



Évaluations environnementales stratégiques sur les **hydrocarbures**

> ÉÉS GLOBALE > ÉÉS ANTICOSTI

Synthèse des connaissances et plan d'acquisition de connaissances additionnelles

La version intégrale de ce document est accessible sur le site hydrocarbures.gouv.qc.ca

© Gouvernement du Québec

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

Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles

Dépôt légal - Bibliothèque et Archives nationales du Québec, 2015

ISBN (PDF) : 978-2-550-72738-5

TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION	1
Le contexte	1
La démarche	2
Le bilan des connaissances	3
Les connaissances à compléter	3
L'île d'Anticosti	3
LES HYDROCARBURES AU QUÉBEC.....	4
La demande	4
L'approvisionnement.....	4
Le raffinage	4
L'industrie pétrochimique	5
LE POTENTIEL DU QUÉBEC EN HYDROCARBURES	6
LES ÉTAPES ET LES TECHNIQUES D'EXPLORATION ET D'EXPLOITATION DES HYDROCARBURES.....	8
Le milieu terrestre	8
La stimulation par fracturation hydraulique	9
Le milieu marin.....	9
LES EFFETS POTENTIELS SUR L'ENVIRONNEMENT ET SUR LA SANTÉ DU DÉVELOPPEMENT DES HYDROCARBURES DANS DES CONDITIONS NORMALES ET LES MESURES D'ATTÉNUATION POSSIBLES	11
Le milieu terrestre	11
Le milieu marin.....	11
Les émissions de GES.....	22
LE TRANSPORT DES HYDROCARBURES	25
Les infrastructures et les activités de transport des hydrocarbures	25
Les accidents.....	30
L'encadrement légal et normatif du transport des hydrocarbures	32
LES EFFETS SOCIOÉCONOMIQUES POTENTIELS DU DÉVELOPPEMENT ET DU TRANSPORT DES HYDROCARBURES DANS DES CONDITIONS NORMALES ET LES MESURES D'ATTÉNUATION POSSIBLES	37
Les activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures	37
Le transport des hydrocarbures.....	37
LES ACCIDENTS ET LES DÉVERSEMENTS MAJEURS ET L'ENCADREMENT RELATIF AUX SINISTRES.....	47
Les impacts potentiels des accidents et des déversements majeurs.....	47
L'encadrement légal, normatif et opérationnel relatif aux sinistres.....	49
Les mesures de préparation aux accidents et aux déversements	50
Les procédures d'intervention en cas d'accident ou de déversement majeur	51
La préparation et l'intervention : principales lacunes recensées.....	52

LES EXTERNALITÉS ET LES MESURES D'INTERNALISATION ET DE COMPENSATION	54
Le concept d'externalité	54
Les mécanismes d'intervention	54
LES ENJEUX ÉCONOMIQUES DU DÉVELOPPEMENT DES HYDROCARBURES	57
Le type et la quantité d'hydrocarbures.....	57
Le marché du pétrole	58
Le marché du gaz naturel.....	59
Le marché des liquides de gaz naturel.....	61
Les coûts de production	62
La rentabilité commerciale	63
Les retombées économiques	64
Le développement des entreprises québécoises.....	71
LE CAPTAGE ET LE PARTAGE DE LA RENTE SUR LES HYDROCARBURES	73
Le captage de la rente ex ante	73
Le captage de la rente ex post	74
Le partage de la rente prélevée.....	78
LA VALEUR SOCIALE NETTE ET L'ANALYSE AVANTAGES-COÛTS	81
LES ENJEUX AUTOCHTONES ASSOCIÉS AU DÉVELOPPEMENT DES HYDROCARBURES AU QUÉBEC	83
Les négociations territoriales.....	83
Les enjeux relatifs à la consultation.....	83
Les préoccupations autochtones concernant les effets potentiels	84
Les enjeux de gouvernance	85
L'ACCEPTABILITÉ SOCIALE	87
Le concept	87
Les valeurs	87
Les perceptions et les préoccupations	87
Les facteurs d'influence	88
Les attentes des communautés.....	89
La participation de la population.....	90
La gouvernance territoriale.....	90
CONCLUSION.....	93
Survol de l'état des connaissances et des prochaines étapes.....	93
L'ÉES globale.....	93
L'ÉES spécifique à Anticosti.....	95
Les étapes suivantes.....	95
ANNEXE 1 - MEMBRES DU COMITÉ DIRECTEUR	96
ANNEXE 2 - BIBLIOGRAPHIE.....	97
ANNEXE 3 - PLAN D'ACQUISITION DE CONNAISSANCES ADDITIONNELLES.....	100

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1

Effets potentiels environnementaux et sanitaires du développement des hydrocarbures en milieu terrestre dans des conditions normales et mesures d'atténuation possibles 12

Tableau 2

Effets potentiels environnementaux et sanitaires du développement des hydrocarbures en milieu marin dans des conditions normales et mesures d'atténuation possibles..... 18

Tableau 3

Estimations des émissions de GES selon le type d'hydrocarbures 23

Tableau 4

Effets socioéconomiques potentiels du développement des hydrocarbures dans des conditions normales et mesures d'atténuation possibles..... 38

Tableau 5

Effets socioéconomiques potentiels du transport d'hydrocarbures dans des conditions normales et mesures d'atténuation possibles 44

Tableau 6

Synthèse de quelques études sur les retombées économiques potentielles de l'exploitation des hydrocarbures..... 68

Tableau 7

Comparaison des prélèvements gouvernementaux et du taux de rendement interne d'investissement en hydrocarbures estimés pour quelques administrations, selon un scénario de référence 77

LISTE DES SIGLES ET ACRONYMES

AAC :	Analyse avantages-coûts
AB :	Alberta
AIE :	Agence internationale de l'énergie
BAPE :	Bureau d'audiences publiques sur l'environnement
BST :	Bureau de la sécurité des transports
CANUTEC :	Centre canadien d'urgence transport
C.-B. :	Colombie-Britannique
CERA :	Cambridge Energy Research Associates
CERI :	Canadian Energy Research Institute
CFIL :	Chemins de fer d'intérêt local
CIRAIG :	Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services
CIRANO :	Centre interuniversitaire de recherche en analyse des organisations
CN :	Canadien National
CP :	Canadien Pacifique
CTQ :	Commission des transports du Québec
DN :	Dakota du Nord
ÉES :	Évaluation environnementale stratégique
EIA :	Energy Information Administration
GCC :	Garde côtière canadienne
GES :	Gaz à effet de serre
GNL :	Gaz naturel liquéfié
HA SEC	Société en commandite Hydrocarbures Anticosti
HC :	Hydrocarbures
INRS :	Institut national de la recherche scientifique
IPC :	Indice des prix à la consommation
LGN :	Liquides de gaz naturel
MD :	Matières dangereuses
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
MFQ :	Ministère des Finances du Québec
MSP :	Ministère de la Sécurité publique

MRC :	Municipalité régionale de comté
NGI :	Natural Gas Intelligence
OMI :	Organisation maritime internationale
ONÉ :	Office national de l'énergie
ONU :	Organisation des Nations Unies
OSCQ :	Organisation de la sécurité civile du Québec
PACA :	Plan d'acquisition de connaissances additionnelles
PACES :	Programme d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines
PEMEX :	Petróleos Mexicanos
PIU :	Plan d'intervention d'urgence
PNSC :	Plan national de sécurité civile
RTMD :	Règlement sur le transport des marchandises dangereuses
Sépaq :	Société des établissements de plein air
SIMEC :	Société d'intervention maritime de l'Est du Canada
SK :	Saskatchewan
TCPL :	TransCanada Pipeline
TNL :	Terre-Neuve-et-Labrador
TRI :	Taux de rendement interne

UNITÉS COURANTES

\$us :	Dollar américain
M\$	Million de dollars
G\$	Milliard de dollars
g. eq. Co ₂ /MJ :	Gramme équivalent en dioxyde de carbone par mégajoule
km :	Kilomètre
m :	Mètre
m ² :	Mètre carré
m ³ :	Mètre cube
kpi ³ :	Millier de pieds cubes
Gpi ³ :	Milliard de pieds cubes
Tpi ³ :	Billion de pieds cubes
Mbp :	Million de barils de pétrole
Mt :	Million de tonnes

INTRODUCTION

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, annonçaient l'adoption du Plan d'action gouvernemental sur les hydrocarbures.

Ce plan propose une approche globale, cohérente, intégrée et rigoureuse, se traduisant par plusieurs actions, dont certaines ont déjà été réalisées et d'autres sont en cours. Ainsi, le gouvernement a adopté le Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection, en août 2014, dont l'objectif est d'assurer la protection des eaux potables. Il a aussi présenté un projet de loi, adopté en juin 2014, reconduisant l'interdiction permanente d'activités pétrolières et gazières dans l'estuaire du Saint-Laurent, ainsi que le moratoire en vigueur dans le golfe du Saint-Laurent et les limitations imposées ailleurs.

Le gouvernement assure le suivi de projets d'oléoducs d'Enbridge et de TransCanada (projet Énergie Est). Il a posé plusieurs conditions à l'acceptation du projet Énergie Est. Ce projet fera d'ailleurs l'objet d'audiences publiques du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE).

Enfin, le gouvernement veut s'assurer de réunir les conditions adéquates avant d'envisager une exploitation des hydrocarbures. Ainsi, il entend présenter un projet de loi prévoyant les conditions de mise en valeur des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent, qui sera le miroir d'une loi à venir du gouvernement fédéral; ces lois résulteront de négociations intensives sur les modalités de gestion communes à mettre en place.

Le gouvernement entend aussi doter le Québec d'une loi propre aux hydrocarbures, qui intégrera les meilleures pratiques techniques, environnementales et sociales, dans une perspective de développement durable de ces ressources naturelles.

Pour ce faire, le gouvernement a prévu, dans le cadre du Plan d'action, une évaluation environnementale stratégique (ÉES) globale sur les hydrocarbures au Québec, qui inclut tant le transport de ceux-ci que leur développement.

Parallèlement, le gouvernement a demandé que soit aussi réalisée une ÉES spécifique au développement des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti. En effet, en 2013, la société en commandite Hydrocarbures Anticosti (HA SEC), dans laquelle le gouvernement, par l'intermédiaire de Ressources Québec, filiale de la société d'État Investissement Québec, détient une participation de 35 %, a été formée pour faire l'exploration et, le cas échéant, l'exploitation des hydrocarbures de l'île.

À l'été 2014, HA SEC a réalisé cinq sondages stratigraphiques sur l'île, consistant essentiellement à prélever des carottes de sol en profondeur. Elle prévoit en faire une dizaine d'autres au printemps et à l'été 2015. Ces sondages devraient fournir des informations additionnelles sur le potentiel de ressource exploitable de l'île. Cependant, beaucoup d'autres informations sont requises pour que le gouvernement puisse prendre une décision éclairée quant à la poursuite des activités d'exploration sur l'île en 2016, lesquelles supposeraient des activités de fracturation. Ces besoins d'informations sont d'ordre technique, environnemental, social et économique. L'ÉES spécifique à Anticosti a pour objectif de les combler.

Concurremment aux ÉES, le gouvernement élabore une nouvelle politique énergétique 2016-2025, destinée à remplacer la Stratégie énergétique 2006-2015. Les travaux mettent à profit des tables rondes composées d'experts des différentes filières énergétiques ainsi que la participation du public intéressé par ce sujet.

La politique énergétique, qui devrait être rendue publique dans la même période que les rapports finaux des ÉES, situera les hydrocarbures dans l'ensemble des choix énergétiques du Québec. Pour leur part, les ÉES fourniront des informations et des recommandations sur les façons optimales d'encadrer l'exploitation et le transport des hydrocarbures, d'en répartir les bénéfices et d'en minimiser les effets négatifs tant et aussi longtemps qu'ils occuperont une place importante dans le bilan énergétique du Québec. En ce sens, les deux démarches sont complémentaires.

LA DÉMARCHE

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

Les travaux ont été répartis en cinq chantiers : aspects techniques, environnement, société, économie et transports. Les ministères de la Forêt, de la Faune et des Parcs et de la Santé et des Services sociaux ainsi que le Secrétariat aux affaires autochtones collaborent aux travaux des chantiers.

La démarche a été divisée en quatre phases se déroulant en parallèle pour l'ÉES globale et l'ÉES spécifique à Anticosti.

- Phase 1 : Un bilan des connaissances pertinentes existantes. Celui-ci est maintenant complété et fait l'objet du présent document.
- Phase 2 : L'acquisition de connaissances additionnelles pour combler les lacunes décelées lors de la première phase. À partir de ces lacunes et des priorités retenues par le Comité et en tenant compte des délais impartis, un plan d'acquisition de connaissances additionnelles (PACA) a été élaboré.

Ce plan est présenté à l'annexe 3. Les études qui le composent devraient être terminées d'ici le début de l'automne 2015.
- Phase 3 : Des consultations publiques à l'automne 2015 sur un rapport préliminaire rédigé à partir des connaissances acquises, respectivement pour l'ÉES globale et l'ÉES spécifique à Anticosti. Dans le cas de cette dernière, le Comité se rendra sur place pour consulter les citoyens de l'île.
- Phase 4 : La rédaction d'un rapport final qui sera publié à la fin de l'automne 2015.

LE BILAN DES CONNAISSANCES

Dans le cadre de la phase 1 des ÉES, consistant à faire la recension des connaissances actuelles, 10 bilans de connaissances¹ ont été réalisés par des équipes de chercheurs. L'annexe 2 présente la liste de ces études, regroupées par chantier.

Les travaux de la phase 1 ont aussi pu s'appuyer, entre autres, sur les études faites dans le cadre de trois ÉES précédentes, sur deux rapports du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) ainsi que sur d'autres sources pertinentes. L'annexe 2 présente aussi la liste de ces références.

LES CONNAISSANCES À COMPLÉTER

Le présent document constitue une synthèse des connaissances recensées dans la première phase de l'ÉES sur l'exploration, l'exploitation et le transport des hydrocarbures. Dans un objectif de concision, il ne fait pas état d'informations spécifiques à des régions et à des secteurs géographiques particuliers, sauf en ce qui concerne le potentiel en hydrocarbures et le cas d'Anticosti. Le document présente, par thème ou par sous-thème, une section sur les connaissances à compléter dans laquelle on trouve les études additionnelles qui seront réalisées dans les prochains mois, en y référant au moyen de leur [numéro d'identification](#), qui figure au Plan d'acquisition de connaissances additionnelles (PACA) de l'annexe 3.

L'ÎLE D'ANTICOSTI

Dans le cadre de l'ÉES spécifique à Anticosti, la majorité des thèmes abordés contiennent une section sur Anticosti. Cette section recense les connaissances acquises, le cas échéant, et présente les études supplémentaires à réaliser. La mention de celles-ci est également accompagnée de leur numéro d'identification dans le PACA.

¹ Tout au long du document, les bilans de connaissances et les rapports du BAPE et des ÉES précédentes constituent les principales références. Lorsque d'autres sources sont utilisées, il en est fait explicitement mention.

LES HYDROCARBURES AU QUÉBEC

LA DEMANDE

En 2011, dernière année où les données sont disponibles, le pétrole comptait pour 38 % de la consommation énergétique du Québec et le gaz naturel, pour 14 % (MERN, 2014).

De 1999 à 2011, la consommation d'énergie totale du Québec a augmenté de 14,2 %, en raison notamment de l'accroissement de la population et du PIB. C'est le secteur des transports, alimenté presque exclusivement par les produits pétroliers, qui a connu la plus forte augmentation, soit 37,3 %. Malgré les initiatives et les mesures indispensables visant à une plus grande efficacité énergétique, l'Office national de l'énergie (ONÉ, 2013) et le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN) prévoient tous deux une relative stagnation de la consommation de pétrole au Québec dans la prochaine décennie. Quant au gaz naturel, le MERN escompte une croissance de la demande de 2,2 % par an, d'ici 2026, alors que l'ONÉ prévoit plutôt 0,25 % par an d'ici 2035 et la Régie de l'énergie (2014) 2,0 % par an jusqu'en 2030.

Ainsi, à court et moyen termes, les hydrocarbures (HC) demeureront une source d'énergie incontournable pour le Québec, particulièrement dans les transports, et un intrant indispensable de son industrie du raffinage et des produits chimiques et pétrochimiques.

L'APPROVISIONNEMENT

Il n'y a présentement aucune exploitation commerciale d'HC au Québec. C'est pourquoi le Québec doit importer la totalité des HC dont il a besoin ; 137 millions de barils de pétrole (Mbp), et 7,7 milliards de m³ de gaz naturel en 2013 (Whitmore et Pineau, 2014).

Alors qu'en 2012, le pétrole consommé provenait majoritairement d'outre-mer, principalement d'Afrique, la situation s'est renversée : les raffineries québécoises sont aujourd'hui approvisionnées en grande partie par des fournisseurs nord-américains (l'Ouest canadien et les États-Unis).

La quasi-totalité du gaz naturel provient aussi de l'Ouest canadien et des États-Unis, dans ce dernier cas en raison de l'exploitation du gaz de schiste. Les distributeurs du Québec et de l'Ontario cherchent à accroître leur accès à cette nouvelle source d'approvisionnement plus rapprochée, impliquant des coûts de transport moindres.

L'importation d'HC au Québec représentait un déficit commercial de 13,5 G\$ en 2013, soit l'équivalent de 61 % du déficit total de la balance commerciale.

LE RAFFINAGE

Le Québec a sur son territoire deux importantes raffineries : Suncor à Montréal et Valéro à Lévis. Ensemble, elles comptent pour près de 20 % de la production canadienne de produits pétroliers raffinés.

En 2013, les exportations nettes de ces produits à l'extérieur du Québec représentaient environ 12,6 millions de barils par jour (Mbp) et contribuaient pour environ 200 M\$ au PIB du Québec (MERN, 2014).

L'INDUSTRIE PÉTROCHIMIQUE

Le Québec, qui possède plus de 600 entreprises pétrochimiques, est au cœur de cette industrie au Canada, avec l'Ontario. L'industrie québécoise est concentrée dans l'est de Montréal, où l'on trouve la raffinerie Suncor, le port de Montréal ainsi qu'un important réseau ferroviaire. Elle a réalisé un chiffre d'affaires de 8,5 G\$ en 2012 mais présente toutefois un déficit commercial de près de 2 G\$ depuis des décennies, principalement envers les États-Unis (MERN, 2014).

LE POTENTIEL DU QUÉBEC EN HYDROCARBURES

Par leur nature, les réservoirs d'hydrocarbures (HC) dans le sol ne peuvent pas être directement observés ou mesurés. Différentes techniques de sondage et d'échantillonnage sont employées pour en estimer les volumes. Le potentiel en HC d'un bassin ou d'une structure géologique sera considéré établi ou avéré si des réserves en HC ont pu être estimées au moyen de ces techniques. Il sera considéré conceptuel ou spéculatif si des HC ont pu y être décelés ou s'il existe suffisamment d'indices géologiques pour permettre d'en supposer l'existence, mais qu'aucune estimation des réserves n'est disponible.

Les bassins sédimentaires du sud du Québec semblent tous présenter un potentiel en pétrole ou en gaz naturel, ou les deux. Ce potentiel est avéré pour certains bassins et demeure spéculatif pour d'autres. Il importe de noter que la proportion économiquement récupérable du potentiel en place est inconnue dans tous les cas, mais ne représente qu'une faible fraction du potentiel total.

Dans les basses-terres du Saint-Laurent, on trouve six cibles 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 pour quatre de ces « plays ». Le total du potentiel estimé est le suivant² :

- pétrole non conventionnel (shale d'Utica) : 1,87 milliard de barils;
- 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 une exploitation conventionnelle de pétrole et, dans une moindre mesure, de gaz naturel, dont deux ont fait l'objet d'estimations. Le total du potentiel estimé est le suivant³ :

- pétrole conventionnel : 432 millions de barils (Mbp), en incluant les champs de Haldimand et de Galt.

Dans le Bas-Saint-Laurent, on compte six « plays » de nature conventionnelle, dont deux ont fait l'objet d'estimations. Le total du potentiel est le suivant⁴ :

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

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 conceptuel en l'absence d'information suffisante 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.

² Lorsque le bilan de connaissances (Séjourné et coll.), présente des fourchettes d'estimations, il s'agit ici de l'estimation médiane.

³ Idem.

⁴ Idem.

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'estimations est le suivant :

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

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

Les lacunes dans les connaissances

Des lacunes importantes dans les connaissances du potentiel demeurent. Elles ne pourront être ultimement comblées qu'à mesure que des forages seront réalisés pour tester ou valider les cibles d'exploration et en estimer la quantité récupérable. Cependant, une étude de la seconde phase de l'ÉES permettra d'acquérir certaines connaissances additionnelles sur le potentiel du golfe du Saint-Laurent, à partir de données existantes ([Réf. : GTEC08](#))⁵.

L'île d'Anticosti

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

- pétrole conventionnel : 63 Mbp;
- gaz conventionnel : 120 Gpi³;
- pétrole non conventionnel : entre 44 et 102 milliards de barils, selon que l'on prenne comme base d'extrapolation, pour tout le bassin de Macasty, les estimations de Pétrolia ou de Junex pour le territoire respectif couvert par leurs permis de recherche. Ces chiffres doivent être considérés avec prudence, puisque les forages d'évaluation n'ont pas encore eu lieu et que l'on ne connaît pas les quantités récupérables et la proportion respective des différents hydrocarbures contenus dans le gisement.

⁵ Comme dans tout le reste du document, ce numéro d'identification réfère au Plan d'acquisition de connaissances additionnelles, présenté à l'annexe 3.

LES ÉTAPES ET LES TECHNIQUES D'EXPLORATION ET D'EXPLOITATION DES HYDROCARBURES

LE MILIEU TERRESTRE

La phase d'exploration débute par une série d'opérations de reconnaissance, consistant en levés géologiques, géochimiques et géophysiques destinés à révéler des indices de la présence possible d'un réservoir d'hydrocarbures (HC). Seuls les levés géophysiques de type sismique comportent une empreinte significative, puisqu'ils s'effectuent à l'aide de camions-vibrateurs et de lignes de géophones (capteurs) pouvant s'étirer sur plusieurs kilomètres.

La phase suivante peut consister à faire des sondages stratigraphiques afin d'extraire des carottes de roches. La mise en commun des données géologiques, géochimiques, géophysiques et de carottage permet de repérer les endroits les plus propices à une exploration plus approfondie.

Par la suite, on procède à des forages de puits pétroliers ou gaziers. Cette opération comporte plusieurs étapes pour chacun des puits forés : installation des coffrages, cimentation, système anti-éruption, essai de pression, test d'intégrité du puits, diagraphies, observation des venues de fluides, essais d'extraction, etc. Si les indices sont positifs, on passe à la phase de complétion, qui consiste notamment à installer un tubage de production et à réaliser des perforations le long du tubage.

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 HC 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.

La superficie des plateformes multipuits varie généralement entre un et deux hectares (10 000 à 20 000 m²). Cependant, en incluant routes d'accès, pipelines et équipements, notamment ceux destinés à la gestion et au traitement des eaux, l'empreinte totale est plutôt de l'ordre de trois à six hectares (BAPE, 2014).

Pour faire un essai d'extraction qui permettra d'évaluer la capacité de production du puits, divers équipements doivent être installés. Pour l'essentiel, il s'agit d'un séparateur pour le pétrole, le gaz et l'eau que le puits pourra produire, de réservoirs pour emmagasiner les liquides et d'une torchère pour brûler le gaz. Si les essais sont concluants et qu'il y a production à l'échelle commerciale, il faudra ajouter, lorsque requis, les équipements nécessaires à la stimulation des puits, ainsi que des équipements pour la collecte des HC produits, c'est-à-dire des pipelines ou des réservoirs. Le pétrole et le gaz nécessitent des pipelines distincts, car le gaz circule sous pression.

Selon le type d'HC, les quantités produites et le marché ciblé, les infrastructures nécessaires pour atteindre les marchés pourront varier de légères à lourdes (du transport par camion à la construction d'un port pétrolier ou d'un terminal de gaz naturel liquéfié), en passant par le raccordement du réseau de collecte de l'entreprise au réseau pipelinier d'un distributeur. Comme cet aspect peut varier énormément selon les cas, il est fondamental de le traiter lors de l'examen de tout projet d'exploitation d'une certaine ampleur.

À la fin de la vie utile d'un puits, sa fermeture consiste d'abord à mettre en place des bouchons de ciment ou des bouchons mécaniques dans le puits à des intervalles précis afin d'empêcher la migration des fluides vers la surface et de maintenir l'intégrité de la pression. Ensuite, l'intervalle entre les bouchons doit être rempli avec un 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.

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. Après sa fermeture, l'intégrité du puits doit être préservée durant toute son existence, ce qui signifie souvent des centaines d'années. La pérennité du scellement des puits est une question complexe qui fait encore l'objet de recherches.

LA STIMULATION PAR FRACTURATION HYDRAULIQUE

Dans le cas du gaz et du pétrole de schiste, la récupération des HC suppose généralement l'utilisation de puits horizontaux et la fracturation hydraulique à haut volume. Celle-ci consiste à injecter, à très haute pression dans le puits, un fluide, généralement composé d'eau et de sable (environ 99%) ainsi que d'additifs chimiques (environ 1%), afin de créer des fractures dans la roche pour en augmenter la perméabilité, ce qui favorise la récupération des HC. Comme il y a généralement plusieurs étapes de fracturation, celle-ci peut nécessiter de 12 000 à 16 000 m³ d'eau pour un puits. Une fois la fracturation terminée, une partie de l'eau injectée est retirée du puits afin que les hydrocarbures puissent s'écouler librement. Ces eaux, appelées eaux de reflux, peuvent être traitées afin d'être réutilisées pour des fracturations subséquentes, ce qui diminue le volume d'eau nécessaire. À la fin de ces opérations, on doit disposer de ces eaux usées, selon la réglementation en vigueur.

Bien que la fracturation hydraulique soit la plus courante, d'autres méthodes de fracturation sont aussi utilisées, comme la fracturation au propane gélifié ou aux fluides énergisés (azote liquide et eau).

LE MILIEU MARIN

Les étapes de l'exploration et de l'exploitation des HC en milieu marin sont très semblables à celles en milieu terrestre. Il existe cependant des différences importantes dans les équipements 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 privilégiées pour la production, qui peut durer une vingtaine d'années. L'installation d'équipements sous-marins pour la production et de pipelines sous-marins pour le transport constitue une différence marquée par rapport au milieu terrestre.

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.

À la fin de la vie des puits, il faut d'abord démanteler les équipements et les pipelines sous-marins, obstruer les puits, puis démanteler la plateforme de production et transporter les matériaux de construction pour en disposer de façon sécuritaire, le plus souvent en milieu terrestre. Certaines installations peuvent être laissées sur le fond marin, se transformant ainsi en récifs artificiels.

Il est à noter que l'on peut également faire de la fracturation hydraulique en milieu marin. Les équipements 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 et on envisage d'y avoir recours au large du Brésil et de l'Afrique de l'Ouest. Cependant, en raison des coûts élevés de forage en mer, la majorité des puits marins sont des puits conventionnels avec des débits élevés et durables.

LES EFFETS POTENTIELS SUR L'ENVIRONNEMENT ET SUR LA SANTÉ DU DÉVELOPPEMENT DES HYDROCARBURES DANS DES CONDITIONS NORMALES ET LES MESURES D'ATTÉNUATION POSSIBLES

Les tableaux suivants présentent les effets potentiels du développement des hydrocarbures dans des conditions normales d'opération. Les conséquences d'un accident ou d'un déversement majeur, ainsi que les mesures de prévention pertinentes, sont présentées dans un chapitre subséquent.

LE MILIEU TERRESTRE

Le tableau 1 présente les effets potentiels, sur l'environnement et sur la santé humaine, des activités de développement des hydrocarbures (HC) menées dans des conditions normales ainsi que les principales causes de ces effets. Il recense également les principales mesures de prévention et d'atténuation de ceux-ci.

LE MILIEU MARIN

Le tableau 2 présente le même type d'information pour les effets potentiels spécifiquement associés au développement des HC en milieu marin, dans des conditions normales⁶.

⁶ Plusieurs causes d'impacts et mesures d'atténuation en milieu marin sont semblables, mutatis mutandis, à celles des opérations en milieu terrestre, notamment celles qui concernent l'intégrité des puits, la migration des fluides et les déversements lors de transferts ou stockage (les impacts se font sentir sur les eaux du fleuve et de l'océan et sur les sédiments marins) ainsi que les émanations de méthane et autres polluants de l'air (impacts sur l'air ambiant et les émissions de gaz à effet de serre (GES). Elles ne sont pas répétées dans le tableau 2.

Tableau 1

Effets potentiels environnementaux et sanitaires du développement des hydrocarbures en milieu terrestre dans des conditions normales et mesures d'atténuation possibles

Causes	Vecteurs d'impact	Effets potentiels sur l'environnement	Effets potentiels sur la santé humaine	Mesures d'atténuation
Levés sismiques d'exploration	• Coupes forestières pour passage des camions-vibrateurs • Vibrations	• Réduction du couvert forestier : augmentation de la fragmentation de l'habitat faunique • Possibilités de glissement de terrain là où les sols sont instables ou mouvants	• Blessures graves et décès.	• Accès par routes ou chemins forestiers existants. • 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 de puits ne sont pas toxiques. Il peut cependant changer la chimie de l'eau, ce qui peut rendre soluble certains métaux et ions.	• 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.	• Meilleures 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, tests 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 multipaliers d'observation de l'eau à chaque plateforme de forage pour procéder à des analyses géochimiques de l'eau à intervalles réguliers.

Causes	Vecteurs d'impact	Effets potentiels sur l'environnement	Effets potentiels sur la santé humaine	Mesures d'atténuation
Intégrité déficiente des puits (coffrage et /ou cimentation) - <i>suite</i>				• 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 possible, réduction de la quantité d'additifs dans l'eau de fracturation et utilisation d'additifs moins toxiques (ce à quoi tendent les nouvelles technologies de fracturation). • Meilleures 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 via 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. • Détermination de la localisation des puits anciens et imposition de distances séparatrices.

Causes	Vecteurs d'impact	Effets potentiels sur l'environnement	Effets potentiels sur la santé humaine	Mesures d'atténuation
Déversement accidentel en surface lors du transfert ou du stockage des liquides	Eaux de surface et souterraines	Idem	- Idem si contamination des aquifères, pour la population en général. - Impact plus direct sur les travailleurs exposés : dépend du type de liquide et de la durée de l'exposition	- Encadrement réglementaire strict pour le transport des matières dangereuses et leur stockage sur un site sécurisé. - Installation de bernes filtrantes en bordure des sites. - Installation d'une membrane sur le remblai au site de forage. - Pipelines de collecte (plutôt que camions).
Prélèvement d'eau pour la fracturation hydraulique	Eau de surface	Réduction des débits de certains petits cours d'eau : effets sur la faune aquatique et terrestre		- 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 possible, utilisation d'eau salée pour la fracturation
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 le biais des eaux souterraines)	- Est fonction du type et de la concentration des contaminants qui demeurent dans les eaux traitées. - Voir plus haut (effets par le biais des eaux souterraines)	- Utilisation du minimum d'additifs possible et d'additifs le moins toxiques possible. - Divulgaration de la nature et de la concentration des fluides utilisés. - Mise en place par l'entreprise d'équipements de traitement spécialisés utilisant les techniques les plus récentes (lesquelles sont beaucoup plus efficaces). - ou - Si jugé approprié sur les plans environnemental, sanitaire et sécuritaire, injection des eaux usées dans une formation géologique profonde, en respectant des exigences sévères.

Causes	Vecteurs d'impact	Effets potentiels sur l'environnement	Effets potentiels sur la santé humaine	Mesures d'atténuation
Déversement accidentel lors du transport/stockage Puits à l'intégrité déficiente Migration des fluides jusqu'aux aquifères	Contamination des sols et des sédiments	- 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 - Si contamination importante et exposition prolongée, potentiel cancérigène et neurotoxique, particulièrement pour les travailleurs. La population voisine peut aussi être affectée si poussières contaminées portées 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.
Fracturation hydraulique	Microséisme N.B. Peut être plus grave si proximité de failles importantes	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.
Élimination des eaux usées par injection dans une formation géologique profonde	Séismes faibles à modérés	Contamination possible des eaux et des sols, si intégrité des puits compromise et si ouverture ou élargissement des failles ou des fractures	Voir effets précités en cas de contamination de l'eau ou des sols.	- Interdiction d'injecter des eaux usées. Ou, 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 elle se fait. - Établissement des taux et pression d'injection sécuritaires par un suivi en continu des pressions et de la sismicité.

Causes	Vecteurs d'impact	Effets potentiels sur l'environnement	Effets potentiels sur la santé humaine	Mesures d'atténuation
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 N.B. 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 de sites. - Risques plus importants pour les travailleurs et les personnes habitant à proximité des puits (1 km ou moins), de même que problèmes d'odeurs.	- Modélisation atmosphérique préalable à toute activité d'exploitation d'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, si exploitation commerciale, obligation de captage des 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 méthanes 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.
Construction de routes et de pipelines	Habitats naturels	Modification, fragmentation ou réduction des habitats naturels, notamment du couvert forestier : peut amener 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 menacées ou vulnérables		- Détermination des zones écologiques particulièrement sensibles et des habitats d'espèces en péril et imposition de distances séparatrices pour protéger ces zones. - 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.

Causes	Vecteurs d'impact	Effets potentiels sur l'environnement	Effets potentiels sur la santé humaine	Mesures d'atténuation
Toutes activités d'exploration, d'exploitation et de transport	Habitats naturels	Augmentation du bruit, de la luminosité et de la poussière, qui nuit aux animaux et modifie leur comportement	Augmentation du stress et de l'anxiété	- Utilisation des technologies les plus efficaces de réduction du bruit. - Réduction maximale de la luminosité. - Utilisation de pipelines pour la collecte des hydrocarbures, plutôt que de camions. - Imposition de distances séparatrices pour protéger les zones habitées. - Possibilité d'interdiction de certaines activités pendant la nuit.
Toutes activités d'exploration, d'exploitation et de transport des hydrocarbures	Divers		- 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 cardiorespiratoires); - Surdité; - Troubles musculo-squelettiques; - Stress, hypertension, dépression.	- 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. - Gestion sécuritaire des fluides, notamment ceux de fracturation et de reflux. - Accès des autorités concernées à toutes les informations requises, notamment sur la nature et la concentration des fluides.

Tableau 2

Effets potentiels environnementaux et sanitaires du développement des hydrocarbures en milieu marin dans des conditions normales et mesures d'atténuation possibles

Causes	Vecteurs d'impact	Effets potentiels sur l'environnement	Effets potentiels sur la santé humaine	Mesures 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 réduction de la biodiversité	Aucun impact notable recensé sur la santé humaine.	- Caractérisation initiale de la faune marine et du milieu marin et côtier (topologie, courants, glaces, etc.) - 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 sur le site des liquides avant rejet. - Transfert des résidus non traités et des déchets pour traitement adéquat en milieu terrestre. - Fixation par le régulateur de normes de rejet aquatique et de disposition des résidus. - Installation d'un puits de secours (puits latéral) permettant d'obstruer un puits où se produiraient des fuites.
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

Causes	Vecteurs d'impact	Effets potentiels sur l'environnement	Effets potentiels sur la santé humaine	Mesures 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 meilleures pratiques, et imposition de l'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	• Aucun (mis à part le stress pour la population côtière si plateforme située à faible distance).	• Imposition de limites d'intensité lumineuse. • Imposition de limites à la durée de certaines activités, notamment les activités bruyantes.

Causes	Vecteurs d'impact	Effets potentiels sur l'environnement	Effets potentiels sur la santé humaine	Mesures d'atténuation
Structures et infrastructures (plateforme, puits, pipelines, circulation de navires) - <i>suite</i>		• 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.		
Toutes activités d'exploration, d'exploitation et de transbordement des hydrocarbures	• Qualité de l'air ambiant • Atmosphère	• Durée et intensité de l'exposition, en fonction notamment des vents. Si forts, dispersent rapidement les émissions à des niveaux indétectables. • Effets directs sur la faune et la flore peu documentés • Émissions de GES contribuant aux changements climatiques.	• Durée et intensité de l'exposition, en fonction notamment des vents. Si forts, dispersent rapidement les émissions à des niveaux indétectables. • Effets potentiels similaires à ceux des émissions terrestres, mais population générale moins exposée à cause de la distance et des vents. • Émissions de GES contribuant aux changements climatiques.	• Idem aux mesures en milieu terrestre pour l'air ambiant. • Réduction compensatoire de GES dans d'autres secteurs.
Toutes activités d'exploration et d'exploitation en milieu marin, particulièrement la présence prolongée sur une plateforme	• Divers		• Accidents professionnels et maladies professionnelles : semblables à ceux des travailleurs terrestres de façon générale. • 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 attention particulière à porter à la prévention et au traitement des troubles psychosociaux.

Plusieurs des mesures de prévention et d'atténuation présentées dans les tableaux 1 et 2 sont prévues, en tout ou en partie, dans les lois et les règlements du Québec, principalement en vertu de la Loi sur la qualité de l'environnement, de la Loi sur les mines et de leurs règlements.

Il faut également mentionner la parution, en juillet 2014, des Lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière, visant à encadrer les travaux de forage autorisés en vertu de la Loi sur les mines et destinés à rechercher du gaz ou du pétrole. Plusieurs éléments de ces lignes directrices sont applicables en condition d'exploitation. Par ailleurs, le Règlement sur le captage des eaux souterraines a été remplacé en août 2014 par le Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection, lequel intègre des dispositions relatives aux activités d'exploration et d'exploitation pétrolières et gazières.

Les connaissances à compléter

L'un des objectifs de l'ÉES globale sur les HC est de guider le gouvernement dans l'élaboration d'une loi spécifique à l'exploration et à l'exploitation des HC, inspirée des meilleures pratiques mondiales.

Pour ce faire, il importe d'approfondir, dans la seconde phase de l'ÉES, les connaissances dont nous disposons sur le cadre législatif et réglementaire, les normes et les directives en vigueur dans les provinces et les États ayant une expérience pertinente en la matière, ainsi que sur les lignes directrices produites par des organismes reconnus pour leur expertise en la matière. D'autres études permettront d'adapter ce cadre, lorsque requis, en fonction de certains risques ou de certaines propriétés géologiques des bassins ayant un potentiel en HC, ce qui nécessite une meilleure connaissance des analogues géologiques de ces bassins et des meilleures pratiques qui leur sont associées (Réf. : [GTEC01](#) à [GTEC05](#)).

Le bilan des connaissances a aussi révélé que celles-ci sont insuffisantes quant aux conséquences potentielles du développement des HC, particulièrement des liquides de fracturation utilisés et des contaminants susceptibles d'être rejetés, sur les communautés biologiques aquatiques et sur les écosystèmes en général. Une meilleure connaissance des méthodes d'analyse de la radioactivité des sols est aussi requise (Réf. : [AENV12](#), [AENV16](#), [GENV26](#), [GENV27](#)).

Plusieurs provinces et États nord-américains (Colombie-Britannique, Alberta, Pennsylvanie et autres) ont revu récemment leur réglementation spécifique à la fracturation hydraulique. C'est aussi le cas du département de l'Intérieur du gouvernement des États-Unis. De plus, de nombreuses études ont été faites sur le sujet par des chercheurs réputés. Il y a maintenant beaucoup d'information disponible pour permettre d'établir les meilleures pratiques et de rédiger un encadrement réglementaire protecteur de l'environnement ainsi que de la sécurité des biens et des personnes.

Les meilleures pratiques en milieu marin devront faire l'objet d'une attention particulière, dans le contexte où les gouvernements québécois et fédéral présenteront prochainement des lois miroirs sur l'exploration et l'exploitation des HC dans le golfe du Saint-Laurent et où le bilan des connaissances a permis de constater des lacunes importantes à cet égard. Cette acquisition de connaissances supplémentaires sur les plans technique et environnemental devra tenir compte de l'écosystème particulier du golfe ainsi que des forts courants et des glaces saisonnières qui caractérisent les voies fluviales et maritimes au Québec (Réf. : [GENV25](#), [GENV34](#), [GTEC06](#), [GTEC07](#)).

L'île d'Anticosti

Il existe présentement peu de données précises sur les caractéristiques et les risques géologiques spécifiques à Anticosti. La Commission géologique du Canada prévoit cependant faire des travaux à ce sujet, notamment sur la sismicité naturelle et sur la géomécanique du shale du Macasty et de sa roche couverture. Une étude sera également réalisée sur les risques de mouvement de sol et de roc dans le cadre de l'ÉES spécifique à Anticosti (Réf. : AENV21). Les résultats de ces travaux seront intégrés à la seconde phase de cette ÉES et permettront, le cas échéant, de recommander des zones d'exclusion et des distances séparatrices pour les zones à risque et de caractériser les techniques et les équipements nécessaires à une exploitation responsable des HC sur l'île. L'élaboration d'un projet-type (Réf. : AENV17) rendra possibles certaines modélisations environnementales (qualité de l'air, impact sonore, émissions de GES) nécessaires dans le cadre de l'ÉES (Réf. : AENV01, AENV07, AENV08). Les effets potentiels sur la faune, notamment sur le cerf de Virginie et le saumon, seront aussi documentés (Réf. : AENV18 à AENV20).

Les zones écologiques sensibles d'Anticosti sont nombreuses et relativement connues, mais une caractérisation biophysique et biologique plus approfondie sera réalisée (Réf. : AENV04). Cela permettra de déterminer avec précision les zones de contraintes légales et réglementaires et les autres zones potentielles de contraintes (Réf. : AENV05).

Par ailleurs, nous ne disposons pas pour le moment d'une caractérisation suffisamment détaillée des eaux de surface et des cours d'eau de l'île, ce à quoi doit remédier le plan d'acquisition de connaissances (Réf. : AENV02, AENV06, AENV09, AENV10). L'acquisition de cette information permettra notamment de déterminer les cours d'eau qui ne peuvent pas fournir le volume d'eau nécessaire à des fracturations hydrauliques (Réf. : AENV03) et les secteurs ou les plans d'eau où le rejet des eaux usées après traitement pourrait présenter des risques particuliers (Réf. : AENV11). Ces données, conjuguées au développement de critères sur la qualité de l'eau de surface adaptés aux spécificités d'Anticosti (Réf. : AENV14), rendront possibles l'estimation et le suivi des effets sur la qualité des eaux, si l'exploitation des HC sur l'île est autorisée par le gouvernement.

LES ÉMISSIONS DE GES

Les deux phases de l'industrie des HC contribuant 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. Le transport vers les raffineries et les consommateurs finaux ne représente qu'une faible proportion de celles-ci.

En ce qui concerne les émissions des divers modes de transport des HC, par tonne/km transportée, le navire-citerne a les émissions les plus basses, suivi de près par les pipelines. Le chemin de fer et surtout le camion-citerne sont de loin les moins performants.

Le tableau 3 présente les émissions de GES associées au cycle de vie des HC à l'exception de leur consommation, donc les émissions du puits à l'utilisateur, à savoir la raffinerie dans le cas du pétrole et le consommateur, dans celui du gaz naturel.

Tableau 3
Estimations des émissions de GES selon le type d'hydrocarbures

Type d'hydrocarbures	Émissions de GES ¹ (g eq. CO ₂ /MJ)
Milieu terrestre :	
- Pétrole conventionnel	De 12 à 47 Plus probablement entre 20 et 30
- Gaz naturel conventionnel	De 7 à 21 Plus probablement entre 15 et 21
- Gaz de schiste	De 7 à 34
- Pétrole de schiste ²	De 9 à 13
Milieu marin :	
- Pétrole conventionnel	De 10 à 28
- Gaz naturel conventionnel ³	7

1 : Excluant les émissions non contrôlées s'échappant des failles naturelles ou les émissions fugitives après fermeture

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

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

Source : Tableau 9.2 de CIRAIG 2015.

En ce qui concerne le gaz de schiste en milieu terrestre, les émissions estimées comprennent les émissions intentionnelles, liées au fonctionnement normal d'un équipement, et les émissions non intentionnelles, qui se produisent lors de la rupture ou de l'usure d'un équipement ou en raison de la mauvaise conception d'un équipement.

Il y a tout lieu de croire qu'au Québec, les émissions se situeraient vers le bas de l'intervalle, pour les raisons suivantes : l'obligation d'incinérer ou de récupérer le gaz afin de réduire les émissions de méthane dans l'atmosphère, le réseau de transmission et de distribution québécois établi sur des distances relativement courtes et réputé en bon état. D'ailleurs, les estimations d'émissions de GES résultant d'une étude réalisée pour le Québec par Roy et coll. (2013) comptent parmi les plus faibles des études recensées.

En ce qui a trait aux émissions provenant d'un puits fermé, les données présentement disponibles ne permettent pas de les estimer, ni au Québec, ni ailleurs.

Le bilan actuel du Québec en matière de GES est estimé à 86,8 Mt d'équivalent CO₂ par année (PRG₁₀₀ de 2014). L'exploitation d'HC ferait augmenter ce bilan. Il est cependant impossible pour l'instant de quantifier précisément cette augmentation. Pour ce faire, il faudrait disposer de scénarios de développement précis pour chacun des bassins potentiels. À titre d'exemple, l'ÉES sur l'exploitation du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent a conclu que le bilan du Québec en matière de GES pourrait augmenter de 1,3 % à 23,32 %, selon le nombre de sites exploités et la proportion des émissions fugitives par rapport à la production.

Il faudrait aussi tenir compte des effets potentiels de substitution (augmentation de la consommation de gaz naturel au détriment du mazout plus polluant, effets sur les émissions de GES associées au transport des HC si l'on remplace une partie des HC provenant de l'extérieur du Québec par des HC produits ici).

L'augmentation nette des émissions de GES devra être compensée sur le marché des crédits d'émissions de GES et par une réduction équivalente dans d'autres secteurs, grâce aux mesures du Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques.

Les connaissances à compléter

Lors de la seconde phase de l'ÉES globale, des scénarios sommaires de production seront élaborés pour les structures géologiques pour lesquelles existent des estimations de potentiel en HC, en se basant notamment sur les taux de récupération constatés dans les analogues géologiques en exploitation (Réf. : [GTEC01](#)). À partir de ces scénarios et d'hypothèses sur les effets de substitution, il sera possible d'établir des fourchettes d'augmentations possibles des émissions de GES (Réf. : [GENV30](#)).

L'île d'Anticosti

Dans le cadre de la phase 2 de l'ÉES spécifique à Anticosti, un scénario précis de développement de la ressource sera élaboré, ce qui permettra d'estimer l'augmentation probable des émissions de GES attribuable à une éventuelle exploitation des HC sur l'île (Réf. : [AENV01](#)).

LE TRANSPORT DES HYDROCARBURES

Plusieurs données sur le transport sont disponibles pour l'ensemble du Canada, mais ne sont pas ventilées par provinces. D'autres types de données se réfèrent à l'ensemble des matières dangereuses (MD), plutôt que spécifiquement aux hydrocarbures (HC). Lorsque des données exclusives au Québec ou spécifiques aux HC n'étaient pas disponibles, des données canadiennes ou des données relatives à l'ensemble des MD ont été utilisées.

Le transport des MD en général, et des HC en particulier, n'est pas un phénomène récent au Québec ni au Canada. Ces matières y circulent par mode terrestre ou maritime depuis longtemps.

LES INFRASTRUCTURES ET LES ACTIVITÉS DE TRANSPORT DES HYDROCARBURES

Le mode routier

Le ministère des Transports du Québec a juridiction sur environ le quart des 157 215 km de routes du Québec, le reste étant essentiellement de compétence municipale.

En 2012, environ 4 000 propriétaires et exploitants de l'industrie du transport routier (environ 50 % de l'ensemble) ont déclaré à la Commission des transports du Québec (CTQ) faire du transport de marchandises dangereuses (notamment des HC), ce qui était une activité prédominante ou exclusive pour environ la moitié d'entre eux.

En 2006-2007⁷, le transport des HC représentait seulement 1,4 % des véhicules-kilomètres de marchandises transportées au Québec, mais plus de la moitié du nombre de transports routiers de MD. Cependant, la distance moyenne parcourue pour les HC était notablement plus courte que pour les autres marchandises. Cela semble appuyer l'hypothèse selon laquelle il s'agit en grande partie de distribution de produits raffinés, d'autant plus que les activités des deux tiers des transporteurs routiers de MD se déroulent exclusivement à l'intérieur du Québec.

Au Québec, en 2011, l'âge moyen des véhicules lourds servant au transport des marchandises était de 8,5 ans, mais près du tiers avaient 11 ans ou plus. Les véhicules transportant des HC sont en moyenne les plus lourds de tous. Un camion-citerne peut contenir l'équivalent de 200 à 250 barils de pétrole.

L'industrie du transport lourd au Québec est composée en majorité de petites entreprises de moins de 10 employés, travaillant pour le compte d'autrui. Selon les études, ces entreprises ont généralement des pratiques de gestion des risques moins développées que les entreprises plus grosses. De plus, la très grande majorité des transporteurs québécois procèdent souvent ou toujours eux-mêmes au chargement ou au déchargement des marchandises qu'ils transportent. Or, les accidents surviennent souvent pendant ces opérations.

⁷ Enquête origine-destination 2006 du MTQ : dernières données disponibles.

Le mode ferroviaire

Il existe deux classes d'entreprises de chemin de fer au Canada :

- les entreprises de classe I sont présentes à l'échelle nationale et leurs revenus annuels sont supérieurs à 250 M\$. Ce sont le Canadien Pacifique (CP) et le Canadien National (CN);
- les entreprises de classe II sont celles qui ne sont pas présentes à l'échelle nationale ou qui ont des revenus annuels de 250 M\$ ou moins. Elles sont dites « chemins de fer d'intérêt local (CFIL) ».

Une autre distinction doit être faite entre les entreprises de chemin de fer présentes au Québec selon qu'elles sont de compétence fédérale ou provinciale. Les entreprises incorporées au Québec et dont les activités ne débordent pas ses frontières sont de sa compétence, les autres sont de compétence fédérale. Environ 70 % du réseau est de compétence fédérale. Au Québec, le réseau est dominé par le CN et les CFIL, auxquels s'ajoutent des chemins de fer d'entreprises.

Le transport d'HC par mode ferroviaire nécessite l'utilisation de terminaux spécialisés de chargement et de déchargement. Ceux-ci sont possédés et exploités par des entreprises spécialisées. Ces dernières années, dans l'est du Canada, plusieurs nouveaux terminaux ferroviaires ont été ouverts, dont ceux de Suncor à Montréal et de Valero à Québec.

Les HC sont transportés dans des wagons-citernes cylindriques, dont les compagnies de chemin de fer ne sont généralement pas propriétaires. Le plus souvent, ils appartiennent à l'expéditeur ou sont loués ou utilisés par celui-ci sous licence. Les compagnies de chemin de fer ont cependant l'obligation d'inspecter tout le matériel ferroviaire roulant sur leur réseau.

Un wagon-citerne peut contenir environ 600 barils de pétrole et peut être déplacé par une locomotive en même temps que de nombreux autres wagons. La durée de vie d'un wagon-citerne est d'environ 40 ans, mais on ne connaît pas l'âge moyen des wagons présentement en circulation.

Le transport de pétrole brut par wagon-citerne a beaucoup augmenté depuis 2008 au Canada, en raison de l'insuffisance du réseau de pipelines qui n'a pas suivi la croissance de la production de pétrole nord-américaine. De l'équivalent de 500 wagons complets de pétrole transportés en 2008, le CN et le CP sont passés à 140 000 en 2014, soit 280 fois plus. Selon la moyenne estimée de 600 barils par wagon-citerne complet, cela représente environ 230 000 barils par jour. Le service de transbordement camion-wagon offert initialement a évolué vers un service de trains-blocs approvisionnés à partir de réservoirs raccordés aux pipelines.

Du côté des chemins de fer qui relèvent de la compétence du Québec, le nombre de wagons contenant des MD a augmenté de près de 30 % entre 2007 et 2013.

Malgré l'augmentation du transport d'HC par train qui devrait se poursuivre en 2015, trois facteurs pourraient ralentir cette expansion dans les années à venir :

- le maintien sur une longue période d'un faible prix du pétrole, entraînant un ralentissement de la production pétrolière;
- l'imposition de réglementations plus contraignantes pour ce mode de transport;
- l'expansion du réseau de pipelines.

Le pétrole brut transporté par mode ferroviaire à travers le Canada et le Québec provient de l'Ouest canadien et des États-Unis et se dirige principalement vers les Maritimes et les États-Unis.

Le transport ferroviaire des HC présente certains avantages :

- la souplesse d'adaptation aux fluctuations de la demande;
- le coût en capital relativement faible pour agrandir les infrastructures, comparativement au transport par pipeline et au transport maritime;
- la vitesse de transport beaucoup plus grande que celle du pipeline;
- la plus faible quantité de diluant requis pour transporter le bitume.

Les principaux inconvénients sont :

- le coût de transport relativement élevé, qui est supérieur de 5 \$ à 10 \$ par baril au coût du transport par pipeline;
- l'effet d'exclusion et de congestion exercé sur les autres usages ferroviaires;
- la sensibilité aux intempéries, qui peut avoir un effet tant sur les délais que sur la sécurité;
- une fréquence d'accidents plus élevée que dans le transport maritime et le transport par pipeline.

Le transport par pipeline

Il existe deux types de pipelines :

- les oléoducs, servant à transporter le pétrole brut et les produits pétroliers⁸, au moyen de puissantes stations de pompage réparties le long des pipelines;
- les gazoducs, servant à transporter le gaz naturel pressurisé, au moyen de stations de compression réparties le long des pipelines.

Les gazoducs peuvent être convertis en oléoducs, ce qui nécessite de remplacer les stations de compression par des stations de pompage. L'inverse est aussi réalisable.

Pour assurer la sécurité du transport, les entreprises de pipelines exploitent des centres de contrôle ouverts jour et nuit, qui surveillent les données provenant de lecteurs automatisés situés tout au long du réseau et destinés à détecter les fuites et les déversements. En plus du contrôle exercé dans les centres, des inspections visuelles sont faites régulièrement.

Au Canada, les pipelines interprovinciaux ou transfrontaliers sont de compétence fédérale et réglementés par l'Office national de l'énergie (ONÉ). Les pipelines intraprovinciaux sont de compétence provinciale. La Régie du bâtiment veille au respect des normes de construction et de sécurité des équipements pétroliers à risque élevé.

Les pipelines de transport et de distribution s'étendent au Québec sur plus de 12 000 km, traversant plus de 250 municipalités. Neuf compagnies les exploitent : quatre pour le pétrole et les produits pétroliers et cinq pour le gaz. La Côte-Nord, le Nord-du-Québec, le Bas-Saint-Laurent et la Gaspésie, ainsi que certaines MRC comme celle de Bellechasse, ne sont pas intégrés au réseau de distribution de gaz naturel, ce qui représente à la fois un enjeu économique et écologique pour le secteur industriel, qui est un grand consommateur de mazout.

⁸ Strictement parlant, le terme « oléoduc » est réservé aux pipelines transportant du pétrole brut. Dans un objectif de concision, il sera employé dans une acception plus large.

Au Québec, la plupart des oléoducs sont âgés : en calculant leur âge à partir du début de leur construction, ils ont entre 39 et 74 ans, à l'exception de celui de Valero, reliant Lévis et Montréal, qui n'a que quatre ans.

Pour l'ensemble du Canada, l'ONÉ estime à plus de 134 G\$ la valeur des HC transportés en 2013 par les pipelines sous sa juridiction, à un coût approximatif de 7,1 G\$.

La raffinerie Suncor de Montréal est présentement alimentée par l'oléoduc Pipelines Portland Montréal. Depuis 2012, le pipeline Saint-Laurent achemine à partir de Lévis vers la grande région de Montréal, sur une base continue, d'importants volumes de produits pétroliers raffinés.

Pipelines Trans-Nord Inc. exploite un pipeline joignant Montréal et Oakville en Ontario, qui transporte des produits pétroliers raffinés tels l'essence, le diesel, le carburant d'aviation et l'huile de chauffage.

Les livraisons de produits pétroliers par pipeline au Québec s'élevaient, pour les neuf premiers mois de 2014, à 5,9 millions de m³, dont 85 % provenant des raffineries québécoises et le reste, de l'extérieur du Québec. De cette quantité, environ 87 % ont été transférés à l'extérieur de la province.

Le volume de transport du pétrole par pipeline est destiné à augmenter au Canada et aux États-Unis. En effet, la capacité actuelle des infrastructures de transport est inférieure à la capacité de production et ne permet donc pas d'acheminer celle-ci vers plusieurs marchés potentiels. Cela contribue aussi à maintenir un écart de prix important sur les marchés entre le pétrole nord-américain et le pétrole d'autres sources, écart qui est accentué par l'interdiction imposée par le Congrès américain d'exporter du pétrole brut.

Pour pallier cette situation, plusieurs nouveaux projets de pipelines ont été proposés récemment, dont deux qui concernent le Québec :

- le projet d'inversion de la Ligne 9B d'Enbridge consiste à inverser le sens d'écoulement du pétrole de l'oléoduc reliant Sarnia, en Ontario, à Montréal, qui sert présentement à transporter le pétrole brut importé de Montréal vers Sarnia, afin d'alimenter les raffineries québécoises en pétrole de l'Ouest canadien et du Midwest américain. La capacité de transport de l'oléoduc devrait passer de 240 000 à 300 000 barils de pétrole par jour. Ce projet a été approuvé par l'ONÉ;
- le projet Énergie Est de Trans Canada vise à acheminer environ 1,1 Mbp par jour de l'Ouest canadien vers des raffineries et des ports pétroliers de l'est du Canada, afin de faciliter l'accès aux marchés extérieurs. Il comporte notamment la conversion en oléoduc d'un gazoduc existant, la construction de nouveaux oléoducs dans plusieurs provinces canadiennes, dont environ 700 km au Québec, et la construction d'installations connexes, de stations de pompage et de terminaux maritimes.

Le projet Énergie Est n'a pas encore été approuvé par l'ONÉ et le gouvernement du Québec a annoncé que le BAPE mènerait une consultation publique à ce sujet. Il a de plus fait connaître plusieurs conditions nécessaires pour que le projet soit acceptable, concernant la sécurité du public, la protection de l'environnement, la consultation des communautés avoisinantes et des Premières Nations, la création de retombées économiques positives pour la province et l'absence d'effet négatif sur l'approvisionnement du gaz naturel. Le gouvernement ontarien a annoncé qu'il posait les mêmes conditions.

Les principaux avantages du transport d'HC par pipeline sont :

- son coût relativement faible par rapport aux autres modes de transport;
- son efficacité : pour remplacer le transport de 3 Mbp par pipeline, il faudrait plus de 4 000 wagons de chemin de fer ou 15 000 voyages de camions-citernes;

- les émissions de GES très inférieures à celles du transport routier ou ferroviaire (à volume équivalent, 60 fois moins que ce dernier);
- la faible exposition aux conditions climatiques, puisque la majorité des pipelines sont enfouis;
- un bilan de sécurité supérieur à celui du mode ferroviaire.

Les principaux inconvénients sont :

- la perturbation de l'utilisation des terres à des fins agricoles, forestières ou autres, particulièrement pendant la construction du pipeline;
- la gravité potentielle des conséquences environnementales, en cas de fuite majeure.

Le transport maritime

La quantité totale d'HC transportée sur les quelque 1 500 km de la portion québécoise du Saint-Laurent est estimée à 20 millions de tonnes (Mt) et compte pour près de 1 800 voyages de navires par année. En 2011, les chargements/déchargements d'HC dans les ports du Québec représentaient 27 Mt, dont 54 % dans la région de Québec et 37 % dans celle de Montréal.

L'approvisionnement annuel du Québec en pétrole brut était assuré jusqu'en 2013 par plus de 250 pétroliers qui traversaient l'Atlantique, dont un minimum de 80 à 90 d'une capacité d'au moins 150 000 tonnes, qui se rendaient à la raffinerie de Valero à Lévis. Puisque l'approvisionnement provient de plus en plus aujourd'hui des États-Unis et de l'Ouest canadien, en grande partie par mode ferroviaire, il est probable que ce nombre ait diminué.

L'inversion de la Ligne 9B du réseau pipelinier d'Enbridge devrait faire diminuer de façon encore plus importante le nombre de grands navires-citernes provenant de l'étranger à destination de Lévis. Par contre, le nombre de voyages par navire de plus petite capacité devrait augmenter entre Lévis, où se trouve la raffinerie Valero, et Montréal, où sont situés la raffinerie Suncor et un important centre de distribution de produits pétroliers. À cet effet, quelque 150 pétroliers canadiens de moins de 40 000 tonnes de capacité font les livraisons de plus faible volume tout le long du Saint-Laurent.

Les principaux avantages du transport d'HC par navire sont :

- la faible consommation énergétique. Le volume de marchandises transportées par kilomètre parcouru en fonction de la consommation de carburant est le double de celui d'un train et le quadruple de celui d'un camion;
- la faible émission de GES. Selon la dimension du navire, le mode maritime émet de 15 % à 22 % moins de GES que le mode ferroviaire et de 450 % à 534 % moins que le mode routier;
- les faibles conséquences pour la population associées à la construction et à l'entretien des navires et des infrastructures ainsi qu'aux activités de transport;
- le meilleur bilan sécuritaire quant à la probabilité d'atteintes à la sécurité de la population et de dommages importants à l'environnement.

Les principaux inconvénients sont :

- les graves conséquences environnementales et socioéconomiques que peut avoir un seul déversement majeur;
- la sensibilité aux conditions climatiques, notamment à la présence de glaces, qui peut causer d'importants délais et augmenter la probabilité d'accident.

Dans le cadre de la stratégie maritime, le gouvernement a annoncé, dans le budget 2015-2016, qu'il consacrerait 35 M\$ à des programmes destinés à appuyer les solutions de transport intermodal qui incluent le mode maritime, le développement du transport maritime de courte distance et la construction de navires utilisant le gaz naturel liquéfié. Il a aussi prévu 200 M\$ sur cinq ans pour accélérer les investissements dans des projets d'infrastructures portuaires et intermodaux consacrés au transport des marchandises. Ces initiatives devraient contribuer à favoriser le transport des HC par mode maritime, un mode sécuritaire et faible émetteur de GES.

LES ACCIDENTS

Au Canada, les accidents⁹ à déclaration obligatoire impliquant des MD sont passés d'environ 1 000 en 1987 à quelque 800 en 2012, avec une certaine variabilité au cours de la période. La grande majorité de ces accidents se produisent dans les installations (77,5 % en 2012) et sur la route (21,7 % la même année). Le mode ferroviaire ne comptait que pour 0,5 % des accidents jusqu'en 2012.

Le nombre absolu de décès dans des accidents de transport de MD est en constante diminution depuis une dizaine d'années, se situant sous la barre des 20 depuis 2004, à l'exception de 2013, l'année où s'est produit l'accident de Lac-Mégantic. C'est aussi le cas du taux de décès (nombre de décès par nombre d'accidents).

Depuis le début de la décennie 2000, les accidents liés au transport de pétrole brut ont quadruplé, atteignant presque 200 en 2012. Il s'agit du seul type de MD ayant connu une hausse significative du nombre d'accidents, ce qui n'est pas surprenant, compte tenu du fait que le pétrole brut est la MD dont les quantités transportées ont le plus augmenté pendant cette période.

Les accidents touchant des matières dangereuses dans les installations

Quel que soit le mode de transport utilisé, les accidents reliés aux MD, incluant le pétrole, surviennent deux fois plus souvent lors du chargement ou du déchargement dans les installations que pendant le transport lui-même. Or, ces installations sont souvent situées dans des villes.

Ces accidents, qui peuvent toucher plus d'un mode de transport, se produisent à plus de 45 % dans les terminaux routiers, à 25 % dans les terminaux ferroviaires et à près de 5 % dans les terminaux aériens. Les autres se produisent surtout dans les installations d'entreposage en vrac et autres entrepôts. Les accidents causant des déversements se produisent pour la plupart dans les installations portuaires et, à une moindre fréquence, lors des activités de triage dans les installations ferroviaires. La principale cause de tous ces accidents est la défaillance d'équipement, suivie par l'erreur humaine.

Le transfert intermodal tombe souvent sous la juridiction de plus d'un ordre de gouvernement, ce qui est de nature à entraîner des problèmes d'encadrement et d'attribution de responsabilité.

⁹ Sauf dans la section qui lui est explicitement consacrée, les statistiques suivantes n'incluent pas le transport par pipeline.

Les accidents routiers

Entre 1995 et 2012, le nombre d'accidents routiers où l'on retrouvait des MD a oscillé entre 145 et 250 par année au Québec. Ces accidents représentaient de 6 % à 8 % du total des accidents routiers entre avril et septembre, mais jusqu'à 13 % en hiver. Sur les 3 519 accidents avec présence de MD survenus au Québec entre 1995 et 2012, 190 se sont accompagnés d'un déversement, la plupart du temps mineur. Le facteur humain est de loin la principale cause des accidents routiers avec MD, suivi par les intempéries et l'état des équipements.

En ce qui concerne plus particulièrement les HC, on compte en moyenne 32 décès par 1 000 accidents au Québec pour la même période et 43 blessés graves.

Les accidents ferroviaires

Au Canada, en 2012, les accidents ferroviaires ayant eu lieu lors du transport de MD représentaient 12 % des accidents sur le réseau canadien de compétence fédérale. Malgré l'augmentation du transport ferroviaire de pétrole, on a constaté entre 2004 et 2012 une légère baisse du nombre d'incidents ayant causé des déversements. Cependant, 2013, 2014 et le début de 2015 ont connu une hausse significative de ce type d'événements.

Dans le réseau fédéral, plus de 90 % des accidents surviennent hors des voies principales, dont une grande partie à vitesse réduite dans les gares de triage.

Des données sur les accidents survenus sur le réseau qui relève de la compétence du Québec ne sont pas disponibles. On sait cependant que les wagons transportant des MD représentent moins de 5 % de l'ensemble des wagons circulant sur ces réseaux. De plus, l'accident à Lac-Mégantic a mis en lumière le mauvais entretien des voies ferrées.

La cause principale des déraillements de trains est l'état des voies ferrées, suivie de près par les causes liées aux équipements (état des trains, longueur des trains-blocs couplée à la répartition du poids entre les wagons, etc.) et par le facteur humain.

Le transport par pipeline

Le taux d'incidents pour les pipelines (comprenant les événements mineurs, tels que petites défaillances ou déversements de moins de 1,5 m³) est en hausse au Canada depuis quelques années, en partie parce que le Bureau de la sécurité des transports (BST) a clarifié la notion d'incident et que les technologies d'inspection permettent une meilleure détection des petites fuites.

Le taux d'accident (événement plus majeur avec blessures ou décès, ou déversement de plus de 1 000 m³) a peu varié, se situant entre 0,15 et 0,36 par Mbp transportés entre 2004 et 2012.

La très grande majorité des incidents dans lesquels des pipelines sont en cause surviennent dans les provinces de l'Ouest, où se concentre l'industrie d'extraction des HC. Entre 2004 et 2013, sur les 1 167 événements survenus au Canada, 22 se sont produits au Québec, dont aucun n'était majeur. Au cours de cette même période, du pétrole brut était présent dans 49 % des incidents survenus au Canada et du gaz naturel, dans 40 %, ce qui correspond à peu près à leur proportion des produits transportés, le reste étant surtout constitué de produits pétroliers.

Toujours entre 2004 et 2013, il y a eu fuite dans 85 % des événements, mais moins de 1 % ont causé des dommages environnementaux et il n'y a eu des victimes que dans 0,3 % des cas. Durant cette période, 20 événements ont causé des déversements de plus de 1 000 m³ (6 300 barils) au Canada, soit 2 % de tous les événements, mais aucun au Québec.

La principale cause des incidents pipeliniers est la rupture de pipeline, causée principalement par des fissurations et par la dégradation du métal. Bien que l'on n'ait constaté aucune corrélation directe entre l'âge des pipelines installés au Canada et les incidents rapportés, il est raisonnable de penser que plus ces pipelines avanceront en âge, plus ils seront sujets à des bris si leur entretien est déficient. Or, la plupart des oléoducs au Québec ont plus de 40 ans.

En ce qui a trait plus particulièrement aux déversements majeurs, une autre cause réside dans les défaillances ou les fuites non détectées ou détectées trop tard par le système de contrôle central, en raison :

- de procédures inefficaces ou de la formation inadéquate du personnel;
- de senseurs externes qui ne sont pas assez sensibles pour détecter les fuites très légères, bien que la technologie existe.

De plus, aucune réglementation n'oblige présentement l'installation de valves à fermeture automatique en cas de détection de fuite.

Les accidents maritimes

À l'échelle internationale, le nombre et le volume totaux de déversements ont considérablement diminué depuis les années 1970, et ce, bien qu'il y ait eu augmentation notable du transport d'HC.

Tous navires confondus, on observe une tendance à la baisse du nombre d'incidents/accidents sur le Saint-Laurent depuis 1980, avec certaines périodes de recrudescence.

Entre 1980 et 2013, 433 incidents/accidents sur le Saint-Laurent concernaient des pétroliers, quatre des gaziers et 130, des chimiquiers. De ce nombre, trois pétroliers furent déclarés perte totale, dont l'un fut responsable d'un déversement de 185 tonnes¹⁰.

Les principales causes des accidents survenus sur le fleuve sont l'échouement et les problèmes mécaniques, suivis de l'incendie/explosion et de la collision/contact.

Le taux d'incidents/accidents, calculé en fonction du nombre de voyages (mouvements d'un endroit à l'autre) sur le fleuve, est très inférieur pour les navires canadiens (0,025 %), comparativement aux navires enregistrés à l'étranger. Le taux le plus élevé est celui de Panama (1,923 %).

L'ENCADREMENT LÉGAL ET NORMATIF DU TRANSPORT DES HYDROCARBURES

Au Canada, tous les modes de transport des HC, à l'exception des pipelines, sont assujettis à la Loi de 1992 sur le transport des marchandises dangereuses et au règlement afférent, qui prévoient notamment :

- des normes et des règles de sécurité;
- la signalisation obligatoire de la présence et du type de dangers potentiels;
- des critères de formation du personnel;
- l'obligation de disposer de plans de protection de l'environnement et de plans d'urgence. Ces plans doivent démontrer que l'entreprise a à sa disposition l'expertise technique et le matériel requis pour intervenir en cas d'urgence.

¹⁰ À titre de comparaison, l'Exxon Valdez en a déversé environ 40 000 t.

Le transport routier

En vertu des pouvoirs et de la compétence du Québec en matière de transport routier, le Règlement sur le transport des marchandises dangereuses (RTMD), adopté en vertu du Code de la sécurité routière, incorpore par référence les dispositions du règlement fédéral. En outre, la Loi concernant les propriétaires, les exploitants et les conducteurs de véhicules lourds met en place des mécanismes de suivi et d'évaluation de leur comportement, pouvant aller jusqu'à la suspension du droit de mettre en circulation ou de conduire un véhicule lourd.

La Loi sur l'assurance automobile prévoit que le propriétaire ou l'exploitant d'un véhicule lourd transportant des MD doit détenir une assurance responsabilité minimale de 2 M\$.

Le transport ferroviaire

En plus de la Loi de 1992 sur le transport des marchandises dangereuses et du règlement afférent, le transport ferroviaire de compétence fédérale est régi par les lois suivantes et les règlements en découlant :

- la Loi sur les transports au Canada, qui traite notamment de la construction et de l'exploitation des chemins de fer;
- la Loi sur la sécurité ferroviaire et la Loi améliorant la sécurité ferroviaire, qui autorisent le ministre des Transports à prendre des règlements et à émettre des règles et des lignes directrices pour améliorer la sécurité de tous les aspects du transport ferroviaire, notamment le transport des MD. C'est en vertu des pouvoirs qui lui sont conférés par ces lois que la ministre a imposé, en 2014, des normes de construction beaucoup plus exigeantes pour les wagons-citernes, normes qui ont de nouveau été resserrées en mars 2015 (pour une application d'ici 2025) à la suite des accidents survenus récemment en Amérique du Nord. En février 2015, a aussi été imposée l'obligation pour les entreprises de chemin de fer transportant du pétrole et autres liquides inflammables de détenir une assurance responsabilité minimale, établie en fonction de la quantité transportée et pouvant aller jusqu'à un milliard de dollars. Par ailleurs, ces entreprises sont responsables de la totalité des dommages qui peuvent survenir, quelles que soient les circonstances.

Les règlements afférents exigent que les transporteurs se donnent un plan officiel d'évaluation et de gestion des risques et présentent annuellement au ministre leurs processus de gestion des risques. Par ailleurs, les compagnies de transport ferroviaire de compétence provinciale, mais circulant sur des voies de compétence fédérale (par exemple, celles du CN et du CP), ont maintenant elles aussi l'obligation d'élaborer et de mettre en œuvre un système d'évaluation et de gestion des risques et de détenir le même type d'assurance responsabilité.

Quant au transport ferroviaire de compétence provinciale, il est régi par :

- la Loi sur les chemins de fer et son règlement, contenant notamment des dispositions sur les documents requis pour obtenir un certificat d'aptitude de la CTQ;
- la Loi sur la sécurité du transport terrestre guidé et son règlement : ce dernier renvoie aux dispositions du règlement fédéral sur le transport des MD qui concernent directement le transport ferroviaire et exige une assurance responsabilité civile minimale de 10 M\$ pour le transport de ces matières.

Le transport par pipeline

Pour les pipelines de compétence fédérale, l'Office national de l'énergie (ONÉ) applique sa loi constitutive ainsi que le Règlement sur les pipelines terrestres, selon lesquels :

- il doit approuver les nouvelles installations et les modifications aux installations existantes;
- il peut mener des inspections en tout temps;
- les entreprises ont l'obligation d'embaucher des inspecteurs qualifiés et d'avoir à leur disposition, par contrat ou autrement, des équipes d'urgence disponibles en tout temps;
- elles doivent aussi avoir des programmes de protection environnementale, de gestion de la sécurité et de la sûreté ainsi qu'un programme d'intervention en cas d'urgence approuvés par l'ONÉ. Ces programmes doivent être accompagnés de formation continue et d'exercices réguliers à cet effet.

Le gouvernement fédéral a présenté en décembre 2014 un projet de loi :

- donnant à l'ONÉ le pouvoir d'exiger que les technologies les plus efficaces soient utilisées dans les projets de pipelines. Cela s'applique notamment aux matériaux, aux méthodes de construction et aux techniques d'intervention en cas d'urgence;
- rendant plus faciles d'accès pour la population et les municipalités les documents relatifs à la sécurité des pipelines;
- maintenant la responsabilité des entreprises propriétaires pour les pipelines qui ne sont plus exploités;
- prévoyant que les sociétés exploitant de grands oléoducs doivent dorénavant avoir des ressources financières suffisantes pour assurer des dommages éventuels d'au moins 1 G\$, tout en demeurant responsables des dommages excédentaires, quelles qu'en soient les circonstances.

Le gouvernement a aussi annoncé qu'il augmenterait significativement les inspections et vérifications annuelles. Par ailleurs, les associations canadiennes d'entreprises de pipelines, qui regroupent toutes les principales entreprises œuvrant dans le secteur, ont élaboré de nombreux guides, des normes et des règles de sécurité à l'intention de leurs membres.

Pour les pipelines de compétence provinciale (gazoducs de distribution et Pipeline Saint-Laurent de Valero) :

- la compétence de la Régie de l'énergie se limite à la régulation des tarifs pour la distribution du gaz naturel;
- la Régie du bâtiment est responsable du respect des normes et des exigences des codes de construction et de sécurité pour ces infrastructures.

On a pu constater récemment que plusieurs segments du pipeline Saint-Laurent, construit en 2011, présentaient déjà des signes de corrosion.

Le transport maritime

Le Canada est signataire de plusieurs conventions internationales développées par l'Organisation maritime internationale (OMI), un organisme de l'ONU. Ces conventions ont trait au droit de la mer, à la sûreté et à la sécurité maritimes, à la prévention de la pollution ainsi qu'à la responsabilité et à la compensation de dommages. Le Canada a aussi des ententes avec les États-Unis, qui couvrent le transport des HC dans des zones côtières spécifiques.

Le transport maritime (incluant le transport sur le fleuve Saint-Laurent et sur le golfe) est de compétence exclusivement fédérale. Outre la Loi de 1992 sur le transport des marchandises dangereuses, il est régi notamment par les lois suivantes et leurs règlements :

- la Loi de 2001 sur la marine marchande, par laquelle les conventions internationales signées par le Canada sont intégrées dans la législation canadienne. De nombreux règlements en découlent qui, notamment, établissent les normes de construction des navires (par exemple, l'obligation pour les navires transportant des HC d'avoir une double coque), déterminent les tests et les vérifications pour les citernes, fixent la fréquence des inspections et établissent les formations spécialisées requises.

Ces règlements obligent également les transporteurs maritimes à détenir un plan d'intervention d'urgence agréé par Transports Canada, à mener régulièrement des exercices de préparation aux situations d'urgence et, pour les exploitants de navires-citernes, à conclure une entente avec un organisme d'intervention accrédité en cas de déversement majeur. Ces obligations s'étendent aux propriétaires ou exploitants des installations de manutention utilisées par les transporteurs exploitant des navires-citernes.

- la Loi sur le pilotage, définissant les zones de pilotage obligatoire, dont celles du fleuve Saint-Laurent, et permettant aux administrations de pilotage d'établir leurs propres règlements;
- la Loi sur la prévention de la pollution des eaux arctiques et ses règlements, qui déterminent les normes de construction requises et les exigences en termes d'équipements de navigation et de qualification des officiers de navigation, pour les navires circulant dans les eaux arctiques, dont la zone de navigation limitrophe aux côtes du nord du Québec;
- la Loi et le Règlement sur la responsabilité en matière maritime, qui instaurent des fonds d'indemnisation de dommages environnementaux et des modalités de contribution des armateurs à ces fonds. En conjonction avec les assurances responsabilités privées détenues par ceux-ci, ces fonds permettent une indemnisation maximale de 1,32 G\$us par événement.
- la Loi et le Règlement sur la sûreté du transport maritime, qui déterminent les rôles et les responsabilités de chacun et instaurent l'obligation de produire une déclaration de sûreté pour certains types de marchandises, dont les HC.

Le transport intermodal et les opérations de transbordement

L'encadrement qui s'applique au transport des MD, incluant les HC, relève de divers ordres de gouvernement ainsi que de différents organismes de réglementation. Cette situation fait en sorte que les limites ne sont pas toujours claires en matière de responsabilité des entreprises impliquées dans des opérations de transbordement ou de transport intermodal (incluant les activités de stockage temporaire).

Les connaissances à compléter

Peu de données sur le transport routier d'HC sont disponibles pour le Québec. Les données disponibles ont surtout trait aux MD en général et plusieurs datent de l'Enquête origine-destination menée par le ministère des Transports du Québec en 2006. De la même façon, il existe très peu de données sur le transport ferroviaire d'HC au Québec, particulièrement pour les entreprises de compétence québécoise.

Il ne sera pas possible, dans le temps imparti pour l'ÉES, de remédier à ces lacunes, mais le rapport de l'ÉES contiendra des recommandations visant à les combler.

En ce qui concerne les pipelines, le projet Énergie Est a fait ressortir le besoin d'obtenir une recension détaillée des risques associés à la traverse de cours d'eau (incluant le fleuve) et des meilleures techniques et pratiques applicables dans un tel cas. Une étude est prévue à cet effet ([Réf. : GTRA03](#)).

Par ailleurs, compte tenu du fait qu'une portion importante des accidents associés au transport de MD se produisent lors des transbordements, il est nécessaire dans les travaux subséquents de l'ÉES de faire une étude approfondie sur le transport intermodal et sur les opérations de transbordement pour mieux connaître les circonstances de ces accidents et déterminer les imprécisions et les lacunes dans l'encadrement légal et réglementaire ([Réf. : GTRA01](#)).

Enfin, pour être efficace, l'encadrement doit s'accompagner de mesures adéquates de contrôle et de suivi de la part des autorités de régulation. La seconde phase de l'ÉES contiendra donc un état de situation sur ces mesures ([Réf. : GTRA02](#)).

LES EFFETS SOCIOÉCONOMIQUES POTENTIELS DU DÉVELOPPEMENT ET DU TRANSPORT DES HYDROCARBURES DANS DES CONDITIONS NORMALES ET LES MESURES D'ATTÉNUATION POSSIBLES

Les deux principaux facteurs d'influence sur les effets socioéconomiques potentiels à l'échelle des communautés locales et régionales sont :

- les caractéristiques socioéconomiques de la communauté. Par exemple, les communautés de petite taille ou qui sont situées en région éloignée ont généralement davantage de difficultés à s'adapter aux nouvelles industries. En contrepartie, ce sont souvent ces communautés dont l'économie bénéficie proportionnellement le plus de cette arrivée, du moins à court terme;
- l'intensité et le rythme des activités sur le territoire : plus le développement est important et plus il est rapide, plus les effets potentiels sont considérables. De même, les effets dépendent de la quantité et du type d'infrastructures, de même que de leur rythme d'implantation.

Certaines conséquences sont concrètes et assez facilement quantifiables; c'est le cas, par exemple, d'une augmentation du coût du logement ou de l'utilisation de services publics, ou encore d'une hausse des recettes des commerces. D'autres sont plus subjectives, comme la perception d'une diminution de la qualité de vie ou d'une croissance des iniquités sociales. Toutes ont leur importance et doivent être prises en compte dans la mesure du possible.

LES ACTIVITÉS D'EXPLORATION ET D'EXPLOITATION DES HYDROCARBURES

Le tableau 4 présente les types d'effets socioéconomiques pouvant être engendrés par des opérations normales d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures (HC) et les mesures qui peuvent leur être associées : mesures de planification et de prévention, mesures d'atténuation et de correction, mesures de compensation et mesures de maximisation des bénéfices. Plusieurs concernent tant les communautés touchées par l'exploitation en milieu terrestre que les communautés côtières touchées par l'exploitation en milieu marin. D'autres sont plus spécifiques aux unes ou aux autres.

LE TRANSPORT DES HYDROCARBURES

Le tableau 5 recense les types d'effets socioéconomiques potentiels des modes de transport d'HC et les mesures d'atténuation qui leur sont associées. Comme le tableau 4, ce tableau ne traite que des effets dans des conditions normales d'exploitation¹¹.

¹¹ Le lecteur est invité à consulter le chapitre suivant pour les conséquences en cas d'accident.

Tableau 4

Effets socioéconomiques potentiels du développement des hydrocarbures dans des conditions normales et mesures d'atténuation possibles

Types d'effets	Causes principales	Mesures d'atténuation
De tous ordres : nuisances, effets « boomtown », conflits d'usage, etc. (T, M)	Diverses (détails dans le reste du tableau)	- Prise en compte des caractéristiques socio-économique 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. - Encadrement légal et réglementaire visant à minimiser les conséquences négatives (par exemple, interdictions ou distances séparatrices) - Guide des meilleures pratiques - Adoption par l'entreprise d'un énoncé et de pratiques 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 - Imposition d'une période d'attente lorsque le développement semble progresser trop rapidement pour les communautés locales
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 de l'exploitation, particulièrement la fracturation hydraulique - Camionnage (transport des liquides de fracturation et des eaux usées) N. B. Tous les effets et les mesures associés au transport sont traités dans le tableau 5	- Imposition de distances séparatrices - Modélisation sonore faite par l'entreprise aux abords des opérations - Utilisation d'équipements à bruit réduit - Utilisation d'équipements à l'intérieur d'enceintes acoustiques ou de bâtiment fermés (ex. : stations de traitement du gaz en Pennsylvanie) - Installation d'écrans acoustiques - 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, fracturation) pendant la nuit - Transmission des horaires de forage aux résidents vivant à proximité

Types d'effets	Causes principales	Mesures d'atténuation
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, en les dirigeant 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, menaces à la sécurité publique (T)	Trop faible distance entre les puits de forage et certains bâtiments ou installations	Distances minimales établies par règlement entre les puits et les chemins publics, voies ferrées, pipelines de transport, lignes électriques à haute tension, aéroports, habitations et 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 - peuvent obstruer un point d'observation ou un panorama - peuvent contraster avec l'environnement d'insertion et induire une perte de valeur esthétique	- Encadrement réglementaire (existe dans certains États américains, mais pas au Québec) - En concertation avec le milieu municipal, étude de caractérisation des paysages par l'entreprise, identification des caractéristiques propres au site (environnement, topographie, etc.) - Utilisation d'écrans naturels, en mettant à profit la topographie et la végétation existantes et en maximisant la végétalisation - Bande de végétation tampon entre la plateforme et les routes - Utilisation d'équipements à impacts visuels moindres - 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
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

Types d'effets	Causes principales	Mesures d'atténuation
Effets « boomtown » 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; - 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; - perception d'iniquité et diminution de la cohésion sociale en raison de la répartition asymétrique des avantages et des inconvénients. N.B. L'intensité des effets « boomtown » dépend étroitement de la taille, du profil socioéconomique et de l'état de préparation de la communauté d'accueil	• 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 • Aide financière de l'entreprise pour procéder à la mise à niveau requise des infrastructures et des services publics, incluant les services sociaux • Partage des redevances 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

Types d'effets	Causes principales	Mesures 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	• Toutes les activités	• Création d'un comité entreprise-communauté pour maximiser les retombées économiques locales et régionales • Politique d'achats locaux et régionaux par l'entreprise • Programmes de formation et d'apprentissage pour la main-d'œuvre locale et régionale • 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 infrastructures; - de fonds régionaux d'innovation et de diversification économique • Préparation des communautés à la période post-opérations
Changements dans 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 avec l'eau d'un puits - tendent à s'atténuer progressivement (minimum de deux ans) 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 possible, mettre en place des mesures d'atténuation

Types d'effets	Causes principales	Mesures d'atténuation
Conflits d'usage entre l'exploration/l'exploitation des hydrocarbures et les autres activités économiques En général (T, M) 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. Pêche/aquaculture/chasse aux phoques (M) - inaccessibilité de certaines zones de pêche ou de chasse; - baisse du rendement de l'activité; - baisse 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 - dommage aux bateaux ou aux engins de pêche; - effets positifs sur la pêche de certaines espèces, s'il y a création de récifs artificiels	• Toutes les activités • Toutes les activités • Plateformes et infrastructures sous-marines • Bruit et vibration des levés sismiques	• Concurrence pour la main-d'œuvre locale et régionale : attraction des travailleurs vers l'industrie des hydrocarbures (salaires élevés) et tendance à la hausse des salaires dans les autres activités économiques • Remise en état rapide des terres à la fin de chaque phase d'opération • Minimisation 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 • Minimisation 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 clôture pour isoler le bétail des sites d'activités • Mesures de communication publique par l'entreprise visant à réduire la perception négative associée à ses activités • 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 au sein des communautés et par des avis à la population • Mesures de compensation financière pour les dommages aux bateaux ou aux engins de pêche et pour les pertes de revenus associées à la diminution nette du nombre de prises

Types d'effets	Causes principales	Mesures 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 versus effet négatif relié à la baisse de fréquentation des touristes (T, M); - excursions d'observation des mammifères marins (M).	• Toutes les activités • Toutes les activités • Levés sismiques	• Mesures précitées visant à atténuer l'impact des activités relatives aux hydrocarbures sur les zones d'intérêt particulier, sur la qualité du paysage et sur le bruit (voir aussi tableau 5 pour les mesures relatives au camionnage) • Mesures de compensation financière pour les pertes de revenus touristiques • 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

Légende : T : Effets en milieu terrestre
M : Effets en milieu marin

Tableau 5**Effets socioéconomiques potentiels du transport d'hydrocarbures dans des conditions normales et mesures d'atténuation possibles**

Mode	Types d'effets	Mesures d'atténuation
Camionnage	• Risque accru pour la sécurité des autres utilisateurs routiers (accrochages, collisions) • Bruit • Congestion routière	• 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 de l'accès à certaines routes ou du camionnage à des moments spécifiques : 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/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
Ferroviaire	• Bruit, impact visuel, sécurité • Incidence de la congestion imputable au transport des hydrocarbures sur les autres activités (transport d'autres marchandises, transport de passagers)	• Obligation des municipalités d'informer les sociétés de chemin de fer des projets d'affectation de terrains situés à proche distance des voies (ex. à moins de 300 m) • Installation de passages à niveau sécuritaires
Pipeline	• Perturbation notamment des activités agricoles et forestières, surtout pendant la phase de construction	• Choix du tracé de façon à minimiser la surface occupée ainsi que les effets : lorsque possible, privilégier les emprises existantes et les périmètres des terrains, éviter les sols les plus productifs • Minimisation de la durée des travaux de construction • Protection du sol arable pendant la construction : utilisation d'équipement propre, récupération et entreposage de la couche arable afin de 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 possible dans son état initial • Pour l'entretien des canalisations, prise en compte des périodes sensibles pour la culture • Compensation financière suffisante aux propriétaires des terres traversées, y compris une compensation pour les pertes de rendement, le cas échéant
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 minimiser les conflits d'usage

Les connaissances à compléter

L'ÉES sur les gaz de schiste et le rapport du BAPE sur les enjeux liés à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent ont permis de brosser un portrait socioéconomique des communautés régionales qui seraient touchées par ces activités dans ce bassin potentiel de production et d'en tirer des conclusions sur les effets socioéconomiques potentiels. Cet exercice n'a pas été fait pour les bassins terrestres de la Gaspésie, du Bas-Saint-Laurent et d'Anticosti, et il l'a été partiellement pour les zones côtières dans le cadre des deux ÉES portant respectivement sur l'estuaire et sur le golfe du Saint-Laurent.

Pendant la seconde phase de l'ÉES globale en cours, une étude sera donc réalisée pour faire un inventaire des usages territoriaux et des caractéristiques socioéconomiques des communautés dans les bassins qui disposent d'un potentiel en HC, à l'exception de celui des basses-terres (Réf. : GSOC01).

Par ailleurs, le bilan des connaissances n'a pas permis d'acquérir des informations quant à l'effet potentiel sur la richesse foncière d'une municipalité de la présence de pipelines ou de voies ferrées par lesquels transitent des matières dangereuses. Dans les travaux de la seconde phase de l'ÉES, une étude analysera cet impact (Réf. : GECN07).

L'île d'Anticosti

L'île d'Anticosti constitue une municipalité, appelée Île-d'Anticosti, qui fait partie de la MRC de Minganie, dans la région administrative de la Côte-Nord.

Lors du recensement de 2011, la population de l'île était de 240 habitants, résidant tous dans le village de Port-Menier, qui constitue la seule agglomération de l'île.

En matière d'infrastructures et de services publics, on retrouve notamment sur l'île une centrale thermique pour la production d'électricité, un aéroport, une école (dont les cours vont jusqu'au secondaire II), un dispensaire et quelques infrastructures culturelles et sportives.

L'activité économique sur l'île est principalement orientée vers le récréotourisme : chasse, pêche, villégiature et observation des mammifères. Au chapitre de la conservation, l'île compte un parc national, le Parc national d'Anticosti, et deux réserves écologiques.

Anticosti est reconnue pour son cheptel de cerfs de Virginie et ses 24 rivières à saumon. On y trouve trois pourvoiries, dont une de la Société des établissements de plein air (Sépaq), et près de 125 km de sentiers de randonnée pédestre. Elle accueille annuellement plus de 4 000 chasseurs et de nombreux pêcheurs. L'exploitation forestière y a été pratiquée intensivement à quelques reprises par le passé mais elle l'est aujourd'hui de façon sporadique. L'île est entourée de trois aires d'activité de pêche commerciale.

Anticosti compte aussi un patrimoine historique : l'ancien village de l'Anse-aux-Fraises, le cimetière et le phare de la Pointe Sud-Ouest. Sur le plan paléontologique, elle est renommée pour la présence de fossiles. Enfin, on peut également observer des épaves au sud de l'île.

La majorité des emplois sont saisonniers. Une bonne partie des habitants sont donc sans emploi durant l'hiver. La communauté est petite et isolée, ce qui pose des contraintes au développement.

Pour connaître et, lorsque possible, quantifier les effets socioéconomiques d'un éventuel développement des HC sur l'île, une étude de caractérisation socioéconomique plus fine de la population d'Anticosti et de celle de la MRC de Minganie sera réalisée dans le cadre de l'ÉES spécifique à Anticosti. Ces données permettront, dans la seconde phase de l'étude, en collaboration avec la population de l'île, d'établir les principaux changements attendus en lien avec des scénarios plausibles de développement des HC, notamment sur la démographie, les infrastructures et les services municipaux, le logement, les services médicaux et les activités économiques existantes. Un troisième volet sera consacré à évaluer les capacités d'adaptation de la population et à déterminer des mesures d'atténuation des impacts négatifs et de maximisation des impacts positifs (Réf. : [ASOC01](#)).

LES ACCIDENTS ET LES DÉVERSEMENTS MAJEURS ET L'ENCADREMENT RELATIF AUX SINISTRES

Parmi les principales préoccupations suscitées par l'industrie des hydrocarbures (HC), on trouve les risques et les impacts d'accidents et de déversements majeurs. L'encadrement légal et normatif de cette industrie vise en premier lieu à prévenir ces événements, mais il doit aussi établir les meilleures pratiques en matière de préparation et d'intervention en cas de sinistre.

Divers événements accidentels peuvent se produire lors des activités associées à l'industrie des HC : explosions, incendies, fuites et déversements majeurs. Les produits toxiques en cause peuvent être du pétrole brut ou des produits pétroliers raffinés, mais aussi des produits chimiques comme ceux utilisés dans les activités d'extraction et de traitement et dans les raffineries.

Quel que soit le type d'événements, les travailleurs, la population à proximité et les premiers répondants sont les personnes les plus à risque de subir des répercussions importantes.

Les événements ayant le plus fort potentiel d'impacts majeurs sur l'environnement sont ceux qui surviennent en mer, car il est alors particulièrement difficile de contenir les dommages environnementaux. Ces événements peuvent concerner des pétroliers, par exemple en cas d'échouement ou de collision; ils peuvent aussi survenir sur les plateformes d'exploitation extracôtières, où la gestion des risques est complexifiée par la présence d'un grand nombre de sous-traitants spécialisés.

Les fuites ou les bris importants de pipelines qui ne sont pas détectés rapidement peuvent aussi entraîner des déversements majeurs. Il en est de même pour les déraillements de train, quoique les déversements sont alors de moins grande ampleur. Cependant, ils comportent davantage de danger pour la population avoisinante. Les accidents ferroviaires se produisant à proximité de populations sont particulièrement préoccupants à cet égard.

Plusieurs événements majeurs se sont produits récemment en Amérique du Nord, ce qui démontre que toutes ces activités comportent un risque non négligeable : la tragédie ferroviaire de Lac-Mégantic en 2013 et, en 2010, l'accident pipelinier de la rivière Kalamazoo au Michigan et celui de la plateforme Deepwater Horizon dans le golfe du Mexique.

Parmi les facteurs contributifs établis lors des enquêtes sur ces accidents, on relève une culture de sécurité déficiente dans l'entreprise, une gestion des risques inefficace, la formation inadéquate des travailleurs, un mauvais entretien des équipements et une surveillance insuffisante de la part des organismes de réglementation.

LES IMPACTS POTENTIELS DES ACCIDENTS ET DES DÉVERSEMENTS MAJEURS

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'HC 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 glaces, température (les HC se dégradent plus rapidement à la chaleur);

- la population humaine à proximité (population riveraine dans les cas de déversements maritimes);
- 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 produits de nettoyage employés (dispersants ou émulsifiant), lesquels, dans certaines circonstances, ont eux-mêmes des effets toxiques, parfois mal connus.

Les impacts peuvent être de différentes natures :

- impacts sur la santé humaine : décès et blessures lors d'incendie ou d'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;
- impacts environnementaux en milieu terrestre : contamination des sols et des aquifères, destruction d'habitats sensibles pour la faune et la flore;
- 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;
- 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, les canards, les tortues de mer et les cétacés peuvent voir leur espérance de vie réduite après un sinistre maritime, comme celui de l'Exxon Valdez. D'autres impacts, qui se font sentir immédiatement comme ceux sur les pêches ou le tourisme, peuvent perdurer en raison d'un effet de réputation persistant, qui peut même s'étendre au-delà de la zone d'influence du déversement. De même, des effets psychosociaux sont souvent constatés chez les personnes touchées, 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. De plus, le fleuve et le golfe du Saint-Laurent sont des zones périodiquement envahies par la glace.

L'intervention contre un déversement de pétrole en mer est toujours difficile, comme en témoigne l'accident du Deepwater Horizon, mais une telle intervention en période froide, particulièrement en présence de glace, est fondamentalement différente d'une intervention en période plus chaude et pose des défis considérables. Les répondants doivent comprendre les propriétés du pétrole et des dispersants dans ces conditions pour adopter la meilleure stratégie possible.

Le cas particulier du golfe du Saint-Laurent

Deux études en sont arrivées à la conclusion que les conséquences d'un déversement majeur dans le golfe du Saint-Laurent pourraient être sévères et couvrir une vaste zone. Une étude de Bourgault et coll. (2014) s'est intéressée aux conséquences potentielles d'un déversement accidentel sur le site du gisement Old Harry et en est arrivée à la conclusion que, 30 jours après le déversement, tout l'est du golfe serait atteint à divers degrés par celui-ci.

Une deuxième étude, réalisée en 2014 pour le compte de Transports Canada, évalue les risques liés aux déversements d'hydrocarbures dans les eaux canadiennes au sud du 60^e parallèle. Cette étude a conclu qu'en combinant la probabilité d'un déversement de grande taille et l'indice de sensibilité environnementale, l'estuaire et le golfe du Saint-Laurent font partie des zones les plus à risque au Canada et qu'il est important d'adapter à chaque zone les efforts de préparation à un déversement.

L'ENCADREMENT LÉGAL, NORMATIF ET OPÉRATIONNEL RELATIF AUX SINISTRES

L'encadrement relatif aux sinistres au Canada et au Québec est basé sur deux principes fondateurs : un modèle d'intervention public-privé et le principe du pollueur-payeur.

L'encadrement environnemental

Le Règlement sur les urgences environnementales, adopté en vertu de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement, prévoit les modalités de gestion des conséquences qu'ont sur l'environnement et sur la santé humaine les substances toxiques et nocives et oblige les responsables des actions ayant engendré ces conséquences à agir pour les contrer.

Dans le même ordre d'idées, le Règlement sur les matières dangereuses, adopté en vertu de la Loi québécoise sur la qualité de l'environnement, prévoit que quiconque rejette une matière dangereuse dans l'environnement doit sans délai faire cesser le déversement, aviser le ministre, récupérer la matière dangereuse et enlever toute matière contaminée non nettoyée ou traitée sur place. De plus, en cas de déversement majeur, les responsables ont l'obligation de nettoyer les lieux tout en présentant un plan de réhabilitation visant à protéger les êtres humains, les autres espèces vivantes, l'environnement en général ainsi que les biens, accompagné d'un calendrier d'exécution.

Notons également qu'Environnement Canada gère le système de gestion d'urgences environnementales, qui contient des données et des cartes des aires sensibles et qui indique dans ces aires les composantes biologiques et humaines susceptibles d'être touchées par un déversement accidentel d'hydrocarbures ainsi que les mesures à prendre et leur ordre de priorité.

L'encadrement général en matière de sécurité civile

Au Québec, en vertu de la Loi sur la sécurité civile, chaque MRC doit adopter un schéma de sécurité civile, dont découlent des plans de sécurité civile. Chaque municipalité est responsable des interventions d'urgence sur son territoire. À cet effet, la loi contient des dispositions relatives à la déclaration obligatoire des activités génératrices de risques à la municipalité où se situe la source du risque, ainsi qu'à l'établissement et au maintien de procédures de surveillance et d'alerte.

Élaboré en vertu de la même loi par le ministère de la Sécurité publique (MSP), en collaboration avec les autres ministères et organismes gouvernementaux concernés, le Plan national de sécurité civile (PNSC) prévoit le partage des responsabilités des autorités selon leurs compétences respectives, l'organisation des ressources gouvernementales sous la responsabilité de l'Organisation de la sécurité civile du Québec (OSCQ) pour pouvoir réagir plus rapidement à différents types de sinistres, ainsi que des modes simplifiés de prise de décision.

L'encadrement relatif aux accidents majeurs des activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures

Actuellement, la Loi sur les mines prévoit que le ministre a le pouvoir d'exiger du responsable d'une émanation de gaz naturel de remédier à la situation ou, à défaut, de faire exécuter les travaux aux frais de celui-ci. Le Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains prévoit le versement par l'entreprise d'une garantie d'exécution qui sera utilisée, si besoin est, pour procéder aux travaux de fermeture d'un puits ou aux travaux de réaménagement et de restauration d'un site laissé en l'état par l'entreprise à la fin de ses activités d'exploration ou d'exploitation.

Le Règlement exige que les entreprises détiennent une assurance responsabilité civile minimale de 1 M\$. Dans le cas d'Anticosti, en vertu d'un arrêté ministériel édicté en juillet 2014, le ministre a exigé que cette assurance soit portée à 10 M\$.

La loi prévoit également que les entreprises d'exploration et d'exploitation des HC élaborent des plans d'urgence, mais il n'est pas obligatoire que ceux-ci tiennent compte des spécificités de chaque site d'activités.

Par ailleurs, les obligations prévues en vertu des lois et règlements relatifs au transport maritime ne s'étendent pas aux plateformes extracôtières d'exploitation des HC, mais le gouvernement canadien a annoncé son intention de remédier à cette lacune dans un avenir prochain. Ainsi, les entreprises opérant sur de telles plateformes devraient élaborer un plan d'urgence, former leur personnel aux situations d'urgence, mener régulièrement des exercices de préparation et détenir une entente avec un organisme d'intervention accrédité par Transports Canada en cas de déversement majeur.

LES MESURES DE PRÉPARATION AUX ACCIDENTS ET AUX DÉVERSEMENTS

Les sociétés pipelières mènent de manière régulière, sur une base volontaire, des exercices d'intervention d'urgence sur le terrain, qui comportent le déploiement d'équipement spécialisé et la participation des intervenants de première ligne. Une unité de vigilance permanente a été récemment créée, qui regroupe ministère et organismes gouvernementaux, municipalités et entreprises pipelières. Cette unité s'assure que la formation des intervenants d'urgence est adaptée aux besoins, que des mesures appropriées de protection des plans d'eau sont en place et que l'entreprise dispose de plans d'intervention d'urgence (PIU) complets et adéquats.

En matière maritime, en plus de diverses autres normes et directives, Transports Canada a publié des documents afférents à des problématiques précises : la navigation hivernale sur le fleuve et le golfe du Saint-Laurent, la navigation des pétroliers dans les zones de glace de l'Est du Canada et le transbordement du pétrole, des produits chimiques et des gaz liquéfiés entre deux navires.

La Garde côtière canadienne (GCC) a mis sur pied, au début des années 2000, un programme d'action communautaire pour les communautés susceptibles d'être touchées par un éventuel déversement d'HC en mer visant à les aider à développer un volet maritime dans leur plan d'urgence. Le MSP et le MDDELCC se sont associés à la GCC pour mettre en place ce programme au Québec. En ont résulté, notamment, une procédure provinciale sur l'alerte en cas de déversement maritime en 2011 et l'élaboration de lignes directrices pour guider les intervenants en 2014. La GCC a l'intention de poursuivre, dans les prochaines années, une action directe de prévention auprès des communautés côtières.

Le MDDELCC élabore présentement un guide sur les meilleures méthodes d'intervention en cas de déversement maritime d'HC pétroliers, qui devrait paraître à la fin de l'année 2015. De plus, dans le budget 2015-2016, le gouvernement a annoncé un appui de 3,4 M\$, au cours des cinq prochaines années, à l'acquisition de connaissances sur les risques environnementaux associés au transport maritime, à l'expertise et à la prise de décision aux fins de la préparation et de l'intervention d'urgence à l'échelle locale, régionale et provinciale relativement aux déversements d'HC en milieu marin.

LES PROCÉDURES D'INTERVENTION EN CAS D'ACCIDENT OU DE DÉVERSEMENT MAJEUR

Le transporteur impliqué dans un accident ou un déversement majeur est responsable de contenir les dommages et d'assurer la sécurité des personnes impliquées ou exposées et la protection de l'environnement.

Transports Canada appuie les interventions d'urgence et les premiers intervenants par l'intermédiaire du Centre canadien d'urgence transport (CANUTEC). Ce centre, en service jour et nuit, peut interpréter les renseignements techniques et donner des conseils en intervention d'urgence aux premiers répondants, et ce, pour tous les modes de transport. Le centre traite plus de 30 000 appels par année.

Comme on l'a vu, les entreprises exploitant des navires qui transportent des matières dangereuses, comme les HC, ou les installations de manutention faisant affaire avec de tels navires, doivent conclure une entente avec un organisme d'intervention certifié par Transports Canada. Ces organismes doivent pouvoir gérer un déversement maximal de 10 000 tonnes affectant l'eau ou les rives, et ce, dans un délai de 6 à 72 heures, selon les cas. Pour l'est du Canada, l'organisme accrédité est la Société d'intervention maritime de l'Est du Canada (SIMEC). Comme les autres organismes canadiens certifiés d'intervention maritime, la SIMEC est une société de gestion formée et financée par les armateurs de navires.

La SIMEC maintient des équipements de lutte contre les déversements et du personnel spécialisé à ses trois centres québécois d'intervention, soit Verchères, Québec et Sept-Îles. Elle doit fournir un plan d'intervention à tous les trois ans à Transports Canada. Ce plan fait l'objet de révisions constantes.

Lors d'un déversement, l'entreprise propriétaire du navire est la première responsable de l'intervention d'urgence. Cette intervention est supervisée par la GCC. Si elle le juge nécessaire, l'entreprise peut recourir aux services de la SIMEC.

La Garde côtière peut prendre les commandes de l'intervention si l'entreprise n'est pas en mesure de le faire. Elle met à contribution la SIMEC et les ministères et organismes fédéraux concernés, par exemple Environnement Canada et Pêches et Océans Canada. Elle peut accorder des contrats d'urgence et, en cas de déversement de très grande envergure, faire appel aux intervenants d'autres pays avec qui elle a conclu des accords internationaux, notamment les États-Unis.

LA PRÉPARATION ET L'INTERVENTION : PRINCIPALES LACUNES RECENSÉES

En général

De façon générale, les principales lacunes constatées sont les suivantes :

- la préparation des municipalités du Québec à des accidents ou à des déversements majeurs est souvent insuffisante. Les plans d'intervention d'urgence (PIU) sont souvent imprécis ou mal adaptés aux risques spécifiques posés par les hydrocarbures. La capacité d'intervention est également insuffisante ou inadaptée. Plusieurs petites municipalités ne disposent pas de l'expertise et des ressources financières suffisantes pour améliorer la situation;
- les entreprises ne collaborent pas assez aux efforts de prévention et de préparation des municipalités, notamment en ne transmettant pas suffisamment d'information sur les produits utilisés ou transportés, et ne dévoilent pas clairement la nature des risques et les capacités d'intervention dont elles disposent;
- les PIU pour les sites d'exploitation d'hydrocarbures sont souvent des plans généraux, qui ne sont pas adaptés aux particularités de chaque site;
- les responsabilités des différents acteurs de la chaîne logistique ne sont pas suffisamment claires, qu'il s'agisse de transbordements à l'intérieur d'un même mode de transport ou de transport multimodal. Les réglementations ne sont pas harmonisées entre les modes. Il en est de même des responsabilités respectives des exploitants et des prestataires logistiques fréquemment employés dans l'exploitation et le transport des hydrocarbures. Cet état de fait a évidemment des conséquences importantes, non seulement à l'étape de la préparation aux interventions d'urgence, mais également lors des interventions et dans l'attribution des responsabilités financières;
- la coordination des divers intervenants (fédéraux, provinciaux, municipaux, privés) est souvent inadéquate;
- les délais d'intervention sont souvent trop longs;
- la capacité d'intervention est parfois insuffisante.

En cas d'accidents ou de déversements maritimes

Les principales lacunes spécifiques sont les suivantes :

- les plateformes marines ne sont pas soumises aux obligations imposées aux transporteurs maritimes en ce qui concerne les PIU, la formation du personnel, la tenue d'exercices et la conclusion d'une entente avec un organisme d'intervention maritime certifié, comme la SIMEC;
- la capacité maximale d'intervention de la SIMEC (10 000 tonnes, à laquelle peut s'ajouter une capacité de 5 000 tonnes fournie par des organismes similaires des provinces atlantiques) est nettement insuffisante;
- les PIU et les ressources d'intervention de la GCC et de la SIMEC ne sont pas axées sur les risques propres à chaque secteur maritime;
- un grand nombre de municipalités riveraines n'ont pas de volet portant spécifiquement sur les risques associés au transport maritime dans leur PIU;

- les délais d'intervention impartis sont beaucoup trop longs. La capacité d'intervention est difficile à mobiliser rapidement (délais de 18 à 24 heures);
- la SIMEC n'intervient pas lors des déversements de pipelines, de wagons-citernes ou de camions-citernes en milieu marin;
- bien qu'il existe des accords entre le Canada et les États-Unis en matière d'intervention maritime, les mécanismes de communication et de coordination pourraient être améliorés;
- les connaissances quant à l'effet de la présence de glace sur l'efficacité des méthodes de récupération d'hydrocarbures sont insuffisantes.

L'après-intervention

Les principales lacunes sont les suivantes :

- il existe peu de données détaillées spécifiques aux accidents et aux déversements d'hydrocarbures (type de véhicule, de wagon ou de navire en cause, type et volume des produits, etc.);
- la couverture d'assurance semble insuffisante pour le transport ferroviaire empruntant les voies provinciales et, dans une moindre mesure, pour le transport par camion-citerne.

Les connaissances à compléter

Plusieurs études recensées lors du bilan des connaissances font mention de faiblesses notables au Québec dans l'état de préparation des intervenants aux accidents et aux déversements majeurs, dans leurs capacités d'intervention et de coordination ainsi qu'à l'étape de restauration des dommages et de compensation financière de ceux-ci. Ces études abordent certains aspects précis de la situation mais, à notre connaissance, aucune ne fait un bilan complet de la situation au Québec, axé plus spécifiquement sur le secteur des HC. C'est pourquoi deux études additionnelles sont prévues à cette fin, portant respectivement sur le milieu terrestre et sur le milieu marin (Réf. : [GTVS01](#), [GTVS02](#)).

Comme des émanations et des déversements majeurs de produits toxiques sont fréquemment associés aux accidents dans lesquels des HC sont en cause, l'état de situation des mesures d'urgence environnementales est une part essentielle du portrait de la situation. Des études sont prévues à ce sujet, lesquelles seront un intrant important des études précédentes (Réf. : [AENV15](#), [GENV29](#)).

Enfin, on a pu constater que les caractéristiques spécifiques des différents hydrocarbures pétroliers et des produits utilisés pour combattre les déversements ont des effets et des interactions relativement mal connus, particulièrement en milieu nordique. Plusieurs études seront faites pour améliorer les connaissances à ce sujet ainsi que les mesures utilisées pour établir la source d'un déversement (Réf. : [AENV13](#), [GENV22](#), [GENV23](#), [GENV24](#), [GENV28](#), [GENV31](#), [GENV32](#)).

L'île d'Anticosti

L'état de préparation aux situations d'urgence et les capacités d'intervention sur l'île feront l'objet d'un volet particulier de l'étude globale susmentionnée (Réf. : [GTVS01](#)).

LES EXTERNALITÉS ET LES MESURES D'INTERNALISATION ET DE COMPENSATION

LE CONCEPT D'EXTERNALITÉ

Une externalité est une conséquence, positive ou négative, d'une action d'un agent économique sur un ou plusieurs autres agents n'étant pas partie à cette action.

Dans le cas de la mise en valeur et du transport des hydrocarbures (HC) (ci-après l'industrie des hydrocarbures), les principales externalités positives sont les retombées économiques découlant non pas des activités mêmes de l'industrie (par exemple, les emplois directs et les emplois chez les fournisseurs), puisque ces retombées touchent alors les agents économiques impliqués dans l'activité, mais les retombées des autres activités induites par l'argent mis en circulation par les dépenses de cette industrie et de ses fournisseurs. D'autres externalités positives sont possibles, par exemple l'augmentation de l'offre de services dont pourrait bénéficier la population d'un village à la suite de l'arrivée de nouvelles familles attirées par les emplois offerts par l'industrie.

Cependant, il ne fait aucun doute que si l'on excepte les retombées économiques induites, la presque totalité des externalités de l'industrie des HC sont négatives, comme en font foi les chapitres précédents. Si ces coûts ne sont pas assumés ou compensés par l'industrie, c'est souvent la société qui doit les assumer. De plus, le niveau d'activité de l'industrie tend à être plus élevé que l'optimum social puisque celle-ci profite des bénéfices de l'activité économique sans en assumer tous les coûts.

LES MÉCANISMES D'INTERVENTION

Plusieurs mécanismes d'intervention s'offrent aux décideurs publics pour réduire ou compenser les externalités associées à un projet de développement : les instruments de marché, la taxation, la négociation imposée et la réglementation.

Les instruments de marché visent à « internaliser » les externalités, c'est-à-dire à en inclure explicitement les coûts dans l'activité économique, au moyen d'une transaction de marché. Ainsi, le coût des émissions de GES peut être en partie internalisé sur le marché du carbone, par l'achat de droits d'émission de GES, comme c'est le cas au Québec. Dans ce contexte, le rôle du gouvernement consiste à établir un cadre légal pour ce marché.

Dans certains cas, le gouvernement supplée au marché des assurances privées en établissant des caisses publiques d'assurances, soit parce que le marché privé n'est pas prêt à assurer entièrement des risques dont le coût potentiel est jugé prohibitif, comme dans le cas d'un sinistre majeur, soit parce qu'il existe une probabilité élevée que l'entreprise productrice d'externalités ou l'assureur privé ait cessé d'exister lorsque l'externalité est constatée, comme dans le cas des puits abandonnés ou « orphelins ». Ainsi, le gouvernement canadien, en plus d'obliger les transporteurs maritimes d'HC à détenir une assurance privée pour le coût des dommages causés à l'environnement et à la propriété d'autrui, leur impose des cotisations alimentant une caisse nationale et une caisse internationale d'assurances. Il a aussi annoncé récemment son intention d'établir une caisse d'assurances pour les transporteurs ferroviaires d'HC, qui s'ajoutera aux assurances privées que ceux-ci doivent déjà détenir.

Plusieurs gouvernements imposent aux exploitants d'HC des cotisations destinées à alimenter une caisse publique d'assurances pour les dommages causés par les puits orphelins. Ce n'est pas le cas présentement au Québec.

Une autre forme d'assurance publique contre des externalités potentielles consiste à exiger des garanties financières d'exécution visant à couvrir le coût du maintien ou du retour à l'intégrité des puits, dans le cas où l'entreprise ne remplit pas ses obligations à cet égard. Le montant maximum de la garantie d'exécution exigé au Québec est de 150 000 \$ par puits, ce qui apparaît insuffisant compte tenu des frais à supporter en cas d'incident majeur.

La taxation d'une externalité vise aussi à « internaliser » les coûts de celle-ci dans les coûts de l'activité économique. Ainsi, les gouvernements de la Colombie-Britannique et de l'Alberta imposent des taxes sur les émissions de carbone, qui s'établissent respectivement à 30 \$ et 15 \$ la tonne équivalent CO₂. Les taxes de production (« severance taxes ») imposées par plusieurs États américains sur chaque puits foré servent en partie à compenser les externalités associées au forage des puits, dont celles subies localement, puisqu'une partie des redevances est remise aux autorités des comtés.

La négociation entre le producteur d'une externalité et la partie qui la subit peut être appropriée lorsque les droits de propriété sont bien établis, comme dans le cas du propriétaire d'un terrain sur lequel l'industrie veut forer des puits ou encore celui d'une route municipale. Le rôle du gouvernement, s'il décide d'intervenir, est alors de rendre obligatoire une négociation de bonne foi. Pour réduire l'incertitude et les coûts de transaction, il peut être opportun d'établir des ententes-types qui servent de cadre de négociation et de prévoir des mécanismes d'arbitrage en cas de désaccord.

Tous les gouvernements en Amérique du Nord prévoient la nécessité que l'exploitant conclue une entente avec le propriétaire de surface. Plusieurs ont mis sur pied des mécanismes d'arbitrage pour éviter un recours coûteux aux tribunaux, et plusieurs gouvernements ou associations ont élaboré des ententes-types. Au Québec, l'Union des producteurs agricoles a conçu une entente-type pour les propriétaires de terres agricoles dans le cas des pipelines, mais rien de la sorte n'existe pour les autres propriétaires privés et aucun mécanisme d'arbitrage spécifique n'a été mis sur pied par le gouvernement.

Dans le cas des routes municipales, il est intéressant de noter que certains États américains obligent les entreprises à négocier une entente pour le maintien et la restauration de celles-ci.

Les trois types d'instruments susmentionnés présupposent que les externalités soient quantifiables. Bien appliquées, elles devraient conduire les entreprises à choisir les méthodes de production et les pratiques les moins coûteuses (en incluant les coûts internalisés par ces instruments). Toutes choses étant égales par ailleurs, cela devrait avantager les technologies les plus favorables à l'environnement et les plus sécuritaires ainsi que les meilleures pratiques sociales. Toutefois, l'évaluation des externalités qui est faite au moyen de ces instruments n'est pas nécessairement exacte et les coûts sociaux ne sont souvent couverts que partiellement (par exemple, le coût des émissions de GES). Le principe de précaution, l'un des principes majeurs du développement durable, plaide donc pour la nécessité d'une réglementation adéquate, qui viendra s'ajouter aux instruments précédents.

La réglementation demeure l'outil privilégié pour internaliser les externalités qui peuvent l'être et réduire celles qui ne peuvent pas l'être. En introduisant dans le cadre légal et réglementaire les meilleures technologies et pratiques disponibles sur les plans environnemental, sécuritaire, social et sanitaire, en maintenant dans ce cadre la flexibilité requise pour s'adapter rapidement à l'évolution de celles-ci et en s'assurant adéquatement du respect des règles par les entreprises et du financement par celles-ci des mesures de suivi et de contrôle nécessaires à cette fin, le législateur s'assure de minimiser les externalités négatives, même dans le cas de celles qui sont difficilement quantifiables (par exemple, la baisse de la qualité du milieu de vie).

Les connaissances à compléter

L'île d'Anticosti

Les hypothèses détaillées qui seront faites sur le développement de l'industrie à Anticosti permettront la réalisation d'une étude sur les principales externalités qui pourraient en découler et sur les mesures possibles d'atténuation et de compensation ([Réf. : ATVS01](#)).

LES ENJEUX ÉCONOMIQUES DU DÉVELOPPEMENT DES HYDROCARBURES

Le premier enjeu économique du développement des hydrocarbures (HC) au Québec est celui de sa rentabilité commerciale. Celle-ci dépend principalement :

- du type et de la quantité d'HC produits;
- de l'existence et de la localisation des marchés pour ces produits et du prix de la ressource sur ces marchés;
- des coûts de production de la ressource (coûts d'investissement et d'opération).

LE TYPE ET LA QUANTITÉ D'HYDROCARBURES

Selon les bassins, on peut trouver au Québec du pétrole et du gaz naturel, tant conventionnels que non conventionnels.

Certains réservoirs, comme celui d'Utica en Ohio, contiennent une quantité significative de liquides de gaz naturel (LGN), contenus en suspension dans le flux de gaz. Ces liquides peuvent être séparés du gaz « sec » (très majoritairement composé de méthane) dans des installations prévues à cette fin¹². En quantité suffisante, ils apportent une valeur ajoutée à la production puisque leur prix est plus élevé que celui du gaz naturel. Il s'agit principalement de propane, de butane, d'éthane et de « pétrole léger » ou « essence naturelle » (C₅₊). Ce dernier peut aussi se former par condensation à la tête des puits.

Ce pétrole léger, ou condensat¹³, est très facile à transporter et à raffiner et, par conséquent, est l'un des types d'HC ayant la plus grande valeur sur les marchés.

Le seul moyen de connaître l'existence et la proportion de chaque type d'HC dans un réservoir est de procéder à des forages d'exploration et à des essais de production. Cela peut varier à l'intérieur d'un réservoir et même d'un puits à l'autre. Il importe donc de faire un certain nombre de forages afin de déterminer les sites d'exploitation ayant le plus fort potentiel de rentabilité.

Les connaissances à compléter

Dans la seconde phase de l'ÉES globale, une étude sera réalisée pour déterminer les meilleurs analogues géologiques en exploitation ailleurs dans le monde de chacune des structures géologiques du Québec pour lesquelles des potentiels ont été estimés dans la première phase. En fonction de ces analogues, on établira des scénarios sommaires de production globale pour le pétrole et le gaz naturel (Réf. : [GECN01](#)).

Dans le cas des basses-terres du Saint-Laurent, les scénarios utilisés lors de l'ÉES sur le gaz de schiste seront considérés.

¹² Il ne faut pas confondre les liquides de gaz naturel (LGN) avec le gaz naturel liquéfié (GNL). Celui-ci est essentiellement du méthane réduit à l'état liquide par cryogénie, aux fins de transport par navire méthanier ou d'entreposage dans un réservoir. Il doit être regazéifié avant utilisation.

¹³ Le terme « condensats » est aussi employé dans la littérature pour désigner l'ensemble des LGN. Dans la suite du présent document, il désignera uniquement le pétrole léger issu du flux de gaz.

L'île d'Anticosti

Quelques scénarios détaillés seront élaborés, qui comprendront un rythme de développement possible de la ressource dans l'île (Réf. : AECN01).

LE MARCHÉ DU PÉTROLE

Le marché mondial

L'évolution tendancielle de la demande de pétrole est fonction de variables structurelles : le taux de croissance économique des différents pays, les politiques climatiques et l'évolution des technologies qui permettent de remplacer à coût raisonnable les énergies fossiles par des énergies plus propres. Il ne fait aucun doute que l'effet combiné des deux dernières variables imprime une tendance baissière à l'évolution de la demande de pétrole. Cependant, l'effet du taux de croissance tendanciel élevé des économies émergentes, comme la Chine et l'Inde, va dans le sens opposé.

Selon le scénario de référence de l'Agence internationale de l'énergie (AIE, 2014), qui incorpore l'effet de politiques modérées de réduction des émissions de GES à l'échelle mondiale, la demande mondiale de pétrole devrait augmenter de 13 % d'ici 2040 par rapport à 2013. Dans un scénario avec des politiques environnementales plus contraignantes, la demande diminue de 31 % durant la même période. Du côté de l'offre mondiale, les nouvelles technologies, qui permettent l'exploitation de bassins jusque-là inexploitable, tels que le schiste et les sables bitumineux, garantissent que l'offre pourra suivre la demande.

Le marché du pétrole est très cyclique, fortement influencé par la conjoncture économique. Toutefois, en se limitant à considérer l'évolution tendancielle des prix, le scénario de référence de l'AIE, prévoit un prix (en \$ constants de 2013) de 118 \$us le baril pour 2025 et de 132 \$us pour 2040. Dans le scénario aux politiques environnementales plus contraignantes, les prix pour 2025 et 2040 sont respectivement de 105 \$us et de 100 \$us. En comparaison, l'Energy Information Administration (EIA, 2014) prévoit un prix par baril de pétrole de 108,99 \$us en 2025, de 129,77 \$us en 2035 et de 141,46 \$us en 2040 (en \$ constants de 2012).

Le marché interne

Selon le scénario de référence de l'ONÉ, qui se rend jusqu'en 2035, la demande de pétrole au Québec devrait augmenter de 3,4 % d'ici là par rapport à 2013, en raison notamment de la hausse des besoins industriels et malgré une baisse des besoins pour le transport. Ce scénario prévoit un prix de 110 \$us de 2013 par baril en 2035. Cette demande comprend à la fois les besoins énergétiques de tous les secteurs du Québec et les besoins à d'autres fins, particulièrement ceux de l'industrie pétrochimique.

La quantité de pétrole produite annuellement au Québec serait vraisemblablement inférieure à la demande domestique. Dans le cas contraire, tout excédent éventuel pourrait être exporté à l'extérieur du Québec par pipeline, bateau ou train selon la quantité et la destination. Les scénarios qui seront développés dans la seconde phase de l'ÉES permettront de raffiner les hypothèses à ce sujet.

LE MARCHÉ DU GAZ NATUREL

Le marché du gaz naturel est très différent de celui du pétrole. Alors que ce dernier s'échange sur un marché mondial, en raison de sa relative facilité de transport, le gaz naturel s'échange majoritairement sur des marchés régionaux. Il est donc nécessaire de considérer séparément le marché continental de l'Amérique du Nord et les autres marchés externes lorsqu'on examine les débouchés possibles pour le gaz naturel du Québec.

Le marché interne

Dans l'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 (Avis), la Régie de l'énergie (2014) constate que, selon un scénario moyen, la demande en gaz naturel au Québec d'ici 2030 suivra essentiellement la même tendance que celle observée depuis 2001, soit une augmentation d'environ 2 % par an, qui proviendrait essentiellement du secteur industriel¹⁴. Cela représente une demande de près de huit milliards de m³ de gaz naturel en 2030.

Selon certains scénarios de production dans les basses-terres du Saint-Laurent, développés lors de l'ÉES sur le gaz de schiste, une exploitation commerciale du gaz naturel au Québec excéderait ce niveau de demande pendant plusieurs années.

Dans son avis, la Régie a considéré que les projets de distribution dans les régions non desservies par le réseau de Gaz Métro étaient trop incertains pour être incorporés à ses prévisions de demande. Ces régions sont la Côte-Nord, le Nord-du-Québec, la Gaspésie et le Bas-Saint-Laurent. Toutes présentent cependant un potentiel de gaz naturel ou se trouvent relativement près d'un tel potentiel (par exemple, de celui d'Anticosti), auxquels ils pourraient être reliés par pipeline. La desserte de ces régions en gaz naturel pourrait ajouter 855 millions de m³ à la demande, selon une étude de KPMG-SECOR réalisée pour la Régie.

Toutefois, même en ajoutant cette demande additionnelle aux prévisions de la Régie, il est probable qu'il y ait production excédentaire de gaz en cas d'exploitation commerciale de plusieurs bassins du Québec. Cette production devrait alors être exportée.

Le marché nord-américain

Le marché nord-américain du gaz naturel subit de profondes mutations, principalement en raison de la croissance soutenue de la production de gaz de schiste aux États-Unis et, de plus en plus, au Canada. Cette production est plus que suffisante pour combler la demande nord-américaine à court et moyen termes (EIA, 2014). Une part importante de cette croissance est attribuable à l'exploitation, en Pennsylvanie et en Ohio, des gisements des shales du Marcellus et de l'Utica. Alors que les distributeurs de l'est du Canada et du nord-est des États-Unis achetaient traditionnellement auprès des producteurs de l'Ouest canadien, ils ont maintenant tendance à s'approvisionner davantage au carrefour gazier de Dawn, dans le sud de l'Ontario. Des dizaines de gazoducs convergent vers ce carrefour et y apportent une part grandissante de la production de ces gisements de shale, situés à proximité. Cette congestion crée une pression à la hausse sur les tarifs de transport pour les utilisateurs, dont les consommateurs québécois. Toutefois, en raison de l'abondance de la ressource, le prix est avantageux et devrait le demeurer pour un certain temps.

¹⁴ De ces 2 %, 0,75 % proviendrait du projet d'usine de fertilisants d'IFFCO, à Bécancour.

Selon les prévisions de la Régie, le prix de référence du gaz naturel pour le marché nord-américain devrait demeurer inférieur à 6 \$us/kpi³ d'ici 2030. L'EIA (2014) prévoit, pour sa part, un prix de 5,36 \$us/kpi³ en 2025, de 7,09 \$us/kpi³ en 2035 et de 7,84 \$us/kpi³ en 2040 (en \$ constants de 2012).

À ce prix de référence doivent s'ajouter les coûts de transport jusqu'aux consommateurs. Il est loisible de penser que si l'approvisionnement du Québec en gaz naturel provenait du Québec même, une certaine prime pourrait être ajoutée au prix versé aux producteurs en raison du coût de transport possiblement plus faible.

À cet égard, il faut noter qu'une entente récemment signée entre les distributeurs de la zone Est et le transporteur TransCanada Pipeline (TCPL), aux fins d'assurer des capacités de transport de gaz supplémentaires à partir de Dawn à des tarifs permettant à TCPL de recouvrer ses coûts, prévoit que les distributeurs québécois peuvent accepter, sans pénalité, d'intégrer à leur réseau un volume de gaz produit localement correspondant à 5 % des engagements de livraison envers leurs clients. Tout excédent ferait l'objet d'une pénalité équivalente au coût moyen de transport du gaz naturel entre Dawn et le réseau québécois. Ces conditions s'appliquent jusqu'à la fin de l'entente, prévue en 2030.

Le marché hors Amérique du Nord

À l'échelle mondiale, le marché du gaz naturel est en forte expansion. Selon le scénario de référence de l'AIE, la demande mondiale devrait augmenter de 37 % en 2040 par rapport à 2013. En effet, sur plusieurs marchés, le gaz naturel est considéré comme un produit de transition entre le pétrole ou le charbon et les énergies renouvelables, notamment pour la production d'électricité et le transport lourd. Nettement moins cher que la gazoline et le diesel, il émet de 20 % à 30 % moins de GES.

Du côté de l'offre, la Chine, notamment, possède d'importantes réserves de gaz de schiste mais il semble peu probable à moyen terme que sa production soit suffisante pour satisfaire sa demande. L'Europe, quant à elle, souhaite réduire sa dépendance énergétique envers des régions géopolitiquement instables, comme la Russie ou le Moyen-Orient.

Les marchés régionaux de gaz naturel de l'Asie et de l'Europe affichent des prix beaucoup plus élevés que le marché nord-américain, en général de plus de 50 % sur les marchés européens et de plus du double sur les marchés asiatiques.

La contrainte majeure à l'exportation du gaz naturel d'Amérique du Nord vers ces marchés réside dans le coût très élevé des usines de liquéfaction du gaz requises pour pouvoir exporter cette ressource par bateau. À titre d'exemple, la société Exxon Mobil estime que le coût d'un projet d'usine de liquéfaction d'une capacité d'exportation initiale de 15 Mt de gaz naturel liquéfié (GNL) par année, et éventuelle de 30 Mt, de la côte de la Colombie-Britannique vers l'Asie, pourrait s'élever jusqu'à 25 G\$ (British Columbia, 2015). Selon l'entreprise, la construction prendrait sept ans et emploierait 6 000 travailleurs au plus fort des activités.

Malgré ces coûts élevés, plusieurs projets d'exportation de GNL sont envisagés au Canada et aux États-Unis. Dans le budget 2015-2016, le gouvernement du Québec a annoncé la mise en place d'une déduction pour amortissement accéléré pour les biens utilisés dans le procédé de liquéfaction du gaz naturel, afin d'encourager le développement de l'industrie du gaz naturel liquéfié au Québec.

Les connaissances à compléter

L'une des études de la seconde phase de l'ÉES globale examinera les marchés potentiels en fonction de quelques scénarios de production de gaz naturel au Québec. Elle se penchera notamment sur la possibilité que la production soit suffisante et les prix outre-mer assez élevés pour compenser les coûts d'une usine de liquéfaction et assurer une rentabilité commerciale.

Cette étude devra également tenir compte du fait que si les États-Unis réorientent, comme il est probable, une partie de leur production de gaz naturel vers les marchés de l'Asie et de l'Europe, le marché du gaz naturel pourrait se rapprocher davantage des caractéristiques d'un marché mondial et les écarts de prix entre les marchés régionaux, diminuer. Dans ce cas, le prix de référence nord-américain tendrait à augmenter et les prix hors Amérique du Nord, à diminuer. Cela aurait comme conséquence d'augmenter la rentabilité relative du marché intérieur par rapport à celle des exportations (Réf. : GECN04).

LE MARCHÉ DES LIQUIDES DE GAZ NATUREL

À l'exception de celui du condensat, qui a davantage de valeur, les prix des liquides de gaz naturel (LGN) se situent généralement entre ceux du gaz naturel et du pétrole.

La plupart des LGN sont utilisés dans l'industrie pétrochimique. Le butane et l'isobutane sont aussi utilisés dans le chauffage, la cuisson et, dans plusieurs pays, comme carburant dans le transport routier.

L'éthane est utilisé presque exclusivement dans l'industrie pétrochimique, mais des installations spécifiques et coûteuses sont requises pour en faire un intrant pour cet usage. Bien que la construction d'un certain nombre de ces installations soit prévue aux États-Unis, il existe pour le moment un effet d'entonnoir entraînant le prix à la baisse, non pas en raison du manque de demande, mais du manque d'installations de traitement imputable au coût très élevé de ces infrastructures.

Les LGN, une fois séparés du gaz sec, sont souvent acheminés par les producteurs vers les marchés en flux mélangés, en général à destination de l'industrie pétrochimique. Leur prix dépend de la proportion des différents éléments qui les composent.

Le marché intérieur

Le Québec peut compter sur une importante industrie pétrochimique, qui représenterait un marché potentiel pour une production québécoise de LGN. En effet, l'industrie pétrochimique du Québec est présentement alimentée par des intrants tirés du pétrole importé de l'extérieur de la province. Des LGN produits au Québec pourraient signifier des coûts de transport moins élevés, qui se traduiraient par un coût à l'arrivée plus bas pour les usines pétrochimiques. Il faudrait cependant que la production soit assez importante et les prix suffisamment avantageux pour amortir les investissements nécessaires à la construction des installations de traitement requises.

Le marché mondial

Comme dans le cas du pétrole et du gaz naturel liquéfié, l'Asie représente un marché potentiel important pour les LGN. La Chine cherche à diversifier les intrants et les fournisseurs de son industrie pétrochimique. C'est aussi le cas du Japon, de la Corée du Sud, de Taiwan, de Singapour et de la Thaïlande, dont les importantes industries pétrochimiques dépendent toutes d'intrants importés.

Un autre marché d'intérêt est le marché européen. En effet, plusieurs raffineries et usines pétrochimiques européennes ont cessé leurs activités dans la dernière décennie. L'Europe pourrait donc représenter un marché intéressant, mais cette fois pour les produits raffinés et transformés au Québec.

Les connaissances à compléter

Les marchés potentiels pour les LGN du Québec seront examinés dans une étude de la seconde phase de l'ÉES (Réf. : GECN04).

LES COÛTS DE PRODUCTION

Les coûts de production peuvent varier sensiblement en fonction de plusieurs facteurs, notamment :

- le type ou la combinaison d'HC;
- les caractéristiques du bassin (emplacement et profondeur du gisement, risques géologiques, etc.);
- le coût du forage horizontal et de la fracturation;
- le cadre légal et réglementaire;
- le cadre fiscal et financier.

À titre d'exemple, il est plus coûteux d'exploiter un bassin qui recèle plusieurs types d'HC, car le nombre et le coût des infrastructures requises augmentent. Ainsi, il est impossible d'utiliser le même réseau de pipelines pour la collecte du gaz naturel et du pétrole.

Alors qu'un puits vertical conventionnel coûte entre 1 M\$ et 3 M\$, le coût d'un puits horizontal foré et complété s'établirait généralement, selon certaines études, entre 5 M\$ et 8 M\$, selon le bassin et l'expérience des opérateurs¹⁵. La fracturation hydraulique, à elle seule, peut représenter la moitié de ce coût.

La moyenne des coûts de forage avec fracturation effectués au Québec avoisinerait 8 M\$ (BAPE, 2014)¹⁶. L'EIA estimait, en 2014, des coûts de 5,5 M\$us à 8,5 M\$us pour le bassin de Bakken. Par ailleurs, les coûts des forages horizontaux et des forages avec fracturation connaissent depuis quelques années une réduction constante et significative en raison des avancées technologiques et de l'expérience acquise par les opérateurs.

¹⁵ Voir à cet effet, les études du tableau 6. La majorité des études canadiennes dont les résultats sont rapportés dans la présente section n'indiquent pas explicitement si les coûts sont exprimés en dollars canadiens ou américains. À l'époque où elles ont été faites, le dollar canadien était à peu près à parité avec le dollar américain.

¹⁶ Il n'est pas clair qu'il s'agisse ici uniquement du coût de forage et de fracturation. Ce coût pourrait inclure, par exemple, certaines infrastructures de transport de collecte et de traitement sur le site.

Au-delà des coûts de forage et de fracturation, il importe de considérer les coûts d'investissement en infrastructure (Thomas et coll., 2012) ;

- coûts de construction des routes d'accès;
- coûts des pipelines de collecte : environ 1 M\$us par km. Si du gaz sec et des liquides sont exploités concurremment, il faut des réseaux distincts de pipelines. De plus, le transport du gaz requiert des stations de compression le long des pipelines, à intervalle de 80 à 160 km, au coût d'environ 10 M\$us par station;
- coût d'une usine de traitement pour le gaz naturel : minimum de 40 M\$us pour le traitement de 100 millions de pi³ par jour.

À cela, il faut ajouter les coûts fixes et variables d'exploitation des usines et de maintenance des puits et des infrastructures : pour une production quotidienne de 40 à 50 millions de pi³ de gaz naturel, les coûts d'exploitation sont estimés entre 5 M\$ et 6 M\$ par année (Nova Scotia, 2014). Les coûts de fermeture permanente et de restauration du site peuvent atteindre de 160 000 \$ à 200 000 \$ par puits (idem).

Enfin, il faut ajouter aux coûts déjà considérés les prélèvements des divers ordres de gouvernement (impôts fédéral et provincial, droits et redevances imposés par le Québec, incluant la redevance sur l'eau), le coût des unités d'émission de GES ainsi que les compensations financières qui seraient accordées aux individus et aux municipalités pour les impacts négatifs (par exemple, une entente pour l'entretien et la réparation des routes municipales).

LA RENTABILITÉ COMMERCIALE

Étant donné le nombre de facteurs dont dépend la rentabilité commerciale, le prix-seuil de rentabilité varie sensiblement d'un bassin à l'autre et même d'un champ à un autre.

À titre d'exemple, des estimations récentes (Reuters, 2014) placent le seuil de rentabilité moyen dans le shale aux États-Unis à 73 \$us le baril de pétrole; dans le Bakken, il serait d'environ 61 à 75 \$us. Cependant, pour des puits situés dans des sites à forte teneur en condensat, le seuil peut être aussi bas que 32 \$us.

Pour les champs contenant presque exclusivement du gaz « sec », le prix-seuil dans le Marcellus est de 3,00 \$us à 3,50 \$us par kpi³ (Natural Gas Intelligence, 2015), alors que l'étude faite lors de l'ÉES sur le gaz de schiste situe ce seuil entre 6,76 \$us et 7,84 \$us par kpi³, selon les scénarios de développement.

L'effet du taux de change sur la rentabilité commerciale est a priori incertain : lorsque la valeur du dollar canadien est inférieure à celle du dollar américain, certains services et équipements spécialisés importés des États-Unis coûteront plus cher, mais les prix du marché, fixés en dollars américains, permettront une marge de profit plus grande si la majorité des coûts de production, notamment celui d'une grande partie de la main-d'œuvre, sont établis en dollars canadiens. Cependant, il est certain que l'effet du taux de change introduit un élément d'incertitude dans le calcul de la rentabilité commerciale anticipée.

Les connaissances à compléter

Au-delà des variables économiques, d'autres facteurs influencent la perception de l'attractivité et de la rentabilité du développement des HC au Québec. Une étude recensera les avantages et les désavantages concurrentiels, économiques et autres, que présente le Québec pour cette industrie (Réf. : GECN05).

L'île d'Anticosti

Dans le cadre de l'ÉES spécifique à Anticosti, une évaluation de la rentabilité commerciale potentielle de l'exploitation des HC sur l'île sera réalisée. Des analyses de sensibilité seront faites relativement aux hypothèses-clés de cette évaluation, notamment celles ayant trait aux prix de marché des HC et à leur proportion respective dans la production. Ces analyses permettront d'établir des prix-seuils de rentabilité de l'exploitation selon quelques scénarios de développement et en fonction de diverses hypothèses (Réf. : [AECN02](#)).

Étant donné le contexte insulaire propre à Anticosti, un intrant important de la rentabilité commerciale est le coût des infrastructures requises pour transporter la ressource hors de l'île vers les marchés, ce qui fera l'objet d'une étude particulière (Réf. : [ATRA02](#)).

LES RETOMBÉES ÉCONOMIQUES

Advenant que la rentabilité commerciale en soit établie, l'exploitation des HC à grande échelle constitue une industrie-moteur pour une économie. Elle requiert d'importants capitaux et beaucoup d'intrants, certains très spécialisés, d'autres moins, créant ainsi des effets en amont et de nombreuses retombées directes et indirectes. L'extraction des HC suscite aussi des investissements pour transporter la ressource et a le potentiel de créer des retombées en aval, dans l'industrie chimique et pétrochimique.

Du point de vue de la main-d'œuvre, l'industrie crée de nombreux emplois dans la phase d'exploration et de développement de la ressource, nettement moins dans la phase d'exploitation. Les emplois propres à l'industrie, par exemple les emplois de gestionnaires de plateforme et de spécialistes en forage et en fracturation hydraulique, sont généralement très spécialisés et très bien rémunérés. Dans le cas d'une industrie débutante, comme elle le serait au Québec, la majorité de ces emplois seraient occupés, du moins dans un premier temps, par une main-d'œuvre spécialisée venant de régions où l'industrie est déjà développée. Avec la croissance de l'industrie, la possibilité pour les Québécois d'occuper de tels emplois augmenterait, à la condition que des mesures adéquates de formation et d'apprentissage soient offertes.

D'autres emplois sont associés à l'exécution de divers travaux et à la fourniture de différents services : aménagement des sites, construction ou réfection des routes, fourniture et installation des conduits d'eau et de pipelines, transport de l'eau et des fluides de fracturation, etc. Ces emplois, relativement moins lucratifs, sont fréquemment occupés par des travailleurs du milieu. Enfin, d'autres emplois sont liés à la gestion et à l'administration (finances, environnement, communications, etc.). Ces emplois sont bien payés mais souvent offerts dans les grands centres.

La création nette d'emplois dans une population donnée (municipalité, région, province, pays) dépend de la proportion de travailleurs de l'extérieur occupant des emplois, mais aussi de la proportion de travailleurs locaux ayant quitté un emploi existant pour en occuper un, mieux rémunéré, dans l'industrie des HC. Toutes choses étant égales par ailleurs, plus la main-d'œuvre a une formation adéquate pour l'industrie et plus le taux de chômage est élevé, plus il y aura création nette d'emplois. Même dans le cas où il y en aurait peu, la demande accrue de main-d'œuvre exercerait une pression à la hausse sur les salaires, augmentant ainsi les revenus totaux de la main-d'œuvre.

L'extraction des HC est aussi une source de revenus pour les gouvernements, qui prélèvent des impôts, des droits et des redevances. Elle a également un effet structurant sur l'économie en raison de son impact sur la balance commerciale. À titre d'exemple, en 2012, en l'absence des exportations de pétrole de l'Ouest canadien, le solde négatif de 36 G\$ de la balance commerciale canadienne se serait détérioré de 70 G\$, et ce, même en tenant compte de la réduction des importations de biens et de services spécialisés qui en aurait résulté (KPMG, 2013).

Malgré ses avantages économiques, l'extraction des HC est une industrie cyclique, pouvant entraîner de fortes variations dans le PIB, l'emploi et les revenus gouvernementaux d'une économie peu diversifiée; à preuve l'exemple de l'Alberta, qui est passée d'une situation de surplus budgétaire à un déficit prévu de 5 G\$ pour 2015-2016 et de 3 G\$ pour 2016-2017, selon le budget 2015-2016.

Le rôle moteur de l'industrie d'extraction des HC, de même que ses aléas, sont évidents dans le cas des provinces de l'Ouest canadien (particulièrement de l'Alberta), de Terre-Neuve-et-Labrador (TNL) et du Dakota du Nord (DN), trois endroits d'Amérique du Nord relativement peu peuplés où cette industrie s'est développée et qui ont tous trois vécu des variations cycliques imputables à la fluctuation du prix des ressources.

Les provinces de l'Ouest (Alberta, Saskatchewan et Colombie-Britannique)

Entre 2002 et 2012, le PIB pétrolier et gazier de l'Alberta (AB) a crû de 6,5 % par année et comptait pour 23,9 % de son PIB total en 2012 (KPMG, 2013¹⁷). La hausse annuelle pour la même période fut de 8,9 % et 2,6 % respectivement pour la Saskatchewan (SK) et la Colombie-Britannique (C.-B.). Parallèlement, l'emploi dans l'industrie des HC connaissait une croissance annuelle de plus de 10 % en AB et en SK et de près de 6 % en C.-B.

En 2012 :

- les retombées directes et indirectes de l'industrie des HC de l'Ouest canadien s'élevaient à 39,1 G\$ pour les provinces productrices de l'Ouest, dont 87 % sont allées à l'AB, et les retombées indirectes, à 12 G\$;
- les dépenses de l'industrie ont permis de soutenir 386 000 emplois en AB, 48 000 en SK et près de 30 000 en C.-B.;
- près des deux tiers des retombées économiques provenaient des dépenses d'investissement de l'industrie. D'ailleurs, l'investissement per capita en AB est, depuis une décennie, de deux à trois fois plus élevé qu'au Québec, et les investissements de l'industrie des HC expliquent environ la moitié de cet écart;
- en additionnant redevances, impôts et taxes attribuables aux dépenses de l'industrie des HC et à leurs effets multiplicateurs, les revenus totaux des gouvernements de l'AB, de la SK et de la C.-B. s'établissaient respectivement à 8,5 G\$, 1,7 G\$ et 310 M\$.

Le développement de l'extraction des HC en Alberta a permis le développement en parallèle d'une importante industrie de biens et de services spécialisés, dont les activités s'étendent au-delà des frontières de l'Alberta, ainsi qu'une forte expansion du secteur du raffinage. Il a aussi permis l'émergence de Calgary comme centre financier. En 2013, les secteurs financiers et immobiliers et les services commerciaux comptaient pour 24,1 % du PIB albertain alors qu'en 1985, leur part n'était que de 16,5 % (Gonzalez, 2015).

¹⁷ La source est la même pour toute cette section, sauf indication contraire.

Malgré l'importance indéniable de l'industrie des HC dans le développement économique de l'Alberta, la récente chute des prix du pétrole et ses conséquences sur l'économie albertaine rappellent la nécessité d'une diversification de l'activité économique et des sources de revenus gouvernementaux.

Le Dakota du Nord

Depuis une trentaine d'années, l'économie du Dakota du Nord (DN) était stagnante. Cette situation a changé du tout au tout avec le développement de la formation de Bakken.

Parti du 38^e rang du PIB per capita en 2001, le DN a dépassé la moyenne américaine, qu'il excédait de 29 % en 2012. Pour la seule année 2011, l'augmentation du PIB per capita a été de 11 % (contre à peine 1 % au Québec et 2 % à l'échelle des États-Unis).

Le développement dans la formation de Bakken a permis au DN de renverser la tendance à la baisse de sa population, en raison de la multiplication des emplois. Le DN a vu le nombre de ses habitants augmenter de 7,6 % entre 2010 et 2013, contre une augmentation moyenne de 2,4 % aux États-Unis.

L'expansion rapide de la population a cependant provoqué une hausse importante du prix du logement, ce qui a rendu la situation difficile pour les habitants dont le revenu n'a pas augmenté avec le boom pétrolier.

Terre-Neuve-et-Labrador

Depuis le début de la production pétrolière en mer en 1997, le PIB de Terre-Neuve-et-Labrador (TNL) a augmenté de plus de 65 %, dont environ la moitié peut être directement attribuée à l'industrie des HC. Cette industrie est responsable du quart de l'investissement privé.

Les revenus provinciaux engendrés directement et indirectement par les activités pétrolières étaient estimés à 2 G\$ pour 2012-2013, soit environ 30 % des revenus provinciaux totaux.

Le nombre d'emplois occupés par les résidents varie beaucoup selon les phases des travaux. En raison de la haute spécialisation des tâches, ce nombre est très faible lors des travaux d'exploration, qui dans le cas du projet Hibernia ont duré quelque vingt ans. Toutefois, il augmente considérablement lors de la phase de construction des plateformes (avec un pic de 5 780 emplois locaux pour Hibernia) (Genivar, 2013).

Enfin, la phase d'exploitation dans le cas d'Hibernia fournit 800 emplois directs, si l'on inclut les emplois sur les navires, et près de 3 000 emplois, en incluant les emplois indirects. Des 800 emplois directs, environ 70 % seraient occupés par la population de la province (idem).

Comme dans les cas de l'Alberta et du Dakota du Nord, la santé de l'économie terre-neuvienne est très dépendante de l'industrie des HC et, par conséquent, des prix de ceux-ci sur les marchés. La récente baisse des prix du pétrole a amené le gouvernement de TNL à encourir une forte hausse du déficit en 2014-2015, qui devrait durer quelques années.

Quelques études de retombées potentielles

Les études des développements qui ont été réalisés sont instructives mais elles se rapportent à des cas où l'ampleur de la production ne correspond pas à un scénario réaliste à court terme pour le Québec.

Quelques études de retombées économiques potentielles ont été faites pour l'exploitation du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent. Elles sont présentées au tableau 6. Ce tableau présente aussi deux études de retombées potentielles réalisées respectivement pour l'exploitation de bassins de shale en Nouvelle-Écosse et pour celle du shale d'Utica en Ohio.

L'intérêt de ces deux études réside dans le fait qu'elles présentent des scénarios de développement progressif avec une moyenne de puits forés par année qui se rapproche de scénarios plausibles pour les bassins du Québec. Elles supposent également que seulement la moitié des dépenses d'investissement de l'industrie seraient faites pour des biens et des services locaux pendant la période étudiée, ce qui peut aussi être considéré comme une approximation raisonnable pour le Québec.

Tableau 6

Synthèse de quelques études sur les retombées économiques potentielles de l'exploitation des hydrocarbures

Études par bassin	Quantité produite ou récupérable	Nombre de puits forés	Période	Prix du gaz naturel	Coûts moyens par puits forés et fracturés	Investissement	Retombées économiques	Nombre d'emplois	Revenus du gouvernement
Bassin : Basses-terres du Saint-Laurent									
Canadian Energy Research Institute*** (2013)	Scénario A 500 Mpi³/jour	Scénario A Moyenne : 288 puits / an Total : 7 200 puits	Scénarios A et B 25 ans	Scénarios A et B 5,35 \$/kpi³ (seuil de rentabilité)	Scénarios A et B 7 M\$	Scénario A Moyenne : 316 M\$ / an Total : 7,9 G\$	Scénario A Moyenne : 1,7 G\$ / an Total : 43,1 G\$	Scénario A Moyenne : 8 087 / an Total : 202 170	Scénario A Moyenne : 368 M\$ / an Total : 9,2 G\$
	Scénario B 1 500 Mpi³/jour	Scénario B —					Scénario B Moyenne : 952 M\$ / an Total : 23,8 G\$	Scénario B Moyenne : 5,2 G\$ / an Total : 129,7 G\$	Scénario B Moyenne : 1,4 G\$ / an Total : 34 G\$
MERN (2010)	40 Tpi³ de réserves récupérables	250 puits / an	—	—	—	1 G\$ / an	—	10 000 / an	—
SECOR** (2010)	Scénarios A et B De 8,35 Tpi³ à 40,75 Tpi³ de réserves récupérables	Scénario A Moyenne : 150 puits / an	Scénarios A et B 16 ans	Scénarios A et B 6,00 \$/kpi³	Scénarios A et B 7,6 M\$ au départ et 4,2 M\$ après 6 ans	Scénarios A et B —	Scénario A Moyenne : 319 M\$ / an Total : 5,1 G\$	Scénario A Moyenne : 4 026 / an Total : 64 422	Scénario A Moyenne : 89,4 M\$ / an Total : 1,43 G\$
		Scénario B Moyenne : 600 puits / an					Scénario B Moyenne : 1,2 G\$ / an Total : 18,7 G\$	Scénario B Moyenne : 13 900 / an Total : 222 401	Scénario B Moyenne : 340 M\$ / an Total : 5,4 G\$

Études par bassin	Quantité produite ou récupérable	Nombre de puits forés	Période	Prix du gaz naturel	Coûts moyens par puits forés et fracturés	Investissement	Retombées économiques	Nombre d'emplois	Revenus du gouvernement
Bassin : Basses-terres du Saint-Laurent – suite									
MFQ - Budget 2011-2012	De 8,75 Tpi³ à 40,75 Tpi³ de réserves récupérables	250 puits / an à rythme de croisière	De 16 à 72 ans selon les réserves récupérables	6,25 \$/kpi³	8 M\$ au départ et 6 M\$ après 4 ans	1,5 G\$ / an après 6 ans	—	11 000 / an	443 M\$ par an à rythme de croisière (nets des crédits d'impôt)
Information Handling Services*** (2011)	De 9 à 41 Tpi³ de réserves récupérables	Moyenne : 597 puits / an à rythme de croisière Maximum : 3 730 puits	11 ans	—	De 7,6 M\$ au départ à 4,2 M\$	—	Moyenne : 1,1 G\$ / an Total : 11,8 G\$	Moyenne : 10 347 / an Total : 113 821	Moyenne : 218 M\$ / an (en redevances) Total : 2,4 G\$ (en redevances)
EES sur les gaz de schiste (2014)	Scénarios A, B et C De 22 à 47 Tpi³ de réserves récupérables	Scénario A Total : 1 000 puits	Scénario A 10 ans	Scénario A 6,76 \$/kpi³ (seuil de rentabilité)	Scénario A 8,0 M\$	Scénarios A, B et C —	Scénarios A, B et C —	Scénarios A, B et C Par hypothèse aucune création nette d'emplois	Scénario A 71 M\$ / an
		Scénario B Total : 3 600 puits	Scénario B 15 ans	Scénario B —	Scénario B 7,8 M\$				Scénario B 220 M\$ / an
		Scénario C Total : 9 000 puits	Scénario C 20 ans	Scénario C 7,84 \$/kpi³ (seuil de rentabilité)	Scénario C 7,6 M\$				Scénario C 457 M\$ / an
Bassin : Windsor – Kennetcook Cumberland en Nouvelle-Écosse									
Nova Scotia Independent Panel on Hydraulic Fracturing*	10 Tpi³ de gaz naturel récupérable	Moyenne : 100 puits / an Total : 4 000 puits	40 ans	De 4,00 \$/kpi³ à l'an 1 à 7,65 \$/kpi³ à l'an 40	8 M\$	1 G\$ / an dont 500 M\$ en N.-É ^A	—	1 500 à 2 000 par année	Entre 150 M\$ et 160 M\$ / an en redevances (10 % de la valeur au puits) à rythme de croisière

Études par bassin	Quantité produite ou récupérable	Nombre de puits forés	Période	Prix du gaz naturel	Coûts moyens par puits forés et fracturés	Investissement	Retombées économiques	Nombre d'emplois	Revenus du gouvernement
Bassin : Windsor – Kennetcook Cumberland / Stellarton – Debert / Kempton Mines en Nouvelle-Écosse									
Nova Scotia Independent Panel on Hydraulic Fracturing*	30 Tpi³ de gaz naturel récupérable	Moyenne : 240 puits / an Total : 12 000 puits	50 ans	De 4,00 \$/kpi³ à 9,15 \$/kpi³ à l'an 50	8 M\$	2,4 G\$ / an dont 1,2 G\$ en N.-É ^A	—	—	—
Bassin : Windsor – Kennetcook Cumberland / Stellarton – Debert / Kempton Mines, 2 autres de gaz naturel et 1 de pétrole en Nouvelle-Écosse									
Nova Scotia Independent Panel on Hydraulic Fracturing*	50 Tpi³ de gaz naturel récupérable et 50 M de barils de pétrole	Moyenne : 333 puits / an de gaz 4 puits / an de pétrole Total : 20 000 puits de gaz naturel 250 puits de pétrole	60 ans	De 4 \$/kp³ à 10,65 \$/kp³ à l'an 60 N.B. : Prix non spécifié pour le pétrole	8 M\$	3,4 G\$ / an dont 1,7 G\$ en N.-É ^A	—	—	—
Utica (Ohio)									
Thomas et al. (2012) ^{***} – scénario de dévelop. sur 4 ans	Réserves récupérables : 833 000 barils de liquides par puits 598 Mpi³ de gaz naturel par puits	An 2 : 160 forages	—	3,60 \$/kpi³ pour le gaz naturel et 65 \$/baril de liquides	5,75 M\$	An 2 : 920 M\$ dont environ 420 M\$ en Ohio ^B	An 2 : 879 M\$ dont 571,5 M\$ en revenus de travail ^B	An 2 : 12 150	Non comparable
		Total : 193 puits							
		An 3 : 650 forages							
		Total : 843 puits				An 3 : 3,7 G\$ dont environ 1,9 G\$ en Ohio ^B	An 3 : 3,0 G\$ dont 2,0 G\$ en revenus de travail ^B	An 3 : 40 606	

* : Retombées directes seulement.

** : Retombées directes et indirectes.

*** : Retombées totales (directes, indirectes et induites)

A : Achats de biens et services en N.-É., incluant pipelines de collecte et infrastructures de traitement du gaz

B : Achats de biens et services en Ohio, incluant les infrastructures de transport

Les résultats des études diffèrent, en raison notamment de la variabilité des hypothèses, dont le nombre de puits forés par année. Certaines études présentent les retombées et les emplois totaux (directs, indirects et induits), d'autres seulement les retombées directes et indirectes, une enfin présente uniquement les emplois directs. Cependant, en ramenant les calculs sur une base de 250 puits forés/an et en considérant uniquement les effets directs et indirects, la majorité des estimations varient entre 6 000 et 10 000 emplois par année en moyenne. Comme l'intensité en emploi des travaux est supérieure lors des phases d'exploration et de développement, le nombre d'emplois serait en fait supérieur pendant les premières années et inférieur par la suite.

Ces études de retombées économiques utilisent des modèles intersectoriels ou d'entrées-sorties, qui ne tiennent pas compte des effets de déplacement des travailleurs dans l'économie. Ainsi, il est probable que la création nette d'emplois soit inférieure aux chiffres cités, mais elle devrait être notable. En effet, certains bassins potentiels du Québec se situent dans ou à proximité de régions comme la Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine, le Bas-Saint-Laurent ou la Côte-Nord, dont le taux de chômage est relativement élevé. La main-d'œuvre disponible pourrait donc occuper des emplois peu spécialisés ou même certains emplois plus spécialisés, à condition qu'une formation appropriée soit offerte.

Les connaissances à compléter

L'estimation des besoins de main-d'œuvre pour le développement et l'exploitation des HC au Québec nécessite l'élaboration de scénarios plausibles de développement de l'industrie. À partir des scénarios sommaires de développement, on estimera les besoins quantitatifs et qualitatifs de main-d'œuvre pour une éventuelle exploitation des HC au Québec (Réf. : [GECN02](#)).

En ajoutant à ces scénarios sommaires des hypothèses sur le prix de la ressource, il sera également possible d'estimer les revenus pour le gouvernement (Réf. : [GECN01](#)).

L'île d'Anticosti

À partir de quelques scénarios précis de développement de la ressource, la seconde phase de l'ÉES spécifique à Anticosti comprendra une évaluation de la rentabilité commerciale potentielle de l'exploitation des HC sur Anticosti, des revenus que le gouvernement peut en tirer ainsi que des emplois et des retombées économiques à l'échelle du Québec et à celle de la communauté locale et régionale (Réf. : [AECN02](#)).

LE DÉVELOPPEMENT DES ENTREPRISES QUÉBÉCOISES

Le Québec dispose d'une structure manufacturière diversifiée. Les entreprises manufacturières québécoises devraient donc être en mesure de répondre à plusieurs besoins des entreprises pétrolières et gazières, notamment pour la construction, l'entretien et la réparation de composantes des plateformes de forage.

De nombreux fournisseurs québécois sont d'ailleurs déjà présents, par exemple, dans l'industrie pétrolière de l'Ouest canadien, entre autres dans le secteur des biens et services spécialisés : services en équipement, instruments, pièces et accessoires, technologies et produits chimiques. L'exploitation des HC au Québec représenterait pour ces fournisseurs une occasion d'expansion de leurs activités. Portée à une certaine échelle, elle pourrait aussi donner naissance à de nouvelles entreprises.

En ce qui concerne le transport et la distribution des HC, le Québec dispose d'une bonne expertise dans le domaine de la distribution du gaz naturel (Gaz Métro), ainsi que dans la construction maritime et la navigation.

Enfin, une production importante d'HC au Québec comporterait un potentiel d'expansion pour le secteur du raffinage ainsi que pour l'industrie chimique et pétrochimique. Cependant, de nombreux facteurs doivent être pris en compte : coût comparatif de production et de transport, coût des nouvelles usines, installations concurrentes existantes ou prévues (par exemple, aux États-Unis), environnement réglementaire, etc.

Dans le budget 2015-2016, le gouvernement du Québec prévoit consacrer 350 M\$ sur cinq ans pour favoriser la réalisation de projets d'investissement misant sur les infrastructures logistiques et portuaires, notamment dans les secteurs de la chimie et de la pétrochimie.

Les connaissances à compléter

Le bilan de connaissances de la première phase des ÉES n'a révélé aucune analyse approfondie de l'expansion et de la création d'entreprises québécoises qui pourraient accompagner le développement de l'exploitation des HC au Québec. C'est pourquoi la seconde phase comportera une étude qualitative du potentiel de développement de trois types d'activités économiques liées aux HC : la fourniture d'équipements, de pièces et de services spécialisés pour l'exploration et l'exploitation des HC, le raffinage et le secteur chimique et pétrochimique (Réf. : [GECN06](#)).

LE CAPTAGE ET LE PARTAGE DE LA RENTE SUR LES HYDROCARBURES

Selon la définition économique classique, la rente sur une ressource est la différence entre son prix de vente sur les marchés et son coût de production, incluant le rendement normal du capital. C'est donc ce qui devrait rester à son propriétaire, une fois payés tous les coûts d'exploitation.

Dans la grande majorité des pays, l'État est propriétaire du sous-sol, donc des hydrocarbures (HC) qui s'y trouvent, et ce, même pour les sites dont la propriété de surface est privée. Les États-Unis sont l'exception notable : hormis pour les terres publiques, la propriété du sous-sol est privée et peut être distincte de celle de la surface. Au Canada, ce sont les provinces qui détiennent la propriété du sous-sol.

Les États dont le coût de production de la ressource est le plus faible possèdent la rente la plus élevée. La rente additionnelle conférée à ces États producteurs, dont le meilleur exemple pour les HC est l'Arabie saoudite, est appelée rente différentielle. Dans un marché parfaitement concurrentiel, ces États devraient être en mesure de capter l'entièreté de leur rente différentielle.

Quelle que soit l'ampleur de la rente, l'objectif de l'État propriétaire est d'en maximiser la portion qu'il capte, tout en demeurant concurrentiel. Depuis une vingtaine d'années, on constate que cet objectif de maximisation de la rente prélevée par l'État fait l'objet d'une forte préoccupation de la population canadienne et québécoise. Cette préoccupation s'étend aussi à l'utilisation et au partage de la rente.

L'objectif de maximisation des revenus de la rente passe par une combinaison d'instruments clés, dont certains s'exercent ex ante, c'est-à-dire avant l'exploitation des ressources, et d'autres ex post, soit lors de l'exploitation, en fonction des résultats de celle-ci.

LE CAPTAGE DE LA RENTE EX ANTE

Le captage de la rente ex ante peut se faire au moyen de trois types d'instruments : l'octroi de droits ou de permis d'exploration et d'exploitation selon la procédure administrative du « premier arrivé premier servi », la mise aux enchères des droits sur une zone donnée ou sa variante qu'est l'appel de propositions, et la négociation bilatérale.

Jusqu'à l'adoption de la nouvelle Loi sur les mines en décembre 2013, les permis d'exploration et d'exploitation étaient délivrés au Québec au premier demandeur qui les réclamait, à un coût préfixé.

La nouvelle Loi sur les mines prévoit que les permis relatifs aux hydrocarbures seront dorénavant délivrés par mise aux enchères. Ce système comporte plusieurs avantages :

- les prix offerts sont directement corrélés avec la rente économique à laquelle s'attend l'investisseur. Ainsi, si les enchères se réalisent dans une situation de concurrence parfaite, le gouvernement pourra maximiser le captage de la rente;
- le système d'enchère agit comme mécanisme autocorrecteur relativement aux autres contraintes, coûts ou risques liés à la mise en valeur de la ressource. Plus ceux-ci sont sévères, plus les prix offerts seront bas, et vice-versa.

Le système d'enchères est utilisé dans toutes les provinces canadiennes productrices de gaz ou de pétrole, ainsi que par l'administration fédérale américaine et par tous les États américains pour les terres publiques.

Dans le cas du Québec, des permis ont été délivrés pour une partie significative du territoire sur la base de l'ancien régime, de sorte que les bénéfices de la mise en place du nouveau système de vente aux enchères seront limités à court et moyen termes. Les permis ont une durée pouvant atteindre dix ans, mais la Loi limitant les activités pétrolières et gazières, adoptée en mai 2011, est venue suspendre la période de validité des permis. La date d'échéance de ceux-ci est reportée à la fin de la période qui restera à courir après la levée de la suspension par le gouvernement, à la date qu'il déterminera.

Dans le même ordre d'idées que la mise aux enchères, on peut utiliser l'appel de propositions pour le développement d'une zone. La proposition retenue n'est pas nécessairement celle qui offre le prix le plus élevé : d'autres considérations sont également prises en compte, telles que les dépenses d'investissement prévues.

Enfin, la négociation bilatérale avec une entreprise choisie est peu transparente et plus susceptible de mener à la corruption. En raison du manque de concurrence, elle est aussi peu propice à la maximisation du captage de la rente pour l'État.

LE CAPTAGE DE LA RENTE EX POST

À moins que la mise en valeur des HC soit faite entièrement par l'État, celui-ci devra offrir aux entreprises des conditions concurrentielles pour les attirer. Ces conditions incluent minimalement un rendement « normal » sur le capital, tenant compte des risques économiques élevés typiquement encourus par l'industrie des HC. Ce rendement est un coût de production, le coût de l'intrant capital, au même titre que les salaires sont le coût de l'intrant main-d'œuvre.

En théorie, l'écart entre le prix du marché et les coûts de production, c'est-à-dire la rente, devrait revenir entièrement au propriétaire de la ressource. En pratique, l'industrie compare les régimes de chaque pays et territoire et réalisera ses investissements là où les conditions sont les plus favorables pour maximiser ses profits. Pour attirer ces investissements, les gouvernements devront la plupart du temps « partager » une partie de la rente avec l'industrie, afin de demeurer compétitifs.

La compétitivité d'un régime de captage de la rente se mesure dans sa globalité. Il comporte souvent au moins deux éléments : les redevances (droits payés spécifiquement sur les ressources naturelles extraites) et l'impôt sur le revenu des corporations. Certains régimes y ajoutent un impôt spécial sur les profits « extraordinaires » (profits dépassant un certain seuil), d'autres une participation, majoritaire ou non, de l'État aux bénéfices. La plupart des régimes consentent des incitatifs (sous forme de crédits d'impôt, la plupart du temps) pour encourager l'exploration et l'investissement. Ces incitatifs ont pour effet de réduire la rente actuelle, dans l'espoir d'augmenter la rente future.

Les redevances

Il existe trois types de redevances :

- les redevances basées sur le volume de production, sans égard aux prix du marché ou aux profits réalisés par l'entreprise exploitante. Ce type de redevances est généralement reconnu comme étant moins efficace pour maximiser le prélèvement de la rente. Dans un contexte où le prix de la ressource sur le marché baisse, le niveau de la redevance peut devenir prohibitif et être un frein à la poursuite de la production. Dans la situation inverse, la part de la rente captée par l'entreprise augmente;

- les redevances basées sur les profits réalisés par l'entreprise. Cette méthode a l'avantage de tenir compte de la situation de l'entreprise mais augmente l'incertitude par rapport aux revenus gouvernementaux et peut mener à des situations sous-optimales pour l'État (par exemple, une entreprise qui continue à extraire la ressource même si elle essuie temporairement des pertes);
- les redevances ad valorem, basées sur la valeur de marché des ressources extraites. Elles permettent de suivre l'évolution du marché et minimisent les comportements sous-optimaux. La grande majorité des États qui imposent des redevances le font généralement sous cette forme : c'est le cas, notamment, de toutes les provinces canadiennes, ainsi que de l'administration fédérale américaine et de la majorité des États américains pour leurs terres publiques.

Le pourcentage de la valeur du marché fixé dans le régime de redevances varie d'une administration à l'autre, de même que les modalités de calcul. Plusieurs administrations tiennent compte de la spécificité des ressources, en établissant des régimes différents pour le pétrole et le gaz naturel, pour le milieu marin et le milieu terrestre ou encore pour les ressources conventionnelles et les ressources non conventionnelles. Dans certains cas, les redevances ne commencent à être prélevées que lorsque l'entreprise a récupéré, partiellement ou totalement, ses coûts d'investissement.

Le Québec possède des régimes distincts pour le pétrole et le gaz naturel. Les redevances sur le pétrole varient entre 5,0 % et 12,5 % de la valeur au puits, le pourcentage variant selon la production moyenne quotidienne d'un puits, pour un mois donné. Les redevances sur le gaz sont de 10,0 % à 12,5 % de la valeur au puits selon que la production quotidienne excède ou non un seuil fixé.

Dans le budget 2011-2012, le gouvernement du Québec a annoncé son intention de modifier son régime de redevances sur le gaz de schiste, de façon à augmenter le captage de la rente. À l'instar d'autres provinces canadiennes, comme l'Alberta et la Colombie-Britannique, le taux de redevances varierait de 5 % à 35 % de la valeur au puits, en fonction de la productivité de celui-ci. Ainsi, un taux plus élevé s'appliquerait aux puits plus productifs, dont la rente est par définition plus élevée. Cette façon de procéder a aussi l'avantage, contrairement au régime actuel, de s'adapter automatiquement au rendement des puits de gaz de schiste, dont la productivité décroît rapidement.

Le gouvernement a également proposé la mise sur pied d'un programme de valorisation gazière qui s'inspire d'un programme similaire en Colombie-Britannique. Le but du programme est de favoriser l'exploration et le développement en permettant aux entreprises de payer moins de redevances au départ en échange de redevances plus élevées une fois qu'elles auraient recouvré leurs investissements. Ce programme serait appliqué dans des zones de développement déterminées par le gouvernement. Pour chaque zone, des projets seraient sollicités par appel de propositions.

En ce qui concerne le pétrole en milieu terrestre, le budget 2012-2013 proposait d'instaurer, à l'instar notamment de l'Alberta et de la Saskatchewan, un taux de redevance variant entre 5 % et 40 % selon la productivité du puits.

Le même budget énonçait les principes d'un régime de redevances pour les HC produits en milieu marin, mais ne donnait pas le détail de ses dispositions. Les régimes en milieu marin prévoient souvent des taux de redevances faibles au départ et plus élevés lorsque les coûts d'investissement admissibles ont été recouverts. C'est le cas notamment de Terre-Neuve-et-Labrador.

Les nouveaux régimes de redevances proposés pour le Québec n'ont pas encore été adoptés par l'Assemblée nationale.

La participation de l'État

Un autre instrument de prélèvement de la rente des HC est la participation de l'État à leur exploitation et à leurs bénéfices. Certains États ont ainsi choisi de créer une société d'État pour exploiter eux-mêmes leurs ressources ou du moins en contrôler majoritairement l'exploitation; d'autres ont plutôt acquis ou imposé des participations minoritaires dans des projets exploités par l'industrie privée.

Même si le modèle prédominant en Amérique du Nord et en Europe occidentale est celui du privé, certaines exceptions importantes demeurent, comme PEMEX contrôlée par l'État mexicain (mais cherchant de plus en plus à conclure des partenariats avec le privé) et Statoil en Norvège. Le reste du monde est dominé par le modèle de contrôle étatique.

Le cas de la Norvège est souvent cité en exemple : Statoil, détenue à 100 % par le gouvernement à l'origine mais aujourd'hui à 67 %, a été fondée en 1972 afin d'être un « instrument commercial » du gouvernement norvégien pour favoriser le développement de l'industrie des HC. Cette initiative répondait aux découvertes d'importants gisements de pétrole en mer dans la partie norvégienne de la plateforme continentale par Philips Petroleum et de gaz par Elf Aquitaine. La création de Statoil s'est faite en respectant l'industrie privée déjà impliquée dans le développement des HC et en évitant des distorsions dans les décisions d'investissement. Ainsi, Statoil agit comme une entreprise parmi les autres. Sa première découverte date de 1976.

Statoil fait des appels de propositions pour l'exploitation des ressources qu'elle découvre. Au début, 50 % des droits de production étaient réservés à l'État. Le pourcentage a baissé graduellement par la suite jusqu'à atteindre environ 20 % actuellement.

Une autre société d'État, Petoro, assure la gestion du portefeuille de droits de production de l'État, incluant plusieurs participations minoritaires dans des projets d'exploitation privés.

En parallèle, pour maximiser le captage de la rente, le gouvernement impose une taxe spéciale de 50 % sur les profits pétroliers, qui s'ajoute à l'impôt sur le revenu des corporations de 28 %. Cependant, il n'impose aucune redevance.

Statoil est aujourd'hui un joueur pétrolier majeur sur le plan international avec une capitalisation d'environ 90 G\$us et une présence dans plus d'une trentaine de pays.

Certaines conditions ont été réunies pour faire de Statoil une réussite : une forte probabilité de succès d'exploration et de développement commercial à la suite de découvertes majeures déjà survenues, le respect des entreprises déjà impliquées et le recours au secteur privé, détenteur de l'expertise, dès le début de l'exploitation.

Au Canada, la société d'État Nalcor, créée par Terre-Neuve-et-Labrador en 2007, détient de 5 % à 10 % des parts dans les projets en mer. Ces participations font partie des conditions négociées par la province avec les exploitants de chacun de ces projets. L'intention annoncée par le gouvernement est de détenir 10 % des parts dans les projets à venir.

Au Québec, le gouvernement, par l'entremise de Ressources Québec, une filiale d'Investissement Québec, a un taux de participation de 35 % dans la société en commandite Hydrocarbures Anticosti, créée en 2014 pour faire de l'exploration et, le cas échéant, de l'exploitation sur l'île d'Anticosti. La société détient aussi environ 11 % du capital-actions de Junex et 10 % de celui de Pétrolia.

La compétitivité des prélèvements gouvernementaux sur les hydrocarbures

Bien qu'ils soient en concurrence, on trouve une grande variété de combinaison d'instruments de prélèvements de la rente dans les États producteurs d'HC dans le monde. Malgré cette diversité, il est possible que deux régimes apparemment fort différents proposent au net des prélèvements gouvernementaux relativement comparables.

Une étude préparée par Agalliu (2011), de IHS Cambridge Energy Research Associates (CERA), pour le département de l'Intérieur américain permet de comparer différents régimes applicables à l'exploitation des HC à travers le monde.

L'étude utilise les paramètres de chaque régime et les productions prévues des principaux bassins et constate leurs effets sur différentes variables d'intérêt, dans trois scénarios de prix du gaz naturel et du pétrole. Le scénario de référence utilise un prix de 6 \$/kpi³ pour le gaz naturel et de 75 \$ le baril de pétrole. Le tableau 7 présente quelques résultats pour le total des prélèvements gouvernementaux et le taux de rendement interne d'investissement, dans ce scénario.

En milieu terrestre, les prélèvements gouvernementaux les plus faibles sont ceux de la C.-B. En comparant les taux de rendement interne (TRI), on constate cependant que la C.-B. n'a que peu de marge de manœuvre si elle veut demeurer concurrentielle avec les autres administrations. Elle ne pourrait pas augmenter le taux de prélèvement à 50 % ou 60 % car, dans ce cas, le TRI deviendrait trop bas pour attirer des investissements. De même, avec un prélèvement de 59 %, le TRI dans les sables bitumineux est bas et, comme on a pu le constater, une chute du prix du baril de pétrole en deçà du prix de 75 \$ utilisé ici a pour effet de le réduire encore et de conduire à une suspension de plusieurs investissements projetés.

Tableau 7
Comparaison des prélèvements gouvernementaux et du taux de rendement interne d'investissement en hydrocarbures estimés pour quelques administrations, selon un scénario de référence

Administration	Prélèvements gouvernementaux (en % des revenus bruts d'exploitation)	Taux de rendement interne (en %)
Milieu terrestre		
Alberta (conventionnel)	61	16
Alberta (bitumineux)	59	9
Colombie-Britannique (gaz de schiste)	40	13
Alaska (pétrole/gaz)	76	11
Milieu marin		
Norvège	79	12
Australie	71	20
Golfe du Mexique (haute mer)	64	10
Royaume-Uni	62	12

Source : Agalliu, 2011

En milieu maritime, le taux de prélèvement pour l'exploitation en haute mer dans le golfe du Mexique et celui appliqué par le Royaume-Uni ne peuvent pas être augmentés au niveau de ceux de la Norvège et de l'Australie, sans compromettre la compétitivité. Par contre, l'Australie pourrait augmenter son taux de prélèvement sans que sa compétitivité en soit vraiment affectée.

Ainsi, non seulement importe-t-il de considérer les prélèvements gouvernementaux dans leur globalité mais il faut aussi les garder à un niveau compétitif par rapport aux autres possibilités d'investissement de l'industrie. Cela signifie qu'il faut notamment tenir compte des coûts d'investissement plus élevés dans certains types d'exploitation (non conventionnelle, en mer) ainsi que de la productivité des puits.

D'autres considérations importantes pour l'industrie sont :

- le degré de risque des investissements : un taux de rendement plus élevé sera requis dans les pays et territoires dont les réserves sont plus incertaines ou plus difficiles à exploiter;
- la stabilité et la prévisibilité du régime : l'industrie des HC, particulièrement intensive en capital, doit être en mesure de planifier pour le long terme;
- la simplicité du régime : plus le régime est simple à administrer pour l'entreprise, plus elle l'appréciera.

À l'égard de ces facteurs, il est intéressant de noter que la Norvège est la mieux cotée pour les facteurs de stabilité et d'absence de risque par les auteurs de l'étude du CERA.

LE PARTAGE DE LA RENTE PRÉLEVÉE

Dans le cas de ressources non renouvelables comme les HC, l'utilisation de la rente est une question particulièrement importante puisque les ressources, une fois extraites et transformées, sont soustraites du patrimoine public. Cela pose, au premier chef, la double question du développement durable et de l'équité intergénérationnelle.

Par ailleurs, les options d'utilisation de la rente doivent aussi être évaluées à l'aune de deux autres préoccupations :

- le caractère cyclique de l'industrie et la volatilité des prix de la ressource qui en découle;
- la répartition inégale des externalités négatives causées par l'exploitation des HC.

Ainsi le choix d'une option précise d'utilisation de la rente prélevée est-il la réponse, au moins implicite, aux deux questions suivantes :

- Quelle doit être la répartition de la rente prélevée entre la génération présente et les générations futures?
- Comment doit se faire la répartition de la portion réservée à la présente génération?

Le partage intergénérationnel

Dans une perspective stricte d'équité intergénérationnelle et de développement durable, la totalité de la rente de la ressource non renouvelable devrait être investie dans du capital humain, environnemental, physique ou financier, sinon il y aura réduction du capital de la nation, dont souffriront les générations futures. Plusieurs utilisations de la rente sont conformes à ce principe :

- investir dans l'éducation des jeunes;
- investir dans des fonds ou dans des initiatives de conservation du patrimoine naturel;
- investir dans la construction ou la rénovation d'infrastructures stratégiques;

- réduire la dette de l'État;
- investir dans des fonds visant à faire face aux obligations futures, comme le versement de pensions de retraite.

Cela suppose qu'idéalement, la rente ne devrait pas être versée dans les fonds généraux du gouvernement, mais qu'elle devrait être affectée, de façon transparente, à des investissements profitant aux générations futures. En pratique, aucune administration à notre connaissance n'affecte 100 % de sa rente à de tels investissements, bien que la Norvège s'en approche.

En 1990, la Norvège a créé un Fonds pétrolier, renommé en 2006 Fonds de pension gouvernemental-Global. Tous les revenus tirés des HC (incluant les revenus de l'impôt des corporations) y sont versés. Le Fonds a d'abord servi à rembourser la dette publique. Sa capitalisation est maintenant d'environ 1 000 G\$us et il est conservé pour assurer la prospérité des générations qui viendront après l'épuisement des gisements d'HC (prévu autour de 2050).

Seulement 4 % de la valeur marchande du fonds peut être versée annuellement au budget du gouvernement. En 2011, cela représentait 21,5 G\$, soit environ 10 % du budget (Sauvé, 2012¹⁸). Fait à noter, le niveau des taxes et des impôts, parmi les plus élevés en Europe, n'a pas été abaissé en conséquence des revenus pétroliers.

En Alaska, 25 % des revenus provenant de l'exploitation des HC (incluant les revenus partagés par le gouvernement fédéral et provenant de l'exploitation sur les terres fédérales, mais excluant l'impôt sur le revenu des corporations) sont versés au Fonds permanent de l'Alaska, dont l'actif, qui s'élevait à 40 G\$ en 2011, n'est consacré qu'à des investissements produisant des revenus. Environ la moitié des rendements annuels de ces investissements sont distribués directement aux citoyens de l'état. Ainsi, en 2012, chaque citoyen a reçu un chèque de 1 174 \$us.

En 2012, la Pennsylvanie a créé un Fonds de conservation de l'environnement doté de 35 M\$ par année. L'argent provient des droits, redevances et baux sur les terres publiques où se déroule de l'exploration ou de l'exploitation d'HC. Dans quelques autres États, une partie des revenus tirés d'une taxe ad valorem est affectée aux écoles ou à des initiatives de conservation et de restauration environnementales.

En 1976, l'Alberta a créé le Heritage Savings Trust Fund, dans lequel elle a investi 30 %, puis 15 % des redevances annuelles sur les ressources non renouvelables. Cependant, depuis 1987, toutes les redevances ainsi qu'une part importante des rendements du fonds ont été versées aux fonds généraux. Les revenus des HC ont d'abord servi à éliminer la dette de la province, mais ils ont par la suite servi à compenser l'abolition de la taxe de vente et la baisse de l'impôt sur le revenu et à augmenter les dépenses gouvernementales. Ces revenus représentaient, dans les dernières années, plus du quart du budget de la province. Le danger d'une telle dépendance aux revenus d'une industrie cyclique est devenu évident avec la publication du budget albertain, qui prévoit un déficit de 5 G\$ en 2015-2016, en conséquence de la chute abrupte des prix du pétrole.

Dans toutes les autres provinces productrices du Canada, tous les revenus des HC sont versés aux fonds généraux, y compris à TNL, une autre province fortement dépendante de ces revenus et qui prévoit maintenant d'importants déficits budgétaires.

¹⁸ La source est la même pour le reste de cette section.

Le Québec a créé en 2006 le Fonds des générations consacré au remboursement de la dette et alimenté en majeure partie par des redevances versées par Hydro-Québec. Le gouvernement a annoncé, dans le budget 2014-2015, son intention de verser la totalité des redevances et autres revenus miniers au Fonds. Le Québec est ainsi doté d'un outil apte à recevoir d'éventuelles redevances sur les HC au profit des générations futures.

Le partage intragénérationnel

Il existe plusieurs mécanismes pour internaliser ou compenser les externalités spécifiques au développement des HC. Cependant, certaines externalités sont très difficiles à quantifier, d'autres peuvent se manifester avec une ampleur imprévue.

En outre, dans une situation de concurrence avec d'autres États, il peut être difficile de faire compenser entièrement les externalités par l'industrie, car cela a pour effet de faire augmenter ses coûts de production.

Comme les externalités non compensées sont supportées de façon disproportionnée par les communautés locales et régionales où ont lieu des activités d'exploration et d'exploitation des HC, il y a lieu d'examiner la possibilité d'affecter une partie de la rente prélevée par l'État à ces communautés.

Il s'agit là d'une pratique assez généralisée aux États-Unis. La plupart des États imposent une taxe à la production (« severance tax »), généralement de 1,5 % à 5 % de la valeur de la production, qui s'ajoute aux redevances payées par l'entreprise à l'État ou au propriétaire privé, selon le cas. Une partie du produit de cette taxe est affectée aux instances locales et régionales dans le but de compenser les externalités négatives.

Plutôt que d'imposer une « severance tax », la Pennsylvanie a choisi d'adopter une loi permettant aux comtés qui le désirent d'imposer une taxe annuelle de compensation des impacts du forage (« drilling impact fee ») de 50 000 \$ par puits en 2012, prix ajusté chaque année en fonction de l'indice des prix à la consommation (IPC) et du prix du gaz naturel. Tous les comtés se sont prévalus de cette taxe, dont les revenus totaux ont atteint 180 M\$ en 2012 (Sauvé, 2012).

Au Québec, selon le cadre législatif en vigueur actuellement, les municipalités et les régions où auraient lieu des activités d'exploration et d'exploitation des HC ne recevraient aucune part de la rente prélevée par le gouvernement. Cependant, dans le budget 2011-2012, le gouvernement a annoncé que les municipalités recevraient 100 000 \$ pour chaque puits de gaz de schiste mis en exploitation. Les modalités de cette compensation n'ont pas encore été annoncées. De plus, en mai 2014, dans le Plan d'action gouvernemental sur les hydrocarbures, le gouvernement a indiqué son intention de réviser le régime de redevances et le partage des retombées économiques, en faveur notamment des collectivités locales et autochtones.

Les connaissances à compléter

La première phase de l'ÉES globale a permis de recenser quelques expériences de partage des revenus de rente des HC avec les communautés locales et régionales. Il apparaît opportun d'approfondir ces connaissances lors de la seconde phase, notamment en considérant les expériences qui sont faites ailleurs dans le monde et celles qui sont associées à d'autres ressources naturelles non renouvelables (Réf. : GECN03).

LA VALEUR SOCIALE NETTE ET L'ANALYSE AVANTAGES-COÛTS

La valeur sociale nette d'une activité pour la société dans son ensemble est la différence entre la somme des bénéfices et la somme des coûts que cette activité engendre pour la société pendant toute sa durée. L'analyse avantages-coûts (AAC) est un outil par lequel on tente de déterminer et quantifier, en leur donnant une valeur monétaire, ces bénéfices et ces coûts. La valeur sociale nette est négative si les coûts l'emportent sur les bénéfices.

Pour le Québec, les bénéfices de l'exploitation des hydrocarbures (HC) sont constitués de la somme des éléments suivants :

- les profits après impôts des entreprises québécoises imputables à cette activité;
- l'augmentation des revenus des travailleurs québécois attribuable à l'activité, en raison de la hausse nette du nombre d'emplois et de la hausse des salaires causée par la pression concurrentielle exercée par l'industrie sur le coût de la main-d'œuvre;
- les revenus du gouvernement découlant de l'activité (impôts, redevances, droits), nets des coûts administratifs.

Les coûts pour le Québec sont en partie déjà comptabilisés dans les éléments susmentionnés. C'est le cas des coûts administratifs du gouvernement et des coûts de production des entreprises. Ces derniers incluent les externalités internalisées ou compensées, qui viennent aussi réduire leurs profits.

Ainsi, le dernier élément à prendre en considération est le coût de tous les effets négatifs ou externalités non internalisées ou non compensées. Ces coûts, principalement environnementaux et sociaux, ont été longuement abordés dans les chapitres précédents. Ils sont souvent difficilement quantifiables. Toutefois, des méthodes d'estimation existent pour certaines de ces externalités. À titre d'exemple, l'AAC réalisée pour l'exploitation du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent (BAPE 2014) a utilisé la méthode d'estimation du coût social du carbone employé par les agences gouvernementales américaines (24 \$ la tonne d'émission de CO₂ en 2015).

Il est quasiment impossible d'évaluer toutes les externalités associées à l'exploitation et au transport des HC. Par conséquent, il faut être conscient que malgré son utilité, toute analyse avantages-coûts de ces activités conduit possiblement à une surestimation de la valeur sociale nette.

Le résultat d'une AAC est aussi très sensible aux variations de certaines hypothèses. Ainsi, l'AAC pour le gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent donne, sur 35 ans, une valeur sociale nette négative de près de 400 M\$ dans l'un des scénarios étudiés et une valeur positive de près de 2 G\$ dans un autre. Il est donc souhaitable de faire des analyses de sensibilité des résultats en modifiant la valeur de certaines variables-clés, telles que le prix de la ressource, le nombre net d'emplois créés et le taux d'actualisation, ce dernier étant particulièrement important lorsque l'activité considérée s'étend sur un grand nombre d'années.

Les connaissances à compléter

L'île d'Anticosti

La seconde phase de l'ÉES spécifique à Anticosti comprendra une analyse avantages-coûts de l'exploitation des HC de schiste, selon quelques scénarios de développement plausibles (Réf. : [ATVS02](#)). Les intrants de l'analyse proviendront d'autres études réalisées lors de cette phase, notamment la description d'un projet-type, les études portant sur les émissions de GES, celle sur les externalités et celles portant sur les infrastructures de transport et les retombées économiques.

LES ENJEUX AUTOCHTONES ASSOCIÉS AU DÉVELOPPEMENT DES HYDROCARBURES AU QUÉBEC

Sur les territoires visés par les ÉES, soit les basses-terres du Saint-Laurent et le Bas-Saint-Laurent, la Gaspésie, l'île d'Anticosti et le golfe du Saint-Laurent, plusieurs Premières Nations sont concernées. Ce sont les Algonquins, les Mohawks, les Abénaquis, les Attikamekws, les Hurons-Wendat, les Malécites, les Innus et les Micmacs.

LES NÉGOCIATIONS TERRITORIALES

À l'instar de la Colombie-Britannique, le Québec se caractérise par le fait qu'aucun traité historique n'y prévoit la cession par les Autochtones de leurs droits, titres ou intérêts sur les terres.

Une portion importante du territoire du Québec, surtout au sud du territoire d'application des conventions nordiques, fait toujours l'objet de revendications de droits ancestraux ou issus de traités. Dans le but de déterminer la portée des droits revendiqués, le gouvernement du Québec participe, avec certains groupes autochtones et avec le gouvernement du Canada, à des négociations dans le cadre de la politique fédérale sur le règlement des revendications territoriales globales.

C'est notamment le cas de la négociation avec les communautés innues de Mashteuiatsh, Essipit et Natashkuan, qui a mené à la conclusion d'une entente de principe en 2004. Cette entente sert de base à la négociation qui se poursuit en vue de parvenir à la signature d'un traité.

La négociation d'une revendication territoriale globale est également en cours avec la Nation Attikamekw en vue d'arriver à la signature d'une entente de principe et, éventuellement, d'un traité.

Bien que plusieurs autres nations autochtones du Québec, de même que d'autres communautés innues de la Côte-Nord, revendiquent aussi des droits sur le territoire, aucune autre négociation territoriale globale tripartite n'est présentement en cours au Québec.

En plus du processus de négociation territoriale globale, le gouvernement du Québec participe à d'autres types de négociations avec des communautés autochtones. Ces négociations visent à favoriser la cohabitation harmonieuse sur le territoire, notamment en ce qui concerne le développement des ressources et le développement économique des communautés.

LES ENJEUX RELATIFS À LA CONSULTATION

Comme elles l'ont maintes fois mentionné lors de consultations antérieures, les Premières Nations ne sont pas fermées à l'exploitation des ressources naturelles. Elles revendiquent toutefois le droit d'être associées aux processus décisionnels menant à l'exploration, à l'exploitation et au transport des HC, de même qu'aux processus décisionnels reliés à d'autres formes de développement. Les Premières Nations exigent notamment d'être mieux informées et d'être consultées dès le début des projets.

Ainsi, les priorités exprimées par les Premières Nations en matière de consultation sont les suivantes :

- être consultées sur tout nouveau projet ou toute nouvelle stratégie de développement des ressources;
- être consultées en amont des projets;
- être rencontrées avant la consultation afin de s'entendre sur le processus à venir;
- bénéficier des ressources nécessaires pour participer pleinement aux consultations;
- bénéficier d'un délai de réponse suffisant.

LES PRÉOCCUPATIONS AUTOCHTONES CONCERNANT LES EFFETS POTENTIELS

La santé, la sécurité et le respect de l'environnement

Les effets potentiels sur la santé et la sécurité dans les communautés ainsi que les risques environnementaux que peuvent représenter les activités d'exploitation, d'exploration et de transport d'HC suscitent des préoccupations. Les principales sont :

- le risque de contamination des eaux de surface et souterraines et les effets sur la santé;
- les dangers reliés au transport de matières dangereuses;
- les risques posés par le transport par pipeline, dont ceux posés par la traverse de cours d'eau;
- la capacité de réponse aux incidents.

Le maintien des pratiques traditionnelles

Plusieurs pratiques autochtones, qu'elles soient culturelles, spirituelles, cérémoniales ou sociales, sont tournées vers la flore et la faune, y compris celles du milieu marin. C'est notamment le cas de la chasse, de la pêche et de la cueillette.

À cet égard, les craintes soulevées par les Autochtones concernant l'exploration, l'exploitation et le transport d'HC sont principalement :

- le bouleversement des activités et des modes de vie des communautés ainsi que de leurs représentations du territoire;
- les effets négatifs sur les ressources de chasse et de pêche, alors même que les besoins s'accroissent en raison de la croissance démographique des Premières Nations.

La sécurité culturelle

En ce qui concerne les risques à l'égard de la sécurité culturelle, la documentation consultée a permis de relever les préoccupations suivantes :

- le risque de perdre des sites de portage et de campement ou des lieux où se tiennent des pratiques culturelles traditionnelles;
- des craintes liées à la dépossession territoriale;
- l'affaiblissement des liens intergénérationnels;

- la perte du patrimoine et des connaissances ancestrales;
- la perte potentielle de transmission des savoirs traditionnels sur les milieux marins et riverains.

La sécurité matérielle et économique

La pêche commerciale connaît un essor dans les communautés innues, micmaques et malécite du Québec depuis 2000. En plus d'être une source significative de revenu dans plusieurs communautés riveraines du Saint-Laurent, la pêche commerciale crée de nombreux emplois saisonniers. D'après les plus récentes données de Pêches et Océans Canada, le nombre d'emplois créés a atteint 170 chez les Micmacs et les Malécites et 134 chez les Innus. Les communautés micmaques de la baie des Chaleurs sont particulièrement actives dans le secteur de la pêche commerciale. Le crabe des neiges et la crevette sont les deux principales espèces pêchées par les Micmacs, dont les secteurs de pêche sont répartis dans la partie sud du golfe du Saint-Laurent ainsi qu'au sud-est de l'île d'Anticosti.

Les communautés autochtones craignent la limitation de l'accès aux zones de pêche, l'endommagement de leur matériel de pêche, l'interruption prolongée de la pêche et la baisse de son rendement en cas de déversement de produits toxiques, et l'effet négatif qui en résulterait sur la qualité perçue des produits de la pêche.

LES ENJEUX DE GOUVERNANCE

Les Autochtones sont préoccupés par le fait que leur rôle dans le mode de gouvernance d'un territoire sur lequel se déroulent des activités de développement ou de transport des HC reste flou et mal défini.

Dans le cas du golfe du Saint-Laurent, qui touche le Québec, le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse, Terre-Neuve-et-Labrador et l'Île-du-Prince-Édouard, l'évaluation des risques et les modes éventuels de gestion du territoire sont normalement traités séparément par chaque province, ce qui préoccupe grandement les communautés autochtones concernées. La réalité écosystémique du golfe transcende, selon elles, les compétences territoriales distinctes dont dépend la gestion de cet environnement.

L'île d'Anticosti

Une partie importante de l'activité économique de la nation Micmac est liée à la pêche en haute mer. En plus de la baie des Chaleurs et de la péninsule gaspésienne, les territoires de pêche s'étendent jusqu'à Anticosti et aux Îles-de-la-Madeleine.

Les Innus d'Ekuanitshit exploitent un territoire de pêche incluant la baie de Mingan, et la communauté d'Essipit offre des croisières d'observation des baleines sur le fleuve.

Les connaissances à compléter

Le bilan des connaissances réalisé lors de la première phase de l'ÉES globale aura permis de recenser les préoccupations communément exprimées par les communautés autochtones à l'égard des projets de développement de ressources naturelles, et plus particulièrement de l'exploitation des HC. Les études prévues dans la seconde phase permettront de répondre à plusieurs d'entre elles. Toutefois, le bilan n'a pas abordé les perspectives de participation des communautés autochtones à cette exploitation et à ses bénéfices économiques.

Lors la seconde phase, un examen de quelques expériences pertinentes en la matière au Canada sera fait, afin d'en tirer des leçons utiles pour le Québec, le cas échéant ([Réf. : GSOC02](#)).

Les Premières Nations du Québec seront spécifiquement consultées sur les enjeux traités dans le cadre des deux ÉES et le rapport final fera état de leurs commentaires et de leurs recommandations.

L'ACCEPTABILITÉ SOCIALE

LE CONCEPT

Même s'il est de plus en plus utilisé dans les débats publics et fait l'objet d'une attention croissante de la part des chercheurs, le concept d'acceptabilité sociale demande à être précisé.

Certaines définitions mettent l'accent sur le processus dynamique d'évaluation d'un projet qui donne lieu à des interactions entre la majorité des acteurs concernés et à partir duquel se construisent progressivement des règles et des arrangements qu'ils reconnaissent comme légitimes. D'autres définitions portent plutôt sur le résultat ultime de la démarche, à savoir l'« assentiment de la population à un projet ou à une décision, résultant du jugement collectif que ce projet ou cette décision est supérieur aux alternatives communes, y compris le statu quo » (Gendron, 2014). Ainsi l'acceptabilité sociale vise à obtenir la plus grande cohésion et le meilleur équilibre possible entre les besoins des collectivités locales et régionales et les objectifs de l'industrie.

L'acceptabilité sociale se traduit non par l'assentiment général, mais par un consensus des parties prenantes, atteint au moyen de consultations et d'échanges constants et soutenus. En effet, il est peu probable que l'on puisse en arriver à obtenir un assentiment général, car l'acceptabilité sociale implique des valeurs, des perceptions et des préoccupations qui diffèrent selon les groupes interpellés et qui peuvent aussi varier dans le temps.

LES VALEURS

Dans les études réalisées dans les communautés potentiellement touchées par le développement des hydrocarbures (HC) au Québec, mais aussi ailleurs en Amérique du Nord, on trouve le plus souvent l'expression des valeurs suivantes : la lutte contre les changements climatiques, la protection de l'environnement et des milieux naturels, celle des milieux de vie, de la culture et des activités traditionnelles, la prospérité et le développement économique, la juste répartition des bénéfices entre les parties prenantes (gouvernement, entreprises et communautés d'accueil), la minimisation et la compensation des inconvénients et les valeurs démocratiques.

Ces valeurs font généralement consensus, mais des conflits se manifestent fréquemment quant à l'importance relative à accorder à chacune. Les principaux conflits sont de trois ordres :

- les objectifs économiques par opposition à la protection de l'environnement;
- les avantages collectifs par opposition aux inconvénients localisés;
- l'intervention gouvernementale (autorité légitime à l'échelle nationale) par opposition à la démocratie locale.

LES PERCEPTIONS ET LES PRÉOCCUPATIONS

Les valeurs importent, non seulement en elles-mêmes, mais aussi parce qu'elles peuvent jouer dans la perception des risques et des bénéfices d'une activité ou d'un projet. Or, l'acceptabilité sociale requiert que les bénéfices perçus soient supérieurs aux risques perçus.

Les études révèlent que les communautés d'accueil potentielles perçoivent de nombreux risques relativement à l'exploration, à l'exploitation et au transport des HC :

- des risques environnementaux : par exemple, contamination et diminution de débit des cours d'eau, augmentation des émissions de GES, effets que pourraient avoir, sur les milieux naturels et sur la faune, les activités normales de l'industrie ou des déversements importants d'HC ou d'autres produits toxiques;
- des risques pour la santé et pour la sécurité : entre autres, ceux présentés par la contamination de l'eau potable et la dégradation de l'air ambiant, par des explosions et des incendies ou encore par la sismicité induite par la fracturation;
- des risques sociaux : dégradation du milieu de vie (bruit, luminosité, congestion routière, altération des paysages, etc.), diminution de la cohésion sociale, perte de contrôle sur l'avenir de la communauté;
- des risques économiques : augmentation du coût du logement et des biens de consommation, effets négatifs sur les activités économiques déjà présentes, diminution des valeurs foncières.

Sur le plan des bénéfices perçus, les études révèlent que les communautés d'accueil potentielles croient qu'il y aura très peu ou pas de bénéfices économiques, particulièrement en ce qui concerne le gaz de schiste.

Certaines études signalent que les Québécois ont une perception beaucoup plus négative des bénéfices économiques associés à l'industrie des HC que les populations de plusieurs autres régions en Amérique du Nord, comme l'Alberta, la Pennsylvanie et le Michigan. Certains associent cette différence dans les perceptions aux valeurs environnementales, qui seraient plus ancrées au Québec. Sans nier cette possibilité, il faut toutefois souligner que plusieurs provinces canadiennes et États américains, dont ceux précités, ont l'expérience de l'industrie des HC, ce qui contribue certainement à influencer les perceptions de leurs citoyens. De plus, aux États-Unis, les droits sur le sous-sol sont généralement privés et se traduisent par des bénéfices économiques directs pour plusieurs membres des communautés d'accueil.

Les préoccupations des communautés d'accueil potentielles recensées dans les études québécoises sont principalement reliées à la crainte que les pratiques de l'industrie et l'encadrement gouvernemental soient inadéquats face au type et à la sévérité des risques perçus, que les bénéfices économiques soient insuffisants pour compenser les nuisances, que les externalités négatives ne soient pas compensées et que la population locale et régionale ne soit pas associée aux décisions.

LES FACTEURS D'INFLUENCE

Plusieurs facteurs ressortent comme ayant une influence sur le faible degré d'acceptabilité sociale d'une éventuelle exploitation du gaz de schiste au Québec (BAPE 2014). Il est très probable qu'ils jouent également dans l'acceptabilité sociale de l'exploitation des autres types d'HC. Ces facteurs sont les suivants :

- la méfiance envers l'État, à la fois quant à sa neutralité et à sa capacité d'encadrer efficacement l'industrie;
- la place jugée insuffisante faite aux instances municipales et à la population locale dans le processus décisionnel;
- la prépondérance perçue des facteurs économiques dans les débats et les décisions gouvernementales;

- la perception que le savoir des citoyens a peu de poids par rapport à la connaissance scientifique, reconnue comme étant plus légitime par les décideurs publics et privés;
- la perception que le gouvernement ne prend pas les dynamiques territoriales, incluant les activités économiques existantes, en considération;
- l'incertitude, en raison de l'information vue comme incomplète et souvent contradictoire, particulièrement quant aux impacts environnementaux;
- le manque de transparence perçu chez les entreprises et le gouvernement.

LES ATTENTES DES COMMUNAUTÉS

Selon les études et les sondages rapportés dans les revues de littérature, les communautés d'accueil potentielles ont plusieurs attentes envers le gouvernement et les entreprises.

Ainsi, les communautés souhaiteraient que le gouvernement :

- positionne le développement des HC dans la politique énergétique du Québec et par rapport à l'atteinte de ses objectifs de réduction des GES;
- adopte un cadre légal et réglementaire basé sur les meilleures pratiques techniques et environnementales ainsi que sur la responsabilité des entreprises à l'égard des coûts sociaux et environnementaux qu'engendrent leurs activités;
- considère de façon équilibrée les facteurs sociaux, environnementaux et économiques;
- adopte un cadre fiscal du développement des HC (impôts, taxes, redevances, droits) juste et équitable, quant à la part de la rente des ressources que la société doit recevoir et quant à la distribution d'une portion de celle-ci aux communautés locales subissant les inconvénients de ce développement;
- associe davantage les communautés d'accueil et les instances municipales au processus décisionnel et à la mise en œuvre des projets.

Quant aux entreprises, elles devraient, selon les communautés d'accueil :

- respecter les lois en vigueur et adopter les meilleures pratiques techniques et environnementales;
- faire preuve de responsabilité sociale, de bonne foi et de transparence;
- minimiser les conséquences négatives sur les communautés et défrayer le coût des externalités négatives engendrées par leurs activités;
- disposer d'un plan d'urgence et de mesures de sécurité efficaces, en collaboration avec les communautés sur les aspects logistique et financier;
- informer, consulter et associer la population locale et les instances municipales de manière continue et efficace;
- négocier de bonne foi avec les propriétaires terriens et les considérer avec égard;
- maximiser les retombées économiques pour les communautés locales, en s'approvisionnant localement et en employant des travailleurs locaux, chaque fois que c'est possible.

LA PARTICIPATION DE LA POPULATION

L'intégration de mécanismes de participation de la population au développement de l'industrie des HC apparaît nécessaire à l'acceptabilité sociale, car elle permet :

- une meilleure compréhension par la population des activités de l'industrie, de leurs risques et de leurs bénéfices;
- l'amélioration des projets, en y intégrant les savoirs locaux et des réponses aux préoccupations des citoyens;
- la prévention des conflits;
- l'accroissement de la confiance du public et de la crédibilité du processus et des décisions.

Pour que la participation de la population porte véritablement ses fruits, il est nécessaire de :

- mettre en place un dispositif participatif au début du processus décisionnel, avant le démarrage des travaux, afin d'adapter le projet en tenant compte des préoccupations des citoyens;
- instaurer un mécanisme de concertation et de suivi se poursuivant tout au long des travaux, pour assurer la diffusion de l'information et, le cas échéant, mettre en œuvre des mesures correctives à la suite de la rétroaction de la population;
- s'assurer en tout temps que l'information diffusée est complète et fiable, utile, accessible et compréhensible pour les participants, que les objectifs sont clairs et que des indicateurs pertinents sont colligés, analysés et vérifiés par une partie neutre et crédible;
- s'assurer de l'équité et du respect des opinions de tous les participants;
- soutenir les dispositifs participatifs par des ressources humaines et financières suffisantes.

Présentement, la réglementation environnementale prévoit que, pour obtenir un certificat d'autorisation, les promoteurs d'un projet de recherche ou d'exploitation d'HC dans le shale ou d'un projet impliquant des activités de fracturation doivent au préalable informer et consulter les citoyens, puis transmettre un rapport des observations recueillies à la municipalité, en y indiquant, le cas échéant, les modifications apportées au projet. Celle-ci doit par la suite transmettre le rapport, accompagné de ses propres observations et commentaires, au ministre du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, qui prend alors sa décision.

LA GOUVERNANCE TERRITORIALE

La Loi sur les mines, qui encadre présentement l'industrie des HC, a préséance sur la Loi sur l'aménagement et l'urbanisme, qui confère aux instances municipales les pouvoirs relatifs à l'élaboration et à la mise en œuvre des différents instruments d'aménagement du territoire : schémas d'aménagement et de développement des MRC et règlements d'urbanisme des municipalités.

Cependant, en 2013, une modification législative a été adoptée afin de permettre aux MRC de délimiter tout territoire incompatible avec l'activité minière, dans la mesure où il ne fait pas déjà l'objet d'un titre minier. Cette nouvelle disposition entrera en vigueur lorsqu'elle aura été balisée par des orientations gouvernementales en la matière. Elle ne s'étend toutefois pas aux hydrocarbures, dont l'encadrement doit être revu en 2016 à la faveur d'une nouvelle loi qui leur sera spécifique.

Plusieurs scénarios de gouvernance territoriale ont été étudiés lors des EES et des travaux du BAPE sur le gaz de schiste. Ces scénarios vont du statu quo à la gouvernance décentralisée des activités de l'industrie.

Un équilibre reste à trouver entre les responsabilités des acteurs concernés, mais pour accroître l'acceptabilité sociale, le mode de gouvernance retenu devrait faire plus de place aux instances municipales dans l'encadrement des activités de l'industrie et permettre une planification adéquate à l'échelle locale et, lorsque requis, régionale.

Le MERN a entamé une réflexion ayant pour objet de favoriser la conciliation des usages afin d'améliorer l'acceptabilité sociale des projets de mise en valeur du territoire public et des ressources naturelles, notamment des HC. Cette réflexion porte entre autres sur le rôle des instances décisionnelles à l'échelle locale, régionale et nationale et sur les mécanismes permettant de prendre en compte les répercussions sociales, environnementales et économiques des projets, à ces différentes échelles. Les conclusions de la démarche devraient être connues à l'automne 2015.

Les connaissances à compléter

Le bilan des connaissances sur l'acceptabilité sociale réalisé lors de la première phase de l'EES globale a permis de constater que malgré les études et les recherches menées ces dernières années, plusieurs facettes de l'acceptabilité sociale des HC restent peu documentées. Il existe relativement peu d'analyses critiques systématiques de cas concrets vécus au Québec ou ailleurs.

Étant donné leur importance dans l'acceptabilité sociale des projets, une étude retenue pour la seconde phase approfondira les modes et les processus d'accès à l'information, de consultation et de participation des communautés d'accueil au Québec et ailleurs ainsi que les divers modes de gouvernance relatifs à la planification et à l'encadrement de la mise en valeur des HC, dans l'objectif d'en tirer des indications utiles et des recommandations quant aux meilleures pratiques transposables (Réf. : GSOC03).

L'île d'Anticosti

Les préoccupations des citoyens d'Anticosti sont, dans l'ensemble, assez semblables à celles des autres communautés d'accueil potentielles. Elles sont cependant colorées par les spécificités de l'île : son caractère insulaire et sa quiétude, sa population réduite, la dépendance de son économie envers les activités récréotouristiques.

Ainsi, un accent particulier est mis sur :

- la nécessité de protéger l'environnement et le caractère naturel de l'île;
- l'harmonisation avec les activités existantes (tourisme, chasse, pêche);
- la minimisation des impacts sur les infrastructures municipales et sur le logement disponible;
- la minimisation des risques de contamination de la nappe phréatique;
- la gestion des risques relatifs à la sécurité publique, par exemple les risques d'incendie;
- le maintien de la cohésion sociale;
- la maximisation des retombées économiques : création d'emplois locaux, approvisionnement local de l'industrie;
- l'implication de l'industrie dans la communauté : amélioration de l'offre de services aux citoyens, évacuation médicale par avion ou hélicoptère de l'industrie, etc.

Au printemps 2014, les citoyens ont formé un comité de vigilance et d'information sur les enjeux pétroliers à Anticosti. Des représentants du MERN et du MDDELCC ont assisté à quelques rencontres du comité au cours de l'été suivant, lors de la réalisation des sondages stratigraphiques sur l'île par Hydrocarbures Anticosti SEC. Une rencontre visant spécifiquement à informer les citoyens sur les résultats de la première phase de l'EES sur Anticosti et à recueillir leurs suggestions et commentaires en vue de la seconde phase a eu lieu en février 2015.

Au cours de cette seconde phase, quelques scénarios de développement de l'industrie seront présentés aux citoyens afin de déterminer les conditions nécessaires à leur acceptabilité ainsi que les meilleures conditions de participation de la communauté à toutes les étapes du développement, dans l'éventualité où toutes les conditions seraient jugées réunies pour aller de l'avant (Réf. : ASOC01).

CONCLUSION

SURVOL DE L'ÉTAT DES CONNAISSANCES ET DES PROCHAINES ÉTAPES

La première phase de l'ÉES globale sur les hydrocarbures et de l'ÉES spécifique à l'île d'Anticosti a consisté à recenser, au moyen de 10 bilans réalisés par des chercheurs les connaissances disponibles et pertinentes pour la recherche, l'exploitation et le transport des hydrocarbures, au Québec en général et dans l'île d'Anticosti en particulier. En conformité avec les principes du développement durable, les bilans ont permis d'aborder le sujet sous ses différentes facettes : techniques, environnementales, sociales et économiques.

Au terme de cet exercice, le Comité directeur de l'ÉES a jugé pertinent de dresser un état de situation sur les connaissances acquises et sur les lacunes qu'entend combler la seconde phase.

L'ÉES globale

Le Québec présente un potentiel significatif en pétrole et en gaz naturel. Une bonne partie de ce potentiel n'est pas confirmée et, dans tous les cas, la quantité économiquement récupérable est inconnue. Ces incertitudes ne pourront être levées qu'à mesure que des forages seront réalisés pour tester ou valider les cibles d'exploration et pour faire des tests de production.

En général, grâce notamment aux ÉES précédentes et aux rapports du BAPE sur le sujet, nous disposons d'une bonne connaissance de la nature des effets environnementaux et sanitaires potentiellement engendrés par l'industrie des hydrocarbures. Toutefois, certains sujets restent à approfondir, notamment les effets de certains contaminants sur les systèmes aquatiques ainsi que le comportement des hydrocarbures pétroliers, des dissolvants et des émulsifiants dans un milieu marin caractérisé par l'eau froide, de forts courants et la présence de glaces.

Nous connaissons aussi la nature des effets socioéconomiques susceptibles de résulter du développement et du transport des hydrocarbures, notamment les nuisances de tous ordres, les effets « boomtown » dans les petites communautés et les conflits d'usage.

Les principales mesures de minimisation et de compensation des effets environnementaux, sanitaires et socioéconomiques négatifs sont également connues, mais il reste à déterminer la façon de les incorporer dans l'encadrement légal et réglementaire du Québec. Cela exige d'examiner les lois, règlements, normes et guides d'autres pays et territoires, qui intègrent les meilleures pratiques techniques, environnementales et sociales. Une attention particulière doit être portée aux pratiques et à l'encadrement relatifs à la recherche et à l'exploitation d'hydrocarbures en milieu marin, activités pour lesquelles il existe peu de connaissances pratiques au Québec.

Un portrait global du transport des hydrocarbures au Québec a été dressé dans la première phase de l'ÉES globale, avec les données disponibles. Tous les modes de transport (routier, ferroviaire, pipelinier, maritime) ont été examinés sous l'angle des infrastructures, des activités, de l'encadrement ainsi que de l'occurrence et des conséquences des accidents. Des constats intéressants ont pu être tirés de l'exercice, malgré ses limites. En effet, de nombreuses données se rapportent à l'ensemble des matières dangereuses, plutôt que spécifiquement aux hydrocarbures, et il est souvent nécessaire de recourir à des données canadiennes, en raison d'un manque de données québécoises. Il ne sera pas possible de remédier à ces lacunes dans le temps imparti pour la seconde phase de l'ÉES, mais le rapport final contiendra des recommandations à cet égard. Par contre, la seconde phase sera l'occasion d'approfondir les connaissances sur le transport intermodal et les transbordements, activités fréquemment reliées à des accidents.

La recension des études portant sur le transport des hydrocarbures a fait ressortir certaines faiblesses au Québec, comme d'ailleurs dans le reste de l'Amérique du Nord, relativement à l'état de préparation aux accidents et aux déversements majeurs ainsi qu'à la capacité d'intervention des entreprises et des divers ordres de gouvernement dans un tel cas. Il est donc nécessaire, dans la prochaine étape, de dresser un état de situation global sur le sujet et d'en tirer des recommandations pertinentes, et ce, distinctement pour les milieux terrestres et les milieux marins et côtiers, dont les enjeux diffèrent à plusieurs égards. Outre le transport, l'état de situation couvrira les activités de recherche et d'exploitation des hydrocarbures, lors desquelles des accidents majeurs peuvent aussi survenir.

Le bilan des connaissances sur l'acceptabilité sociale a confirmé l'importance des valeurs, des perceptions et des préoccupations des communautés dans leur degré d'acceptabilité des activités de l'industrie. Il a aussi révélé les principales attentes à l'égard des entreprises et du gouvernement, notamment en matière de participation des citoyens et d'implication des instances municipales. La prochaine étape consiste à recenser les meilleures pratiques utilisées avec succès au Québec ou ailleurs pour répondre à de telles attentes et à en tirer des leçons pour l'exploitation et le transport des hydrocarbures.

Selon le bilan réalisé sur le sujet, les communautés autochtones ont des préoccupations particulières quant au respect du milieu naturel, qui a toujours été intimement lié à leur mode de vie, et quant au maintien de leurs pratiques culturelles, spirituelles et de subsistance. Par ailleurs, elles insistent sur la nécessité pour le gouvernement de les consulter sur les projets de développement des ressources, d'accommoder leurs demandes et de les associer étroitement au processus décisionnel.

Tant les Premières Nations que les communautés non autochtones potentiellement touchées par l'exploitation des hydrocarbures souhaitent recevoir une part équitable des bénéfices de cette industrie. Dans le cadre du Plan d'action gouvernemental sur les hydrocarbures, le gouvernement a d'ailleurs indiqué son intention de réviser le régime de redevances et le partage des retombées économiques, en faveur notamment des collectivités locales et des Autochtones. Il importe donc d'élargir les connaissances sur les expériences recensées à l'extérieur du Québec en matière de partage des bénéfices des ressources naturelles avec les Premières Nations et les communautés locales.

Enfin, la première phase de l'ÉES a été l'occasion de recenser les connaissances d'ordre général sur les enjeux économiques de l'exploitation des hydrocarbures, notamment sur les marchés et les prix des ressources et sur la structure des coûts de production, ainsi que sur les bénéfices économiques de cette activité à partir de cas concrets et d'études de retombées potentielles. La seconde phase doit se pencher sur les enjeux précis posés par une éventuelle exploitation d'hydrocarbures au Québec à une échelle commerciale, notamment sur les marchés internes et externes, sur les possibilités que représente cette activité économique pour la main-d'œuvre et les entreprises québécoises, ainsi que sur les revenus potentiels pour le gouvernement.

L'ÉES spécifique à Anticosti

Les bilans des connaissances ont fait ressortir qu'il existe peu d'information pertinente sur les enjeux spécifiques posés par une éventuelle exploitation des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti. La prochaine étape consistera donc à :

- élaborer un projet-type et quelques scénarios plausibles de développement des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti;
- déterminer le type et le coût des infrastructures nécessaires pour transporter la ressource hors de l'île;
- recenser et quantifier, dans la mesure du possible, les effets environnementaux et sanitaires potentiellement produits par ces scénarios et déterminer les mesures les plus efficaces pour les minimiser;
- en collaboration avec les citoyens de l'île, faire le même exercice pour les effets socioéconomiques potentiels;
- dresser un état de situation de la préparation aux accidents majeurs et des interventions possibles et faire les recommandations qui s'imposent pour améliorer la situation;
- évaluer la rentabilité commerciale et les retombées économiques pour les habitants de l'île, pour ceux de la région et pour l'ensemble des Québécois;
- réaliser une analyse avantages-coûts des scénarios de développement, à l'échelle locale, à l'échelle régionale et à celle du Québec;
- à la lumière de ces différentes informations, valider l'acceptabilité sociale des éventuels scénarios de développement auprès des citoyens.

Les étapes suivantes

Les études composant le Plan d'acquisition de connaissances additionnelles seront complétées d'ici le début de l'automne 2015. Par la suite, une consultation publique aura lieu à l'automne 2015, sur la base d'un rapport préliminaire. Le rapport final sera publié à la fin 2015.

Conjugués aux orientations retenues pour la politique énergétique, qui sera présentée à la même période, les résultats et recommandations des ÉES permettront au gouvernement d'élaborer un cadre légal et réglementaire assurant une mise en valeur et un transport responsables et sécuritaires des hydrocarbures au Québec.

Le gouvernement aura également en main les informations nécessaires pour prendre une décision éclairée quant à l'opportunité de poursuivre l'exploration et, le cas échéant, l'exploitation des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti.

ANNEXE 1 - MEMBRES DU COMITÉ DIRECTEUR

Représentants du gouvernement :

Co-présidents :

M. Gilbert Charland, sous-ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles

Mme Christyne Tremblay, sous-ministre du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques

Autres représentants gouvernementaux :

Mme Luce Asselin, sous-ministre associée à l'Énergie, ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles

M. Simon Bergeron, sous-ministre adjoint à la politique budgétaire, ministère des Finances

M. Jacques Dupont, sous-ministre adjoint à l'eau, à l'expertise et aux évaluations environnementales, ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques

M. Éric Houde, sous-ministre associé par intérim à la Direction générale de la sécurité civile et de la sécurité incendie, ministère de la Sécurité publique

Mme Linda Landry, sous-ministre adjointe aux territoires, ministère des Affaires municipales et de l'Occupation du territoire

Mme Anne-Marie Leclerc, sous-ministre adjointe, ministère des Transports

Membres indépendants :

M. Michel A. Bouchard, professeur titulaire, Université de Montréal, et chercheur senior associé, Centre McGill-PNUE sur les évaluations environnementales

Mme Nathalie de Marcellis-Warin, professeure agrégée, École polytechnique de Montréal, et vice-présidente du CIRANO

M. Maurice Dusseault, professeur, Université de Waterloo

Mme Christiane Gagnon, professeure titulaire, Université du Québec à Chicoutimi

M. Pierre-Olivier Pineau, professeur titulaire, HEC Montréal

Mme Ariane Plourde, directrice de l'Institut des sciences de la mer de Rimouski

Coordination :

Mme Suzanne Lévesque, secrétaire, ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles

Mme Brigitte Bazin, coordonnatrice, ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles

ANNEXE 2 - BIBLIOGRAPHIE

Bilan des connaissances – études réalisées

Beaulieu, L. et coll., 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, 2015

Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services, Revue de littérature sur les impacts environnementaux du développement des hydrocarbures au Québec, École polytechnique de Montréal – CIRAIG, 2014

Desbiens, C. et coll., Présence et enjeux autochtones associés au développement des hydrocarbures au Québec, Université Laval, 2015

Gendron, C. et A. Friser, Revue de littérature sur l'acceptabilité sociale du développement des hydrocarbures, Université du Québec à Montréal, 2015

Gonzalez, P. et coll., Bilan des connaissances de l'économie des hydrocarbures au Québec, Université Laval, 2015

Innovation maritime, Bilan des connaissances – Transport maritime des hydrocarbures, Institut maritime du Québec, 2014

Institut national de santé publique du Québec, Enjeux de santé publique relatifs aux activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures gaziers et pétroliers, INSPQ, 2015

Malo, M. et coll., Synthèse des connaissances portant sur les pratiques actuelles et en développement dans l'industrie pétrolière et gazière, INRS, 2015

Séjourné, S. et M. Malo, Géologie et potentiel en hydrocarbures des bassins sédimentaires du sud du Québec, INRS, 2015

Trépanier, M. et coll., Bilan des connaissances – Transport des hydrocarbures par modes terrestres au Québec, CIRANO et Centre Risque & Performance – École polytechnique de Montréal, 2015

Évaluations environnementales stratégiques précédentes

Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, janvier 2014

Genivar, Évaluation environnementale stratégique sur la mise en valeur des hydrocarbures dans les bassins d'Anticosti, de Madeleine et de la baie des Chaleurs (EES2), septembre 2013

AECOM, Rapport préliminaire - 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 (EES1), juillet 2010

Rapports d'enquête et d'audiences publiques du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement

Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE), Les enjeux liés à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent, novembre 2014

Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE), Les effets liés à l'exploration des ressources naturelles sur les nappes phréatiques aux Îles-de-la-Madeleine, notamment ceux liés à l'exploration et l'exploitation gazière, décembre 2013

Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE), Le développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec, février 2011

Autres références

Agalliu, I. - IHS Cambridge Energy Research Associates (CERA), Comparative Assessment of the Federal Oil and Gas Fiscal System, U.S., pour le compte du Department of the Interior, Bureau of Ocean Energy Management, octobre 2011

Agence internationale de l'énergie (AIE), World Energy Outlook, 2014

Atherton, F. et coll., Report of the Nova Scotia Independent Review Panel on Hydraulic Fracturing, soumis à The Province of Nova Scotia, Department of Energy, août 2014

Bourgault et coll., Numerical simulations of the spread of floating passive tracer released at the Old Harry prospect, Environmental Research Letter, 2014

British Columbia, Environmental assessment office website, consulté le 13 mars 2015

Canadian Energy Research Institute (CERI), Potential Impacts of Developing Quebec's Shale Gas, 2013

KPMG, Retombées économiques de l'industrie pétrolière de l'Ouest canadien, 2013

Mc Collough, D., Détermination des externalités associées au développement de la filière du gaz de schiste ainsi que des mesures susceptibles de les réduire, octobre 2013

Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN), Politique énergétique 2016-2025, Profil statistique de l'énergie au Québec, 2014

Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN), Politique énergétique 2016-2025, Efficacité et innovation énergétiques, 2014

Natural Gas Intelligence (NGI), SHALE DAILY, consulté le 13 mars 2015, Office national de l'énergie (ONÉ), Avenir énergétique du Canada, offre et demande énergétiques à l'horizon 2035, 2014

Régie de l'énergie, 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, décembre 2014

Research and Traffic Group, Environmental and Social Impacts of Marine Transport in the Great Lake and St. Lawrence Seaway Region, 2013

Reuters, FACTBOX-Breakeven oil prices for U.S. shale: analyst estimates, octobre 2014

Rodrigue, G. et coll., Études sur les retombées économiques du développement de l'industrie du gaz de schiste dans les basses terres du Saint-Laurent, octobre 2013

Roy et coll., Analyse du cycle de vie et bilan des gaz à effet de serre prospectifs du gaz de schiste au Québec, Rapport déposé dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique du gaz de schiste au Québec, 2013

Sauvé, C., Partage et utilisation de la rente, rapport final préparé pour le Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques, Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs, novembre 2012

Thomas, A.R. et coll., An Analysis of the Economic Potential for Shale Formations in Ohio, 2012

Troner, A., Natural Gas Liquids in the Shale Revolution, The James A. Baker III Institute for Public Policy, avril 2013

Troner, A., Shale Gas and Tight Oil, published by the James A. Baker III Institute for Public Policy of Rice University, octobre 2014

U.S. Energy Information Administration (EIA), Hydrocarbon Gas Liquids : Recent Market Trends and Issues, 2014

U.S. Energy Information Administration (EIA), Annual Energy Outlook, 2014

Whitmore J. et P.O. Pineau, État de l'énergie au Québec, HEC Montréal, 2014

ANNEXE 3 - PLAN D'ACQUISITION DE CONNAISSANCES ADDITIONNELLES

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 des hydrocarbures à Anticosti	Gouvernement du Québec	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	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	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	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	Cartographie des zones de contraintes légales associées à la conservation (territoires protégés, ou faisant l'objet de mesures de conservation); cartographie des zones d'intérêt pour la conservation (présence d'éléments identifiés comme sensibles ou d'intérêt – espèces menacées ou vulnérables, milieux humides, etc.); cartographie des contraintes en relation avec le cadre législatif et réglementaire du MDDELCC.
AENV06	Hydrologie et hydrométrie des bassins versants de l'île d'Anticosti	Gouvernement du Québec	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	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 des hydrocarbures sur Anticosti	Externe	Évaluation de l'impact sur la qualité de l'air de certains contaminants associés aux activités d'exploitation et d'exploration de pétrole sur l'île d'Anticosti.

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	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	État des connaissances actuelles en matière d'intégrité biologique basé sur les communautés benthiques pour les cours d'eau d'Anticosti; caractérisation des communautés benthiques de onze cours d'eau répartis sur l'ensemble du territoire de l'île, en priorisant au départ les bassins versants du versant sud, plus propice aux activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures.
AENV11	Évaluation des risques environnementaux des rejets d'eaux usées (après traitement) dans les milieux aquatiques de l'île	Gouvernement du Québec	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	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	Lors d'un déversement d'hydrocarbures pétroliers, plusieurs méthodes d'intervention peuvent être utilisées : manuelle et mécanique (pelle, dragage, etc.), chimique (dispersant, etc.) ou physique (agrégation, etc.). Chacune de ces méthodes présente des avantages et des inconvénients. Les méthodes chimiques présentent des problèmes intrinsèques associées à leur potentiel toxique. Les méthodes physiques telles que l'agrégation sont moins bien connues. Plusieurs méthodes d'intervention non manuelles ont été retenues : trois méthodes chimiques et deux méthodes physiques. Le projet a pour but de mettre à jour les connaissances portant sur la toxicité associée à ces méthodes d'intervention pour les déversements d'hydrocarbures pétroliers.
AENV14	Développement de critères relatifs à la qualité d'eau de surface pour les hydrocarbures pétroliers considérant les spécificités d'Anticosti	Gouvernement du Québec	Le projet a pour but d'adapter les critères relatifs à la qualité de l'eau pour les hydrocarbures pétroliers, tant pour l'eau douce que pour l'eau salée, aux spécificités d'Anticosti.

Identifiant	Titre de l'étude	Mandataire(s)	Description
AENV15	État de situation des mesures d'urgence environnementales au Québec : le cas du milieu terrestre	Gouvernement du Québec	État de situation relativement aux mesures d'urgence environnementales en milieu terrestre au Québec. Cette étude sera un intrant à l'étude GTVS01.
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	Externe	Revue de littérature des impacts réels et potentiels sur les communautés biologiques aquatiques (poissons, macroinvertébrés benthiques, diatomées, etc.) et leur habitat, liés à l'exploration et à l'exploitation des hydrocarbures (pétrole et gaz). Réalisation de l'inventaire des programmes de suivi sur la composante physicochimique, toxique et biologique des milieux aquatiques dans d'autres pays et territoires (États-Unis, Europe, Canada, etc.) dans le cadre de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures. Nature des programmes et des mécanismes de financement. Mise à jour et compilation de l'information relative aux caractéristiques des rejets liquides (eaux usées de forage, eaux de procédé et de production, etc.) générés par l'industrie des hydrocarbures (pétrole et gaz).
AENV17	Élaboration d'un projet type concernant les activités liées au pétrole et au gaz à Anticosti	Externe	Le but de l'étude est d'obtenir un « projet type », c'est-à-dire le portrait le plus réaliste possible des opérations et des activités détaillées découlant d'une éventuelle exploration et exploitation des hydrocarbures à Anticosti. Le projet type servira ensuite à évaluer les impacts de cette filière sur l'environnement, la société et l'économie.
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	Externe	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	Externe	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	Portrait faunique de l'Île d'Anticosti, impacts potentiels et recommandations appropriées.

Identifiant	Titre de l'étude	Mandataire(s)	Description
AENV21	Évaluation préliminaire du risque de mouvements dans le sol et le roc associés à l'exploration et à l'exploitation pétrolières sur l'île d'Anticosti	Gouvernement du Québec	Évaluation préliminaire de l'impact des travaux d'exploration et d'exploitation pétrolières sur les risques potentiels de mouvements 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	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 période de glace.
GENV23	Établissement des outils de criminalistique environnementale applicables à l'industrie pétrolière et gazière	Gouvernement du Québec	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	Externe	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 qui ont été 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	Gouvernement du Québec	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	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.

Identifiant	Titre de l'étude	Mandataire(s)	Description
GENV27	Révision des paramètres à analyser et des mesures à effectuer liés à la radioactivité émise par les sols	Gouvernement du Québec	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	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 environnementales au Québec : le cas du milieu marin	Gouvernement du Québec	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	Évaluation des émissions de GES susceptibles d'être générées par les activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures, par bassin géologique.
GENV31	Devenir chimique des mélanges hydrocarbure - agents chimiques de traitement utilisés lors des méthodes d'intervention en cas de déversement pétrolier	Externe	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 physico-chimiques 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.

Identifiant	Titre de l'étude	Mandataire(s)	Description
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	Externe	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	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	Externe	Synthèse des différentes études existantes caractérisant les aires d'intérêt écologique, 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.
ASOC01	Portrait social et économique de la population d'Anticosti et évaluation des changements appréhendés et des solutions possibles	Externe	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.

Identifiant	Titre de l'étude	Mandataire(s)	Description
GSOC01	Inventaire des usages territoriaux, des caractéristiques et des zones potentiellement sensibles dans les territoires visés	Externe	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	Externe	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	Externe	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.

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	Externe	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 associés à certaines structures géologiques	Externe	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	Meilleures pratiques – Travaux de recherche et d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre	Externe	L'objectif de cette étude est de recenser et d'établir les meilleures pratiques en vue de revoir l'encadrement législatif et réglementaire associé aux forages en milieu terrestre. Une recension des lois, règlements, normes et directives en vigueur dans d'autres pays et territoires et des meilleures pratiques recommandées par des organismes reconnus sera effectuée à cet effet.
GTEC04	Meilleures pratiques – Gestion des équipements de surface, gestion des rejets de forage, réutilisation et élimination des eaux	Externe	L'objectif de cette étude est de recenser et d'établir les meilleures pratiques en vue de revoir l'encadrement législatif et réglementaire associé à la gestion des équipements de surface, la gestion des rejets de forage et la réutilisation et l'élimination des eaux pour le milieu terrestre. Une recension des lois, règlements, normes et directives en vigueur dans d'autres pays et territoires et des meilleures pratiques recommandées par des organismes reconnus sera réalisée à cet effet.
GTEC05	Meilleures pratiques – Travaux de recherche d'hydrocarbures – Levés sismiques	Externe	L'objectif de cette étude est de recenser et d'établir les meilleures pratiques à utiliser en ce qui concerne les levés sismiques réalisés dans un contexte de recherche d'hydrocarbures, en milieu terrestre et en milieu marin. Une recension des lois, règlements, normes et directives en vigueur dans d'autres pays et territoires et des meilleures pratiques recommandées par des organismes reconnus sera réalisée à cet effet.
GTEC06	Meilleures pratiques – Travaux de recherche et d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu marin	Externe	L'objectif de cette étude est de recenser et d'établir les meilleures pratiques en vue de mettre en place, en collaboration avec le gouvernement fédéral, un encadrement législatif et réglementaire sécuritaire pour les forages en mer. Une recension des lois, règlements, normes et directives en vigueur dans d'autres pays et territoires et des meilleures pratiques recommandées par des organismes reconnus sera réalisée à cet effet.

Identifiant	Titre de l'étude	Mandataire(s)	Description
GTEC07	Aspects techniques des infrastructures et des travaux associés au milieu marin, notamment en considération des courants marins et du mouvement des glaces	Externe	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	Externe	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.
AECN01	Élaboration de scénarios de développement détaillés pour Anticosti	Gouvernement du Québec	Dans le cadre de ces travaux, quelques scénarios d'exploitation à une échelle commerciale des hydrocarbures sur Anticosti seront élaborés, en tenant compte des évaluations préliminaires du potentiel et des caractéristiques géologiques de la formation du Macasty. Ces scénarios caractériseront notamment la quantité produite par type d'hydrocarbures et le rythme de réalisation des forages. En conjonction avec le projet-type élaboré dans le cadre de l'étude AENV17, ils serviront à évaluer les effets potentiels (sociaux, environnementaux et économiques) d'une exploitation commerciale, advenant une décision favorable du gouvernement quant au développement des hydrocarbures sur l'île.
AECN02	Rentabilité commerciale, revenus du gouvernement et retombées économiques d'une exploitation commerciale d'hydrocarbures à Anticosti	Gouvernement du Québec	L'objet de cette étude est d'évaluer, en fonction des scénarios de développement retenus pour l'EES (étude AECN01), la rentabilité financière d'une exploitation commerciale d'hydrocarbures à Anticosti, les revenus nets que pourrait en tirer le gouvernement et les retombées économiques pour l'ensemble du Québec ainsi qu'à l'échelle locale et régionale. Cette étude constituera un intrant important pour l'étude transversale ATVS02.
GECN01	Scénarios sommaires de production d'hydrocarbures par bassin géologique	Gouvernement du Québec	Cette étude a pour but d'évaluer les niveaux de production plausibles d'une éventuelle exploitation commerciale de bassins d'hydrocarbures dans les régions de la Gaspésie, du Bas-Saint-Laurent et du golfe du Saint-Laurent. Ces scénarios permettront d'évaluer les revenus potentiels du gouvernement, advenant une décision favorable quant à leur mise en valeur.

Identifiant	Titre de l'étude	Mandataire(s)	Description
GECN02	Besoins de main-d'œuvre liés au développement d'une industrie d'exploitation des hydrocarbures au Québec	Externe	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	Gouvernement du Québec	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	Externe	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 des hydrocarbures au Québec	Externe	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.
GECN06	Revue de l'expertise requise pour l'exploitation des hydrocarbures et potentiel de développement d'une industrie québécoise de services dans ce secteur	Externe	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 d'un pipeline ou d'une voie ferrée pour le transport de pétrole ou de gaz naturel	Gouvernement du Québec	Les effets positifs et négatifs que peut engendrer l'aménagement d'un pipeline ou d'une voie ferrée pour le transport d'hydrocarbures sur la richesse foncière d'une municipalité seront documentés à partir d'une revue de littérature sur le sujet.

Identifiant	Titre de l'étude	Mandataire(s)	Description
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	Externe	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 des hydrocarbures	Gouvernement du Québec	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	Externe	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	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 aux transport des matières dangereuses, et plus particulièrement des hydrocarbures.
GTRA03	Examen des risques associés aux traverses de cours d'eau par des pipelines	Externe	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	Cette étude consiste dans un premier temps à répertorier, à qualifier et, lorsque c'est possible, à quantifier les principaux effets sociaux, économiques et environnementaux qui résulteraient d'activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures sur Anticosti. Ces effets, qu'ils soient positifs ou négatifs, sont considérés comme des externalités lorsqu'ils ne sont pas pris en compte sur les marchés. À titre d'exemple, la perte d'un écosystème à cause de la construction d'une route dans un milieu fragile est considérée comme une externalité environnementale négative. À l'inverse, une plus grande accessibilité à un territoire de chasse grâce à la construction de cette même route est considérée comme une externalité économique positive. Dans un second temps, à partir de l'information disponible, l'étude déterminera les mesures d'atténuation et de compensation pouvant être envisagées à Anticosti pour éviter ou réduire les effets négatifs des principales externalités. Cette étude constituera un intrant important pour l'étude transversale ATVS02.
ATVS02	Analyse avantages-coûts (AAC) d'un éventuel développement des hydrocarbures à Anticosti.	Gouvernement du Québec	À partir de l'information disponible dans d'autres études (notamment AENV17, AECN01 et AECN02), cette analyse portera sur les principaux avantages et les principaux coûts pour la société (québécoise et anticostienne) qui pourraient résulter d'une éventuelle exploitation des hydrocarbures à Anticosti. L'analyse qualitative et, lorsque c'est possible, quantitative de ces avantages et de ces coûts, qu'ils soient de nature environnementale, sociale ou économique, a pour but de déterminer dans un premier temps les avantages et les coûts les plus importants susceptibles de se produire, et dans un deuxième temps, les meilleures façons de maximiser les avantages et de réduire les coûts pour les Anticostiens et l'ensemble des Québécois.
GTVS01	Examen des mesures de prévention, de préparation et d'intervention en cas d'accident majeur – milieu terrestre	Externe	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.

Identifiant	Titre de l'étude	Mandataire(s)	Description
GTVS02	Examen des mesures de prévention, de préparation et d'intervention en cas d'accident majeur – milieu marin	Externe	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.

Légende	
<u>ÉES</u>	<u>Chantiers</u>
A : Anticosti	ENV : Environnement
G : Globale	SOC : Société
	TEC : Technique
	ECN : Économie
	TRA : Transport
	TVS : Transversal