forage d'exploration en milieux marins à la PEEIE pour tenir compte des impacts environnementaux et sociaux et des enjeux soulevés lors des enquêtes et des consultations publiques;
- de confier l'analyse des aspects techniques, technologiques et économiques d'un projet d'exploitation à un organisme indépendant.

« Mettre en place les conditions nécessaires pour une prise de décision éclairée. »

La responsabilité environnementale et sociale

La responsabilité environnementale et sociale consiste à élaborer des dispositions légales et réglementaires ainsi qu'à définir des lignes directrices pour réglementer les activités et les pratiques de l'industrie afin que les ressources soient mises en valeur de façon responsable, dans le respect de l'environnement et de manière à protéger les personnes, les communautés et les biens tout en assurant une récupération optimale de ces ressources.

Elle vise, plus particulièrement, à définir les conditions et les exigences qui seront imposées aux promoteurs pour que ceux-ci prennent tous les moyens nécessaires pour atténuer, voire éliminer les impacts environnementaux et sociaux qui peuvent être occasionnés par l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures.

Les objectifs en matière de responsabilité environnementale et sociale sont les suivants :

R1 Responsabilisation environnementale

Les promoteurs doivent déployer tous les efforts nécessaires pour limiter les impacts potentiels sur le milieu et appliquer des mesures d'atténuation adaptées au projet pour la protection de l'eau et des sols, la gestion des matières résiduelles et des eaux usées, la qualité de l'air, les émissions de GES et le maintien de la biodiversité (voir section 3.2).

Les promoteurs doivent également, par leurs choix technologiques et leur gestion des opérations, assurer à court, moyen et long terme le maintien de la qualité de vie et la sécurité des personnes et des biens et optimiser le rendement, la sécurité et l'intégrité de ses opérations ainsi que la restauration des sites.

La responsabilité environnementale des promoteurs couvre notamment les assurances en matière de responsabilité civile, les dépôts en garantie pour la restauration des sites et leur maintien ainsi que les sanctions et les dépôts en garanties pour les dommages causés au milieu, aux biens et aux personnes.

« Préciser les garanties en matière de responsabilité civile, les dépôts requis pour les dommages causés au milieu, aux biens et aux personnes et pour la restauration des sites et leur maintien, ainsi que les sanctions en cas de non-respect des lois et règlements. »

R2 Application de règlements et de directives protégeant l'environnement, les personnes et les biens

La réglementation et les lignes directrices devraient prévoir plusieurs normes techniques sur la sécurité des personnes et la protection de l'environnement et sur l'optimisation du rendement, de la sécurité et l'intégrité de ses opérations. Elles devraient s'inspirer de l'ensemble des connaissances acquises dans les cinq EES, notamment celles qui sont mentionnées dans les sections 3.2 et 3.3.

Sur le plan environnemental, ces règles devraient porter sur la protection de l'eau, la gestion des matières résiduelles et des eaux usées, la qualité de l'air, les émissions de GES ainsi que le maintien de la biodiversité. Sur le plan de la sécurité, elles devraient exiger des plans de mesures d'urgence pour appuyer les municipalités dans lesquels les questions suivantes seraient abordées :

- les distances séparatrices;
- le prélèvement en eau selon les besoins et la disponibilité en eaux de surface et souterraines afin de limiter l'impact sur le niveau des cours d'eau, les nappes phréatiques ou les écosystèmes;
- les activités connexes telles que le déboisement, le transport et le traitement des eaux usées et des rejets afin de limiter les risques de contamination des eaux⁵⁵ et les conséquences sur les écosystèmes et la santé humaine;
- les risques induits par les activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures :
 - la sismicité et la contamination des aquifères qui peuvent être occasionnées par la stimulation par fracturation,
 - les émissions atmosphériques et la qualité de l'air,
 - les émissions de GES,
 - le bruit et la lumière (pour l'exploitation en milieu marin),
 - la prévention et la gestion des déversements accidentels (rôles et responsabilités, interventions et méthodes de récupération et de restauration des sols et des sites contaminés),
 - le transport des hydrocarbures (ferroviaire, maritime, par pipeline) et sa manutention,
 - la gestion des matières dangereuses.

Sur le plan technique, les règlements et les lignes directrices doivent se baser sur les bonnes pratiques et les expériences des instances qui connaissent bien le développement de la filière des hydrocarbures (voir à ce sujet la section 3.3 et les études GTEC du PACA) et tout le cycle de vie de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures, des premières activités d'un site jusqu'à sa fermeture.

Concernant la stimulation par fracturation hydraulique à haut volume, pour satisfaire au principe de précaution et à ses obligations en matière de sécurité environnementale, le gouvernement doit mettre en place des dispositions pour éviter les risques associés à ce procédé.

⁵⁵ Risques de contamination : la présence de contaminants dans l'eau ou des déversements accidentels de produits chimiques, d'eaux usées ou de boues de forage; l'émanation de méthane et de fluides contenant des additifs chimiques ou la contamination des eaux de surface lors du traitement des eaux usées.

Le gouvernement devra notamment exiger que les promoteurs prennent les mesures nécessaires pour éviter de tels risques et qu'ils fournissent un plan détaillé de leurs activités de fracturation et de leur suivi. Celui-ci comprendrait notamment la gestion des eaux, la liste des additifs utilisés ainsi que les moyens permettant de s'assurer de l'intégrité du puits et des conditions sécuritaires entourant les travaux de fracturation.

Les promoteurs devraient avoir l'obligation de rapporter tout incident résultant de leurs activités de fracturation tel que la contamination des eaux, les déversements de produits chimiques et la sismicité.

De plus, le gouvernement devrait mettre en place un système d'inspection spécifique à l'exploitation des hydrocarbures.

« Définir la réglementation à mettre en place afin d'assurer la protection de l'environnement et la sécurité des personnes et des biens, élaborer des lignes directrices et les appliquer de façon stricte et rigoureuse. »

R3 Partage des retombées et des bénéfices avec les communautés locales et les Autochtones

Communautés locales

L'adoption d'ententes permettrait le partage des retombées et des bénéfices de la mise en valeur d'un projet d'hydrocarbures avec les communautés locales et favoriserait l'acceptabilité sociale. Ces ententes visent à convenir des retombées et des bénéfices pour les communautés, des compensations entre les promoteurs et les propriétaires fonciers, des mesures d'atténuation et de suivi du projet ainsi que des modalités concernant le règlement des différends, la modification des ententes et la reddition de comptes.

Autochtones

Une stratégie globale pour favoriser les partenariats avec les peuples autochtones dans la mise en valeur des hydrocarbures devrait être élaborée en collaboration avec les principales organisations autochtones du Québec.

« Inciter les promoteurs à adopter des ententes qui favorisent le partage des retombées et des bénéfices des projets d'hydrocarbures avec les communautés locales et régionales ainsi qu'avec les communautés autochtones. »

L'ouverture, la transparence et la participation

L'ouverture concerne les mécanismes qui permettront aux citoyens, aux communautés et aux acteurs de la société civile de suivre, de participer et d'influencer les processus administratifs, les projets élaborés, ainsi que la façon dont les activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures sont menées par l'industrie.

- L'ouverture dans une perspective de transparence permet l'observation des processus décisionnels, notamment en rendant l'information disponible et accessible.
- L'ouverture dans une perspective participative vise à faciliter la participation des citoyens et des communautés locales et autochtones aux différentes démarches de participation publique, qu'il s'agisse d'information, de consultation ou de participation au processus de prise de décision.

De façon plus précise, cet énoncé fait référence à l'acceptabilité sociale, dont le concept a été présenté dans la section 3.1, qui sous-tend les concepts d'ouverture, de transparence et de participation.

Les objectifs pour favoriser l'ouverture, la transparence et la participation sont les suivants :

01 Gouvernance territoriale

Les enjeux de gouvernance territoriale ont trait à la planification, à la conciliation des usages, aux retombées pour le milieu et à la gouvernance au sens large. Le nouveau modèle de gouvernance proposé dans la section 3.1, qui serait développé avec les instances locales, les acteurs de la société civile et les citoyens, devrait favoriser :

- une meilleure concertation et un équilibre dans l'attribution des rôles des différents acteurs : le gouvernement, les MRC et les municipalités, les entreprises et, enfin, les acteurs de la société civile et les citoyens;
- la décentralisation des pouvoirs de décision relativement à la planification et à la mise en œuvre des projets de production d'hydrocarbures;
- l'équilibre des pouvoirs des instances gouvernementales en matière de réglementation et d'accompagnement des promoteurs et des communautés;
- un partage équitable des retombées et des bénéfices des projets, entre le promoteur, d'une part, et les collectivités locales et les citoyens, d'autre part.

« Mettre en place des mécanismes afin de faciliter le travail des instances locales et régionales dans la planification territoriale des activités de mise en valeur des hydrocarbures sur leur territoire;

« Élaborer des outils permettant d'accompagner les promoteurs, les instances locales et les communautés autochtones dans la négociation d'ententes sur le partage des retombées et des bénéfices d'un projet de mise en valeur des hydrocarbures. »

02 Amélioration de la transparence

Le gouvernement et les promoteurs devraient mettre en place des mécanismes appropriés et souples afin d'améliorer la transparence des processus de consultation et de décision ainsi que des projets. Plus particulièrement, les plateformes d'information mises en place par les promoteurs devraient être faciles d'accès, présenter une information homogène et fiable et permettre un libre accès à l'information sur le projet, de façon à :

- faire preuve de transparence dans la planification de l'ensemble des étapes de mise en valeur du projet auprès des citoyens et des instances locales;
- informer les citoyens et les communautés des retombées potentielles des projets;
- rendre l'information relative à leurs projets disponible et s'assurer que cette information est claire, complète et facile à comprendre;
- favoriser l'acceptabilité sociale des projets.

« Mettre en place des mécanismes appropriés et souples pour améliorer la transparence des processus de consultation et de décision;

Étudier la possibilité de mettre en place un guichet unique pour, notamment diffuser l'information utile aux promoteurs pour le développement de leur projet de même que pour informer le public sur la nature des projets soumis pour autorisation aux instances gouvernementales ou en cours de réalisation. »

03 Approche consultative

Pour développer des projets susceptibles de recevoir un accueil favorable dans la communauté, les promoteurs doivent tenir compte des caractéristiques du milieu et prévoir des mécanismes participatifs, dont la mise en place d'un comité de suivi de projet. Ces mécanismes doivent leur permettre de considérer les communautés comme des partenaires et :

- favoriser l'ouverture, le respect, la capacité d'écoute et un engagement soutenu envers ces dernières;
- favoriser la compréhension mutuelle entre les parties, qu'il s'agisse du projet ou du milieu dans lequel il doit être implanté;
- encourager le partage des savoirs locaux et des techniques entre les parties et la prise en compte de ceux-ci dans l'élaboration et l'analyse des projets;
- accroître la confiance du public et prévenir les conflits d'usage;
- contribuer à la crédibilité des processus de participation publique et de prise de décision.



Conformément aux obligations de consultation auxquelles sont assujettis les gouvernements canadien et provinciaux, le gouvernement doit consulter les Premières Nations de façon distincte dans les mécanismes qu'il met en place.

« Prévoir des mécanismes de consultation permettant une réelle participation des communautés locales et autochtones dans l'élaboration des projets de mise en valeur des hydrocarbures afin qu'elles puissent avoir une influence réelle dans les processus décisionnels. »

Finalement, le tableau 5.1 présente les opinions et les suggestions émises lors de la consultation publique qui ont trait aux différents objectifs concernant le développement responsable, la responsabilité environnementale et sociale ainsi que l'ouverture, la transparence et la participation. Ces considérations devraient être prises en considération lors de l'élaboration du cadre législatif et réglementaire.

Tableau 5.1 : Opinions et suggestions émises lors de la consultation publique à considérer dans le cadre législatif et réglementaire

Développement responsable	Responsabilité environnementale et sociale	Ouverture, transparence et participation
<i>D1 Zones de contraintes territoriales</i> - Le moratoire pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent devrait être maintenu considérant les lacunes dans l'état actuel des connaissances. - Le bassin versant de la rivière Jupiter devrait recevoir le statut d'aire protégée au titre de réserve aquatique. - L'intégrité écologique du parc national d'Anticosti devrait être préservée. - Il est nécessaire de prendre en considération les conflits d'usage du territoire concernant notamment la villégiature, la chasse et la pêche sportive. <i>D2 Cadre légal spécifique aux hydrocarbures</i> - La réhabilitation des sites et les dommages causés à l'environnement doivent être sous la responsabilité des entreprises. - Une société d'État, comparable à Hydro-Québec, devrait être créée pour exploiter les hydrocarbures. - Le risque de poursuites envers les États ou les entreprises pour des dommages physiques et environnementaux en cas de déversement majeur devrait être réglementé (ex. : Exxon Mobil). - Un régime d'indemnisation doit être mis en place pour éviter que les externalités ne soient assumées par la population. <i>D3 Régime de redevances et de partage de la rente économique</i> - Le gouvernement ne devrait pas détenir de capital-actions dans l'industrie des hydrocarbures, car il ne peut être juge et partie. - Les bénéfices tirés d'une éventuelle exploitation des hydrocarbures au Québec devraient être investis dans le développement des énergies propres. <i>D4 Compensation des externalités</i> - L'aménagement d'un habitat pour le cerf dans certains secteurs de l'île d'Anticosti permettrait de compenser la perte d'habitat et de secteurs pour la chasse au cerf. <i>D5 Prise de décision éclairée</i> - La démonstration des bénéfices doit être suffisamment élevée pour compenser les externalités. - Pour en favoriser l'acceptabilité sociale, il faudrait éviter que les projets se fassent dans la précipitation.	<i>R1 Responsabilisation environnementale</i> - La responsabilité environnementale et sociale doit faire partie intégrante du processus décisionnel des promoteurs qui doivent en assumer seuls les coûts. - Des clauses devraient être prévues pour dégager les propriétaires qui accueillent des installations de toute responsabilité, y compris des dommages causés à l'environnement. <i>R2 Application de règlements et de directives protégeant les personnes, les biens et l'environnement</i> - Les règlements et les directives doivent être améliorés dans l'intérêt des collectivités et sur la base du principe de précaution. <i>R3 Partage des retombées et des bénéfices avec les communautés locales et autochtones</i> - Il importe d'assurer une forme de partage des retombées et des bénéfices qui soit adaptée aux réalités et aux besoins des communautés les plus touchées par les projets à court, moyen et long terme.	<i>O1 Gouvernance territoriale</i> - Les municipalités devraient obtenir davantage de pouvoirs concernant les activités de production des hydrocarbures sur leur territoire, puisqu'elles connaissent leur milieu et les impératifs d'aménagement de leur territoire. <i>O2 Amélioration de la transparence</i> - Les résultats des études, notamment hydrogéologiques, devraient être rendus publics. <i>O3 Approche consultative</i> - La communauté devrait être appelée à participer activement à l'élaboration des projets. - Il est nécessaire d'établir des liens de confiance entre l'industrie, les citoyens, et les instances gouvernementales.

5.2.4 Loi assurant la 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

Les activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures dans la portion québécoise du golfe du Saint-Laurent, incluant la partie québécoise de la structure Old Harry, sont interdites de façon temporaire depuis 2010, et le resteront jusqu'à ce qu'un cadre législatif et réglementaire adéquat soit mis en place.



D'une superficie d'environ 360 km², la structure géologique Old Harry est située dans le golfe du Saint-Laurent à 80 km au nord-est des Îles-de-la-Madeleine. Celle-ci est située de part et d'autre de la frontière entre le Québec et Terre-Neuve-et-Labrador.

Avant même que soient envisagées des activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent, il était nécessaire de conclure une entente avec le gouvernement fédéral, compte tenu des enjeux territoriaux.

C'est ainsi qu'a été conclu en mars 2011 l'Accord entre le Gouvernement du Canada et le Gouvernement du Québec sur la gestion conjointe des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent (Accord Canada-Québec). En vertu de celui-ci, chacun des gouvernements réserve sa position juridique, celle du Québec étant qu'une portion du lit du golfe du Saint-Laurent fait partie de son territoire, et ce, sur la base de droits historiques de souveraineté. Ainsi, les ressources naturelles pouvant s'y trouver relèvent de sa compétence. Cet accord a été conclu avec la volonté de préserver les positions respectives des parties en ce qui a trait au statut constitutionnel du golfe du Saint-Laurent.



L'Accord prévoit une mise en œuvre en deux phases. La première, dite transitoire, a pour objectif de minimiser les coûts administratifs, tout en permettant le début des activités dans un délai opportun par l'établissement d'un mécanisme de gestion conjointe. Cette phase prévoit l'adoption de lois miroirs (c'est-à-dire identiques) spécifiques par l'Assemblée nationale du Québec et le Parlement du Canada. Ces lois reprennent ou incorporent les dispositions pertinentes de l'Accord, confirment les principes mentionnés dans l'entente et définissent les responsabilités conjointes de chaque gouvernement.

La seconde phase prévue à l'entente doit être mise en œuvre au plus tard deux ans après une déclaration de découverte exploitable. Cette phase sera aussi mise en œuvre au moyen de lois miroirs spécifiques gouvernant les activités de mise en valeur des hydrocarbures, notamment par la création d'un office extracôtier conjoint et indépendant.

L'adoption de lois miroirs crée un environnement juridique plus sécuritaire. En effet, ces deux lois devront s'appliquer indépendamment l'une de l'autre, mais être miroirs afin de minimiser les risques de contestation de la constitutionnalité de l'une ou l'autre des deux lois.



La signature d'ententes sur le partage des ressources transfrontalières entre deux gouvernements est pratique courante en Amérique du Nord. Les gouvernements du Québec et de Terre-Neuve-et-Labrador (TNL) devront éventuellement négocier et signer un accord sur l'exploration et l'exploitation des champs d'hydrocarbures transfrontaliers. De même, advenant la découverte d'hydrocarbures commercialement exploitables, une entente spécifique pour l'exploitation du gisement Old Harry devra être conclue avant que le gisement puisse être mis en production.

Une demande de forage exploratoire sur la structure Old Harry est présentement à l'étude depuis 2011 par l'Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers. Prévue initialement pour janvier 2013, l'échéance pour procéder à un forage exploratoire a été prolongée à trois reprises par l'Office afin de compléter l'évaluation environnementale du projet et de procéder à une consultation publique et à une consultation auprès des Autochtones.

Dans l'éventualité où le projet de forage exploratoire recevrait l'approbation nécessaire du côté terre-neuvien, le Québec pourrait bientôt devoir faire face aux risques associés à l'exploration et à l'exploitation des hydrocarbures sans être adéquatement outillé pour gérer ces risques et sans participer aux bénéfices.

À cet égard, l'Accord prévoit que les gouvernements s'engagent à déployer les meilleurs efforts pour travailler avec les autres provinces afin d'assurer la répartition des bénéfices d'une manière conforme à la pratique et au droit internationaux et d'assurer une gestion qui maximise les bénéfices reliés à la mise en valeur des ressources des gisements communs.

Avec l'éventuelle adoption des lois fédérale et québécoise de mise en œuvre de l'Accord, le Québec sera davantage en mesure d'assurer cette répartition des bénéfices reliés à la mise en valeur des gisements communs.

Rappelons que l'Accord et ses lois de mise en œuvre prévoient que le Québec sera le bénéficiaire de l'ensemble des recettes associées à la mise en valeur des hydrocarbures dans la partie québécoise du golfe du Saint-Laurent.



En juin 2015, les gouvernements du Québec et du Canada ont déposé des projets de lois miroirs devant leur assemblée respective afin de mettre en œuvre cet accord. Ces lois se veulent un régime juridique d'exception en matière d'hydrocarbures qui s'appliquera spécifiquement à la zone de gestion conjointe des hydrocarbures. Le gouvernement du Canada doit à nouveau déposer sa loi compte tenu de la dissolution du Parlement le 2 août 2015.

5.2.5 Loi sur la qualité de l'environnement et règlements afférents

En juin 2015, un Livre vert sur la modernisation du régime d'autorisation environnementale prévu dans la Loi sur la qualité de l'environnement a été déposé à l'Assemblée nationale. Ce dernier annonçait une révision en profondeur du régime afin de l'actualiser pour tenir compte de l'évolution de la société québécoise, tant sur les plans technologique et économique que social. Cette démarche toujours en cours se veut sans compromis sur le maintien des exigences environnementales et en accord avec la mission du MDDELCC de protection de l'environnement.

Les principales orientations à la base du projet de modernisation se résument comme suit :

- proposer des mesures favorisant la prise en compte des enjeux liés à la lutte contre les changements climatiques dans les processus d'autorisation;
- moderniser, pour mieux les intégrer, les 16 principes de la Loi sur le développement durable;
- accentuer la modulation du régime en fonction du risque environnemental afin de concentrer les efforts sur les projets ayant des impacts importants sur l'environnement.

Dans cette optique, quatre processus d'autorisation seront proposés. Pour les activités à risque élevé, ce sera le maintien de la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement et, le cas échéant, de l'audience publique devant le BAPE, le tout menant à une décision du gouvernement. Pour les activités à risque modéré, l'autorisation ministérielle préalable, similaire aux certificats d'autorisation délivrés actuellement, serait requise. Pour les activités à risque faible, une déclaration de conformité produite par l'initiateur du projet serait privilégiée. Finalement, pour les activités à risque négligeable, aucune formalité ne serait prévue.

L'accès à l'information et la transparence dans les processus d'autorisation seront également des aspects importants de la modernisation proposée. À cette fin, diverses mesures visant à augmenter l'information disponible sur les autorisations et à accroître les occasions d'intervenir pour le public seront mises de l'avant.

De plus, la révision des normes du RPEP entré en vigueur en 2014 est prévue en 2017.

5.2.6 Cadre législatif et réglementaire concernant le transport des hydrocarbures

Les deux études sur les enjeux liés aux transports des hydrocarbures (GTRA01 et GTRA02) ont mis en relief certaines lacunes légales et réglementaires, notamment sur le plan :

- des pipelines intraprovinciaux et des réservoirs de stockage de pétrole brut qui ne sont pas réglementés pendant la totalité de leur cycle de vie;
- des exigences relatives à la formation des opérateurs et des chauffeurs responsables du chargement et du déchargement des hydrocarbures;
- des mesures de sécurité et de la déclaration d'accident lors du chargement et du **déchargement des hydrocarbures**.

Une collaboration interministérielle⁵⁶ et intergouvernementale est donc nécessaire pour améliorer le cadre législatif et réglementaire de cette facette de l'industrie des hydrocarbures.

⁵⁶ L'approche interministérielle devrait réunir le ministère de la Sécurité publique, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles ainsi que la Régie du bâtiment.

6. CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

L'évaluation environnementale stratégique (EES) est un processus analytique et participatif, en amont de la prise de décision stratégique, visant à intégrer les considérations environnementales dans les politiques, les plans et les programmes, et à évaluer leurs interactions avec les considérations économiques et sociales afin d'éclairer la prise de décision.⁵⁷

Les travaux réalisés dans le cadre de l'EES propre à l'île d'Anticosti ont permis :

- de dresser le bilan des connaissances actuelles et des connaissances acquises dans le cadre du Plan d'acquisition de connaissances additionnelles (PACA);
- de circonscrire les impacts environnementaux, sociaux et économiques potentiels;
- de déterminer les mesures d'atténuation pour mettre en valeur de façon responsable les ressources en assurant la protection des personnes et des biens et en respectant l'environnement;
- d'établir les bonnes pratiques légales et réglementaires qui devraient s'appliquer à cette industrie;
- de définir les besoins en matière de connaissances additionnelles qui devraient être acquises par le gouvernement ou par l'industrie.

La consultation publique menée dans le cadre de l'EES globale a permis aux citoyens, aux acteurs de la communauté civile et aux communautés autochtones d'exprimer leurs positions, leurs préoccupations et leurs suggestions concernant l'ensemble de la filière des hydrocarbures. La consultation a fait ressortir les appréhensions des communautés et des citoyens concernés au sujet du transport, de l'exploration et d'une éventuelle exploitation des hydrocarbures.

Les citoyens et les groupes d'intérêt qui ont pris part à la consultation publique se sont pour la plupart déclarés opposés à l'exploration et à l'exploitation des hydrocarbures, et plus particulièrement à la fracturation hydraulique, tant en milieu terrestre que marin.

Les représentants des communautés autochtones ont, pour leur part, rappelé les droits des Premières Nations ainsi que l'obligation de consultation qui incombe au gouvernement et leur intérêt concernant la gouvernance territoriale.

L'ensemble des travaux réalisés dans le cadre de l'EES globale a permis d'énoncer 9 recommandations portant sur les enjeux sociaux et environnementaux, les émissions de GES de même que sur les questions de sécurité et d'économie.

⁵⁷ Agence canadienne d'évaluation environnementale, 2012, André et collab.

Recommandation 1 : Gouvernance

Un nouveau modèle de gouvernance, axé sur la concertation régionale et sur la recherche d'un meilleur équilibre dans le partage des responsabilités, devrait être développé avec les différents acteurs de la société civile. Ce modèle devrait également favoriser une plus grande participation des collectivités locales.

Recommandation 2 : Assujettissement au processus d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement

Afin de considérer les impacts environnementaux et les préoccupations citoyennes, les projets d'exploitation ainsi que les projets d'exploration en milieux marins devraient être assujettis à la PEEIE.

Recommandation 3 : Acceptabilité sociale

Le gouvernement devrait favoriser l'acceptabilité sociale des projets en :

- s'assurant de concilier les différentes visions du développement du territoire;
- mettant en place des mécanismes pour permettre une plus grande participation des collectivités locales dans la planification territoriale;
- appuyant le développement de l'expertise locale;
- élaborant des outils pour accompagner les promoteurs, les instances locales et régionales ainsi que les communautés autochtones dans la négociation d'ententes permettant le partage des retombées et des bénéfices des projets de mise en valeur des hydrocarbures;
- étudiant la possibilité de mettre un guichet unique en place, notamment pour diffuser l'information utile aux promoteurs dans le développement de leur projet, de même que pour informer le public sur la nature des projets soumis aux instances gouvernementales pour autorisation ou qui sont en cours de réalisation;
- planifiant, avec les instances locales et régionales, les règles et les mesures de sécurité qui devront être appliquées aux installations et aux opérations et en mettant en place les mesures d'urgence pour protéger les gens et l'environnement en cas de sinistre;
- mettant en place des outils afin d'améliorer la transparence des processus de consultation et de décision.

Recommandation 4 : Approvisionnement en eau

Les principaux risques concernent la quantité d'eau disponible pour le prélèvement ainsi que la diminution potentielle de la quantité d'eau de surface en raison des besoins anticipés pour la fracturation hydraulique, dans l'éventualité où l'exploitation des hydrocarbures serait autorisée. Si c'était le cas, il y aurait lieu :

- de déterminer la provenance des approvisionnements en eau conformément aux exigences du RPEP;
- de favoriser l'utilisation de sources d'eau de surface ou d'eau impropre à la consommation humaine pour les activités de forage et de fracturation;
- de suivre la qualité physicochimique des eaux de surface ainsi que l'évolution des communautés de macroinvertébrés benthiques dans les cours d'eau qui sont touchés par un projet de développement.

Recommandation 5 : Précautions liées à la fracturation hydrauliques

Concernant la stimulation par fracturation hydraulique à haut volume, pour satisfaire au principe de précaution et à ses obligations en matière de sécurité environnementale, le gouvernement doit mettre en place des dispositions pour réduire les facteurs de risque et éviter les impacts négatifs qui sont associés à la fracturation.

Le gouvernement devra notamment exiger que les promoteurs prennent les mesures nécessaires pour éviter ou atténuer de tels impacts et fournissent un plan détaillé de leurs activités de fracturation. Celui-ci comprendrait, entre autres, la gestion des eaux, la liste des additifs utilisés ainsi que les moyens permettant de s'assurer de l'intégrité du puits et des conditions sécuritaires entourant les travaux de fracturation.

De plus, le gouvernement devrait exiger que les promoteurs rapportent tout incident causé par leurs activités de fracturation, comme la contamination des eaux, le déversement de produits chimiques et la sismicité.

Enfin, le gouvernement devrait mettre en place un système d'inspection spécifique à l'exploitation des hydrocarbures.

Recommandation 6 : Migration et contamination des nappes phréatiques

La contamination des eaux découlant de la fracturation hydraulique peut être occasionnée par une défaillance de l'équipement, des réservoirs ou des puits, par une erreur humaine, ou par d'autres causes telles que les conditions climatiques et le vandalisme. À ce sujet, il y aurait lieu :

- de caractériser l'état initial des nappes phréatiques;
- de déterminer le risque de migration des fluides vers les aquifères par des fissures naturelles ou induites;
- d'utiliser une membrane imperméable sur le site pour réduire l'impact des fuites et la contamination des sols;

- de stocker les eaux usées dans des réservoirs fermés et de les manipuler avec précaution, en particulier lorsqu'elles sont transportées, en s'assurant de ne pas contaminer le milieu naturel par ruissellement ou par infiltration;
- d'installer des bermes en bordure des sites de forage pour diminuer les impacts des fuites et la contamination des sols;
- d'implanter une usine de traitement des eaux centralisée avec rejet en mer (phase d'exploitation);
- d'élaborer un plan de gestion des matières résiduelles;
- d'instaurer un suivi de la qualité des eaux souterraines, conformément au RPEP.

Recommandation 7 : Sismicité induite

Il est rare que les opérations de fracturation hydraulique induisent des séismes, mais lorsque c'est le cas, leur magnitude va de faible à modérée. Pour diminuer les risques de séismes occasionnés par la fracturation hydraulique, il est suggéré :

- d'établir les conditions naturelles de sismicité dans les régions où des opérations de fracturation hydraulique pourraient avoir lieu. Si nécessaire, le réseau de surveillance sismique devrait être amélioré;
- de faire une étude des contraintes géologiques des secteurs visés par des opérations de fracturation hydraulique afin d'anticiper les risques et d'évaluer l'importance des failles qui pourraient être activées par la fracturation;
- de procéder, le cas échéant, à une caractérisation des couches géologiques profondes afin de déterminer si la réinjection des eaux usées pourrait être faite de façon sécuritaire lors de futures opérations de fracturation;
- de développer les connaissances sur la nature des fractures induites par la fracturation hydraulique;
- d'utiliser la technique de suivi dite de « microsismicité » lors d'opérations de fracturation hydraulique afin de caractériser le comportement géomécanique des formations ciblées.

Recommandation 8 : Émissions de GES

La mise en valeur des hydrocarbures dans une perspective de développement durable pose de nombreux défis pour l'ensemble des parties prenantes (entreprises, gouvernements, communautés locales, société civile, etc.), notamment en ce qui a trait aux émissions de GES.

Il convient cependant de noter que, les résultats de la phase 1 d'une étude du CIRAIG portant sur l'impact d'une éventuelle exploitation des hydrocarbures sur l'atteinte des cibles de réduction des émissions de GES au Québec, démontrent que les développements entraîneraient une hausse sensible du coût associé aux réductions d'émissions de GES aux horizons 2030 et 2050 et ainsi qu'une pression accrue sur les

autres secteurs économiques du Québec. Une approche moins conservatrice que celle utilisée dans l'étude démontrerait par ailleurs une hausse encore plus forte de ces coûts. Dans ce contexte, de manière générale, l'exploitation des hydrocarbures apparaît donc, à long terme, comme difficilement conciliable avec les objectifs du Québec en matière de lutte contre les changements climatiques.

Pour la suite des travaux devant être réalisés à Anticosti et ailleurs au Québec, l'industrie devra répertorier toutes les sources d'émissions et quantifier les émissions de GES conformément au Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère. De plus, l'industrie devra rapidement déployer des efforts et mettre en place des mesures d'atténuation pour réduire les émissions de GES découlant de ses activités.

Recommandation 9 : Connaissances à acquérir

Au terme des travaux réalisés dans le cadre de l'EES globale, il demeure certaines connaissances à acquérir qui pourraient éventuellement faire l'objet d'études par le gouvernement ou par les promoteurs avant que les demandes d'autorisation ne soient soumises au gouvernement. À cet égard, il serait essentiel que :

- le promoteur établisse l'état initial des nappes phréatiques et fasse une étude des contraintes géologiques dans les secteurs où la fracturation hydraulique pourrait être réalisée;
- le gouvernement évalue les meilleures façons de maximiser les retombées économiques d'un éventuel développement de la filière des hydrocarbures, de façon à favoriser la main-d'œuvre locale et les fournisseurs et les équipementiers québécois;
- le gouvernement acquière des connaissances en ce qui a trait aux émissions fugitives de méthane, aux émissions de GES après la fermeture des puits ainsi qu'aux mesures d'atténuation.

Au terme des travaux de l'EES globale, le gouvernement doit élaborer un cadre législatif et réglementaire rigoureux afin de permettre :

- la mise en valeur responsable des ressources dans le respect de l'environnement et de la protection des personnes et des biens en s'assurant une production d'émissions de GES la plus faible possible;
- la maximisation des bénéfices de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures ainsi que la compensation des externalités;
- une meilleure connaissance et un meilleur contrôle des émissions fugitives de méthane et des émissions de GES après la fermeture des puits ainsi qu'une application des bonnes pratiques visant à réduire les émissions de GES;
- une plus grande participation des collectivités locales et régionales dans les processus décisionnels;
- la planification des activités de développement.

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

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 titulaire, 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, et chercheur au Centre de recherche sur le développement territorial

M. Pierre-Olivier Pineau, professeur titulaire, HEC Montréal

M^{me} Ariane Plourde, directrice de l'Institut des sciences de la mer de l'Université du Québec à Rimouski



Autres représentants gouvernementaux

M. Martin Arsenault, sous-ministre adjoint aux territoires, ministère des Affaires municipales et de l'Occupation du territoire

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'expertise et aux politiques de l'eau et de l'air, ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques

M^{me} Anne-Marie Leclerc, sous-ministre adjointe, ministère des Transports, de la Mobilité durable et de l'Électrification des transports

M^{me} Marie-Josée Lizotte, sous-ministre adjointe aux évaluations environnementales et aux autorisations 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

Coordination

M^{me} Lynda Roy, coordonnatrice, ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles

ANNEXE 2 : OBJECTIFS GLOBAUX DES CHANTIERS POUR LES EES

Société	▪ Déterminer les impacts appréhendés des activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures sur les populations, tant autochtones que locales et régionales, sur leur qualité et leurs conditions de vie, leur santé et leur sécurité ainsi que sur la capacité du milieu à accueillir ces activités selon les différents territoires touchés. ▪ Établir les mesures et les approches permettant de susciter une meilleure acceptabilité des projets dans le milieu, notamment en s'assurant de 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 d'hydrocarbures.
Environnement	▪ Établir l'état des connaissances géologiques et hydrogéologiques sur les milieux visés par l'exploration et l'exploitation d'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 d'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). ▪ Déterminer 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 d'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.
Aspects techniques	▪ Déterminer les bonnes pratiques de l'industrie et les principaux facteurs de risque associés à l'exploration et à l'exploitation d'hydrocarbures. ▪ Proposer des mesures de surveillance et des mesures d'atténuation et d'intervention appropriées. ▪ 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.
Transport	▪ Étudier tous les enjeux techniques, environnementaux, économiques et sociaux touchant au transport des hydrocarbures notamment les infrastructures de transport requises pour l'exploitation potentielle des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti.
Économie	▪ 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.

ANNEXE 3 : PLAN D'ACQUISITION DE CONNAISSANCES ADDITIONNELLES

Identifiant	Titre de l'étude	Mandataire(s)	Description
AENV01	Évaluation préliminaire des émissions de gaz à effet de serre (GES) générées par l'exploitation d'hydrocarbures à Anticosti	Gouvernement du Québec (MDELCC)	Les émissions de GES seront évaluées notamment selon une approche par analogie avec des gisements comparables exploités actuellement.
AENV02	Évaluation des besoins en eau nécessaires à l'industrie des hydrocarbures à Anticosti	Gouvernement du Québec (MDELCC)	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.
AENV03	Détermination des cours d'eau qui ne peuvent répondre aux besoins en eau de l'industrie des hydrocarbures à Anticosti	Gouvernement du Québec (MDELCC)	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.
AENV04	Caractérisation biophysique et biologique de l'île d'Anticosti	Gouvernement du Québec (MDELCC)	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.
AENV05	Établissement des zones de contraintes légales et réglementaires et autres zones de contraintes de l'île d'Anticosti	Gouvernement du Québec (MDELCC)	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 MDELCC.
AENV06	Hydrologie et hydrométrie des bassins versants de l'île d'Anticosti	Gouvernement du Québec (MDELCC)	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.
AENV07 ANNULÉE ⁵⁸	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.
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 d'hydrocarbures sur Anticosti	Gouvernement du Québec (MDELCC)	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.

⁵⁸ Annulée : L'étude AENV07 devait se baser sur les résultats des AENV17, ATRA01 et AECN01. Or, selon les résultats de l'étude AENV17, il s'avère que l'information nécessaire à la réalisation de l'évaluation du climat sonore projeté comporte des incertitudes pour certains aspects. Ces incertitudes et l'absence de données essentielles ne permettent pas de réaliser une modélisation du climat sonore qui serait représentatif de l'ensemble des activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures sur l'île d'Anticosti. Par conséquent, il a été décidé d'annuler l'étude AENV07, venant ainsi baliser les limites méthodologiques de cette étude.

Identifiant	Titre de l'étude	Mandataire(s)	Description
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.
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 d'hydrocarbures.
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.
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.
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 (aggrégation, 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'aggrégation 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.
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 ou d'eau non potable, aux spécificités d'Anticosti.
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.

Identifiant	Titre de l'étude	Mandataire(s)	Description
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 d'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 d'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).
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 d'hydrocarbures à Anticosti. Le projet type servira ensuite à évaluer les impacts de cette filière sur l'environnement, la société et l'économie.
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.
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).
AENV20	Portrait faunique de l'île d'Anticosti	Gouvernement du Québec (MFFP)	Portrait faunique de l'île d'Anticosti, impacts potentiels et recommandations appropriées.
AENV21	Évaluation préliminaire du risque de mouvements dans le sol et le roc associés à l'exploration et à l'exploitation pétrolière 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.
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.

Identifiant	Titre de l'étude	Mandataire(s)	Description
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.
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.
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.
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.
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.
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.
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.
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 d'hydrocarbures, par bassin géologique.

Identifiant	Titre de l'étude	Mandataire(s)	Description
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.
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.
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.
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.
GENV35 ⁵⁹	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.

59 L'étude GENV35 s'est ajoutée 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
ASOC01 ⁶⁰	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.
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 Minganie, 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.
GSOC02	Expériences relatives à la participation des communautés autochtones aux activités de mise en valeur des ressources naturelles hors Québec	Université de 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.
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.

60 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
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.
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.
GTEC03	Bonnes pratiques – Travaux de recherche et d'exploitation d'hydrocarbures – Forage en milieu terrestre	INRS	L'objectif de cette étude est de recenser et d'établir les bonnes 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 bonnes pratiques recommandées par des organismes reconnus sera effectuée à cet effet.
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 bonnes 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 bonnes pratiques recommandées par des organismes reconnus sera réalisée à cet effet.
GTEC05	Bonnes pratiques – Travaux de recherche d'hydrocarbures – Levées sismiques	Université Laval	L'objectif de cette étude est de recenser et d'établir les bonnes 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 bonnes pratiques recommandées par des organismes reconnus sera réalisée à cet effet.
GTEC06	Bonnes pratiques – Travaux de recherche et d'exploitation d'hydrocarbures – Forage en milieu marin	Recovery Factor	L'objectif de cette étude est de recenser et d'établir les bonnes 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 bonnes pratiques recommandées par des organismes reconnus sera réalisée à cet effet.
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.
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.

Identifiant	Titre de l'étude	Mandataire(s)	Description
GTEC09 ⁶¹	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.
AECN01	Élaboration de scénarios de développement détaillés pour Anticosti	Gouvernement du Québec (MFQ, MERN et MDDELCC)	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.
AECN02	Rentabilité commerciale, revenus du gouvernement et retombées économiques d'une exploitation commerciale d'hydrocarbures à Anticosti	Gouvernement du Québec (MFQ, MERN et MDDELCC)	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 t ATVS02.
GECN01 ⁶² ANNULÉE	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.
GECN02	Besoins de main-d'œuvre liés au développement d'une industrie d'exploitation d'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.
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.
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.
GECN05	Avantages et désavantages concurrentiels de l'exploitation d'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.

61 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.

62 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
GECN06	Revue de l'expertise requise pour l'exploitation d'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.
GECN07	Effet sur la richesse foncière municipale	Gouvernement du Québec (MERN)	Les effets positifs et négatifs que peut engendrer l'aménagement d'un pipeline
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.
ATRA02	Évaluation des besoins supplémentaires en infrastructures routières requises sur l'île d'Anticosti pour l'exploitation d'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.
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.
GTRA02 ANNULÉE8	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.
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.

Identifiant	Titre de l'étude	Mandataire(s)	Description
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 tATVS02.
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 d'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.
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.
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.

ANNEXE 4 : IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX ET SANITAIRES POTENTIELS DU DÉVELOPPEMENT DES HYDROCARBURES EN MILIEU TERRESTRE

Cause	Vecteur d'impact	Impact potentiel sur l'environnement	Impact potentiel sur la santé humaine	Mesure d'atténuation
Levés sismiques d'exploration	▪ Coupes forestières pour le passage des camions-vibrateurs	▪ Réduction du couvert forestier : augmentation de la fragmentation de l'habitat faunique	▪ Perception du bruit et des vibrations	▪ Accès par les routes ou les chemins forestiers existants ▪ Campagne d'information préalable auprès des populations concernées
	▪ Vibrations	▪ Possibilités de glissement de terrain là où les sols sont instables ou mouvants	▪ Blessures graves et décès	▪ Détermination des milieux à risque de glissement de terrain et exclusion de ces milieux
Intégrité déficiente des puits (coffrage et/ou cimentation)	▪ Eaux souterraines	▪ Est fonction du type de contaminants et surtout de l'ampleur et de la durée de la fuite ▪ Le pétrole a des propriétés écotoxicologiques ▪ Les eaux de reflux ont une forte teneur en sel ▪ Les liquides de fracturation contiennent des toxiques, mais en très faible concentration ▪ Le méthane est souvent présent naturellement dans les aquifères et les concentrations relevées lors de fuites dans les puits ne sont pas toxiques. Il a cependant la capacité de changer la chimie de l'eau, ce qui peut rendre certains métaux et ions solubles	▪ Est fonction du type de contaminants et surtout de l'ampleur et de la durée de la fuite et de l'exposition ▪ L'exposition au pétrole brut par l'eau contaminée peut causer céphalées, irritations et problèmes respiratoires, généralement réversibles ▪ Les liquides de fracturation peuvent présenter un risque, qui dépend de la nature et de la concentration dans l'eau des toxiques entrant dans leur composition	▪ Bonnes pratiques d'installation de coffrages et de cimentation ▪ Installation d'un obturateur anti-éruption ▪ Tests exhaustifs sur le coffrage et la cimentation (test de fuite, de pression, etc.) et mesures correctives appliquées aux déficiences décelées, le cas échéant ▪ Présence d'un ingénieur ou d'un géologue indépendant lors de la complétion du puits et rapport de celui-ci à l'organisme de réglementation ▪ Caractérisation préalable de la qualité et de la composition de l'eau souterraine pour mesurer la concentration initiale de méthane et pouvoir en mesurer par la suite les variations induites ▪ Installation d'un puits d'observation multipalier à chaque plateforme de forage pour procéder à des analyses géochimiques de l'eau à intervalles réguliers

Cause	Vecteur d'impact	Impact potentiel sur l'environnement	Impact potentiel sur la santé humaine	Mesure d'atténuation
Intégrité déficiente des puits (coffrage et/ou cimentation) - suite				▪ Profondeur minimale requise pour la fracturation hydraulique (présentement 600 m) afin de rester à une distance sécuritaire des aquifères (généralement situés à moins de 200 m) ▪ Lorsque c'est possible, réduction de la quantité de composés dans l'eau de fracturation et utilisation de composés moins toxiques (ce à quoi tendent les nouvelles technologies de fracturation) ▪ Bonnes pratiques pour la fermeture d'un puits : détermination des problèmes d'intégrité et, le cas échéant, application de mesures correctives, nettoyage de l'intérieur du puits, isolation par cimentation des unités géologiques poreuses et des zones d'eaux souterraines, remplissage par fluide non corrosif, etc. ▪ Surveillance des puits fermés, avec tests de fuites de gaz et au moyen des puits d'observation d'eau ▪ Inspections régulières du régulateur ▪ Responsabilité sans limite de temps pour l'entreprise ▪ Mise en place d'un fonds pour les « puits orphelins » financé par les entreprises
Migration de fluides des couches sédimentaires profondes jusqu'aux aquifères par voie naturelle (zone de fracture ou faille) ou par des puits fermés	▪ Eaux souterraines	▪ Idem	▪ Idem	▪ Mesures d'intégrité des puits décrites ci-dessus ▪ Détermination des fractures et des failles naturelles importantes et imposition de distances séparatrices ▪ Localisation des puits anciens et imposition de distances séparatrices
Déversement accidentel en surface lors du transfert ou du stockage des liquides	▪ Eaux de surface et souterraines	▪ Idem	▪ Idem pour la population en général s'il y a contamination des aquifères ▪ Impact plus direct sur les travailleurs exposés : dépend du type de liquide et de la durée de l'exposition	▪ Cadre réglementaire strict pour le transport des matières dangereuses et leur stockage sur un site sécurisé ▪ Installation de bermes filtrantes en bordure des sites ▪ Installation d'une membrane sur le remblai sur le site de forage ▪ Pipelines de collecte (plutôt que camions) ▪ Réservoir requis pour récolter les eaux usées

Cause	Vecteur d'impact	Impact potentiel sur l'environnement	Impact potentiel sur la santé humaine	Mesure d'atténuation
Prélèvement d'eau pour la fracturation hydraulique	Eaux de surface et souterraines	Réduction des débits de certains petits cours d'eau : effets sur la faune aquatique et ses habitats terrestres		- Détermination des cours d'eau vulnérables afin de ne pas y prélever d'eau - Réutilisation des eaux de reflux pour des opérations subséquentes de fracturation - Lorsque c'est possible, utilisation d'eau salée pour la fracturation - Utilisation de conduites pour acheminer l'eau aux sites afin de réduire le transport par camion
Traitement des eaux de reflux	Eau de surface	- Est fonction du type et de la concentration des contaminants qui demeurent dans les eaux traitées - Voir plus haut (effets par l'intermédiaire des eaux souterraines)	- Est fonction du type et de la concentration des contaminants qui demeurent dans les eaux traitées - Voir plus haut (effets par l'intermédiaire des eaux souterraines)	- Utilisation du minimum de composés possibles et de composés les moins toxiques possible - Liste de la nature et de la concentration des composés utilisés - Mise en place par l'entreprise d'un équipement de traitement spécialisé utilisant les techniques les plus efficaces
Déversement accidentel lors du transport/stockage Puits à l'intégrité déficiente Migration des fluides jusqu'aux aquifères	Contamination des sols et des eaux	- Est fonction du type et de la quantité des liquides déversés dans les sols - Dégradation potentielle des services écosystémiques des sols (par exemple, de la production de végétaux et de nutriments)	- Est fonction des types et de la quantité de liquides déversés, et de l'exposition de la population à ces liquides - S'il y a contamination importante et exposition prolongée, il existe un potentiel cancérigène et neurotoxique, particulièrement pour les travailleurs. La population voisine peut aussi être affectée si des poussières contaminées sont transportées par le vent	- Toutes les mesures précitées visant à contrer la contamination des eaux s'appliquent aussi à la contamination des sols et des sédiments - Imposition de distances séparatrices pour protéger les populations avoisinantes - Mesure initiale de la radioactivité des sols et mesures périodiques pendant et après les activités de forage et de fracturation - Utilisation de réservoirs et interdiction d'utiliser des bassins pour les eaux usées
Fracturation hydraulique	- Microséisme - NB. – Peut-être plus grave s'il y a des failles importantes à proximité.	Aucun aux niveaux relevés	Aucun aux niveaux relevés	- Exclusion des zones à sismicité naturelle élevée - Détermination des failles et des fractures naturelles importantes et imposition de distances séparatrices - Surveillance microsismique en temps réel, assortie d'un protocole d'arrêt des activités et d'évaluation des risques en cas d'événement sismique dépassant un seuil établi par règlement

Cause	Vecteur d'impact	Impact potentiel sur l'environnement	Impact potentiel sur la santé humaine	Mesure d'atténuation
Élimination des eaux usées par injection dans une formation géologique profonde	▪ Séismes faibles à modérés	▪ Contamination possible des eaux et des sols, si l'intégrité des puits est compromise et s'il y a ouverture ou élargissement des failles ou des fractures et effets possibles sur les structures, les pentes fortes, etc.	▪ Voir les effets précités en cas de contamination de l'eau ou des sols	▪ Interdiction d'injecter des eaux usées - Toutefois, si l'injection est permise : ▪ Mêmes mesures que pour la fracturation hydraulique ▪ Caractérisation obligatoire des sites par rapport aux risques géologiques et démonstration que les fluides injectés seront confinés à l'unité géologique où se fait la fracturation ▪ Établissement des taux et pression d'injection sécuritaire par un suivi en continu des pressions et de la sismicité
Émanations de méthane et autres polluants de l'air lors des activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures et en provenance de puits fermés	▪ Air ambiant ▪ NB. – Les taux d'émissions des puits fermés sont trop faibles pour modifier la qualité de l'air sauf immédiatement à proximité de la fuite.	▪ Effets directs sur la flore, la faune et les écosystèmes mal documentés	▪ Types de polluants potentiellement émis associés à des problèmes cardio-respiratoires ou à des cancers, mais aucune étude significative menée chez les personnes résidant à proximité des sites ▪ Risques plus importants pour les travailleurs et les personnes habitant à proximité des puits (1 km ou moins) et problèmes d'odeurs	▪ Modélisation atmosphérique préalable à toute activité d'exploitation des hydrocarbures ▪ Imposition de distances séparatrices suffisantes pour protéger les zones habitées ▪ Mesures susmentionnées visant à améliorer l'intégrité des puits ▪ Obligation d'utiliser des torchères pour brûler les gaz et, dans le cas d'une exploitation commerciale, obligation de capter les gaz ▪ Remplacement des moteurs au diesel utilisés lors des activités de forage, de fracturation, d'extraction, de traitement de gaz et de transport, par des moteurs au gaz naturel ▪ Mesures susmentionnées de fermeture adéquate des puits et de suivi des puits fermés
Émanations de méthane et autres polluants	▪ Atmosphère	▪ Émissions de GES contribuant aux changements climatiques	▪ Émissions de GES contribuant aux changements climatiques	▪ Mêmes mesures que pour l'air ambiant ▪ Réduction compensatoire des GES dans d'autres secteurs ▪ Achats de droits d'émission (SPEDE)

Cause	Vecteur d'impact	Impact potentiel sur l'environnement	Impact potentiel sur la santé humaine	Mesure d'atténuation
Construction de routes et de pipelines	Habitats naturels	Modification, fragmentation ou réduction des habitats naturels, notamment du couvert forestier : peut amener des modifications dans le comportement des animaux présentant des risques pour leur santé, et dans des cas extrêmes, des risques pour la survie de certaines espèces		- Détermination des zones écologiques particulièrement sensibles et des habitats d'espèces en péril et imposition de distances séparatrices pour protéger ces zones - Optimisation du réseau de chemins et de pipelines pour limiter la fragmentation de l'habitat et la construction d'obstacles aux déplacements - Respect des bonnes pratiques à l'égard des espèces menacées ou vulnérables (ces pratiques sont décrites dans des guides existants) - Préservation d'un couvert forestier suffisant, notamment en maximisant l'utilisation des routes, des emprises et des chemins forestiers existants
Toutes activités d'exploration, d'exploitation et de transport de toute nature incluant les hydrocarbures	Habitats naturels	- Augmentation du bruit, de la luminosité et de la poussière, qui nuit aux animaux et modifie leur comportement - Modification, fragmentation ou réduction des habitats naturels, notamment du couvert forestier : peut amener des modifications dans le comportement des animaux présentant des risques pour leur santé, et dans des cas extrêmes, des risques pour la survie de certaines espèces	- Augmentation du stress et de l'anxiété - Accidents de travail : accidents de véhicules, heurts par des objets, chutes, incendies, explosions - Maladies professionnelles - L'exposition prolongée à des contaminants peut avoir des effets de divers ordres, dont certains sont graves (cancers, problèmes neurologiques ou cardio-respiratoires) - Surdité - Troubles musculo-squelettiques - Stress, hypertension, dépression	- Utilisation des technologies les plus efficaces de réduction du bruit - Réduction maximale de la luminosité - Utilisation de pipelines plutôt que de camions pour la collecte des hydrocarbures - Utilisation de conduites pour acheminer l'eau aux sites - Imposition de distances séparatrices pour protéger les zones habitt�es - Possibilité d'interdiction de certaines activités pendant la nuit ou à des moments précis de l'année pour concilier les usages actuels avec cette industrie - Culture préventive dans l'entreprise et formation adéquate de la main-d'œuvre sur la sécurité - Système de surveillance et de contrôle efficace des accidents et des maladies professionnelles par les autorités compétentes

ANNEXE 5 : IMPACTS SOCIOÉCONOMIQUES POTENTIELS DU DÉVELOPPEMENT DES HYDROCARBURES

Type d'impact	Cause principale	Mesure d'atténuation
De tous ordres : changement dans le type d'économie de base des communautés, diversification de l'économie, incitatif à l'amélioration des activités économiques en place, augmentation du stress, des tensions sociales et de l'anxiété, départs de résidents, etc. (T, M)	■ Implantation d'un nouveau type de développement dans les communautés	■ Mise au point d'une vision commune du développement par les communautés, préalablement à l'implantation de l'industrie ■ Accompagnement des communautés dans l'amélioration de leurs capacités d'adaptation et de résilience face au changement ■ Prise en compte des caractéristiques socioéconomiques des communautés par l'entreprise ■ Participation des communautés au développement des projets ■ Proposition de projets ayant des retombées structurantes pour les communautés et pérennes dans le temps (formation et emplois, infrastructures, entrepreneuriat, services, redevances, etc.) ■ Mise en place lente et graduelle de l'industrie ■ Réglementation de la mise en place de l'industrie par une gouvernance participative ■ Amélioration de la gouvernance territoriale
De tous ordres : nuisances, effets « ville champignon », conflits d'usage, etc. (T, M)	■ Diverses (détails dans le reste du tableau)	■ Prise en compte des caractéristiques socioéconomiques de la communauté par l'entreprise : description et usage des territoires, lieux sensibles (patrimoniaux, culturels, visuels, etc.), activités économiques locales, infrastructures et services publics, logement disponible, main-d'œuvre locale, etc. ■ Planification, en collaboration avec les citoyens et les autorités municipales, en vue d'éliminer, si possible, sinon de réduire ou de compenser les conséquences négatives et de maximiser les effets positifs ■ Cadre législatif et réglementaire visant à minimiser les conséquences négatives (par exemple, interdictions ou distances séparatrices) ■ Guide des bonnes pratiques ■ Adoption par l'entreprise d'un énoncé et de pratiques en matière de responsabilité sociale ■ Mesures de surveillance et de contrôle de la part des autorités réglementaires ■ Mise en place d'un comité de suivi auquel participent les citoyens et les autorités municipales
De tous ordres (T, M)	■ Ampleur de la superficie touchée par les activités d'exploitation ■ Rythme de développement des activités	■ Utilisation de plateformes de forage multipuits ■ Adoption d'un rythme de développement respectueux de la communauté

Type d'impact	Cause principale	Mesure d'atténuation
Bruit (T)	- Travaux de construction des routes d'accès, des plateformes et des stations de traitement de gaz - Toutes les activités d'exploration (à l'étape du forage) et d'exploitation, particulièrement la fracturation hydraulique - Camionnage (transport des liquides de fracturation et des eaux usées)	- Imposition de distances séparatrices - Modélisation sonore faite par l'entreprise aux abords des opérations - Utilisation d'un équipement à bruit réduit - Utilisation de l'équipement à l'intérieur d'enceintes acoustiques ou de bâtiment fermés (ex. : stations de traitement du gaz en Pennsylvanie) - Installation d'écrans acoustiques - Utilisation de conduites pour acheminer l'eau - Si possible, choix d'un site avec des caractéristiques naturelles pouvant atténuer le bruit - Harmonisation des horaires de forage des différentes plateformes afin que les activités bruyantes n'aient pas toutes lieu en même temps - Imposition de limitations du bruit diurne et du bruit nocturne (le cadre normatif en vigueur au Québec pour le contrôle du bruit est parmi les plus exigeants, et ce, peu importe la source de bruit) - Interdiction de procéder à certaines activités (par exemple, la fracturation) pendant la nuit - Transmission des horaires de forage aux résidents vivant à proximité
Lumière (T, M)	Toutes les activités	- Distances séparatrices - Utilisation du minimum d'éclairage requis - Restriction de l'éclairage nocturne - Utilisation de luminaires à direction contrôlable, pouvant être dirigés vers le bas, et de lumières de sécurité activées par des senseurs - Utilisation de sources de lumière de faible densité - Utilisation d'un incinérateur, plutôt que d'une torchère, pour brûler les gaz
Nuisances, perte de tranquillité et de qualité de vie et menaces à la sécurité publique (T)	- Trop faible distance entre les puits de forage et des bâtiments ou des installations - Augmentation de la circulation routière	Distances minimales établies par règlement entre les puits et les chemins publics, les voies ferrées, les pipelines de transport, les lignes électriques à haute tension, les aéroports, les habitations et les édifices publics. Ainsi, au Québec, un puits ne peut être foré à moins de 100 m d'une habitation ou d'un édifice public (500 m selon les normes établies par le gouvernement pour les travaux d'exploration en cours à Anticosti)
Altération de la qualité du paysage (panoramas terrestres ou côtiers, paysages ruraux et forestiers, paysages d'eau [chutes, rivières]) (T, M)	- Toutes les activités - Pouvant obstruer un point d'observation ou de panorama - Pouvant contraster avec l'environnement d'insertion et induire une perte de valeur esthétique	- Cadre réglementaire (lequel existe dans certains États américains, mais pas au Québec) - En concertation avec le milieu municipal, étude de caractérisation des paysages par l'entreprise, relevé des caractéristiques propres au site (environnement, topographie, etc.) - Utilisation d'écrans naturels, en mettant à profit la topographie et la végétation existante et en maximisant la végétalisation - Bande de végétation tampon entre la plateforme et les routes - Utilisation d'un équipement à impact visuel réduit - Réduction, dans la mesure du possible, de la hauteur et du nombre des infrastructures - Utilisation de couleurs uniformes et de matériaux non réfléchissants - Entretien et nettoyage réguliers des structures - Lors de la fermeture du site, remise de celui-ci dans son état naturel en éliminant les structures de surface, en restaurant les espèces indigènes et en rétablissant la topographie initiale

Type d'impact	Cause principale	Mesure d'atténuation
Altération ou destruction d'un site patrimonial ou archéologique (incluant les épaves) (T, M)	Toutes les activités	- Réalisation d'une étude pour déterminer les sites patrimoniaux et le potentiel archéologique en amont des activités sur le site - Le cas échéant, adoption de mesures de conservation approuvées par les autorités réglementaires
Hausse de la population locale et de la vitalité de la communauté - Augmentation et diversification des services - Baisse des taxes et des prix à la consommation - Amélioration des infrastructures municipales	Arrivée de nouveaux travailleurs résidents	
Effets « ville champignon » imputables notamment à l'arrivée de nombreux travailleurs de l'extérieur et à l'embauche d'un certain nombre de travailleurs locaux à des salaires élevés (T, M) - Pression sur la disponibilité et le coût du logement - Hausse du coût de la vie - Pression sur les infrastructures et les services municipaux, ainsi que sur les services publics (services de santé, services sociaux, police, éducation) - Hausse du décrochage scolaire, de la délinquance, de la consommation d'alcool et de drogues, de la prostitution et des infections transmises sexuellement, problèmes de santé mentale - Perception d'iniquité et diminution de la cohésion sociale en raison de la répartition asymétrique des avantages et des inconvénients Note : L'intensité des effets « ville champignon » dépend étroitement de la taille, du profil socioéconomique et de l'état de préparation de la communauté.	Toutes les activités	- Rythme modéré de progression des opérations - Transmission aux autorités locales et régionales, suffisamment à l'avance, d'une estimation du nombre de travailleurs (nombre total et nombre de ceux venant de l'extérieur de la région) et de leur répartition dans le temps - Planification avec les autorités locales et régionales des besoins en logement et en services publics - Installation de camps de travailleurs à proximité des sites d'exploration et d'exploitation - Collaboration avec l'entreprise pour la mise à niveau des infrastructures et des services publics, incluant les services sociaux - Partage des bénéfices par le gouvernement avec les communautés locales et régionales aux fins de mise à niveau des infrastructures et des services publics et de compensation des effets négatifs

Type d'impact	Cause principale	Mesure d'atténuation
Retombées économiques locales et régionales (T, M) ■ Création d'emplois directs bien rémunérés (dans l'industrie des hydrocarbures) et indirects (hébergement, restauration, commerce, construction) et baisse du taux de chômage ■ Hausse de revenu de plusieurs ménages ■ Hausse des revenus municipaux ■ Danger de baisse abrupte de l'emploi et des revenus à la fin des opérations ■ Concurrence pour la main-d'œuvre locale et régionale : attraction des travailleurs vers l'industrie des hydrocarbures (salaires élevés) et pression à la hausse des salaires dans les autres activités économiques ■ Possibilité d'obtenir des redevances locales ■ Hausse du chiffre d'affaires des entrepreneurs locaux ■ Débalancement des revenus entre les hommes (industrie des hydrocarbures) et les femmes (services)	■ Toutes les activités	■ Création d'un comité entreprise-communauté pour maximiser les retombées économiques locales et régionales ■ Politique d'achat local et régional par l'entreprise ■ Programmes de formation et d'apprentissage pour la main-d'œuvre locale, régionale et nationale ■ Partage des redevances ou autres bénéfices par le gouvernement avec les communautés locales et régionales, par exemple aux fins de mise en œuvre : ■ d'un programme d'amélioration des services et des infrastructures ■ de fonds régionaux d'innovation et de diversification économique ■ de fonds intergénérationnels ■ Préparation des communautés à la période suivant la fin des opérations
Changements de la valeur foncière des propriétés (T) ■ Peuvent être positifs ou négatifs (les deux types d'effets sont rapportés au Canada et aux États-Unis) ■ Tendent à être négatifs pour les propriétés situées à proximité des plateformes et des routes et pour celles qui sont approvisionnées en eau par un puits ■ Tendent à s'atténuer après quelques années pour les conséquences négatives	■ Toutes les activités	■ Toutes les mesures visant à réduire les nuisances et les risques pour l'environnement et la sécurité ■ Mesures de communication publique par l'entreprise visant à réduire la perception négative associée à ses activités ■ Suivi de la valeur des propriétés pour déterminer les effets négatifs et leurs causes et, lorsque c'est possible, mise en place de mesures d'atténuation

Type d'impact	Cause principale	Mesure d'atténuation
Conflits d'usage entre l'exploration et/ou l'exploitation des hydrocarbures et les autres activités économiques		
En général (T, M)	Toutes les activités	
Agriculture (T) - Baisse de la superficie cultivée - Baisse du rendement des terres lorsqu'il y a des effets négatifs sur la qualité de l'eau ou des sols, et baisse des revenus et de la valeur des terres causée par ces effets - Baisse des revenus due à une perception de baisse de qualité des produits	Toutes les activités	- Remise en état rapide des terres à la fin de chaque phase d'opération - Réduction des surfaces utilisées - Mesures de prévention et d'atténuation techniques et environnementales (voir tableau 1) - Compensation financière de la part de l'entreprise pour les inconvénients et, le cas échéant, la perte de rendement - Réduction du fractionnement en positionnant, dans la mesure du possible, les plateformes et les routes d'accès le long du périmètre des champs agricoles et les pipelines de collecte le long des emprises existantes - Installation de clôtures pour isoler le bétail et la faune des sites d'activités - Mesures de communication publique par l'entreprise visant à réduire la perception négative associée à ses activités
Chasse, pêche et villégiature (T) - Baisse des activités - Perte de zones de chasse - Dégradation des habitats fauniques - Baisse de la tranquillité et de la sécurité des visiteurs - Baisse de la qualité de l'offre	Toutes les activités	- Ouverture de nouvelles zones de chasse dans des secteurs offrant un intérêt - Modulation des horaires journaliers et du calendrier annuel des activités industrielles - Contrôle de la vitesse des camions - Mesures de compensation financière pour les pertes de revenus liés aux activités de chasse, de pêche et de villégiature
Pêche/aquaculture/chasse aux phoques (M) - Inaccessibilité de certaines zones de pêche ou de chasse - Baisse du rendement de l'activité - Diminution des revenus due à la baisse de rendement ou à une perception de baisse de qualité des produits - Risque de perte de l'éco-certification des pêches - Dommages aux bateaux ou aux engins de pêche - Effets positifs sur la pêche de certaines espèces, s'il y a création de récifs artificiels	- Plateformes et infrastructures sous-marines - Bruit et vibration des levés sismiques	- Mesures de prévention et d'atténuation techniques et environnementales (voir tableaux 1 et 2) - Suspension des activités perturbatrices durant les périodes intensives de pêche - Établissement des lieux d'exploitation à distance suffisante des zones critiques pour les espèces vulnérables et des zones d'aquaculture - Information des pêcheurs et des autres acteurs économiques concernés sur les activités d'exploration prévues (lieux et dates) par des rencontres dans les communautés et par des avis à la population - Mesures de compensation financière pour les dommages causés aux bateaux ou aux engins de pêche et pour les pertes de revenus associées à la diminution nette du nombre de prises

Type d'impact	Cause principale	Mesure d'atténuation
Tourisme - En général : diminution de la fréquentation et des revenus touristiques en raison, notamment, de l'altération de la qualité du paysage et de la quiétude des lieux, ainsi que de la hausse du trafic routier (T, M) - Hébergement et restauration : effet positif découlant de la venue de travailleurs de l'extérieur par opposition à l'effet négatif relié à la baisse de fréquentation des touristes (T, M)	- Toutes les activités - Toutes les activités	- Mesures précitées visant à atténuer l'impact des opérations sur les zones d'intérêt particulier, sur la qualité du paysage et sur le bruit (voir aussi le tableau 5 pour les mesures relatives au camionnage) - Mesures de compensation financière pour les pertes de revenus touristiques
Excursions d'observation des mammifères marins (M)	Levés sismiques	- Mesures relatives aux levés sismiques en milieu marin (tableau 2) - Planification des levés sismiques de manière à favoriser des lieux et des périodes d'intervention qui ne soient pas néfastes aux activités touristiques - Information sur les horaires et les lieux de levés sismiques
Contraintes supplémentaires d'accès au territoire (T)	Présence des infrastructures	- Optimiser l'usage du réseau de chemins existants - Favoriser l'optimisation des sites de forage en matière de nombre de puits et de présence d'infrastructures - Mettre en place des mesures favorisant le multiusage sécuritaire des infrastructures routières

Légende :

T : Effets en milieu terrestre

M : Effets en milieu marin

ANNEXE 6 : IMPACTS POTENTIELS ENVIRONNEMENTAUX ET SANITAIRES DU DÉVELOPPEMENT DES HYDROCARBURES EN MILIEU MARIN

Cause	Vecteur d'impact	Impact potentiel sur l'environnement	Impact potentiel sur la santé humaine	Mesure d'atténuation
Rejets solides (résidus de béton de la construction de puits, déchets solides) Rejets liquides (eaux grises et usées, eaux de lavage et de drainage, eaux de refroidissement) Déversements mineurs d'hydrocarbures (petites fuites)	Eaux du fleuve ou de l'océan	- Est fonction de la nature et de la concentration des contaminants rejetés - S'ils sont très nocifs et très concentrés, il y aura contamination à long terme du milieu et possiblement réduction de la biodiversité	Aucun impact notable recensé sur la santé humaine sauf potentiellement sur les travailleurs	- Caractérisation initiale de la faune marine et du milieu marin et côtier (caractéristiques physiques – courants, glaces, etc., et inventaire des espèces en place) - Détermination des zones particulièrement sensibles et imposition de distances séparatrices pour protéger ces zones - Utilisation des meilleures technologies disponibles pour réduire les risques de fuite et de toxicité (notamment, coffrage et cimentation des puits et obturateur anti-éruption) - Unités modernes et efficaces de traitement des liquides avant leur rejet en mer - Transfert des résidus non traités et des déchets pour traitement adéquat en milieu terrestre - Fixation par le régulateur de critères et de normes de rejet aquatique et d'élimination des résidus - Installation d'un puits de secours (puits latéral) permettant d'obstruer un puits où se produiraient des fuites et de contrôler la pression du réservoir
Rejet en mer des boues et des déblais de forage	Sédiments du fleuve ou de l'océan	Idem	La contamination de la faune vivant dans les sédiments et sur les fonds marins peut être un vecteur de contamination si les organismes marins sont consommés par l'humain	Mêmes mesures

Cause	Vecteur d'impact	Impact potentiel sur l'environnement	Impact potentiel sur la santé humaine	Mesure d'atténuation
Levés sismiques en milieu marin	Bruits, vibrations	- Effets sur la faune marine - Altération ou perte de l'ouïe - Perturbation de l'utilisation fonctionnelle des sons - Modifications comportementales qui peuvent avoir des répercussions sur les fonctions biologiques essentielles - Atteinte de certains organes ou tissus - Mortalité des œufs et des larves à proximité de la source d'émission - Réduction de la disponibilité de la nourriture pour certains gros poissons ou mammifères	Aucun	- Actualisation de l'Énoncé des pratiques canadiennes d'atténuation de l'impact des ondes sismiques en milieu marin, en tenant compte des bonnes pratiques, et obligation de l'appliquer - Évitement des secteurs fréquentés par la faune dans des périodes sensibles, par exemple en temps de reproduction ou de mise bas - Détection visuelle de mammifères marins ou de colonies d'oiseaux s'approchant du site afin d'arrêter temporairement les opérations
Structures et infrastructures (plateforme, puits, pipelines, circulation de navires)	Bruit, luminosité, occupation du territoire marin	- Diminution de la fréquentation de la zone immédiate des activités par certaines espèces sensibles au dérangement - Effets d'attraction des infrastructures sur la faune en raison de l'abondance de nourriture et de la luminosité (particulièrement chez les oiseaux) - Collision possible avec les navires - Conflit d'usage avec l'industrie de la pêche - Risque accru pour les espèces peu mobiles - Perte d'habitat pour les poissons - Possibilité de création de récifs artificiels favorables à la présence d'une faune marine diversifiée	- Aucun (mis à part le stress pour la population côtière si la plateforme est située à faible distance) - Impacts potentiels pour les travailleurs	- Imposition de limites d'intensité lumineuse - Imposition de limites à la durée de certaines activités, notamment les activités bruyantes - Constituer une table de concertation et d'échanges avec tous les utilisateurs du milieu, entre autres pour informer les partenaires et régler les différends - Suivre l'évolution du milieu aux abords des installations pour quantifier les impacts réels

Cause	Vecteur d'impact	Impact potentiel sur l'environnement	Impact potentiel sur la santé humaine	Mesure d'atténuation
Toutes activités d'exploration, d'exploitation et de transbordement des hydrocarbures	Qualité de l'air ambiant	- Durée et intensité de l'exposition, notamment en fonction des vents. Les vents forts dispersent rapidement les émissions à des niveaux indétectables - Effets directs sur la faune et la flore peu documentés	- Durée et intensité de l'exposition, notamment en fonction des vents. Les vents forts dispersent rapidement les émissions à des niveaux indétectables - Effets potentiels similaires à ceux des émissions terrestres, auxquels la population générale est cependant moins exposée à cause de la distance et des vents	Idem pour ce qui est des mesures en milieu terrestre pour l'air ambiant
	Atmosphère	Émissions de GES contribuant aux changements climatiques	Émissions de GES contribuant aux changements climatiques	Réduction compensatoire de GES dans d'autres secteurs
Présence prolongée sur une plateforme	Divers		- Accidents professionnels et maladies professionnelles : de façon générale, semblables à ceux des travailleurs terrestres - Troubles psychosociaux (stress, anxiété, etc.) plus présents en raison de l'isolement et des préoccupations relatives à la sécurité	Les mêmes que pour les travailleurs en milieu terrestre, avec une attention particulière portée à la prévention et au traitement des troubles psychosociaux

ANNEXE 7 : IMPACTS SOCIOÉCONOMIQUES POTENTIELS DU TRANSPORT D'HYDROCARBURES

Mode	Type d'impact	Mesure d'atténuation
Transport par camion	▪ Risque accru pour la sécurité des autres utilisateurs routiers (accrochages, collisions) ▪ Bruit ▪ Congestion routière ▪ Déversements ▪ Poussières lorsque la route n'est pas pavée	▪ Routes d'accès aux sites selon les normes en vigueur ▪ Choix des itinéraires et des horaires pour maximiser la sécurité publique, en collaboration avec les municipalités et les MRC ▪ Diffusion d'avis publics avant la mise en place de détours ou la fermeture de certaines routes ▪ Implantation de limites de vitesse ▪ Interdiction d'accès à certaines routes ou de camionnage à des moments précis : heure de pointe, pendant la nuit, lors de la tenue d'événements spéciaux ▪ Installation de stationnements et de zones réservées aux livraisons à proximité des sites d'exploration et d'exploitation ▪ Entente d'utilisation routière entre l'entreprise et les instances municipales, y compris le financement de l'entretien et de la réparation des routes ▪ Possibilité de renforcer la réglementation pour limiter les dommages aux personnes et à l'environnement en cas d'accident ou de déversement ▪ Arrimage des plans d'urgence des transporteurs avec les instances habilitées à intervenir en cas de déversements
Transport ferroviaire	▪ Bruit, impact visuel, sécurité ▪ Incidence de la congestion imputable au transport des hydrocarbures sur les autres activités (transport de passagers et/ou d'autres marchandises)	▪ Obligation des municipalités d'informer les sociétés de chemin de fer des projets d'affectation de terrains situés à proche distance des voies (par exemple, à moins de 300 m) ▪ Installation de passages à niveau sécuritaires ▪ Divulcation des matières transportées par les compagnies ferroviaires ▪ Arrimage des plans d'urgence des transporteurs avec les instances habilitées à intervenir en cas de déversement ou d'atteinte aux personnes et aux biens
Transport par pipeline	▪ Perturbation des activités, notamment des activités agricoles et forestières, surtout pendant la phase de construction ▪ Contamination du milieu en cas de déversement causé par une fuite	▪ Choix du tracé de façon à minimiser la surface occupée ainsi que les effets : lorsque c'est possible, privilégier les emprises existantes et les périmètres des terrains, éviter les sols les plus productifs ▪ Réduction de la durée des travaux de construction ▪ Protection du sol arable pendant la construction : utilisation d'un équipement propre, récupération et entreposage de la couche arable pour pouvoir remplacer celle-ci et le sous-sol séparément après la mise en place du pipeline ▪ À la fin des travaux de construction, remise en état du terrain le plus près possible de son état initial ▪ Réglementation pour les inspections régulières ▪ Pour l'entretien des canalisations, tenir compte des périodes sensibles pour la culture ▪ Compensation financière suffisante aux propriétaires des terres traversées, y compris une compensation pour la perte de rendement, le cas échéant ▪ Réalisation d'une analyse de risques technologiques pour bien caractériser les conséquences d'un déversement ou d'une explosion ▪ Arrimage des plans d'urgence de l'opérateur de la conduite avec les instances habilitées à intervenir en cas de déversement ou d'atteinte aux personnes ou aux biens

Mode	Type d'impact	Mesure d'atténuation
Transport maritime	■ Congestion sur les voies fluviales et dans les ports, et conséquences sur les autres activités récréatives et économiques (pêche, transport d'autres marchandises, excursions d'observation, croisières)	■ Planification des horaires de transport par les entreprises, les autorités réglementaires et les autorités portuaires de façon à atténuer les conflits d'usage ■ Utilisation de navires appropriés (modernes, à double coque, avec réservoirs compartimentés, etc.) ■ Mise en place d'une table d'échanges qui regrouperait les instances québécoises ayant pour mandat d'intervenir en cas de déversement et celles du gouvernement fédéral afin de déterminer les rôles et les fonctions de chacun selon la gravité et l'évolution d'une situation d'urgence ■ Convenir dès maintenant des méthodes de récupération du pétrole déversé en fonction de sa nature et de l'emplacement du déversement ■ Rehaussement de la capacité d'intervention en milieu marin



ANNEXE 8 : LOIS ET RÈGLEMENTS ACTUELS

Plusieurs lois et règlements encadrent la mise en valeur des hydrocarbures sur le territoire québécois. Ces lois et règlements peuvent se regrouper en cinq catégories, soit :

- les pouvoirs d'autoriser des travaux liés aux activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures et les conditions qui s'y rattachent;
- les pouvoirs nécessaires à la protection de l'environnement;
- les pouvoirs requis pour protéger l'intégrité territoriale du Québec et veiller à la défense de ses intérêts auprès du gouvernement fédéral;
- les pouvoirs relatifs à la Régie de l'énergie et à la Commission de protection du territoire agricole;
- les autres pouvoirs.

Les pouvoirs d'autoriser des travaux liés aux activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures et les conditions qui s'y rattachent (chapitre M-13.1)

- [Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains](#) (chapitre M 13.1, r. 1), qui encadrent, notamment, la délivrance des permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoirs souterrains (permis de recherche), des permis connexes (géophysique, forage, complétion, modification et fermeture) et des baux d'exploitation. Le Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains encadre également les conditions d'exercice des permis et des baux ainsi que les montants des droits annuels et des redevances.
- [Loi limitant les activités pétrolières et gazières](#) (2011, chapitre 13), qui notamment interdit les activités dans l'estuaire et le fleuve Saint-Laurent et suspend, jusqu'au 13 juin 2014 et sur tout le territoire, la période de validité des permis de recherche et l'obligation d'exécuter des travaux d'exploration requis par la Loi sur les mines. En juin 2014, la [Loi modifiant la Loi limitant les activités pétrolières et gazières et d'autres dispositions législatives](#) (2014, chapitre 6) a été adoptée. Cette dernière prolonge, au-delà du 13 juin 2014, la période au cours de laquelle le titulaire d'un permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoirs souterrains est exempté d'exécuter les travaux de recherche requis en vertu de la loi. En conséquence, il prolonge également la suspension de la période de validité de tels permis, et ce, jusqu'à la levée de l'exemption par le gouvernement.
- [Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune](#) (chapitre C-61.1), qui prévoit, notamment, une autorisation préalable pour la réalisation de travaux dans des habitats fauniques;
- [Loi sur l'aménagement durable du territoire forestier](#) (chapitre A-18.1), qui permet notamment d'autoriser des travaux d'aménagement forestier lorsque ceux-ci doivent être réalisés par les détenteurs de permis de recherche.

Les pouvoirs nécessaires à la protection de l'environnement

- Loi sur la qualité de l'environnement (chapitre Q-2) :
 - Règlement relatif à l'application de la LQE (Q-2, r3 a.2 al6, a.7.1);
 - Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement (chapitre Q-2, r.23);
 - Règlement sur la transmission de renseignements liés à l'exécution de certains travaux de forage et de fracturation de puits gaziers ou pétroliers (chapitre Q 2, r. 47.1);
 - Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement (chapitre Q-2, a. 23, 31, 66, 115.27, 115.34 et 124.1) qui encadrent, notamment, les projets de développement dans le respect de l'environnement;
 - Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère (Q-2, r4.1, a1 97, annexe H);
 - Règlement sur les conditions sanitaires des campements industriels ou autres (Q-2, r11);
 - Règlement sur la déclaration des prélèvements d'eau (Q-2, r14);
 - Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère (Q-2, r15);
 - Règlement concernant la délégation de la gestion de certaines parties du système de plafonnement et d'échange de droits d'émissions de gaz à effet de serre pour la période 2013-2020 (Q-2, r15.1);
 - Règlement sur les matières dangereuses (Q-2, r32).
- Loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau et visant à renforcer leur protection (chapitre C-6.2) et Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection (RPEP) (c. Q-2, r.35.2), qui régit les prélèvements d'eau, qui établit les recours pour les dommages causés aux ressources en eau et permet de déterminer par règlement les distances séparatrices entre un forage d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures et une source d'approvisionnement en eau potable.

Les pouvoirs requis pour protéger l'intégrité territoriale du Québec et veiller à la défense de ses intérêts auprès du gouvernement fédéral

- Loi sur les terres du domaine de l'état (chapitre T-8.1), qui affirme le caractère inaliénable du territoire du Québec et de ses frontières, dont la partie québécoise du golfe du Saint-Laurent.
- Loi sur le ministère du Conseil exécutif (chapitre M-30), qui établit les paramètres de négociation des ententes avec le gouvernement fédéral et la politique gouvernementale en matière de relation fédérale-provinciale.



Les pouvoirs relatifs à la Régie de l'énergie et à la Commission de protection du territoire agricole

Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01), qui prévoit que le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles peut demander à la Régie de l'énergie un avis sur toute question énergétique.

Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles (chapitre P 41.1), qui établit les compétences de la Commission de protection du territoire agricole, notamment celle de modifier le zonage afin de permettre la réalisation des travaux en territoire agricole.

Les autres pouvoirs

- Code civil du Québec, qui régit, en harmonie avec la Charte des droits et libertés de la personne (chapitre C-12) et les principes généraux du droit, les personnes, les rapports entre les personnes, ainsi que les biens. Le code est constitué d'un ensemble de règles qui, en toutes matières auxquelles se rapportent la lettre, l'esprit ou l'objet de ses dispositions, établit, en termes exprès ou de façon implicite, le droit commun. En ces matières, il constitue le fondement des autres lois qui peuvent elles-mêmes ajouter au code ou y déroger.
- Loi sur l'aménagement et l'urbanisme (chapitre A-19.1), qui établit les règles de l'aménagement et de l'urbanisme applicables aux communautés métropolitaines et aux municipalités régionales de comté.
- Loi sur l'expropriation (chapitre E-24), qui régit toutes les expropriations permises par les lois du Québec et prévaut sur les dispositions inconciliables de toute loi générale ou spéciale.

ANNEXE 9 : RÉFÉRENCES

- AECOM TECSULT INC. (2010). *Évaluation environnementale stratégique de la mise en valeur des hydrocarbures dans le bassin de l'estuaire maritime et du nord-ouest du golfe du Saint-Laurent - Rapport préliminaire en appui aux consultations publiques*. Québec : Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles.
- ALLAIRE-VERVILLE, M. (2015). *État des connaissances sur l'impact des accidents pétroliers et des méthodes d'intervention utilisées pour les systèmes côtiers nordiques (Étude GENV24)* (Rapport produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures). Québec : Université du Québec à Rimouski.
- ALBERTA. (1971). *Oil and Gas Conservation Act : Oil and Gas Conservation Rules*. (Alberta Regulation 151/1971, Alberta, 140p).
- ALBERTA ENERGY AND UTILITIES BOARD. *Interim Directive ID 81-3 : Minimum Distance Requirements Separating New Sour Gas Facilities From Residential And Other Developments*. (Alberta, 6p).
- ALBERTA ENERGY REGULATOR. (1977). *Directive 005 : Calculating Subsurface Pressure via Fluid-Level Recorders*. (Alberta, 55p).
- ALBERTA ENERGY REGULATOR. (1979). *Directive 034 : Gas Well Testing, Theory and Practice*. (Alberta, 546p).
- ALBERTA ENERGY REGULATOR. (1990). *Directive 009 : Casing Cementing Minimum Requirements*. (Alberta, 15p).
- ALBERTA ENERGY REGULATOR. (1994). *Directive 051 : Injection and Disposal Wells—Well classifications, Completions, Logging, and Testing Requirements*. (Alberta, 38p).
- ALBERTA ENERGY REGULATOR. (2001). *Directive 055 : Storage Requirements for the Upstream Petroleum Industry*. (Alberta, 78p).
- ALBERTA ENERGY REGULATOR. (2006). *Directive 036 : Drilling Blowout Prevention Requirements and Procedures*. (Alberta, 206p).
- ALBERTA ENERGY REGULATOR. (2007). *Directive 013 : Suspension Requirements for Wells*. (Alberta, 11p).
- ALBERTA ENERGY REGULATOR. (2009). *Directive 010 : Minimum Casing Design Requirements*. (Alberta, 25p).
- ALBERTA ENERGY REGULATOR. (2011). *Directive 044 : Requirements for Surveillance, Sampling, and Analysis of Water Production in Hydrocarbon Wells Completed Above the Base of Groundwater Protection*. (Alberta, 8p).
- ALBERTA ENERGY REGULATOR. (2013). *Directive 040 : Pressure and Deliverability Testing Oil and Gas Wells*. (Alberta, 55p).
- ALBERTA ENERGY REGULATOR. (2014). *Directive 080 : Well Logging*. (Alberta, 20p).
- ALBERTA ENERGY REGULATOR. (2015). *Directive 017 : Measurement Requirements for Oil and Gas Operations*. (Alberta, 405p).
- ALBERTA ENERGY REGULATOR. (2015). *Directive 050 : Drilling Waste Management*. (Alberta, 167p).
- ALBERTA ENERGY REGULATOR. (2015). *Directive 060 : Upstream Petroleum Industry Flaring, Incinerating, and Venting*. (Alberta, 100p).
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (1989) Specification for Oil and Gas Separators. <http://gripservices.net/wp-content/uploads/2012/04/API-Spec-12J-Oil-Gas-Separators-7th-Ed-1989.pdf>
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. (1997). *API Recommended Practice 53 : Recommended Practices for Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells* (82p).
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. (2008). *API Specification 12J : Specification for Oil and Gas Separators*.
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (2009) Hydraulic Fracturing Operations-Well Construction and Integrity Guidelines, http://www.api.org/policy-and-issues/policy-items/hf/api_hf1_hydraulic_fracturing_operations.aspx

- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. (2009). *API Guidance Document HF1 : Hydraulic Fracturing Operations – Well Construction and Integrity Guidelines* (36p).
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. (2010). *API Recommended Practice 6A : Petroleum and natural gas industries—Drilling and production equipment—Wellhead and christmas tree equipment* (40p).
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. (2010). *API Recommended Practice 65 : Isolating Potential Flow Zones During Well Construction* (96p).
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. (2010). *API Guidance Document HF2 : Water Management Associated with Hydraulic Fracturing* (40p).
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (2010) Wather Madagement Associated with Hydraulic Fracturing. http://www.shale-gas.energy.gov/resources/HF2_e1.pdf
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. (2011). *5CT/ISO 11960 : Petroleum and natural gas industries—Steel pipes for use as casing or tubing for wells* (91p).
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. (2011). *API Guidance Document HF3 : Practices for Mitigating Surface Impacts Associated with Hydraulic Fracturing* (34p).
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (2011) Practices for Mitigating Surface Impacts Associated with Hydraulic Fracturing. http://www.api.org/Policy-and-Issues/Policy-Items/HF/API_HF3_Practices_For_Mitigating_Surface
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. (2012). *API Recommended Practice 90 : Annular Casing Pressure Management for Offshore Wells*.
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. (2013). *API Recommended Practice 10B-2 : Recommended Practice for Testing Well Cements* (111p).
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. (2014). *Acidizing : Treatment in Oil and Gas Operators* (Briefing Paper, 5p).
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. (2014). *API Recommended Practice 13C : Recommended Practice on Drilling Fluid Processing Systems Evaluation* (60p).
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. (2014). *API Recommended Practice 19B : Recommended Practices for Evaluation of Well Perforators* (66p).
- ASSOCIATION CANADIENNE DES PRODUCTEURS PÉTROLIERS. (2007). *Best Management Practice : Management of Fugitive Emissions at Upstream Oil and Gas Facilities*. (Canada, 59p).
- ASSOCIATION CANADIENNE DES PRODUCTEURS PÉTROLIERS. (2014). *Report : Update of Fugitive Equipment Leak Emission Factors*. (Canada, 58p).
- BAKKE, T., KLUNGSOYR, J., & SANNI, S. (2013). Environmental Impacts of Produced Water and Drilling Waste Discharges from the Norwegian Offshore Petroleum Industry. *Marine Environmental Research*, 92, 154-169.
- BAWEJA, A. S., JOSHI, S. R., & DEMAYO, A. (1987). *Radionucleide Content of Some Canadian Surface Waters : A Report on the National Radionucleides Monitoring Program, 1981-1984* (Scientific Series No. 156). Ottawa: Environment Canada, Inland Waters/Lands Directorate, Water Quality Branch.
- BEAULIEU, L. et coll., (2015) *Revue de littérature critique du bilan des connaissances sur les impacts sociaux et socioéconomiques de l'exploration/exploitation des hydrocarbures au Québec*, Centre international de référence sur le cycle de vie des produits, procédés et services.
- BONTON, A., CLOUTIER, S., PINEAULT, S., & ROCHFERT, J. (2014). *Technologies et meilleures pratiques environnementales dans le secteur de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier : contexte du golfe du Saint-Laurent* (Rapport produit dans le cadre du programme d'acquisition de connaissances sur le golfe du Saint-Laurent). Québec : Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques.
- BOURQUE, P.-A., BRISEBOIS, D., MALO, M., 1995. Gaspé Belt. *In* : Chapter 4, Geology of the Appalachian/Caledonian Orogen in Canada and Greenland, Harold Williams (co-ord.). Geological Survey of Canada, Geology of Canada, no. 6.

- BOURQUE, P.-A., 2001. Sea-level, synsedimentary tectonics, and reefs : implications for hydrocarbon exploration in the Silurian-lowermost Devonian Gaspé Belt, Québec Appalachians, *Bulletin of the Canadian Petroleum Geology*, v.49, p.217-237.
- BRITISH COLUMBIA OIL AND GAS COMMISSION. (2012). Investigation of Observed Seismicity in the Horn River Basin Page consultée le 14 juillet 2015 de <http://www.bcogc.ca/node/8046/download>.
- BRITISH COLUMBIA OIL AND GAS COMMISSION. (2013). *Measurement Guideline for Upstream Oil and Gas Operations*. (Colombie-Britannique, 314p).
- BRITISH COLUMBIA OIL AND GAS COMMISSION. (2015). *The Well Testing Requirements*. (Colombie-Britannique, 3p).
- BRITISH COLUMBIA OIL AND GAS COMMISSION. (2015). *Well Completion, Maintenance and Abandonment Guideline* (Colombie-Britannique, 57p).
- BRITISH COLUMBIA OIL AND GAS COMMISSION. *British Columbia Oil and Gas Handbook : Drilling Waste Management Chapter* (Colombie-Britannique, 56p).
- CAENN, R., DARLEY, H. C. H., & GRAY, G. R. (2011). *Composition and Properties of Drilling and completion Fluids* (6th ed.): Gulf Professional Publishing.
- CANADA-NEWFOUNDLAND AND LABRADOR OFFSHORE PETROLEUM BOARD. (2011). *Drilling and Production Guidelines*. (Terre-Neuve et Labrador, 136p).
- CAPP. (2012). *Hydraulic Fracturing Operating Practice: Anomalous Induced Seismicity: Assessment, Monitoring, Mitigation and Response*: Canadian Association of Petroleum Producers.
- CARPENTIER, J.-M. (2015), *Revue de l'expertise requise dans l'industrie des hydrocarbures et potentiel de développement d'une industrie québécoise de services dans ce secteur (étude GECN06)*, Communications Jean-Marc Carpentier, (Rapport produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures).
- CEAEQ. (2015a). *Comportement et altérations des hydrocarbures pétroliers en milieux aquatiques (Étude GENV22); Identification des outils de criminalistiques environnementales applicables à l'industrie pétrolière et gazière (Étude GENV23)* (Rapport produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures). Québec : Centre d'expertise en analyse environnementale du Québec; Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques.
- CEAEQ. (2015b). *Développement de méthodes d'analyse complémentaires pour la caractérisation des hydrocarbures pétroliers et le suivi de marqueurs dans les eaux (Étude GENV28)* (Rapport produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures). Québec : Centre d'expertise en analyse environnementale du Québec; Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques.
- CEAEQ. (2015c). *Impact chronique associé aux activités régulières d'une plate-forme pétrolière pour les écosystèmes aquatiques du golfe du Saint-Laurent (Étude GENV25)* (Rapport produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures). Québec : Centre d'expertise en analyse environnementale du Québec - Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques.
- CEES. (2012). *L'industrie du gaz de schiste dans les Basses-Terres du Saint-Laurent : scénarios de développement* (Rapport produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste). Québec : Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste.
- CEES. (2014). *Rapport synthèse* (Rapport produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste). Québec : Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste.
- CEHQ (2008) Lignes directrices pour l'estimation des débits d'étiage sur le territoire québécois. Centre d'expertise Hydrique du Québec. Québec
- CHAIRE DE RECHERCHE DU CANADA EN DROIT DE L'ENVIRONNEMENT (2015), Analyse comparative des législations encadrant la prévention, la préparation et l'intervention en cas d'accident majeur - Exploitation pétrolière et gazière en milieu marin (étude FTVS02), Université Laval. (Rapport produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures)

- CHAIRE DE RECHERCHE ET D'INNOVATION GOLDCORP EN DROIT DES RESSOURCES NATURELLES ET DE L'ÉNERGIE (2015), *Analyse des expériences étrangères sur le partage des redevances tirées de l'exploitation des hydrocarbures avec les communautés locales et régionales touchées* (étude GECN03), Université Laval. (Rapport produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures)
- CHALUT, K., & BRÊTHES, J.-C. (2015). *Zones potentiellement vulnérables de l'estuaire et du golfe du Saint-Laurent (Étude GENV34)* (Rapport produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures). Québec : Université du Québec à Rimouski.
- CIRAIG. (2014). *Revue de littérature sur les impacts environnementaux du développement des hydrocarbures au Québec* (Rapport produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures). Québec : Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits et services.
- CIRANO (2015). *Étude sur les enjeux propres aux plateformes multimodales et aux opérations de transbordement des hydrocarbures au Québec (étude GTRA01)*, Rapport final, Québec, décembre 2015 (Rapport produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures)
- COLOMBIE BRITANIQUE. Drilling and Production Regulation, B. C. Reg. 282/2010, à jour au 24 septembre 2010, Colombie Britannique.
- COMEAU, F.-A., MALO, M. & SÉJOURNÉ, S. (2015). *GTEC02 : Évaluation des risques géologiques de surface et sous-surface pour les structures de Massé, de Galt, de Bourque, d'Haldimand et d'Old Harry ainsi que pour l'île d'Anticosti* (Institut national de la recherche scientifique, Québec, Rapport de recherche 1633, 166p). (Rapport produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures)
- COMEAU, F.-A., MALO, M., MILLET, E. & SÉJOURNÉ, S. (2015). *GTEC03 : Bonnes pratiques : Travaux de recherche et d'exploitation des hydrocarbures—Forage en milieu terrestre* (Institut national de la recherche scientifique, Québec, Rapport de recherche 1634, 240p). (Rapport produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures)
- COMEAU, F.-A., MALO, M. & SÉJOURNÉ, S. (2015). *GTEC04 : Bonnes pratiques pour la gestion des équipements de surface et des rejets de forage et pour la réutilisation et l'élimination des fluides de forage* (Institut national de la recherche scientifique, Québec, Rapport de recherche 1635, 45p). (Rapport produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures)
- CNLOPB. (2014). Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board- Production Colombie-Britannique. (2010). *Oil and Gas Activities Act : Drilling And Production Regulation* (B.C Reg. 282/2010, Victoria, Colombie-Britannique, 56p).
- COOLEY, H., & DONNELLY, K. (2012). *Hydraulic Fracturing and Water Resources: Separating the Frack from the Fiction*. Oakland, California: Pacific Institute.
- CORRIDOR RESOURCES. (2013). *Évaluation environnementale du programme de forage d'exploration de la zone prometteuse de Old Harry, Terre-Neuve* (Dossier 121510468.500): Stantec Consulting LTD.
- CSR. (2012). *Risques potentiels de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels en Ile-de-France* : Conseil scientifique régional d'Ile-de-France.
- CYR, J.-F., GANGBAZO, G., & LACHANCE-CLOUTIER, S. (2013). *Détermination des cours d'eau des Basses-Terres du saint-Laurent qui ne peuvent pas fournir le volume d'eau nécessaire à l'industrie du gaz de shale* (Rapport produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste). Québec, Québec : Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs.
- DE LARY, L., FABRIOL, H., MORETTI, I., KALAYDJIAN, F., & DIDIER, C. (2011). *Maîtrise des impacts et risques liés à l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère : enjeux, verrous et pistes de recherche* (BRGM/RP-60312-FR). Orléans, France : BRGM.
- DESBIENS, C. et coll., *Présence et enjeux autochtones associés au développement des hydrocarbures au Québec*, Université Laval, 2015.
- DIALLO, A. (2011). *Analyse de l'exploration et de l'exploitation de gaz de shales au Québec dans une perspective de développement durable*. Université de Sherbrooke.
- DUPUIS C. (2015), *Revue des bonnes pratiques pour les levés de sismique réflexion en milieux terrestre et marin* (étude GTEC05), Université Laval (Rapport produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures).

- ENERGY RESOURCES CONSERVATION BOARD (1977) Directive 005: Calculating Subsurface Pressure via Fluid-Level Recorders. Alberta Energy Regulator. Alberta. Canada
- ENERGY RESOURCES CONSERVATION BOARD (1979) Directive 034 : Gas Well Testing, Theory and Practice. Alberta Energy Regulator. Alberta. Canada
- ENERGY RESOURCES CONSERVATION BOARD (1990) Directive 009 : Casing Cementing Minimum Requirements. Alberta Energy Regulator. Alberta. Canada
- ENERGY RESOURCES CONSERVATION BOARD (1994) Directive 051 : Injection and Disposal Wells - Well Classifications, Completions, Logging, and Testing Requirements. Alberta Energy Regulator. Alberta. Canada
- ENERGY RESOURCES CONSERVATION BOARD (1996) Directive 81-03 : Minimum Distance Requirements Separating New Sour Gas Facilities From Residential and Other Developments. Alberta Energy Regulator. Alberta. Canada
- ENERGY RESOURCES CONSERVATION BOARD (2001) Directive 055 : Storage Requirements for the Upstream Petroleum Industry. Alberta Energy Regulator. Alberta. Canada
- ENERGY RESOURCES CONSERVATION BOARD (2006) Directive 036 : Drilling Blowout Prevention Requirements and Procedures. Alberta Energy Regulator. Alberta. Canada
- ENERGY RESOURCES CONSERVATION BOARD (2007) Directive 013 : Suspension Requirements for Wells. Alberta Energy Regulator. Alberta. Canada
- ENERGY RESOURCES CONSERVATION BOARD (2009) Directive 010 : Minimum Casing Design Requirements. Alberta Energy Regulator. Alberta. Canada
- ENERGY RESOURCES CONSERVATION BOARD (2009) Directive 071 : Emergency Preparedness and Response Requirements for the Petroleum Industry. Alberta Energy Regulator. Alberta. Canada
- ENERGY RESOURCES CONSERVATION BOARD (2010) Directive 020 : Well Abandonment. Alberta Energy Regulator. Alberta. Canada
- ENERGY RESOURCES CONSERVATION BOARD (2011) Directive 044 : Requirements for Surveillance, Sampling, and Analysis of Water Production in Hydrocarbon Wells Completed Above the Base of Groundwater Protection. Alberta Energy Regulator. Alberta. Canada
- ENERGY RESOURCES CONSERVATION BOARD (2013) Directive 040 : Ressure and Deliverability Testing Oil and Gas Wells. Alberta Energy Regulator. Alberta. Canada
- ENERGY RESOURCES CONSERVATION BOARD (2014) Directive 080 : Well Logging. Alberta Energy Regulator. Alberta. Canada
- ENERGY RESOURCES CONSERVATION BOARD (2015) Directive 050 : Drilling Waste Managment. Alberta Energy Regulator. Alberta. Canada
- ENERGY RESOURCES CONSERVATION BOARD (2015) Directive 060 : Upstream Petroleum Industry Flaring, Incinerating, and Venting. Alberta Energy Regulator. Alberta. Canada
- ENERGY RESOURCES CONSERVATION BOARD (2015) Directive 017 : Measurement Requirements for Oil and Gas Operations. Alberta Energy Regulator. Alberta. Canada
- ELLSWORTH et collab. (2011), Are seismicity rate changes in the midcontinent natural or manmade, US Geological Survey.
- ELLSWORTH, W.L. (2013), *Injection induced earthquake*, Science, Vol. 341, Issue 6142
- ENFORM. (1995). *Drilling and Completion Committee Alberta : Primary and Remedial Cementing Guidelines*. (Alberta, 17p).
- ENVIRONNEMENT CANADA. (2013). Inventaire Canadien des gaz à effet de serre. Page consultée le 13 juillet 2015 de <http://www.ec.gc.ca/ges-ghg/default.asp?lang=Fr&n=83A34A7A-1>.
- ENVIRONNEMENT ILLIMITÉ. (2006). *État de référence du niveau sonore sous-marin – Terminal méthanier - Projet Rabaska*. Québec : Environnement Illimité Inc.
- FRASER, G. S., RUSSELL, J., & VON ZHAREN, W. M. (2006). Produced Water from Offshore Oil and Gas Installations on the Grand Banks, Newfoundland and Labrador: Are the Potential Effects to Seabirds Sufficiently Known? *Marine Ornithology* 34, 147-156.

- FUAMBA, M. et coll. (2015). *Étude sur les traverses de cours d'eau dans le cadre de la construction et de l'exploitation des pipelines au Québec*, École Polytechnique de Montréal (Rapport produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste).
- GANGBAZO, G. (2013). *Évaluation des besoins en eau de l'industrie du gaz de shale, détermination des impacts environnementaux de l'utilisation de l'eau et élaboration d'avis quant à l'encadrement de l'industrie* (Rapport produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste). Québec : Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs.
- GARCIA, K. (2012). *Natural Gas Development and the NYC Water Supply*. Communication présentée au Science & Technology in NYC, Fall 2012 de <http://www.aeee.net/DownloadCenter/2012NJWEAPresentation-KathrynGarcia.pdf>
- GAUTHIER, MARIO, GUY CHIASSEON, MARTIN ROBITAILLE, CHANTALE DOUCET ET LYNDY GAGNON (2015). *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 – Volume I*, Étude GSOC-03 réalisée dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures, Centre de recherche sur la gouvernance des ressources naturelles et des territoires (CRGRNT), Université du Québec en Outaouais, 172 pages.
- GAUTHIER, MARIO, GUY CHIASSEON, MARTIN ROBITAILLE, CHANTALE DOUCET ET LYNDY GAGNON (2015). *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 – Volume II*, Étude GSOC-03 réalisée dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures, Centre de recherche sur la gouvernance des ressources naturelles et des territoires (CRGRNT), Université du Québec en Outaouais, 120 pages.
- GAUTHIER, M. et coll., 2015. Inventaire territorial et analyse cartographique de trois régions québécoises – Bas-Saint-Laurent, Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine, Côte-Nord et du golfe du Saint-Laurent. Laboratoire d'expertise et de recherche en géographie appliquée (LERGA), Université du Québec à Chicoutimi. 344 pages.
- GAZ MÉTRO - Gaz Métro en bref. Page consultée en octobre 2015 de : <http://www.corporatif.gazmetro.com/salle-de-presse/default.aspx?culture=fr-ca>
- GENDRON, CORINNE ET FRISER, ALICE. 2015. *Revue de littérature critique sur l'acceptabilité sociale du développement des hydrocarbures*. Université du Québec à Montréal. 121 pages.
- GENESIS. (2011). *Review and Assessment of Underwater Sound Produced from Oil and Gas Sound Activities and Potential Reporting Requirements under the Marine Strategy Framework Directive* (Document J71656).
- GENIVAR. (2011). *Évaluation environnementale stratégique sur la mise en valeur des hydrocarbures dans les bassins d'Anticosti, de Madeleine et de la baie des Chaleurs* (Rapport Q122451). Québec : Genivar inc.
- GMI. (2011). Méthane issu des installations pétrolières et gazières : Réduction des émissions, avancement des techniques de récupération et valorisation. Page consultée le 4 août 2015 de https://www.globalmethane.org/documents/oil-gas_fs_fr.pdf.
- GOSMAN, S., ROBINSON, S., SHUTTS, S., & FRIEDMANN, J. (2012). *Hydraulic Fracturing in the Great Lakes Basin: The State of Play in Michigan and Ohio*. Ann Arbor, MI: National Wildlife Federation.
- GOUVERNEMENT DU CANADA. (2005). Énoncé des pratiques canadiennes d'atténuation des ondes sismiques en milieu marin. Page consultée le 10 novembre 2015 de <http://www.dfo-mpo.gc.ca/oceans/management-gestion/integratedmanagement-gestionintegree/seismic-sismique/index-fra.asp>
- GOUVERNEMENT DU CANADA Commission géologique du Canada. <http://www.rncan.gc.ca/sciences-terre/sciences/geologie/cgc/17101>
- GOUVERNEMENT DU CANADA Géologie des dépôts meubles. Page consultée le 10 novembre 2015 de <http://geogratis.gc.ca/api/fr/nrcan-rncan/ess-sst/9e55410f-cf05-5330-a8b9-572e9a96ce43.html>
- GOUVERNEMENT DU CANADA. *Statistique Canada*. Page consultée le 10 novembre 2015 de : <http://www.statcan.gc.ca/start-debut-fra.html>
- GOUVERNEMENT DU QUÉBEC Centre de données sur le patrimoine naturel du Québec http://www.cdpnq.gouv.qc.ca/espece_faune.htm
- GOUVERNEMENT DU QUÉBEC (2011) Budget 2011-2012 : <http://www.budget.finances.gouv.qc.ca/Budget/2011-2012/fr/>

- GOUVERNEMENT DU QUÉBEC (2012) Budget 2012-2013 : <http://www.budget.finances.gouv.qc.ca/Budget/2012-2013/fr/>
- GONZALEZ, P. ET COLL., Bilan des connaissances de l'économie des hydrocarbures au Québec, Université Laval, 2015 (Rapport produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures)
- HARWELL, M. A., GENTILE, J. H., JOHNSON, C. B., GARSHELIS, D. L., ET PARKER, K. R. (2010). A quantitative ecological risk assessment of the toxicological risks from the *Exxon Valdez* subsurface oil residues to sea otters at Northern Knight Island, Prince William Sound, Alaska. *Human and Ecological Risk Assessment*, 16(4), 727-761.
- HASSAN-NEJAD, H. JAMES, L.A., AND HAWBOLDT, K.A. (2015). Waste Drilling Mud Management to Meet Landfilling Regulations – A Technical Review, to be submitted to the Environmental Engineering and Management Journal (DRAFT).
- HEAD, I. M., JONES, D. M., & ROLING, W. F. M. (2006). Marine Microorganisms Make a Meal of Oil. *Nat Rev Micro*, 4, 173-182.
- HEALY, D. (2012). *Hydraulic Fracturing or 'Fracking': A Short Summary of Current Knowledge and Potential Environmental Impacts* (Prepared for the Environmental Protection Agency; Ireland). Aberdeen, United Kingdom Department of Geology & Petroleum Geology, University of Aberdeen.
- HILDEBRAND, J. A. (2009). Anthropogenic and Natural Sources of Ambient Noise in the Ocean. *Marine Ecology Progress Series*, 395, 5-20.
- HUOT, M., & LEBEL, F. (2012). *Plan de gestion du cerf de Virginie au Québec 2010-2017*. Québec : Ministère des Ressources naturelles et de la Faune.
- INNOVATION MARITIME (2014), *Bilan des connaissances – Transport maritime des hydrocarbures*, Innovation Maritime.<http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/documents/Chantier-transport-maritime.pdf>
- INNOVATION MARITIME (2014). *Bilan des connaissances – Transport maritime des hydrocarbures*, Québec, décembre 2014. (Rapport produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures)
- INNOVATION MARITIME (2015), *Examen des mesures de prévention, de préparation et d'intervention en cas d'accident majeur – milieu marin (étude GTVS01)*, rapport final, octobre 2015. (Rapport produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures)
- INRP. (2014). Bases de données téléchargeables de l'Inventaire national des rejets de polluants (INRP). Page consultée le 13 juillet 2015 de <http://www.ec.gc.ca/inrp-npri/default.asp?lang=Fr&n=0EC58C98->.
- INSPQ. (2010). *État des connaissances sur la relation entre les activités liées au gaz de schiste et la santé publique : Rapport préliminaire* (Rapport produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste). Québec, Québec : Institut national de la santé publique du Québec.
- INSPQ,(2015) *Enjeux de santé publique relatifs aux activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures gaziers et pétroliers*, Québec
- IPCC. (1996). *Climate Change 1995: The Science of Climate Change. Contribution of WGI to the Second Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. [Core Writing Team, J.T. Houghton, L.G. Meira Filho, B.A. Callander, N. Harris, A. Kattenberg and K. Maskell (eds.)]. Cambridge: IPCC.
- IPCC. (2007). *Climate Change 2007: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [Core Writing Team, Pachauri, R.K and Reisinger, A. (eds.)]. Geneva, Switzerland: IPCC.
- JACKSON, T. ANGEVINE, G. & FRAZIER FATHERS. (2015) Global Petroleum Survey 2015. Fraser Institute
- JACOBS, R. P. W. M., GRANT, R. O. H., KWANT, J., MARQUEINE, J. M., & MENTZER, E. (1992). Produced Water. Dans J. P. Ray & F. R. Englehart (Éds.), *The Composition of Produced Water from Shell Operated Oil and Gas Production in the North Sea* (pp. 13-21). New York: Plenum Press.
- JOHNSON, E. G., & JOHNSON, L. A. (2012). Hydraulic Fracture Water Usage in Northeast British Columbia: Locations, Volumes and Trends. Dans *Geoscience Reports 2012* (pp. 41-63): British Columbia Ministry of Energy and Mines.
- JP LACOURSIÈRE inc., Examen des mesures de prévention, de préparation et d'intervention en cas d'accident majeur, milieu terrestre (GTVS01), JP Lacoursière inc., décembre 2015

- KPMG (2015), *Besoins de main-d'œuvre liés au développement d'une industrie d'exploitation des hydrocarbures au Québec* (étude GECON02). (Rapport produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures)
- KPMG - SECOR (2013) *Retombées économiques de l'industrie pétrolière de l'Ouest canadien* (Rapport produit pour le compte de la Fédération des chambres de commerce du Québec) : http://www.fccq.ca/pdf/general/FCCQ-Retombees-economiques-du-petrole_nov-2013.pdf
- LARY et collab. (2011), *Maîtrise des impacts et risques liés à l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère : enjeux, verrous et pistes de recherche*, BRGM (RP-60312-FR)
- LEE, K., ARMSWORTHY, S. L., COBANLI, S. E., COCHRANE, N. A., CRANFORD, P. J., DROZDOWSKI, A., et coll. (2011). *Examen des impacts possibles des activités d'exploration et de mise en valeur du pétrole extracôtier sur le milieu marin, Nouvelle-Écosse* (Document de recherche 2011/060): Pêches et Océans Canada.
- LEMARCHAND, K., & DESBIENS, I. (2015). *Revue des connaissances sur les capacités potentielles de dégradation des hydrocarbures dans l'estuaire maritime et le golfe du Saint-Laurent par les communautés bactériennes indigènes (Étude GENV32)* (Rapport produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures). Québec : Université du Québec à Rimouski.
- LETEURTROIS, J. P., DURVILLE, J. L., PILLET, D., & GAZEAU, J. C. (2012). *Les hydrocarbures de roche-mère en France* (Rapport initial et rapport complémentaire du CGIET CGEDD): Conseil général (de l'économie), de l'industrie, de l'énergie et des technologies / Conseil général de l'environnement et du développement durable.
- MALO, M. et collab (2015), *Synthèse des connaissances portant sur les pratiques actuelles et en développement dans l'industrie pétrolière et gazière*, Institut national de recherche scientifique, Centre Eau Terre Environnement. (Rapport produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures).
- MALO, M., COMEAU, F-A. & SÉJOURNÉ, S. (2015). *GTECO1 : Établissement des bassins géologiques analogues aux structures géologiques en Gaspésie, dans le Bas-Saint-Laurent et dans le golfe du Saint-Laurent* (Institut national de la recherche scientifique, Québec, Rapport de recherche 1631, 102p). (Rapport produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures)
- MARGESIN, R., & SCHINNER, F. (1999). Biological Decontamination of Oil Spills in Cold Environments. *Journal of Chemical Technology & Biotechnology*, 74 (5), 381-389.
- MATHIS, M. (2011). *Shale Natural Gas - Water Use Management*. Communication présentée au ICWP Annual Meeting St Louis, MO. de <http://www.icwp.org/cms/conferences/Mathis14Oct2011.pdf>
- MDDELCC. (2015) Registre des aires protégées du Québec. Ministère du Développement durable, de l'Environnement et Lutte contre les changements climatiques, page consultée le 10 novembre 2015, http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/biodiversite/aires_protegees/registre/
- MDDELCC. (2014a). *Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre en 2011 et leur évolution depuis 1990*. Québec : Ministère du Développement durable, de l'Environnement et la lutte contre les changements climatiques.
- MDDELCC. (2014b). Lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière. Page consultée le 30 juillet 2015 de <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/industriel/hydrocarbures/Lignes-directrices.pdf>.
- MDDELCC. (2014c). Normes et critères de qualité de l'atmosphère. Page consultée le 14 juillet 2015 de <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/air/criteres/>.
- MDDELCC. (2014d). Programme d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines. Page consultée le 10 juillet 2015 de <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/eau/souterraines/programmes/acquisition-connaissance.htm>.
- MDDELCC. (2015) Cadre écologique de référence du Québec, Ministère du Développement durable, de l'Environnement et Lutte contre les changements climatiques, page consultée le 10 novembre 2015, <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/biodiversite/cadre-ecologique/>
- MDDELCC (2015). Normes pour classer les résidus de forage pétrolier ou gazier en vertu du Règlement sur les matières dangereuses. Québec. Ministère du Développement durable, de l'Environnement et la Lutte contre les changements climatiques, page consultée le 10 novembre 2015, <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/industriel/hydrocarbures/Normes-RMD-residu-forage-petrolier.pdf>

- MDDELCC. (2015a). *Analyse approfondie des résultats du Programme d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines - PACES - (Étude GENV33)* (Rapport produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures). Québec : Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques.
- MDDELCC. (2015b). *État de situation des mesures d'urgence au Québec : Le cas du milieu marin (Étude AENV29)* (Rapport produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures). Québec : Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques.
- MDDELCC. (2015c). *État de situation des mesures d'urgence au Québec : Le cas du milieu terrestre (Étude AENV15)* (Rapport produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures). Québec : Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques.
- MDDELCC. (2015d). *État des connaissances sur la toxicité associée aux méthodes d'intervention dites particulières pour les déversements d'hydrocarbures pétroliers (Étude AENV13)* (Rapport produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures). Québec : Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques.
- MDDELCC. (2015e). *Évaluation préliminaire des émissions de gaz à effet de serre de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti (Étude AENV01)* (Rapport produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures). Québec : Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques.
- MDDELCC. (2015f). *Normes pour classer les résidus de forage pétrolier ou gazier en vertu du Règlement sur les matières dangereuses*. Québec : Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques.
- MDDELCC. (2015g). Traitement des plaintes sur le bruit et exigences aux entreprises qui le génèrent. Page consultée le 20 juillet 2015 de <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/publications/note-instructions/98-01/note-bruit.pdf>.
- MDDEFP. (2013a). *Critères de qualité de l'eau de surface*. Québec : Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs.
- MDDEP. (2006). Note d'instruction 98-01: Traitement des plaintes sur le bruit et exigences aux entreprises qui le génèrent, Ministère du Développement durable, de l'Environnement et Lutte contre les changements climatiques, page consultée le 10 novembre 2015, <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/publications/note-instructions/98-01/note-bruit.pdf>
- MDDEP. (2008). *Guide d'information sur l'utilisation des objectifs environnementaux de rejet relatifs aux rejets industriels dans le milieu aquatique* (ISBN 978-2-550-53945-2 (PDF)). Québec : Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs.
- MDDEP. (2010). *Les enjeux environnementaux de l'exploration et de l'exploitation gazières dans les Basses-Terres du Saint-Laurent* Québec, Québec : Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs.
- MDDEFP. (2013b). *Détermination exhaustive des substances utilisées, ou susceptibles de l'être, pour le forage et la fracturation au Québec, et des sous-produits de dégradation et de réaction ; évaluation de leurs propriétés toxicologiques et de leur potentiel de biodégradation, de bioaccumulation, de persistance et de toxicité globale (Étude E3-5)* (Document produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur les gaz de schiste). Québec : Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs.
- MEF. (1998a). *Politique de protection des sols et de réhabilitation des terrains contaminés* (ISBN 2-551-18001-5). Québec : Ministère de l'Environnement et de la Faune.
- MEF. (1998b). *Projet de parc de la Rivière-Vauréal – État des connaissances*. Québec : Ministère de l'Environnement et de la Faune.
- MERN (2014) Arrêté du ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles. (Gazette officielle du Québec, Québec, 3p.)
- MERN (2014a). *Liste alphabétique des exploitants de centrales*. Québec : ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles. Page web consultée le 19 juin 2014 de <http://www.mern.gouv.qc.ca/energie/hydroelectricite/barrages-repertoire-exploitants.jsp>

- MERN (2014b). *Statistiques énergétiques*, Québec : Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles. Page web consultée le 5 novembre 2014 de <https://www.mern.gouv.qc.ca/energie/statistiques/index.jsp>
- MERN (2015). Impacts sur la richesse foncière municipale d'un pipeline ou d'une voie ferrée pour le transport de pétrole ou de gaz naturel (étude GECN07). (Rapport produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures).
- MRNF. (2010). *Le développement du gaz de schiste au Québec* (Document technique). Québec : Ministère des Ressources naturelles et de la Faune.
- MRNF. (2012). *Plan d'affectation du territoire public de la Côte-Nord*. Québec : Ministère des Ressources naturelles et de la Faune.
- MWMC. (2013). Water Resources Monitoring and Marcellus Shale Gas Development in Western Maryland A Workshop Sponsored by the Maryland Water Monitoring Council. 5p.
- NAGPAL, N. K. (1995). *Approved and Working Criteria for Water Quality - 1995*. British Columbia: Ministry of Environment, Lands and Parks, Environmental Protection Department - Water Quality Branch.
- NATIONS UNIES (1992) *Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques*. Page consultée le 10 novembre 2015 de : <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/convfr.pdf>
- NATIONAL RESEARCH COUNCIL OF THE NATIONAL ACADEMIES. (2015). *Induced Seismicity Potential in Energy Technologies*. Washington, D.C.: The National Academies Press.
- NCE. (2007). *Review of Existing and Future Potential Treatments for Reducing Underwater Sound from Oil and Gas Industry Activities* (Rapport 07-001). United Kingdom.
- NEFF, J. L. (2005). *Composition, Environmental Fates, and Biological Effect of Water Based Drilling Muds and Cuttings Discharged to the Marine Environment: A Synthesis and Annotated Bibliography*. Maine, Battelle.
- NICOT, J.-P., & HAYES, T. (2010). *Feasibility of Using Alternative Water Sources for Shale Gas Well Completions — A Preliminary Guidance Document on Current Practices in the Barnett* (Report No. 08122-05.03): University of Texas at Austin.
- NICOT, J.-P., & SCANLON, B. R. (2012). Water use for Shale-gas production in Texas, U.S. *Environmental Science & Technology*, 46 (6), 3580-3586.
- NOËL, M. O. (2012). *Les risques pour la biodiversité de l'exploitation des gaz de schiste dans la vallée du Saint-Laurent*. Université du Québec à Montréal.
- NORSOK STANDARD. (2004). *Well integrity in drilling and well operations*. (Norvège, 162p).
- NYSDEC. (2011). *Revised Draft Supplemental Generic Environmental Impact Statement On The Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program*. Albany, NY: New York State Department of Environmental Conservation.
- OSPAR. (2009). *Assessment of Impacts of Offshore Oil and Gas Activities in the North-East Atlantic*. Commission OSPAR.
- OSPAR. (2012). *Report of the OSPAR Workshop on Research Into Possible Effects of Regular Platform Lighting on Specific Bird Populations*. Commission OSPAR.
- OSPAR. (2013). *OSPAR Report on Discharges, Spills and Emissions from Offshore Oil and Gas Installations in 2011*. Commission OSPAR.
- 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. Département de science politique, Université de Montréal. 54 pages.
- OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE. (2009). *L'ABC du gaz de schistes au Canada*. Calgary, Alberta.
- PELLETIER, E. (2015). *Revue des connaissances scientifiques sur la composition et le mode d'action des agents chimiques de traitement utilisés lors de déversements pétroliers ainsi que le devenir des mélanges hydrocarbures/agents de traitement en milieu aquatique (Étude GENV31)* (Rapport produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures). Québec : Université du Québec à Rimouski.
- PINEAU, P.-O., AUDETTE, S. (2015). *Identification des marchés potentiels internes et externes pour la ressource produite et des effets de déplacement potentiels au Québec* (étude GECNO4), HEC Montréal. (Rapport produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures)

- PINET, N., (2011). Hinterland-directed transtensional faulting at an orogen structural front : The example of the Cap-Chat mélange, Quebec Appalachians. *Geological Society of America Bulletin*, v.123, p.2256-2265.
- PINET, N., (2012). Gaspé Belt subsurface geometry in the northern Québec Appalachians as revealed by an integrated geophysical and geological study : 2 – Seismic interpretation and potential field modeling results. *Tectonophysics*, v.588, p.100-117.
- PINET, N., LAVOIE, D., BROUILLETTE, P., DION, D. J., KEATING, P., BRISEBOIS, D., MALO, M., CASTONGUAY, S., (2005). Gravity and aeromagnetic atlas of the Gaspé Peninsula. Geological Survey of Canada, Open File 5020, 2005; 68 pages.
- PINET, N., LAVOIE, D., CASTONGUAY, S., (2007). The Gulf of St. Lawrence : significant potential at an early stage of evaluation. Présentation No 12 *in* Hydrocarbon systems in the Paleozoic basins of eastern Canada – Presentations at the Calgary 2007 workshop, D. Lavoie, N. Pinet, S. Castonguay, J. Dietrich, P. Giles, M. Fowler, R. Thériault, J.-Y. Laliberté, C. St. Peter, S. Hinds, L. Hicks et H. Klassen, 2009. Commission géologique du Canada, Dossier Public 5980, 113p.
- PINET, N., KEATING, P., LAVOIE, D., DIETRICH, J., DUCHESNE, M.J., BRAKE, V., (2012). Revisiting the Appalachian structural front and offshore Anticosti Basin (northern Gulf of St. Lawrence, Canada) by integrating old and new geophysical datasets. *Marine and Petroleum Geology*, v.32, p.50-62.
- PINET, N., LAVOIE, D., KEATING, P., DUCHESNE, M., (2014). The St Lawrence platform and Appalachian deformation front in the St Lawrence Estuary and adjacent areas (Quebec, Canada) : structural complexity revealed by magnetic and seismic imaging. *Geological Magazine*, v.151, p.996-1012.
- POOT, H., ENS, B. J., DE VRIES, H., DONNERS, M. A. H., WERNAND, M. R., & MARQUENIE, J. M. (2008). Green Light for Nocturnally Migrating Birds. *Ecology and Society*, 13 (2), 47.
- QUÉBEC. (2014) Avis sur les approvisionnements en fourniture et transport de gaz naturel nécessaires pour répondre aux besoins en gaz naturel des consommateurs québécois à moyen et long termes (R-3900-2014) - Régie de l'énergie - Québec
- QUÉBEC. Code de sécurité routière du Québec. À jour au 1^{er} octobre 2015 (Québec). Éditeur officiel du Québec pag. multiple.
- QUÉBEC. Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune (chapitre C-61.1) À jour au 1^{er} octobre 2015 (Québec) Éditeur officiel du Québec pag. multiple.
- QUÉBEC. Loi sur les espèces menacées ou vulnérables (chapitre E-12.01) À jour au 1^{er} octobre 2015 (Québec) Éditeur officiel du Québec pag. multiple.
- QUÉBEC. Loi sur la fiscalité municipale (chapitre F-2.1) À jour au 1^{er} octobre 2015 (Québec) Éditeur officiel du Québec pag. multiple.
- QUÉBEC. Loi sur la qualité de l'environnement (chapitre Q-2) À jour au 1^{er} octobre 2015 (Québec) Éditeur officiel du Québec pag. multiple.
- QUÉBEC. Loi sur les mines (chapitre M-13.1) À jour au 1^{er} octobre 2015 (Québec) Éditeur officiel du Québec pag. multiple.
- QUÉBEC. Loi sur les parcs (chapitre P-9) À jour au 1^{er} octobre 2015 (Québec) Éditeur officiel du Québec pag. multiple.
- QUÉBEC. Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement (chapitre Q-2, r.3) À jour au 1^{er} octobre 2015 (Québec) Éditeur officiel du Québec pag. multiple.
- QUÉBEC. Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère (chapitre Q-2, r.4.1) À jour au 1^{er} octobre 2015 (Québec) Éditeur officiel du Québec pag. multiple.
- QUÉBEC. Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère (chapitre Q-2, r.15) À jour au 1^{er} octobre 2015 (Québec) Éditeur officiel du Québec pag. multiple.
- QUÉBEC. Règlement sur la transmission de renseignements liés à l'exécution de certains travaux de forage et de fracturation de puits gaziers ou pétroliers (chapitre Q-2, r. 47.1) À jour au 1^{er} octobre 2015 (Québec) Éditeur officiel du Québec pag. multiple.
- QUÉBEC. Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains (chapitre M-13.1, r.1) À jour au 1^{er} octobre 2015 (Québec) Éditeur officiel du Québec pag. multiple.
- QUÉBEC. Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection (chapitre Q-2, r. 35.2) À jour au 1^{er} octobre 2015 (Québec) Éditeur officiel du Québec pag. multiple.

- QUÉBEC. *Règlement sur les habitats fauniques* (chapitre C-61.1, r.18) À jour au 1^{er} octobre 2015 (Québec) Éditeur officiel du Québec pag. multiple.
- QUÉBEC. *Règlement sur les matières dangereuses* (chapitre Q-2, r. 32) À jour au 1^{er} octobre 2015 (Québec) Éditeur officiel du Québec pag. multiple.
- RACICOT, A., BABIN-ROUSSEL, V., DAUPHINAIS, J. F., JOLY, J. S., NOËL, P., & LAVOIE, C. (2014). A Framework to Predict the Impacts of the Shale Gas Infrastructures on the Forest Fragmentation of an Agroforest Region. *Environmental Management*, 53 (5), 1023-1033.
- RAYNAULD, M., PEEL, M., LEFEBVRE, R., CROW, H., MOLSON, J., AHAD, J., et coll. (2014). *Caractérisation hydrogéologique du secteur Haldimand, Gaspé* (Présentation faite à la Ville de Gaspé le 22 mai 2014). Gaspé : INRS, Centre - Terre Eau et Environnement.
- RECOVERY FACTOR inc. (2015). *GTEC06 : Best Practices - Hydrocarbons Exploration and Extraction Work - Drilling* (192p). (Rapport produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures)
- RECOVERY FACTOR Inc. (2015). *GTEC07 : Technical Considerations Specific to Offshore Drilling Infrastructures & Activities: Gulf of St. Lawrence* (75p). (Rapport produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures)
- RÉGIE DE L'ÉNERGIE (2015). *Portrait du marché québécois de la vente au détail d'essence et de carburant diesel - Recensement des essenceries en opération au Québec au 31 décembre 2013*, Montréal : Régie de l'énergie.
- ROZHON, J., KRALOVIC, P. (2015). *An Assessment of the Economic and Competitive Attributes of Oil and Natural Gas Development in Quebec (étude GECN05)*, Canadian Energy Research Institute.
- SALAS, C. J., MURRAY, D., & DAVEY, C. (2014). Horn River Basin Water Project Update, Northeastern British Columbia (Parts of NTS 094I, J, O, P). *Geoscience BC Summary of Activities 2013 Report 2014-1*, 135–138.
- SANTÉ CANADA. (2009). *Recommandations pour la qualité de l'eau potable au Canada : Document technique – Paramètres radiologiques*. Ottawa : Santé Canada, Bureau de la radioprotection, Direction générale de la santé environnementale et de la sécurité des consommateurs.
- SCHUELER, T. R. (2000). The Importance of Imperviousness. Dans T. R. Schueler & H. K. Holland (Éds.), *The Practice of Watershed Protection* (pp. 7-18). Ellicott City (MD): Center for Watershed Protection.
- SÉJOURNÉ, S. ET MALO M., *Géologie et potentiel en hydrocarbure des bassins sédimentaires du sud du Québec*, Institut national de recherche scientifique, Centre Eau et Terre Environnement, 2015. (Rapport produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures)
- SÉJOURNÉ, S., COMEAU, F-A. & MALO, M. (2015). *GTEC02 : Évaluation des risques géologiques de surface et sous-surface pour les structures de Massé, de Galt, de Bourque, d'Haldimand et d'Old Harro ainsi que pour l'île d'Anticosti* (Institut national de la recherche scientifique, Québec, Rapport de recherche 1633, 91p). (Rapport produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures)
- SHAH, M. V. (2013). Guideline on Selection and Design of Cooling Options for Offshore Application. *Petromin, January/February 2013*, 58-65.
- SKOUMAL, R. J. et collab. (2014), *Optimizing multi-station earthquake template matching through re-examination of the Youngstown, Ohio sequence*, Earth Planet. Sci. Lett. 405, 274–280.
- SNC-LAVALIN. (2013). *Étude de dispersion atmosphérique : Détermination des taux d'émission et modélisation atmosphériques pour évaluer l'impact sur la qualité de l'air des activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste au Québec* (Rapport produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste). Québec : SNC-Lavalin.
- SOEDER, D. J., SHARMA, S., PEKNEY, N., HOPKINSON, L., DILMORE, R., KUTCHKO, B., ET AL. (2014). An Approach for Assessing Engineering Risk from Shale Gas Wells in the United States. *International Journal of Coal Geology*, 126 (4-19).
- SOFT DB. (2013). *Évaluation de l'impact sonore associé aux activités d'exploration et d'exploitation de la production du gaz de schiste en fonction du projet type et de scénarios de développement potentiels* (Rapport produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste). Québec : Soft dB.

- ST-HILAIRE, C. (2015), *Levés magnétique et gravimétrique aéroportés région de la Gaspésie-Iles-de-la-Madeleine, Québec (étude GTECO8)*, Géophysique Camille St-Hilaire Inc. (Rapport produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste).
- STANTEC. (2012). *Hibernia Production Phase – Environmental Effects Monitoring Program, Year Seven (2009) volume 1, Interpretation* (Rapport N° 1051516). Newfoundland: Stantec Consulting Limited.
- TRÉPANIÉ M. et coll., (2015) *Bilan des connaissances - Transport des hydrocarbures par mode terrestres au Québec*, CIRANO et Centre Risque et Performance - École Polytechnique de Montréal. Québec
- TYAGI, M., DA FONSECA, M. M., & CARLA, C. C. R. (2011). Bioaugmentation and Biostimulation Strategies to Improve the Effectiveness of Bioremediation Processes. *Biodegradation*, 22 (2), 231-241.
- SRBC (2014), *Remote Water Quality Monitoring Network*, Susquehanna River Basin Commission, 4 p.
- UNITED STATES ENVIRONMENTAL Protection Agency. *Ground Water Program Guidance*. (Washington, États-Unis, 20p).
- URS CORPORATION, rapport annuel 2010 <http://fr.slideshare.net/JaredSmith/urs-2010-annual-report-12324921>
- U.S. GEOLOGICAL SURVEY (2015) Mineral commodity summaries 2015. U.S. Department of the Interior Reston, Virginia <http://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/mcs/2015/mcs2015.pdf>
- U.S. EPA. Underground Injection Control Program. <http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/>
- U. S. EPA. (2000). *Development Document for Final Effluent Limitations Guidelines and Standards for Synthetic-Based Drilling Fluids and other Non-Aqueous Drilling Fluids in the Oil and Gas Extraction Point Source Category* (EPA-821-B-00-013). Washington, DC: U. S. Environmental Protection Agency.
- U. S. EPA. (2007). *Developing Your Stormwater Pollution Prevention Plan: A Guide for Construction Sites* (EPA-833-R06-004). Washington, D.C.: U. S. Environmental Protection Agency.
- U. S. EPA. (2008). *An Assessment of the Environmental Implications of Oil and Gas Production: A Regional Case Study*. Washington, DC: U. S. Environmental Protection Agency.
- U. S. EPA. (2010). Opportunity for Stakeholder Input on EPA's Hydraulic Fracturing Research Study: Study Design. Page consultée le 28 août 2012 de http://www.epa.gov/safewater/uic/pdfs/hydrofrac_landscapemodel.pdf.
- U. S. EPA. (2011). *Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources* (EPA/600/R-11/122). Washington, D.C. : U. S. Environmental Protection Agency.
- U. S. EPA. (2015a). *Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources (External Review Draft)* (EPA/600/R-15/047). Washington, DC: U. S. Environmental Protection Agency.
- U. S. EPA. (2015b). *Review of State and Industry Spill Data: Characterization of Hydraulic Fracturing-Related Spills* (EPA/601/R-14/001). Washington, DC. : U. S. Environmental Protection Agency.
- UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À RIMOUSKI. (2012). Description du projet du Programme d'Acquisition de Connaissances sur les Eaux Souterraines Nord-Est du Bas-Saint-Laurent. Page consultée le 31 juillet 2015 de <http://www.uqar.ca/files/pacesnebsl/description-projet-paces-nebsl.pdf>.
- URS CORPORATION. (2010). *Water Related Issues Associated with Gas Production in the Marcellus Shale: Additives Use, Flowback Quality and Quantities, Regulations, On-site Treatment, Green Technologies, Alternate Water Sources, Water Well-Testing* (NYSEDA Contract PO Number 10666). Fort Washington, PA: URS Corporation.
- USGS. (2013). *Water Resources and Shale Gas/Oil Production in the Appalachian Basin — Critical Issues and Evolving Development*. New York Water Science Center, United States Geological Survey.
- VAN STAAL et collab. (2009), *Pre-Carboniferous episodic accretion-related orogenesis along the Laurentian margin of the Northern Appalachians*, Geological Society of London Special Publication 327
- VEIL, J. A. (2010). *Water Availability and Management in Shale Gas Operations*. Communication présentée au 17th International Petroleum and Biofuels Environmental Conference, San Antonio, TX. de http://ipec.utulsa.edu/Conf2010/Powerpoint%20presentations%20and%20papers%20received/Veil_9_Plenary_recvd_9_20_10.pdf

- VEIL, J. A., Puder, M. G., Elcock, D., & Redweik, R. J. (2004). *A White Paper Describing Produced Water from Production of Crude Oil, Natural Gas, and Coal Bed Methane*: Argonne National Laboratory.
- VENGOSH, A., JACKSON, R. B., WARNER, N. R., DARRAH, T. H., & KNODASH, A. J. (2014). A Critical Review of the Risks to Water Resources from Unconventional Shale Gas Development and Hydraulic Fracturing in the United States. *Environmental Science & Technology*, 48, 8334-8348.
- WATKISS, P. et coll. (2005). *Methodological Approaches for Using Social Cost of Carbon Estimates in Policy Assessment, Final Report*, AEA Technology Environment. Consulté en ligne le 9 septembre 2015. 88 pages. <http://www.globalwarming-sowhat.com/costs-wars-disasters-etc-/74-t-cost-of-climate-inacti.pdf>
- WHITMORE ET PINEAU (2015). État de l'énergie au Québec. Chaire de gestion du secteur de l'énergie. HEC Montréal
- WWF. (2014). Oil and Gas Development: Overview. Page consultée le 13 juillet 2015 de <http://www.worldwildlife.org/threats/oil-and-gas-development>

